



La contribución de las redes eléctricas a la descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad

Agenda

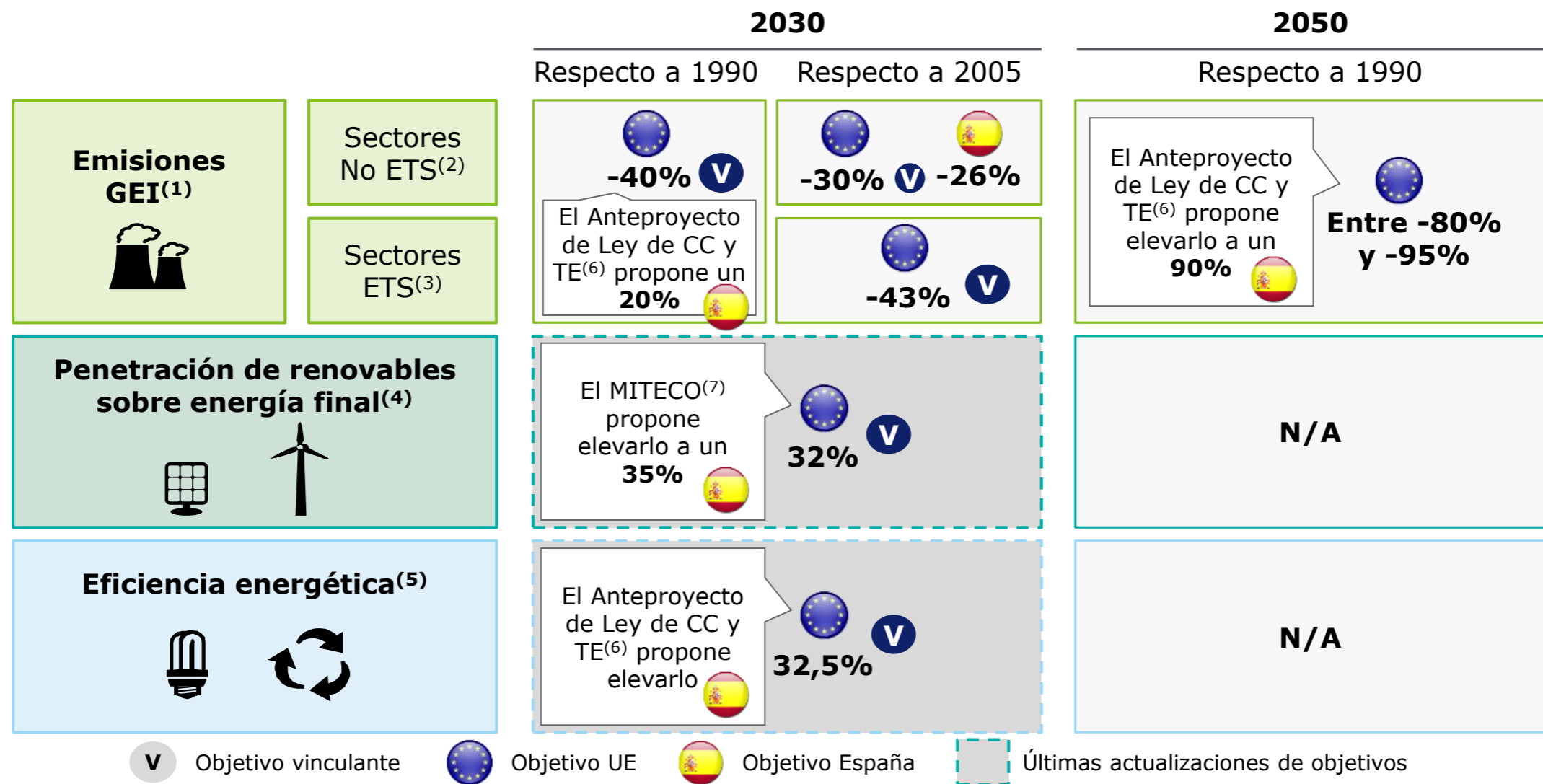
La descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad como elementos clave para la transición energética

Los retos y las necesidades de las redes para facilitar la transición energética

Recomendaciones para que las redes habiliten de una forma efectiva la transición energética

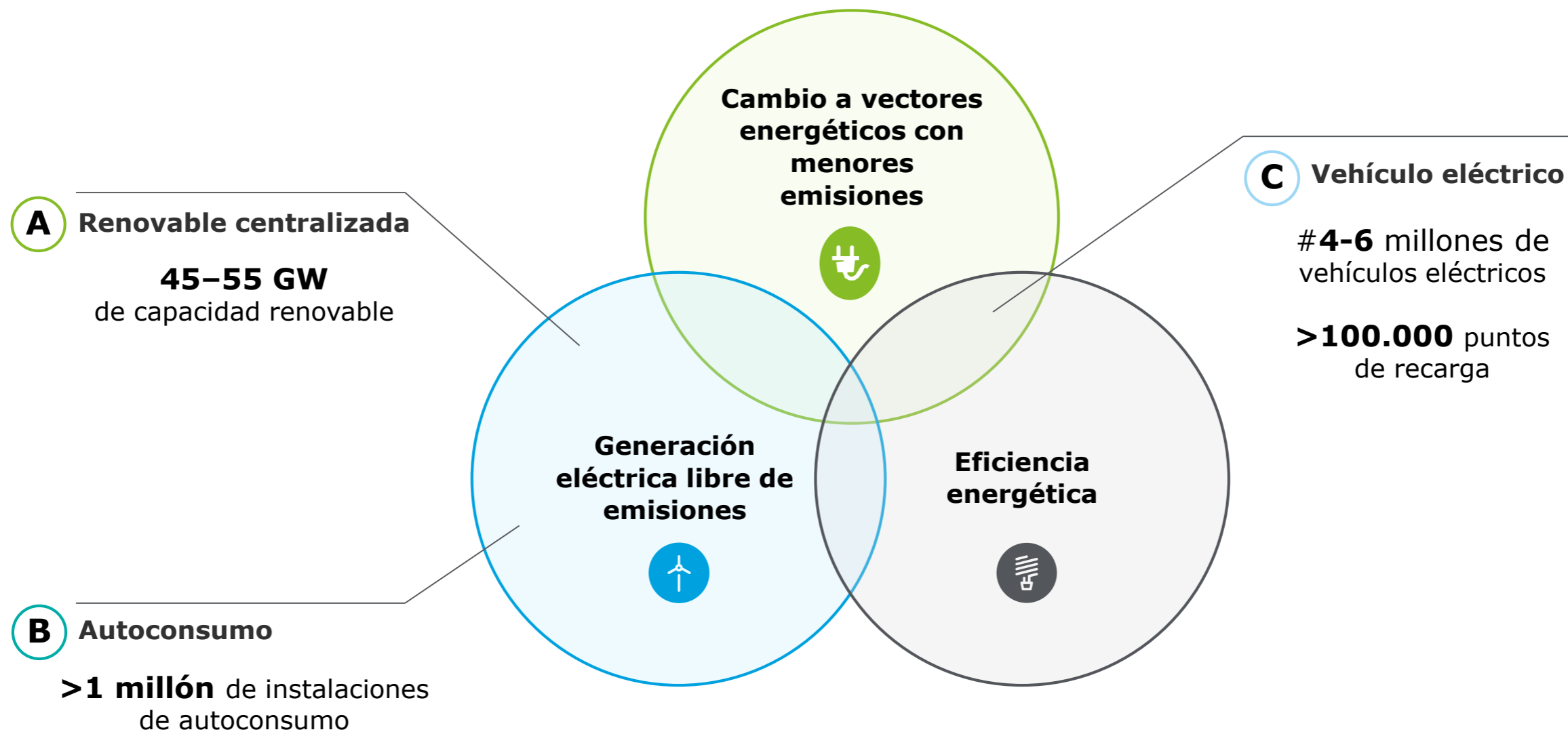


La mayor ambición en los objetivos de la UE va a acelerar la transición energética



(1): No incluye las emisiones derivadas de trayectos internacionales de transporte marítimo y aéreo
 (2): Sectores no englobados en el sistema European Trading Scheme (ETS): transporte excepto aviación, edificación, residuos y agricultura
 (3): Sectores englobados en el sistema ETS: consumos industriales, generación eléctrica y transporte de aviación
 (4): Porcentaje consumo de energías de origen renovable sobre el consumo total de energía final
 (5): Medido como ahorro en energía primaria y energía final respecto a un tendencial
 (6): Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética publicado en noviembre de 2018
 (7): Ministerio para la Transición Ecológica
 Fuente: Comisión Europea; análisis Monitor Deloitte

Existen tres actuaciones en la transición energética que van a requerir que las redes permitan su correcta integración en el nuevo modelo a 2030

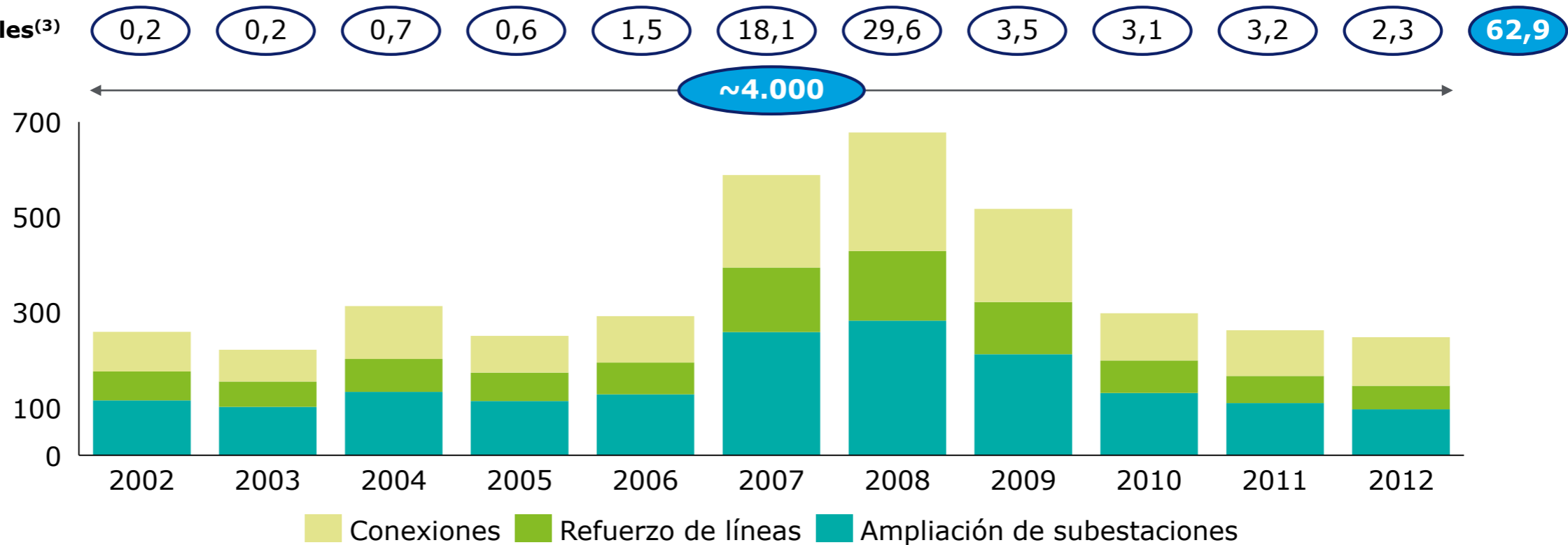


A España ha integrado ~30 GW de renovable en 2002-2012 (más de 60.000 instalaciones) convirtiéndose en líder en energías renovables

Inversiones⁽¹⁾ anuales en conexiones y refuerzo de red⁽²⁾ financiadas por promotores y operadores de red para la integración de renovables (M€)

Total período

Nº de instalaciones renovables adicionales⁽³⁾ (miles)



Esta integración de renovables ha requerido que se realizara un relevante esfuerzo inversor en redes de ~4.000 M€ (2002-2012) de promotores y operadores

(1): Las inversiones anuales se han obtenido de la media de los costes de los operadores

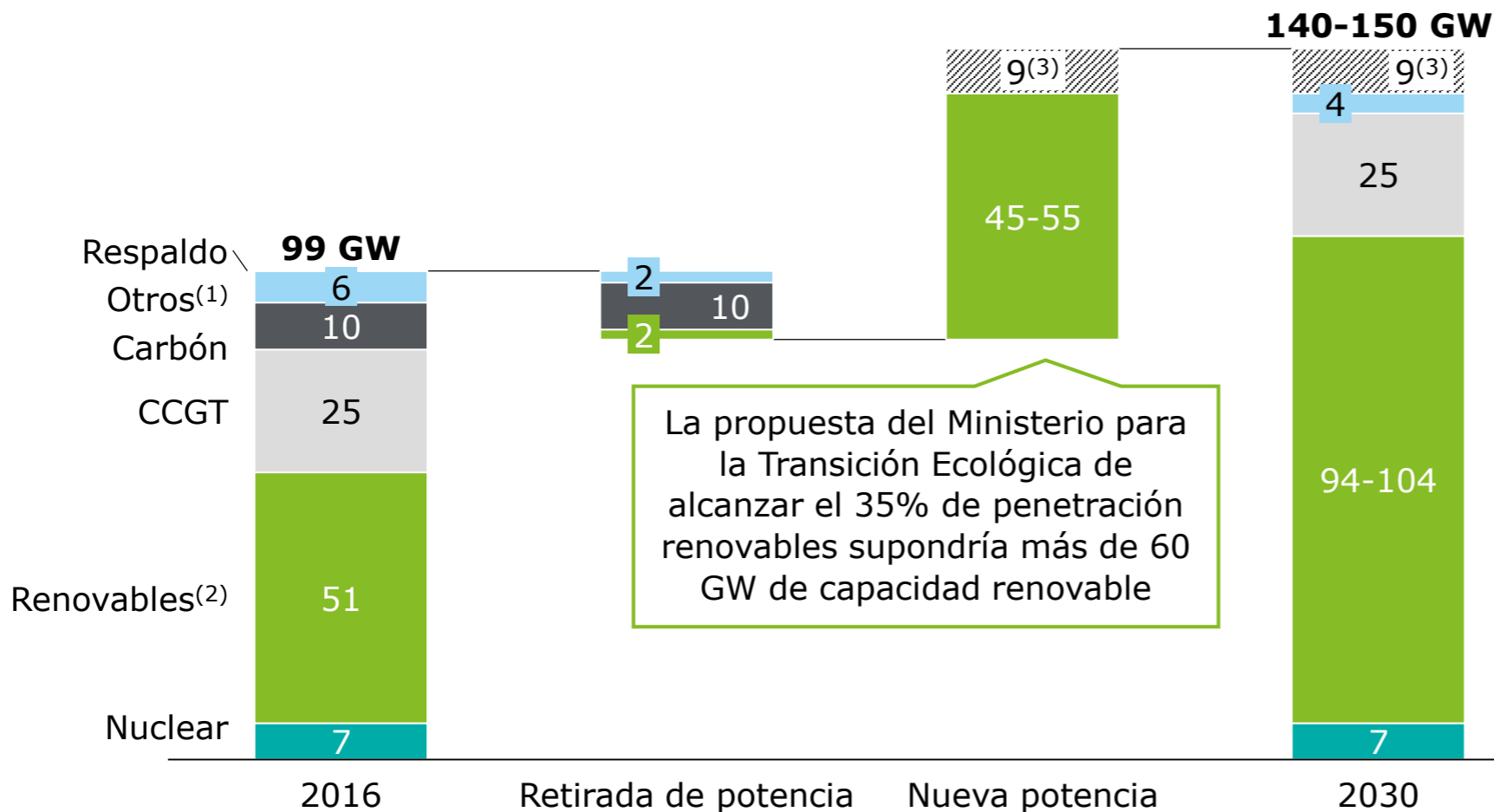
(2): Datos facilitados por operadores que corresponden a inversiones en la red tanto de operadores como de terceros, vinculadas con el despliegue de renovables

(3): Corresponde a datos registrados por "Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación" (CIL)

Fuente: operadores de red; análisis Monitor Deloitte

- A** Será necesario desplegar al menos 45-55 GW de renovables a 2030 para cumplir con el incremento al 32% del objetivo de renovables de la UE

La capacidad instalada de generación eléctrica en España en 2030
(GW)



La propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica de alcanzar el 35% de penetración renovables supondría más de 60 GW de capacidad renovable

- Instalar la **nueva potencia renovable** a 2030 supondría **doblar la capacidad renovable actual**
- La mayoría de la nueva capacidad renovable estará formada por nuevas plantas, ya que se estima que se **repotenciarán** solo cerca de **2 GW de capacidad**
- Además, se estima que la práctica totalidad será **generación no gestionable** (solar fotovoltaica y eólica)

(1): Incluye fuelgás, cogeneración y otros

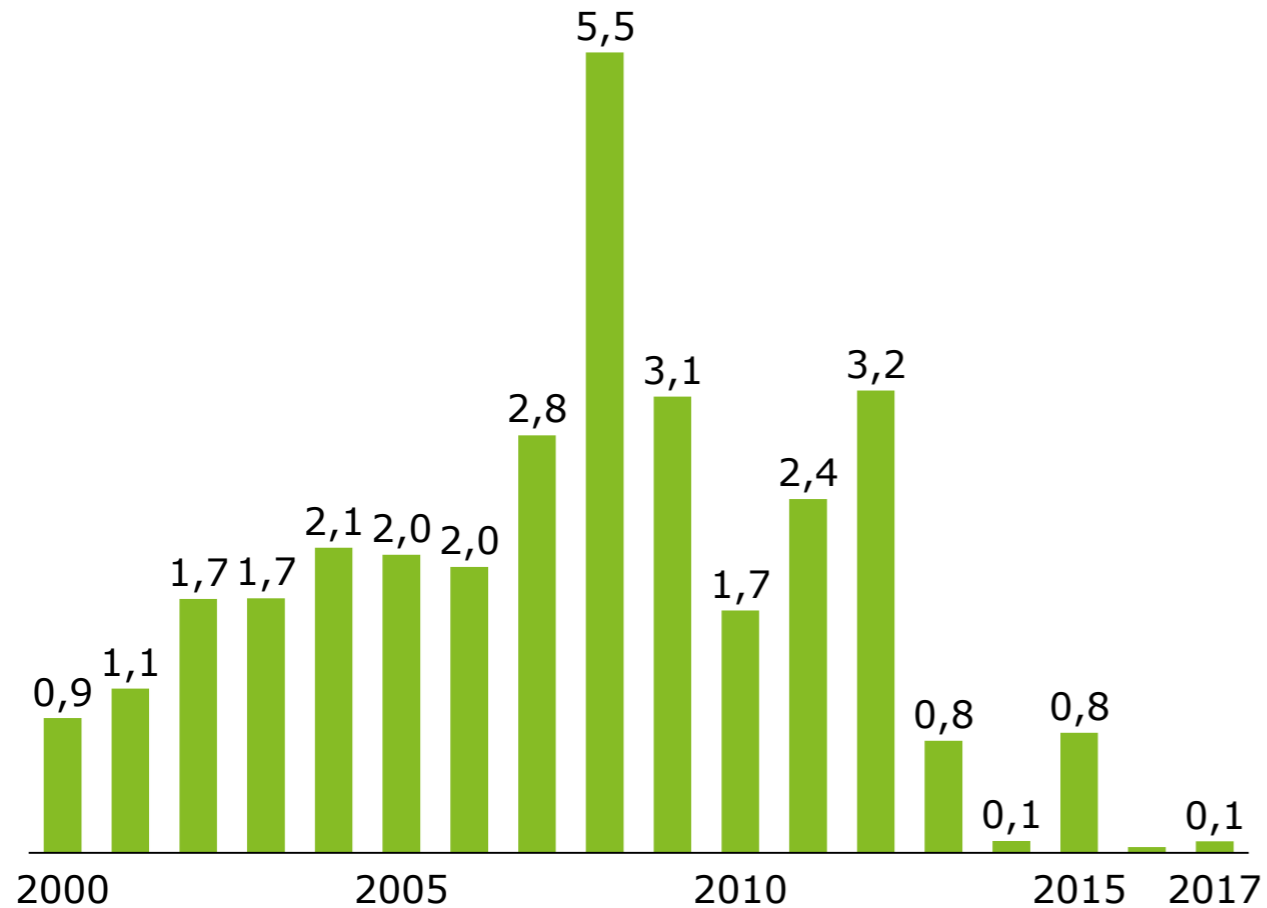
(2): Incluye hidráulica y bombeo

(3): Posibles alternativas como fuente de respaldo: almacenamiento; bombeo y repotenciación; gestión de la oferta y la demanda; interconexiones; y/o nuevas plantas de gas natural

Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

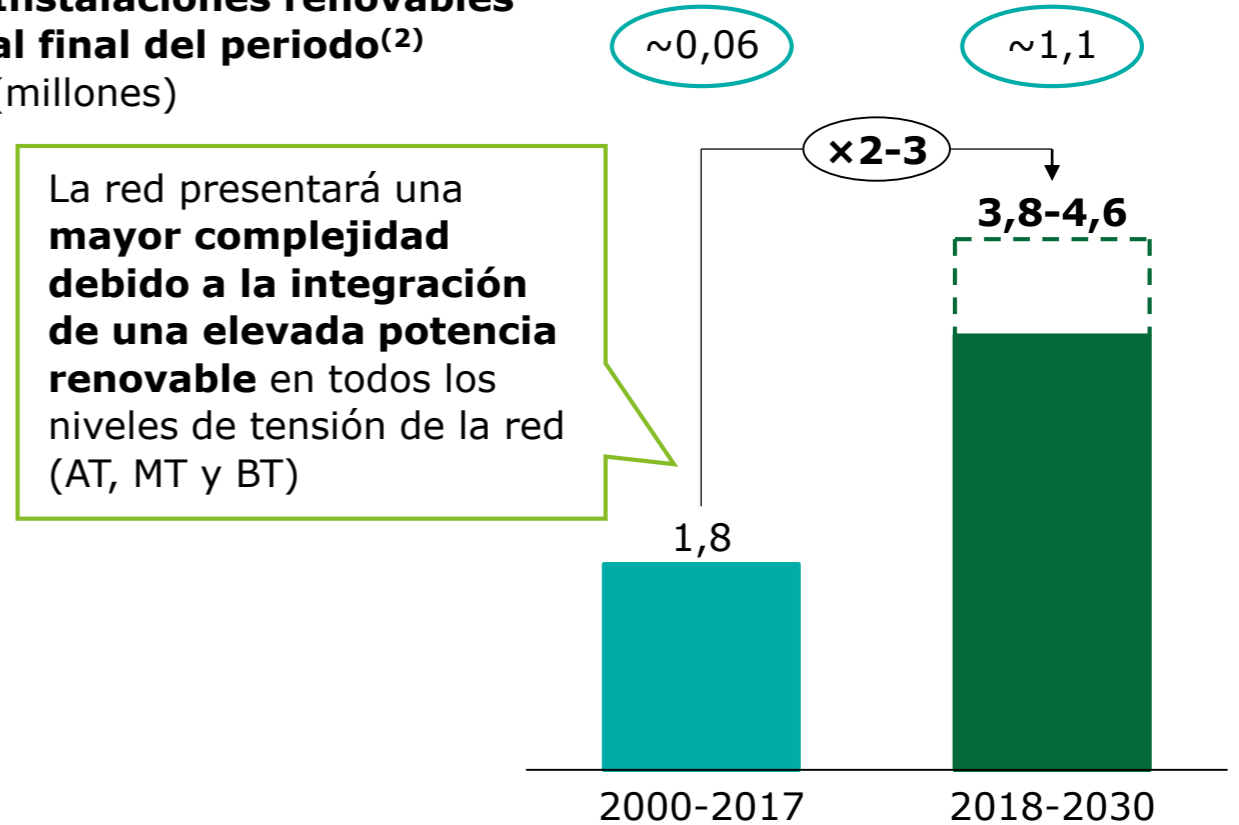
- A** Las redes deberán afrontar un crecimiento en renovables más de dos veces superior al histórico en una red con más instalaciones y más dispersas

Capacidad renovable⁽¹⁾ instalada anualmente en España 2000-2017 (GW)



Capacidad renovable⁽¹⁾ media instalada anualmente en España (GW)

Instalaciones renovables al final del periodo⁽²⁾ (millones)



(1): Incluye hidráulica y bombeo

(2): Datos actuales corresponden a los registrados por "Código de Instalación de producción a efectos de Liquidación" (CIL). La estimación para el período 2018-2030 considera un despliegue representativo de ~1 millón de instalaciones de autoconsumo con una capacidad de 5,0-6,5 GW y ~500 parques de renovable centralizada con una capacidad de 40-50 GW

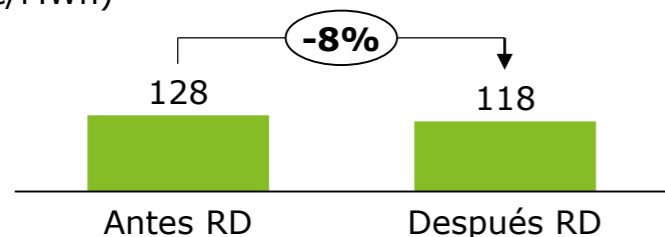
Fuente: REE; análisis Monitor Deloitte

B El Real Decreto-Ley 15/2018 ha establecido medidas que facilitan el impulso del autoconsumo

Exención de cargos e introducción del esquema retributivo de los excedentes

Exención de cargos sobre la energía autoconsumida

LCOE de autoconsumo⁽¹⁾
(€/MWh)



Posibilidad de **compensación de los excedentes** de producción

Eliminación de limitación de potencia máxima

Eliminación de la obligación del 2º contador⁽²⁾

Simplificación del proceso para la tramitación de las instalaciones

Exención de la solicitud de acceso y conexión a la red de distribución para las instalaciones de <15 kW en suelo urbanizado y para las que no vayan a generar vertidos

Las instalaciones de autoconsumo de <100kW **estarían sujetas** exclusivamente al **Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión**

Exención de la obligación de **inscripción en registro** administrativo de **instalaciones de producción** de energía eléctrica (<100kW)

Introducción de nuevas modalidades de autoconsumo

Nuevo concepto de **“instalaciones próximas a efectos de autoconsumo”** (conectadas a través de líneas directas o de la red de baja tensión derivada del mismo CT)

Introducción del **autoconsumo compartido** por parte de uno o varios consumidores para aprovechar las economías de escala

El RDL 15/2018 incluye aspectos relevantes que facilitan el autoconsumo, pero requiere un desarrollo normativo para fomentar una integración eficiente de autoconsumo en España

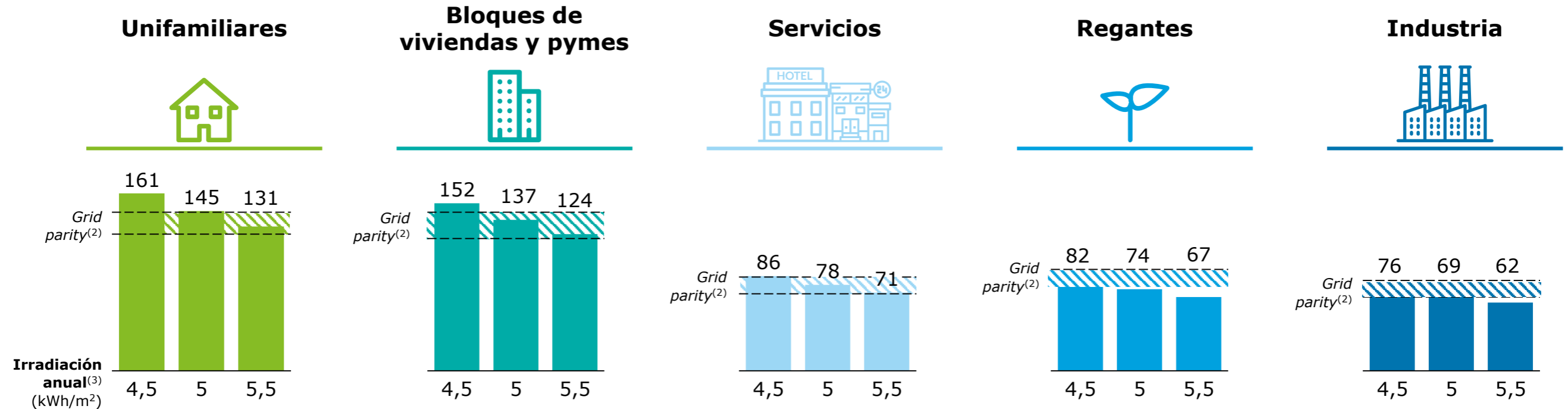
(1): Bloque de viviendas con instalación de 15kW, Capex de 1,3€/W, Opex de 20€/kW/año, 1.800 HEPC, degradación de 0,8% anual, 20 años de vida útil, tasa de descuento de 7%. Otros cargos: 150€/año

(2): El distribuidor puede seguir ofreciendo su servicio de medida de la generación a solicitud del consumidor

Fuente: análisis Monitor Deloitte, Real Decreto ley 15/2018

B El autoconsumo estaría en *grid parity* con los niveles de irradiación que se alcanzan en determinadas regiones de España

LCOEs de distintas tipologías de autoconsumo en función de la irradiación solar⁽¹⁾
(€/MWh)



El autoconsumo es económicamente rentable en aquellas localizaciones con elevada irradiación solar y para algunas tipologías (p.ej., industria y regantes) incluso con irradiaciones medias

(1): Se han considerado instalaciones de 1 kW (unifamiliares), 3,4 kW (bloques de viviendas), 23 kW (servicios), 100 kW (regantes) y 200 kW (industria). Capex de 0,8-1,7 €/W, Opex de 20 €/kW/año (unifamiliares y bloques) y 10 €/kW/año (servicios, regantes e industria), 1.400-1.900 HEPC (considera irradiación y vertidos del 5%, ya que el porcentaje de consumo cubierto es reducido, 10-30%), degradación de 0,8% anual, 20 años de vida útil y tasa de descuento de 7%

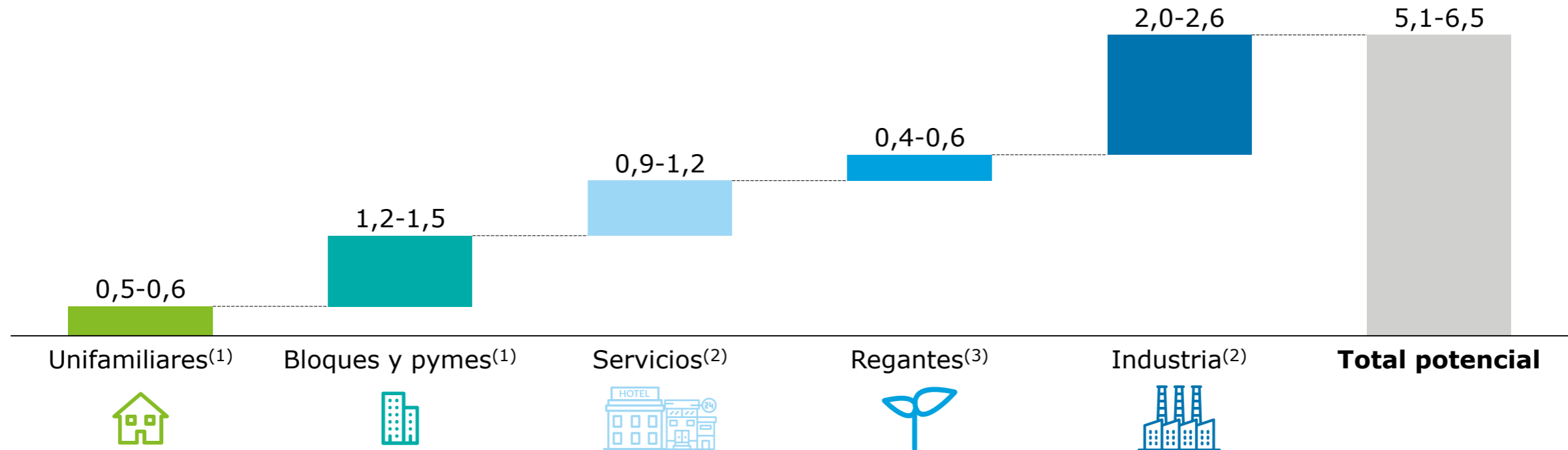
(2): Incluye el precio del pool (45-60€/MWh, ajustado por pérdidas en la red del 4-14%) y el término variable del peaje, ambos en las horas de generación solar (8.00-20.00h). A dichos costes se les añaden los servicios de ajuste, pagos por capacidad, interrumpibilidad. El IVA (21%) solo se añade en el caso de unifamiliares y bloques de viviendas

(3): Los 4,5 kWh/m² estarían dentro de la Zona III; los 5 kWh/m² en la Zona IV; y los 5,5 kWh/m² en la Zona V, según el Real Decreto 314/2006

Fuente: IRENA; CNMC; IDAE; NREL; análisis Monitor Deloitte

- B** Existen ~6 GW de potencial económicamente viable de autoconsumo en España, con elevado peso del sector industrial (~40%)

Potencial para autoconsumo en tejados que ofrece rentabilidad económica en España (GW)



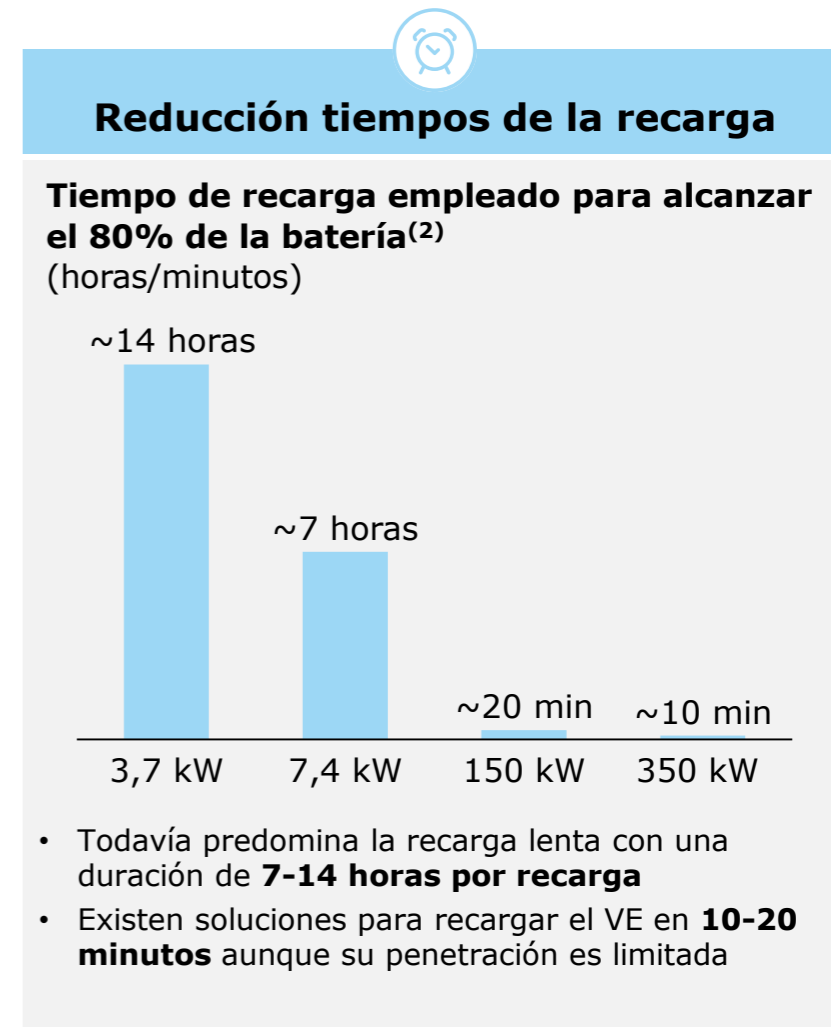
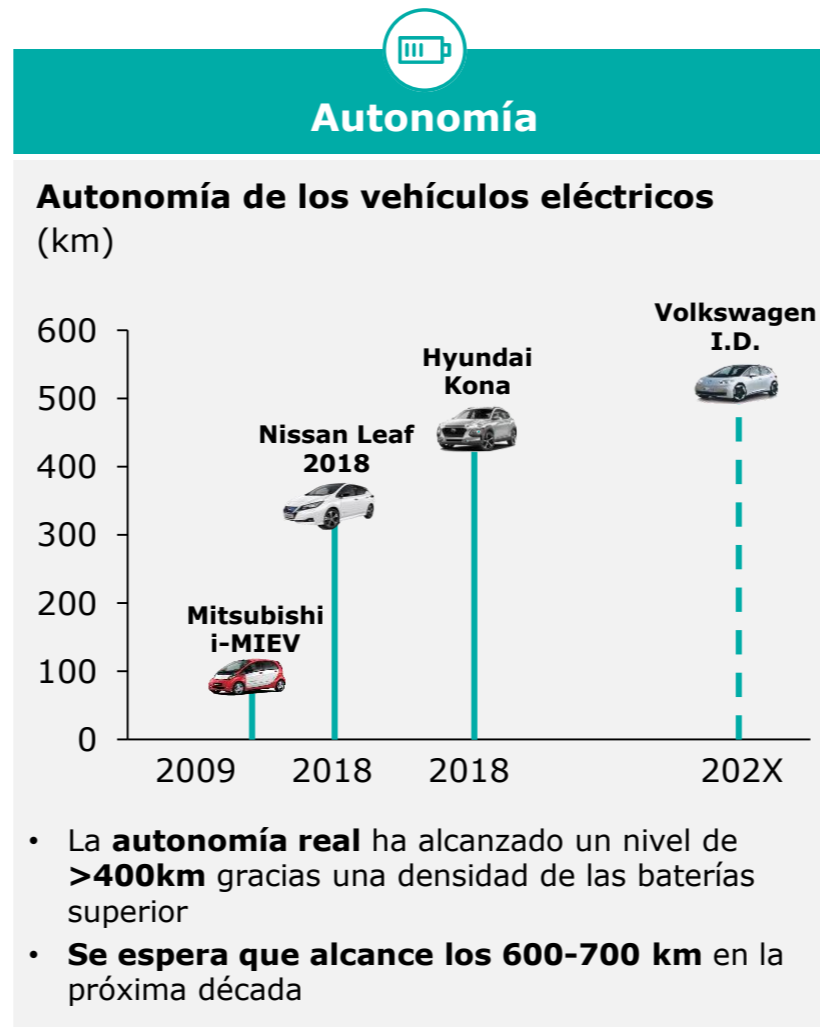
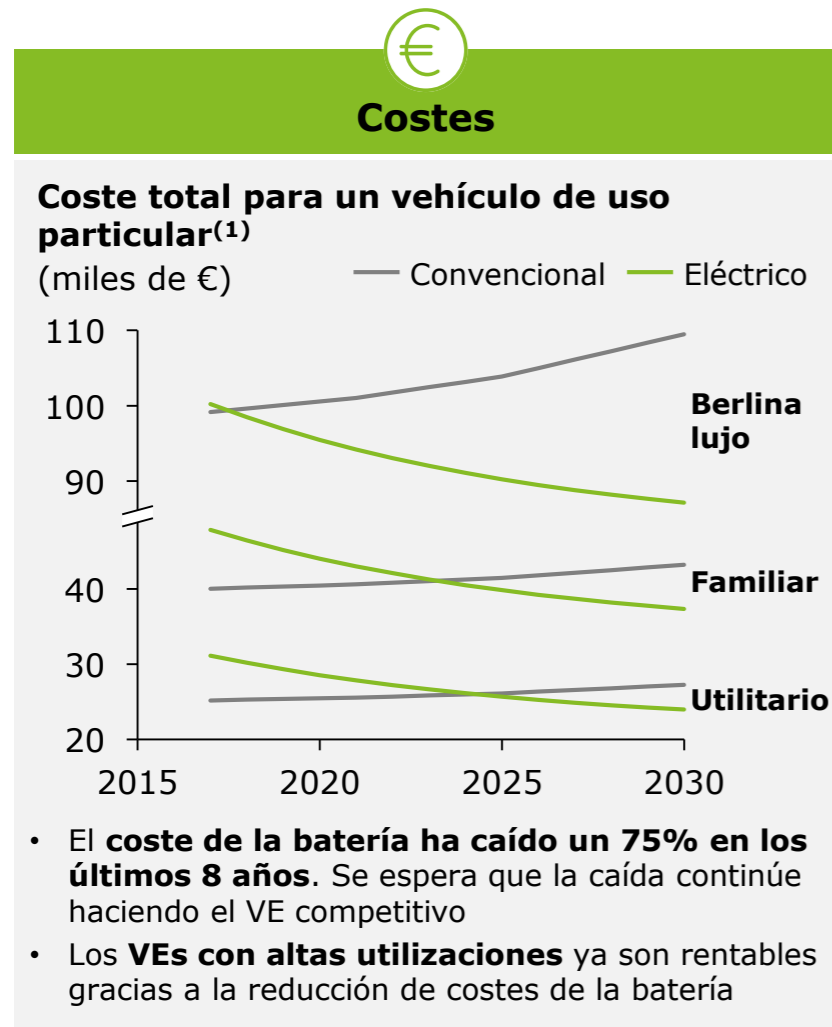
La instalación de baterías podría aumentar el potencial de autoconsumo permitiendo a los consumidores aprovechar mejor la energía generada

- (1): Para estimar el potencial de unifamiliares, bloques y pymes se ha distribuido el parque de inmuebles en España (descartando viviendas secundarias) por cada provincia, se han descartado los inmuebles en provincias con irradiaciones inferiores a la que alcanzan el *grid parity* (5,0 kWh/m² para unifamiliares, y 4,7 kWh/m² para bloques/pymes), se les ha aplicado el número de metros cuadrados medios de tejados aptos para solar PV (~4 m² unifamiliares; ~20 m² bloques, según IDAE) y se ha multiplicado por un ratio de 0,2 kW/m²
- (2): Se han repartido los puntos de suministro de tarifas 3.1 (servicios) y 6.X (industria) por las provincias en base al peso del PIB de la industria y los servicios. Se han descartado regiones con irradiación inferior a la del *grid parity* (4,6 y 4,2 kWh/m² respectivamente). Se han considerado instalaciones de autoconsumo de 23 kW (servicios) y 200 kW (industria)
- (3): Se han repartido las hectáreas de regadío en España (20.000 ha) por las provincias en base al peso de la agricultura. Se han descartado regiones con irradiación inferior a la del *grid parity* (4,0 kWh/m²) y se han multiplicado por un ratio de 0,3 kW/ha

Fuente: IDAE; INE; AEMET; CNMC; REE; análisis Monitor Deloitte

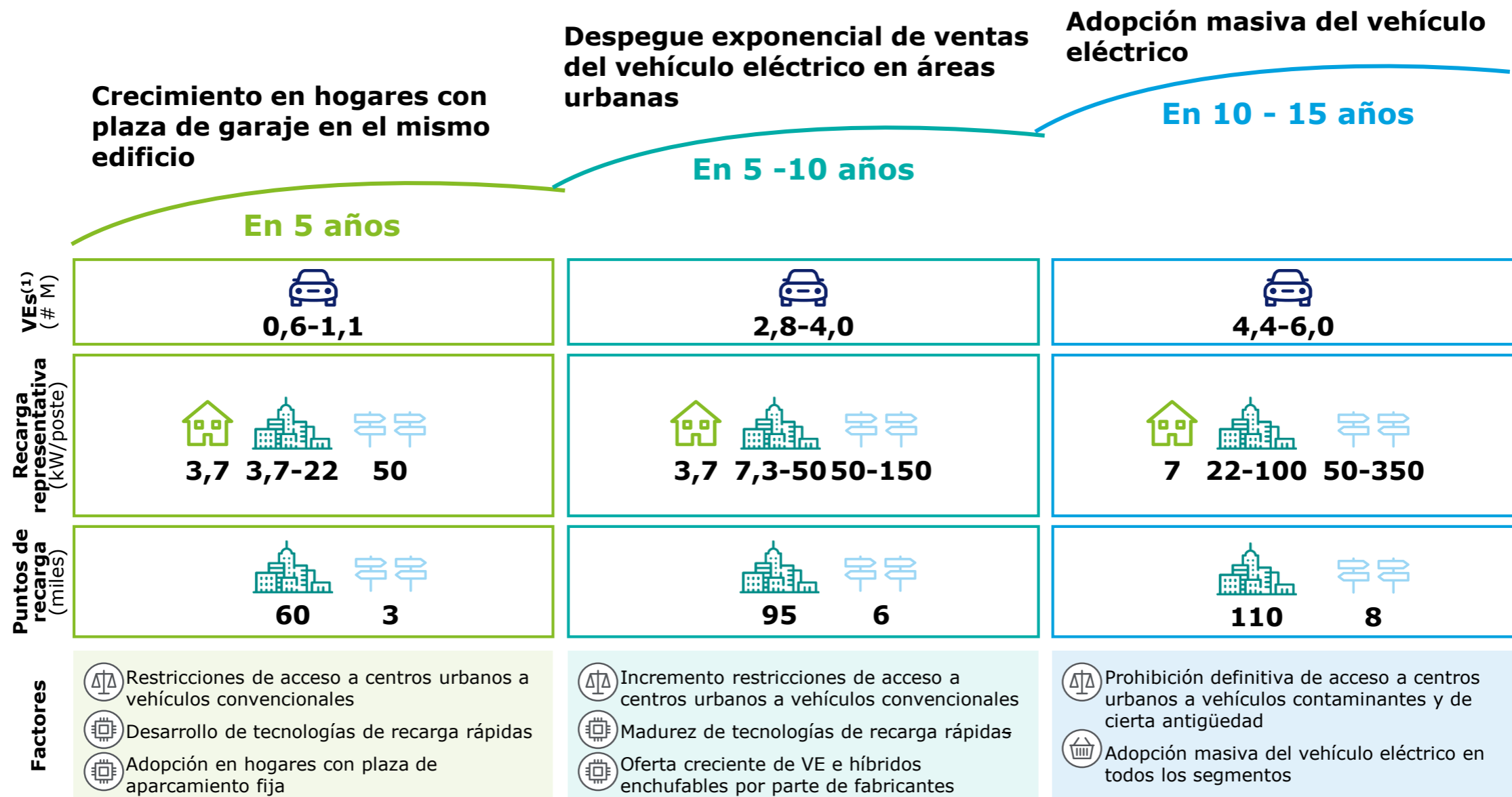
Ⓒ Las mejoras en costes y prestaciones de la movilidad eléctrica están impulsando la oferta de VEs y el desarrollo de la infraestructura de recarga

Factores que impulsarán el VE en España en los próximos años



(1): No incluye ayudas para la compra del vehículo. Considera un uso de 10.000 km/año y 8 años de vida útil
(2): Basado en una batería de 65kWh
Fuente: análisis Monitor Deloitte

C La evolución tecnológica y el ritmo de adopción del VE tendrán un impacto relevante en la tipología de recarga que se desplegará en el futuro



(1): Incluye turismos eléctricos e híbridos enchufables (no considera autobuses ni camiones)
Fuente: análisis Monitor Deloitte

Factores regulatorios
 Factores de mercado
 Factores tecnológicos

Agenda

La descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad como elementos clave para la transición energética

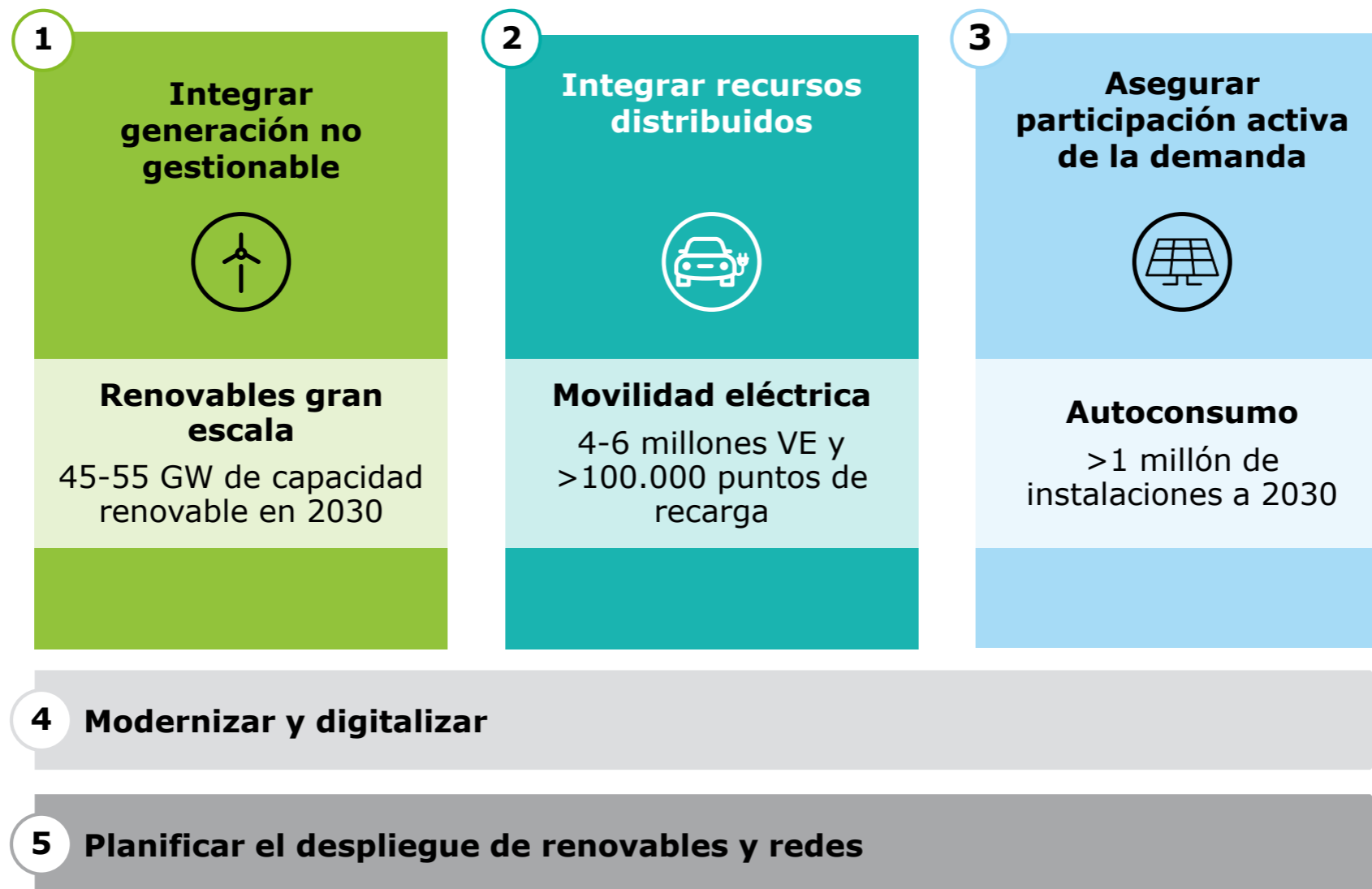
Los retos y las necesidades de las redes para facilitar la transición energética

Recomendaciones para que las redes habiliten de una forma efectiva la transición energética



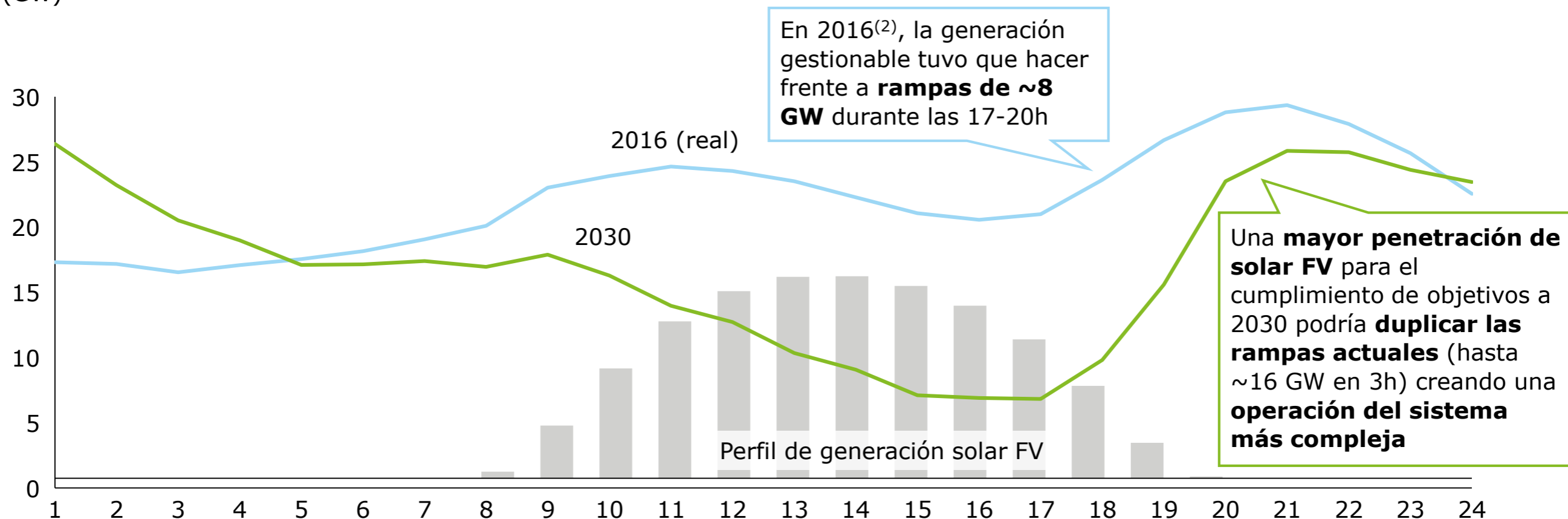
Las redes son un elemento clave de la transformación hacia un sistema eléctrico descarbonizado

Principales retos para los operadores de redes durante la transición energética



- ① La elevada penetración de generación no gestionable requiere una operación del sistema más compleja, para garantizar la seguridad de suministro

Demanda neta horaria⁽¹⁾ del consumo eléctrico español día representativo en invierno/primavera (GW)



El incremento de las rampas implicará mayores requerimientos de control y gestión de estabilidad de la red; serán necesarios nuevos equipos de predicción, monitorización, baterías y algoritmos más avanzados

(1): Demanda total menos generación no gestionable (se han considerado solar fotovoltaica y eólica)

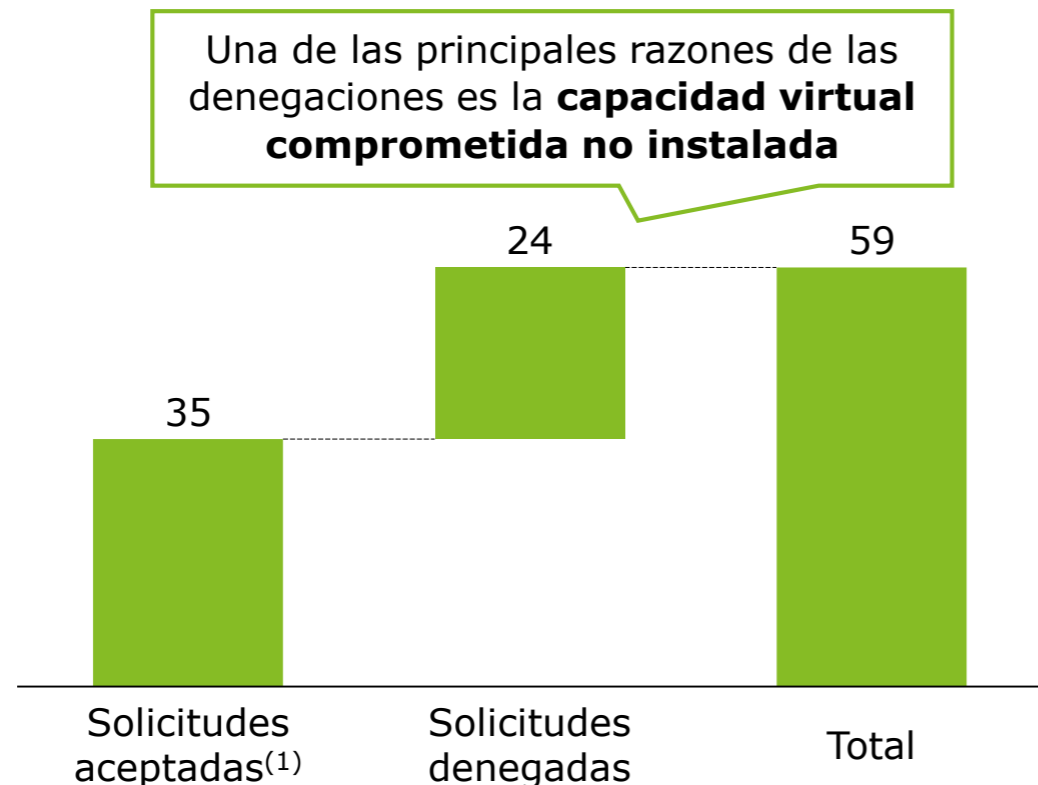
(2): Datos del día 12/01/2016

Fuente: fabricantes de equipos; REE; análisis Monitor Deloitte

1 La instalación de los 45-55 GW de capacidad renovable requerirá solucionar las potenciales congestiones en las redes

Solicitudes para conexión de renovables aceptadas (y no instaladas) y denegadas por operadores de redes

(GW)



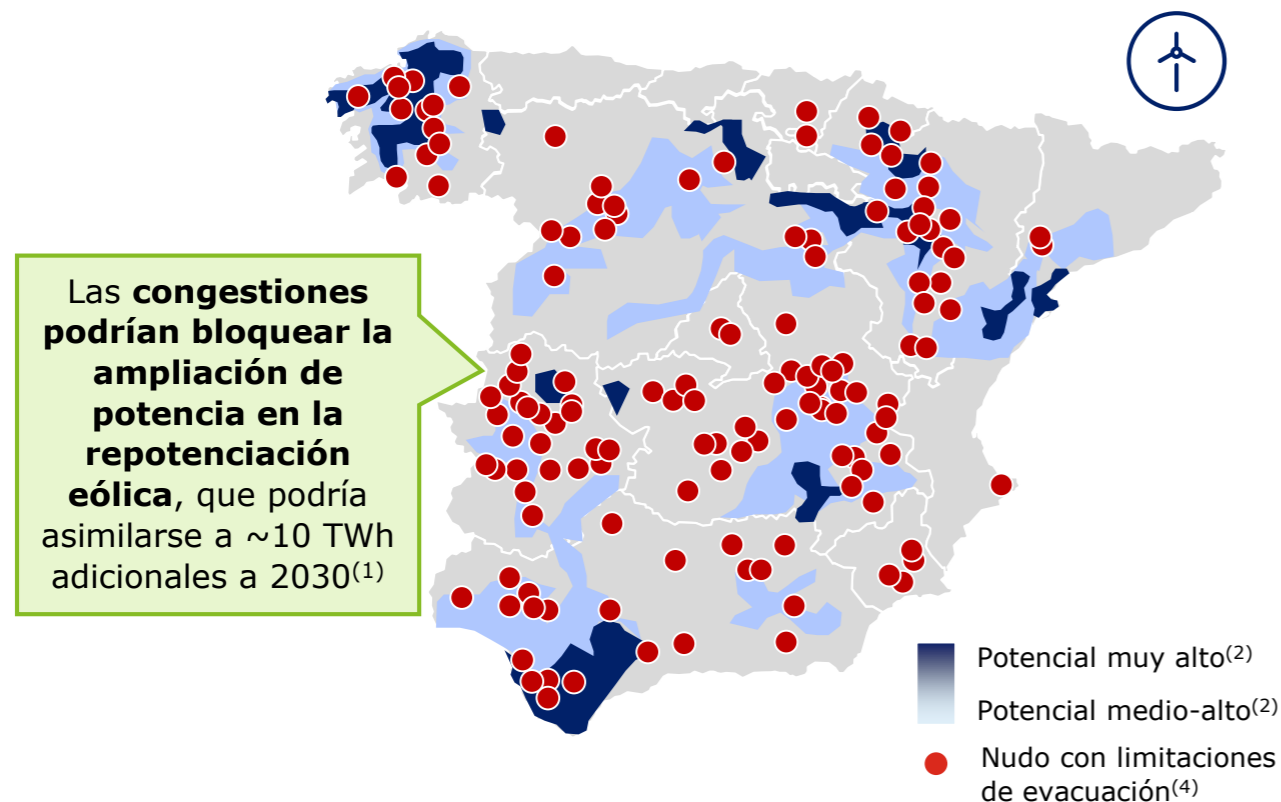
- Con la red actual, se han aceptado **~35 GW de capacidad renovable**
- En 2016-2018 **se han denegado ~24 GW, implicando retrasos** en instalaciones e **ineficiencias** en selección de emplazamientos (**peor recurso renovable**)
- En el futuro se necesitarán **inversiones adicionales en la red para alcanzar los 45-55 GW**

La inclusión de criterios de caducidad podría liberar capacidad y limitar la necesidad de refuerzos para la instalación de nuevos parques renovables

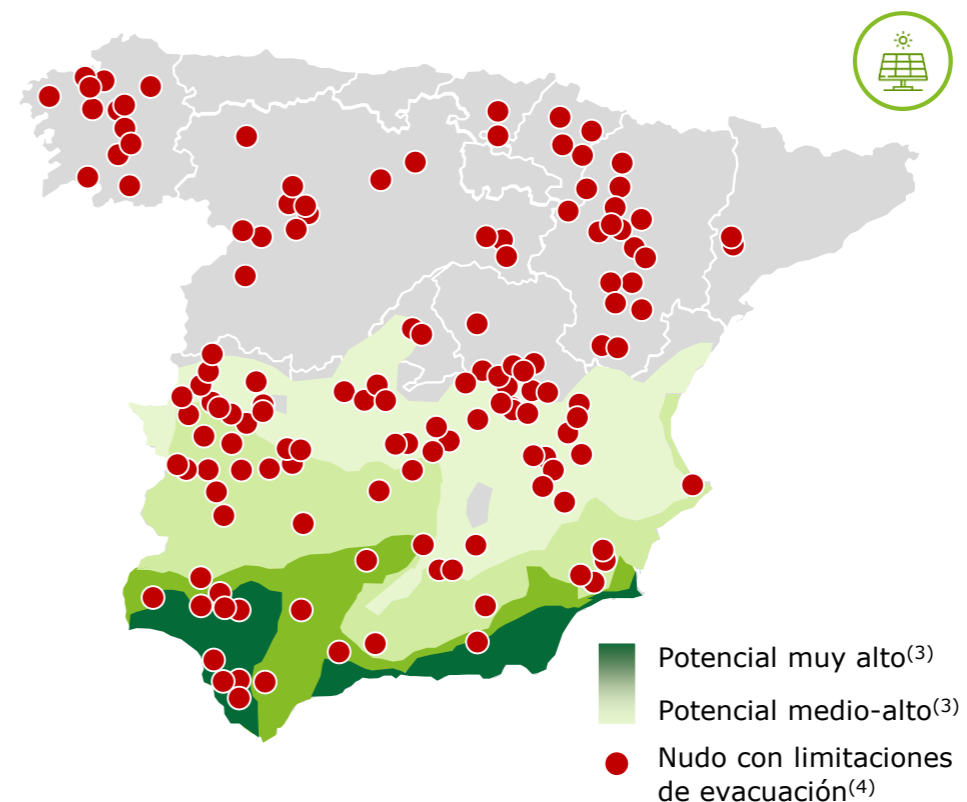
(1): ~35 GW de capacidad aceptada y comprometida (con accesos concedidos) a septiembre de 2018, que todavía no ha sido instalada
Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

- 1 La capacidad aceptada y no instalada (~35 GW) puede crear limitaciones a nuevas solicitudes que reducen el aprovechamiento de zonas con buen recurso

Zonas de elevado potencial eólico y nudos de redes con limitaciones de evacuación



Zonas de elevado potencial solar y nudos de redes con limitaciones de evacuación



La situación actual puede empeorar conforme se desarrolle nueva potencia renovable haciendo más difícil el acceso y conexión para el promotor

(1): En un escenario optimista, a 2030 habría ~10 GW de capacidad eólica susceptible de repotenciar (>25 años de vida) que podrían incrementar ~1.000 HEPC por mejoras técnicas

(2): Eolicidad media de España: ~5,5 m/s. Potencial medio-alto: 5,5-6,5 m/s; potencial muy alto: >6,5 m/s

(3): Irradiación media de España: ~4,7 kWh/m². Potencial medio-alto: 5-5,4 kWh/m²; potencial muy alto: >5,4 kWh/m²

(4): Nudos con solicitudes denegadas de más de 45 MW (agregado) en distribución. En el caso del transporte, son nudos saturados

Fuente: IDAE; ADRASE; AEMET; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

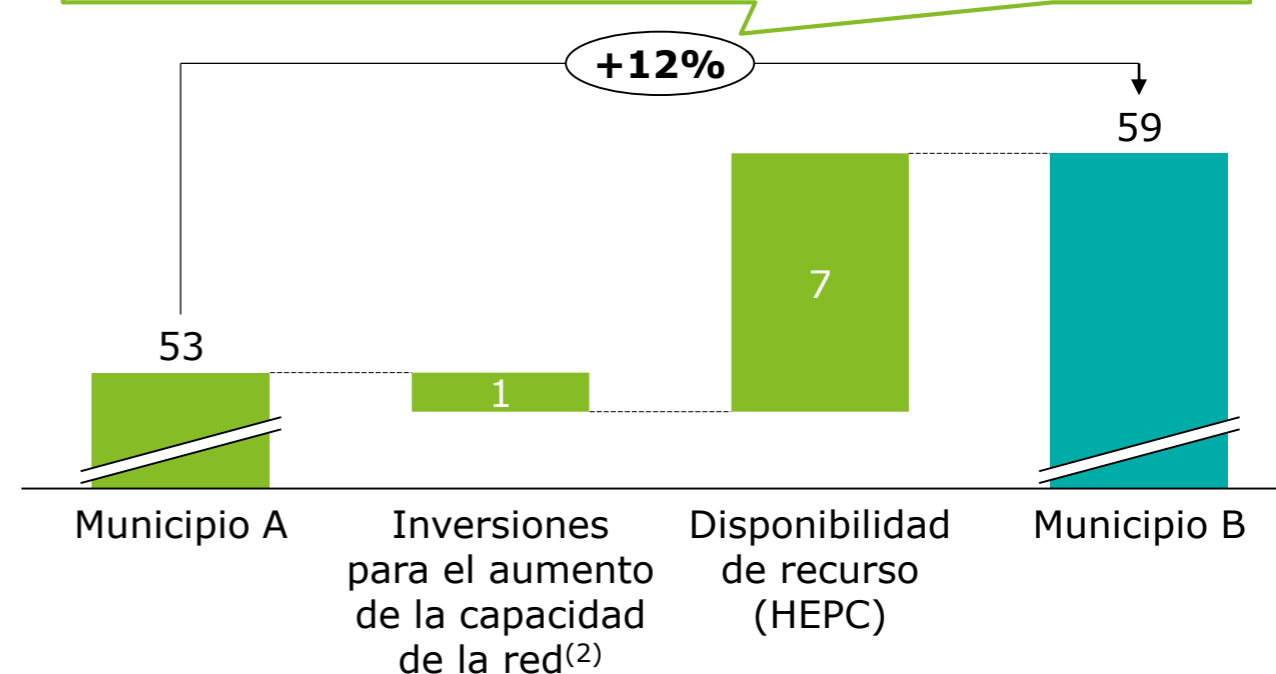
- 1 Será necesario aumentar la capacidad de la red para aprovechar los emplazamientos con mejor potencial renovable

Caso real para la instalación de una planta solar fotovoltaica de 50 MW en España

A Municipio A	B Municipio B
<ul style="list-style-type: none"> • Irradiación solar media: 5,5 kWh/m² • HEPC anuales: ~2.000 h • Inversión aumento capacidad de la red: ~2 M€ 	<ul style="list-style-type: none"> • Irradiación solar media: 4,9 kWh/m² • HEPC anuales: ~1.750 h • No es necesaria inversión en aumento capacidad de la red

LCOEs para cada uno de los emplazamientos⁽¹⁾ (€/MWh)

El **impacto de los extra-costes** para aumentar la capacidad de la red **sería mucho menor** que el impacto de la disponibilidad de recurso en peores emplazamientos



No aprovechar los mejores emplazamientos a través de refuerzos de red (500M€) podría suponer inversiones adicionales en renovables de ~2.500-3.000M€⁽³⁾

(1): Se considera una inversión de 650.000€/MW, un coste fijo de 30.000€/MW y una rentabilidad del 7,5%

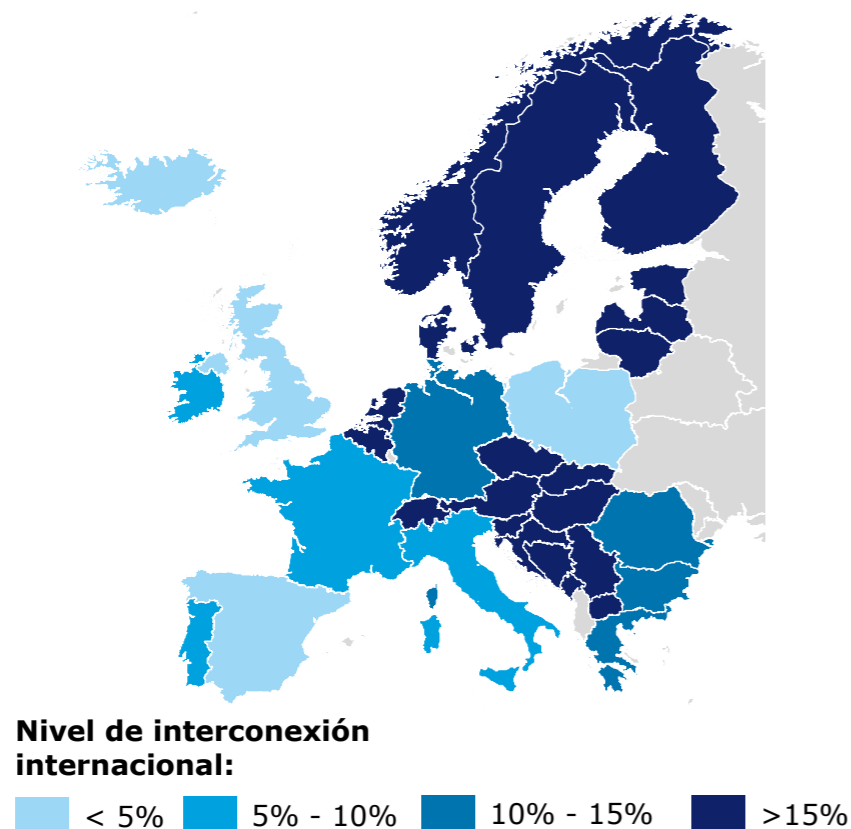
(2): Incluye solo inversiones para el aumento de capacidad de la red. Se considera que el coste de la evacuación y los refuerzos en la red de distribución son iguales en ambos casos

(3): Corresponde a una estimación de inversión en renovables en peores emplazamientos (~55GW con 1.750 HEPC) para generar la misma energía que en los emplazamientos óptimos (~50GW con 2.000 HEPC)

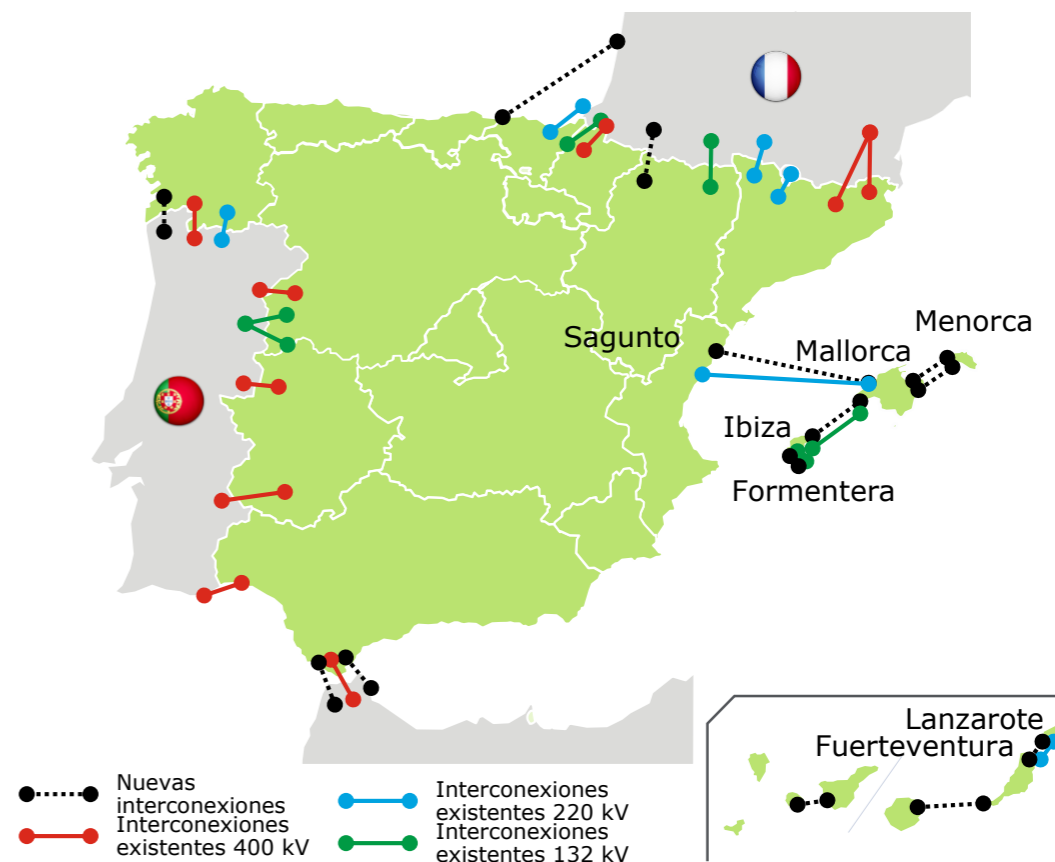
Fuente: ADRASE; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

- 1 El aumento de la capacidad de interconexión permitirá mitigar el impacto de la generación no gestionable en el sistema eléctrico español

Capacidad de interconexión internacional disponible
 (% de capacidad de interconexión sobre capacidad de generación instalada)



Interconexiones extrapeninsulares e internacionales durante transición energética



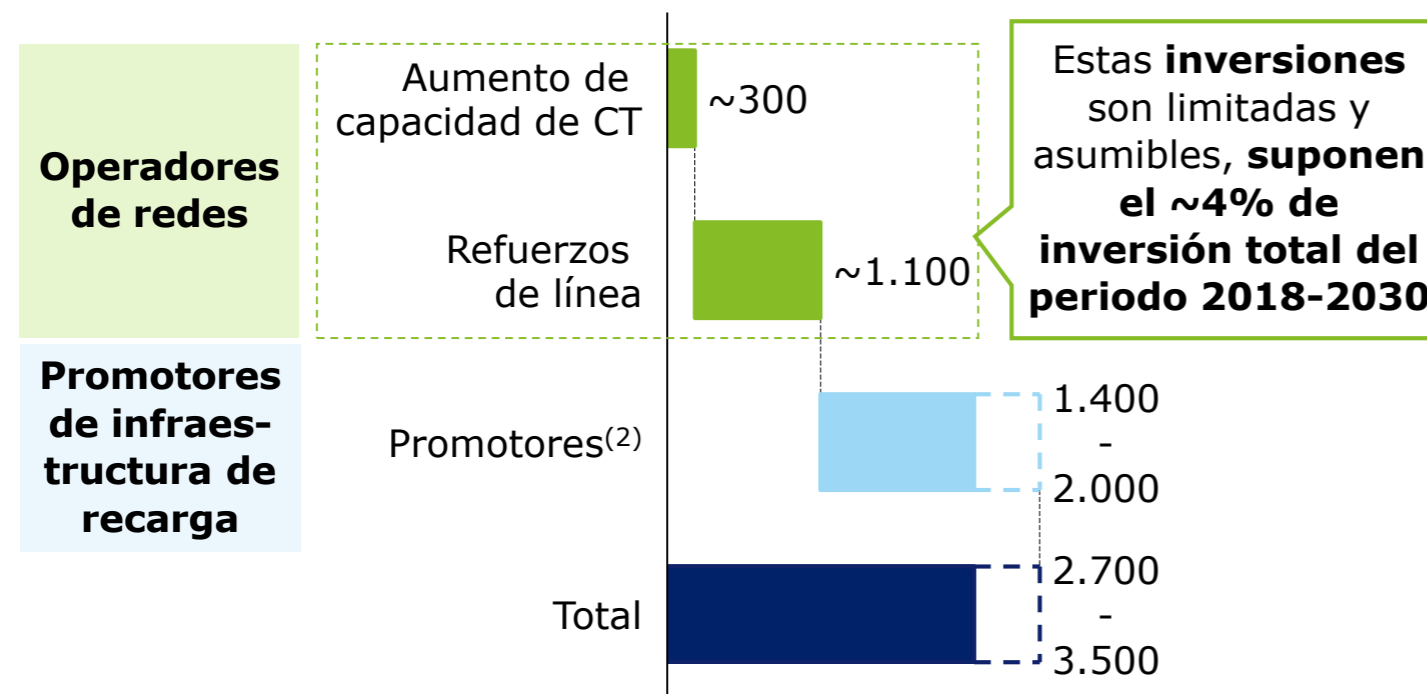
Será necesario invertir ~4.000 M€ en interconexiones que permitirán una mayor eficiencia en la integración de renovables, mejorando la seguridad de suministro y la integración de la península ibérica en el mercado europeo

Fuente: ENTSO-E; REE; análisis Monitor Deloitte

② Las redes eléctricas no supondrán un obstáculo para la integración del VE, sino que colaborarán en el despliegue del mismo

Las necesidades de redes para el despliegue del VE requieren un volumen de inversión relativamente bajo...

Inversiones estimadas en redes para la integración del VE 2018-2030⁽¹⁾ (millones de euros)



... sin embargo, existen retos que necesitan ser atendidos para facilitar el despliegue de la infraestructura de carga

- a Actuaciones en acometidas en viviendas
- b Adaptaciones de las instalaciones eléctricas interiores de los bloques de viviendas
- c Actuaciones en acometidas en centros de trabajo por la penetración del VE
- d Elevados costes fijos en la recarga urbana y en corredores
- e Disposición de espacios adecuados para para localizar la recarga en entornos urbanos

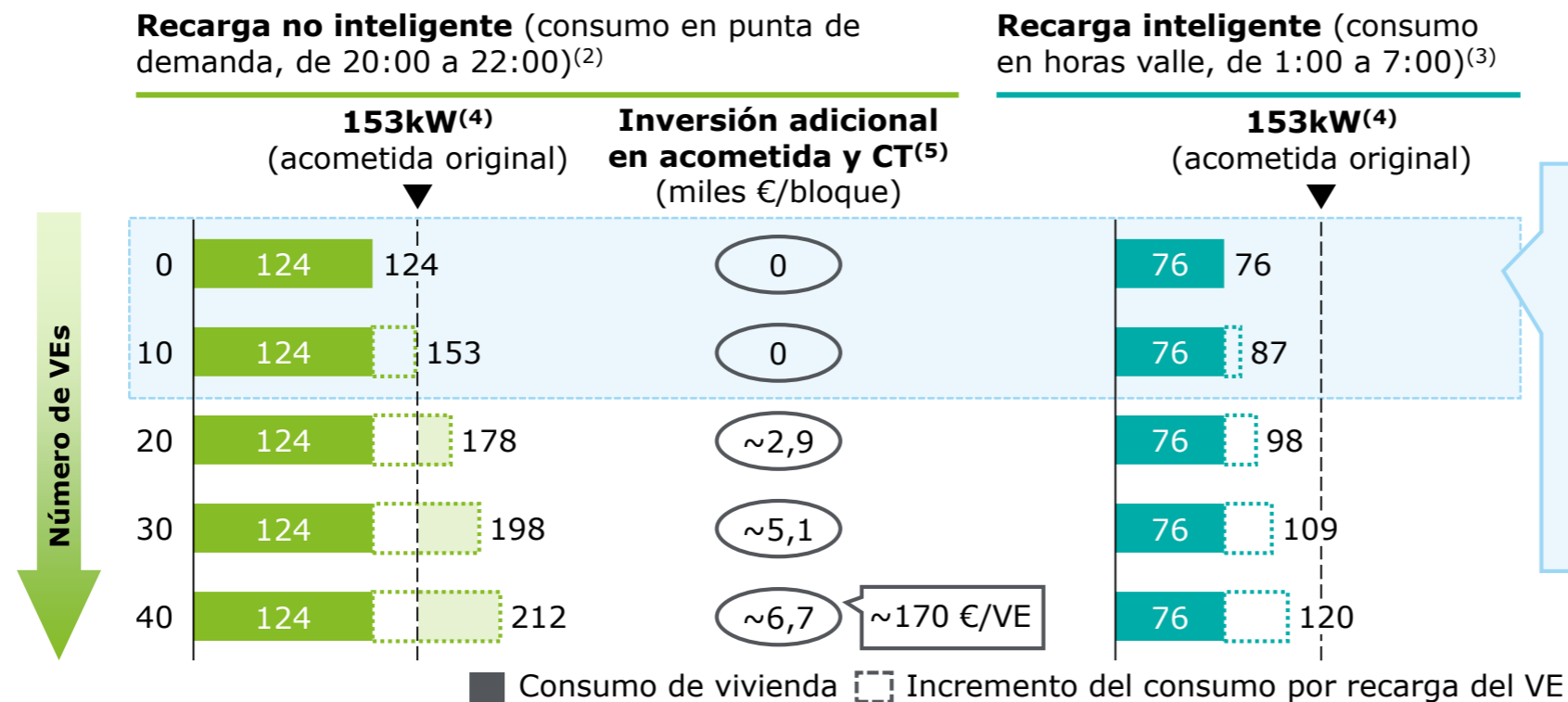
(1): Estimado en el informe "La contribución de las redes eléctricas a la transición energética" de Monitor Deloitte (02/2018). Se consideran 4-6 M VE a 2030 (incluye turismos eléctricos e híbridos enchufables; no considera autobuses ni camiones) según el informe de Monitor Deloitte "Un modelo de transporte descarbonizado para España en 2050". El 60% de los VE disponen de punto de recarga privado y realizan la recarga mayoritariamente en horario nocturno (1 am - 7 am)

(2): Inversión base de 12k€/PdR urbana (dos postes de 7,3kW) y 60k€/PdR en corredores (4 postes de 50 kW). Potencial incremento del 50% en recarga urbana por aumento de potencia

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

2a En edificios residenciales, podrían no ser necesarias actuaciones en acometidas si se dispone de recarga inteligente

Impacto de la recarga en acometida de un bloque de viviendas según la penetración de VE⁽¹⁾ (kW)



- A 2030 se estima una **penetración del VE del 25%**, lo que supondría una **necesidad limitada de ampliación de acometidas**
- Sin embargo, en zonas **con mayor penetración** podría ser necesario ampliar acometidas

La Ley de Propiedad Horizontal actual puede obstaculizar la ampliación de las acometidas ya que los vecinos no interesados pueden vetar la obra y no está claro quién asume el coste

(1): Considera 40 viviendas de, factor de simultaneidad para dimensionar acometida original de 62%, 3,7 kW de potencia de cada punto de recarga, una acometida única (bloque de viviendas y aparcamiento comunitario) y una autonomía de recarga: 200km

(2): Considera un consumo de 3,1 kWh por vivienda y un factor de simultaneidad de la recarga que disminuye ante un aumento de la penetración del VE, del 80% (10 VEs) al 60% (40 VEs)

(3): Considera un consumo de 1,9 kWh por vivienda y un factor de simultaneidad de la recarga del 30% (constante)

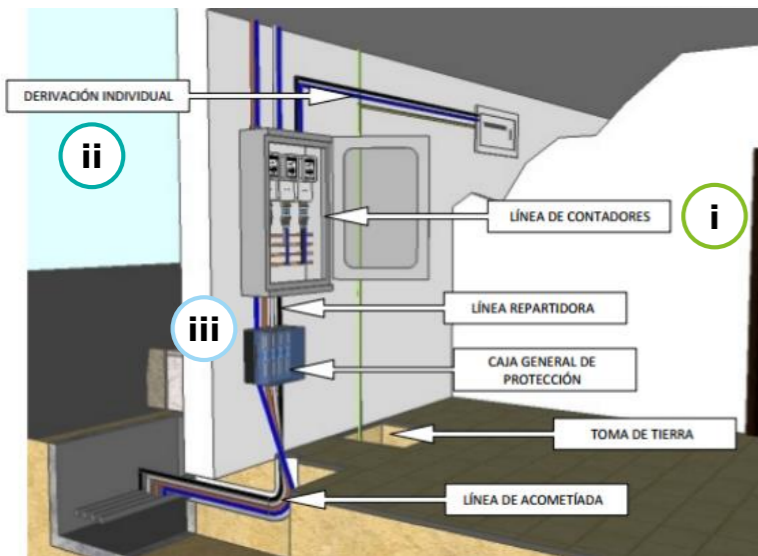
(4): Considera una previsión de carga en el bloques de vivienda de 5,8 kW (criterios de dimensionamiento de instalación de un edificio según REBT del año 2002; Real Decreto 842/2002); con un factor de simultaneidad de recarga del 62% y 10 kW de capacidad de servicios comunitarios

(5): Estimado en base a un coste de acometida de 5.000€ y un coste de ampliación de CTs de 6.000€ para 100 kW

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

2b) En cambio, será necesario facilitar obras y adaptaciones de las instalaciones eléctricas interiores de los bloques de viviendas

Esquema básico de la instalación interior de un bloque de viviendas



Ejemplos representativos de impacto de la recarga de VE en instalaciones interiores de bloque de viviendas

i Contadores y equipos de medida



- Existen **varios esquemas de medida de la recarga** (p.ej. contador independiente, común con vivienda)
- Puede haber **limitaciones por espacio o accesibilidad**, por ejemplo, pueden ser necesarias obras en cuarto de contadores para ampliarlos

ii Cableado y canalizaciones



- Conectan **la línea repartidora a los equipos (p.ej. derivaciones)**, incluyendo puntos de recarga
- Se **incrementan las derivaciones**, lo que **implica adaptaciones y obras** (cada recarga puede requerir una derivación del mismo grosor que la de las viviendas)

iii Protecciones y equipos de mando



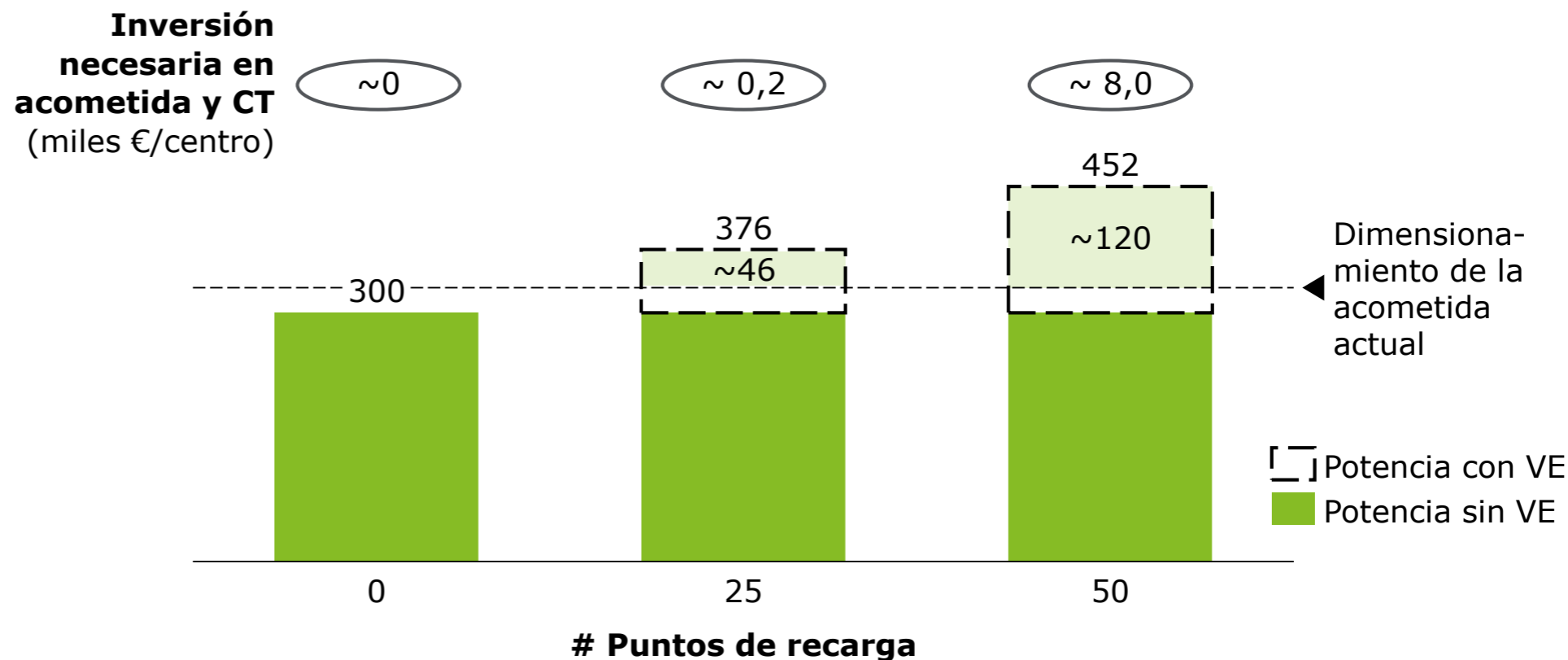
- Es necesario instalar **nuevos equipos eléctricos** (p.ej. interruptores, sistemas de protección)
- Específicamente, los nuevos equipos pueden implicar cambios en **la Caja General de Protección o los Interruptores de Control de Potencia**

- 2c) En centros de trabajo, la simultaneidad de la recarga diurna del VE en puede implicar la necesidad de ampliar acometidas muy pronto

Potencia total necesaria en la acometida de un centro de trabajo en función de la instalación de puntos de recarga (kW)

Hipótesis

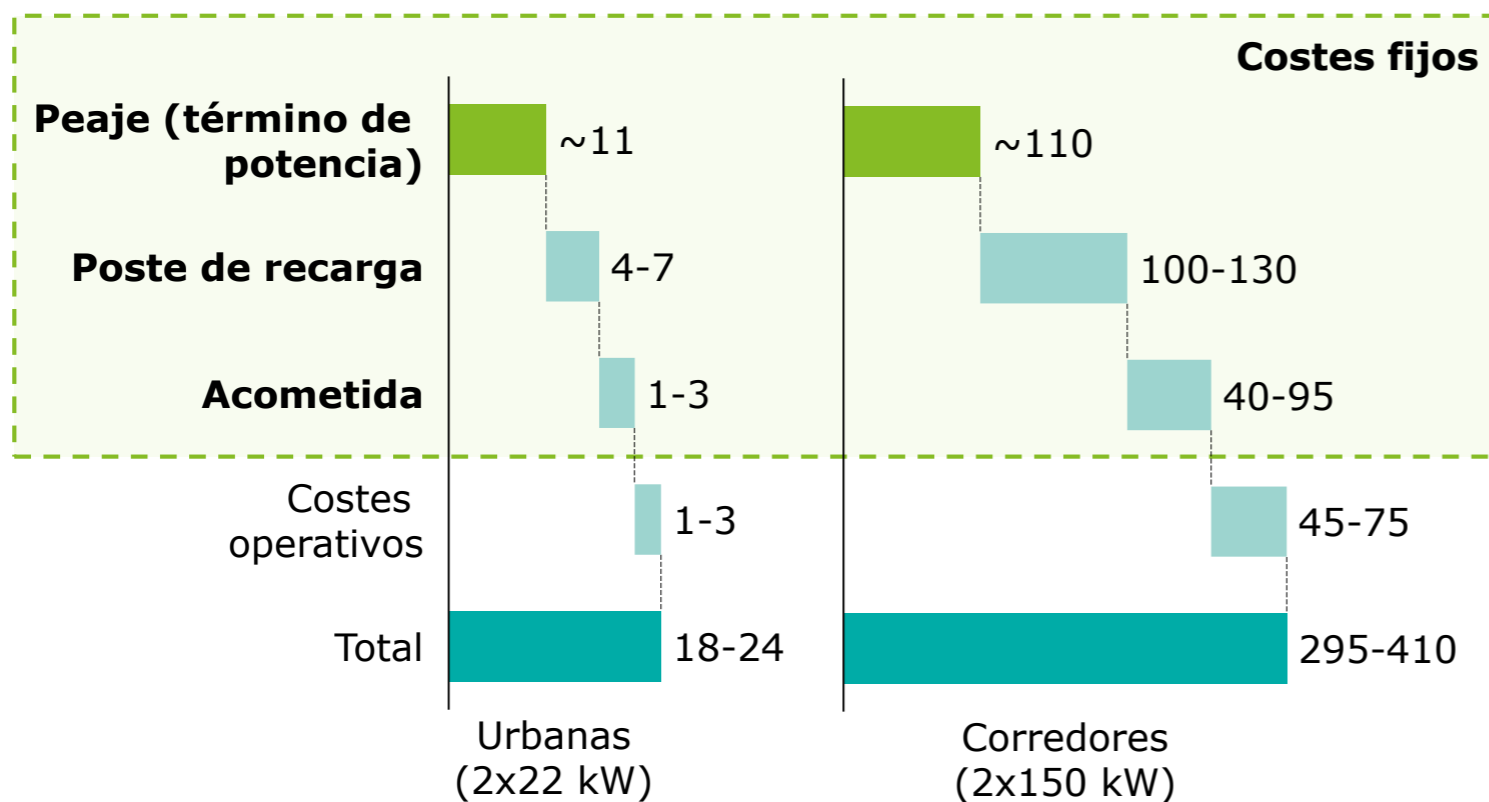
- **Número de empleados:** 500
- **Número de VEs:** 50 (10% del total de empleados)
- **Dimensionamiento de la acometida:** 330 kW
- **Potencia de cada punto de recarga:** 3,8 kW
- **Factor de simultaneidad de la recarga:** 80%
- **Acometida única** (centro de trabajo y parking)



La recarga diurna en oficinas presenta elevada simultaneidad, incrementando las necesidades de ampliación de las acometidas y el presupuesto a destinar por la empresa para desarrollarla

2d Los costes fijos en la recarga urbana y en corredores son elevados, difícilmente recuperables con una baja penetración del VE

Coste total de la recarga en áreas urbanas⁽¹⁾ y en corredores⁽²⁾
(k€₂₀₁₈)




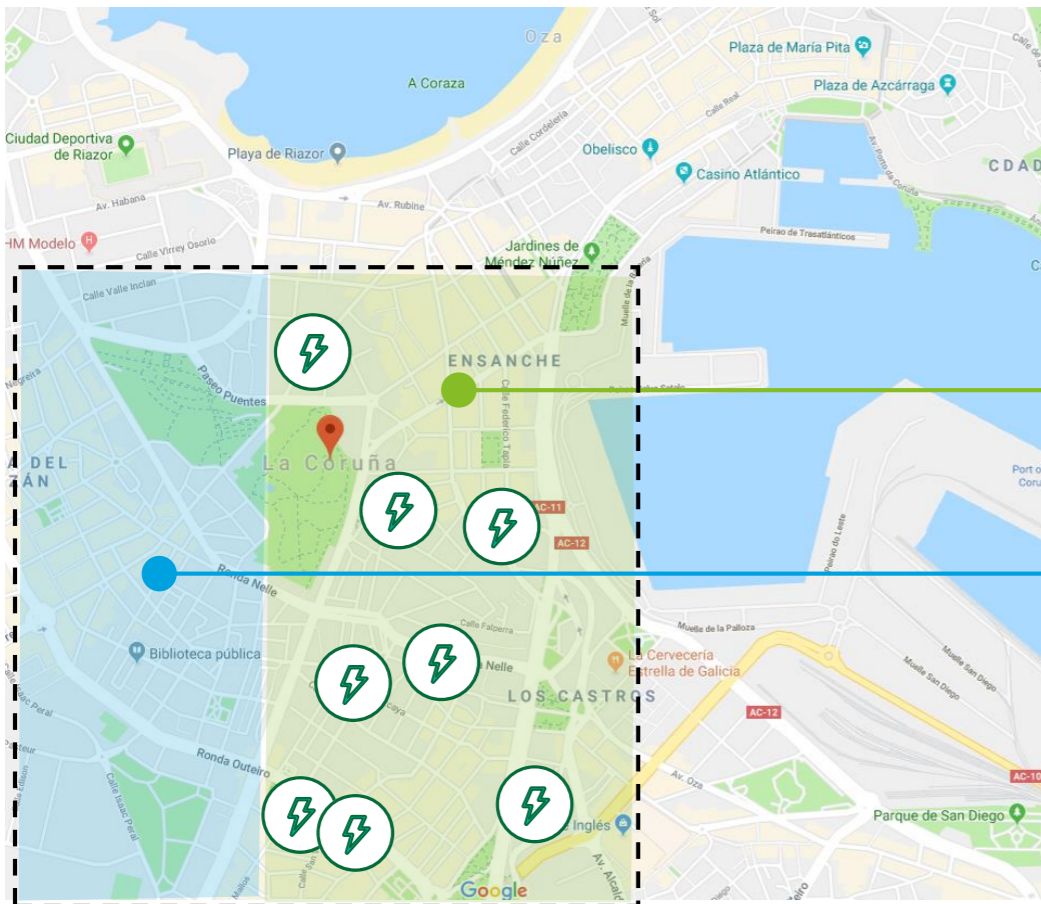
- En ambos casos, el **término de potencia de la tarifa eléctrica y la inversión en acometidas** representa un **elevado peso (~50%)** en el coste de recarga que se trasladará al usuario de la recarga
- La **baja penetración del VE en el corto y medio plazo** hace difícil que los promotores de recarga puedan recuperar los **elevados costes fijos**

(1): Tasa de descuento 6%; 2 postes de 22 kW; Capex: 5.000-10.000 (acometida a baremo); Opex anual: 5% de Capex; tarifa de acceso 3.1A. No incluye costes variables que son repercutidos como *pass-through* directamente al consumidor (coste de electricidad y peaje variable)
 (2): Tasa de descuento 6%; 2 postes de 150 kW; Capex: 140.000-225.000; Opex anual: 5% de Capex; tarifa de acceso 3.1A. No incluye costes variables que son repercutidos como *pass-through* directamente al consumidor (coste de electricidad y peaje variable)
 Fuente: análisis Monitor Deloitte

2e Es esencial la colaboración de los ayuntamientos para asegurar ubicaciones atractivas para usuarios y con acceso a la red eléctrica

Análisis de potencial técnico de recarga en área urbana (~5 km²) de A Coruña

- Área urbana
--- analizada
-  CT con capacidad para conectar una electrolinera de 2x150 kW



Aspectos clave para desplegar recarga rápida en áreas urbanas

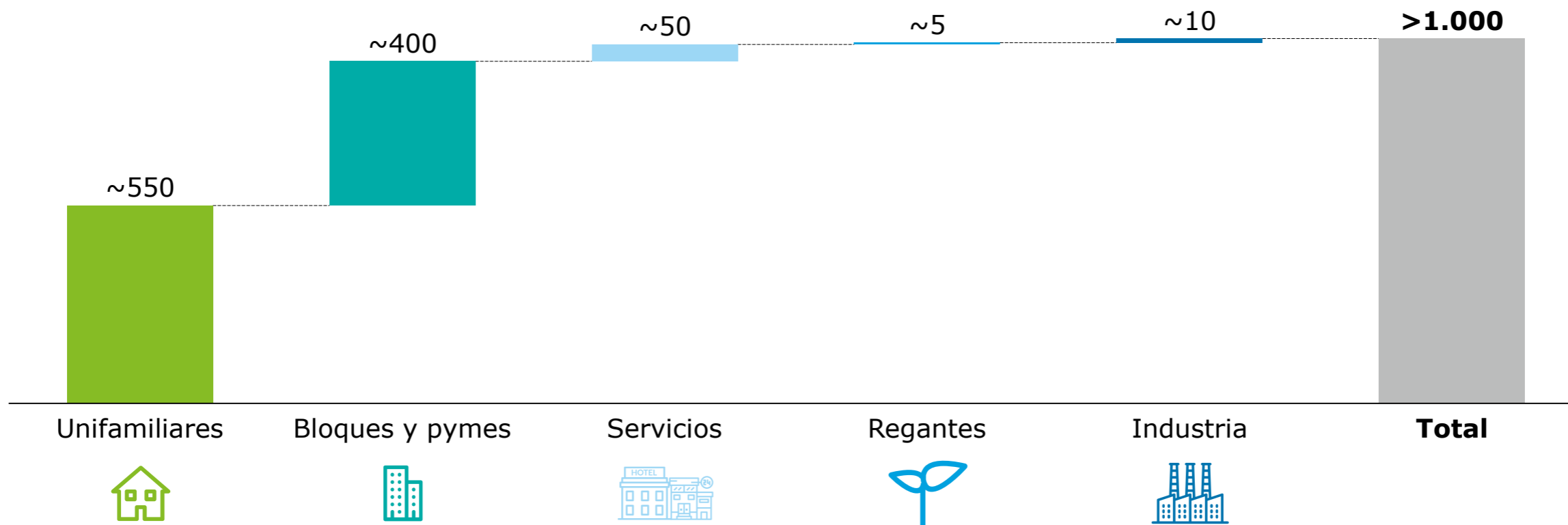
- En las **zonas con capacidad de red para conectar las instalaciones de recarga**, es clave que los promotores combinen:
 - La **disponibilidad de espacio físico** para la instalación de los propios **postes de recarga**
 - Con localizaciones de **la recarga en lugares atractivos** para los usuarios o potenciales compradores de VE
- **Pueden existir zonas urbanas con restricciones para instalar PdR rápidos**, por limitaciones locales de la red eléctrica, que requeriría:
 - **Ampliar potencias de transformación en CTs o SE urbanas AT/MT**
 - **Incrementar mallado o secciones de líneas MT urbanas (mayoritariamente subterráneas)**

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

- ③ Se deberá adecuar la red para integrar >1 millón de instalaciones de autoconsumo capaces de participar activamente en la demanda

Instalaciones de autoconsumo en España en 2030⁽¹⁾

(# miles)



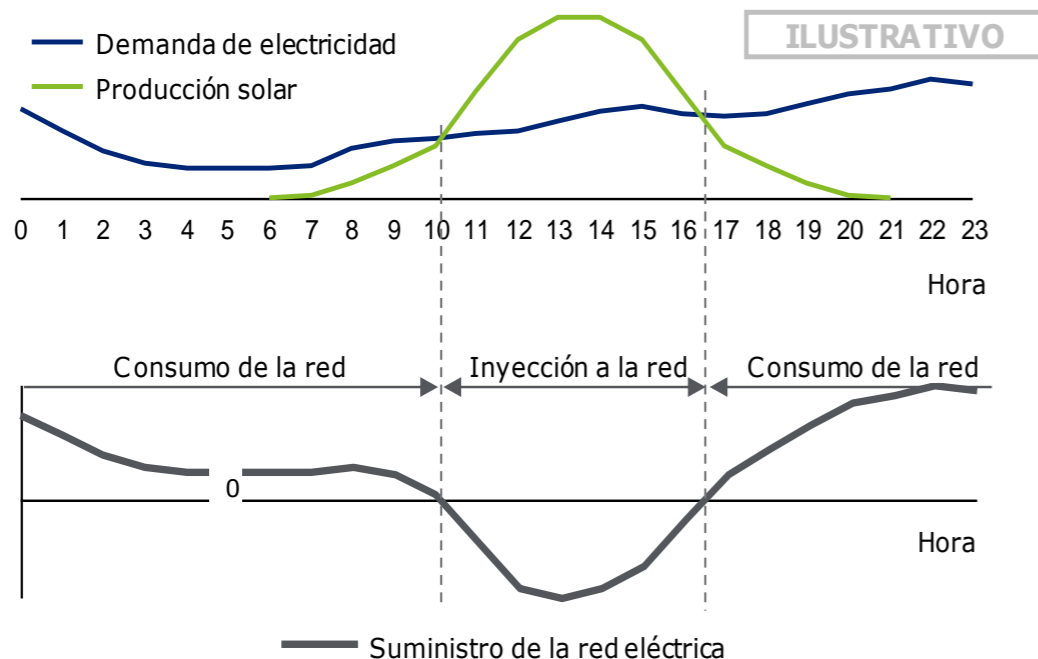
La integración de más de 1 millón de instalaciones (actualmente existen ~1.000 instalaciones registradas) de pequeño tamaño (6 kW de media) requerirá adaptar la red eléctrica para garantizar la seguridad de suministro

(1): Se ha estimado suponiendo que se instala todo el potencial económicamente viable estimado previamente

Fuente: IRENA; CNMC; IDAE; NREL; análisis Monitor Deloitte

3 La integración de flujos bidireccionales implicará nuevos requerimientos para la red, como nuevos sistemas de protección y reguladores de tensión

Balance de generación y demanda de un consumidor residencial con vertidos



- En momentos en los que la generación por autoconsumo sea muy elevada y la demanda sea baja, **los vertidos deberán desplazarse por la red de BT, o incluso MT y AT**, hasta consumirse en otras ubicaciones
- Este **efecto** será **mayor** si sucede en **zonas de elevada concentración de autoconsumo**

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

Requerimientos clave de la red para la gestión de vertidos/flujos bidireccionales



Capacidad de control

- **Capacidad de los operadores de redes para desconectar equipos** en caso de necesidad (p.ej., evitar fallos en centros de transformación, corregir sobretensiones incorregibles de otro modo, etc.)



Sistemas de protección

- **Red de protecciones interconectadas para mitigar posibles averías** (p.ej., sistemas anti-islas)



Regulación de la tensión

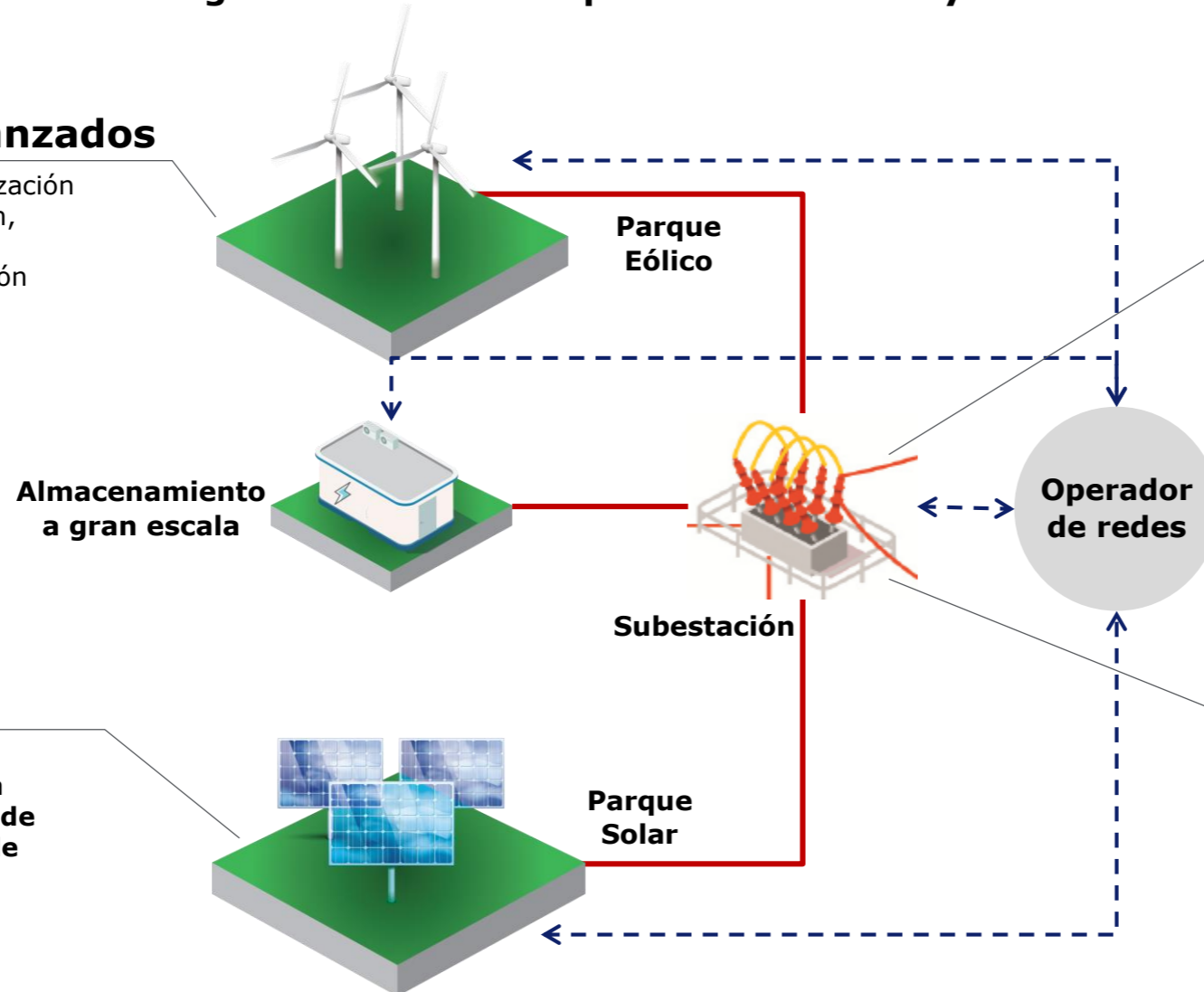
- **Transformadores automáticos de regulación** en baja tensión, capaces de regular la tensión de la red cuando se vierte la energía
- Elementos de **electrónica de potencia avanzados** (p.ej., *statcoms* para controlar energía reactiva)

- 4 La modernización y digitalización de la red de alta tensión permitirá integrar la elevada penetración de generación no gestionable

Esquema simplificado de la integración de nueva capacidad renovable y almacenamiento en las redes

Sensores avanzados

- Permiten la monitorización en remoto de tensión, flujos, generación, frecuencia o predicción meteorológica



Digitalización de equipos

- **Subestaciones y centros de transformación digitalizados**
- **Equipos de regulación y protección avanzados e interconectados** que permiten el control y la supervisión de redes con generación distribuida
- **Transformadores automáticos de regulación**

Algoritmos avanzados

- **Algoritmos de autoaprendizaje para predicción de flujos de carga y predicción de renovables**

Sistema de información

- **Infraestructura de comunicaciones** (p.ej., fibra óptica, red móvil) para la gestión local de red y **demanda activa**

--- Red de comunicaciones
 — Red MT/AT

- 4 La red eléctrica también necesitará inversiones en modernización y digitalización en BT para integrar el autoconsumo y la recarga inteligente

Esquema simplificado de la integración del autoconsumo y la recarga inteligente en las redes

Equipamiento

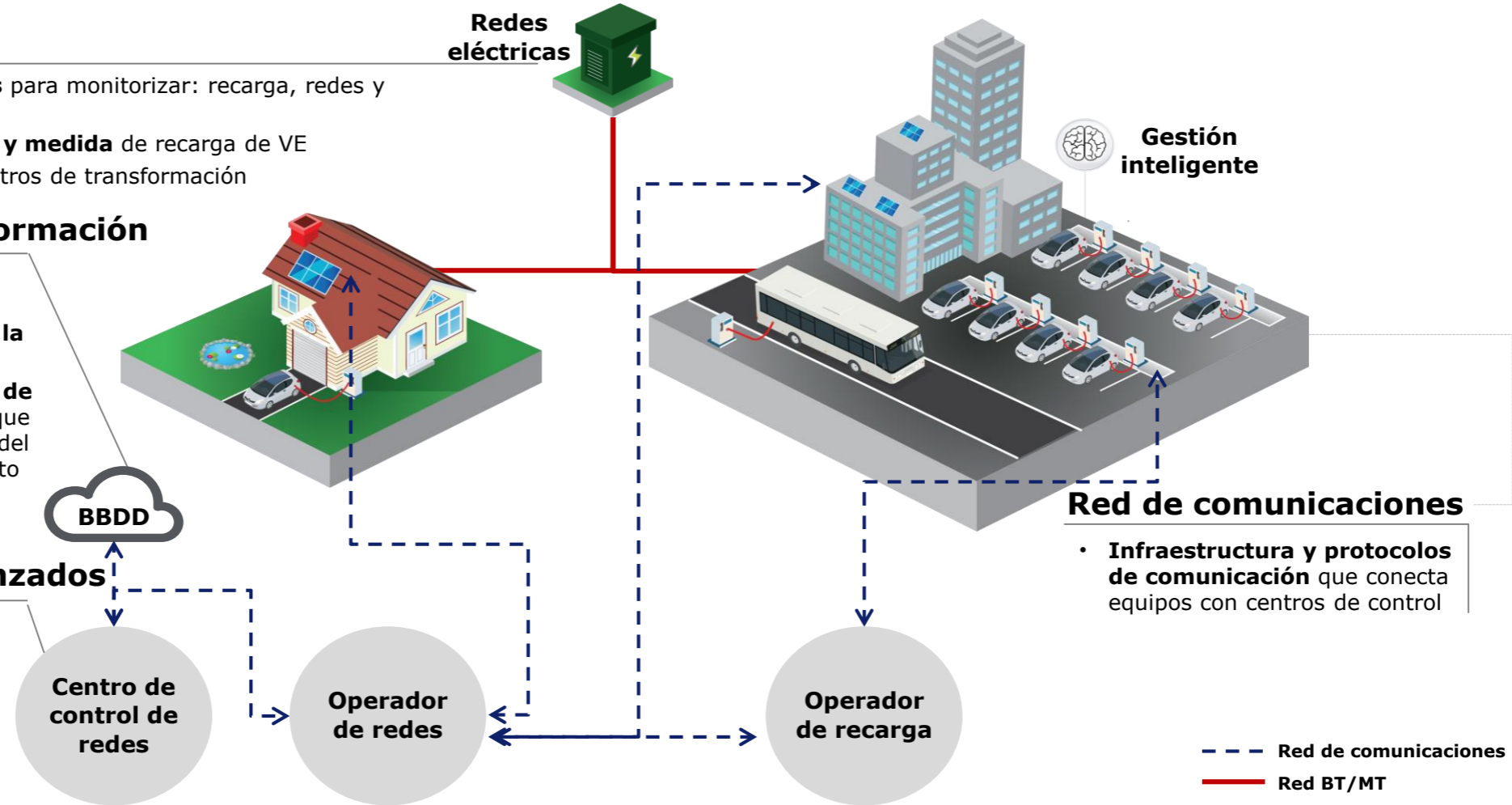
- **Sensores avanzados** para monitorizar: recarga, redes y generación
- **Sistemas de control y medida** de recarga de VE
- **Digitalización** de centros de transformación

Sistemas de información

- **Sistemas de almacenamiento y gestión de datos en la nube**
- **Sistemas integrales de gestión de energía** que incorporen la recarga del VE y el almacenamiento distribuido

Algoritmos avanzados

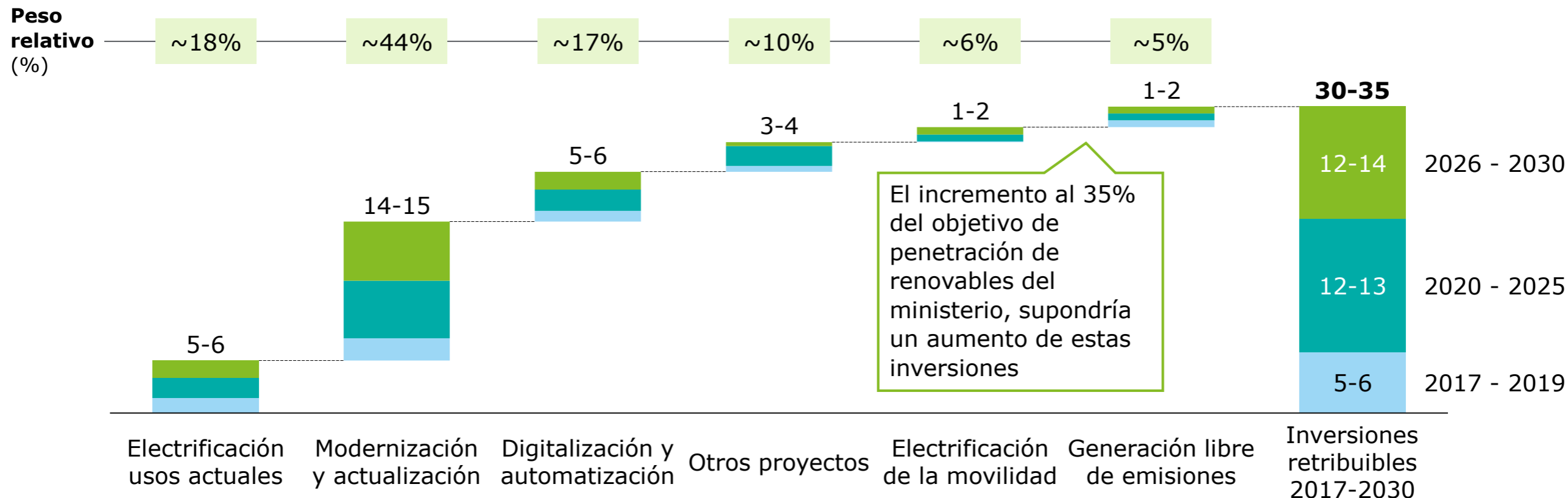
- **Algoritmos de autoaprendizaje** con datos en tiempo real de la recarga del VE y del consumo, generación y baterías de los autoconsumos



Los sistemas de recarga inteligente junto con la digitalización de la red podrían reducir significativamente las inversiones necesarias en redes

- 5 Se necesitarán cerca de ~30.000 M€ de inversión para modernizar y digitalizar la red e integrar renovables y VE en el sistema

Desglose de inversiones⁽¹⁾ en redes eléctricas retribuíbles para los operadores durante la transición
(miles M€ nominales)



La modernización y digitalización de la red permitirá soportar una demanda un 20% superior⁽²⁾, en línea con las necesidades de electrificación que conlleva la transición energética, manteniendo el valor neto de los activos (~37-40 mil millones de €)

(1): Incluye proyectos singulares (p.ej. interconexiones)

(2): Se estima que la demanda en barras de central aumentará desde 276TWh en 2017 a 331TWh en 2030

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte

Agenda

La descarbonización de la generación eléctrica y la movilidad como elementos clave para la transición energética

Los retos y las necesidades de las redes para facilitar la transición energética

Recomendaciones para que las redes habiliten de una forma efectiva la transición energética



El desarrollo de los siguientes 4 ejes permitirá facilitar la integración de generación renovable y recursos distribuidos

Retos



Planificar la transición energética

- **Escasa visibilidad** sobre las inversiones de la transición
- **Rigidez en la tramitación** de modificaciones sobre la planificación de inversiones en las redes de alta tensión



Adaptar el marco regulatorio

- Elevadas **barreras administrativas** para el desarrollo de proyectos renovables centralizados
- Necesidad de avanzar en el desarrollo del **marco regulatorio del autoconsumo** (RDL 15/2018)
- **Ausencia** de un marco regulatorio que concrete **medidas específicas** para **el despliegue eficiente del VE** en bloques de viviendas y espacios urbanos



Adaptar el marco tarifario

- Necesidad de rediseñar el **marco tarifario** para ofrecer **señales de precios eficientes** que incentiven los nuevos usos de la transición energética
- Evitar a futuro el **desequilibrio de los ingresos/costes** del sistema



Incentivar inversiones en modernización y digitalización

- Riesgo de **no generar los incentivos adecuados** para las inversiones de la transición
- **Nuevos activos** con necesidades específicas de retribución

Fuente: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte



La coordinación del despliegue de renovables y recarga del VE con la planificación de redes, ofrecería visibilidad a agentes para decisiones de inversión; por lo que flexibilizar y agilizar procedimientos será clave

Recomendaciones



Planificación integral de la transición energética

- Definir una **planificación integral** que incluya el despliegue renovable e infraestructura de recarga en zonas prioritarias y la **inversión en redes**



Flexibilidad en la tramitación de las aprobaciones y modificaciones

- **Actualizar los requerimientos** y **simplificar el procedimiento** de inclusión de modificaciones a la planificación de la red de alta tensión
- **Agilizar la aprobación de los planes de inversión** de los operadores de redes, dadas las elevadas inversiones y su nueva tipología (p.ej., equipos inteligentes)



Agilidad en las autorizaciones de inversiones planificadas

- **Definir proyectos estratégicos para la transición** (p.ej. despliegue de nuevas líneas en corredores, imprescindibles para cumplir con objetivos de penetración renovable) **y agilizar** su desarrollo y autorización
- **Simplificar y agilizar los trámites de autorizaciones medioambientales y de las administraciones** para permitir la instalación y puesta en marcha de los 3-5GW anuales y sus líneas de evacuación

Se debe adaptar el marco regulatorio para el despliegue de renovable centralizada, autoconsumo y vehículo eléctrico

NO EXHAUSIVO

Recomendaciones propuestas sobre modificaciones del marco regulatorio



Renovable centralizada

- Informar sobre la **capacidad disponible** por nodo de la red
- Definir **criterios** claros de **análisis de capacidad** y **caducidad de derechos**
- Reservar capacidad al conceder la conexión, **para evitar el bloqueo de capacidad cuando se aprueba el acceso**
- Permitir solicitudes de conexión **agrupadas** (más de un parque)



Autoconsumo

- Definir **valoración de excedentes** (energía no consumida cuando se genera)
- Precisar el concepto de **instalaciones próximas cuando la instalación** no esté en el punto de consumo⁽¹⁾ y asignar el **coste del uso de la red**
- Definir **reparto de generación** (autoconsumo compartido)
- Limitar **tamaño de instalaciones**, para evitar, a nivel anual, una generación mayor a la demanda
- Especificar **esquemas de medida** en cada caso (contadores)
- **Informar** sobre instalaciones de autoconsumo a operadores



Vehículo eléctrico

- La **Ley de Propiedad Horizontal** debe asegurar que las acometidas no sean bloqueadas y aclarar quién asume el coste
- Alinear **Reglamento de Baja Tensión** con *Clean Energy Package*, asegurando que en los nuevos edificios se pueda instalar recarga en todas las plazas de garaje
- Definir características de **procedimientos en concurrencia** para hacer posible la participación de los operadores de redes cuando no exista interés del sector privado⁽²⁾
- **Asegurar la interoperabilidad de la recarga**, tanto a nivel físico (p.ej., estandarizar enchufe) como de medios de pago

- **Implementar en plazo los Códigos de Red Europeos** en la normativa española, considerando las propuestas de todos los agentes implicados

(1): Real Decreto-Ley 15/2018: "...se desarrollará el concepto de instalaciones próximas a efectos de autoconsumo. En todo caso se entenderán como tales las que estén conectadas en la red interior de los consumidores asociados, estén unidas a estos a través de líneas directas o estén conectadas a la red de baja tensión derivada del mismo centro de transformación"

(2): Real Decreto-Ley 15/2018: " Las empresas distribuidoras podrán ser titulares de último recurso de infraestructuras para la recarga de vehículos eléctricos, siempre que tras un procedimiento en concurrencia se resuelva que no existe interés por la iniciativa privada, en los términos y condiciones que se establezcan reglamentariamente por el Gobierno"

Fuente: operadores de redes; Real Decreto-Ley 15/2018; Propuesta de RD por el que se regula el acceso y la conexión a las redes de Tx y de Dx de energía eléctrica; análisis Monitor Deloitte

- ⚖ Sería necesario adaptar las tarifas eléctricas para que sean una señal de precio eficiente, pero manteniendo el principio de suficiencia tarifaria

Recomendaciones para adaptar la tarifa eléctrica



Adaptación de las tarifas de acceso actuales

- Revisar el marco tarifario actual para **ofrecer las señales de precios que incentiven que los nuevos usos que surgirán durante la transición energética** (p.ej., electrificación de la movilidad o de usos actuales) empleen la red en periodos de bajo consumo



Refuerzo de la sostenibilidad del sistema eléctrico

- Asegurar el **equilibrio de los ingresos y costes del sistema** ante la **penetración de nuevos agentes y nuevas tecnologías** durante la transición energética (p.ej., prosumidores) y las **ineficiencias de la estructura tarifaria actual**

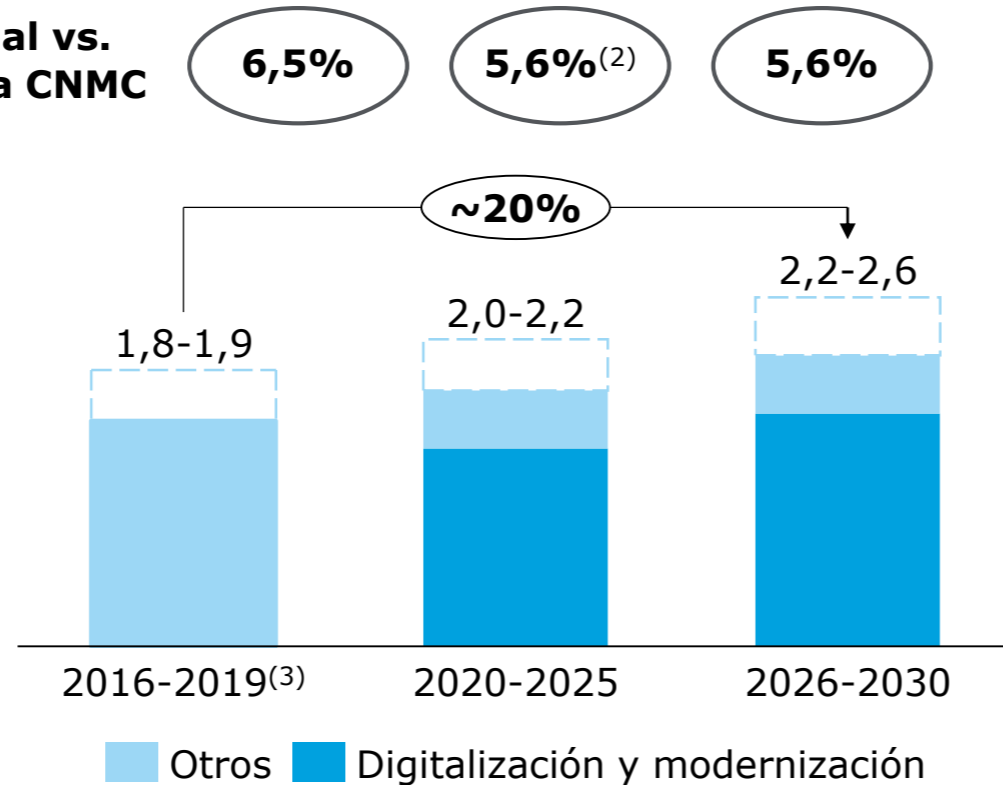




Una reducción de la tasa sería un desincentivo para las inversiones necesarias para el próximo período regulatorio, particularmente para las inversiones de digitalización y modernización de la red

Media de las inversiones netas⁽¹⁾ en periodo regulatorio actual frente a los periodos regulatorios futuros
(miles M€⁽¹⁾ nominales)

Tasa actual vs. propuesta CNMC
(%)



• El nivel de **digitalización y modernización de la red es una opción para el operador; supondrá más del 60% de las inversiones totales del período**

La regulación menciona explícitamente⁽⁴⁾ que la tasa de retribución debe estar alineada con las necesidades de inversiones. La reducción de la tasa entraría en vigor cuando las inversiones deberían aumentar

(1): Incluye proyectos singulares (p.ej. interconexiones)

(2): CNMC: "Acuerdo por el que se aprueba la propuesta de metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica para el segundo periodo regulatorio 2020-2025"

(3): De acuerdo a los planes de inversión anuales de las empresas propietarias de instalaciones de distribución y transporte de energía eléctrica

(4): Real Decreto 1047-2013/Real Decreto 1048-2013; "...para la determinación de la propuesta del valor que tomará el diferencial se atenderá a los siguientes criterios:...3) Necesidades de inversión del siguiente periodo regulatorio de acuerdo a las estimaciones de evolución de la demanda"

Fuente: UNESA; CNMC; BOE; operadores de redes; análisis Monitor Deloitte



Los peajes de red son más sensibles a la electrificación que a la tasa, por lo que asegurar la electrificación es clave para reducir peajes

Peaje de tarifa eléctrica y riesgo de cumplimiento a 2030 según la tasa de retribución financiera de redes eléctricas y de la demanda eléctrica peninsular⁽¹⁾

(€/MWh)

		Demanda (TWh)		
		270	300	330
Tasa de retribución financiera	5,50%	27,6	24,8	22,6
	6,00%	28,3	25,4	23,1
	6,50%	28,9	26,0	23,7
	7,00%	29,6	26,6	24,2

- El **peaje de tarifa eléctrica es más sensible a la demanda** (rango de 5 €/MWh) **que a la tasa** (1-2 €/MWh)
- **La electrificación de la demanda y una tasa de retribución atractiva** permitirán:
 - **Reducir el peaje a 24,2 €/MWh** con demanda de 330 TWh (y tasa del 7%)...
 - **...frente a los 27,6 €/MWh** con 270 TWh de demanda (y tasa del 5,5%)

(1): El cálculo de la retribución de transporte y distribución se ha realizado en base al plan de inversiones del informe "La contribución de las redes eléctricas a la transición energética" de Monitor Deloitte (02/2018)

Fuentes: operadores de redes; análisis Monitor Deloitte



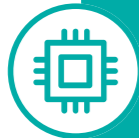
El modelo retributivo debe adaptarse a la nueva tipología de inversiones que requerirá la transición energética

Recomendaciones para incentivar las inversiones en redes inteligentes



Características técnicas de los equipos inteligentes

- Es necesario **desarrollar el esquema retributivo para recoger las especificidades de inversiones** de redes inteligentes (p.ej. vida útil específica y más reducida de nuevos equipos)
- Definir **incentivos a particulares y promotores de recarga** para que instalen equipos y sistemas que permitan la comunicación con los operadores de red



Perfil de riesgo de la inversión

- Considerar el **mayor riesgo de las inversiones actuales en redes inteligentes** (por obsolescencia)
- **Incentivar** específicamente los proyectos de innovación, p.ej. sujetos a alta *mortality rate* (amortización acelerada o sin comisionar)

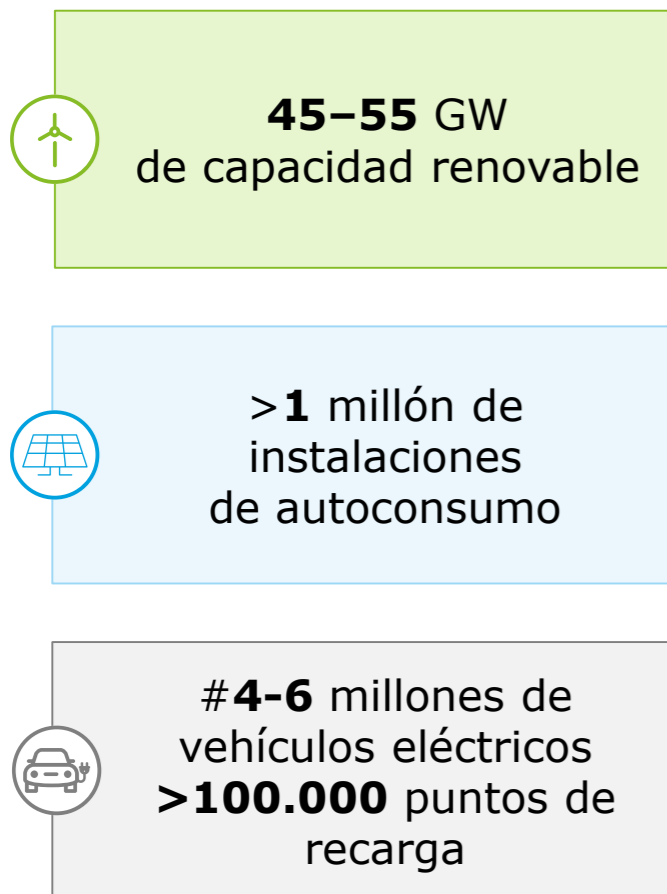


Capacidades técnicas necesarias

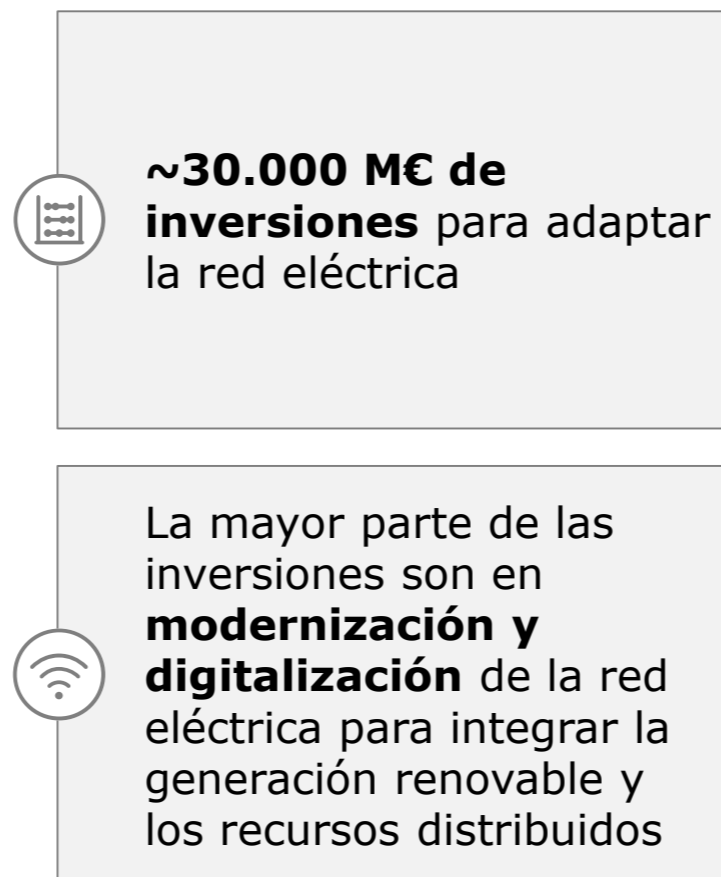
- Desarrollar mecanismos de **financiación específica** (p.ej. facilidades financieras, fondos I+D) **para proyectos innovadores de redes eléctricas** (p.ej. gestión dinámica de líneas)

Principales mensajes

Retos de la red a 2030



Inversiones en red



Recomendaciones para la transición



Monitor **Deloitte.**

El presente informe/documento es estrictamente confidencial y de uso interno de la Sociedad y, no podrá ser entregado, ni permitir el acceso a terceros o hacer referencia al mismo en comunicaciones sin nuestro consentimiento previo por escrito.

Este documento ha sido preparado con fines exclusivamente promocionales, en base a cierta información pública y de la Entidad, y refleja una serie de observaciones de carácter general. Deloitte no acepta ningún tipo de responsabilidad frente a la Sociedad ni frente a ningún tercero como consecuencia de las decisiones o acciones que pueden ser adoptadas por la Sociedad basándose en el contenido de este documento.

Deloitte no controla el funcionamiento, fiabilidad, disponibilidad o seguridad del correo electrónico y por lo tanto no será responsable de ninguna pérdida, daño o perjuicio que resulten de la pérdida, retraso, interceptación por parte de terceros, corrupción, o alteración del contenido de este informe/documento. En caso de contradicción o conflicto entre la versión electrónica y el documento físico, prevalecerá el documento físico.

Deloitte se refiere a Deloitte Touche Tohmatsu Limited, (private company limited by guarantee, de acuerdo con la legislación del Reino Unido) y a su red de firmas miembro, cada una de las cuales es una entidad independiente. En www.deloitte.com/about se ofrece una descripción detallada de la estructura legal de Deloitte Touche Tohmatsu Limited y sus firmas miembro.