

## Índice

PRESENTACIÓN .....	7
1 SÍNTESIS Y PROCESO DE ELABORACIÓN.....	11
1.1 RESUMEN EJECUTIVO .....	11
1.2 PANORAMA DE LA SITUACIÓN ACTUAL .....	24
1.2.1 <i>Energía y Clima en la Unión Europea</i> .....	24
1.2.2 <i>Políticas y medidas actuales en materia de energía y clima relativas a las cinco dimensiones de la Unión de la Energía</i> .....	25
2 OBJETIVOS GENERALES Y ESPECÍFICOS.....	37
2.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN.....	37
2.1.1 <i>Electrificación y descarbonización del sistema energético</i> .....	43
2.1.2 <i>Adaptación al cambio climático</i> .....	46
2.1.3 <i>De la generación a la gestión de la demanda y el almacenamiento</i> .....	52
2.1.4 <i>El papel de la ciudadanía en la transición energética</i> .....	52
2.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	54
2.2.1 <i>Objetivo nacional de eficiencia energética a 2030</i> .....	54
2.2.2 <i>Objetivo acumulado de ahorro de energía final 2030</i> .....	56
2.2.3 <i>Estrategia a largo plazo de renovación de edificios</i> .....	57
2.2.4 <i>Objetivo de eficiencia energética en los edificios públicos</i> .....	58
2.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA.....	60
2.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA .....	64
2.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD.....	70
2.5.1 <i>Objetivos nacionales en I+i+c y objetivos nacionales de financiación</i> .....	70
2.5.2 <i>Objetivos específicos para tecnologías energéticas hipocarbónicas y limpias</i> .....	73
2.5.3 <i>La competitividad de la economía</i> .....	79
3 POLÍTICAS Y MEDIDAS .....	81
3.1 DIMENSIÓN DE LA DESCARBONIZACIÓN.....	83
3.1.1 <i>Medidas de promoción de las energías renovables</i> .....	83
3.1.2 <i>Medidas transversales de promoción de las energías renovables</i> .....	110
3.1.3 <i>Sectores sujetos al comercio de derechos de emisión</i> .....	116
3.1.4 <i>Sectores difusos</i> .....	117
3.1.5 <i>LULUCF (Reglamento 2018/841)</i> .....	125
3.1.6 <i>Fiscalidad</i> .....	131
3.2 DIMENSIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA .....	132
3.2.1 <i>Medidas para el cumplimiento de la obligación de ahorro de energía. Enfoque sectorial</i> .....	132
3.2.2 <i>Medidas horizontales relacionadas con la eficiencia energética</i> .....	155
3.2.3 <i>Eficiencia energética en las infraestructuras de gas y electricidad</i> .....	162
3.2.4 <i>Medidas financieras</i> .....	162
3.3 DIMENSIÓN DE LA SEGURIDAD ENERGÉTICA.....	164
3.4 DIMENSIÓN DEL MERCADO INTERIOR DE LA ENERGÍA .....	177
3.5 DIMENSIÓN DE INVESTIGACIÓN, INNOVACIÓN Y COMPETITIVIDAD.....	193
3.5.1 <i>Políticas y medidas para alcanzar los objetivos nacionales</i> .....	193
3.6 INTERRELACIONES ENTRE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS .....	207
4 ANÁLISIS DE IMPACTO DE LAS POLÍTICAS Y MEDIDAS.....	211
4.1 INTRODUCCIÓN .....	211
4.2 METODOLOGÍA .....	211
4.3 ESTIMACIÓN INVERSIONES DEL PNIEC 2021-2030 .....	212
4.4 RESULTADOS .....	213
4.4.1 <i>Impactos macroeconómicos</i> .....	214
4.4.2 <i>Impactos en el empleo</i> .....	218
4.4.3 <i>Impactos en las Administraciones Públicas</i> .....	220
4.4.4 <i>Impactos sociales</i> .....	222
4.4.5 <i>Impactos sobre la contaminación y la salud pública</i> .....	223
4.4.6 <i>Análisis de sensibilidad</i> .....	224
4.4.7 <i>Conclusiones</i> .....	226

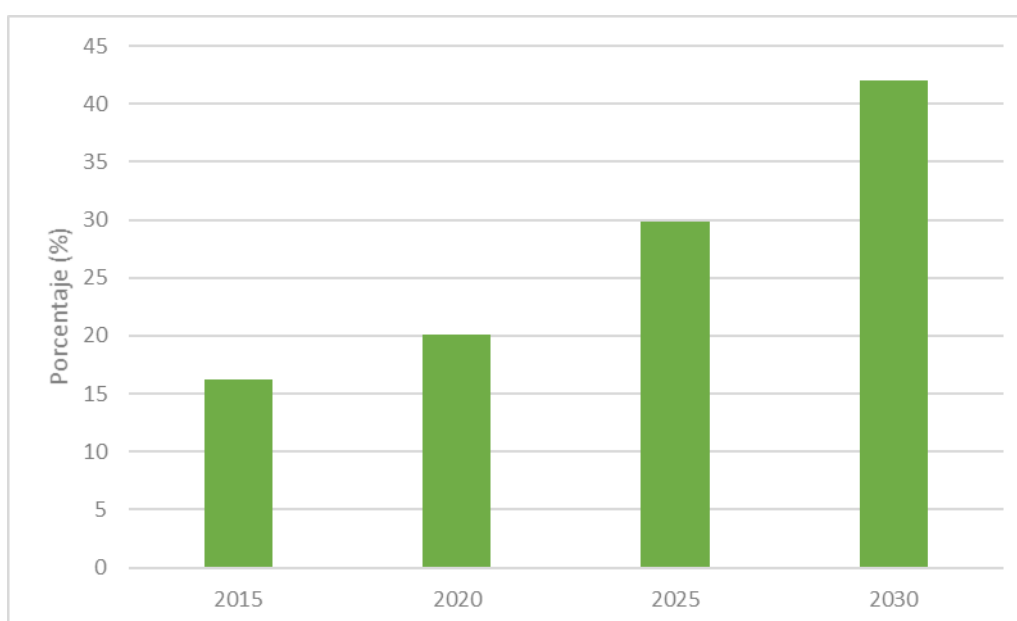
<b>ANEXO A.</b>	
SITUACIÓN ACTUAL Y PROYECCIONES: ESCENARIO TENDENCIAL Y ESCENARIO OBJETIVO .....	229
<b>ANEXO B.</b>	
MODELOS.....	293
<b>ANEXO C.</b>	
PRINCIPALES ELEMENTOS DE LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA.....	329
<b>ANEXO D.</b>	
INFORMES RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA.....	333
<b>ANEXO E.</b>	
CONTRIBUCIÓN DEL PLAN A LOS OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE DE LA AGENDA 2030.....	359
<b>ANEXO F.</b>	
MEDIDAS Y METODOLOGÍA PARA APLICAR EL ARTÍCULO 7 DE LA DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	363
<b>ANEXO G.</b>	
PROCESO PARTICIPATIVO Y COMUNICATIVO .....	375
<b>ANEXO H.</b>	
INTERACCIONES CON OTROS PLANES Y PROGRAMAS .....	381
<b>ANEXO I.</b>	
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	413
ÍNDICE DE FIGURAS .....	421
ÍNDICE DE TABLAS.....	423

### 2.1.1 Electrificación y descarbonización del sistema energético

Tres de cada cuatro toneladas de GEI se originan en el sistema energético, por lo que **su descarbonización es clave para alcanzar los objetivos del presente Plan**. A fin de lograr este objetivo es necesaria una transición desde los combustibles fósiles a la eficiencia y las energías renovables. Además, es necesario electrificar una parte importante de la demanda térmica y del transporte.

Como resultado de las medidas contempladas en este Plan encaminadas a la reducción del uso de combustibles fósiles y a la promoción de las fuentes de energías renovables en los tres usos de la energía – transporte, calefacción y refrigeración y electricidad – **las renovables alcanzan en 2030 el 42% del uso final de energía.**

**Figura 2.6. Aportación de las energías renovables sobre el consumo final de energía con el conjunto de medidas previstas**



*Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019*

#### Transporte

**Como resultado de las medidas adoptadas en este Plan se alcanza el 28% de renovables en el transporte vía electrificación y biocarburantes, por encima del 14% exigido por la Unión Europea en 2030.**

Los principales ejes de descarbonización en el sector del transporte son el cambio modal, el despliegue de la movilidad eléctrica y el impulso a la fabricación y uso de biocarburantes avanzados. Los primeros dos ejes están recogidos en este Plan como medidas de eficiencia energética.

#### Calefacción y refrigeración

**Electrificación y crecimiento del uso de renovables térmicas.**

En el sector de calefacción y refrigeración se espera que, además de la continua mejora tecnológica, surjan nuevos actores y modelos de inversión que impulsen la descarbonización. En ese sentido, este Plan pone el foco en las comunidades energéticas renovables, proponiendo el desarrollo regulatorio que les permita ejercer su derecho a generar, consumir y vender energía renovable, y junto a ello en el impulso de una batería de medidas administrativas y económicas. Se propone además un incremento del uso de la electricidad para la generación de calor.

Según las previsiones del Plan, el aumento de las energías renovables en el periodo 2021-2030 es muy relevante en todos los sectores de la economía, como puede comprobarse en los siguientes datos:

- Generación eléctrica: se incrementa de 10.208 a 21.792ktep.
- Bombas de calor: aumenta de 629 a 3.523 ktep.
- Residencial: aumenta de 2.640 a 2.876 ktep.
- Industria: aumenta de 1.596 a 1.779 ktep.
- Transporte (biocarburantes): evoluciona de 2.348 a 2.111 ktep.
- Servicios y otros: aumenta de 241 a 435 ktep.
- Agricultura: se incrementa de 119 a 220 ktep

En definitiva, la presencia de las renovables sobre el uso final de la energía se incrementa del **20% previsto para el año 2020 al 42% en 2030.**

#### Generación eléctrica

- **Con las medidas del Plan se logra el 74% de generación de origen renovable en el “mix” eléctrico en 2030.**
- **La transición hacia un sistema eléctrico descarbonizado implica una incorporación importante y sostenida de fuentes renovables.**

La consecución de los ambiciosos objetivos en materia de electricidad a partir de fuentes de energía renovables implica una estrategia en tres direcciones: impulso de grandes proyectos de generación, despliegue del autoconsumo y generación distribuida y medidas de integración de las renovables en el sistema y el mercado eléctrico.

El desarrollo a gran escala de las energías renovables en la última década a nivel internacional ha supuesto una reducción sustancial de sus costes relativos hasta el punto de que, en la actualidad, en la gran mayoría de situaciones las fuentes renovables, principalmente la eólica y la solar, generan la electricidad más económica cuando se trata de desarrollar nueva capacidad.

El Plan prevé para el año 2030 una potencia total instalada en el sector eléctrico de 161 GW. De cara al despliegue de tecnologías renovables previsto para el sector eléctrico, el PNIEC, 2021-2030, contempla **las subastas como principal herramienta para el desarrollo de estas tecnologías**, de acuerdo con la Directiva 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables.

El diseño de las subastas se basa en la predictibilidad y estabilidad en los ingresos de cara a facilitar la decisión de inversión y su financiación, y debe primar aquellas instalaciones que faciliten una transición energética más eficiente. En todo caso, el diseño del sistema de las subastas deberá tener en cuenta, entre otros, los siguientes elementos:

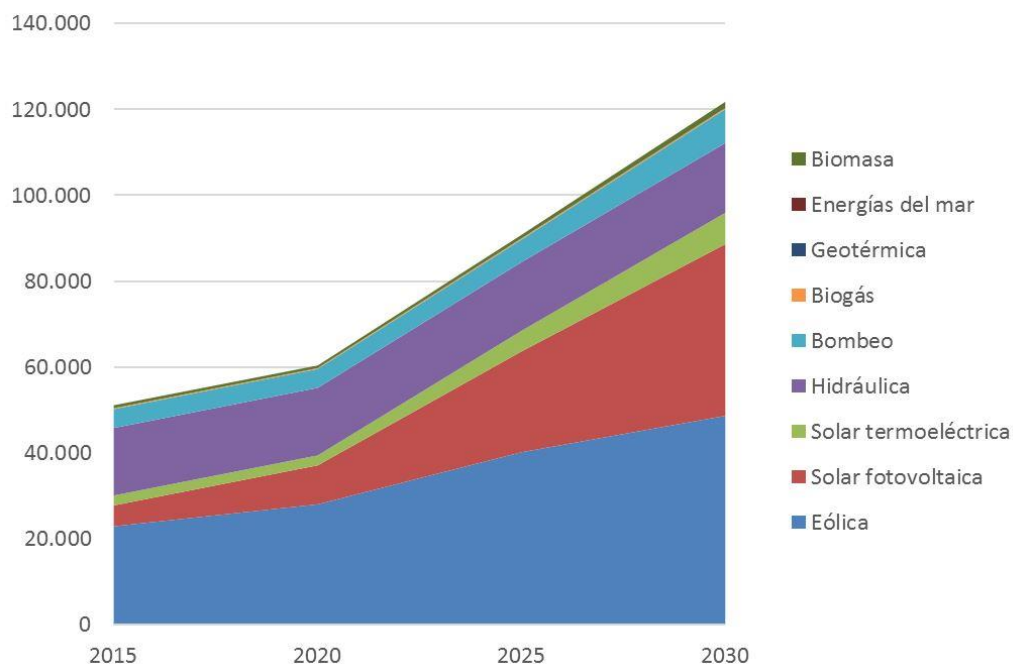
- El efecto de la reducción de los precios mayoristas de mercado en momentos de elevada generación renovable.
- La existencia de vertidos en momentos de elevada generación renovable.
- El posible incremento de la oposición social en algunos emplazamientos, debido a una alta concentración de proyectos en zonas de mayores recursos, sumado a un posible ineficiente reparto de los co-beneficios.

Para conseguir estos objetivos en el desarrollo de las tecnologías de energías renovables es importante trabajar junto con las Comunidades Autónomas y los agentes económicos y sociales, para identificar y eliminar conjuntamente las barreras a la implantación sobre el territorio de las renovables y así garantizar un desarrollo viable y eficiente.

También se prevé un despliegue del **autoconsumo renovable**, facilitado por la existencia de recurso renovable en la totalidad del territorio nacional, la modularidad de las instalaciones, la reducción de costes y una nueva regulación que simplifica la actividad, suprime peajes y cargos para la energía auto-producida y permite la compensación económica por los excedentes inyectados en la red.

El Escenario Objetivo propuesto por el Plan supone un incremento considerable de la capacidad de generación renovable en comparación con la situación actual.

**Figura 2.7. Capacidad instalada de tecnologías renovables (MW)**



Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

Tabla 2.3. Evolución de la potencia instalada de energía eléctrica (MW)

Parque de generación del Escenario Objetivo (MW)				
Año	2015	2020*	2025*	2030*
Eólica (terrestre y marítima)	22.925	28.033	40.633	50.333
Solar fotovoltaica	4.854	9.071	21.713	39.181
Solar termoeléctrica	2.300	2.303	4.803	7.303
Hidráulica	14.104	14.109	14.359	14.609
Bombeo Mixto	2.687	2.687	2.687	2.687
Bombeo Puro	3.337	3.337	4.212	6.837
Biogás	223	211	241	241
Otras renovables	0	0	40	80
Biomasa	677	613	815	1.408
Carbón	11.311	7.897	2.165	0
Ciclo combinado	26.612	26.612	26.612	26.612
Cogeneración	6.143	5.239	4.373	3.670
Fuel y Fuel/Gas (Territorios No Peninsulares)	3.708	3.708	2.781	1.854
Residuos y otros	893	610	470	341
Nuclear	7.399	7.399	7.399	3.181
Almacenamiento	0	0	500	2.500
<b>Total</b>	<b>107.173</b>	<b>111.829</b>	<b>133.802</b>	<b>160.837</b>

\*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del Escenario Objetivo del PNIEC.

Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2019

En el caso de la cogeneración, las potencias reflejadas en la tabla 2.3, se corresponden con potencias instaladas. Por tanto, este epígrafe incluye tanto las instalaciones activas como las inactivas.

La distribución concreta por tecnologías renovables entre 2021 y 2030 dependerá, en todo caso, de los costes relativos de las mismas, así como de la viabilidad y flexibilidad de su implantación, por lo que su peso relativo podrá variar, dentro de unos márgenes, respecto de las cifras aquí presentadas<sup>27</sup>.

La senda trazada para el cumplimiento de los objetivos fijados para el 2030 se basa en los principios de neutralidad tecnológica y coste-eficiencia. Para ello, la modelización energética realizada tiene en cuenta la evolución de las prestaciones y costes de todas las tecnologías y se fundamenta en la minimización de costes, respetando las condiciones de contorno para cumplir los objetivos de las cinco dimensiones del PNIEC (ver anexos: A y B).

En resumen, el Plan propone un desarrollo equilibrado y diverso del parque de generación renovable, proporcionando visibilidad a medio plazo a cada una de las tecnologías.

### 2.1.2 Adaptación al cambio climático

España aprobó en el año 2006 su Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático (PNACC), que constituye el instrumento de planificación básico para promover la acción coordinada y coherente frente a los efectos del cambio climático. Desde su aprobación, el Plan Nacional de Adaptación se ha desarrollado a través de programas de trabajo sucesivos que concretan las actividades a llevar a cabo en cada etapa. El primero se extendió entre 2006 y 2008 y el segundo entre 2009 y 2013. En la actualidad se encuentra en pleno desarrollo el Tercer

<sup>27</sup> Respecto a las posibles actuaciones en los sistemas hidroeléctricos y de bombeo hidráulico contempladas en este apartado, se tendrán presente las posibles afecciones hidromorfológicas a los ríos, así como a su régimen fluvial y a las aportaciones en los tramos afectados, ya que podrían afectar “el buen estado de las aguas”, objetivo contemplado en la Directiva Marco del Agua y en los correspondientes planes hidrológicos de cuenca. En cumplimiento del artículo 4.7 de la DMA se justificará la excepcionalidad de la actuación.

### Medida 1.1. Desarrollo de nuevas instalaciones de generación eléctrica con renovables

#### a) Descripción

Durante el periodo 2021-2030 se prevé la instalación de una capacidad adicional de generación eléctrica con renovables de 59 GW. Para ello será necesario aprovechar las fortalezas de cada una de las tecnologías renovables disponibles.

En el caso de las tecnologías maduras, su principal fortaleza es su demostrado potencial para conseguir contribuciones energéticas elevadas, minimizando la cantidad de apoyos públicos asociados. Por lo tanto, tiene sentido que el desarrollo de nuevas instalaciones continúe apoyándose en mecanismos de concurrencia competitiva, como los procedimientos de subastas iniciados en España a partir de 2015, con las adaptaciones que sean necesarias para mejorar su eficiencia y eficacia.

Por otro lado, respecto a las tecnologías que no han alcanzado su fase de madurez tecnológica (por ejemplo, energías del mar o eólica marina, en un estadio más avanzado), es necesario adaptar los mecanismos de apoyo público a las peculiaridades de cada tecnología o de los distintos territorios (en especial los extrapeninsulares), de manera que se tenga en cuenta que todavía no pueden competir en términos de costes de generación pero podrían aportar en un futuro nuevo potencial y valor añadido al sistema al diversificar las tecnologías, fuentes de energía y ubicación de las mismas.

Por último, los proyectos ciudadanos participativos cuentan con ventajas adicionales dados sus beneficios como el mayor impacto socioeconómico o el incremento de la aceptación social y la conciencia ciudadana sobre las virtudes de las energías renovables. En consecuencia, se considera necesario articular medidas específicas destinadas a su promoción.

#### b) Objetivos abordados

Desarrollo de las energías renovables, participación ciudadana e innovación.

#### c) Mecanismos de actuación

Para el desarrollo de nuevas instalaciones renovables se prevén los siguientes mecanismos:

- **Convocatorias de subastas para la asignación de un régimen retributivo específico**

Sobre las subastas, el anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética que se sometió a una consulta pública que se inició el pasado 22 de marzo de 2019, prevé en su artículo 6 lo siguiente:

1. Anualmente se convocarán procedimientos de otorgamiento de derechos económicos para impulsar la construcción de al menos 3.000 MW de instalaciones renovables cada año. Dicho objetivo de capacidad instalada podrá ser revisado reglamentariamente en función de la evolución de la descarbonización del sistema energético español.
2. Al objeto de favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable que se construyan, se desarrollará reglamentariamente nuevos marcos retributivos para la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable, basados en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía generada.
3. Los referidos marcos retributivos se otorgarán mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica a generar y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.
4. En los procedimientos de concurrencia competitiva que se convoquen se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica y aquellos otros que garanticen la transición hacia una economía descarbonizada, de acuerdo con la normativa comunitaria.
5. En tanto no se desarrollen reglamentariamente los nuevos marcos retributivos y sus procedimientos de otorgamiento, las convocatorias previstas en el apartado 2 se efectuarán de conformidad con lo dispuesto en el artículo 14.7 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y en su normativa de desarrollo.

- **Participación local en proyectos de generación renovable**

Se establecerán reglamentariamente **mecanismos para favorecer la diversidad de actores y la existencia de proyectos ciudadanos participativos**, con la intención de promover tanto la cohesión social y territorial como la transición justa y aprovechar las oportunidades del nuevo modelo descarbonizado de generación.

Se establecerá un mecanismo de adhesión por el que los proyectos ciudadanos participativos podrán acceder a un contrato de venta de su electricidad a un precio fijo ligado al resultado de las subastas. Se reservará una cuota anual para proyectos ciudadanos participativos y se otorgarán a los primeros que los soliciten y cumplan con los requisitos hasta cubrir la cuota de energía. Además, se valorará la posibilidad de que los proyectos que accedan al mecanismo de adhesión puedan disponer de garantías públicas que faciliten y abaraten su financiación.

Adicionalmente, se valorarán opciones de diseño de subastas que favorezcan a los proyectos que tengan en cuenta la componente social mediante, entre otros, la participación ciudadana en la financiación o la existencia de un plan de reparto de beneficios, en el que parte de los ingresos se destinen a actividades acordadas con los agentes locales.

- **Programas específicos para tecnologías en desarrollo**

Existen tecnologías de generación (por ejemplo, las energías del mar o la eólica marina en aguas profundas) que, aunque todavía no son competitivas tienen un gran potencial. Para ellas se propone un calendario de subastas específico con un volumen de potencia reducido que permita acomodar proyectos de demostración o *flagship*. En función de las necesidades concretas de cada caso podría acompañarse la subasta con financiación pública.

En el caso de la eólica marina, la reducción de sus costes de generación en instalaciones reales y previstas en el corto plazo en Europa, muestra ya un elevado potencial en España con tecnología flotante en el horizonte 2030, por lo que los mecanismos de apoyo y volúmenes de potencia en las convocatorias de subastas en concurrencia se irán adaptando a sus niveles de competitividad crecientes, con atención a su contribución a la consolidación y competitividad del tejido industrial y a sus sinergias con otros sectores estratégicos (construcción naval, astilleros, ingeniería civil, industrias electrointensivas).

Adicionalmente y teniendo en cuenta, el alto potencial energético, y una base sólida de empresas en la cadena de valor de la eólica, el IDAE coordinará la redacción de una “Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina”, cuyas conclusiones y objetivos podrán incorporarse en las revisiones periódicas de este Plan Nacional.

- **Programa específico para territorios extrapeninsulares**

Se plantean programas de ayuda para nuevas instalaciones renovables en particular aquellas que puedan aportar garantía de potencia.

Este programa se justifica en el hecho de que los sistemas eléctricos de los territorios extrapeninsulares están sujetos a una reglamentación singular, que conlleva que las tecnologías convencionales de respaldo se estén utilizando en mayor medida y que los costes de generación sean más elevados. Además, los costes de inversión y de explotación son superiores a los de los emplazamientos en la península, de manera que no se encontrarían en disposición de competir en igualdad de condiciones con ellos en subastas de renovables.

#### **d) Responsables**

Las convocatorias de subastas han de ser realizadas por el MITECO. Para elaborar programas específicos en territorios extrapeninsulares se requerirá la colaboración entre el MITECO y los Gobiernos de Canarias y Baleares y las ciudades con Estatuto de Autonomía.



## Horas de funcionamiento generación renovable

En la tabla D.3 se recogen las horas de funcionamiento obtenidas a partir de la información proporcionada por el MITECO para el sistema español. En el caso de que se produzcan vertidos, el número de horas de funcionamiento puede verse reducido.

**Tabla D.3. Horas de funcionamiento anuales por tecnología**

Tecnologías	Horas funcionamiento anuales MITECO			
	2025 Objetivo	2030 Objetivo	2025 Tendencial	2030 Tendencial
<b>Eólica terrestre <sup>(1)</sup></b>	2.100./2.300./2.500	2.100./2.300./2.500	2.100./2.300./2.100	2.100./2.300./2.100
<b>Eólica marina</b>	3.100	3.100	-	-
<b>Termosolar existente</b>	2.558	2.558	2.558	2.558
<b>Termosolar futura</b>	3.594	3.594	-	-
<b>Fotovoltaica</b>	1.800	1.800	1.800	1.800
<b>Cogeneración y otros <sup>(2)</sup></b>	4.825	4.609	5.145	4.845
<b>Resto RES <sup>(2)</sup></b>	6.780	7.055	6.771	6.963

<sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de eólica (existente/repotenciada/nueva)

Fuente: Red Eléctrica de España

## Demanda eléctrica

Para establecer los valores de demanda eléctrica prevista se han adaptado los valores a nivel nacional proporcionados por el MITECO a valores para el sistema peninsular español en los distintos escenarios y horizontes analizados. En el resto de sistemas eléctricos se utilizan los valores del escenario ENTSO-E del horizonte 2025 (*Best Estimate* 2025) y del escenario *Distributed Generation* (DG) para el horizonte 2030.

Los valores considerados en el modelo – escenario peninsular adaptado - para la senda de escenarios Tendencial se muestran en la tabla D.4. En la tabla D.5 se recogen los valores correspondientes a la senda de escenarios Objetivo.

**Tabla D.4. Valores de demanda Escenario Tendencial MITECO H2025 y H2030**

Demanda eléctrica	Escenario Tendencial MITECO (nacional)		Escenario Tendencial Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
<b>Demanda b.c. Nacional (TWh)</b>	279,1	286,3	279,1	286,3
<b>Demanda b.c. Peninsular (TWh)</b>	-	-	262	268
<b>Punta de demanda Peninsular (MW)</b>	-	-	46.885	49.624

Fuente: Red Eléctrica de España

**Tabla D.5. Valores de demanda eléctrica Escenario Objetivo MITECO H2025 y H2030**

Demanda eléctrica	Escenario Objetivo MITECO (nacional)		Escenario Objetivo Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
<b>Demanda b.c. Nacional (TWh)</b>	274,8	280,4	274,8	280,4
<b>Demanda b.c. Peninsular (TWh)</b>	-	-	258	263
<b>Punta de demanda Peninsular (MW)</b>	-	-	46.454	47.768

Fuente: Red Eléctrica de España

## Parque de generación instalada

En los escenarios tendenciales, los aspectos más relevantes en cuanto al parque de generación considerado por el MITECO son el mantenimiento del parque nuclear actualmente en servicio y la reducción del parque de generación con carbón respecto al actual en 2025 manteniéndose sin variación en el periodo 2025-2030. Se considera un crecimiento moderado del parque de generación eólica (terrestre y marina) y solar fotovoltaica mientras que se mantiene el parque de generación termosolar actual en ambos horizontes. La cogeneración reduce su potencia de forma paulatina desde el valor actualmente en servicio hasta el horizonte 2030.

**Tabla D.6. Potencia instalada Escenario Tendencial MITECO H2025 y H2030**

Tecnología (datos en MW)	Escenario Tendencial MITECO (nacional)		Escenario Tendencial Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
Nuclear	7.400	7.400	7.117	7.117
Carbón de importación	2.115	2.115	2.085	2.085
Carbón nacional	50	50	0	0
Ciclo combinado	27.530	27.530	24.560	24.560
Hidráulica	15.750	15.750	15.750	15.750
Bombeo	4.390	4.390	4.390	4.390
Eólica (solo terrestre)	33.030	38.030	31.726	36.350
Solar fotovoltaica (*)	13.890	18.890	13.274	18.144
Solar fotovoltaica autoconsumo aislado	30	30		
Solar termoelectrica	2.300	2.300	2.300	2.300
Biogás	210	210		
Biomasa	610	610		
Energías del mar	0	0		
Geotermia	0	0		
Resto RES	820	820	820	820
Cogeneración carbón		0		
Cogeneración gas	3.750	2.020		
Cogeneración productos petrolíferos	360	200		
Cogeneración renovable	250	240		
Cogeneración residuos	20	10		
RSU	160	60		
Similar a cogeneración	280	250		
Cogeneración y otros	4.820	2.790	4.820	2.790
Fuel/Gas (TNP)	2.790	2.790		
Almacenamiento	0	0	0	0
<b>Total</b>	<b>114.915</b>	<b>122.885</b>	<b>106.842</b>	<b>114.306</b>

(\*) Incluye la FV y la FV en régimen de autoconsumo

Fuente: Red Eléctrica de España

En relación al parque de generación considerado por el MITECO en el Escenario Objetivo cabe señalar la reducción paulatina del parque de generación nuclear hasta considerar en 2030 disponibles tres grupos nucleares de los siete disponibles en la actualidad, y el cierre paulatino del parque de generación con carbón hasta su desaparición en el horizonte 2030. Se considera un fuerte crecimiento del parque de generación con energías renovables, fundamentalmente en la generación eólica y solar fotovoltaica respecto al parque actualmente en servicio. Se considera nueva instalación de generación termosolar durante el periodo contemplado. La cogeneración se ve reducida paulatinamente respecto al valor actual.

**Tabla D.7. Potencia instalada Escenario Objetivo MITECO H2025 y H2030**

Tecnología (datos en MW)	Escenario Objetivo MITECO (nacional)		Escenario Objetivo Peninsular ADAPTADO	
	2025	2030	2025	2030
Nuclear	7.400	3.180	7.117	3.050
Carbón de importación	2.115	0	2.085	0
Carbón nacional	50	0	0	0
Ciclo combinado	27.300	27.070	24.560	24.560
Hidráulica	16.000	16.250	16.000	16.250
Bombeo	5.260	7.890	5.260	7.890
Eólica (terrestre y marina) (*)	40.630	50.330	39.226	48.550
Solar fotovoltaica (**)	21.680	39.150	21.064	38.404
Solar fotovoltaica autoconsumo aislado	30	30	30	0
Solar termoeléctrica	4.800	7.300	4.800	7.300
Biogás	240	240		
Biomasa	810	1.410		
Energías del mar	25	50		
Geotermia	15	30		
Resto RES	1.090	1.730	1.090	1.730
Cogeneración carbón		0		
Cogeneración gas	3.755	3.220		
Cogeneración productos petrolíferos	360	200		
Cogeneración renovable	250	240		
Cogeneración residuos	20	10		
RSU	160	60		
Similar a cogeneración	280	250		
Cogeneración y otros	4.825	3.980	4.825	3.980
Fuel/Gas (TNP)	2.090	1.400		
Almacenamiento	500	2.500	500	2.500
<b>Total</b>	<b>133.770</b>	<b>160.810</b>	<b>126.557</b>	<b>154.214</b>

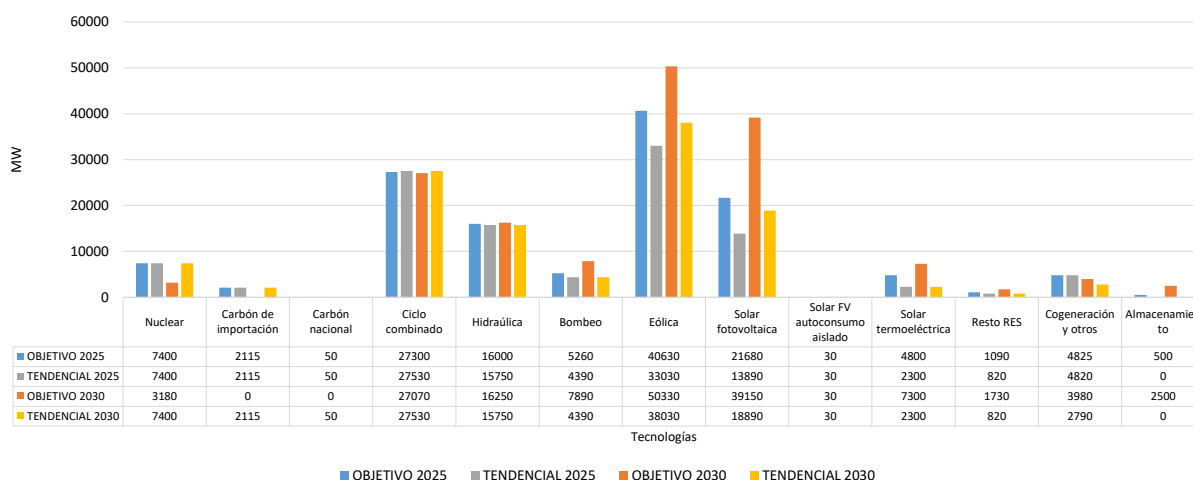
(\*) Para el Escenario Adaptado solo se considera eólica marina en 2030

(\*\*) Incluye la FV y la FV en régimen de autoconsumo

Fuente: Red Eléctrica de España

En la figura D.3 se recogen los valores de potencia neta correspondiente a cada tecnología de generación en el sistema eléctrico español peninsular en los escenarios analizados.

**Figura D.3. Potencia instalada en el Sistema Español Peninsular escenarios MITECO**  
**Tendencial y Objetivo H2025 y H2030**



Fuente: Red Eléctrica de España

## Capacidad comercial de intercambio con sistemas eléctricos vecinos

Los valores de capacidad de intercambio con Francia y Portugal son los recogidos en el TYNDP2018 en los horizontes 2025 y 2030.

**Tabla D.8. Valores de interconexión España-Francia, España-Portugal y España-Marruecos**

NTC (MW)	Escenarios Tendencial y Objetivo MITECO	
	2025	2030
ES-->FR	5.000	8.000
FR-->ES	5.000	8.000
ES-->PT	4.200	4.200
PT-->ES	3.500	3.500

Fuente: Red Eléctrica de España

El intercambio entre España y Marruecos se modela con un perfil de intercambio con un saldo anual 0 GWh.

## Resultados de los escenarios analizados para el horizonte 2025

Los resultados completos de las simulaciones de los escenarios Tendencial y Objetivo 2025 se presentan en la figura D.4 y figura D.5, respectivamente. En la tabla D.9 se recoge la comparación de los resultados obtenidos para los escenarios Tendencial y Objetivo en el horizonte 2025.

Tabla D.9. Resultados comparados escenarios Tendencial y Objetivo H2025 del PNIEC

Escenarios	Objetivo H2025 (1)	Tendencial H2025.(2)	Diferencias (1)-(2)
<b>DEMANDA [TWh] (*)</b>	<b>258</b>	<b>262</b>	<b>-4</b>
<b>GENERACIÓN [GWh]</b>	<b>273.384</b>	<b>256.386</b>	<b>16.997</b>
<b>Nuclear [GWh]</b>	<b>50.616</b>	<b>51.617</b>	<b>-1.001</b>
% sobre la generación total	18,5%	20,1%	-1,6%
Pot. Instalada [MW]	7.117	7.117	0
Horas equiv.p.c.	7.112	7.253	-141
<b>Carbón [GWh]</b>	<b>10.171</b>	<b>10.820</b>	<b>-650</b>
% sobre la generación total	3,7%	4,2%	-0,5%
Pot. Instalada [MW]	2.085	2.085	0
Horas equiv.p.c.	4.878	5.190	-312
<b>Ciclo combinado [GWh]</b>	<b>11.541</b>	<b>33.184</b>	<b>-21.643</b>
% sobre la generación total	4,2%	12,9%	-8,7%
Pot. Instalada [MW]	24.560	24.560	0
Horas equiv.p.c.	470	1.351	-881
<b>Hidráulica [GWh]</b>	<b>32.435</b>	<b>32.484</b>	<b>-49</b>
% sobre la generación total	11,9%	12,7%	-0,8%
Pot. Instalada [MW]	21.260	20.140	1.120
Horas equiv.p.c.	1.526	1.613	-87
<b>Eólica [GWh]</b>	<b>87.716</b>	<b>68.293</b>	<b>19.423</b>
% sobre la generación total	32,1%	26,6%	5,4%
Pot. Instalada [MW]	39.226	31.726	7.500
Horas equiv.p.c.	2.236	2.153	84
<b>Solar FV [GWh] (**)</b>	<b>36.618</b>	<b>23.851</b>	<b>12.767</b>
% sobre la generación total	13,4%	9,3%	4,1%
Pot. Instalada [MW]	21.064	13.274	7.790
Horas equiv.p.c.	1.738	1.797	-58
<b>Termosolar [GWh]</b>	<b>13.633</b>	<b>5.766</b>	<b>7.867</b>
% sobre la generación total	5%	2,2%	2,7%
Pot. Instalada [MW]	4.800	2.300	2.500
Horas equiv.p.c.	2.840	2.507	333
<b>Resto RES [GWh]</b>	<b>7.378</b>	<b>5.552</b>	<b>1.826</b>
% sobre la generación total	2,7%	2,2%	0,5%
Pot. Instalada [MW]	1.090	820	270
Horas equiv.p.c.	6.769	6.771	-2
<b>Cogen y otros [GWh]</b>	<b>23.276</b>	<b>24.818</b>	<b>-1.542</b>
% sobre la generación total	8,5%	9,7%	-1,2%
Pot. Instalada [MW]	4.825	4.820	5
Horas equiv.p.c.	4.824	5.149	-325
<b>BALANCE ALMACENAMIENTO [GWh]</b>	<b>-1.436</b>	<b>-646</b>	<b>-790</b>
Consumo bombeo y baterías [GWh]	6.157	2.585	3.571
Producción baterías [GWh]	4.086	1.939	2.146
Producción bombeo [GWh]	635	0	635
<b>GENERACIÓN RENOVABLE [GWh]</b>	<b>177.780</b>	<b>135.947</b>	<b>41.833</b>
Vertidos renovable [GWh]	4.248	142	4.106
<b>INTERCONEXIONES</b>			
<b>Saldo neto [GWh] (+ exportación desde ESPAÑA)</b>	<b>13.805</b>	<b>-6.357</b>	<b>20.162</b>
FRANCIA [GWh]	5.011	-8.078	13.089
PORTUGAL [GWh]	8.793	1.721	7.073
<b>Congestiones (% horas) ES-FR</b>			
ES ->FR	39,14%	19,8%	19,3%
FR ->ES	23,12%	39,2%	-16%
<b>Congestiones (% horas) ES-PT</b>			
ES ->PT	8,46%	1,5%	7%
PT -> ES	1,78%	1,7%	0,1%
<b>SPREAD MEDIO ES - FR [€/MWh]</b>	<b>15</b>	<b>7,8</b>	<b>7,2</b>

Escenarios	Objetivo H2025 (1)	Tendencial H2025.(2)	Diferencias (1)-(2)
<b>COSTES DEL SISTEMA</b>			
Coste marginal [€/MWh]	55,9	68,8	-12,9
Coste variable de generación [€/MWh]	56,5	68,9	-12,5
Total anual coste variable gen [M€]	14.581	17.942	-3.490
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA [M€]	251	130	122
<b>COSTE VARIABLE TOTAL [M€ anuales]</b>	<b>14.330</b>	<b>17.942</b>	<b>-3.612</b>
<b>Indicadores participación RES (%)</b>			
Res/demanda	69%	52%	17%
Res/Gen total	65%	53%	12%

Notas: (\*) Incluye demanda autoconsumida.

(\*\*) Incluye generación de FV y FV en régimen de autoconsumo.

**Coste medio marginal (€/MWh):** Coste de adquisición de la energía ponderado por la demanda.

**Coste variable generación (€/MWh):** Coste de adquisición de la energía más el coste de la generación térmica adicional necesaria para alcanzar el umbral mínimo de generación síncrona despachable.

**Total anual coste variable generación (M€):** Coste total de adquisición de la energía más el coste total de la generación térmica adicional.

*Fuente: Red Eléctrica de España*

Desde el punto de vista del balance de producción, las principales diferencias se deben a que el Escenario Tendencial considera una mayor demanda en barras de central junto, con menores capacidades de renovables y de almacenamiento, lo que deriva en una mayor generación térmica, tanto de ciclos como de carbones y menor generación de renovables, en relación al Escenario Objetivo.

En relación a las interconexiones, el saldo de España con Francia se pasa de un saldo importado, recogido en el Escenario Tendencial, a un saldo exportador en el Escenario Objetivo, debido a que en este último la cantidad de energía más barata “exportable” es mayor que en el caso del Escenario Tendencial.

En términos de costes, por lo que se deriva de lo anterior, el Escenario Objetivo presenta una reducción de costes de unos 13€/MWh en términos tanto de coste marginal y como de coste variable.

## Resultados de los escenarios analizados para el horizonte 2030

Los resultados completos de las simulaciones de los escenarios Tendencial y Objetivo 2030 se presentan en la figura D.6 y figura D.7 respectivamente. En la tabla D.10 se recoge la comparación de los resultados obtenidos para los escenarios Tendencial y Objetivo en el horizonte 2030.

**Tabla D.10. Resultados comparados escenarios Tendencial y Objetivo H2030 del PNIEC**

Escenarios	Objetivo H2030 (1)	Tendencial H2030.(2)	Diferencias (1)-(2)
<b>DEMANDA [TWh] (*)</b>	<b>262,7</b>	<b>268,2</b>	<b>-5,5</b>
<b>GENERACIÓN [GWh]</b>	<b>306.943</b>	<b>271.935</b>	<b>35.008</b>
<b>Nuclear [GWh]</b>	<b>22.034</b>	<b>51.630</b>	<b>-29.596</b>
% sobre la generación total	7,2%	19,0%	-11,8%
Pot. Instalada [MW]	3.050	7.117	-4.067
Horas equiv.p.c.	7.224	7.255	-31
<b>Carbón [GWh]</b>	<b>0</b>	<b>9.942</b>	<b>-9.942</b>
% sobre la generación total	0,0%	3,7%	-3,7%
Pot. Instalada [MW]	0	2.085	-2.085
Horas equiv.p.c.	0	4.768	-4.768
<b>Ciclo combinado [GWh]</b>	<b>27.617</b>	<b>40.676</b>	<b>-13.059</b>
% sobre la generación total	9,0%	15,0%	-6,0%
Pot. Instalada [MW]	24.560	24.560	0
Horas equiv.p.c.	1.124	1.656	-532
<b>Hidráulica [GWh]</b>	<b>32.376</b>	<b>32.484</b>	<b>-108</b>
% sobre la generación total	10,5%	11,9%	-1,4%
Pot. Instalada [MW]	24.140	20.140	4.000
Horas equiv.p.c.	1.341	1.613	-272
<b>Eólica [GWh] (**)</b>	<b>109.464</b>	<b>78.947</b>	<b>30.517</b>
% sobre la generación total	35,7%	29,0%	6,6%
Pot. Instalada [MW]	48.550	36.350	12.200
Horas equiv.p.c.	2.255	2.172	83
<b>Solar FV [GWh] (***)</b>	<b>65.180</b>	<b>32.564</b>	<b>32.616</b>
% sobre la generación total	21,2%	12,0%	9,3%
Pot. Instalada [MW]	38.404	18.144	20.260
Horas equiv.p.c.	1.697	1.795	-98
<b>Termosolar [GWh]</b>	<b>19.785</b>	<b>5.767</b>	<b>14.018</b>
% sobre la generación total	6,4%	2,1%	4,3%
Pot. Instalada [MW]	7.300	2.300	5.000
Horas equiv.p.c.	2.710	2.508	203
<b>Resto RES [GWh]</b>	<b>12.088</b>	<b>5.709</b>	<b>6.378</b>
% sobre la generación total	3,9%	2,1%	0,8%
Pot. Instalada [MW]	1.730	820	1.190
Horas equiv.p.c.	6.987	6.963	-472
<b>Cogen y otros [GWh]</b>	<b>18.399</b>	<b>14.215</b>	<b>-3.577</b>
% sobre la generación total	6,0%	5,2%	16.494
Pot. Instalada [MW]	3.980	2.790	9.621
Horas equiv.p.c.	4.623	5.095	3.296
<b>BALANCE ALMACENAMIENTO [GWh]</b>	<b>-4.964</b>	<b>-1.387</b>	<b>-3.577</b>
Consumo bombeo y baterías [GWh]	22.042	5.549	16.494
Producción baterías [GWh]	13.782	4.161	9.621
Producción bombeo [GWh]	3.296	0	3.296
<b>GENERACIÓN RENOVABLE [GWh]</b>	<b>238.892</b>	<b>155.472</b>	<b>83.421</b>
Vertidos renovable [GWh]	13.776	176	13.600
<b>INTERCONEXIONES</b>			
<b>Saldo neto [GWh] (+ exportación desde ESPAÑA)</b>	<b>39.317</b>	<b>2.342</b>	<b>36.975</b>
FRANCIA [GWh]	27.125	-2.054	29.179
PORTUGAL [GWh]	12.192	4.396	7.796

Escenarios	Objetivo H2030 (1)	Tendencial H2030.(2)	Diferencias (1)-(2)
<b>Congestiones (% horas) ES-FR</b>			
ES ->FR	53,21%	17,74%	35,5%
FR ->ES	8,55%	15,09%	-6,5%
<b>Congestiones (% horas) ES-PT</b>			
ES ->PT	7,96%	2,03%	5,9%
PT -> ES	0,65%	2,68%	-2,0%
<b>SPREAD MEDIO ES - FR [€/MWh]</b>	<b>23,4</b>	<b>4,9</b>	<b>18,4</b>
<b>COSTES DEL SISTEMA</b>			
Coste marginal [€/MWh]	53,2	77,5	-24,3
Coste variable de generación [€/MWh]	56	77,8	-21,6
Total anual coste vble gen [M€]	14.759	20.868	-6.108,9
RENTA CONGESTIÓN ESPAÑA [M€]	579	166	412,4
<b>COSTE VARIABLE TOTAL [M€ anuales]</b>	<b>14.180</b>	<b>20.701</b>	<b>-6.521</b>
<b>Indicadores participación RES (%)</b>			
Res/demanda	91%	58%	33%
Res/Gen total	78%	57%	21%

Notas: (\*) Incluye demanda autoconsumida.

(\*\*) En el Escenario Objetivo, se incluye la generación de eólica terrestre y marina.

(\*\*\*) Incluye generación de FV y FV en régimen de autoconsumo.

**Coste medio marginal (€/MWh):** Coste de adquisición de la energía ponderado por la demanda.

**Coste variable generación (€/MWh):** Coste de adquisición de la energía más el coste de la generación térmica adicional necesaria para alcanzar el umbral mínimo de generación síncrona despachable.

**Total anual coste variable generación (M€):** Coste total de adquisición de la energía más el coste total de la generación térmica adicional.

*Fuente: Red Eléctrica de España*

Desde el punto de vista del balance de producción, las principales diferencias se deben a que el Escenario Tendencial considera una mayor demanda en barras de central, junto con menores capacidades de renovables y de almacenamiento, lo que deriva en una mayor generación térmica, tanto de ciclos como de carbones (este último desaparece del mix en el Escenario Objetivo) y menor generación de renovables, en relación al Escenario Objetivo

En relación a las interconexiones, el saldo de España con Francia en el Escenario Objetivo es mayor al correspondiente al Escenario Tendencial debido a la mayor energía más barata que existe en España y que se exporta en gran medida a Francia.

En términos de costes, por lo que se deriva de lo anterior, el Escenario Objetivo presenta una reducción de costes tanto en términos de coste marginal como en términos de coste variable, de 24 y 22 €/MWh, respectivamente.