



Transición Energética

Mix de generación

24/01/2019

endesa

Parque de generación eléctrico

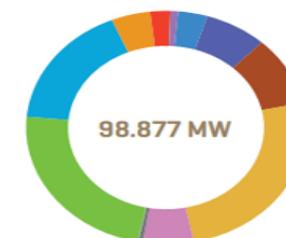
Cobertura de la demanda 2018



Potencia eléctrica instalada a 31.12.2017 (%)
 Sistema eléctrico peninsular

→ TURBINACIÓN BOMBEO	3,4
→ NUCLEAR	7,2
→ CARBÓN	9,6
→ CICLO COMBINADO	25,2
→ COGENERACIÓN	5,9
RESIDUOS NO RENOVABLES	0,5
RESIDUOS RENOVABLES	0,1
EÓLICA	23,2
HIDRÁULICA	17,2
SOLAR FOTOVOLTAICA	4,5
SOLAR TÉRMICA	2,3
OTRAS RENOVABLES	0,9

→ Potencia firme

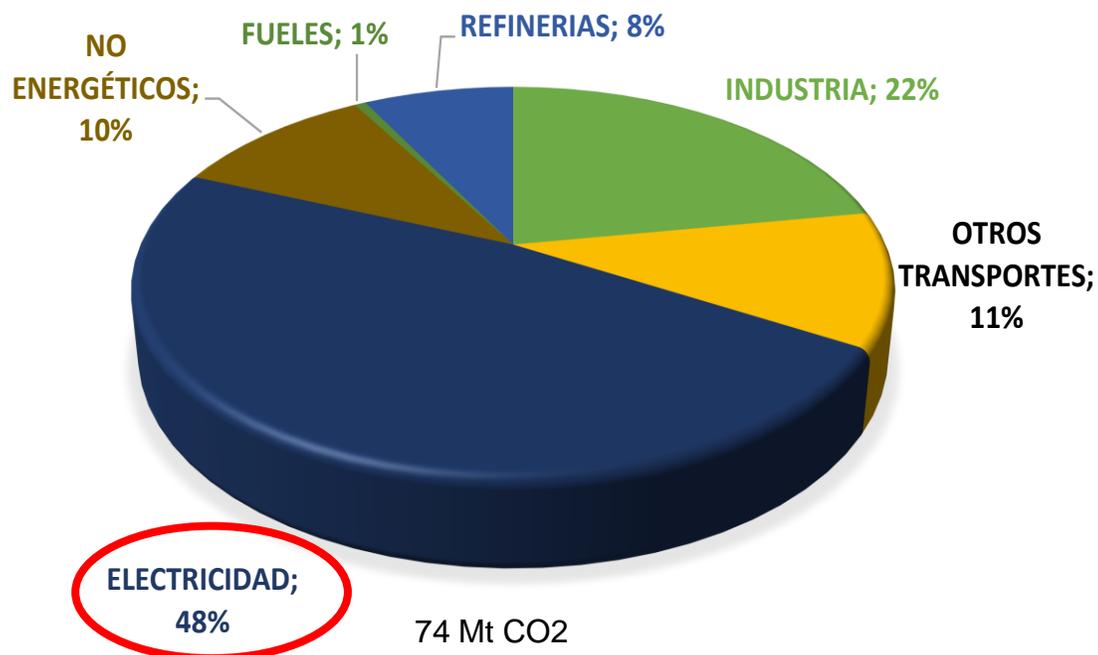


Sectores emisores de CO2

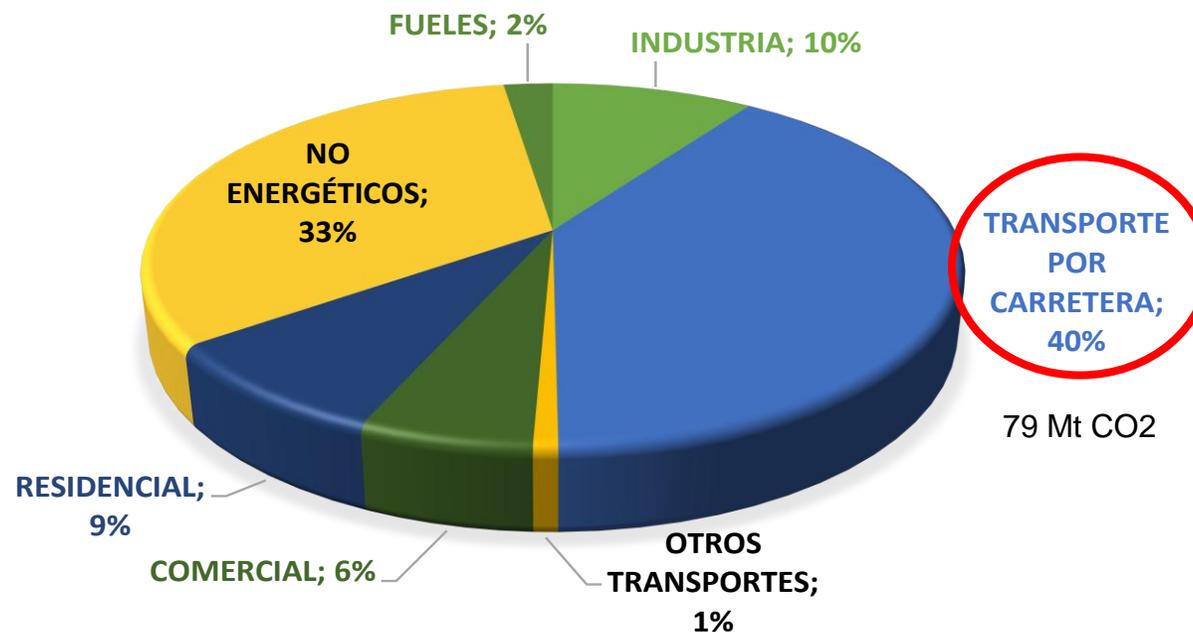
Emisiones de CO2 año 2015.



EMISIONES ETS: 154 Mt CO₂



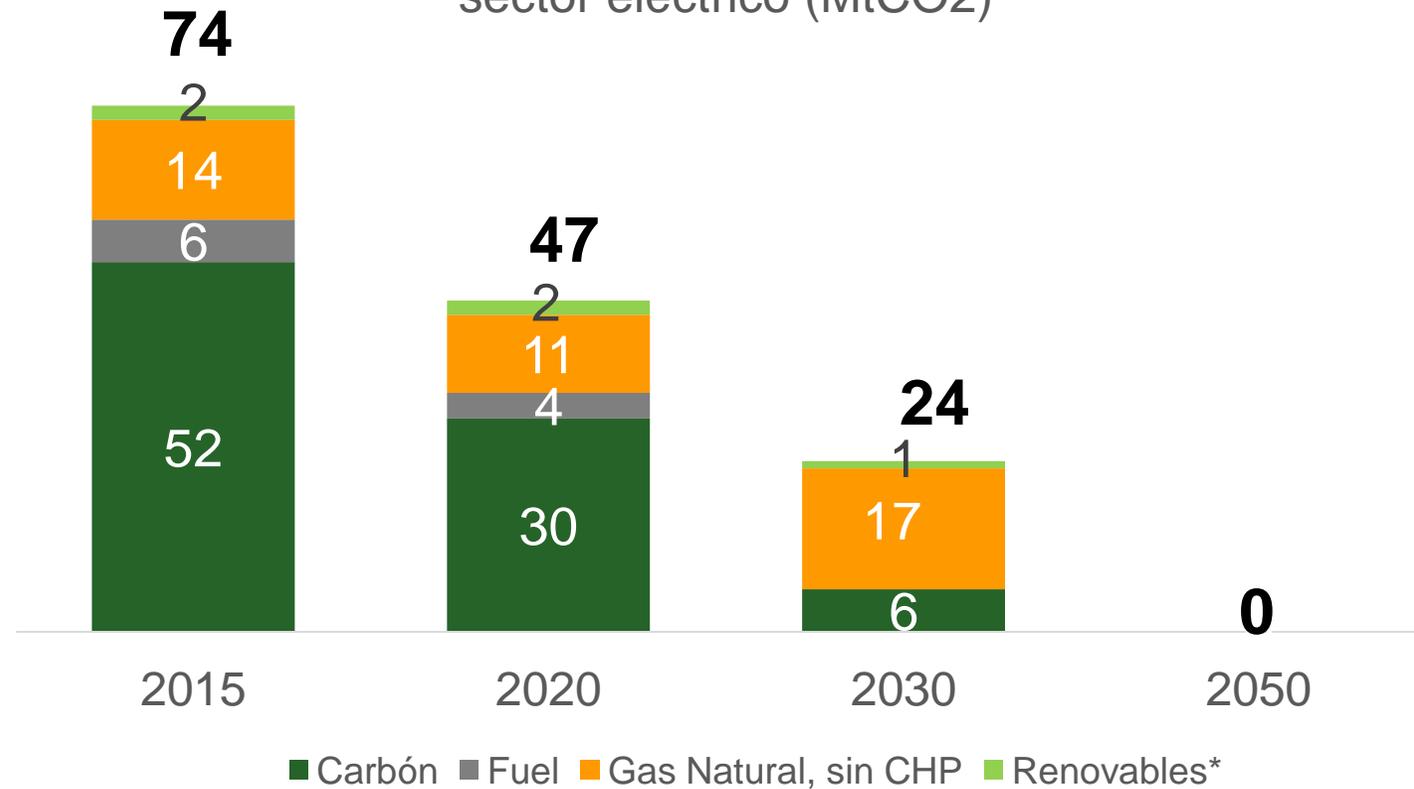
EMISIONES DIFUSOS: 196 Mt CO₂



La electricidad es el único vector energético con capacidad de eliminación de las emisiones



Evolución prevista de emisiones equivalentes en el sector eléctrico (MtCO₂)



Contexto de la Transición Energética en España



Principales retos de la transición energética en España



Invertir en nueva **generación renovable**, manteniendo al mismo tiempo un parque de **generación térmica suficiente** para proporcionar un respaldo **competitivo y con bajas emisiones**

**~55-60 GW⁽¹⁾
2018-2030**



Apoyar la **electrificación inteligente** del transporte, la edificación y las ciudades mediante **productos y servicios adecuados y atractivos para los clientes finales**

**Del 24% al ~33%
en 2030⁽²⁾**



Asegurar la **digitalización y modernización de la red** para permitir la integración de los **recursos distribuidos**, permitir la **participación de la demanda**, asegurar el funcionamiento adecuado **del sistema y optimizar las inversiones**

**Capex ~30 miles
MM€ 2018-30**

(1) Incorporaciones de nueva potencia renovable

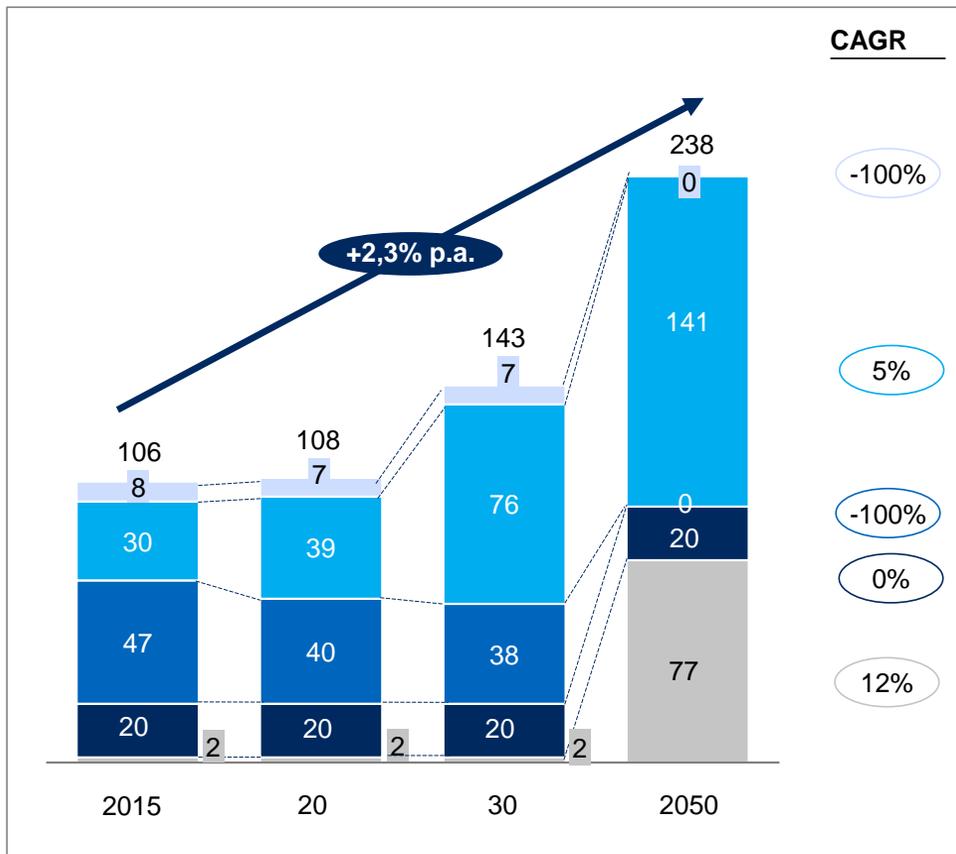
(2) % de electricidad en el mix energético final

Escenario de cumplimiento - el mix eléctrico

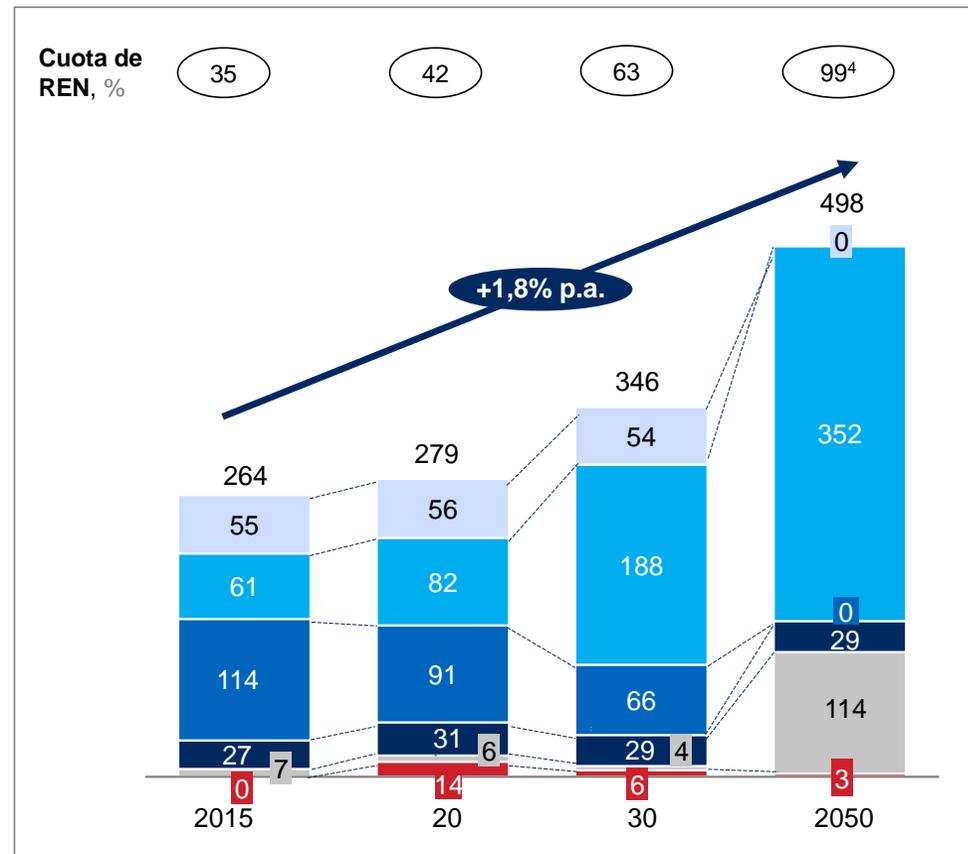


■ Nuclear
 ■ Eólica y solar
 ■ Térmica¹
■ Hidro²
■ Otras tecnologías firmes no emisoras
 ■ Interconexión³

Evolución del mix de capacidad, GW



Evolución del mix de generación, TWh b.c.



Crecimiento significativo de la demanda

Entrada máxima de RES (+3,7 GW/ año)

Integración de RES ~ 100% en 2050

Mantenimiento de la capacidad térmica funcionando cada vez menos horas (activo de capacidad) hasta su cierre en 2050

¹ Incluye cogeneración, ciclos combinados y carbón nacional e importado

² A la generación hidráulica se le han descontado los consumos de bombeo

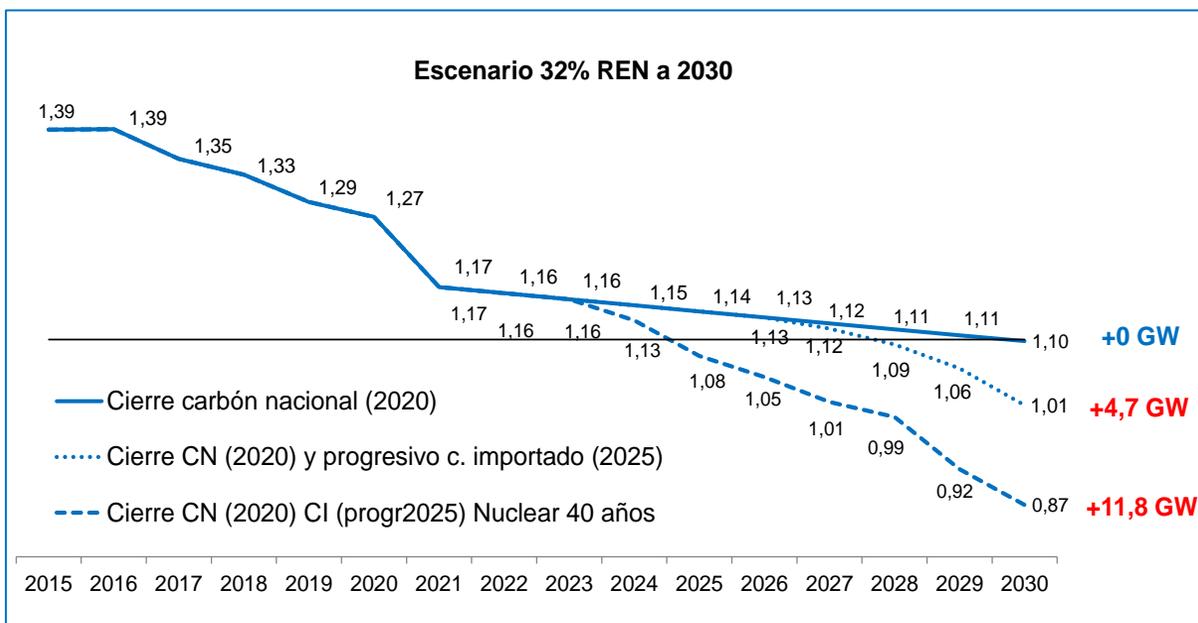
³ La utilización de la interconexión y por tanto la energía intercambiada por la misma se espera que aumente de acuerdo al desarrollo previsto de la interconexión. Sin embargo el saldo neto tenderá a ser cada vez más neutro

⁴ El saldo neto de la interconexión no se considera renovable

FUENTE: Elaboración propia. Informes anuales, Red Eléctrica de España

El papel del parque nuclear

EVOLUCIÓN DEL ÍNDICE DE COBERTURA EN FUNCIÓN DEL CIERRE PREMATURO DE LA CAPACIDAD NUCLEAR Y DE CARBÓN



Anticipar el cierre del parque nuclear a los 40 años de vida forzaría al sistema a invertir en 7 GW de nueva capacidad firme de ciclos combinados en el periodo 2020-2030 (dado que para entonces las baterías no serían una alternativa económicamente viable):

- Requiriendo una inversión de 4.900 M€.
- Subiendo los precios mayoristas de la electricidad en unos 10 €/MWh (20-25%).
- Incrementando las emisiones en 269 Mt CO2 en el periodo 2015-50.

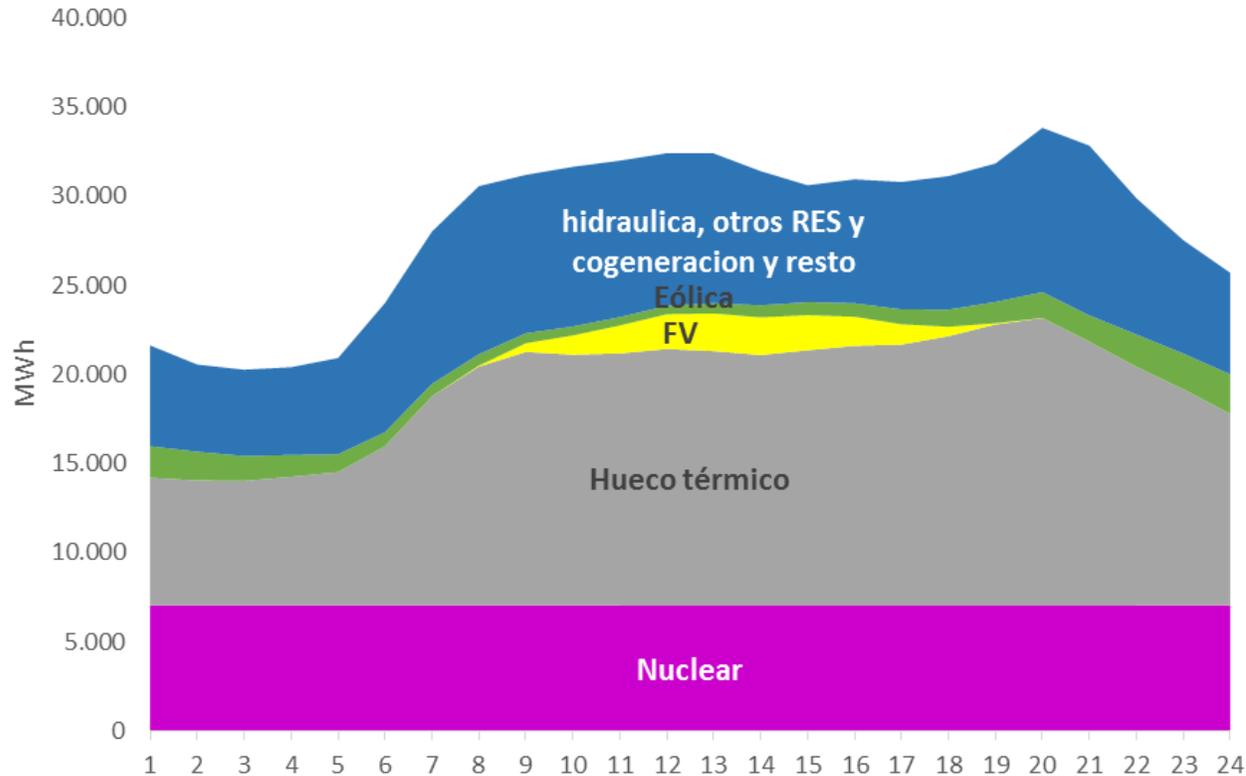
Por ello, es imprescindible **mantener la capacidad firme nuclear**, para cubrir una punta de consumo energético que será cada vez más volátil debido a la elevada penetración de las renovables no gestionables.

Los escasos recursos económicos se han de reservar para las renovables

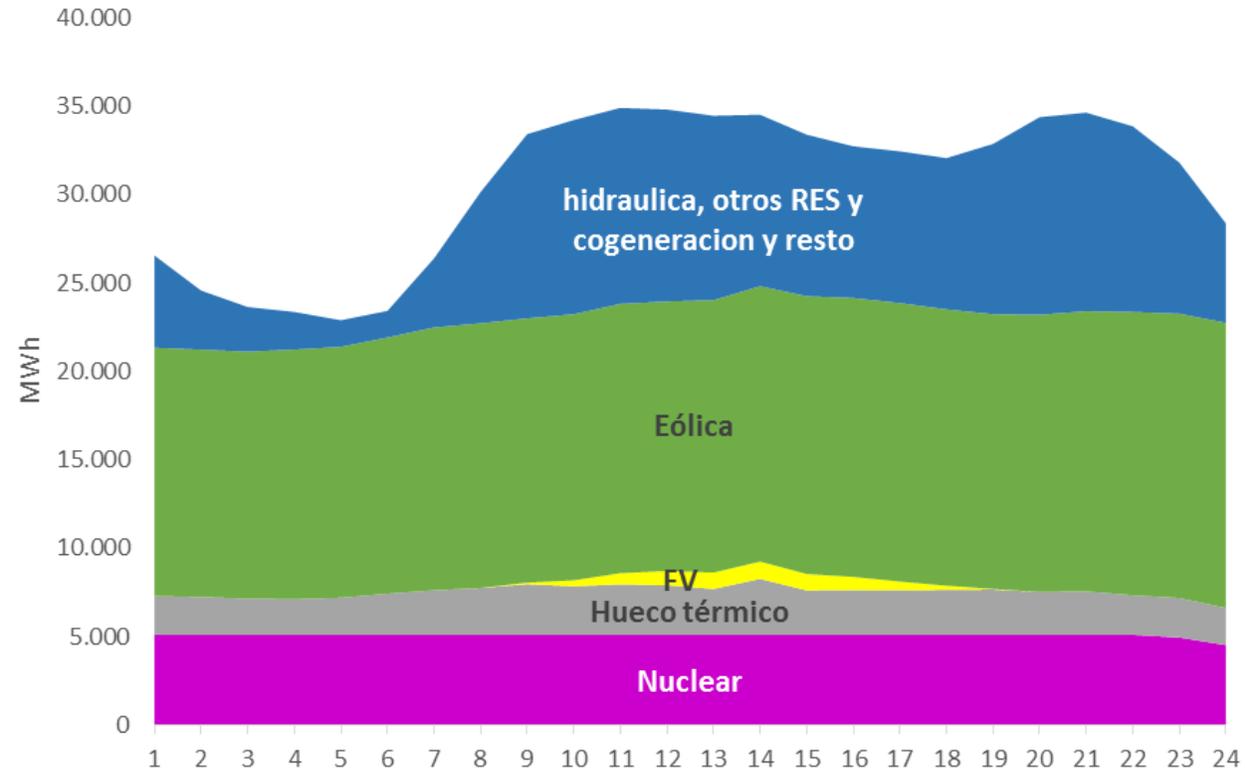
El respaldo es necesario



17 de Octubre, 2016

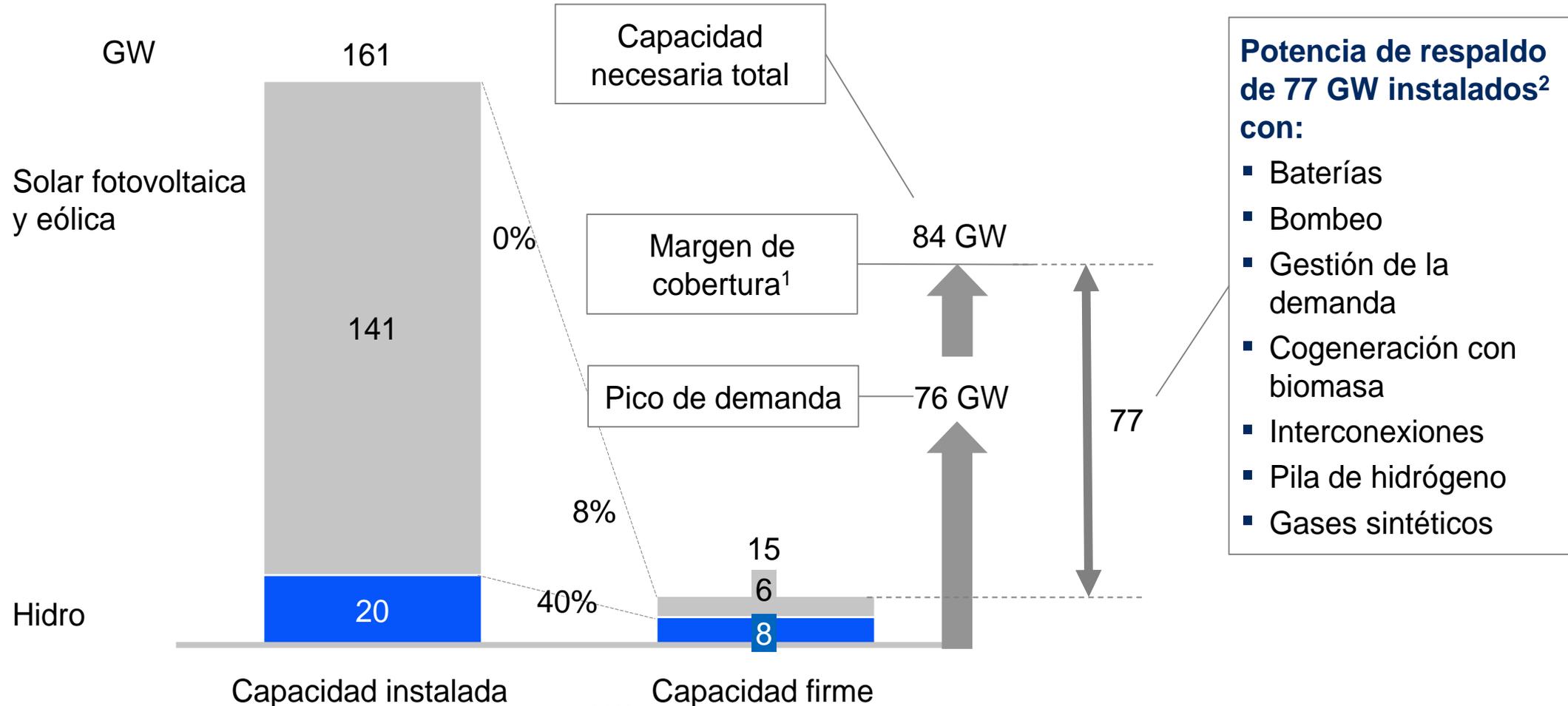


12 de Febrero, 2016



La generación eólica y solar no son gestionables, generan cuando brilla el sol o sopla el viento

Mix eléctrico en 2050. El respaldo será dado por tecnologías firmes no emisoras



- Potencia de respaldo de 77 GW instalados² con:**
- Baterías
 - Bombeo
 - Gestión de la demanda
 - Cogeneración con biomasa
 - Interconexiones
 - Pila de hidrógeno
 - Gases sintéticos

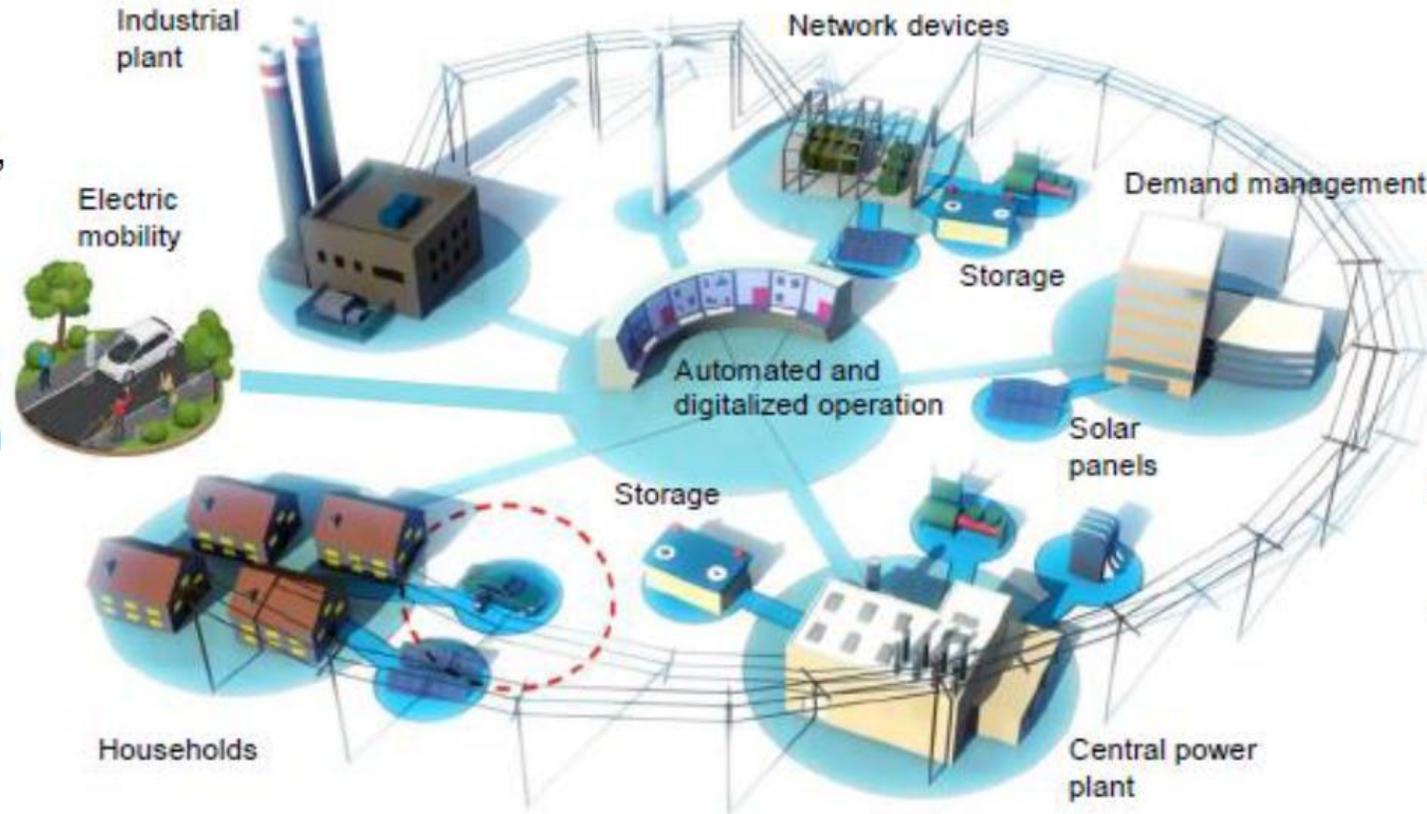
¹ El margen de cobertura resulta de aplicar el índice de cobertura (10%) sobre el pico de demanda

² Se considera un factor de firmeza de 0,9

Smart grid as an enabler in a decarbonized economy

Optimize DSO

Grid automation and digitalization, key drivers to optimize power related investments and system operation



As Enabler

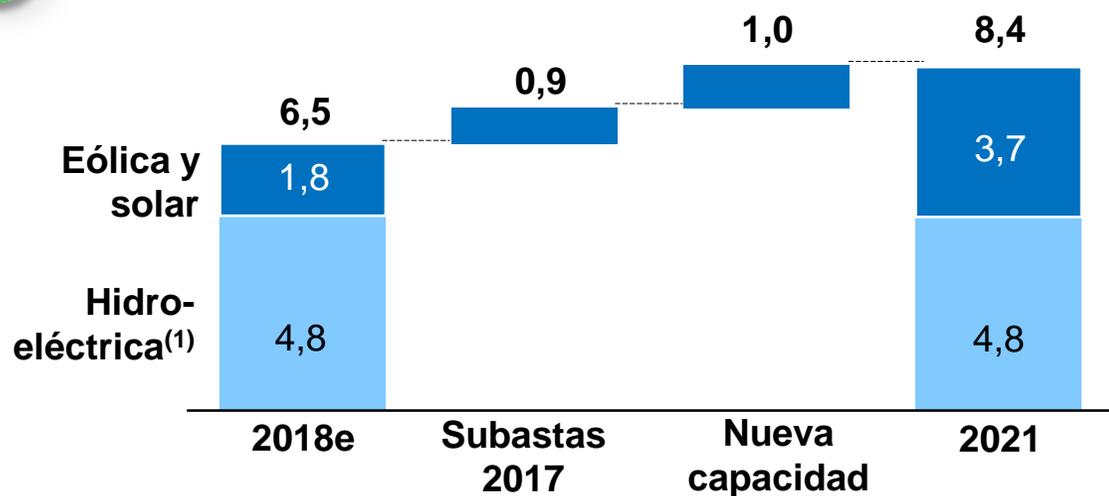
1. Massive scale renewables: integration of additional capacity
2. Distributed generation: integration of renewables and storage, manage bi-directional flows
3. Electric mobility: manage charging infrastructure
4. Energy efficiency: manage demand-side management and other active devices

Descarbonización del mix de generación

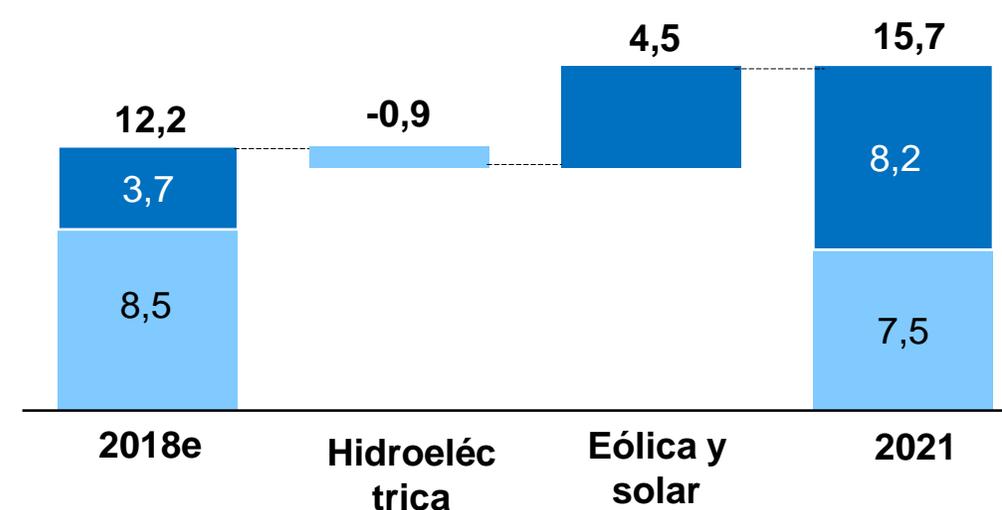
Generación renovable 2018-2021: nuestra principal plataforma de crecimiento



Capacidad instalada, GW



Producción por tecnología, TWh



Más de un 30% de aumento de la capacidad instalada renovable en 2021

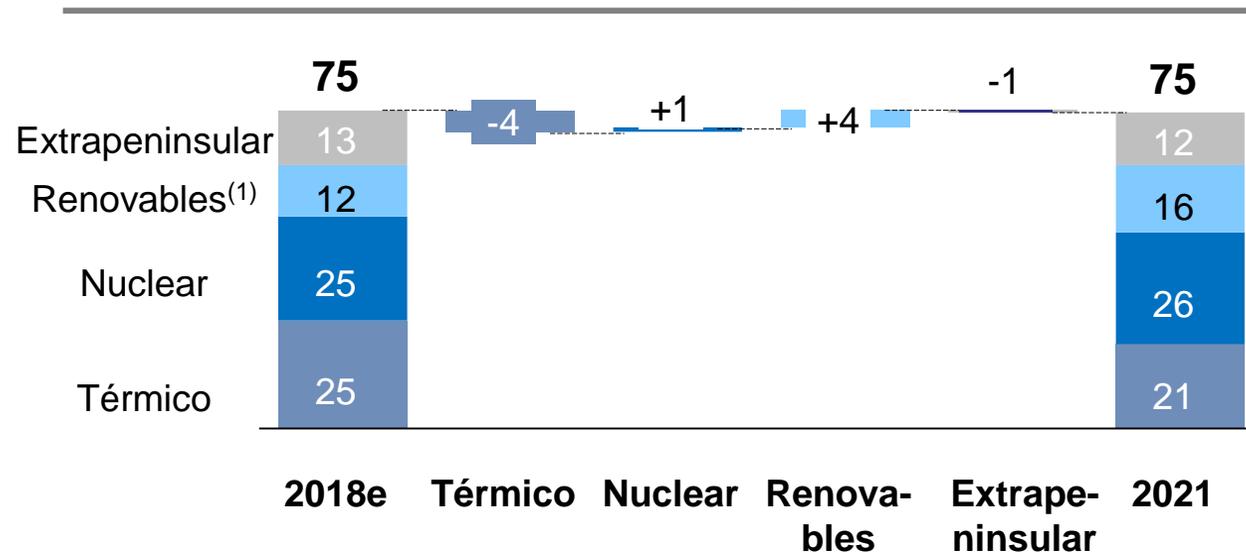
(1) Incluye minihidro
 (2) Incluye 0.2B€ capex de gran hidráulica

Descarbonización del mix de generación

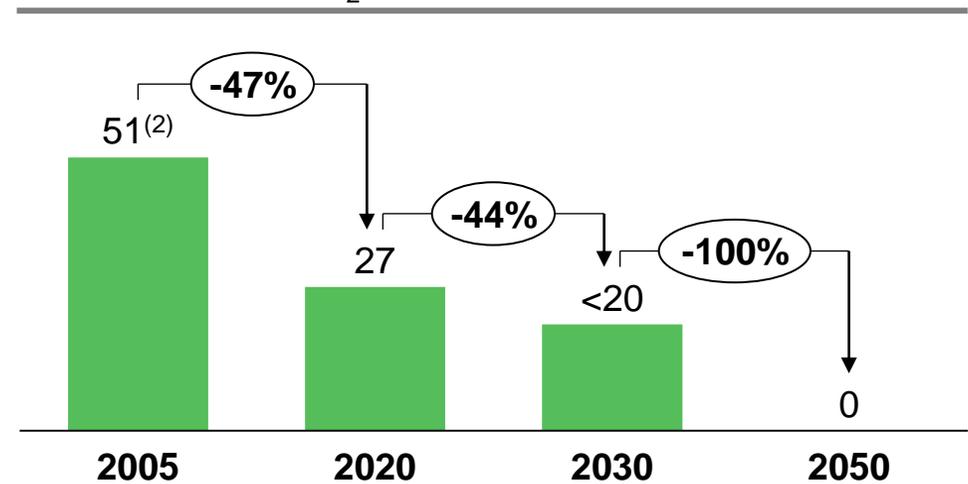
Progresando hacia la descarbonización total en 2050



Producción total, TWh



Emisiones de CO2 de Endesa⁽¹⁾, MtCO₂, % reducción vs. 2005



Generación libre de CO2



Encaminados hacia la consecución de los objetivos de descarbonización

(1) Renovables y grandes centrales hidroeléctricas
 (2) Estimación considerando la producción neta de Endesa (peninsular y no peninsular)

Conclusiones



La electricidad es el futuro

El gas natural es de transición

La electrificación no puede esperar

Acciones

Prioridad N° 1

Arreglar la tarifa

**Electricidad competitiva
Electrificación sin coste**

Prioridad N° 2

Inversión solo en renovables

**Mantener potencia firme
Producción térmica residual**

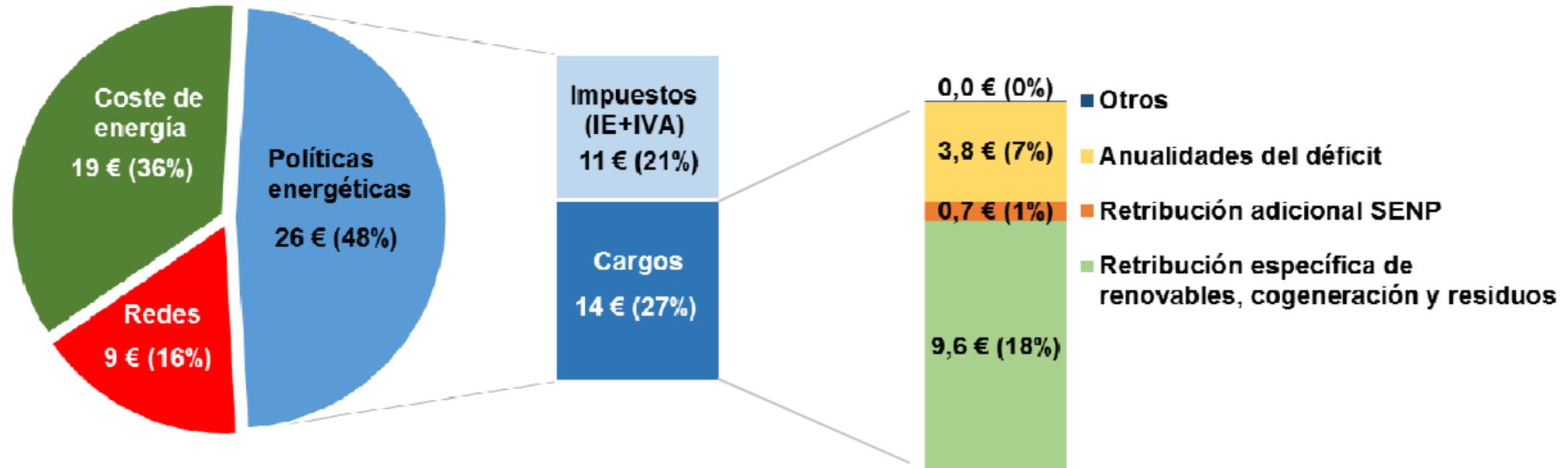
Prioridad N° 3

Infraestructura

**Puntos de recarga
Desarrollo de la red**

GRACIAS !!

Estructura tarifaria cliente doméstico



La tarifa doméstica actual entre las más caras de Europa
Para un cliente doméstico², con una factura media mensual de 53 €, los cargos e impuestos suponen casi la mitad de lo que paga

(1) El desglose de la factura se realiza conforme a los porcentajes de la DA2 de la Orden ETU/1976/2016
(2) Familia media: potencia contratada de 3,3 kW, consumo anual de 3.000 kWh y sin DH

Propuesta de una nueva tarifa doméstica eficiente

Periodos actuales de la tarifa DHS

Mes	Mes Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	1 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Enero	1 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Febrero	2 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Febrero	2 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Marzo	3 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Marzo	3 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Abril	4 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Abril	4 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Mayo	5 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Mayo	5 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Junio	6 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Junio	6 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Julio	7 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Julio	7 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Agosto	8 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Agosto	8 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Septiembre	9 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Septiembre	9 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Octubre	10 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Octubre	10 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Noviembre	11 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Noviembre	11 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Diciembre	12 L	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Diciembre	12 F	2	3	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2

Periodos propuestos para nueva tarifa DHS

Mes	Mes Día	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	1 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Enero	1 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Febrero	2 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Febrero	2 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Marzo	3 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Marzo	3 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Abril	4 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Abril	4 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Mayo	5 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Mayo	5 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Junio	6 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Junio	6 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Julio	7 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Julio	7 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Agosto	8 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Agosto	8 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Septiembre	9 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Septiembre	9 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Septiembre	9 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Septiembre	9 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Octubre	10 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Octubre	10 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Noviembre	11 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Noviembre	11 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Noviembre	11 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Noviembre	11 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Diciembre	12 L	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V
Diciembre	12 F	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V	V

Enero = Febrero = Diciembre
 Marzo = 2Q, Noviembre
 Abril = Mayo = Junio = 2Q, Septiembre = Octubre = 1Q, Noviembre
 Julio = Agosto
 1Q, Septiembre

Periodo superpunta

Horas de máxima demanda prevista en baja tensión

Periodo punta

Horas de máxima demanda en alta tensión que no coinciden con las máximas de baja tensión

Periodo valle

Resto de horas

~3.650 h

~ 2.900 h

~ 2.200 h

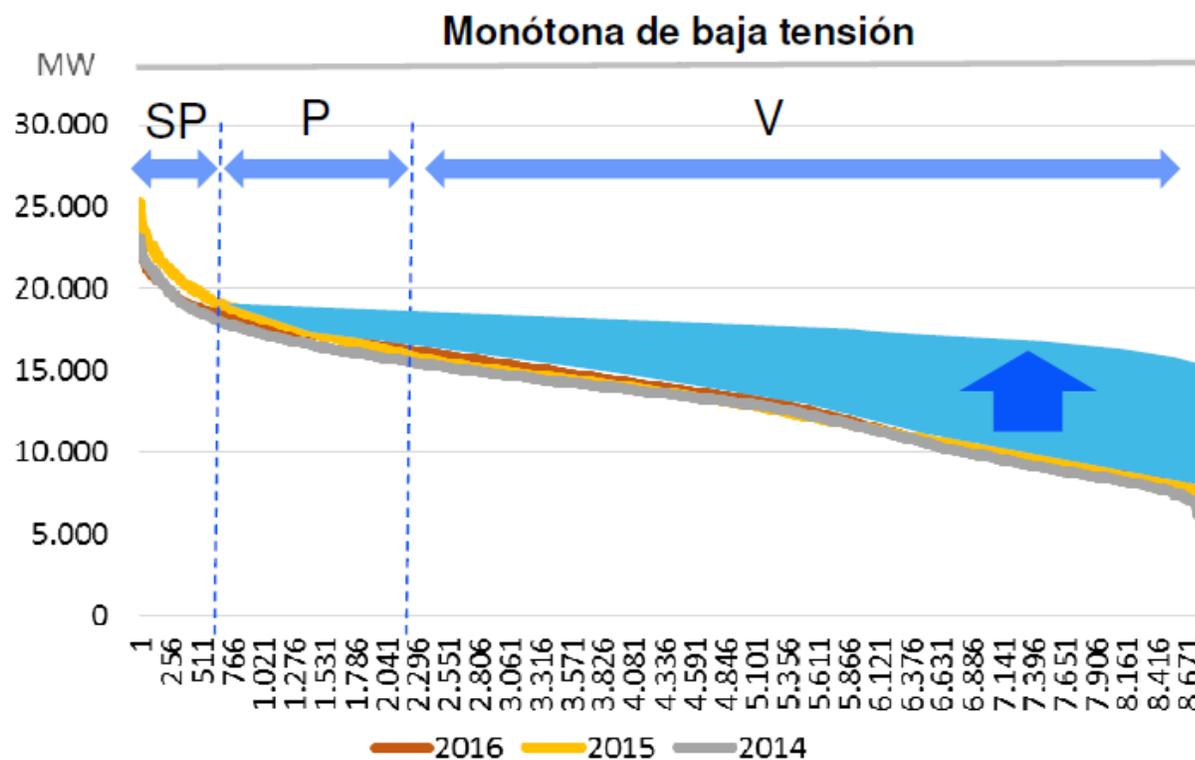
~650 h

~ 1.550 h

~ 5.560 h

Incremento del apuntamiento del coste variable. Coste “cero” de la potencia contratada fuera de la punta: la potencia contratada deja de ser un obstáculo

Ventajas de la tarifa eficiente



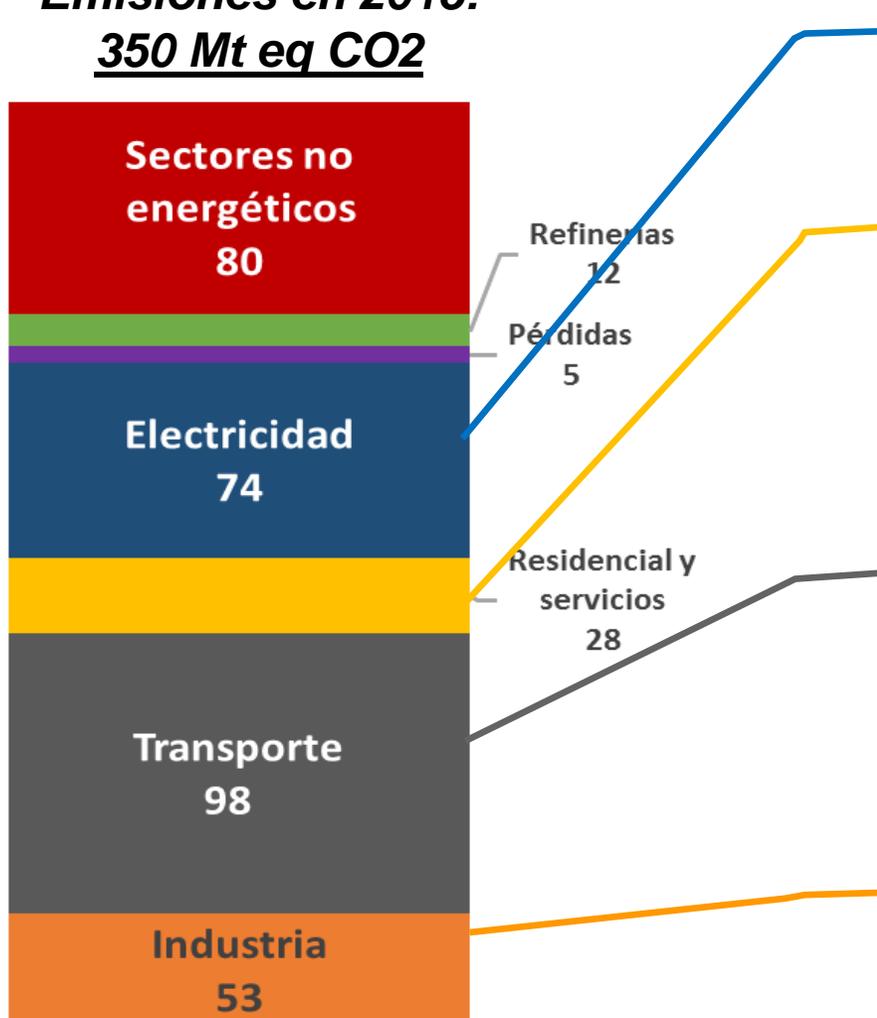
- Vehículo eléctrico
- Climatización
- Clientes estacionales
- Gestión de la demanda
- Autoconsumo/baterías

Crecimiento de la demanda eléctrica fuera de la punta: ahorro en infraestructuras y fomento de renovables y eficiencia vía electrificación

Palancas de la transición



Emisiones en 2015:
350 Mt eq CO2



Renovable

Entrada acelerada y sostenible hasta el 100% en 2050

Bomba de calor

0 emisiones in situ en las ciudades,
Electricidad baja en emisiones y 0 en 2050

Eficiencia en equipos y edificaciones
Biomasa solamente en zonas rurales

Vehículo eléctrico

0 emisiones in situ en las ciudades,
Electricidad baja en emisiones y 0 en 2050

Transporte de mercancías: cambio modal ferrocarril
Biocarburantes en aviación y t.marítimo

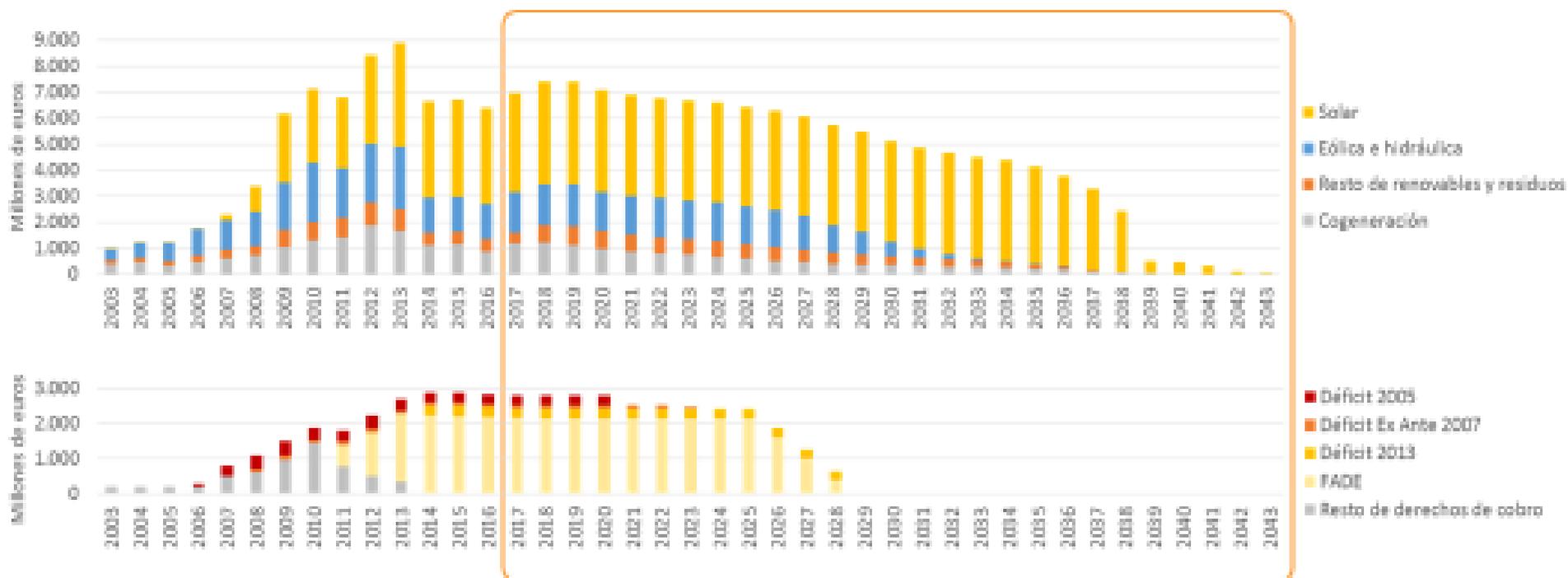
Electrificación y biomasa a largo plazo

Nueva cogeneración 100% renovable

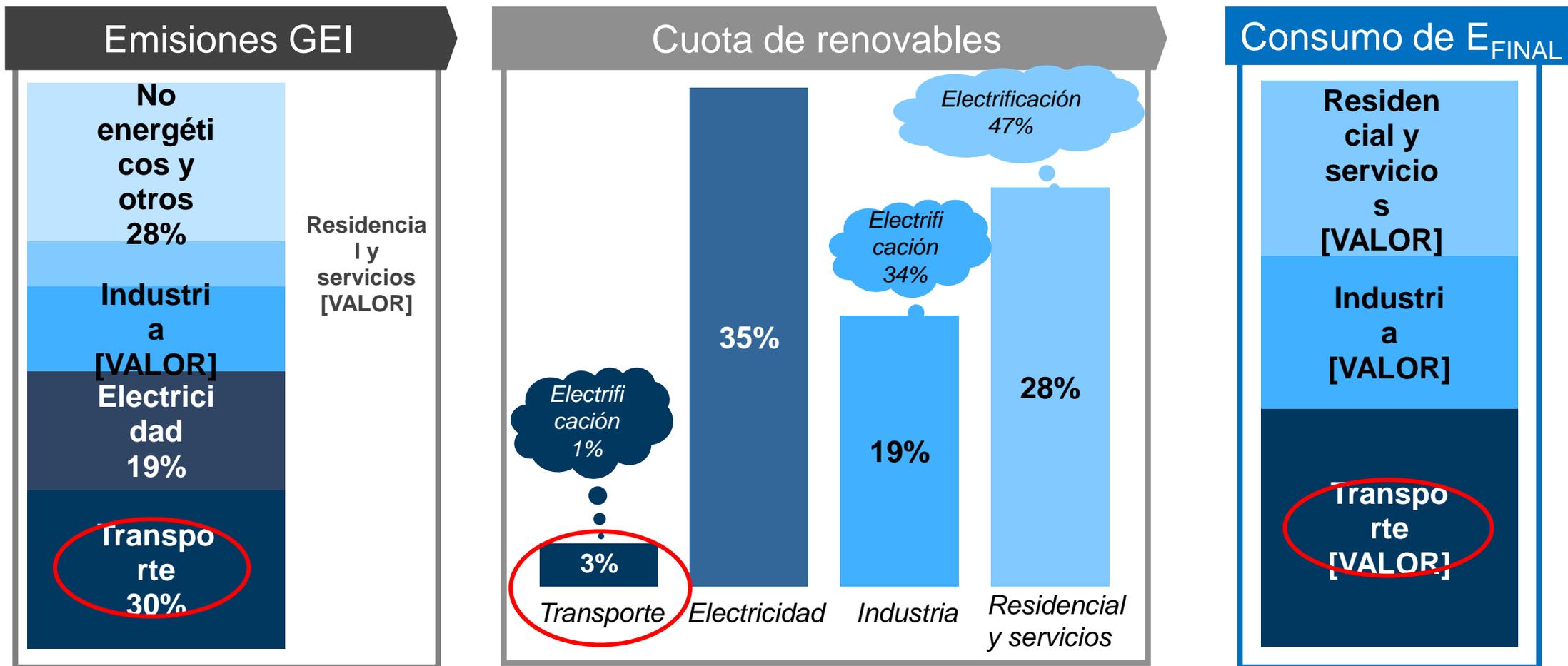
Evolución déficit y primas RES

Coste de renovables, cogeneración y residuos en explotación

Anualidades del déficit



Punto de partida: el transporte lidera las emisiones y el consumo energético mientras su cuota renovable es mínima

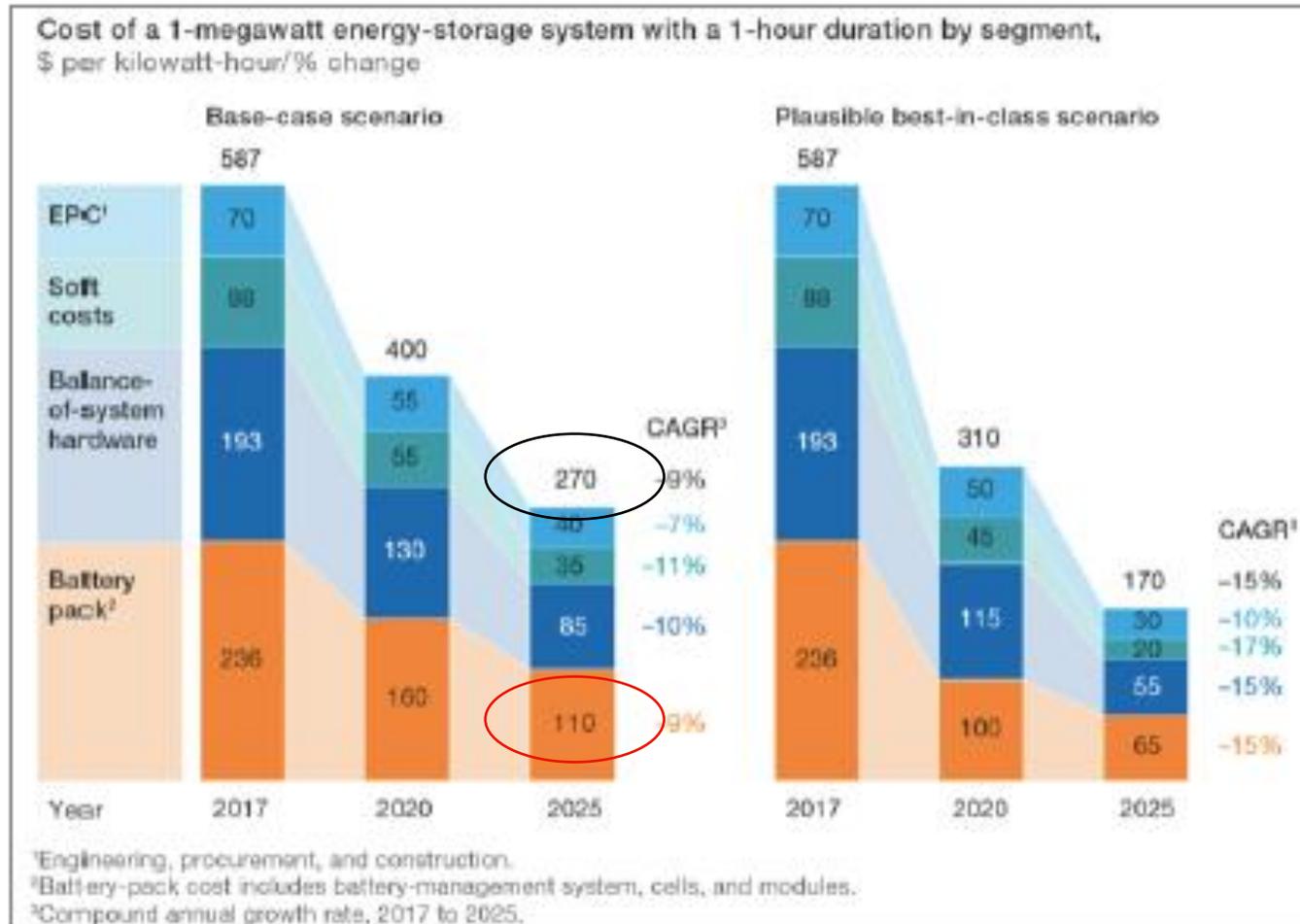



Fuente: Avance del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero 2017, MAPAMA, avance del Balance del consumo de energía final 2016, IDAE

1. Tecnologías de almacenamiento

Previsión de evolución de costes

Figure 13: cost reduction per Li-ion BESS by 2025, McKinsey 2018



Se espera que el coste de los Sistemas de Almacenamiento basados en Ion-Litio para el 2025 pueda ser la mitad del de 2017. Es decir, del orden de **270 \$ MWh**

4. Necesidades de almacenamiento

¿Cuánto cuesta reducir 56 TWh adicionales de producción térmica?



	Con 100 TWh de	Con 156 TWh de	Con 194 TWh de	TWh de nuevas renovables	
				Con 120 GWh de baterías	Con 5 GW de nuevos bombeos y 90 GWh de baterías
Nueva producción renovable (TWh)	100	156	194	156	156
Nueva eólica (GW)	13,0	20,3	25,3	20,3	20,3
Nueva fotovoltaica (GW)	30,4	47,5	59,0	47,5	47,5
Baterías (GWh)				120	90
Nuevos bombeos (GW)					5,1
Inversión en nueva eólica (M€)	11.739	18.313	22.774	18.313	18.313
Inversión en nueva fotovoltaica (M€)	18.261	28.487	35.426	28.487	28.487
Inversión en baterías (M€)	0	0	0	60.000	45.000
Inversión en nuevos bombeos (M€)	0	0	0	0	2.595
Inversión total (M€)	30.000	46.800	58.200	106.800	94.395
Inversión total incremental (M€)		16.800	28.200	76.800	64.395
Nueva eólica (M€/año)	1.143	1.783	2.217	1.783	1.783
Nueva fotovoltaica (M€/año)	1.624	2.533	3.150	2.533	2.533
Baterías (M€/año)	0	0	0	8.701	6.526
Nuevos bombeos (M€/año)	0	0	0	0	209
Anualidad total (M€/año)	2.767	4.316	5.367	13.017	11.051
Anualidad total incremental (M€/año)		1.549	2.601	10.251	8.284

La transición va a costar alrededor de 70.000 M€ en inversión en red y renovables (100 TWh). Reducir 56 TWh de térmica adicional podría requerir entre 17.000 y 77.000 M€ adicionales.

Hipótesis:

- Eólica: 900 €/kW. 20 años VU.
- FV: 600 €/kW. 25 años VU.
- Inv. media eólica-FV: 690 €/kW.
- Bombeo 510 €/kW. 35 años VU.
- Batería: 500 €/kWh. 10 años VU.
- Tasa 7,4%. 22