



COMILLAS
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

ICAI

ICADE

CIHS

El sistema eléctrico español clave para la descarbonización: electrificación de la demanda, redes y regulación

Tomás Gómez
Asociación / Colegio Ingenieros ICAI
Madrid

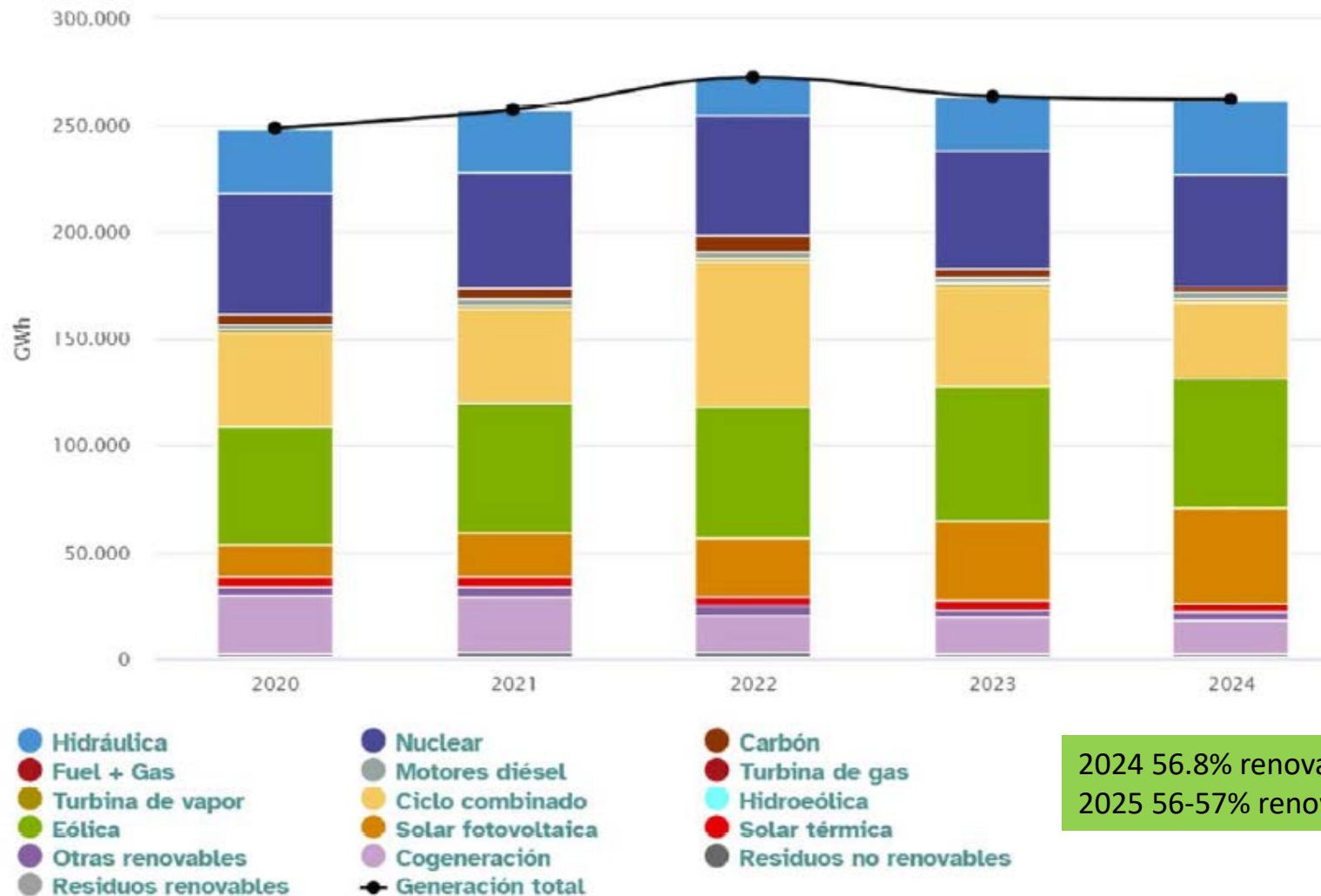
comillas.edu

12 Febrero, 2026

Contenido

- Contexto y mix de generación
- Electrificación de la demanda hacia la descarbonización
 - Sector residencial / industrial
 - Nueva demanda: puntos de recarga, almacenamiento, centros de datos, hidrógeno y biogás
- Inversiones en redes de distribución
 - Reposición de activos
 - Crecimiento de la demanda
- El valor de los recursos distribuidos flexibles: baterías y respuesta de la demanda
 - Para los consumidores con autoconsumo
 - Para reducir o retrasar inversiones en red
- Marco regulatorio de las redes
 - Modelo retributivo
 - Permisos de acceso y conexión / Conexiones flexibles
 - Mercados locales de flexibilidad

Evolución del mix de energía generada

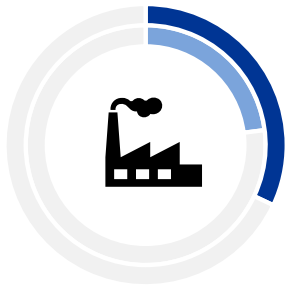


2024 56.8% renovable
2025 56-57% renovable

Contexto PNIEC

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)

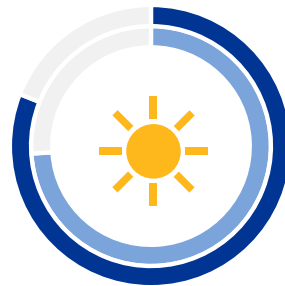
Objetivos 2030:



-23% PNIEC21

-34% PNIEC24

reducción de emisiones GEI
respecto a 1990

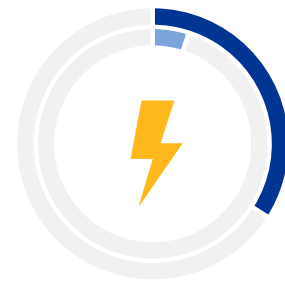


74% PNIEC21

81% PNIEC24

**% de renovables en
generación eléctrica**

- 62 GW Eólica
- 76 GW Solar fotovoltaica
(incluye 19 GW Autoconsumo)



+ 5% PNIEC21

+34% PNIEC24

**incremento demanda de
electricidad** respecto a 2019

Evolución del sistema de generación – Potencia instalada

Tecnologías (GW)	02/2026	2030 -PNIEC
Hidráulica	17.1	
Eólica	33.3	62
Solar fotovoltaica	49.9 (autoconsumo 9 GW)	76 (autoconsumo 19 GW)
Solar térmica	2.3	4.8
Otras renovables y residuos	1.6	
Renovables	104.2	
Nuclear	7.1	3.2
Carbón	1.5	
Ciclos combinados	26.3	26.6
Cogeneración + otros	5.3 + 3.1	6.2
Generación no renovable	40.2	
Bombeo	3.3	5.6
Baterías	0.1	12

1. Electrificación de la demanda hacia la descarbonización



Electrificación de la demanda 2025-2035

Residencial



V. ELÉCTRICO

AUTOCONSUMO

BOMBAS DE CALOR



Industrial



ELECTRIFICACIÓN DE LA
DEMANDA DE CALOR $<400^{\circ}\text{C}$

Nueva demanda y clústeres



HIDRÓGENO
BIOGÁS



CENTROS DE
DATOS



ALMACENAMIENTO

VE RECARGA
PÚBLICA



NUOVA VIVIENDA Y

PUERTOS
DESALADORAS



Escenarios crecimiento de la demanda vs PNIEC

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

ESCENARIO A

ESCENARIO B

EMISIONES A 2025

>-6%
EMISIONES DE CO₂
RESPECTO 2022

EMISIONES A 2030

>-30%
EMISIONES DE CO₂
RESPECTO 2022

AUTOCONSUMO
(INDUSTRIAL & RESIDENCIAL)

19 GW
INSTALADOS 2030

BOMBAS DE CALOR

+1.590 K
BOMBAS DE CALOR
2035 (SUSTITUCIÓN CALDERAS
DE GAS)

-4,87%
EMISIONES DE CO₂
RESPECTO 2022

-22,46%
EMISIONES DE CO₂
RESPECTO 2022

14 GW
INSTALADOS 2030

+530 K
BOMBAS DE CALOR
2035 (SUSTITUCIÓN CALDERAS
DE GAS)

HIDRÓGENO

VE RECARGA
PÚBLICA

CENTROS DE
DATOS

BIOGÁS

NUEVAS CASAS

12 GW
2030

5,5 M
DE VEHÍCULO
ELÉCTRICO 2030

1.850 MWIT
2030

20 TWH
2030

+2M CASAS
2030

6 GW
2030

2,2 M
DE VEHÍCULO
ELÉCTRICO 2030

1.271 MW
2030

DESALADORAS Y
PUERTOS¹

PUERTOS DEL
ESTADO Y
AEFYR

¹Información extraída de informes publicados por Puertos del Estado y AEFYR

Crecimiento de energía consumida y potencia conectada a las redes

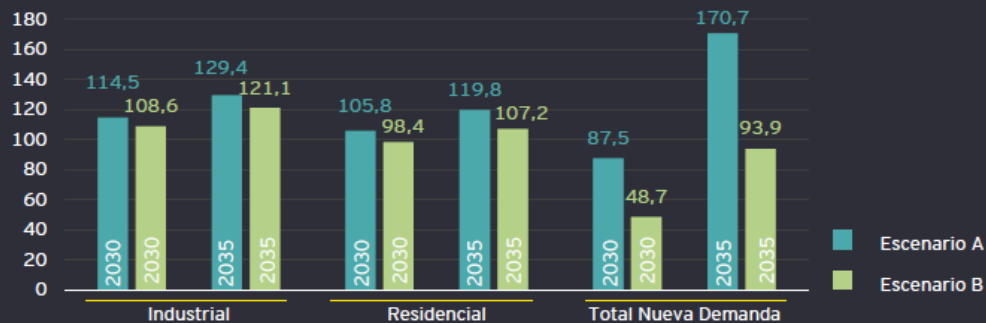


Demanda peninsular

Crecimiento de la demanda

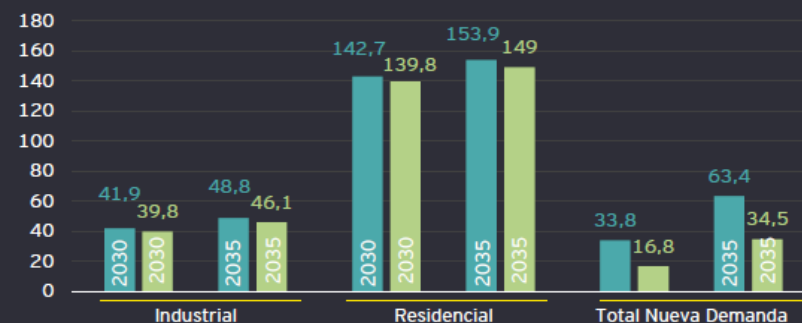
Desglose por segmentos

DEMANDA POR SEGMENTO (TWh)¹



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

POTENCIA POR SEGMENTO (GW)¹



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).

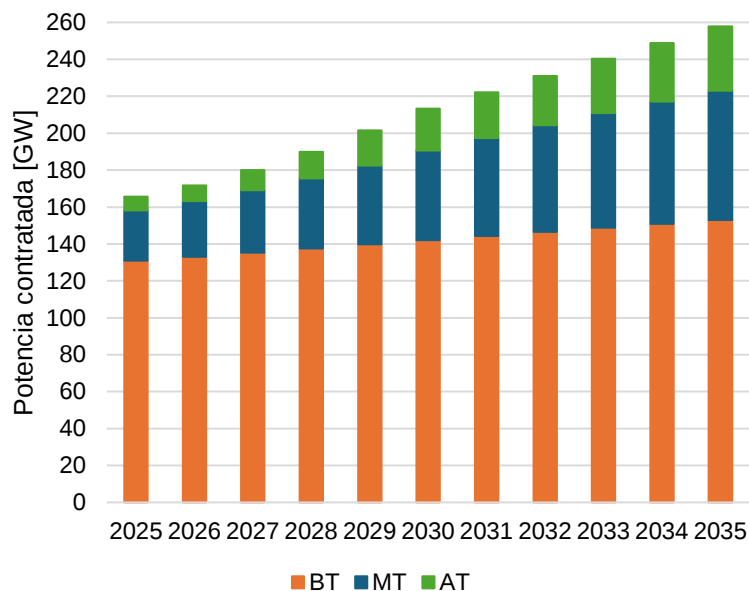
2. Inversiones en redes de distribución



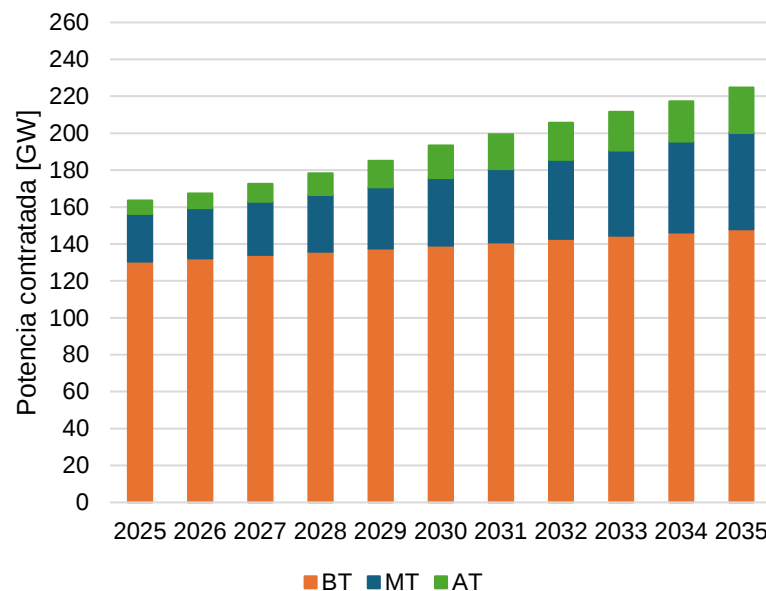
Escenarios de crecimiento de la demanda por nivel de tensión (compañías asociadas Aelec)

En estas gráficas se muestran los escenarios de crecimiento de la demanda obtenidos en el estudio de EY (basados en el PNIEC). Para el modelo de inversiones se diferencia la demanda por el nivel de tensión donde se conecta y el área geográfica donde se ubica.

Escenario A



Escenario B

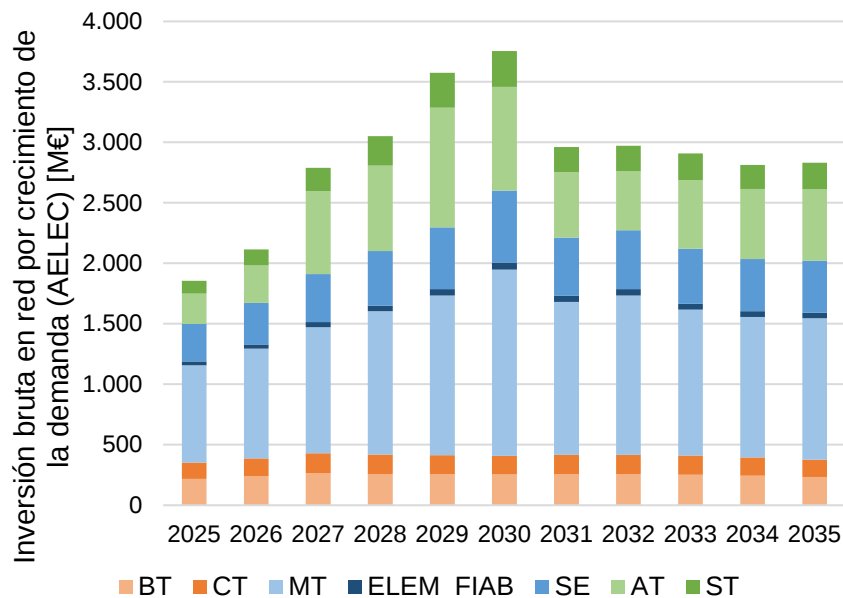


Actualmente la mayoría de la demanda está ubicada en baja tensión (BT)

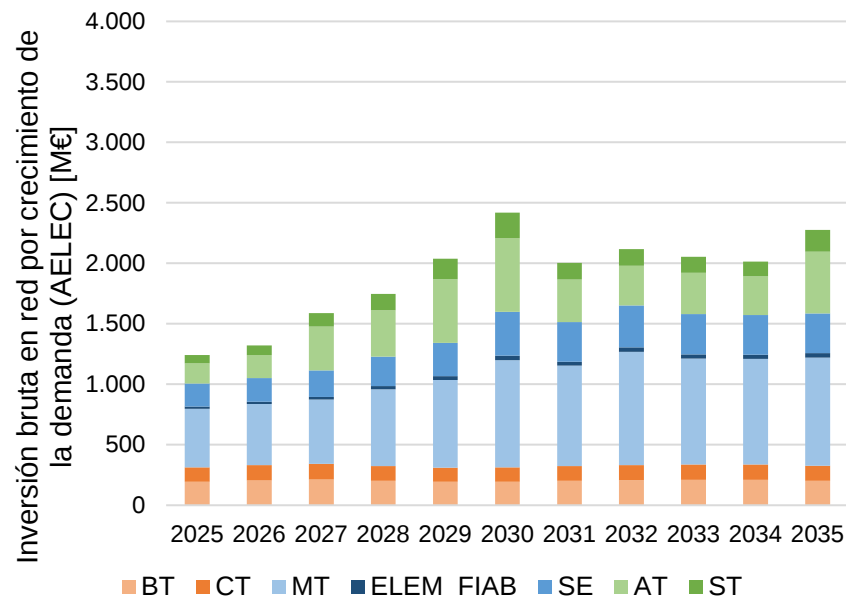
Sin embargo, en ambos escenarios, crece más la demanda en media (MT) y alta tensión (AT) en términos relativos

Estimación de las inversiones brutas anuales por crecimiento de demanda (compañías asociadas AELEC)

ESCENARIO A



ESCENARIO B

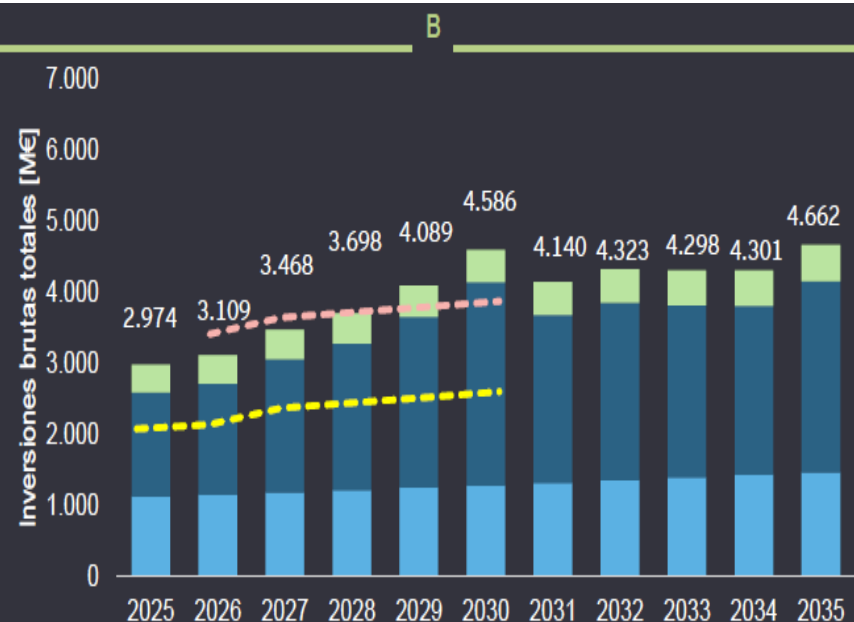
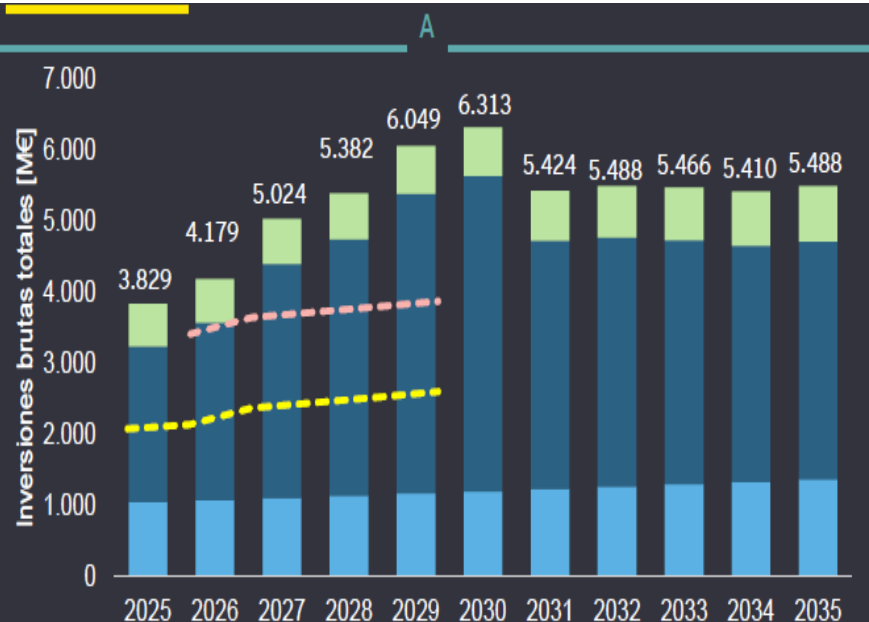


Dada la capacidad de conexión ya comprometida para generación distribuida, se ha estimado que la red está ya preparada para conectar la generación distribuida prevista para el periodo 2025-35, por lo que el estudio se ha centrado en evaluar las necesidades de inversión para adaptar la red a los incrementos de demanda previstos.

En ambos escenarios se prevé un incremento de las inversiones en redes de distribución por crecimiento de la demanda hasta 2035.

Cada color representa un nivel de tensión (**baja**, **media** o **alta**). Aunque serán necesarias inversiones en red en todos los niveles de tensión por crecimiento de la demanda, estas serán más elevadas en media y alta tensión debido a la electrificación de la industria y nuevos vectores.

Inversiones brutas anuales en redes de distribución en el sistema



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)

Reposición de activos Crecimiento de la demanda Digitalización Límite de inversión actual¹ Límite de inversión proyecto RD¹

Inversiones anuales promedio

Retribución redes de distribución

	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
Inversiones afectadas por el factor de retardo [M€]⁵	Sistema	4.249	4.870	4.587	3.144	3.926	3.570

3. El valor de los recursos flexibles:

beneficios de las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda

El valor de los recursos distribuidos flexibles

¿Qué valor pueden aportar las **baterías distribuidas** y la **respuesta de la demanda** en el horizonte 2030 en el contexto del PNIEC?



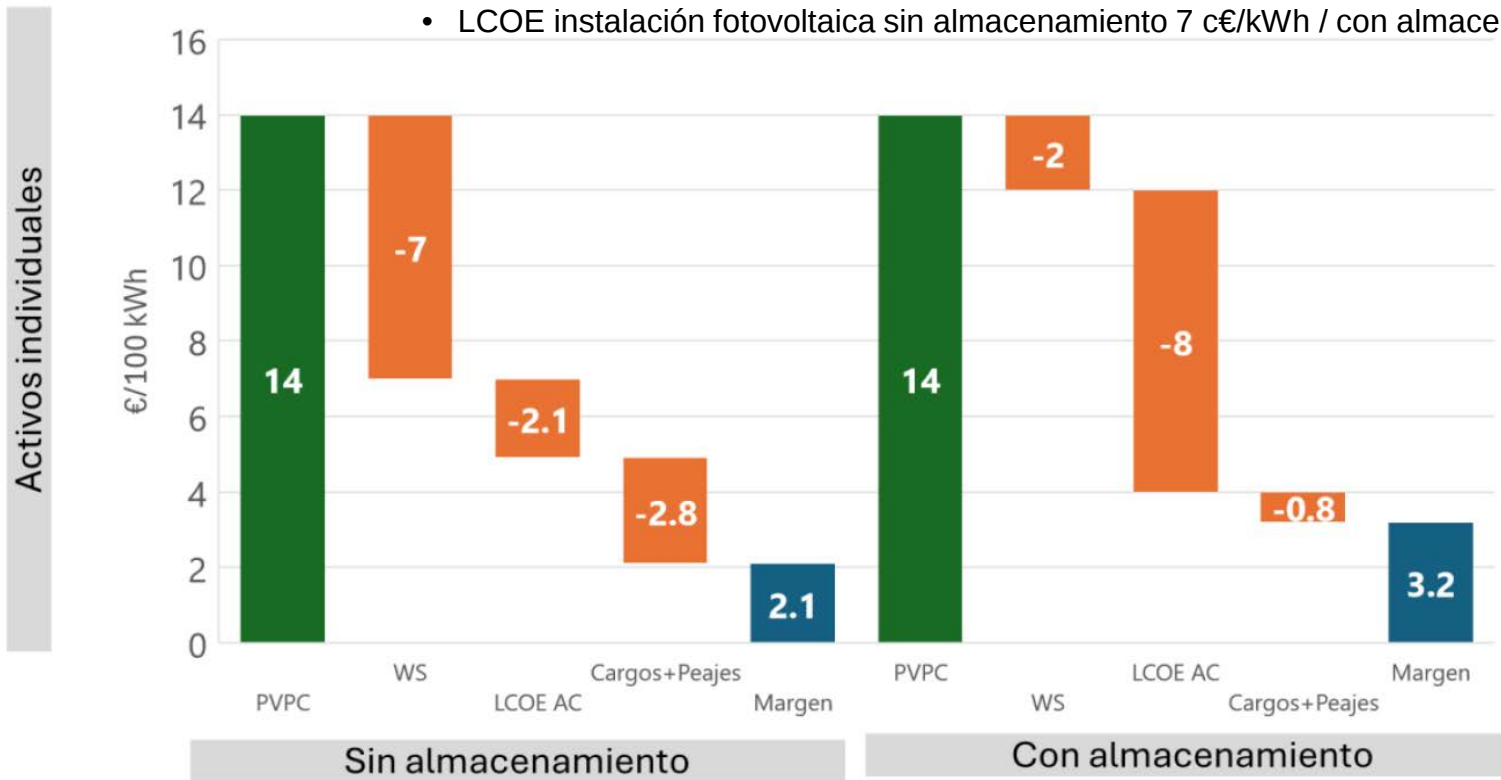
- El atractivo económico del autoconsumo se puede ver comprometido si los precios de mercado bajan por la canibalización de las renovables, por lo que es conveniente implementar **almacenamiento y gestión de la demanda** para optimizar la operación, rentabilizar las inversiones y obtener beneficios para el consumidor
- ¿Cuáles son los **beneficios del almacenamiento para los consumidores con instalaciones de autoconsumo individuales o compartidas**?
- ¿Cómo se cuantifican los **beneficios de las baterías distribuidas y la respuesta de la demanda** en la reducción de las inversiones necesarias en **redes de distribución**?
- ¿Cuáles son los **beneficios del almacenamiento y la respuesta de la demanda** en **el mercado mayorista**?

Contexto del Proyecto de RD para modificación del autoconsumo e Impulso al almacenamiento distribuido

- **Equipara el almacenamiento** asociado al consumidor a una instalación de generación, lo reconoce como **tecnología renovable**, y la energía consumida está **exenta de peajes y cargos**
- Las baterías también pueden operar en **autoconsumo colectivo**
 - Baterías compartidas entre vecinos, **mejores economías de escala**
 - Baterías colectivas en **pueblos o polígonos industriales**
 - Asociaciones de almacenamiento con **excedentes compartidos**
- Las baterías distribuidas asociadas al consumidor se convierten en un **instrumento de flexibilidad** para mejorar su factura, pero también implican beneficios para el sistema (redes y mercado)

Beneficios del autoconsumo con almacenamiento para el consumidor / comercializador - Instalación individual

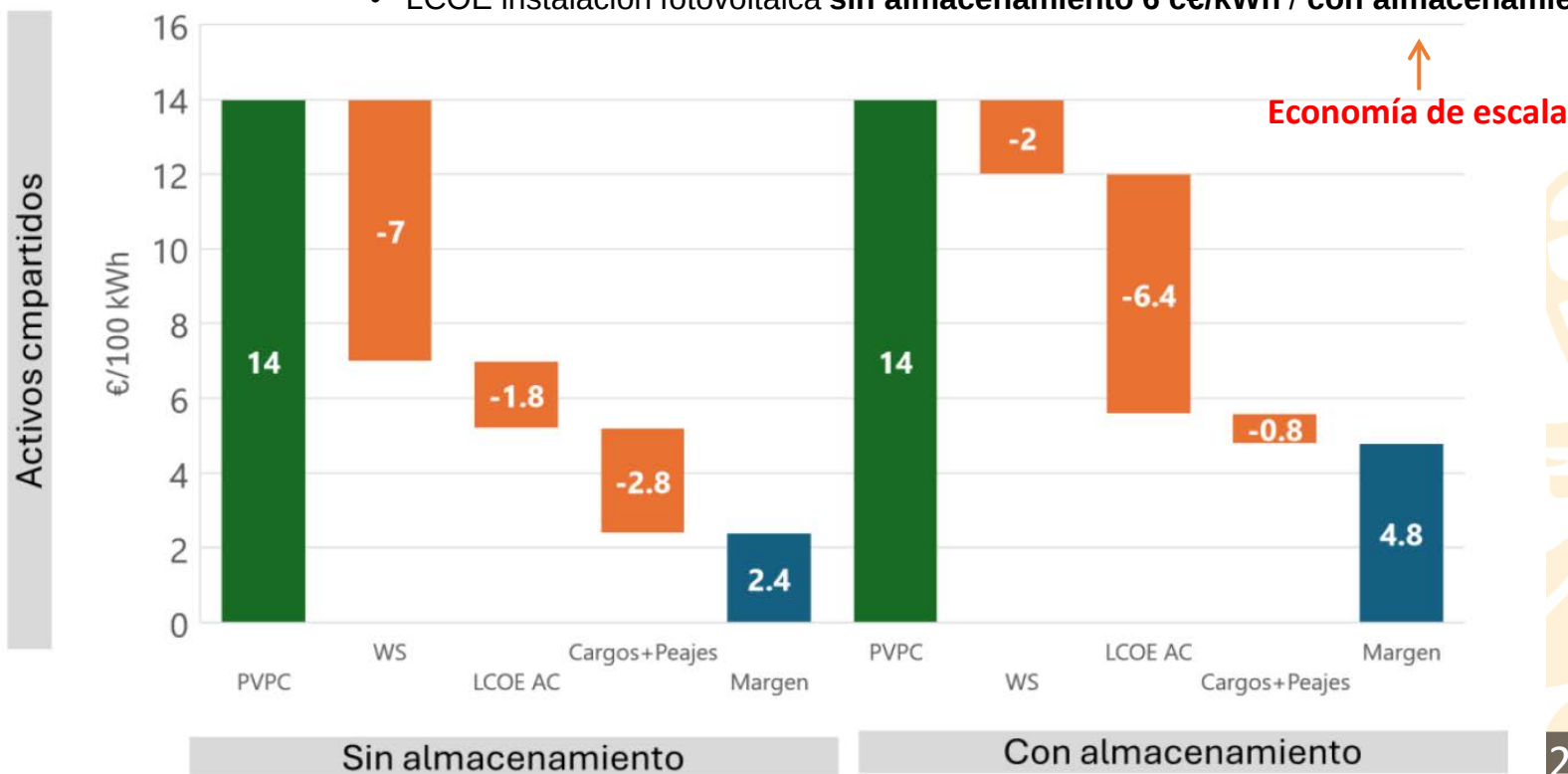
- Precio mercado mayorista 10 c€/kWh
- Peajes y cargos 4 c€/kWh
- Precio PVPC 14 c€/kWh (incluyendo peajes y cargos)
- Ratio de autoconsumo sin almacenamiento 30% / con almacenamiento 80%
- LCOE instalación fotovoltaica sin almacenamiento 7 c€/kWh / con almacenamiento 10 c€/kWh



Beneficios del autoconsumo con almacenamiento para el consumidor / comercializador

- Instalación compartida (colectivo)

- Precio mercado mayorista 10 c€/kWh
- Peajes y cargos 4 c€/kWh
- Precio PVPC 14 c€/kWh (incluyendo peajes y cargos)
 - Ratio de autoconsumo sin almacenamiento 30% / con almacenamiento 80%
 - LCOE instalación fotovoltaica **sin almacenamiento 6 c€/kWh / con almacenamiento 8 c€/kWh**

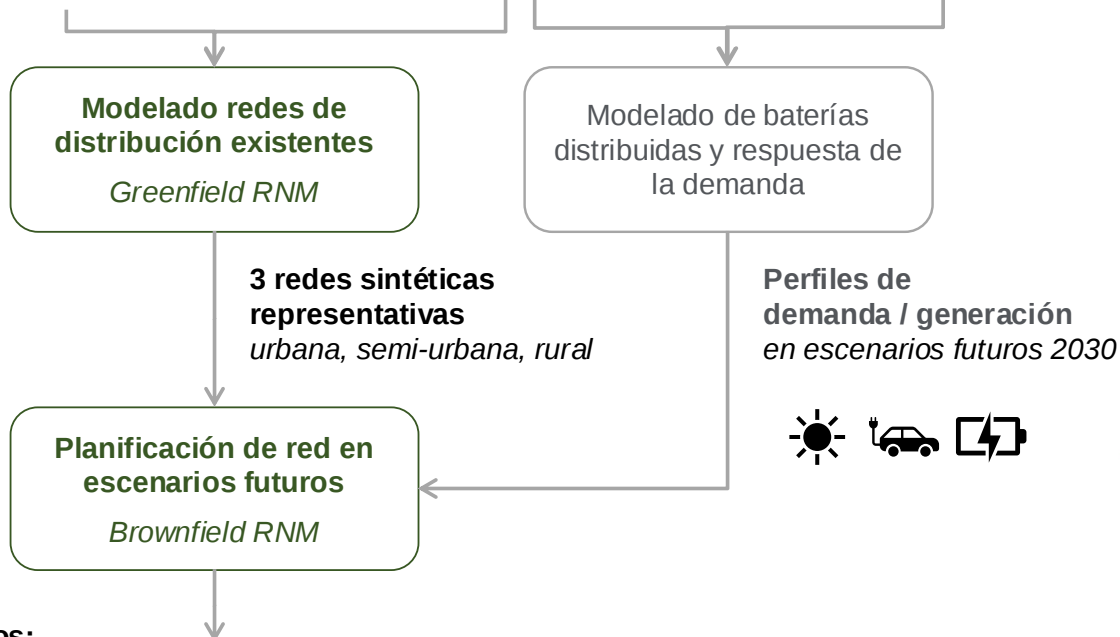


Análisis de beneficios

Redes de distribución

Datos de entrada:

- Callejero (*datos SIG*)
- Catálogo de equipos de red
- Subestaciones
- Calidad de suministro
- Clientes de BT y MT
- Generación distribuida
- Objetivos para 2030 en PNIEC (y TYNDP)
- **Baterías distribuidas**
- **Respuesta de la demanda**



Resultados:

- Coste de refuerzos en redes de distribución (en BT y MT) en escenarios futuros
- Ahorros en refuerzos de red debidos a baterías distribuidas y respuesta de la demanda

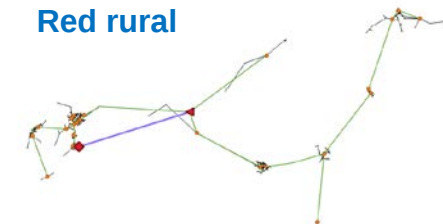
Red urbana



Red semi-urbana



Red rural



Escenarios

Gestión de la demanda

La gestión de la demanda residencial/comercial se considera para clientes con:

- Climatización (considerando rangos de confort)
- Agua caliente sanitaria (Load Shifting)
- Vehículo eléctrico (Load Shifting)

Se han considerado 2 escenarios DR20 y DR40 con el 20% y el 40% de clientes con equipamiento flexible que responden a precios, respectivamente.

Resultando a nivel peninsular en una reducción del pico del sistema (53,8GW) de un 8% = 4,3GW (DR20) y 16,9% = 9,1GW (DR40) respectivamente.

Estos resultados están alineados con informes para el 2030 en España y Europa:

- 10% de reducción de la demanda pico según *Hoja de Ruta de la flexibilidad en España* (2022) de la asociación Entra.
- 20% según el estudio *DSF Benefits 2030* de smartEn.

Escenarios

Instalación de baterías

Potencia instalada en **baterías centralizadas y distribuidas**

GW	BAT0	BAT1	BAT2
DR00	-	12,18	15,31
DR20	-	6,36	9,95
DR40	-	1,17	1,17

Potencia instalada en **baterías distribuidas**** (residencial, industrial y servicios) en clientes de MT y BT con autoconsumo* En BAT1 y BAT2 el 22% del total se consideran distribuidas, en BAT3 el 44% del total

GW	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
		22%	22%	44%
DR00	-	2,7	3,4	6,8
DR20	-	1,4	2,2	4,4
DR40	-	0,3	0,3	0,6

PNIEC 2023-2030: Almacenamiento detrás del contador podría alcanzar los **1,6 GW** operativos en 2030

*) El porcentaje de clientes residenciales en la red de distribución que instalan baterías para autoconsumo es el 3% en el escenario más optimista

**) Hay 4 tipos de baterías: residencial unifamiliar (5-10 kWh), residencial comunitaria (10-100 kWh), comercial (10-100 kWh) e industrial (10-500 kWh)

Resultados

Beneficios en redes de distribución

Anualidades de refuerzos en redes de media y baja tensión (España peninsular) [M€/año]

	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	487,50	450,98	435,85	300,18
DR20	124,06	112,06	111,96	93,31
DR40	67,94	64,37	64,37	64,57

Incremento demanda hora pico 4,15% (BAT1-DR20), frente a 18,5% (BAT0-DR00)

Ahorro en refuerzos en redes de media y baja tensión (España peninsular)

	BAT0	BAT1	BAT2	BAT3
DR00	-	7,49%	10,59%	38,42%
DR20	74,55%	77,01%	77,03%	80,86%
DR40	86,06%	86,80%	86,80%	86,75%

- La combinación de ambas tecnologías flexibles es eficiente para reducir los refuerzos en red por nueva demanda y generación
- **Ahorro en anualidad** de refuerzos de red en el escenario de referencia: **375 M€/año**
- **Ahorro en inversión anual media** (2025-2030) en refuerzos de red: **809 M€/año**

Modelado de la flexibilidad

La **flexibilidad** puede ser empleada para postergar las inversiones necesarias en redes, al contribuir a optimizar el uso de la capacidad de la red. Para modelar la flexibilidad se han realizado las siguientes hipótesis:

- Porcentaje de demanda gestionable:** En la [Hoja de Ruta de la flexibilidad de la demanda en España \(2022\)](#) se estima un 5 % en 2025 y un 10% en 2030 de reducción del pico de demanda. Se asume un escenario de flexibilidad con un incremento lineal del 1% anual en el periodo 2025-2035:

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Porcentaje de demanda gestionable (%)	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

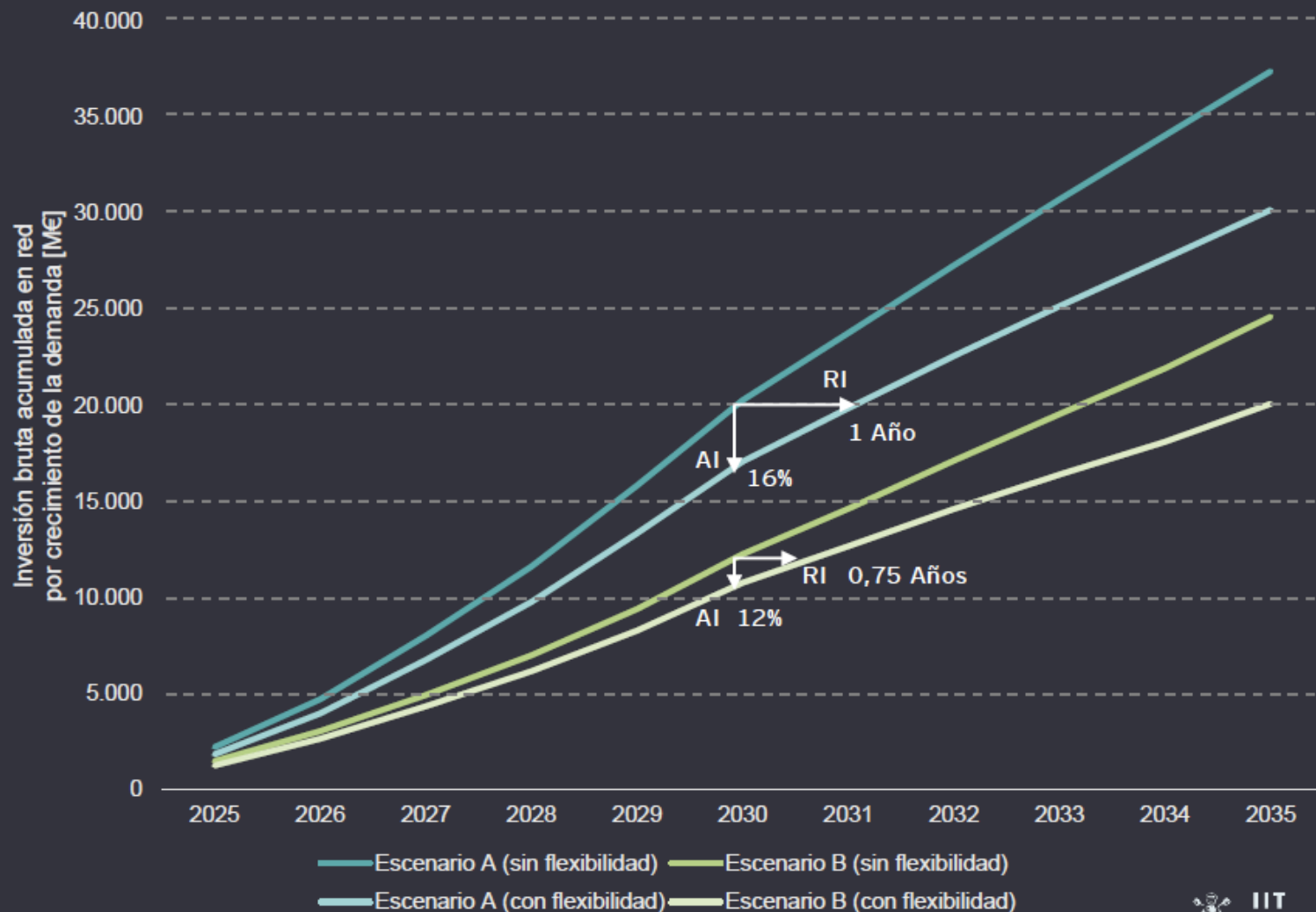
- Reparto de la demanda gestionable.** Partiendo de los datos de EY, se realizan las siguientes hipótesis para cada tipo de cliente, ya que la electrificación sigue tendencias distintas en cada uno de ellos:
 - Clientes residenciales:** la flexibilidad procede de los consumidores que tienen vehículo eléctrico y/o bomba de calor [1], esto es los clientes residenciales Tipo A,B,C,D,E y G del estudio de previsión de la demanda de EY. Se asume que un 40% de los clientes residenciales con bomba de calor y/o VE serán flexibles.
 - Clientes industriales:** la flexibilidad proviene de los consumos térmicos electrificados según los tipos de industria (basados en CNAE), categorizados por EY.
 - Nueva vivienda:** se modela como los clientes residenciales, teniendo en cuenta los porcentajes de nuevas viviendas con vehículo eléctrico y/o bomba de calor del estudio de EY.
 - Centros de datos:** el porcentaje de demanda gestionable se aplica solo al consumo de climatización, el cual a su vez supone solo un 40% del total de su demanda [2].
 - Hidrógeno verde:** se asume que todo el recurso disponible puede ser gestionable [3].

[1] Freire-Barceló, T., Martín, F., Sánchez, A., Demand response cost analysis and its effect on system planning. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. Vol. 165, pp. 110483-1 - 110483-11, Abril 2025.

[2] Hidalgo, Mar. El consumo de energía y agua en los centros de datos: riesgos de sostenibilidad. Documento de Análisis IEEE 69/2022.

[3] Ahang, M., del Granado, P. C., & Tomasgard, A. (2025). Investments in green hydrogen as a flexibility source for the European power system by 2050: Does it pay off?. *Applied Energy*, 378, 124656.

Flexibilidad: herramienta para aplazar inversiones



4. Marco regulatorio de redes



La red actual se encuentra administrativamente congestionada

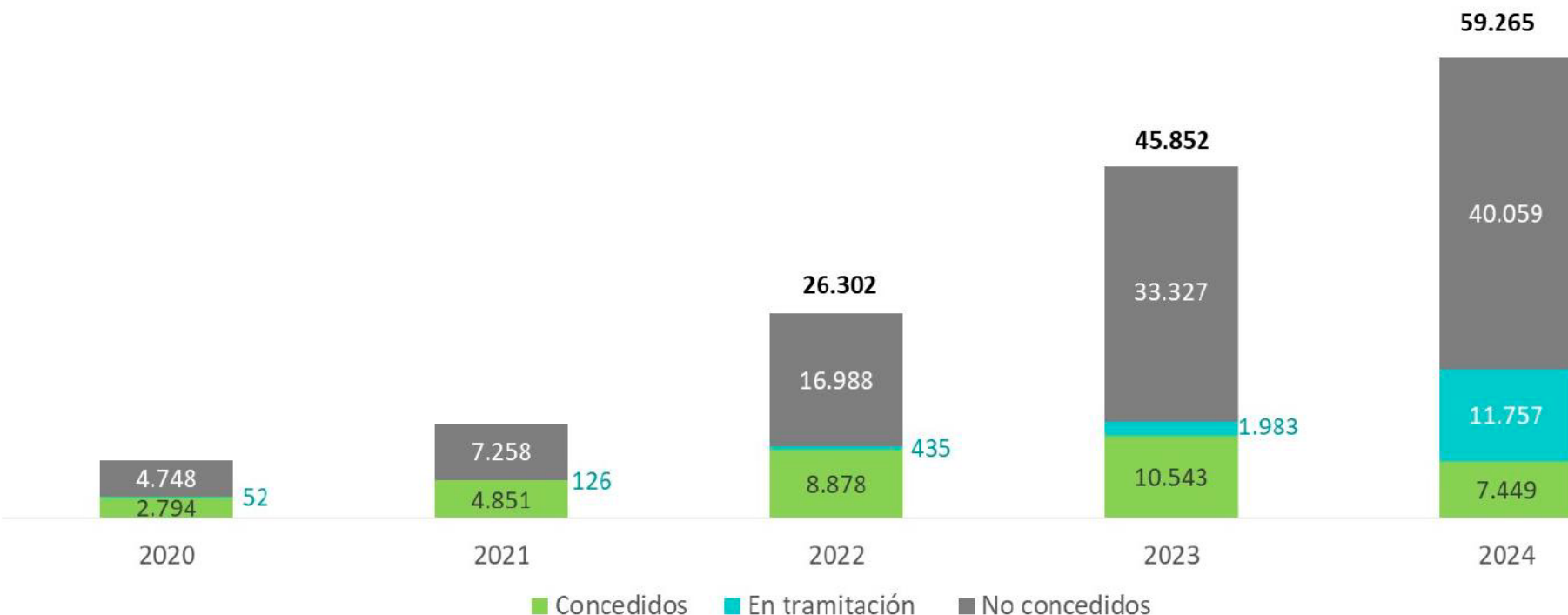
Los mapas de capacidad revelan la saturación de la red de distribución eléctrica (83,4%) y refuerzan la necesidad de inversión para conectar a la demanda

por aeléc | Sep 9, 2025 | Comunicados



Avalancha de solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución

Gráfico 57. Evolución de las solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución de instalaciones de demanda (MW)



Memoria Propuesta de Circular CNMC sobre retribución de la distribución.
Información aportada por AELEC

Solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución (detalle)

Tabla 7. Desglose por sector de las solicitudes de acceso y conexión a la red de distribución de instalaciones de demanda (MW)

	Año	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Concedidos	Almacen.	5	9	873	2.359	1.368	4.614
	CPD	20	1.161	2.137	2.015	802	6.135
	H2	0	1	523	671	147	1.342
	Industria	1.439	1.809	2.018	2.699	2.215	10.180
	IRVE	101	233	511	694	770	2.309
	Otros	432	545	748	704	805	3.235
	Plan. Urban.	796	970	1.821	1.224	1.278	6.089
	Puertos	0	124	248	177	62	610
En tramitación	Almacen.	0	0	316	1.159	2.977	4.451
	CPD	0	0	0	525	4.071	4.596
	H2	0	0	0	60	227	287
	Industria	24	6	0	36	2.301	2.367
	IRVE	0	0	3	0	455	457
	Otros	0	0	0	0	171	171
	Plan. Urban.	28	31	116	202	1.556	1.934
	Puertos	0	90	0	0	0	90
No concedidos	Almacen.	6	115	1.139	8.395	7.977	17.632
	CPD	0	651	4.006	6.237	14.817	25.712
	H2	0	52	1.167	3.650	1.790	6.659
	Industria	3.135	3.384	5.773	10.047	10.452	32.791
	IRVE	102	441	1.306	1.265	1.554	4.668
	Otros	401	569	688	614	580	2.852
	Plan. Urban.	1.059	1.880	2.717	2.971	2.885	11.512
	Puertos	45	167	191	148	4	554

ite: Información aportada por Aelec

Marco regulatorio de redes

Contexto

- **Crecimiento de la demanda** asociado a la electrificación
- **Avalancha de peticiones de acceso y conexión**
- **Mapas de capacidad congestionados** muestran la imposibilidad de conceder nuevos permisos
- ¿Qué necesitamos?
- Necesidad de revisar **reglas de acceso y conexión**
- Necesidad de **retribuir las inversiones** eficientes para aumentar la capacidad de la red
- Necesidad de **mejorar el grado de utilización de las infraestructuras existentes** mediante **digitalización y recursos flexibles**

Marco regulatorio de redes

Principios

- Directiva y Reglamento Europeos requieren **nuevos roles a los gestores de redes de distribución (GRD)** para facilitar la transición energética
 - **Transparencia y eficacia en la gestión de nuevas conexiones a la red:** generación renovable, electrificación del transporte, climatización de edificios, y usos industriales
 - **Eficiencia en el desarrollo de las redes** incluyendo soluciones de **flexibilidad de la demanda**
- Reto: nuevas inversiones en redes y digitalización, pero **maximizando la utilización de las infraestructuras existentes** requiriendo una mayor **complejidad operativa**
- Marco retributivo debe:
 - Promover la **inversión** en redes
 - Incentivar la **eficiencia en costes** (CAPEX + OPEX)
 - Asegurar los niveles de **calidad del servicio**
 - Mantener la **sostenibilidad de la tarifa**

Marco regulatorio Desarrollos

- **Modelo retributivo** de la distribución
 - Circular 8/2025 CNMC Metodología retribución distribución
 - Proyecto de RD Planes de inversión de redes de transporte y distribución
- Desarrollo de la capacidad de **acceso flexible**
 - Circular 1/2024 CNMC Condiciones acceso y conexión de demanda
 - Propuesta de los GRD EEDD Permisos de acceso flexible (Tipo 0 y Tipo 1)
 - Sandbox regulatorio S2F
- Ordenación de la **tramitación del acceso** a la red
 - Necesidad de alinear mapas de capacidad y fases de tramitación
- **Procedimiento de Operación** de Distribución
 - Circular 1/2024, Propuestas de los GRD a la CNMC para su elaboración
- Desarrollo de **mercados locales** de flexibilidad
 - Sandbox regulatorio S2F
- Desarrollo del **agregador independiente**
 - RD que aprueba el Reglamento general de suministro, comercialización y agregación de energía eléctrica. MITECO mediante OM desarrollará el modelo de agregación centralizado, con corrección de programa y con compensación.

Circular 8/2025

Retribución de la distribución

Periodo regulatorio 2026-2031

- Evolución hacia un modelo retributivo de costes totales TOTEX
- Se establece un incentivo a la eficiencia:
- $TOTEX_n^i = TOTEX_{REAL}_n^i + IRM_n \cdot (Ref_{TOTEX}_n^i - TOTEX_{REAL}_n^i)$
 - Cuando los costes reales incurridos en CAPEX + OPEX son inferiores a los fijados como “referencia”, la distribuidora recibe una porción de los ahorros conseguidos
- El CAPEX de referencia se establece a partir de las nuevas inversiones admisibles consideradas como eficientes
- $NIA_{n,n-2}^i = K_p^i \cdot \Delta P_{n-1 \rightarrow n}^i + IS_n^i$
 - Las nuevas inversiones admisibles (NIA) se calculan como un valor fijo de inversión sostenible (IS) y un factor proporcional (K_p) al crecimiento de la demanda adscrita conectada a la red (ΔP)

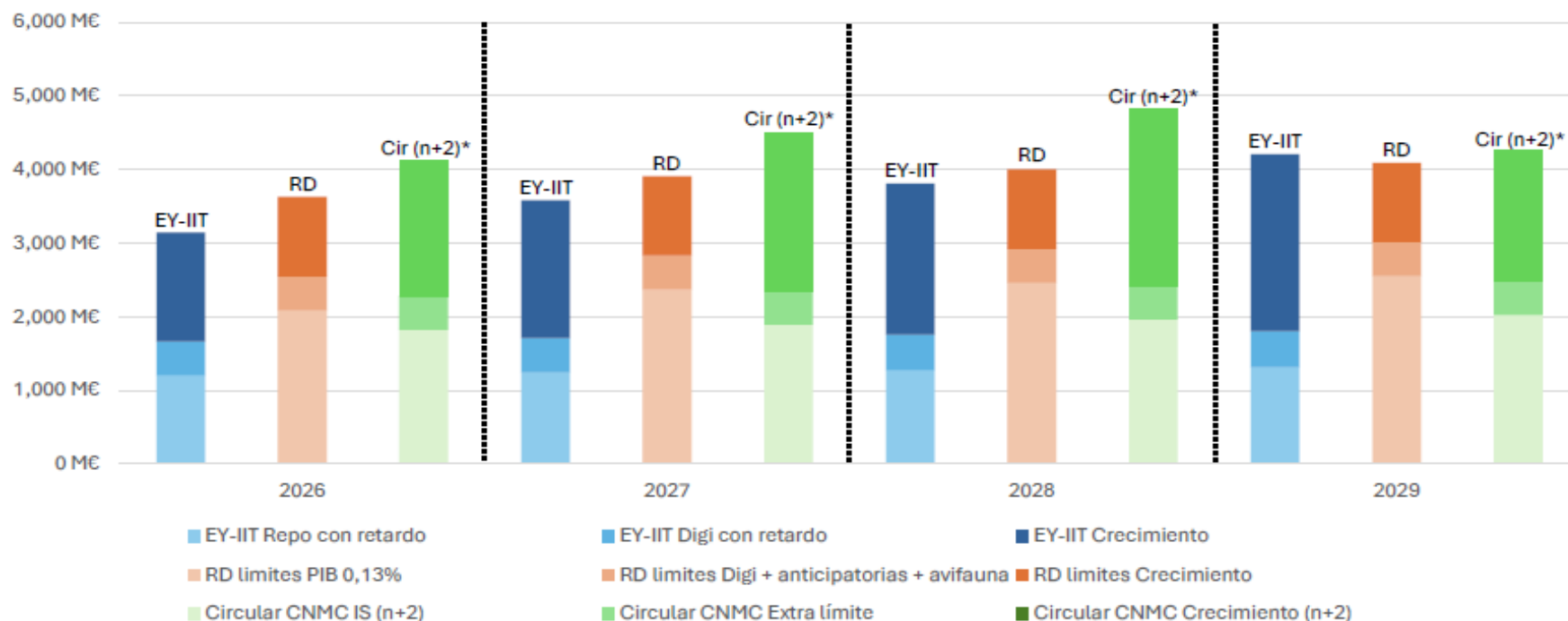


Inversiones en redes

Estudio EY-IIT vs RD vs Circular (2º Audiencia)

	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
incremento pot % (EY-IIT)		2,96%	3,82%	4,24%	4,78%	5,10%	3,56%
pot (GW)	174,09	179,24	186,09	193,98	203,25	213,61	221,22
incremento pot (GW)		5,15	6,85	7,89	9,27	10,36	7,61

Inversiones EY-IIT vs RD vs Circular



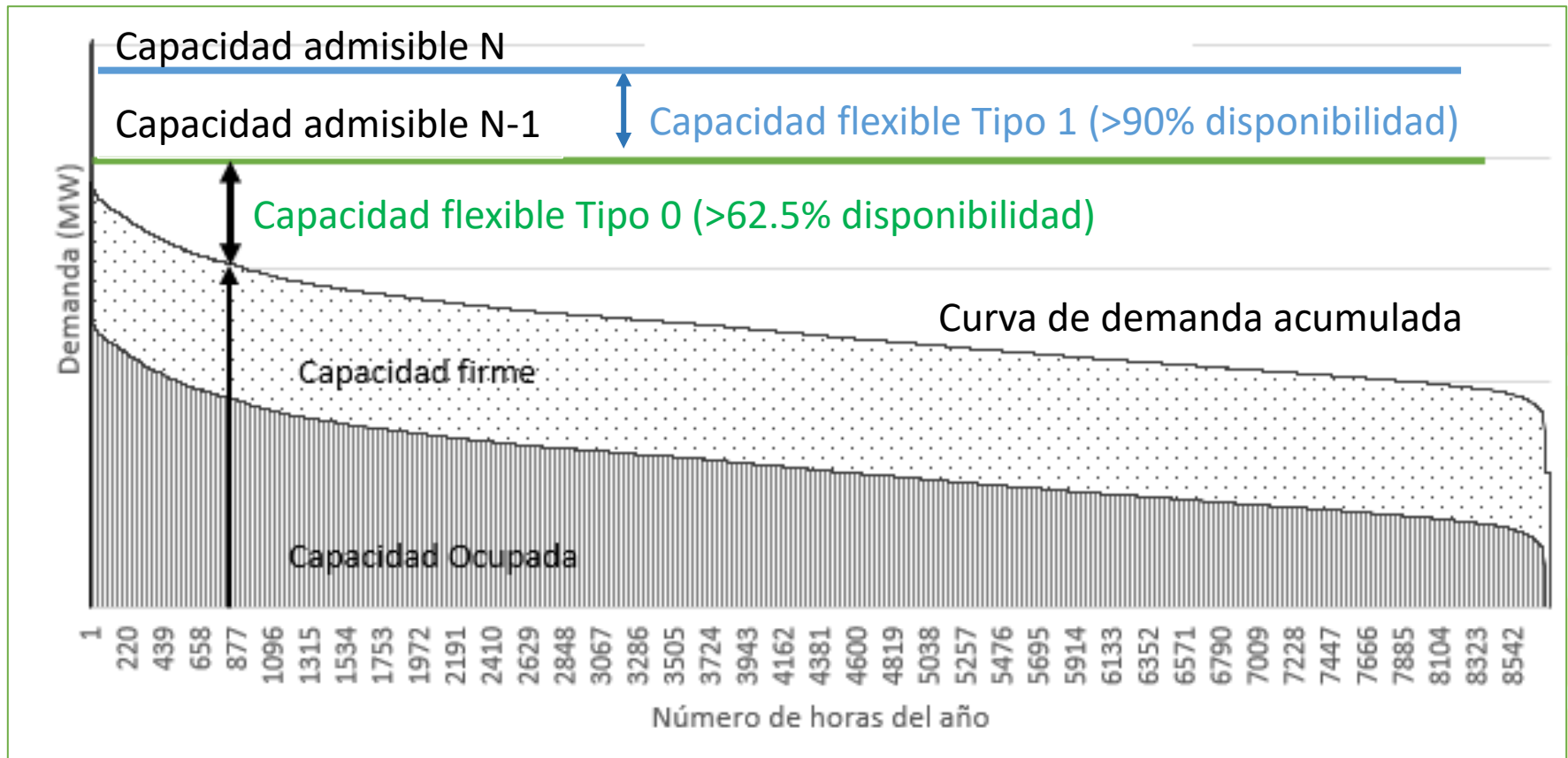
*Asumiendo K=232 (M€/GW) según Circular de la CNMC (para los años 2028-2031)

<https://www.cnmc.es/consultas-publicas/energia/circular-metodologia--distribucion-electrica-segunda-audiencia>

*Cir (n+2): nuevas inversiones admisibles en n según circular CNMC, calculadas con el incremento de potencia en n+2

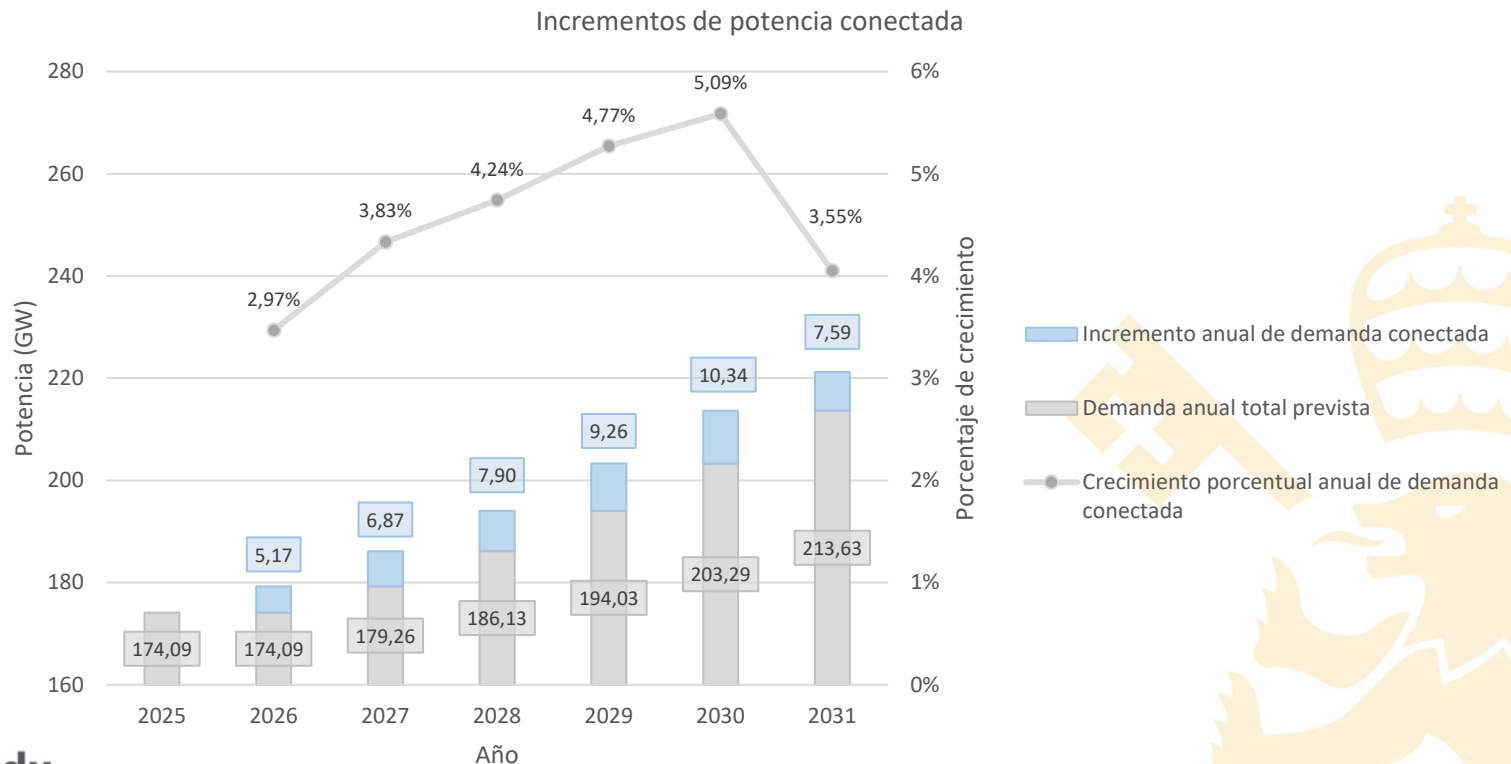
Conexiones con permisos de acceso flexible

- Capacidad disponible en un nudo de la red



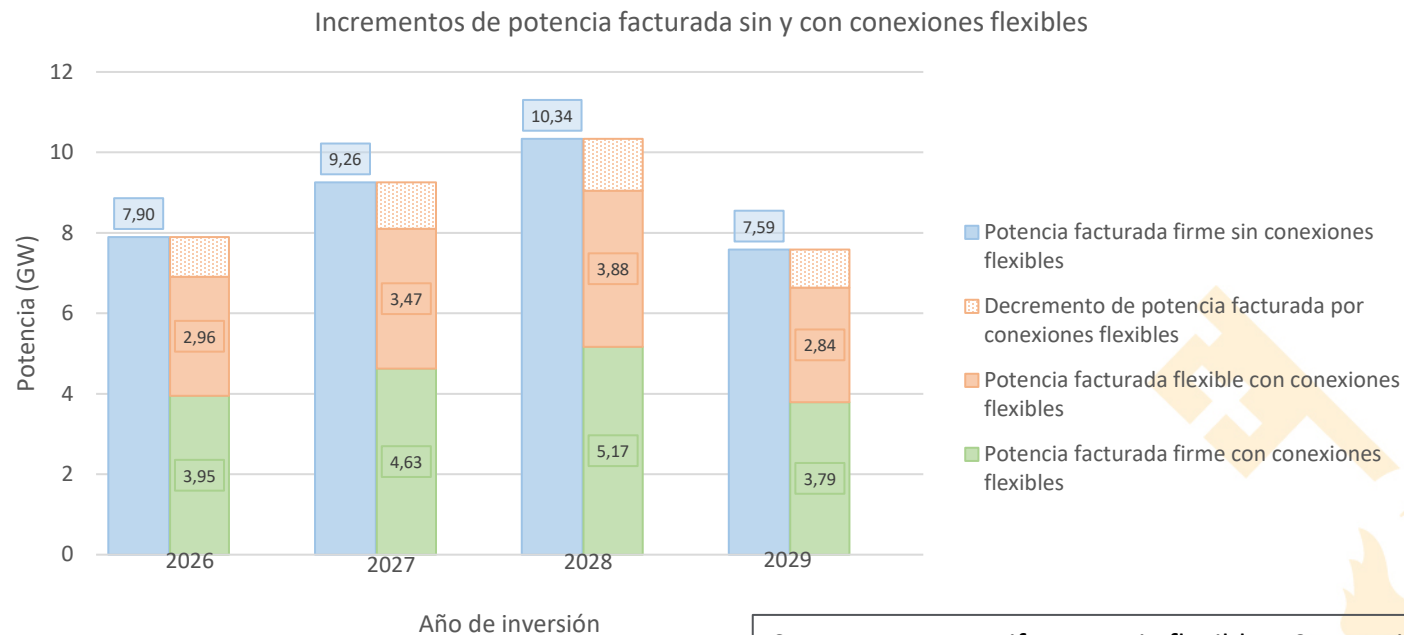
Caso de estudio Incentivo TOTEX + conexiones flexibles (i)

- Incrementos de demanda de potencia a conectar en Escenario PNIEC



Caso de estudio Incentivo TOTEX + conexiones flexibles (ii)

- Comparación de los incrementos de potencia en dos escenarios
 - Escenario 1: 100% conexiones firmes
 - Escenario 2: 50% conexiones firmes + 50% conexiones flexibles

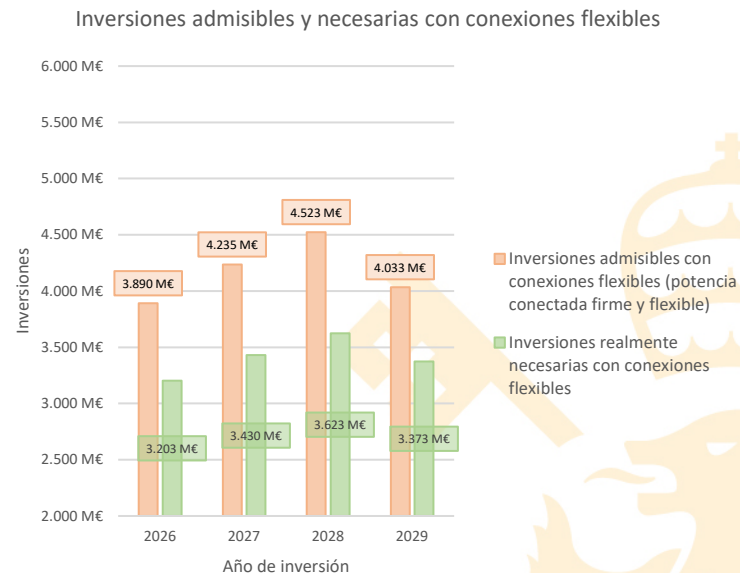
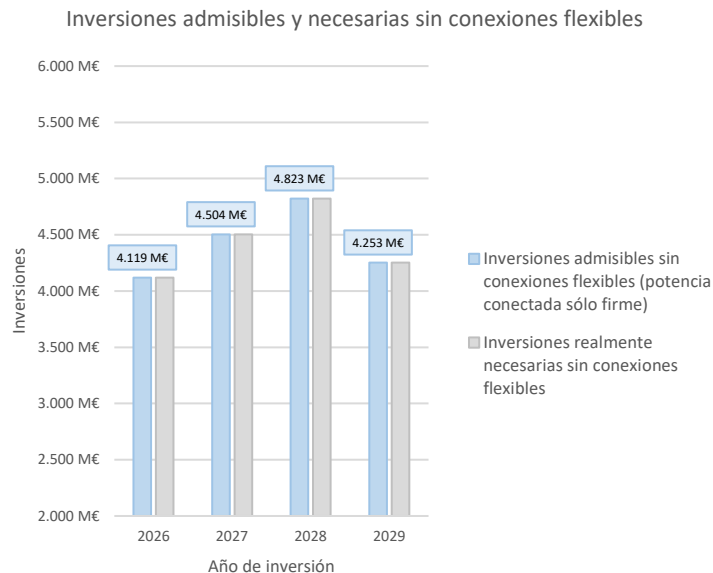


Se asume que: Tarifa potencia flexible = 0.75 Tarifa potencia firme

Caso de estudio

Incentivo TOTEX + conexiones flexibles (iii)

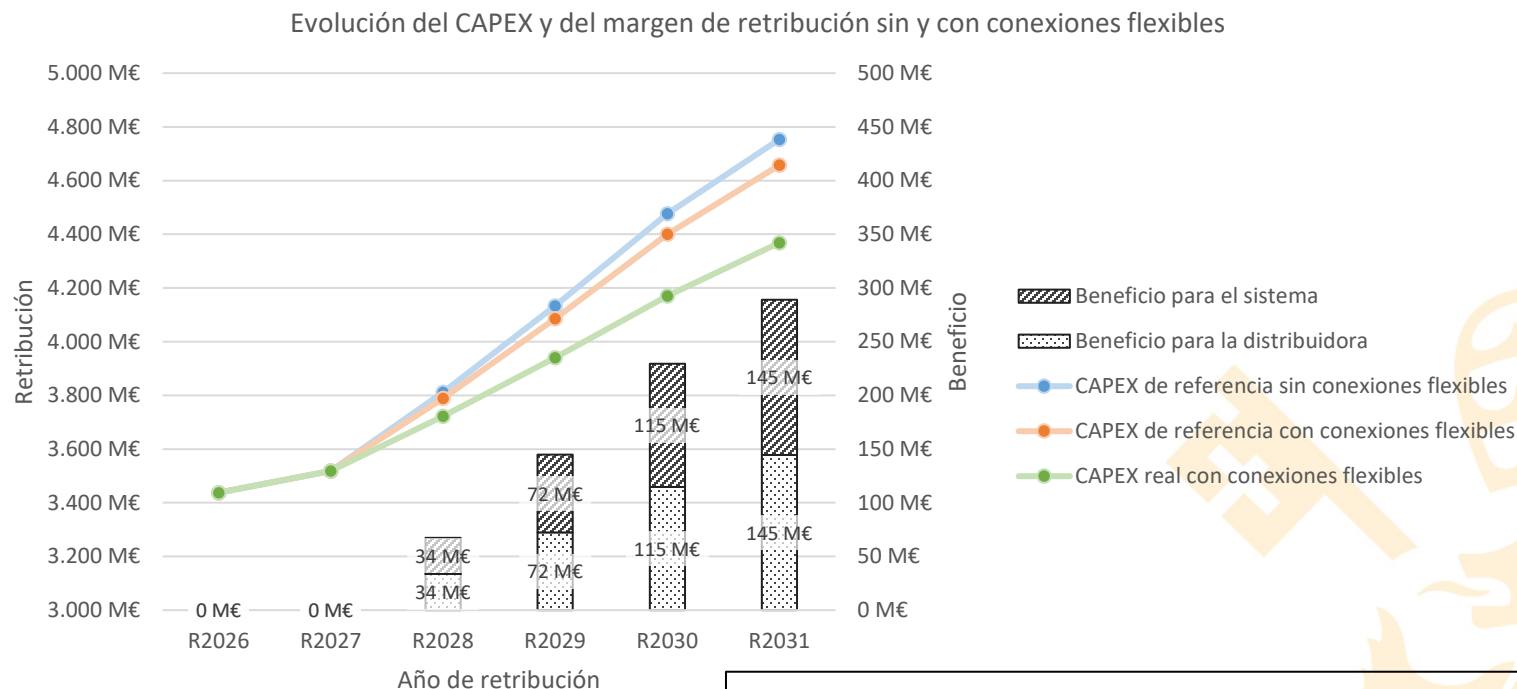
- Comparación de las inversiones admisibles y necesarias en los dos escenarios
 - Escenario 1: 100% conexiones firmes
 - Escenario 2: 50% conexiones firmes + 50% conexiones flexibles



Se asume que las conexiones flexibles no requieren inversiones en red

Caso de estudio Incentivo TOTEX + conexiones flexibles (iv)

- Evolución del **margen de retribución** en el Escenario 2 con conexiones flexibles



Sandbox regulatorio S2F

Conexiones flexibles y Mercados Locales de Flexibilidad



Proyectos en los que participaron anteriormente



10 Distribuidores



1 Operador de Mercado Local



3 Asociaciones de DSOs



1 Comunidad de Bienes (No miembro)



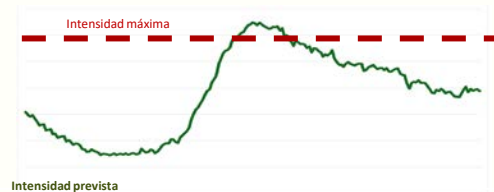
1 Universidad



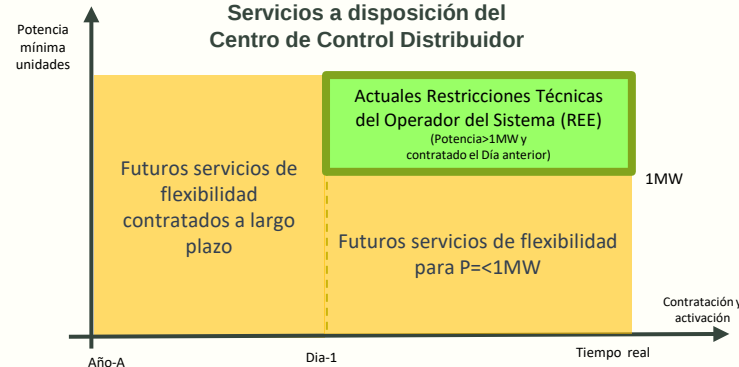
¿Qué son los servicios de flexibilidad?

- Servicios a disposición del Distribuidor para dar órdenes a terceros (generación, demanda o almacenamiento), y resolver **problemas operativos en la red** (sobrecargas, contingencias de red o problemas de tensión).

Ejemplo de sobrecarga en la red que requiere modificar el comportamiento de algunos generadores/consumidores



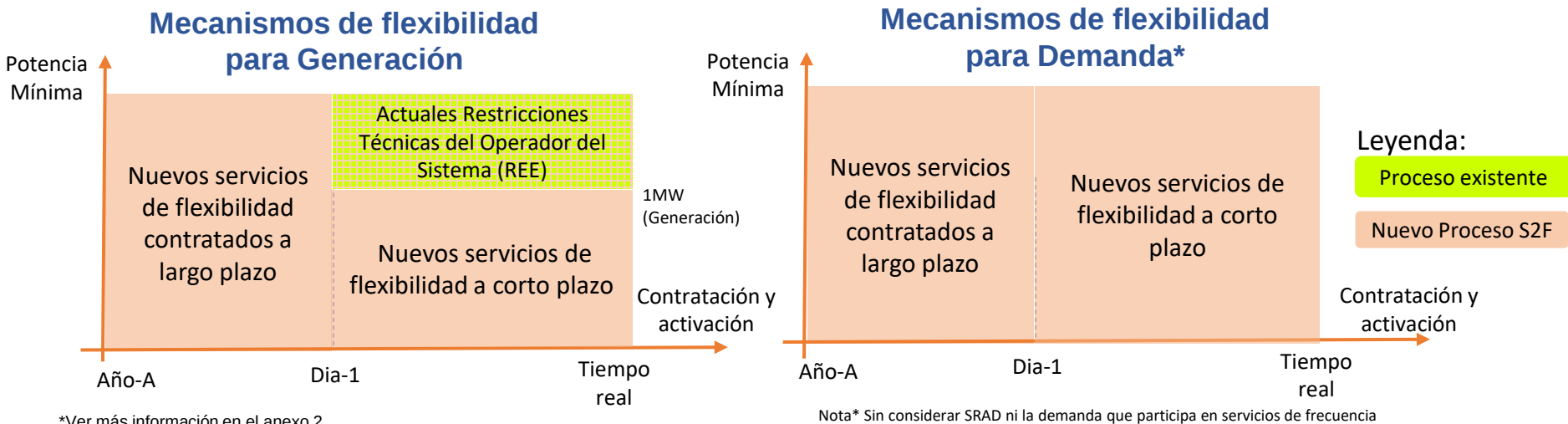
Servicios a disposición del Centro de Control Distribuidor



El actual Servicio de Restricciones Técnicas del Operador del Sistema es un mecanismo que no resuelve las futuras necesidades del Distribuidor

Los mercados locales de flexibilidad expanden los servicios del Operador del Sistema para la generación y demanda flexibles

- Las Restricciones Técnicas del OS son un mecanismo para redespachar unidades (programadas en el mercado) y resolver congestiones o problemas de tensión cerca del tiempo real. Su participación está limitada a unidades de generación a partir de 1MW.



Los gestores de las redes de distribución necesitan:

- Predictibilidad y certidumbre** → contratación a largo plazo.
- Liquidez** → participación de unidades de menor tamaño, en emplazamientos específicos, activación con mayor antelación (antes cierre mercado diario).

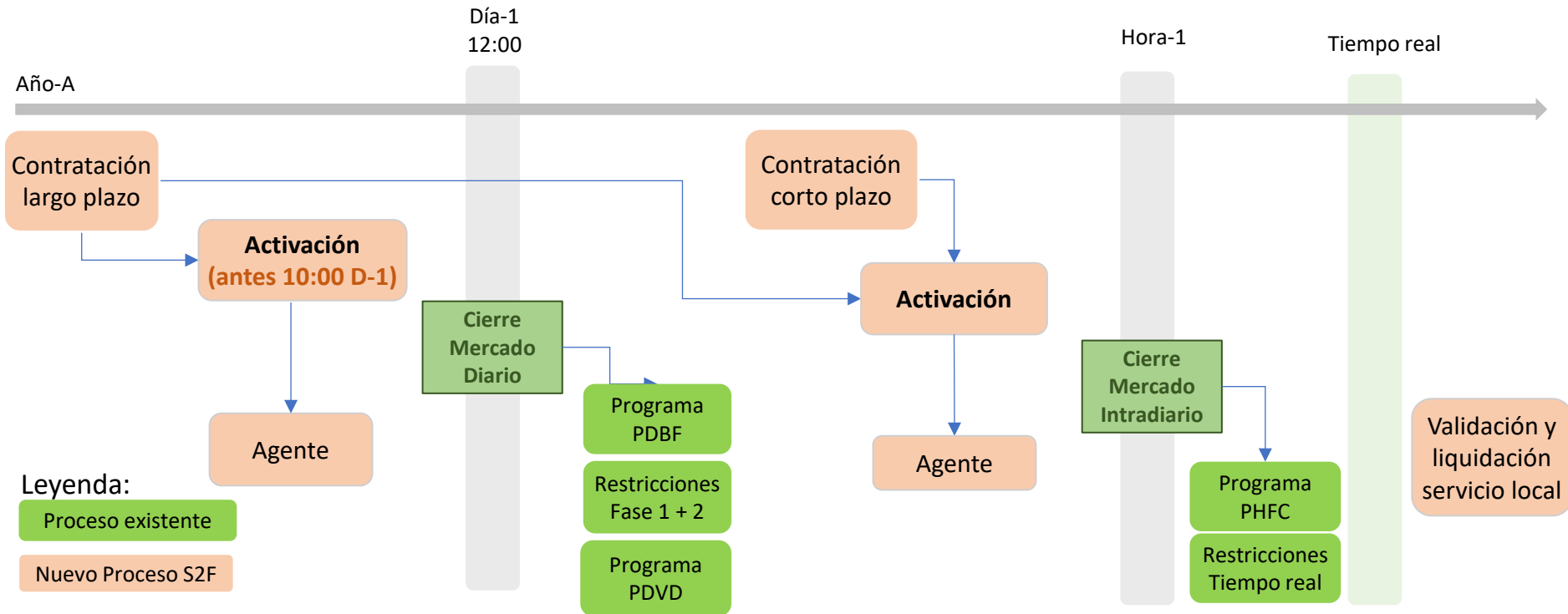
Mercado Local de Flexibilidad



El mercado local se organiza mediante una **subasta** para resolver las **necesidades de flexibilidad en una zona de la red** identificada por el DSO en una **ventana de servicio** (disponibilidad/activación). Los participantes del mercado, **proveedores de flexibilidad**, envían sus **ofertas** a la subasta, en **cantidad y precio**, de acuerdo con las necesidades publicadas por el DSO.

Atributo	Servicio local con contratación a largo plazo	Servicio local con contratación a corto plazo
Tipo de producto	Disponibilidad + Activación	Activación
Casación	Años o meses antes de la entrega	Días o horas antes de la entrega
Ofertas	Disponibilidad: Cantidad (kW) y precio (€/kW) Activación: precio (€/kWh)	Activación: Cantidad (kWh) y precio (€/kWh)
Dirección	1. Bajar generación/Subir consumo 2. Subir generación/Bajar consumo	
Granularidad	Valores mínimos de la oferta: 0,01MW y 0,01 €/kWh	
Activación	1. Antes 10:00 del Día anterior (D-1) 2. Antes de cierre de mercado intradiario	

Los mercados locales de flexibilidad se coordinan con los mercados actuales



La activación se comunica antes del cierre de mercados (diario / intradiarios) → La modificación del programa por la activación la lleva a cabo el agente en el mercado → no se generan desvíos

Agentes, Intercambio de información y Plataformas mercados locales

1. Aporta monitorización y controlabilidad de los mercados locales sin desarrollo adicional.
2. SIORD actúa también como portal de gestión para los mercados locales, permitiendo:
 - Publicación de necesidades y publicación de resultados.
 - Registro Recursos flexibles: información estructural y vinculación (agente de mercado local y operador de recurso flexible)
 - Registro de operadores de recursos flexibles
 - Cualificación, gestión y pruebas de habilitación.
 - Intercambio de curva programada



Agente de Mercado Local

- Interacción con la Plataforma de Mercado (OMIE):
 - Registro en Plataforma de Mercado
 - Envío de ofertas
- Interacción con el Distribuidor
 - Liquidación de la flexibilidad

Operador de recursos flexibles

- Intercambio de información con el Distribuidor
- Monitorización y controlabilidad del recurso flexible
- Precualificación técnica del recurso flexible
- Recepción orden de activación del Distribuidor y activación del recurso flexible

Titular de recurso flexible

- Titular (o propietario) de los recursos flexibles que aportan flexibilidad al Distribuidor

En S2F puede haber múltiples combinaciones de agentes que desarrollan ambos roles.

Agentes (roles) del Mercado Local - Ejemplos

Rol Agente de Mercado Local	Rol Operador de Recurso(s) Flexible(s)	Rol Recurso flexible
- Actual agente de mercado diario/intradiario - Actual gestor de demanda - Titular recurso flexible - Otros	- Actual agente de mercado diario/intradiario - Centro de Control de Generación y Demanda - Operador de Puntos de Recarga - Actual gestor de demandas en grandes consumidores - Titular recurso flexible - Otros	- Instalaciones domésticas: puntos de recarga, calentadores de agua, baterías - Puntos de recarga - Instalaciones de generación - Instalaciones de almacenamiento - Consumos gestionables de grandes consumidores - Otros

En S2F puede haber múltiples combinaciones de agentes que desarrollan los roles
La implementación de S2F no requiere el desarrollo normativo de la figura del agregador independiente porque no habrá desvíos sobre programas de mercado

Hoja de ruta regulatoria

- **Retribución de la distribución**
 - Nuevo modelo retributivo 2026-3031 (continuista 2026-28, TOTEX 2029-31 condicionado aprobación RD inversiones)
- **Conexiones flexibles**
 - Resolución CNMC y Especificaciones de detalle Tipos 0 y 1 (Q3-2026)
 - Implementación de conexiones más avanzadas (Q4-2027)
 - Desarrollo de Procedimientos de Operación para la gestión de red de los distribuidores (Q3-2026 y Q2-2027)
- **Agregación independiente (Q3-2026)**
- **Mercados locales de flexibilidad**
 - Resolución CNMC (Q1-2028)
 - Procedimientos de Operación (Q3-2028)
- **Código de Red Europeo de Respuesta de la Demanda**
 - Entrada en vigor (Q3-2026)
 - Términos y Condiciones nacionales (Q1-2027)

Conclusiones

- El **sector eléctrico** es clave para conseguir la **descarbonización** de nuestro sistema energético
- La electrificación de la demanda requiere importantes **inversiones en redes**
- Los recursos flexibles distribuidos, **almacenamiento y respuesta de la demanda**, pueden proporcionar **beneficios** tanto a los consumidores como al sistema
- Se necesita **regulación** del acceso e **incentivos** para que los gestores de las redes planifiquen inversiones eficientes y mejoren el aprovechamiento de las infraestructuras existentes
- La **digitalización**, los **recursos flexibles**, el mecanismo de **retribución**, el **acceso** flexible y los **mercados locales** de flexibilidad son instrumentos para conseguirlo

Muchas gracias !!!

tomas.gomez@comillas.edu

Instituto Investigación Tecnológica
Universidad Pontificia Comillas