

ESTUDIO TÉCNICO DE VIABILIDAD DE ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN EL MEDIO PLAZO EN ESPAÑA

MARZO 2018



GREENPEACE

Foto © Bente Stachowske / Greenpeace

CONTENIDOS

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	4
2. ESCENARIOS DE DEMANDA ELÉCTRICA	5
2.1. DEMANDA INDUSTRIAL	6
2.2. DEMANDA DEL SECTOR SERVICIOS	7
2.3. DEMANDA RESIDENCIAL	7
2.4. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	8
3. ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	10
3.1. GENERACIÓN CONVENCIONAL	10
3.2. GENERACIÓN RENOVABLE	11
EFECTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS	13
4. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN	14
4.1. MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN	14
4.2. SECUENCIA DE ANÁLISIS	14
4.3. ESCENARIOS CONSIDERADOS E INSTRUMENTOS DE FLEXIBILIDAD	14
ESCENARIOS GLOBALES	14
INSTRUMENTOS PARA CONSEGUIR FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA	15
SOLAR TERMOELÉCTRICA	15
GESTIÓN DE LA DEMANDA	15
INTERCONEXIONES INTERNACIONALES	15
AUMENTO DE CAPACIDAD DE BOMBEO U OTRO TIPO DE ALMACENAMIENTO	15
CARGA INTELIGENTE DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS	15
4.4. CRITERIOS DE SEGURIDAD TÉCNICA DEL SISTEMA	16
PARADAS DE GENERADORES TÉRMICOS POR MANTENIMIENTO Y FALLOS	16
PERFIL EÓLICO	16
PERFIL HIDRÁULICO	16
PERFIL DE OTRAS FUENTES RENOVABLES Y COGENERACIÓN	16
CÁLCULO DE RESERVAS DE OPERACIÓN	16
RESERVA A SUBIR	16
RESERVA A BAJAR	17
4.5. COSTES DE INVERSIÓN CONSIDERADOS	17
5. RESULTADOS	18
5.1. ESCENARIOS 2025	18
5.1.1. FACTIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS SIN INVERSIÓN ADICIONAL	18
5.1.2. IMPACTO DE LAS POSIBLES SOLUCIONES	19
5.1.3. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS FACTIBLES	21
5.1.3.1. NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)	22
5.1.3.2. NIVEL DE DEMANDA MEDIO (D2, 1% ANUAL)	25
5.1.3.3. NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)	26

5.1.3.4. RESUMEN Y COMPARACIÓN DE ESCENARIOS DE DEMANDA	27
5.2. ESCENARIOS 2030	27
5.2.1. FACTIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS SIN INVERSIÓN ADICIONAL	28
5.2.1.1. NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)	28
5.2.1.2. NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)	29
5.2.2. IMPACTO DE LAS POSIBLES SOLUCIONES	30
5.2.2.1. NIVEL ALTO DE DEMANDA (D1) Y NIVEL MEDIO DE RENOVABLES (RENOVABLE MEDIO)	30
5.2.2.2. NIVEL ALTO DE DEMANDA (D1) Y ESCENARIO ALTO DE RENOVABLES (RENOVABLE ALTO)	31
5.2.2.3. NIVEL BAJO DE DEMANDA (D3) Y ESCENARIO MEDIO DE RENOVABLES (RENOVABLE MEDIO)	32
5.2.3. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS FACTIBLES	33
5.2.3.1. NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)	33
5.2.3.2. NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)	33
5.2.4. RESUMEN Y COMPARACIÓN	34
6. CONCLUSIONES	36
7. REFERENCIAS	40
8. ANEXOS	42
8.1. ANEXO 1: INFORMACIÓN SOBRE EL CIERRE DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN Y NUCLEARES	42
8.2. ANEXO 2: RESULTADOS CON ESCENARIOS RENOVABLES BASADOS EN PROMEDIOS HISTÓRICOS	43
8.3. ANEXO 3: RESULTADOS DETALLADOS EN CUANTO A DEMANDA	48
8.3.1. CASOS FACTIBLES 2025	48
NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)	48
NIVEL DE DEMANDA MEDIO (D2, 1% ANUAL)	49
NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)	50
8.3.2. CASOS FACTIBLES 2030	51
NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)	51
NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)	52
8.4. ANEXO 4: ANÁLISIS DE IMPACTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN	53
MODELO DE RED DE REFERENCIA Y METODOLOGÍA EMPLEADA	53
MODELO DE RED DE REFERENCIA	53
METODOLOGÍA	54
GENERACIÓN DE CLIENTES Y DE REDES	54
GENERACIÓN DE ESCENARIOS	55
EVALUACIÓN DE LOS REFUERZOS NECESARIOS	56
RESULTADOS	56
COSTE DE LOS REFUERZOS DE RED	56
EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE RED	58

1. INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS

Los sistemas energéticos, en especial los de los países desarrollados, se encuentran actualmente en una fase de transición hacia sistemas descarbonizados que permitan cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO₂ establecidos en el Acuerdo de París. El liderazgo europeo a este respecto está claramente reflejado en el Paquete de Invierno de la Unión Europea, que deja claro el compromiso europeo con un modelo energético más sostenible y descarbonizado, en el que cobran un papel principal el ahorro y la eficiencia energética, así como un consumidor activo.

Una transición de este tipo requiere un esfuerzo importante de gobernanza y coordinación. La Comisión Europea ha requerido a todos los estados miembros la elaboración de Planes Integrados de Energía y Clima, que reflejen su visión, a largo plazo, del escenario energético, y que permitan evaluar el cumplimiento de los objetivos buscados. En España, este ejercicio se superpone con la elaboración de una Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

En este contexto, los ejercicios de análisis acerca de la viabilidad técnica y económica de distintos escenarios energéticos futuros cobran una gran importancia. Este informe pretende aportar información rigurosa y necesaria para la discusión que debería tener lugar en nuestro país a este respecto.

El presente estudio, encargado por Greenpeace al Instituto de Investigación Tecnológica (IIT) de la Universidad Pontificia Comillas, tiene por objetivo principal analizar la viabilidad técnica de la operación del sistema eléctrico español bajo distintos escenarios de generación y demanda en el medio plazo.

En particular, los escenarios tratan de evaluar la factibilidad técnica de no contar con centrales nucleares y de carbón en 2025 y 2030 en el sistema eléctrico español. En el caso de la energía nuclear, un escenario posible sería la no extensión de las licencias de explotación de las centrales, por cues-

iones políticas¹, económicas² o de gestión de residuos³. En el caso del carbón, su cierre podría deberse a una regulación medioambiental más estricta impulsada por la Unión Europea⁴, o incluso a decisiones empresariales como las manifestadas ya por algunos agentes.

Por otro lado, la administración podría extender las licencias de explotación de ciertas unidades nucleares o permitir la operación de las centrales de carbón, si en ambos casos se hacen las inversiones necesarias para garantizar que se cumpla con las normativas correspondientes. Lo que daría lugar a otros escenarios en que algunas de estas centrales se mantendrían en operación. Para el caso de las nucleares, es necesario además un informe vinculante positivo por parte del Consejo de Seguridad Nuclear para extender los permisos de explotación. Por supuesto, esta decisión de extensión de la operación de las centrales estará condicionada a la voluntad de sus propietarios que son los que, en su caso, deberán valorar la rentabilidad económica de las inversiones requeridas.

Para ello, a continuación, se detalla el diseño de los distintos escenarios de configuración del sistema eléctrico, considerando sensibilidades de tasas de crecimiento de demanda, de generación convencional y de generación renovable para los años 2025 y 2030. En un informe posterior se presentará el análisis de estabilidad de la red eléctrica para algunas regiones determinadas.

Este informe se suma a la serie de estudios que el IIT ha realizado para Greenpeace, Renovables 2050⁵ y Renovables 100%⁶.

1 Diversas fuerzas políticas llevan el abandono de la energía nuclear en el corto plazo en sus programas, y no es aventurado considerar que puedan acceder a responsabilidades de gobierno en ese período.

2 Algunos operadores de centrales nucleares han expresado públicamente la baja rentabilidad de estas instalaciones en el contexto actual.

3 El problema no resuelto de la gestión a largo plazo de los residuos de alta actividad se acentuaría en un hipotético escenario de alargamiento de vida operativa de las centrales. Por otra parte, habría que evaluar la capacidad de desmantelamiento de centrales nucleares existente en ENRESA, y las consecuencias que ello tendría sobre el almacenamiento de residuos de las centrales nucleares.

4 Las regulaciones ambientales que afectan al carbón son de dos tipos. Por un lado, las que regulan las emisiones de partículas y gases causantes de contaminación atmosférica, que se revisan periódicamente a la baja. Por otro lado, las que regulan las emisiones de gases de efecto invernadero, no solo mediante el mercado europeo de derechos de emisión, sino también con la introducción, en el "paquete de invierno" propuesto por la Comisión Europea, de un límite de emisiones específicas de 550 gCO₂/kWh como condición necesaria para acceder a pagos por capacidad.

5 Greenpeace España, Renovables 2050: Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular, Greenpeace, 2005.

6 Greenpeace España, Renovables 100%: Un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica, Greenpeace España,

2. ESCENARIOS DE DEMANDA ELÉCTRICA

Los escenarios de demanda eléctrica tienen en cuenta la evolución prevista para distintos sectores de consumo eléctrico dependiendo de la evolución de la economía del país, así como el impacto de políticas de eficiencia energética y gestión de la demanda. A este respecto, es importante recordar que la Comisión Europea ha establecido objetivos de reducción de la demanda de energía (un 27% actualmente, que quizá se aumente al 30%) y, por ello, los escenarios deberían tener en cuenta un desacoplamiento cada vez mayor de la demanda de energía respecto al PIB.

Sin embargo, a la vez hay que tener en cuenta que en este estudio únicamente se considera la demanda eléctrica, que puede tener una evolución distinta. De hecho, en muchos análisis del sistema energético en su conjunto se apunta a un aumento de la electrificación precisamente como instrumento para lograr una mayor eficiencia en el uso de la energía final⁷. Los escenarios se han definido de acuerdo con diferentes fuentes públicas, incluidas en el apartado de referencias.

El Ministerio de Economía, Industria y Competitividad (MINECO) pronostica el crecimiento del PIB hasta 2020, tomando en cuenta el valor observado para 2016 (MINECO 2017). Para completar los valores para el período 2021-2030 se ha supuesto que se mantiene el crecimiento del 2,4%. Por otro lado, la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) predice un crecimiento económico para España más moderado a medio plazo⁸. Estos valores se muestran en la Tabla 1. Ambos valores se tomarán como referencia para el calcular el crecimiento de los distintos sectores de demanda. Nótese que el objetivo del análisis es modelar posibles rangos y no necesariamente la predicción exacta de los valores.

Tabla 1. Escenarios de crecimiento del PIB

Año	MINECO	OCDE
2016	3,2%	2,4%
2017	2,7%	2,2%
2018	2,5%	1,9%
2019	2,4%	1,7%
2020	2,4%	1,6%
2021		1,6%
2022		1,7%
2023		1,7%
2024		1,8%
2025		1,9%
2026		2,0%
2027		2,1%
2028		2,0%
2029		2,0%
2030		2,0%

Por otro lado, la intensidad eléctrica, esto es, la cantidad de electricidad que se utiliza por unidad de producción, se ve afectada por dos factores principales. Uno es la intensidad energética global que depende de las posibles mejoras en eficiencia energética ya mencionadas anteriormente; y el otro es el grado de electrificación del sector energético, que se piensa irá en aumento para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Desde el 2005, la intensidad eléctrica global se ha reducido un 2% anual (MINETUR 2014). Esto se explica tanto por cambios en la actividad económica, como por medidas de ahorro y eficiencia energética.

En el 2015 y el 2016, el PIB creció 3,2% y la demanda eléctrica del sistema peninsular creció 1,8% y 0,6%⁹ (REE 2016a), respectivamente; después de 4 años consecutivos de descenso (REE 2016c). Para la planificación de la red de transporte, el MINETUR (2014) ha asumido un crecimiento de la demanda eléctrica significativamente alto para el sistema peninsular en el período 2015-2020 de 1,7%; 1,9% y 2,3%. Por otro lado, ENTSO-E (2015) predecía un crecimiento anual de la demanda para España de 2,14% en el período 2015-2025. Sin embargo, posteriormente

octubre, 2006.

⁷ En este sentido, las cifras de demanda eléctrica que se recogen en el estudio son coherentes con otros ejercicios de modelización del sector energético español que se están realizando en el IIT, y con reducciones significativas de la intensidad energética. Por ejemplo, la demanda eléctrica compatible con un escenario de descarbonización agresivo, con un papel significativo de la eficiencia energética, se sitúa entre 253 y 283 TWh en 2030. En el escenario de mantenimiento de políticas actuales la demanda se situaría entre 273 y 293 TWh.

⁸ data.oecd.org/gdp/gdp-long-term-forecast.htm

⁹ 0 un -0,1% teniendo en cuenta la laboralidad y la temperatura.

ENTSO-E ha actualizado este pronóstico y espera una reducción en el crecimiento de la demanda por medidas de eficiencia energética, lo que llevaría a un incremento anual de la demanda menor al experimentado en los años anteriores, alrededor del 0,8% (ENTSO-E 2016a). En esta línea, CNMC (2015) prevé un incremento de la demanda eléctrica del 0,7% para el período 2017-2022. El incremento de la demanda ha sido actualizado por la CNMC (2016), que estima 3 escenarios de incremento anual de demanda para el período 2016-2030: bajo de -0,2%; medio, de 1,1% y alto, de 2%.

En lo que respecta a la distribución temporal de esta demanda, para este estudio se utilizarán perfiles de demanda horarios para los distintos sectores. Estos perfiles están basados en datos publicados por Red Eléctrica de España (REE) para cada categoría de consumidores, según la tarifa de acceso y nivel de tensión al cual están conectados, tomando como año base el 2015. A continuación, se especificará el crecimiento para cada uno de los sectores de la demanda para así determinar los escenarios globales para la demanda eléctrica.

2.1. DEMANDA INDUSTRIAL

El crecimiento de la demanda industrial está relacionado con el crecimiento de la producción, medida por el PIB. Sin embargo, su crecimiento se puede ver significativamente afectado por mejoras en eficiencia energética. La Figura 1 muestra el comportamiento de la intensidad eléctrica para el sector industrial y servicios. Desde el año 2005 hasta el año 2009, la intensidad eléctrica del sector industrial disminuyó considerablemente, pero a partir del 2009 empieza a aumentar de manera sostenida hasta prácticamente estancarse en el 2013.

Para este estudio, el perfil de la demanda industrial estará basado en los consumidores con tarifas de acceso tipo 6¹⁰, para conexiones en niveles de tensión mayores a 1 kV (a excepción de los consumidores de servicios con tarifa 3.1¹¹). Este grupo de consumidores es aproximadamente el

44% de la demanda total, incluyendo consumos que no son necesariamente industriales como el bombeo hidroeléctrico, pero que están en el mismo grupo tarifario.

De acuerdo con las medidas de eficiencia energética para el sector industrial (IDAE 2016), el perfil de la demanda del 2015, para este sector, se escalará primero de acuerdo al crecimiento del PIB y luego, sobre ese crecimiento, se aplicará cuatro escenarios de eficiencia global para el sector y para el período de estudio del 5%, 10%, 15% y 20% sobre la demanda eléctrica resultante (un valor bajo del 5% refleja un valor mínimo de eficiencia, mientras que un valor del 20% representa un valor de máximo potencial técnico). Estos valores están en la línea de estudios donde se modelan más en detalle estas mejoras en eficiencia. Por ejemplo, Aparicio, Lovell, y Pastor (2016) estimaron una mejora global en la eficiencia del sector industrial del 12,1% en el período 1999 a 2007. Además, el escenario del 15% de eficiencia se asemeja con el esperado por (López-Peña 2014) para el horizonte 2030. El valor más alto de eficiencia del 20% corresponde al potencial técnico para el sector industrial según un informe preparado para la Comisión Europea (ICF International 2015).

Esto significa un crecimiento anual bajo para este escenario, alrededor del 2,01%. Para el escenario de máxima mejora en eficiencia, la demanda industrial mostraría una reducción del -0,4% anual¹². Para los escenarios de eficiencia del 10% y 5%, el crecimiento anual esperado del sector industrial sería del 0,78% y 1,33%, respectivamente.

¹⁰ Los peajes de acceso 6 tienen una diferenciación temporal de 6 períodos tarifarios y se aplica a consumidores conectados a alta tensión (a partir de 1 kV).

¹¹ Los peajes de acceso 3.1 tienen una discriminación temporal de 3 períodos y se aplica a consumidores conectados a alta tensión entre 1 kV y 36 kV, pero con potencia contratada inferior a 450 kW.

¹² Como ya se ha mencionado, aquí no se consideran los posibles cambios por una mayor electrificación, que podrían empeorar estas cifras en términos de demanda absoluta. Por ejemplo, la electrificación de la siderurgia, que puede reducir de forma importante las emisiones de CO₂ de este sector, supondría un aumento de 2 TWh de demanda eléctrica, a cambio de una reducción de 7 TWh térmicos.

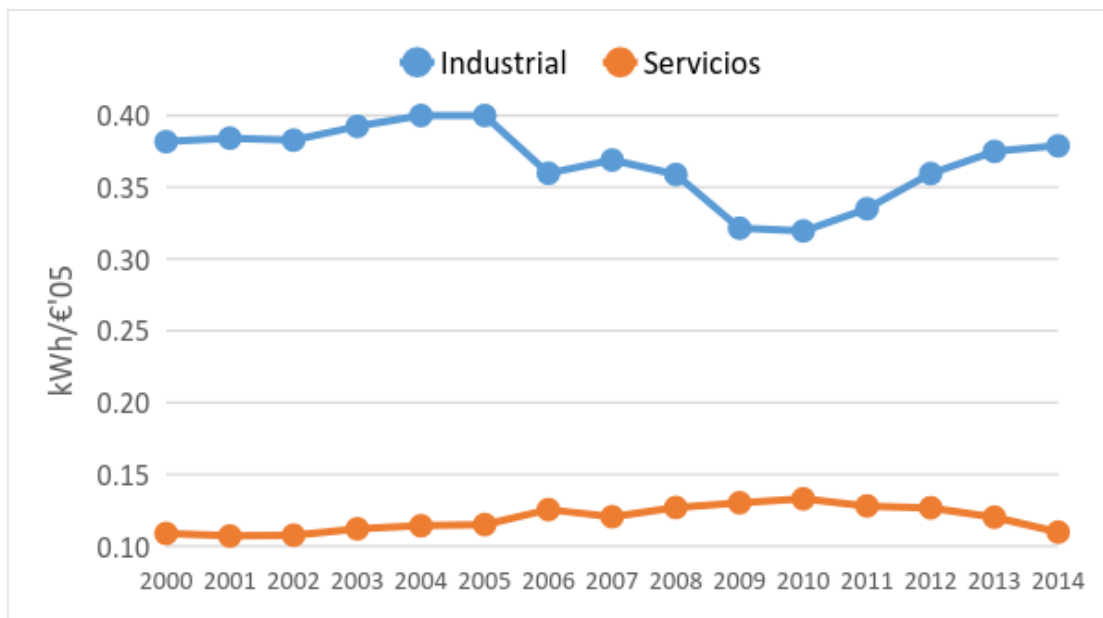


Figura 1. Intensidad eléctrica del sector industrial y servicios en kWh entre euros constantes del 2005. Fuente: Elaboración propia basado en datos del IDAE

2.2. DEMANDA DEL SECTOR SERVICIOS

La Figura 1 muestra que la intensidad eléctrica del sector servicios ha disminuido sostenidamente desde el 2010 hasta 2014. Para este sector, se asumirá un crecimiento asociado al del PIB y unas mejoras de eficiencia en los usos eléctricos finales del 5%, 10%, 15% y 20% para todo el período.

Los perfiles de demanda del sector servicios corresponderán a los consumidores con tarifa de acceso 2.1 (con potencia contratada <10 kW y ≤15 kW), 3.0 (con potencia contratada >15 kW y conectados en baja tensión <1kV) y 3.1 (con potencia contratada <450 kW y conectados en baja tensión >1kV y <36 kV). Esta demanda supone el 24% de la demanda total. Para una mejora de eficiencia del 5%, la demanda del sector servicios aumentaría un 2% anual; para una mejora de eficiencia del 10%, un 0,78% anual. Porcentaje similar al obtenido en López-Peña (2014), un 0,21% para el escenario de crecimiento medio de 15% de eficiencia y un -0,40% de variación anual para una eficiencia del 20%.

2.3. DEMANDA RESIDENCIAL

La demanda del sector residencial se espera que crezca a un ritmo bastante menor que el PIB por la estabilización del número de hogares, la saturación de su equipamiento, así como mejoras de instalaciones térmicas, impulsada por varias políti-

cas como el Fondo Nacional de Eficiencia Energética (MINETUR 2014). Sin embargo, un aumento de la demanda eléctrica residencial puede darse por la electrificación de la climatización en este sector, por ejemplo, con el uso de tecnologías como bombas de calor. La Figura 2 representa la evolución de la intensidad eléctrica del sector residencial, medido por el consumo eléctrico medio de los hogares en kWh. Como se muestra en la figura, desde el 2006 este consumo eléctrico por hogar se ha mantenido relativamente constante.

Por lo tanto, para el sector residencial, la demanda eléctrica estará afectada por tres factores: el crecimiento del número de hogares, la elasticidad¹³ de la demanda, y las mejoras de eficiencia energética en los usos eléctricos finales, donde además el crecimiento de la demanda puede verse afectado por un incremento en la electrificación de la climatización de los hogares. Para el primer factor se tomará en cuenta un incremento anual del número de hogares del 0,36% (INE 2014). A este factor se le sumará el efecto elasticidad renta, esto es el incremento porcentual de la demanda por aumento porcentual en el ingreso de los hogares (representado por la evolución del PIB). Para este factor se tomará como referencia valores proporcionados por la literatura que varían desde 0,70 (Labandeira, Labeaga, y López-Otero 2012) a 0,45 y 0,29 (Romero-Jordán, del Río, y Peñasco

¹³ Es decir, el porcentaje de variación de la demanda ante cambios porcentuales en el precio.

2014). Estos tres valores se utilizarán como referencia para definir tres escenarios de la demanda residencial. Finalmente, para la demanda residencial se asumirá una eficiencia global para el período 2025 y 2030 del 5% sobre la demanda final del período de estudio, este valor sería incluso superior al observado en el período 2000-2013 donde la mejora en eficiencia energética en el sector residencial fue del 0,41% anual tanto para la demanda térmica como eléctrica (ODYSSEE-MURE Project 2015).

Los perfiles de demanda residencial corresponden a los consumidores con tarifa de acceso 2.0 (con potencia contratada $\leq 10\text{kW}$). Este consumo constituyó en el 2015 aproximadamente un 27% de la demanda total.

REE preveía una penetración de 500.000 vehículos para el 2020 (MINETUR 2014). Este valor, a su vez, está entre el escenario medio y alto supuesto por (CNMC 2016). Para 2025, una flota de 500.000 vehículos eléctricos tendría un consumo aproximado de 1,5 TWh (0,6% de la demanda de referencia del 2015). Este consumo corresponde a una hipótesis de movilidad de 40 km diarios por vehículo y un consumo energético de 0,2 kWh/km. Se considerará como supuesto central que el 50% de la flota de vehículos tiene un sistema de gestión de carga inteligente. Esta carga se realizará asumiendo que los vehículos eléctricos se cargan de manera automática, efectúan carga o descarga en función de las necesidades del sistema en combinación con las necesidades propias del vehículo y donde la mayoría de los coches estarían conectados en horas de la noche cuando el resto de demanda eléctrica es más baja. La otra mitad de los vehículos tendría una carga “no inteligente¹⁶”, cargándose de las 20:00 h hasta las 24:00 h. En el análisis de sensibilidad se evaluará una carga 100% inteligente. Para 2030, se considera un aumento del número de vehículos a 1.500.000, lo que representaría una demanda eléctrica de aproximadamente 5 TWh. Estos niveles de penetración de vehículos eléctricos están en línea con niveles esperados por (BNEF 2017)¹⁷.

¹⁶ Es decir, basada simplemente en el confort de los usuarios, que cargarían sus vehículos al volver del trabajo.

¹⁷ La sustitución de un millón de vehículos convencionales por vehículos eléctricos podría suponer, en términos medios y aproximados, una reducción anual de 3 MtCO₂.

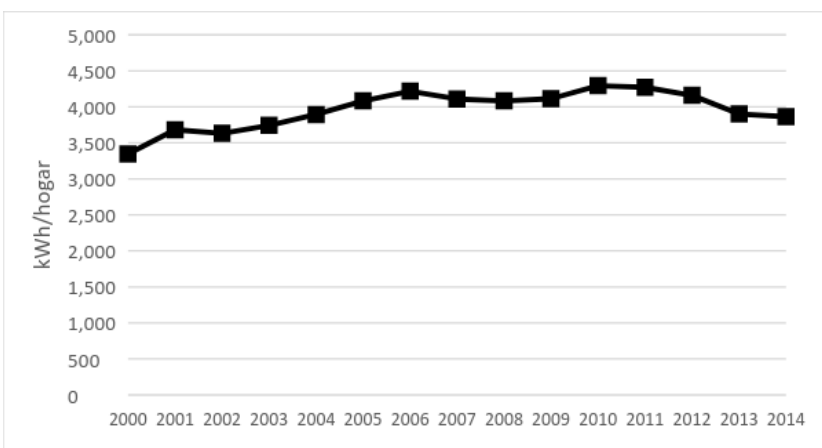


Figura 2. Intensidad eléctrica del sector residencial. Fuente: Elaboración propia basado en datos IDAE

2.4. VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

Aunque todavía no se dispone de estimaciones ciertas sobre el nivel de participación de los vehículos eléctricos en el horizonte temporal considerado, parece razonable suponer una cierta contribución de los mismos a la movilidad. Esto evidentemente incrementará la demanda eléctrica, aunque la cuantía de este incremento dependerá de la cuota de estos vehículos.

Para España se esperaba una penetración de 150.000¹⁴ vehículos eléctricos¹⁵ para el año 2020 (MINETUR 2015). Por su parte,

¹⁴ Este valor es muy pequeño si se compara con la flota actual de vehículos ligeros en torno a 20 millones de unidades.

¹⁵ Vehículos ligeros para el transporte de pasajeros. No se consideran autobuses, trenes, o vehículos de transporte de mercancías.



Foto © Will Rose / Greenpeace

Finalmente, parte del total de demanda eléctrica no está incluida en las categorías de los grupos tarifarios descritos anteriormente, como los consumos de bombeo, y supone aproximadamente un 5% de la demanda total. Esta demanda se mantendrá constante en el período de estudio.

Basados en la evolución de los distintos sectores de la demanda eléctrica descritos anteriormente se han escogido tres escenarios de crecimiento anual de demanda que representan los valores extremos, así como un escenario medio. El valor de máxima demanda asume una eficiencia energé-

tica para todos los sectores de 5%, para el valor de menor demanda se utilizan mejoras en eficiencia energética de 20% para el sector servicios e industrial. Como ya hemos mencionado anteriormente, hay que recordar que estos aumentos de eficiencia energética, inferiores a los establecidos por la Comisión Europea respecto a la energía final, asumen que parte de esta mejora de la eficiencia global vendrán mediados por un aumento del nivel de electrificación de la demanda.

La Tabla 2 muestra los escenarios de demanda seleccionados.

Tabla 2. Escenarios de crecimiento anual de la demanda eléctrica peninsular¹⁸

	D1 (Alta)	D2 (Media)	D3 (Baja)
Variación anual de la demanda	2%	1%	0,2%
Demanda 2025 (TWh)	300	274	252
Demanda 2030 (TWh)	333	288	255
Industrial	2,01%	0,78%	-0,40%
Servicios	2,01%	1,03%	-0,40%
Residencial	1,61%	0,59%	-0,16%
Vehículos eléctricos (%demanda 2015)			
2025	0,6%	0,6%	0,6%
2030	1,8%	1,8%	1,8%

¹⁸ No incluye ni Canarias ni Baleares.

Foto © Conny Boettger / Greenpeace



3. ESCENARIOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

3.1. GENERACIÓN CONVENCIONAL

Como se ha comentado previamente, el principal objetivo de este proyecto es analizar el impacto que tendría el cierre de centrales térmicas de carbón y nucleares, lo que podría ocurrir en el horizonte del estudio. Además, se incorporan escenarios alternativos donde se podría extender la licencia de operación de ciertas centrales nucleares o donde las centrales de carbón podrían seguir funcionando, sujetas a la normativa correspondiente.

En lo que respecta a las centrales de carbón, desde el 2016, las grandes instalaciones de combustión deben operar de conformidad con los valores límites de emisión establecidos en la Directiva Europea de Emisiones Industriales (DEI) de 2010. La mayoría de las centrales de carbón en España se han acogido a las excepciones contempladas en la DEI (Parlamento y Consejo Europeo 2010)¹⁹:

- Excepción por vida útil limitada (EVUL). Esta excepción permite emisiones mayores a los límites fijados por la DEI siempre y cuando se cumplan ciertas condiciones como limitar el funcionamiento a 17.500 horas, pero como máximo hasta el 31 de diciembre del 2023.
- Pequeñas redes aisladas. Permite a las instalaciones no cumplir con los valores límite de emisión hasta el 31 de diciembre de 2019. La única central de carbón acogida a esta excepción es Alcudia en Mallorca.
- Plan Nacional Transitorio (PNT). Se permite emitir más SO₂, NOx y partículas hasta el 1 de julio de 2020, el cumplimiento de la reducción gradual de emisiones una vez que acabe el período de excepción.

Las empresas propietarias de las centrales de carbón pueden optar por realizar inversiones en estas centrales para reducir

¹⁹ Esta directiva fue transpuesta a la normativa española con la ley 5/2013, de 11 de junio de 2013 y la aprobación del Plan Nacional Transitorio el 25 de noviembre de 2016.

las emisiones y cumplir con la regulación vigente que regula las emisiones durante el período de estudio, así como con regulaciones futuras más exigentes como las previstas en la nueva directiva de emisiones contaminantes adoptada en julio de 2017²⁰. Solo esto permitiría a las centrales operar más allá del horizonte 2025. Actualmente varias de las compañías ya han empezado a realizar algunas inversiones o han expresado su interés en realizarlas tal como se detalla en el Anexo 1.

Para las centrales nucleares se tomará como referencia la fecha de cese de funcionamiento basado en las licencias de explotación actuales de las centrales (ver Tabla 25). Nótese que las centrales Vandellós II y Trillo podrían extender sus licencias de funcionamiento vigentes para completar su vida de funcionamiento de 40 años, con lo cual estarían operativas en 2025 si se concede la extensión de estos permisos²¹.

En función de todo ello, se han considerado tres escenarios posibles para la generación eléctrica convencional:

- **Carbón + Nuclear (C+N):** las centrales nucleares seguirían en funcionamiento, así como las centrales de carbón que han anunciado la posibilidad de realizar las obras para continuar su operación: Aboño 2, As Pontes, Litoral (1y 2), Meirama, La Robla 2, Los Barrios, Narcea 3, Soto de Ribera 3 y Velilla²².
- **Nuclear (N):** Supone el cierre de las centrales de carbón, pero alargar la licencia de explotación de las nucleares que estaban en funcionamiento en 2016. (ver Tabla 24).
- **Sin nuclear ni carbón (Sin C+N):** En este escenario se considera que tanto las centrales nucleares como las de carbón dejan de formar parte del mix de generación en 2025.

La capacidad instalada por tipo de generación convencional para cada uno de los tres escenarios se muestra en la Tabla 3. La capacidad instalada de centrales de gas

²⁰ http://ieefa.org/wp-content/uploads/2017/05/Europe-Coal-Fired-Plants-Rough-Times-Ahead_May-2017.pdf

²¹ Por otro lado, el cierre anticipado de estas dos centrales generaría una reducción de la contribución al canon que estas centrales hacen a Enresa para sufragar los gastos del desmantelamiento de las mismas, este coste por lo tanto debería ser recuperado por otros medios, como una elevación del canon para que cubra la totalidad de los costes, algo necesario en cualquier caso, dada la infradotación de los fondos disponibles actualmente.

²² Después de terminados los análisis presentados en este informe, Iberdrola ha solicitado su cierre.

(tanto ciclos combinados cerrados CCGT como abiertos OCGT²³) y cogeneración²⁴ están basadas en datos de (REE 2016b).

Tabla 3. Escenarios generación convencional en 2025

Potencia Por Tecnología	C+N	N	Sin C+N
Nuclear	7.117	7.117	-
Carbón	5.918	-	-
CCGT y OCGT	24.948	24.948	24.948
Fuel/Gas	-	-	-
Cogeneración	6.684	6.684	6.684
Total (MW)	44.664	38.749	31.632

Para calcular el despacho económico y calcular los costes operacionales de las centrales térmicas se han supuesto los costes de combustibles que se muestran en la Tabla 4. Además, se ha utilizado un coste de CO₂ de 8 €/tCO₂²⁵. No se han tenido en cuenta impuestos distintos del coste del CO₂.

Tabla 4. Supuestos de costes de combustibles²⁶

TECNOLOGÍA	€/MWh
Nuclear	18 ²⁷
Carbón	26
CCGT	44
OCGT	81

3.2. GENERACIÓN RENOVABLE

En primer lugar, es necesario señalar que este estudio se realiza con vistas a garantizar el funcionamiento seguro del sistema. Por lo tanto, un supuesto muy importante

²³ Estas centrales se instalaron a partir del 2002, por lo que se espera que continúen en funcionamiento en 2025. A pesar que se ha solicitado el cierre de algunas de estas centrales, por pocas horas de funcionamiento, se han denegado estos permisos hasta el momento.

²⁴ La continuidad de la cogeneración a 2025 y 2030 está sujeta a consideraciones de rentabilidad fuera del alcance del informe. Se ha optado por un criterio conservador según el cual se mantiene la capacidad, pero no se instala más.

²⁵ Se ha supuesto un precio del CO₂ muy bajo básicamente para representar una situación en que el carbón sea más competitivo que el gas. Se ha realizado en todo caso un análisis de sensibilidad a precios superiores.

²⁶ Los valores utilizados incorporan el precio de CO₂, incorporan eficiencias promedio de las tecnologías y el coste de combustible para los años 2025-2030 de fuentes consultadas (Carlsson et al., 2014), (BNEF, 2017). Se han utilizado costes previstos a medio plazo y no necesariamente basados en los actuales. Evidentemente, otros costes pueden dar lugar a otros resultados, algo que se discute posteriormente.

²⁷ Se ha escogido este coste como un término medio representativo. Hay estudios que indican costes mayores (p.ej., "Nuclear Costs in Context." Washington, D.C.: Nuclear Energy Institute, 2017. <https://www.nei.org/CorporateSite/media/filefolder/Policy/Papers/Nuclear-Costs-in-Context.pdf?ext=.pdf>) mientras que otros señalan costes menores.

es que se ha utilizado el año peor de la serie histórica de producción hidráulica (13.700 GWh) y eólica, de forma que el funcionamiento del sistema esté asegurado incluso en un año de sequía extrema y poco viento.

A continuación, el punto de partida para determinar la capacidad instalada de generación renovable se fundamenta en el hecho de que España se ha comprometido a cumplir con los objetivos de la Unión Europea a 2020 de cubrir un 40% de la demanda eléctrica con energías renovables (MINETUR 2010), siendo este compromiso no vinculante, ya que el objetivo vinculante (del 20%) es a nivel de todo el sistema energético. Sin embargo, la necesidad de nuevas inversiones en renovables para cumplir con estos objetivos dependerá, entre otras cosas, de la evolución de la demanda eléctrica.

En el 2014 la generación renovable representó un 40,9% de la demanda, sin embargo, para 2015 este porcentaje se situó en un 35,3% y para 2016 se situó en 38,9%. Asumiendo una generación para las renovables basada en el factor de carga²⁸ promedio de estas tecnologías de los últimos 5 años, no se cumplirían los objetivos de renovables para 2020 en ninguno de los escenarios de crecimiento de demanda descritos anteriormente.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital ha realizado tres subastas de tecnologías renovables en 2016 y 2017. El 21 de enero de 2016, se adjudicaron 200 MW de biomasa y 500 MW de eólica. El 17 de mayo del 2017, la capacidad asignada fue de 3.000 MW de eólica, mientras que la subasta del 26 de julio del 2017 las capacidades asignadas fueron de 3.909 MW para la solar fotovoltaica y 1.129 MW para eólica. Con esta capacidad adicional se cumpliría con el objetivo fijado para los casos de crecimiento bajo y medio de demanda descritos anteriormente. Asumiendo un factor de carga promedio de los últimos 5 años para las renovables, se alcanzarían niveles de cobertura con generación renovable para los escenarios de demanda supuestos en este informe de 39,3%, 40,7%, y 42,6%.

²⁸ El factor de carga se define como el cociente entre la energía generada por una determinada tecnología de generación en un año y la energía que se hubiese generado en el mismo período a plena carga, esto es a la máxima capacidad instalada. Para el caso de la tecnología solar termoelectrica, se tomará en cuenta su capacidad de niveles de almacenamiento para unidades existentes, así como para nuevas instalaciones.

Estos porcentajes dependerán también de la flexibilidad del sistema a adaptarse al perfil de las renovables. Un sistema con flexibilidad limitada como, por ejemplo, si la energía nuclear no regula, podría aumentar los vertidos²⁹ de las renovables, los porcentajes de cobertura de la demanda con renovables se reducirían y, dependiendo de la generación convencional existente, habría que comprobar si la demanda eventualmente podría no cubrirse en determinadas horas debido a la falta de generación en períodos críticos y si haría falta más generación de respaldo.

Para 2030, la Unión Europea ya propuso incrementar los objetivos de renovables al 27% para el sistema energético (Comisión Europea 2016) y actualmente se está negociando en el marco del paquete de invierno la Directiva de Renovables, y planteándose aumentar aún más este objetivo y hacerlo vinculante por países. Incluso la propuesta del texto de Gobernanza del Paquete de Invierno redactada por el *rappporteur* del Parlamento Europeo incluye una propuesta de un objetivo de 45% de energías renovables para 2030. Todavía queda por determinar los esfuerzos que España asumirá para cumplir con estos nuevos objetivos. Sin embargo, si se asume un esfuerzo proporcional al del horizonte 2020 y un objetivo del 27%, el porcentaje de renovable debería aumentar hasta cubrir el 54% de la demanda eléctrica en 2030.

Para un escenario de expansión de renovables para 2025 (Renovable Bajo) se asumirá que, al menos, se cubra la demanda con un 47% de renovables en el escenario de mayor demanda (asumiendo que no hay vertidos renovables). Esto requiere una capacidad de potencia renovable adicional de 10.500 MW (incluyendo las nuevas inversiones ya asignadas en las subastas de 2016 y 2017). El reparto de la nueva capacidad renovable por tecnologías se ha supuesto de acuerdo con las directrices establecidas en (MINETAD 2016), y se muestra en la Tabla 5. De acuerdo con esta planificación, las nuevas instalaciones se asignarán en un 46,7% para la solar, un 46,7% para la eólica, y un 6,7% para biomasa. Dentro de la solar térmica no se ha considerado para el caso base la hibridación con biomasa o gas, ya que, concep-

²⁹ Los vertidos se definen como limitaciones de la producción de generación renovable para garantizar la seguridad de la operación del sistema eléctrico.

tualmente, no supone diferencias respecto a tratar las tecnologías por separado y hace más complejo el modelado. Como se mencionó anteriormente, hace falta evaluar los distintos escenarios para determinar el aprovechamiento de los recursos renovables y el porcentaje final de cobertura de la demanda con esta generación.

También se considerarán dos escenarios con mayor participación de generación renovable. Un escenario (Renovable Medio), donde se cumple el objetivo de 54% de renovables en el sistema eléctrico, esto es, el 27% mínimo respecto a la demanda final de energía aprobado por Europa para 2030 en el escenario de mayor crecimiento de demanda para 2025. Finalmente, a propuesta de Greenpeace, el escenario más amplio (Renovable Alto) asume un objetivo de renovables del 45% para Europa para 2030 en vez del objetivo de 27%, manteniendo las proporciones y asumiendo que en 2025 se alcanza la mitad del esfuerzo adicional³⁰. El objetivo de renovable resultante para el sector eléctrico sería del 65%. Para las simulaciones para 2030, se modelarían solo los escenarios Renovable Medio y Renovable Alto, ya que el escenario Renovable Bajo sería insuficiente para cumplir los objetivos europeos a 2030.

Por lo tanto, los tres escenarios para recursos renovables que se han considerado (Tabla 5) son:

- **Renovable Bajo (R1):** en esta situación se considera una capacidad adicional de los recursos renovables para que se cubra el 47% de demanda para el escenario de mayor crecimiento a 2025.
- **Renovable Medio (R2):** considera que al menos el 54% de la demanda eléctrica en 2025 se cubre con renovables.
- **Renovable Alto (R3):** considera un objetivo más amplio de renovables donde se asume que al menos el 65% de la demanda para 2025 se cubre con generación renovable.

³⁰ Nótese que este escenario implicaría incrementos significativos en inversiones anuales de renovables cercanos a los niveles observados en 2008.

Tabla 5. Escenarios de generación renovable

TECNOLOGÍA	R1	R2	R3
Hidráulica	20.352	20.352	20.352
Eólica	29.164	33.364	41.064
Solar Fotovoltaica	10.725	14.925	22.625
Solar Térmica	2.300	2.300	2.300
Térmica renovable (biomasa)	1.643	2.243	2.243
Total (MW)	64.184	73.184	88.584

Para las energías renovables se tomará como base el perfil de producción del año 2015 y, para ambos escenarios renovables, se escalarán estos perfiles en función de la capacidad de generación prevista y asumiendo un factor de carga promedio de los últimos 5 años³¹. Para el caso de la hidráulica se tomarán en cuenta las aportaciones como el modelado de la capacidad de bombeo. Adicionalmente, se analizarán sensibilidades para perfiles extremos para el análisis de seguridad del sistema descrito en la Sección 4.4.

EFFECTO DE LA GENERACIÓN DISTRIBUIDA EN LA REDUCCIÓN DE PÉRDIDAS

El desarrollo de la generación distribuida al conectarse cerca del consumo tiene un efecto en la reducción de pérdidas asociado a la reducción en el transporte de energía. En todo caso, el modelo no considera si la instalación se produce a un lado o a otro del contador (lo que se conoce como autogeneración o autoconsumo³²), ya que no influye en los resultados.

Este efecto se ha modelado en la operación del sistema como se explica en la sección 4.1 y estudiado en detalle para el caso de España en (Chaves-Avila et al. 2016). En el Anexo 4 se presenta además una evaluación detallada de este aspecto.

Específicamente, el desarrollo de la ener-

gía solar fotovoltaica en tejados podría tener un potencial significativo. Basado en la disponibilidad de tejados para el sector residencial, (MINETUR 2014) estima un potencial de 2.000 MW en un escenario de alta penetración y 200 MW para baja penetración. (CE Delft 2015) estimó un potencial para España de solar fotovoltaica distribuida de 4.655 MW, por lo que para 2025 se podría considerar un escenario de 3.000 MW. Estas sensibilidades de generación distribuida se tienen en cuenta para los escenarios de generación renovable tomando en cuenta cómo se ha venido conectando la generación renovable históricamente en España, según distintos niveles de tensión. Nótese que a efectos del análisis no se hace diferencia entre generación en modalidad de autogeneración o instalaciones conectadas en baja tensión, pero con un tamaño mayor, por ejemplo, en huertos solares. Ambos casos tendrían un mismo efecto en la reducción de pérdidas.



³¹ Para la solar termoeléctrica el factor de carga debería aumentar a futuro, al contar con almacenamiento, tal como se indicó anteriormente.

³² Hace referencia a la producción individual de electricidad para el consumo propio, a través de instalaciones de generación eléctrica de pequeña escala ubicadas dentro o en el entorno cercano de los edificios o instalaciones de los consumidores eléctricos. Estas tecnologías pueden ser generación solar fotovoltaica o minieólica, así como cogeneración con microturbinas.

4. METODOLOGÍA DE SIMULACIÓN

4.1. MODELO DE DESPACHO ECONÓMICO DE LA GENERACIÓN

El análisis de viabilidad técnica de operación del sistema eléctrico se ha realizado utilizando el modelo ROM (modelo de Explotación y Fiabilidad para la Generación Renovable). Este modelo permite calcular el impacto técnico-económico de generación variable y otros tipos de tecnologías (gestión activa de la demanda, vehículos eléctricos, generación termosolar) en la operación del sistema a medio plazo incluyendo la fiabilidad del sistema. El modelo ROM está sobradamente acreditado y ha sido utilizado y validado en diferentes proyectos nacionales e internacionales³³.

A continuación se mencionan algunas de las principales características del modelo:

- Es un modelo de programación diaria que incluye restricciones de operación detalladas como mínimos técnicos, rampas de subida y bajada, y mínimo tiempo de funcionamiento y de parada de los grupos térmicos.
- Se incluye un modelado cuadrático³⁴ de las pérdidas de red para diferentes niveles de tensión³⁵ (Chaves-Avila et al. 2016).
- Considera una ejecución cronológica para evaluar cada día del año.
- Las decisiones por encima de este alcance diario, como la gestión de la operación del bombeo semanal, se hacen internamente en el modelo mediante criterios heurísticos. La gestión anual de las centrales hidráulicas viene decidida por modelos de jerarquía superior, por ejemplo, un modelo de coordinación hidrotérmica que determina unas

³³ Los proyectos en los que se ha utilizado el modelo ROM se encuentran detallados en: <https://www.iit.comillas.edu/aramos/ROM.htm>

³⁴ Este modelado toma en cuenta la física de flujos eléctricos donde las pérdidas por transporte en las redes varían en función del cuadrado del flujo entre dos nodos del sistema y, por lo tanto, en horas de mayor flujo la reducción en pérdidas debido a generación local que abastece demanda local es mayor que en horas con menor flujo. Este efecto se subestima con un modelo con un coeficiente fijo de pérdidas donde se asume una misma proporción de reducción de pérdidas independientemente de los flujos.

³⁵ El volumen de pérdidas se ha contrastado con otros modelos más detallados de la red de distribución, que han confirmado el orden de magnitud de las pérdidas calculadas por el modelo ROM.

consignas semanales basado en datos históricos de aportaciones hidráulicas (Cerisola, Latorre and Ramos, 2012).

4.2. SECUENCIA DE ANÁLISIS

En primer lugar se han analizado los diferentes escenarios globales de combinaciones de escenarios de demanda y generación descritos anteriormente, tal como se detalla en la Sección 4.3. Dado que el objetivo de estudio es evaluar la viabilidad técnica, estos escenarios se han considerado para un caso peor (en el caso de la producción hidráulica y eólica), y además se han tenido en cuenta los criterios de seguridad más habituales (descritos más adelante). Además, se ha cuantificado una sensibilidad para un caso medio de renovables para la producción hidráulica como eólica (ver Anexo 2).

Para cada uno de los escenarios se ha determinado su viabilidad técnica. En aquellos casos en los que el sistema era inviable, se ha analizado la contribución de distintos instrumentos que podrían mejorar su viabilidad: gestión de la demanda, aumento de bombeos, etc.

Finalmente, en los casos no viables, se ha introducido inversión adicional flexible hasta el nivel que permitiera cumplir los criterios de seguridad.

Una vez obtenidos los casos viables para cada escenario, se han analizado con el modelo, para obtener (descritas en la sección de resultados) las variables más significativas en términos de coste, emisiones, o contribución de cada tecnología, de forma que los distintos casos puedan ser evaluados comparativamente.

4.3. ESCENARIOS CONSIDERADOS E INSTRUMENTOS DE FLEXIBILIDAD

ESCENARIOS GLOBALES

Los escenarios de partida, elaborados combinando los distintos escenarios de demanda, generación renovable extrema (renovable alto y bajo), y generación convencional para el año 2025. Para 2030, no se considera el escenario de renovable bajo, dado que este escenario sería insuficiente para cumplir con los objetivos europeos fijados para ese año. Basados en los

resultados de estos escenarios se analizarán sensibilidades adicionales para escenarios de demanda y generación.

Sobre estos escenarios base, se han evaluado una serie de instrumentos de flexibilidad para medir su contribución a la operación del sistema y a la viabilidad del mismo.

INSTRUMENTOS PARA CONSEGUIR FLEXIBILIDAD EN EL SISTEMA

SOLAR TERMOELÉCTRICA

La energía solar termoeléctrica puede contribuir a la fiabilidad del sistema por su capacidad de almacenar energía y utilizarla en períodos críticos. Para representar este posible efecto, simplemente con efectos indicativos, se ha modelado la introducción de 20.000 MW de energía solar termoeléctrica con 6 horas de almacenamiento.

GESTIÓN DE LA DEMANDA

La gestión de la demanda puede ser de gran utilidad para un sistema como el español donde la generación variable es significativa. En este estudio se define como gestión de la demanda la energía que se puede desplazar durante un período corto de tiempo, en el modelo, dentro un día. MINETUR (2014) estima para el 2020 una flexibilidad potencial en horas punta de 1.270 MW y en horas valle de 900 MW, esta flexibilidad representaría aproximadamente un 3% de la demanda (aproximadamente un 10% de la demanda residencial). Para los escenarios de 2025 y 2030, suponiendo que esta flexibilidad aumenta, se ha analizado una penetración del 10% de la demanda eléctrica total. Este escenario estaría basado en que se aprovecharía la implementación de contadores inteligentes, tarifas horarias y sistemas automatizados de respuesta de la demanda. Nótese que, actualmente, el volumen de demanda interrumpible en el sistema es de alrededor de 3.000 MW (SEDC 2017), que ya estarían incluidos en el 10% mencionado.

INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Para las conexiones internacionales se ha considerado como base la capacidad máxima de intercambio en 2017 entre España con los países vecinos: Francia, Portugal, Marruecos y Andorra. Además, se ha analizado la contribución de un aumento basado en las capacidades de interconexión esperadas para 2025 (ver Tabla 6) escalando el perfil de las interconexiones

observados en el 2015 de acuerdo con el aumento de la capacidad de interconexión esperada.

Tabla 6. Capacidad de interconexiones internacionales en 2017 y capacidad esperada a 2025

Conexión	Capacidad existente 2017 (MW)	Capacidad adicional para 2025 (MW)
Francia - España	3000	6100
España - Francia	3100	5300
Portugal - España	3700	1500
España - Portugal	2000	1900
Marruecos - España	600	
España - Marruecos	900	
España- Andorra	130	300*
Andorra-España	200	400*

*Estimación basada en inversiones anunciadas en MINETUR (2014).
Fuente: ENTSO-E (2016b), MINETUR (2014).

AUMENTO DE CAPACIDAD DE BOMBEO U OTRO TIPO DE ALMACENAMIENTO

En escenarios con gran penetración de renovables, el almacenamiento puede contribuir a incrementar la fiabilidad del sistema y el aprovechamiento de generación renovables disminuyendo los vertidos, al desplazar la producción o la demanda, de acuerdo con las señales de precio recibidas. Una posibilidad de realizar este almacenamiento es mediante el bombeo reversible, por lo que se ha usado éste como representativo de un aumento de la capacidad de almacenamiento en el sistema español³⁶. Se ha estudiado la sensibilidad del sistema a una duplicación de la capacidad actual de bombeo.

CARGA INTELIGENTE DE VEHÍCULOS ELÉCTRICOS

De manera similar al caso de la sensibilidad de la respuesta de la demanda, la carga inteligente de vehículos eléctricos permite desplazar la carga de los vehículos de horas de demanda alta a horas de demanda baja para aprovechar precios más bajos. A su vez, esto permitiría potencialmente disminuir los vertidos de renovables, siempre que esté reflejado en los precios del sistema. Se ha modelado una carga inteligente del 100% de la flota de vehículos para evaluar el máximo de potencial de esta estrategia de carga. Los tiempos de conexión y características se mantienen iguales al caso por defecto (carga inteligente del

³⁶ Otras posibilidades, que podrían estar disponibles en el horizonte temporal estudiado, incluirían el uso de baterías, tanto estáticas como en los vehículos eléctricos; o el uso de hidrógeno como vector intermedio de almacenamiento.

50% de la flota), donde sólo la mitad de los coches se cargan con la modalidad de carga inteligente.

4.4. CRITERIOS DE SEGURIDAD TÉCNICA DEL SISTEMA

El modelo ROM incorpora criterios de seguridad técnica del sistema, y considera los siguientes supuestos referentes al funcionamiento de los distintos grupos de generación y la operación del sistema.

PARADAS DE GENERADORES TÉRMICOS POR MANTENIMIENTO Y FALLOS

El modelo toma en cuenta la probabilidad de fallos de las centrales térmicas, tanto paradas programadas como no programadas (Tabla 7). Estas probabilidades están basadas en datos históricos para las distintas tecnologías térmicas y se calculan siguiendo una función de probabilidad uniforme. Primero se calcula una probabilidad de fallo y luego, una vez conocida, se calcula la probabilidad de que una central esté en mantenimiento.

Tabla 7. Probabilidad de paradas de las centrales térmicas

Tecnología	Probabilidad de parada imprevista	Probabilidad de mantenimiento
Nuclear	6%	6%
Carbón	5%	5%
Gas	6%	1,3%

PERFIL EÓLICO

Para el perfil eólico horario se considera el año eólico con menor producción eólica de los últimos 5 años (2012-2016) para los cuales Red Eléctrica de España publica datos horarios. El perfil corresponde a los datos del 2016. Este perfil corresponde íntegramente a eólica terrestre y no varía significativamente con la incorporación posible de eólica marina en el horizonte del estudio.

PERFIL HIDRÁULICO

La energía hidráulica anual considerada corresponde a los datos del 2005, el año con un valor producible hidráulico más desfavorable, aproximadamente de 13.700 GWh, el más bajo para el período 1991-2016. Este valor incluye la hidráulica con-

vencional (embalses y bombeo) e hidráulica fluyente, y no considera la posible disminución como consecuencia del cambio climático por la cercanía del horizonte temporal considerado.

PERFIL DE OTRAS FUENTES RENOVABLES Y COGENERACIÓN

El perfil de las otras fuentes de generación renovables (solar, térmica renovable, y minihidráulica) y cogeneración se basa en el perfil medio de estas fuentes en el período 2012-2016.

CÁLCULO DE RESERVAS DE OPERACIÓN

Las reservas de operación horaria a subir y bajar se calculan de manera determinista en el modelo, basado en el cálculo de reservas secundaria y terciaria³⁷ utilizada por Red Eléctrica de España. Ambas reservas se proveen con unidades térmicas que tienen la capacidad de modular su producción. La falta de reserva a bajar por parte de las unidades térmicas o hidráulica puede suplirse con vertidos renovables, en caso que sea más económico para el sistema.

RESERVA A SUBIR

La reserva a subir en MW se construye para cada hora considerando:

- Fórmula de cálculo de reserva secundaria utilizada por Red Eléctrica (en MW):

$$\sqrt{10 * Demanda_h + 150^2} - 150$$

- 2% de la demanda horaria.
- El fallo del grupo térmico de mayor tamaño.
- Un 13% del total de la generación eólica y solar.

³⁷ En términos generales, las reservas de operación tienen como objetivo mantener el equilibrio generación-demanda, corrigiendo desviaciones involuntarias que se dan en la operación del sistema eléctrico, la diferencia entre la regulación secundaria y terciaria dependen del período de actuación, que en el caso de la secundaria alcanza de 20 a 15 minutos, mientras que para la terciaria va de 15 minutos hasta las 2 horas.

RESERVA A BAJAR

La reserva a bajar se calcula para cada hora basado en (MW):

- La fórmula:

$$\sqrt{10 \times \text{Demanda}_h + 150^2} - 150$$

2% de la demanda

La Tabla 8 muestra, para los casos de mayor demanda (D1) y generación renovable (Renovable Alto), los valores de reserva máxima a subir y bajar para el escenario 2030.

Tabla 8. Valores de reserva para el escenario D1-R3 sin nuclear ni carbón

Escenario	Reserva a subir máxima [MW]	Reserva a bajar máxima [MW]
2030-D1-Renovable Alto	8.276	2.265
2025-D1-Renovable Alto	6.094	2.016

Además de estos análisis, también se ha comprobado, para los casos factibles, la estabilidad de frecuencia del sistema, analizando el porcentaje de generación con fuentes no síncronas (solar fotovoltaica y eólica) en cada hora con respecto a la potencia disponible. Se ha confirmado que ni siquiera en el caso más extremo de penetración de estas tecnologías se superan porcentajes del 50%, compatibles con la estabilidad de frecuencia requerida³⁸.

4.5. COSTES DE INVERSIÓN CONSIDERADOS

Para comparar los distintos casos de estudio se considerarán costes de capital de las nuevas inversiones, tanto de renovables como de tecnologías de respaldo. Para ello, tanto para los ciclos abiertos como para renovables se han revisado de distintas fuentes, como se muestra en la Tabla 9 y se han seleccionado valores altos para 2030, de tal manera que representa valores posibles, tanto para 2025 como para 2030³⁹. Para el caso de biomasa se ha se-

leccionado un valor medio.

Respecto a los costes de extensión de vida de la nuclear, el coste inferior procede de estimaciones de compañías eléctricas españolas, y se justifica por el hecho de que las centrales nucleares españolas ya habrían realizado inversiones de mantenimiento que les permitirían extender su vida útil de 40 años⁴⁰, siempre que así lo autorizara el Consejo de Seguridad Nuclear. El coste superior se ha adaptado de la regulación estadounidense (OECD y NEA 2012) que establece los costes reconocidos para aquellas centrales que ya han sido autorizadas a extender su vida útil. En el caso del carbón, los costes considerados son los necesarios para cumplir con las normativas ambientales impuestas por la Unión Europea. El dato utilizado ha sido suministrado por compañías eléctricas españolas y corresponde a valores representativos de inversiones para centrales españolas.

Tabla 9. Supuestos de costes de inversión por tecnologías

Tecnología	€/MW anualizados	€/MW	Fuente
Ciclos abiertos	72.488	712.025	NREL Annual Technology Baseline 2016
Ciclos Combinados	96.682	949.672	(Carlsson et al., 2014)
Solar	80.802	793.687	(UK Department of Energy and Climate Change and Ove Arup & Partners Ltd, 2016)
Eólica	197.110	1.799.330	(Carlsson et al., 2014)
Biomasa	289.202	2.640.000	(Energinet.dk, 2012)
Nuclear* (coste alto)	105.007	958.559	(OECD and NEA, 2012)
Nuclear* (coste bajo)	18.623	170.000	Compañía eléctrica española
Carbón	21.909	200.000	Compañía eléctrica española

*Coste de extender vida útil 20 años

38 Estudios realizados en el IIT indican que el porcentaje mínimo de potencia síncrona en 2030 se situaría alrededor del 30%.

39 En este estudio no se toma en cuenta explícitamente el posible sobrecoste que podría presentarse para un escenario de integración de renovables acelerado por la limitación que pueda significar para la industria realizar las inversiones requeridas en un período corto de tiempo. Por otra parte, los costes supuestos se sitúan en la parte alta de los estudios disponibles, por lo que se entiende que esta cuestión no afectaría de forma significativa.

40 En 2025 habría dos centrales nucleares que no habrían llegado a los 40 años de vida útil, y por tanto quizá no requerirían inversiones para su extensión, aunque como vemos estas inversiones se han ido realizando ya en algunos casos. En todo caso, se ha supuesto que si se concede una nueva autorización de operación a estas centrales, esto les llevará más allá de los 40 años de vida útil.

5. RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados de la operación para los distintos casos de estudio. Los principales resultados que se analizarán son:

1. Generación por cada tipo de tecnología de generación tanto térmica como renovable.
2. La demanda eléctrica se subdivide en cuatro componentes principales: demanda final de los consumidores, pérdidas de transporte en redes, consumo de bombeo y consumo de vehículos eléctricos.
3. La energía renovable no aprovechada (vertidos renovables)
4. La energía no suministrada (ENS) energía que no se cubre con las unidades de generación existentes para cada caso.

Para los casos factibles, o sea sin ENS, se mostrarán además resultados como el coste térmico o coste de operación: incluyendo el coste de combustibles, el coste asociado a arranques y paradas de unidades térmicas, el coste de emisiones de CO₂, y las emisiones de CO₂ de las centrales térmicas.

En los casos en los que se requiere inversión adicional para obtener un caso factible se indicará la capacidad de la generación de respaldo requerida, las emisiones de estas unidades y el coste de inversión. Además, se incluirán los costes de inversión anualizados, tanto para las nuevas inversiones en renovables, como para las inversiones en generación de respaldo (traídos a valor presente con una tasa de descuento del 9%), así como el coste de inversión total.

5.1. ESCENARIOS 2025

5.1.1. FACTIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS SIN INVERSIÓN ADICIONAL

En primer lugar, tal como se describe anteriormente, se ha evaluado la factibilidad técnica, con criterios de seguridad del sistema, para los distintos escenarios de generación y demanda considerados para 2025. En la Tabla 10 se muestran los resultados por cada tipo de generación, demanda, energía no suministrada (ENS), vertidos de renovables y máximo nivel de energía no suministrada en una hora en particular. Todo ello sin considerar aún ninguna de las posibles soluciones de flexibilidad descritas en la sección 4.3. Recordamos que estos escenarios se han evaluado para un caso pésimo de pro-

Tabla 10. Resultados para 2025 sin inversión adicional

Escenarios								
Escenarios demanda	D1	D1	D1	D1	D2	D3	D3	D3
Escenarios renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Bajo	Renovable Alto
Escenarios generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Sin C+N	Sin C+N	Sin C+N	C+N
Generación (GWh)	299.740	299.773	299.858	292.816	263.012	238.457	240.375	242.702
Nuclear	-	60.229	60.229	-	-	-	-	60.229
Carbón	-	-	42.669	-	-	-	-	21.561
Gas	155.175	99.509	57.314	103.625	78.719	67.435	101.578	5.802
Hidráulica	6.967	6.649	6.510	6.457	6.637	6.694	6.733	6.873
Bombeo	7.380	5.297	5.198	6.793	5.819	3.434	3.004	3.316
Eólica	60.461	58.727	58.642	81.295	78.193	73.397	59.493	62.696
Solar ⁴¹	23.742	23.625	23.602	44.341	43.896	43.203	23.651	40.756
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.774	18.495	18.454	23.064	22.508	17.053	18.676	14.227
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	300.877	299.815	299.860	292.876	263.014	238.459	240.382	242.702
Demanda	263.631	263.631	263.631	263.631	239.892	220.690	220.690	220.690
Pérdidas	25.042	26.948	27.121	17.856	13.115	11.169	13.721	15.571
Consumo de bombeo	10.543	7.574	7.432	9.714	8.321	4.922	4.292	4.771
Consumo de vehículos eléctricos	1.661	1.662	1.676	1.674	1.686	1.678	1.679	1.670
ENS	1.138	42	2	59	2	2	7	-
Vertidos renovables	21	2.150	2.299	4.352	8.455	19.400	1.179	35.372

⁴¹ Incluye solar termoelectrica

ducción hidráulica y eólica, y bajo el supuesto de que un 50% de los vehículos eléctricos presentes realizan carga inteligente.

Como se puede observar en todos los casos (en los que, recordamos, aún no se ha considerado el uso de instrumentos de flexibilidad), aparece energía no suministrada, excepto en el que no se retira la energía nuclear y el carbón, la demanda es baja y el porcentaje de renovables es elevado. Este caso presenta un volumen de vertidos del orden del 50% de toda la producción eólica. El margen de reserva no se incluye al existir energía no suministrada.

A este respecto, es interesante señalar que, cuando el crecimiento de la demanda es elevado, no es posible lograr un sistema viable incluso manteniendo toda la potencia nuclear y de carbón. Podemos observar cómo en la combinación D1+Renovable Bajo sigue existiendo ENS. Recordemos que la razón fundamental de este hecho es el supuesto de producción hidráulica y eólica mínima, que, por otra parte, consideramos esencial para este tipo de análisis. Sería necesario o bien aumentar la instalación de energías renovables más todavía respecto al escenario Renovable Alto o incorporar flexibilidad adicional.

5.1.2. IMPACTO DE LAS POSIBLES SOLUCIONES

A la vista de los resultados mostrados en la sección anterior, cabe preguntarse si sería posible alcanzar sistemas factibles recurriendo a instrumentos de flexibilidad como los descritos en la sección 4.3. Para ello se han ido introduciendo en el modelo cada uno de ellos de forma independiente, y se ha estimado su efecto sobre la ENS y el margen de reserva. En la Tabla 11 y Tabla 12 se presenta un resumen de los casos.

En primer lugar, vemos que ni el aumento de las interconexiones, ni el aumento de la capacidad de bombeo, ni la mayor penetración de la energía solar termoelectrica por sí solas, consiguen hacer viable un sistema sin nuclear ni carbón, incluso para el escenario de menor crecimiento de demanda (ver Tabla 10). También observamos cómo la gestión de la demanda, en un volumen muy elevado (como veremos posteriormente) sí podría lograr un sistema factible.

Por ejemplo, el doblar la cantidad de bombeo permite eliminar la ENS en el caso de

demanda baja, aunque no consigue un margen de reserva suficiente. Y cuando la demanda crece más, el bombeo no es capaz de eliminar la ENS. Aunque hay un escenario que se muestra en la Tabla 10 que no presenta energía no suministrada, el margen de reserva es insuficiente para cumplir con requisitos de fiabilidad del sistema. La razón para ello hay que buscarla en los motivos por los cuales el sistema no alcanza la viabilidad que, fundamentalmente, tienen que ver con la falta de energía durante un período prolongado de tiempo en el invierno y, también, con la falta de potencia en otros momentos más puntuales.

Básicamente, la capacidad de bombeo y la energía solar termoelectrica funcionan esencialmente como un almacenamiento, que toma energía del sistema en las horas valle, y la lleva hasta las horas punta. Este, de hecho, es el principio con el que opera la gestión activa de la demanda. ¿Por qué, pues, no consiguen el bombeo o la solar termoelectrica el mismo efecto que la gestión activa de la demanda sí podría conseguir? Porque las dos primeras opciones necesitan tomar “activamente” la energía de los valles: bien produciéndola a partir de la energía solar o bombeando el agua existente para luego devolverla en la punta. El problema es que, en los meses de invierno a los que nos referimos, puede no haber suficiente agua o energía solar para desplazar.

Finalmente, en lo que se refiere a las interconexiones, su falta de capacidad para hacer viable el sistema se debe a los supuestos realizados en el modelo (por otra parte considerados realistas) acerca del perfil de precios en Francia, y por supuesto, sobre la capacidad prevista de interconexión. Una interconexión permite que un sistema exporte electricidad cuando la producción supera a la demanda, o que la importe en la situación contraria. Pero para ello es necesario que el sistema al que se exporta o del que se importa presente unas características complementarias (o, más apropiadamente, una falta de correlación con la oferta o la demanda del sistema con el que está interconectado, que se traduce en un diferencial de precios). La interconexión explota esta diferencia de precios, arbitrando entre los sistemas. Pero si los perfiles de precios de los dos sistemas son similares, o si, cuando el diferencial de precios es elevado, no hay capacidad de interconexión

Tabla 11. Impacto de posibles soluciones de flexibilidad en casos para 2025 para escenario alto (D1) y medio (D2) de crecimiento de demanda

Escenarios demanda	Escenarios					
	D1	D1	D1	D1	D2	D1
Escenarios renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Bajo
Escenarios generación convencional	Sin C+N	Sin C+N	Sin C+N	C+N	Sin C+N	Sin C+N
Flexibilidad	20 GW solar termoeléctrica	Doble interconexiones	Doble bombeo	100% carga inteligente	Vehículos eléctricos inyectan energía	Respuesta de la demanda
Generación (GWh)	295.231	292.205	299.001	298.844	264.604	287.924
Nuclear	-	-	-	60.229	-	-
Carbón	-	-	-	42.524	-	-
Gas	146.559	146.745	151.048	56.822	79.590	148.055
Hidráulica	10.973	10.977	10.971	6.494	4.985	6.473
Bombeo	4.271	4.537	6.830	4.725	5.605	3.267
Eólica	60.328	60.266	60.403	58.708	78.649	60.458
Solar	27.104	23.710	23.740	23.622	44.018	23.784
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.756	18.730	18.768	18.480	22.571	18.647
Descarga de vehículos eléctricos	-	-	-	-	1.945	-
Demanda total (GWh)	296.398	295.131	300.062	298.844	264.604	287.924
Demanda	263.631	263.498	263.631	263.631	239.892	263.631
Pérdidas	25.005	23.488	25.013	26.786	12.883	18.031
Consumo de bombeo	6.101	6.481	9.757	6.754	8.012	4.667
Consumo de vehículos eléctricos	1.661	1.665	1.661	1.673	3.816	1.595
ENS	1.167	2.926⁴²	1.060	1	-	-
Vertidos renovables	180	292	86	2.188	7.814	109
Coste Térmico (M€)	8.599	8.633	8.851	5.967	4.608	8.644
Emisiones (MtCO ₂)	51	51	53	57	28	52
Máxima ENS (MW)	9.098	1.344	9.178	639	-	-
Margen de reserva (MW)				0	1.349	4.017
Margen de reserva como % demanda punta					4%	9%

suficiente, este⁴² arbitraje o bien no tiene sentido, o bien no puede realizarse. En el caso analizado, observamos que doblar la capacidad de interconexión no permite viabilizar el sistema, lo que apunta a que los precios son demasiado similares (la correlación entre los sistemas es demasiado alta) para que los beneficios de la interconexión se materialicen. Evidentemente, un supuesto distinto sobre la correlación de los precios de los sistemas podría llevar a otras conclusiones, pero esto requeriría otro tipo de análisis.

En cuanto a las dos opciones de flexibilidad que sí podrían permitir eliminar la ENS en 2025 independientemente del nivel de demanda, cabe hacer las siguientes consideraciones.

⁴² Es llamativo el aumento de ENS en el sistema al aumentar las interconexiones. Esto se debe a que el sistema exporta energía en momentos de punta, al observar precios mayores en el exterior.

Si el sistema fuera capaz de desplazar un 10% de la demanda (hasta 13.000 MW dentro de cada día, lo que supone un porcentaje mayor en términos instantáneos, un 24% de la punta de demanda del sistema), tantos días como resultara necesario, un sistema sin nuclear ni carbón y con una demanda elevada podría alcanzar en 2025 un margen de reserva del 9%. Sin embargo, como ya se mencionó anteriormente, hay que ser consciente de que habría que desplazar 13.000 MW, frente a, por ejemplo, la demanda interrumpible actual de 3.000 MW, que no se activa ni en este volumen ni con frecuencia y, además, aplicar este desplazamiento sistemáticamente durante varias semanas, lo que da idea del reto que se plantea en el caso de condiciones más extremas planteadas en este análisis.

La otra posibilidad sería lograr que todos los vehículos eléctricos, que se ha supues-

to entrarán en el sistema, realicen carga inteligente, es decir: aquella en la que son los precios del sistema, y no la conveniencia del usuario, los que marcan en qué momento se realiza la carga del vehículo. Hay que indicar que el realismo de esta opción dependerá de una regulación que proporcione las señales adecuadas, y del comportamiento de los consumidores, así como un sistema de recarga inteligente implementado en la totalidad de la flota de coches. En todo caso, hay que recordar que en un escenario de alta demanda el margen de reserva no sería suficiente.

De acuerdo con este análisis de sensibilidad, parece necesario pues buscar más soluciones y/o integrar más de un instrumento de flexibilidad simultáneamente⁴³ para hacer viable técnicamente un sistema sin nuclear ni carbón en algunos de los escenarios. La solución adoptada, que se debe tomar únicamente como representativa y no necesariamente única, consiste básicamente en instalar generación de respaldo suficiente para satisfacer la demanda de potencia en las puntas, o la demanda de energía en el invierno. Esta generación de respaldo debe ser pues una tecnología cuyo combustible pueda ser provisto a demanda, o almacenarse durante períodos prolongados. Así, y teniendo en cuenta la necesidad de no aumentar las emisiones de gases de efecto invernadero del sistema en el período de transición energética, se podría pensar en ciclos (abiertos o combinados) de gas natural o de biogás, o bien en centrales de biomasa, o bien en centrales híbridas termosolar-bioenergía (biomasa o biogás)⁴⁴. En este caso, y sin pérdida de generalidad, hemos supuesto que la tecnología escogida es el ciclo abierto de gas.

5.1.3. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS FACTIBLES

La solución de generación de respaldo determinada en la sección anterior, instalada en la cuantía necesaria para cada escenario, de forma que cumpla con el margen de reserva requerido (que se determina en función del nivel de demanda, de la pene-

Tabla 12. Impacto de posibles soluciones de flexibilidad en casos para 2025 para escenario bajo de demanda (D3)

Escenarios demanda	D3	D3	D3
Escenarios renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo
Escenarios generación convencional	Sin C+N	Sin C+N	Sin C+N
Flexibilidad	Doble bombeo	Doble interconexiones	20 GW solar termoeléctrica
Generación (GWh)	242.353	240.473	240.211
Nuclear	-	-	-
Carbón	-	-	-
Gas	102.540	102.357	98.876
Hidráulica	6.541	6.820	6.589
Bombeo	4.422	3.102	2.906
Eólica	59.255	58.680	58.970
Solar	23.688	23.693	26.993
Cogeneración	27.241	27.241	27.241
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.666	18.580	18.636
Descarga de vehículos eléctricos	-	-	-
Demanda total (GWh)	242.353	240.483	240.211
Demanda	220.690	220.690	220.690
Pérdidas	13.684	13.671	13.701
Consumo de bombeo	6.316	4.431	4.153
Consumo de vehículos eléctricos	1.662	1.691	1.666
ENS	-	10	-
Vertidos renovables	1.389	2.045	2.046
Coste Térmico (M€)	5.986	5.978	5.776
Emisiones (MtCO ₂)	36	36	35
Máxima energía no suministrada (MW)	-	-	-
Margen de reserva (MW)	234	-	1.993
% demanda punta	1%		4%

tración de renovables, y de la unidad de mayor tamaño), permite pues hacer viables todos ellos (también aquellos en los que se mantiene la energía nuclear y las centrales de carbón y que tampoco eran viables). En esa sección analizamos las características de estos sistemas viables, en términos de inversiones necesarias, costes de inversión y operación, emisiones de CO₂, y también de producción, con cada una de las tecnologías de generación eléctrica instaladas. Observaremos cómo se produce un conflicto entre costes, presencia de tecnología nuclear, y emisiones de CO₂, que hace que para decidir si retirar o no la energía nuclear o el carbón haga falta incorporar las preferencias o consideraciones de la sociedad, algo que, evidentemente, está fuera del alcance de este estudio.

⁴³ Hay que hacer notar que la aplicación simultánea de instrumentos de flexibilidad no tiene por qué resultar en una suma de efectos, ya que su efectividad se reduce cuando ya se aplica otro instrumento.

⁴⁴ En los casos en que se usa biomasa o biogás las emisiones de gases de efecto invernadero podrían ser más reducidas, siempre que se controlen a lo largo de su ciclo de vida. En caso de que se utilizaran combustibles libres de gases de efecto invernadero el efecto sería una reducción de las emisiones de la generación de respaldo.

A efectos de comparar adecuadamente estas características y conflictos entre indicadores, hemos considerado conveniente separar el análisis por niveles de demanda, ya que esto es un elemento exógeno, que, aunque sí se podría gestionar activamente, es de una dimensión distinta al resto de los parámetros.

Finalmente, es importante subrayar que no hemos incluido entre los resultados el coste marginal del sistema eléctrico (que sería equivalente, bajo determinadas condiciones, al precio del mercado mayorista). La razón es que este precio no indica, por sí mismo, el coste social del sistema (es decir, la suma de costes de inversión y operación), que es el parámetro que consideramos relevante a la hora de comparar escenarios⁴⁵. Por lo tanto, sólo incluimos en los resultados el coste de inversión y operación total (que incluye, por ejemplo, el coste de las emisiones de CO₂ valoradas a 8 €/tCO₂⁴⁶). También podría añadirse, como mejor indicador del coste social del sistema, el coste externo de otros contaminantes (SO₂, NOx y partículas) u otros impactos ambientales, por ejemplo, asociados a los residuos radiactivos. Por su mayor incertidumbre hemos optado por no incluirlos en las cifras presentadas que, por tanto, pueden considerarse subestimaciones del coste social.

Relacionado con lo anterior, este informe tampoco se ocupa de la forma en que se deben remunerar las tecnologías nuevas y existentes, en particular las centrales de respaldo, o los ciclos combinados existentes, o las nuevas instalaciones de energías renovables. Los resultados del modelo indican que estas centrales deberían funcionar un número de horas determinado, pero no las señales económicas que necesitarían para hacerlo (y que deberían incluir, por ejemplo, el pago de la inversión para el caso de nuevas instalaciones, o de los costes de operación y mantenimiento fijos en el caso de las existentes). En este sentido, el estudio supone que el diseño del mercado (incluida la remuneración por capacidad, en su caso), o el sistema de promoción de la generación renovable, será el apropiado para hacer rentable este mix de generación.

⁴⁵ Puede haber situaciones en que el coste marginal de corto plazo (que es el que calcula el modelo, al ejecutarse para un año, y sin tener en cuenta inversiones) sea muy bajo, y sin embargo que el coste para la sociedad del sistema sea mayor al no estar incluyendo el coste de las inversiones necesarias.

⁴⁶ Se ha realizado un análisis de sensibilidad a precios mayores del CO₂, como el que por ejemplo existe en Reino Unido.

A continuación se presentan los resultados para cada nivel de demanda considerado en este estudio. El Anexo 3 muestra los resultados con más detalle en cuanto a la desagregación de demanda y costes totales de inversión de renovables, generación de respaldo y extensión de vida útil de nuclear y carbón.

Nótese que, en todos los casos, el nivel de demanda en barras de central varía al cambiar el funcionamiento del bombeo y el volumen de pérdidas. También es importante recordar que los casos que se analizan son todos casos extremos (como corresponde con un análisis de viabilidad técnica y de seguridad del sistema), y por tanto la producción hidráulica y eólica se ha supuesto en niveles pésimos históricos. Esto evidentemente condiciona la necesidad de respaldo, y también influye en los porcentajes de renovables estimados, que sólo se muestran a efectos indicativos y no como evaluación del cumplimiento de objetivos. A efectos de verificar el cumplimiento de los objetivos europeos debe tenerse en cuenta el nivel medio de producción, tal como se muestra en el Anexo 2.

5.1.3.1. NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)

La Tabla 13 muestra las características de un sistema eléctrico viable en 2025 para los distintos escenarios de generación convencional y renovable, bajo el supuesto de un crecimiento elevado de la demanda eléctrica.

Tabla 13. Escenarios factibles 2025. Crecimiento de la demanda alto (D1) 2% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Escenario de renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenario de generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	296.160	296.886	297.200	285.318	287.970	288.707
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	40.522	-	-	32.393
Gas	118.480	97.741	58.359	77.113	44.468	19.804
Gas [Nueva generación de respaldo]	37.942	1.253	321	23.556	8.693	2.989
Hidráulica	6.475	6.639	6.716	6.661	6.969	6.905
Bombeo	3.111	3.218	3.278	3.396	3.218	3.666
Eólica	60.410	58.517	58.470	80.161	73.190	71.810
Solar	23.737	23.618	23.582	44.276	42.586	42.707
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.765	18.430	18.483	22.915	21.378	20.964
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda (GWh)	296.160	296.886	297.200	285.318	287.970	288.707
% Renovables	38%	37%	37%	55%	51%	50%
Vertidos renovables [GWh]	86	2.432	2.463	5.701	15.899	17.572
Coste Térmico [M€]	9.323	7.087	6.235	6.067	4.507	3.963
Emisiones [MtCO ₂]	55	35	56	35	19	37
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	14	1	0	8	4	1
Margen de reserva [% demanda máxima]	10%	10%	10%	15%	15%	15%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	17.465	13.518	12.000	17.000	11.924	8.263
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	1.898	1.898	1.898	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	1.395	1.111	1.001	1.362	996	732
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	12.616	10.857	9.909	12.799	11.635	10.840

Como se puede observar, en todos los escenarios es preciso instalar potencia adicional de respaldo, entre 8.000 y 17.500 MW adicionales⁴⁷. Esto se traduce en una inversión (ver Anexos) de entre 7.000 y 13.700 millones de euros (entre 700 y 1.400 millones al año, si se anualiza la inversión al 9% durante su vida útil). Por otra parte, el mantenimiento de la potencia nuclear puede requerir también un coste (entre 1.200 y 7.000 M€ en total, entre 135 y 760 M€ anualizados)⁴⁸. La continuación de

la operación de la vida útil de las centrales de carbón también requeriría inversiones adicionales para adaptarse a los nuevos requisitos ambientales previstos en la Unión Europea, que se han estimado, en este caso, en unos 1.150 M€ en total, o 13 M€ anualizados.

El coste total anualizado es muy similar entre los distintos escenarios para un mismo nivel de renovables: para el caso Renovable Alto, se sitúa entre 10.840 y 12.800 M€. El extracoste anualizado para el sistema de la retirada del carbón se estima en unos 795 M€ (un 7% del coste de nuevas inversiones actualizadas más el coste de operación). Si además se retirara la nuclear, el extracoste adicional sería de 1.960 M€ (un 18% del coste de inversión y operación).

47 A este respecto, es preciso aclarar que el margen de reserva debe aumentar cuando aumenta el porcentaje de energía renovable en el sistema (para garantizar la operación frente a una mayor variabilidad de la producción).

48 Como ya se ha indicado, el coste inferior procede de estimaciones de compañías eléctricas españolas, y se justifica por el hecho de que las centrales nucleares españolas han realizado inversiones de mantenimiento que les permitirían extender su vida útil de 40 años, aunque esta decisión no corresponde a las empresas en ningún caso, sino al Consejo de Seguridad Nuclear. El coste superior se ha adaptado de la regulación estadounidense (OECD y NEA 2012) que establece los costes reconocidos

para aquellas centrales que ya han sido autorizadas a extender su vida útil.

En el caso de las emisiones de CO₂, en el escenario Renovable Bajo el sistema eléctrico emitiría 35 MtCO₂ (60% menos que la media 2010-15) en el caso en que se extiende la vida de las centrales nucleares. Si se retiraran las nucleares y el carbón, las emisiones serían de 55 MtCO₂, curiosamente un volumen muy similar, pero inferior, al que se alcanzaría si se mantuvieran nucleares y carbón (básicamente, las mayores emisiones específicas del carbón compensan la falta de emisiones directas de la energía nuclear). Es decir, aumentarían las emisiones en 20 MtCO₂ (para situarlo en contexto, esto es un 9% del objetivo de emisiones para España en 2030 previsto por la Comisión Europea⁴⁹). Nótese que el escenario en que se retira el carbón permite ahorrar pues entre 17 y 20 MtCO₂, a un coste equivalente de 44 €/tCO₂.

Es interesante resaltar el funcionamiento de las centrales de respaldo: funcionarían un número reducido de horas (2.000 en el caso sin nuclear ni carbón, menos de 100 en el resto), y por tanto emitirían una cantidad reducida de CO₂⁵⁰.

El porcentaje de penetración de renovables en la demanda eléctrica se sitúa, para este escenario, en el 37%⁵¹. Si, para este mismo escenario de demanda, suponemos un aumento de la inversión en renovables (hasta llegar a un 50-55% de la demanda total del sistema), encontramos que la inversión requerida en generación de respaldo no cambia apenas, ya que, al aumentar el nivel de renovables en el sistema, para la misma demanda, aumenta el margen de reserva requerido. Por tanto, tampoco cambian los costes de inversión en potencia adicional. Aunque se reduce el coste de operación del sistema, aumenta el coste de inversión en renovables, resultando, curiosamente, en unos costes anualizados muy similares al escenario de menor inversión de renovables, algo mayores que en dicho escenario cuando se extiende la vida de las centrales nucleares y se mantienen las centrales de carbón. La diferencia entre los distintos

casos de retirada de centrales se sitúa en un 7% si se retira el carbón, y en un 8% adicional si se retiran las nucleares, inferior pues al caso con menos renovables.

El efecto que sí se produce es una reducción en la variación de las emisiones de CO₂ asociadas a la retirada de las nucleares: en este caso, baja hasta los 20 MtCO₂, un efecto menor que el producido por el aumento de renovables, que logran, a igualdad de los demás parámetros, una mayor reducción de emisiones. También se produce una diferencia significativa en los vertidos renovables⁵², que aumentan mucho y, por supuesto, en el porcentaje de penetración de energías renovables en el sistema, que asciende, como ya se ha mencionado, hasta el 55%.

Respecto a los vertidos, es conveniente recordar que el modelo determina la explotación óptima del sistema desde el punto de vista económico, y por tanto, los vertidos resultantes son los económicamente óptimos. Así pues, reducir la cifra de vertidos tendría un coste económico, básicamente debido a la mayor necesidad de arranques y paradas de los grupos térmicos, o, en su caso, a la necesidad de regular con las centrales nucleares.

49 El objetivo es de un 43% de reducción para el sistema ETS y de un 26% de reducción para los sectores difusos, en ambos casos sobre la base de las emisiones de 2005. Aunque no es correcto sumar ambos esfuerzos (porque uno se produce a escala europea), el volumen estimado de emisiones para España se situaría sobre las 219 MtCO₂.

50 Recordamos que estas cifras corresponden a un caso pésimo de producción hidráulica y eólica.

51 Al igual que en el comentario anterior: estos porcentajes corresponden a un caso pésimo. Para el escenario medio de producción hidráulica y eólica, que es el relevante a efectos de este objetivo, estos porcentajes se incrementan entre un 5 y un 8%

52 Una alternativa que se podría considerar para reducir el nivel de vertidos es una operación más flexible de la nuclear. Para esto es necesario poder modelar las restricciones técnicas de las centrales y el coste asociado a incrementar la flexibilidad de las mismas.

5.1.3.2. NIVEL DE DEMANDA MEDIO (D2, 1% ANUAL)

En la Tabla 14 se muestran las características del sistema para un escenario de crecimiento medio de la demanda.

Tabla 14. Escenarios factibles 2025. Crecimiento de la demanda medio (D2) 1% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D2	D2	D2	D2	D2	D2
Escenario de renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenario de generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	264.008	265.108	265.933	259.190	263.452	264.237
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	35.537	-	-	25.096
Gas	94.468	54.941	28.921	60.929	31.381	11.451
Gas [Nueva generación de respaldo]	30.455	14.995	6.344	17.079	4.726	2.251
Hidráulica	6.497	6.505	6.478	6.774	6.525	6.574
Bombeo	2.698	2.721	3.201	3.143	3.268	3.595
Eólica	60.179	56.859	56.436	77.884	67.758	66.197
Solar	23.727	23.486	23.482	43.663	42.208	41.888
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.743	18.132	18.066	22.476	20.116	19.716
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda (GWh)	264.008	265.108	265.933	259.190	263.452	264.237
% Renovables	42%	41%	40%	59%	53%	52%
Vertidos renovables [GWh]	348	4.521	5.014	9.029	22.969	25.252
Coste Térmico [M€]	7.369	5.277	4.605	4.700	3.515	3.131
Emisiones [MtCO ₂]	44	25	43	27	13	27
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	11	5	2	6	2	1
Margen de reserva [% demanda máxima]	12%	12%	12%	16%	16%	16%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	14.369	10.119	6.824	10.518	7.248	3.948
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	1.898	1.898	1.898	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	1.172	866	629	895	659	422
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	10.438	8.802	7.905	10.965	10.306	9.697

En este caso, como era esperable, lo más destacable con respecto al escenario anterior es la reducción en la necesidad de potencia instalada, y de los costes asociados, tanto de inversión como de operación. También es reseñable el aumento en los vertidos renovables, algo lógico si se

tiene en cuenta que la potencia instalada renovable se ha mantenido casi constante pese al descenso de la demanda y debido a que la potencia nuclear tampoco ha descendido. Estos vertidos son mayores, como es esperable, en el escenario de mayor inversión en energías renovables.

A este respecto, hay que observar que el porcentaje de penetración de renovables es elevado, un 60% de la demanda total.

Sin embargo, las diferencias relativas entre escenarios de retirada de nucleares o carbón se mantienen en niveles similares en lo que respecta a las emisiones y al coste total anualizado del sistema, aunque con una ligera bajada que analizaremos posteriormente.

El porcentaje de penetración de renovables se sitúa entre el 40 y el 59%⁵³.

5.1.3.3. NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)

Finalmente, la Tabla 15 muestra los principales indicadores del sistema cuando la demanda crece al nivel más bajo considerado.

Tabla 15. Escenarios factibles 2025. Crecimiento de la demanda bajo (D3) 0,2% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Escenario de renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenario de generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	239.520	241.334	242.504	237.900	241.585	242.702
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	32.012	-	-	21.561
Gas	76.939	40.387	16.522	51.591	23.891	5.802
Gas [Nueva generación de respaldo]	24.226	8.302	2.110	12.374	113	-
Hidráulica	6.521	6.635	5.750	6.827	7.205	6.873
Bombeo	2.497	2.610	3.296	3.389	2.860	3.316
Eólica	59.724	55.059	54.517	75.295	63.758	62.696
Solar	23.689	23.212	23.204	43.560	41.318	40.756
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.683	17.659	17.624	17.622	14.971	14.227
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda (GWh)	239.520	241.334	242.504	237.900	241.585	242.702
% Renovables	46%	44%	43%	62%	54%	53%
Vertidos renovables [GWh]	903	7.068	7.654	16.575	33.005	35.372
Coste Térmico [M€]	5.940	4.080	3.547	3.928	2.573	2.632
Emisiones [MtCO ₂]	36	17	35	23	9	21
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	8	3	1	4	0	-
Margen de reserva [% demanda máxima]	13%	13%	13%	17%	18%	18%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	11.007	4.003	427	9.156	1.902	-
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	1.898	1.898	1.898	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	930	276	41	797	274	138
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	8.768	7.015	6.261	10.095	8.979	8.914

53 Véase el comentario anterior respecto al año medio hidráulico o eólico.

En este caso de baja demanda, como ya mencionamos anteriormente, vemos que las necesidades de potencia de respaldo necesaria en todos los casos es inferior a la requerida en otros escenarios de demanda, y que, de hecho, existe algún caso factible sin potencia de respaldo adicional. También se reducen los costes de inversión necesarios, el coste térmico, y las emisiones de CO₂. En este punto es necesario recordar que este nivel de demanda se ha establecido sin considerar el sistema energético en su conjunto y los niveles de eficiencia requeridos en este contexto, aunque sí es coherente con otros estudios realizados por el IIT a este nivel.

Las diferencias entre escenarios de retirada de carbón y nuclear se mantienen en magnitudes similares a otros escenarios de demanda, de nuevo reflejando cierta bajada con respecto a casos con demanda mayor. El porcentaje de participación de las renovables alcanza en alguno de estos escenarios un 62%, muy significativo (y que en un escenario medio de producción hidráulica y eólica superaría el 65% requerido).

Respecto a los costes de inversión anualizados, la retirada del carbón para el caso de bajo nivel de renovables significaría un incremento de costes del 12%, aumentando un 28% más cuando no se extiende la vida de la energía nuclear. Para el escenario de renovables alto el incremento de costes es menor, de solo un 1% para la retirada del carbón y un 12% para el caso en que no se extienda la vida de la energía nuclear. Puede observarse cómo un incremento de la penetración de las renovables reduce el extracoste de la retirada del carbón, al hacerlo menos necesario para el sistema (en un contexto de demanda baja como el analizado).

5.1.3.4. RESUMEN Y COMPARACIÓN DE ESCENARIOS DE DEMANDA

A pesar de que, como mencionamos anteriormente, el nivel de demanda tiene un cierto carácter exógeno, también es cierto que puede haber acciones por parte de los agentes que influyan en su desarrollo, como políticas de promoción de la eficiencia energética, o en este caso concreto, políticas que promuevan o no la electrificación. Por lo tanto, hemos considerado conveniente también analizar de forma conjunta en qué medida varía el nivel de conflicto al cambiar el nivel de demanda.

Así, la primera observación es que, al bajar el nivel de demanda, se reduce el coste absoluto de adaptación del sistema. Se reduce la potencia de respaldo necesaria, y por tanto los costes asociados a la misma.

El otro segundo elemento interesante de comparación se refiere al diferencial de costes con los casos de retirada de nucleares o carbón. Al bajar la diferencia absoluta en el coste térmico, eso hace que, aunque la inversión en renovables sea la misma, y la diferencia en el coste de inversión de respaldo sea muy similar, el total cambia. De hecho, a más renovables, es menor la diferencia entre casos, porque el efecto del coste térmico menor.

Por supuesto, el coste térmico depende de los supuestos del coste del gas y del carbón descritos anteriormente. Un mayor precio del gas acentuaría el efecto citado anteriormente. Un mayor precio del carbón podría hacer que el carbón saliera del mix y tuviera que ser sustituido por el gas, lo que también aumentaría el coste térmico. A este respecto, si el carbón dejara de ser competitivo en términos de coste variable con el gas, los resultados corresponderían a los obtenidos para el caso en que se retira el carbón (aunque no en lo que respecta a coste de inversión, sobre todo si se mantiene el carbón como respaldo, véase el comentario correspondiente en el apartado de conclusiones).

También puede observarse cómo, al reducirse el nivel de demanda, se reducen las emisiones absolutas del sistema eléctrico, pero también las diferencias de emisiones entre los casos analizados. Es decir, el ahorro de emisiones logrado por el mantenimiento de la energía nuclear cada vez es más pequeño, al igual que el aumento si se mantiene el carbón. También son consecuentemente menores las emisiones asociadas a la generación de respaldo. Por otra parte, aumenta el porcentaje de participación de energías renovables (hasta un 62% en el caso más favorable⁵⁴), y aumenta también el volumen de vertidos renovables.

5.2. ESCENARIOS 2030

El objetivo inicial del estudio era evaluar la factibilidad del sistema si no se extendía la vida de las centrales nucleares, y si se reti-

⁵⁴ Y, por tanto, hasta un 67-70% en un año medio.

raban las centrales de carbón, en 2025, que es cuando estos hechos tendrían lugar. Sin embargo, se ha considerado conveniente también analizar la viabilidad del sistema en 2030, para lo cual se ha supuesto la continuación de las tasas de crecimiento de la demanda, y en su caso, una ampliación de los objetivos de inversión en renovables. Respecto a los escenarios renovables, se considerará los escenarios medio y alto que se describieron para 2025.

La conveniencia de este análisis a 2030 se justifica, por un lado, porque no tendría sentido tomar una decisión acerca del mix de generación únicamente pensando en 2025, sin considerar cómo satisfacer la demanda en los años siguientes. Por otro lado, 2030 es un año de referencia para la política energético-climática europea, por tanto un año en el que resulta particularmente interesante analizar la viabilidad de

distintas opciones del mix eléctrico, por sus consecuencias sobre el sector energético en su conjunto.

Así pues, procedemos en esta sección a realizar un análisis similar al presentado anteriormente para 2025. Muchos de los mensajes son similares, por lo que aquí solo haremos referencia a los elementos diferenciales para 2030.

5.2.1. FACTIBILIDAD DE LOS ESCENARIOS SIN INVERSIÓN ADICIONAL

A continuación mostramos los resultados, fundamentalmente en términos de energía no suministrada (ENS) y de margen de reserva, que permiten evaluar la factibilidad de los casos analizados, para cada nivel de demanda en 2030 y sin considerar inversiones adicionales sobre el sistema actual.

5.2.1.1. NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)

Tabla 16. Resultados para 2030. Nivel de demanda alto (D1). Valores en GWh, en caso de que no se especifique lo contrario

Escenarios demanda	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Escenarios renovables	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenarios generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	329.426	344.807	345.508	333.149	341.848	341.035
Nuclear	-	59.682	59.682	-	59.682	59.682
Carbón	-	-	42.080	-	-	37.978
Gas	166.582	123.335	83.431	138.946	98.195	60.176
Hidráulica	6.973	6.978	6.888	6.860	5.834	6.698
Bombeo	7.342	8.473	7.184	8.828	8.543	7.342
Eólica	68.894	66.980	67.051	83.418	78.066	77.839
Solar	31.107	31.027	30.937	44.512	43.890	43.806
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	21.288	21.091	21.014	23.344	20.398	20.274
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	337.218	345.940	345.694	336.478	342.166	341.144
Demanda	295.698	295.698	295.698	295.698	295.698	295.698
Pérdidas	26.299	33.403	34.989	23.393	29.482	30.156
Consumo de bombeo	10.488	12.104	10.261	12.622	12.210	10.495
Consumo de vehículos eléctricos	4.733	4.735	4.745	4.765	4.776	4.795
ENS (GWh)	7.792	1.133	185	3.329	317	109
Vertidos renovables (GWh)	2.256	4.447	4.542	1.777	10.698	11.133
Máxima ENS (MW)	15.494	8.807	4.857	14.819	6.399	4.614

Como puede observarse, para un nivel de demanda elevado, ninguno de los casos analizados, ni los de retirada de nucleares y/o carbón, ni aquel en el que se mantiene toda la potencia nuclear y de carbón, son viables. En todos casos es necesario o bien evaluar soluciones de flexibilidad, o bien instalar generación de respaldo. Esto se mantiene independientemente del volumen de potencia renovable instalada.

5.2.1.2. NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)

Cuando el nivel de demanda se reduce hasta el nivel más bajo considerado, sí encontramos escenarios en los cuales no aparece energía no suministrada (Tabla 17). Sin embargo, uno de ellos presenta un margen de reserva inferior al 10%.



Foto © Greenpeace / Pedro Armestre

Tabla 17. Resultados para 2030. Nivel de demanda bajo (D3). Valores en GWh, en caso de que no se especifique lo contrario

Escenarios demanda	Escenarios		
	D3	D3	D3
Escenarios renovables	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio
Escenarios generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	251.426	251.851	252.790
Nuclear	-	59.682	59.682
Carbón	-	-	28.057
Gas	95.692	46.391	19.884
Hidráulica	6.374	6.584	6.652
Bombeo	4.022	4.567	5.018
Eólica	66.227	58.452	57.568
Solar	30.892	29.837	29.708
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	20.979	19.098	18.982
Cogeneración	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	251.430	251.851	252.790
Demanda	224.699	224.699	224.699
Pérdidas	12.804	15.804	16.051
Consumo de bombeo	9.126	6.553	7.199
Consumo de vehículos eléctricos	4.801	4.795	4.842
ENS (GWh)	4	-	-
Vertidos renovables (GWh)	5.446	16.158	17.287
Máxima ENS (MW)	1.311	-	-
Margen de reserva	-	7%	11%

También se han analizado los casos con Renovable Alto. El escenario sin nuclear ni carbón no es factible, aparece ENS (máximo de 630 MW). El escenario sin carbón tampoco es factible, porque, aunque desaparece la ENS, sólo alcanza un 12% de margen de reserva (y es necesario un 18% para garantizar la seguridad).

Por tanto, en el caso con Renovable Alto sólo sería factible el caso en que se mantiene la nuclear y el carbón, al igual que en los casos con Renovable Medio.

5.2.2. IMPACTO DE LAS POSIBLES SOLUCIONES

De nuevo, se han analizado las soluciones de flexibilidad planteadas en la sección 4.3. A continuación se muestran los resultados obtenidos para cada una de ellas, y para cada nivel de demanda y potencia instalada de renovables.

5.2.2.1. NIVEL ALTO DE DEMANDA (D1) Y NIVEL MEDIO DE RENOVABLES (RENOVABLE MEDIO)

Podemos observar cómo, para un nivel de demanda alto, ninguna solución de flexibilidad puede hacer el sistema viable (Tabla 18).

Las únicas soluciones que permiten acercarse son, como para 2025, la carga inteligente de los vehículos eléctricos, y la gestión de la demanda. Como ya mencionábamos, estas opciones presentan un nivel muy alto de ambición y complejidad. Aún así, vemos que ninguna de ellas, por sí solas⁵⁵, es suficiente.

⁵⁵ Recordemos que no se ha analizado la aplicación simultánea de varias medidas de flexibilidad por su complejidad de modelado. Además, el hecho de que sus efectos no sean lineales hace complicado sumarlos.

Tabla 18. Impacto de posibles soluciones de flexibilidad en casos para 2030 para escenario de demanda alto (D1) y Renewable Medio

Escenarios					
Escenarios demanda	D1	D1	D1	D1	D1
Escenarios renovables	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio
Escenarios generación convencional	SIN C+N	SIN C+N	SIN C+N	C+N	SIN C+N
Flexibilidad	Interconexiones	Doble Bombeo	100% Carga inteligente	100% Carga inteligente	Respuesta demanda
Generación (GWh)	328.726	331.680	330.222	343.118	330.897
Nuclear	-	-	-	59.682	-
Carbón	-	-	-	41.656	-
Gas	165.635	167.503	168.452	82.130	168.989
Hidráulica	6.958	6.973	6.972	6.749	7.006
Bombeo	7.651	8.649	6.268	6.299	6.541
Eólica	68.854	68.921	68.885	67.295	68.871
Solar	31.105	31.108	31.114	31.001	31.107
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	21.283	21.285	21.291	21.065	21.143
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	337.198	339.286	336.108	343.209	330.927
Demanda	295.565	295.698	295.697	295.697	295.698
Pérdidas	25.970	26.499	26.994	34.033	21.151
Consumo de bombeo	10.930	12.356	8.954	8.999	9.344
Consumo de vehículos eléctricos	4.733	4.733	4.463	4.480	4.733
ENS (GWh)	8.472	7.606	5.886	91	30
Vertidos renovables (GWh)	2.303	2.230	2.254	4.182	2.424
Máxima ENS (MW)	17.626	15.740	13.303	3.181	2.332

5.2.2.2. NIVEL ALTO DE DEMANDA (D1) Y ESCENARIO ALTO DE RENOVABLES (RENOVABLE ALTO)

El aumento de la potencia instalada de renovables no permite tampoco lograr la viabilidad del sistema cuando el nivel de demanda es alto (Tabla 19). De nuevo, la carga inteligente y la gestión de la demanda permiten acercarlo a la viabilidad, pero no resultan tampoco suficientes.

La razón de esta falta de influencia podemos buscarla en la misma situación des-

crita anteriormente para 2025: el sistema, incluso con esta potencia renovable instalada, tiene problemas de energía en el invierno, y de potencia en momentos puntuales, que la energía renovable instalada no puede cubrir, por su imposibilidad de ser almacenada en períodos largos, y por la falta de potencia firme en las puntas. Así, vemos que la solar termoeléctrica con almacenamiento no puede resolver tampoco la falta de viabilidad. La opción, igual que se comenta en 2025 es desplazar la demanda.

Tabla 19. Impacto de posibles soluciones de flexibilidad en casos para 2030 para escenario de demanda alto (D1) y Renewable Alto

Escenarios demanda	Escenarios		
	D1	D1	D1
Escenarios renovables	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenarios generación convencional	SIN C+N	C+N	SIN C+N
Flexibilidad	20 GW Solar Termoeléctrica	100% Carga inteligente	Respuesta demanda
Generación (GWh)	327.673	338.678	327.518
Nuclear	-	59.682	-
Carbón	-	37.685	-
Gas	131.135	58.791	138.097
Hidráulica	10.921	6.548	6.668
Bombeo	5.118	6.523	6.892
Eólica	82.714	77.714	83.204
Solar	47.281	44.023	44.420
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	23.263	20.471	20.995
Cogeneración	27.241	27.241	27.242
Demanda total (GWh)	329.113	338.719	327.534
Demanda	295.716	295.697	295.698
Pérdidas	21.280	29.211	17.257
Consumo de bombeo	7.316	9.350	9.846
Consumo de vehículos eléctricos	4.801	4.461	4.733
ENS (GWh)	1.441	41	15
Vertidos renovables (GWh)	2.408	10.844	4.432
Máxima ENS (MW)	14.073	2.783	1.960

5.2.2.3. NIVEL BAJO DE DEMANDA (D3) Y ESCENARIO MEDIO DE RENOVABLES (RENOVABLE MEDIO)

Cuando se reduce el nivel de demanda, se facilita la posibilidad de lograr un sistema viable (ver Tabla 20). Vemos cómo en la tabla hay dos escenarios viables, uno incluso en el que se ha retirado la potencia nuclear y de carbón (Sin C+N). Pero para lograr esta viabilidad hay que recurrir a la respuesta de demanda en gran medida (12.000 MW de punta). De nuevo, recordamos la dificultad de contar con estas reducciones de demanda cuando, por ejemplo, el sistema de interrumpibilidad actual no supone más que 3.000 MW y, además, cuando esta reducción de demanda debería aplicarse con elevada frecuencia y sistemáticamente durante varias semanas. El otro escenario viable es aquel en el que se mantiene la potencia nuclear y de carbón, incluso sin que los vehículos eléctricos realicen un 100% de carga inteligente (este caso ya se había identificado en la sección 5.2.1.1).

Por tanto, y a modo de resumen, se puede observar cómo, en 2030, sólo sería posible encontrar escenarios viables para el siste-

ma eléctrico, si el crecimiento de la demanda se limita a un 0,2% anual y se mantiene la potencia nuclear y de carbón, y además se instala más energía renovable; o si, consiguiendo también un bajo crecimiento de la demanda, y retirando la nuclear y el carbón, se logra gestionar un volumen muy importante de la demanda, desplazándola dentro de cada día (de nuevo, hay que recordar que el volumen a desplazar es de unos 12 GW, cuatro veces superior, por ejemplo, al volumen contratado de interrumpibilidad actual).

Así pues, al igual que para el año 2025, hemos optado por hacer viables los distintos casos mediante el uso de generación de respaldo, salvo por supuesto el caso de demanda baja en el que se mantienen las centrales nucleares y de carbón, que ya era viable originalmente. Nótese que con el crecimiento de demanda bajo, sin nuclear ni carbón y con respuesta de la demanda del 10%, el sistema sería factible, aunque de nuevo el nivel de activación y volumen de respuesta de demanda necesario es muy significativo.

Tabla 20. Impacto de posibles soluciones de flexibilidad en casos para 2030 para escenario de demanda bajo (D3) y Renewable Medio

Escenarios demanda	D3	D3	D3	D3
Escenarios renovables	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Alto
Escenarios generación convencional	Sin C+N	C+N	Sin C+N	Sin C+N
Flexibilidad	100% Carga inteligente	100% Carga inteligente	Respuesta demanda	100% Carga inteligente
Generación (GWh)	250.473	250.799	242.376	242.686
Nuclear	-	59.682	-	-
Carbón	-	27.768	-	-
Gas	92.162	18.985	84.355	62.082
Hidráulica	6.683	6.640	6.473	6.834
Bombeo	5.771	3.810	4.118	3.127
Eólica	66.572	57.488	66.329	76.669
Solar	30.950	29.947	30.935	44.100
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	21.092	19.236	22.920	22.628
Cogeneración	27.243	27.244	27.245	27.246
Demanda total (GWh)	250.475	250.799	242.376	242.687
Demanda	224.699	224.698	224.698	224.698
Pérdidas	12.776	15.718	6.917	8.756
Consumo de bombeo	8.244	5.480	5.883	4.478
Consumo de vehículos eléctricos	4.755	4.904	4.878	4.754
ENS (GWh)	2	-	-	1
Vertidos renovables (GWh)	4.928	16.870	3.356	9.651
Máxima ENS (MW)	561	-	-	152
Coste Térmico (M€)	5.453	3.297	5.014	3.803
Emisiones (MtCO ₂)	33	31	30	22
Margen de reserva	-	22%	16%	0

5.2.3. EVALUACIÓN DE ESCENARIOS FACTIBLES

Presentamos en esta sección los valores obtenidos en cuanto a nuevas inversiones necesarias, utilización de tecnologías, costes y emisiones de los distintos escenarios factibles evaluados. También se indica el volumen de los vertidos renovables y el porcentaje de demanda satisfecho por energías renovables, aunque, como ya se comentó anteriormente, este porcentaje no es representativo a efectos del cumplimiento de los objetivos europeos, ya que para ello habría que considerar los niveles de producción medios de hidráulica y eólica (ver Anexo 2).

Sólo presentamos los resultados para los casos extremos de demanda, D1 y D3.

5.2.3.1. NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)

Para un nivel de demanda alto siempre es necesario instalar un volumen muy importante de potencia de respaldo, entre 18 y 30 GW (ver Tabla 21). Esto supone, a su vez, unos costes de entre 14.000 y 23.000 millones de euros. Ahora bien, lo relevante, como en el caso 2025, es la comparación entre los distintos escenarios de retirada de centrales nucleares o de carbón.

Se puede observar cómo, cuando la potencia renovable instalada corresponde a un escenario medio (Renovable Medio), que permite alcanzar un porcentaje de energía renovable en el sistema del 40%, las diferencias en potencia de respaldo necesarias son muy similares a las potencias retiradas. Esto supone, a su vez, una diferencia de costes cercana a los 1.200 millones cuando se retira el carbón, y algo superior a 2.000 millones de euros cuando también se retira la nuclear. Por otra parte, la retirada del carbón supone una reducción de 23 MtCO₂ (un 10% del objetivo de reducción para España para 2030), a un coste implícito de 53 €/tCO₂, mientras que el cierre de las centrales nucleares supone un aumento de emisiones equivalente.

Si se aumenta la potencia renovable instalada hasta un volumen que permita satisfacer un 47-49% de la demanda, las diferencias entre casos se modifican ligeramente: se reduce el diferencial de coste entre casos (pasa a ser de 900 millones cuando se retira el carbón, y 1.700 cuando se retira la

nuclear), mientras que el diferencial de emisiones también se reduce a 19-20 MtCO₂.

La generación de respaldo en todos casos funciona entre 750 y 1600h al año, lo que evidentemente plantea la cuestión de cómo recuperar los costes de la inversión.

5.2.3.2. NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)

Respecto al escenario anterior, lo más reseñable del escenario con demanda baja es que se reducen las diferencias de costes y de emisiones entre escenarios (Tabla 22). Así, por ejemplo, el caso de retirada de nucleares y carbón, y con alto volumen de potencia renovable (Renovable Alto), que alcanza un 62% de energía renovable sobre la demanda total, tiene un diferencial de coste inferior al de otros escenarios: 850 millones de euros más al año que el caso con nuclear, que a su vez es unos 500 millones más caro que el caso con carbón. De hecho, en este caso el coste de CO₂ implícito del cierre del carbón es de 40 €/tCO₂.

Este menor diferencial se debe a que, aunque la potencia de respaldo necesaria es similar a la del escenario D1, el ahorro en costes térmicos se reduce mucho entre los casos.

También merece la pena destacar que el escenario D3+Renovable Alto logra limitar en gran medida las emisiones del sector eléctrico. El caso sin nuclear ni carbón resulta en unas emisiones de 22 MtCO₂ (un 10% del objetivo español de emisiones para 2030), mientras que cuando se extiende la vida de las nucleares las emisiones se reducen aún más, hasta las 9 MtCO₂.

Tabla 21. Escenarios factibles 2030. Crecimiento de la demanda alto (D1) 2% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Escenario de renovables	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio
Escenario de generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	328.352	329.709	330.063	333.236	333.655	333.352
Nuclear	-	60.229	60.229	-	63.510	60.229
Carbón	-	-	37.278	-	-	42.848
Gas	101.833	67.877	37.344	122.478	86.542	55.795
Gas [Nueva generación de respaldo]	37.859	19.839	14.477	50.256	25.749	16.732
Hidráulica	6.546	6.753	6.794	6.473	6.498	6.550
Bombeo	3.688	3.423	3.662	3.395	3.190	3.277
Eólica	83.518	78.034	76.953	68.844	66.846	66.637
Solar	44.383	43.836	43.644	31.100	30.946	30.930
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	23.284	22.477	22.442	23.448	23.134	23.114
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	328.352	329.709	330.063	333.236	333.655	333.352
% Renovables	49%	47%	47%	40%	39%	39%
Vertidos renovables [GWh]	1.868	8.705	10.013	153	2.618	2.863
Coste Térmico [M€]	8.511	6.490	5.742	10.403	7.954	7.090
Emisiones [MtCO ₂]	50	31	51	62	40	63
Coste de emisiones [M€]	397	245	405	492	316	501
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	14	7	5	4	9	6
Máxima energía no suministrada [MW]	-	-	-	-	-	-
Margen de reserva [%]	12%	13%	13%	10%	11%	11%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	28.361	22.065	19.165	30.806	23.279	18.239
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370	3.230	3.230	3.230
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	2.179	1.726	1.517	2.356	1.814	1.451
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	16.061	14.347	13.404	15.988	13.759	12.544

5.2.4. RESUMEN Y COMPARACIÓN

El resumen de los casos analizados para 2030 es muy similar al de 2025. Al aumentar la cuota de renovables y reducirse la demanda, las diferencias entre los casos de retirada de nucleares o carbón se hacen cada vez más pequeñas. Por supuesto, también se reducen, en términos absolutos, los costes de respaldo y las emisiones.

Es decir, que un crecimiento controlado de la demanda de energía eléctrica y el aumento de las energías renovables, dentro de los límites analizados en este estudio, son beneficiosos en cualquier caso, y también facilitarían la retirada de la energía nuclear y del

carbón. En cualquier caso, hay que recordar que la retirada de la nuclear siempre supone un cierto aumento de coste y de emisiones, mientras que la retirada del carbón supone un coste, pero también evita emisiones, a un coste implícito entre 40 y 56 €/tCO₂⁵⁶.

De nuevo, estas conclusiones dependen de los supuestos realizados acerca del coste de las tecnologías y, también, del coste del gas y del carbón, así como del precio del CO₂.

⁵⁶ De nuevo, y como ya se ha mencionado anteriormente, esto dependerá del diferencial de costes entre gas y carbón, incluyendo el precio del CO₂. Un diferencial menor, o incluso inexistente, llevaría a menores extracostes de la retirada.

Tabla 22. Escenarios factibles 2030. Crecimiento de demanda bajo (D3) 0,2% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Escenario de renovables	Renovable alto	Renovable alto	Renovable alto	Renovable medio	Renovable medio	Renovable medio
Escenario de generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	243.511	246.658	247.782	243.769	246.550	247.540
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	63.510
Carbón	-	-	22.119	-	-	27.993
Gas	48.635	23.211	6.705	62.896	33.522	10.364
Gas [Nueva generación de respaldo]	16.332	2.018	-	25.574	5.215	1.002
Hidráulica	6.721	6.975	6.802	7.553	7.097	6.663
Bombeo	3.338	2.830	3.340	2.578	3.041	3.494
Eólica	75.340	64.320	62.149	63.398	58.628	56.593
Solar	43.817	40.919	40.808	31.042	29.926	29.781
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	22.088	18.915	18.390	23.487	21.651	20.897
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	243.511	246.658	247.782	243.769	246.550	247.540
% Renovables	62%	54%	53%	53%	49%	47%
Vertidos renovables [GWh]	11.808	28.898	31.705	5.618	13.339	16.273
Coste Térmico [M€]	3.912	2.878	2.636	5.315	3.575	3.097
Emisiones [MtCO ₂]	22	9	22	32	14	28
Coste de emisiones [M€]	180	75	175	255	111	227
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	6	1	-	9	2	0
Máxima energía no suministrada [MW]	-	-	-	-	-	-
Margen de reserva [%]	17%	18%	18%	14%	14%	14%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	9.789	2.740	-	10.444	3.863	777
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370	3.230	3.230	3.230
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	842	266	-	889	416	75
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	10.125	9.275	8.780	9.434	7.982	7.176

6. CONCLUSIONES

El resultado del análisis realizado acerca de la viabilidad técnica de distintos escenarios de potencia instalada en el sector eléctrico español para 2025 y 2030 aporta algunas conclusiones de gran interés.

En primer lugar, el crecimiento de la demanda es un factor muy importante. Cuando la demanda crece a una tasa elevada (en este caso, un 2% anual), todos los escenarios requieren la instalación, además de las energías renovables previstas, de potencia adicional a la ya existente, generalmente de respaldo (y por tanto con bajas horas de funcionamiento). Respecto a la potencia existente, los ciclos combinados verían aumentar sus horas de funcionamiento para cubrir el incremento de demanda, sobre todo en escenarios en los que se retira potencia nuclear o de carbón.

Esta primera conclusión refuerza la importancia que tiene el ahorro y la eficiencia energética, en línea con todos los mensajes provenientes de la Unión Europea y los objetivos de cumplimiento de los acuerdos en materia de cambio climático.

Respecto a la cobertura de la demanda, casi ninguna de las soluciones de flexibilidad analizadas por sí solas permiten satisfacer la demanda con la seguridad suficiente en ninguno de los escenarios. Sólo dos alternativas difíciles de movilizar en el horizonte considerado, la carga inteligente del 100% de los vehículos eléctricos, o la gestión activa de una demanda de 13 GW (lo que representaría un 24% respecto a la demanda punta del sistema), permitiría viabilizar los escenarios a 2030, para un crecimiento bajo de demanda⁵⁷. Estas dos medidas requieren, en cualquier caso, actuaciones de gran calado y complejidad y, por tanto, la viabilidad que lograrían, potencialmente, debe ser contemplada con precaución. En el caso de la gestión de la demanda industrial, la de mayor interés por su volumen, estas actuaciones podrían incluir la participación de la demanda en los mercados de ajustes o en los mercados de capacidad, de forma que hubiera una señal clara e incentivos a la gestión activa de esta demanda, aunque para lograr este volumen de desplazamiento la señal de precio de-

⁵⁷ Con un crecimiento de la demanda del 2% estas medidas serían insuficientes para lograr la factibilidad del sistema

bería ser muy intensa; en todo caso, esta señal debería ser coherente con las señales dadas para remunerar la capacidad de generación del sistema. En el caso de la demanda residencial sería necesario además activar las figuras de los agregadores, así como aumentar el nivel de automatización, como paso esencial para movilizar la posible flexibilidad de esta demanda.

Si el crecimiento de la demanda fuera inferior, puede ser viable un escenario en el que no se instale nueva potencia, al menos hasta 2030⁵⁸. En todo caso, esto no quiere decir que ése sea el único escenario factible: es posible instalar generación de respaldo para hacer viable un escenario en el que se retira la potencia nuclear y el carbón. Evidentemente, esto supone un coste adicional en términos de coste total del sistema, y de consumo de combustible para estas centrales de respaldo.

Este extracoste se sitúa entre un 1% y un 12%, en el caso de la retirada del carbón, y entre un 6 y un 20% adicional en el caso de la retirada de la nuclear. Como ya hemos mencionado anteriormente, estos extracostes se refieren a los costes de inversión en potencia adicional, los de operación y los de emisiones de CO₂, y no consideran otros costes o ahorros externos. Por supuesto, también dependen de los supuestos realizados acerca de los costes de las tecnologías y de los combustibles. En este sentido, los precios del gas y del carbón son muy relevantes a la hora de estimar el coste térmico y su influencia en el extracoste del sistema.

Es interesante señalar que el extracoste, en términos absolutos, se reduce a medida que se reduce el crecimiento de la demanda y aumenta la energía renovable del sistema. Por tanto, el control del crecimiento de la demanda parece una cuestión claramente deseable, aunque en este sentido hay que recordar que, por otra parte, el aumento de la demanda de electricidad podría ser beneficiosa a nivel global en el sistema, si esto conlleva una reducción global de emisiones. Ejemplos de este aumento, que podría ser conveniente a efectos de reducción de emisiones, serían la electrificación del transporte, o de la producción de acero. A este respecto, pues, el impulso del ahorro y la eficiencia debe hacerse

⁵⁸ Aunque este escenario, que implica extender la vida útil de las centrales nucleares y mantener el carbón, también requiere inversiones adicionales.



Foto © Markel Redondo / Greenpeace

considerando la demanda total de energía final, y teniendo en cuenta que todos los estudios apuntan a una creciente electrificación del sistema como medio para lograr esta mayor eficiencia.

Por otra parte, los distintos escenarios también tienen consecuencias a nivel de emisiones de CO₂: todos ellos presentan emisiones bajas (muy bajas, incluso, en algún escenario), aunque las menores aparecen en los que suponen la extensión de la vida de las centrales nucleares. Por otra parte, cuando se mantiene el carbón se pierde esta ventaja, y se recuperan las emisiones reducidas con la nuclear. El coste implícito de estas emisiones evitadas con la retirada del carbón se sitúa entre 40 y 56 €/tCO₂). Las diferencias entre escenarios suponen en todo caso entre un 5 y un 10% del objetivo de emisiones previstas para España a 2030.

A este respecto, es interesante reflexionar sobre el tipo de tecnología que puede utilizarse como generación de respaldo. En este análisis se ha supuesto, como caso pesimista desde el punto de vista las emisiones, la instalación de turbinas de gas en ciclo abierto. En este caso, las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de respaldo son reducidas en términos absolutos (entre 1 y 14 MtCO₂, es decir, inferiores a un 6% del objetivo global de emisiones para España en 2030), aunque pueden llegar a ser un 28% de las emisiones totales del sector eléctrico (en parte por el bajo nivel de emisiones del sistema en los escenarios analizados). Por otra parte, tampoco

es significativo el aumento de la demanda de gas asociado a esta generación de respaldo, estando siempre el total de demanda de gas para el sector eléctrico dentro de los límites establecidos por la capacidad de la infraestructura existente.

Las emisiones de CO₂ asociadas a la generación de respaldo podrían reducirse si se consideraran otras tecnologías: ciclos combinados de gas (más eficientes, aunque con mayor coste de inversión); turbinas alimentadas con biogás (cuyas emisiones netas podrían considerarse negativas); centrales de biomasa; o centrales híbridas termosolar-bioenergía (biogás o biomasa), cuya ventaja es minimizar el coste de inversión al compartir el bloque de potencia entre ambas tecnologías.

Finalmente, creemos conveniente subrayar algunos elementos de interés del análisis:

En primer lugar, todo este análisis se ha realizado para escenarios pesimistas de producción eólica e hidráulica: se ha escogido el caso peor de la serie histórica. Si se consideraran valores medios, los costes absolutos de operación y las emisiones absolutas se reducirían, al requerir menos utilización de energías fósiles⁵⁹. Por otra parte, aumentaría el porcentaje de energías renovables en el sistema, a igualdad del resto de circunstancias, entre un 5 y un 8% según los escenarios. Las diferencias de costes y emisiones entre escenarios con y sin nuclear y carbón se mantienen

⁵⁹ Los costes de inversión se mantendrían, al venir determinados por las exigencias de seguridad del sistema.

en valores similares a los del caso pésimo, en términos absolutos, aunque aumentan en términos porcentuales. En el Anexo 2 se describen algunos escenarios representativos que muestran los cambios esperados en este caso.

En segundo lugar, algunos resultados podrían verse modificados si se cambiaran algunos parámetros de operación del sistema. Quizá los dos más significativos sean la operación de las centrales de carbón, y la operación de la energía hidráulica regulable.

Si el diferencial de costes entre gas y carbón se redujera, o incluso se invirtiera (pasando el carbón a ser más caro que el gas), tanto por variación en costes de los combustibles como por cambios en los precios del CO₂, el coste de retirar el carbón se reduciría y, eventualmente, desaparecería (aunque de hecho en este extremo el carbón se retiraría a sí mismo por su menor competitividad), y también se reducirían las emisiones de CO₂, al sustituir producción con carbón por producción con gas natural.

Una opción intermedia sería que las centrales de carbón⁶⁰, para algunas de las cuales se ha empezado a realizar inversiones para extender su vida útil, se utilizaran únicamente para dar respaldo, en lugar de utilizar las turbinas de ciclo abierto de gas. Esto también se podría producir si aumentara el coste del carbón o del CO₂ y las centrales de carbón perdieran el orden de mérito. Independientemente de que las rampas de las centrales de carbón sean más lentas que las de las turbinas de gas, y por tanto habría que estudiar cuidadosamente las implicaciones sobre las necesidades de generación de respaldo (que deberían aumentar), esta opción reduciría en cierta medida los costes en nueva inversión, pero a cambio aumentarían los costes de operación y, también, las emisiones de CO₂ del sistema. En todo caso, seguiría siendo necesario invertir en nueva generación de respaldo en casi todos los escenarios, y por supuesto sería necesario un estudio detallado para evaluar bien las consecuencias de esta opción⁶¹. A este respecto, es

necesario mencionar que las propuestas actuales de la Comisión Europea sobre pagos por capacidad excluirían al carbón de estos pagos, y por tanto podrían hacer inviable esta opción.

El segundo parámetro relevante es la forma de operar la energía hidráulica regulable. Una central hidroeléctrica con un embalse asociado es un recurso de generación limitado no sólo en la potencia máxima de la central, sino también en la cantidad de energía que puede generarse a lo largo de un determinado horizonte temporal. Esta energía máxima dependerá de las aportaciones recibidas, así como de la capacidad de los embalses, por lo que se hace necesario establecer un criterio de operación para decidir cuándo es mejor utilizar el agua disponible. Dado que el agua recibida por lluvias o deshielos carece de coste variable, el valor del agua en un entorno centralizado está íntimamente ligado al coste de oportunidad, es decir, al coste variable de la generación térmica más cara a la que dicha energía hidráulica podría sustituir. En un entorno liberalizado, cada empresa de generación es responsable de operar sus propias centrales hidráulicas regulables y debe por lo tanto calcular su propio valor del agua siguiendo también criterios de coste de oportunidad. En consecuencia, la energía hidráulica regulable desplazará en la lista de mérito a aquellas centrales con un coste variable más alto, aplanando las puntas de demanda y obteniendo un despacho que maximiza el beneficio social neto. En un mercado suficientemente competitivo, el resultado de la interacción de todos los agentes da lugar a una operación de las centrales hidráulicas similar a la que se obtendría en un entorno centralizado. Sin embargo, la incertidumbre inherente al sistema eléctrico (régimen de aportaciones, demanda, producción renovable, etc.) obliga a los agentes a tomar sus decisiones considerando varios posibles escenarios, por lo que, en función de su nivel de aversión al riesgo, la operación del sistema podría ser diferente. La incertidumbre en las aportaciones de las centrales hidráulicas es la principal fuente de variación en su operación y ésta puede cambiar significativamente dependiendo del escenario previsto

60 Para el cálculo de las anualidades se toma en cuenta un período de extensión de vida útil de 20 años.

61 Esto se ha evaluado como ejemplo para el caso de Renovable Alto, Demanda Alta, para 2025, suponiendo un coste de CO₂ de 50 €/tCO₂, que era el necesario para sacar al carbón totalmente del despacho. En este caso, y tal como se anticipaba, baja la necesidad de nueva potencia

de respaldo en 6.000 MW, pero aumenta el coste térmico y, como consecuencia de ello, el coste total incluyendo la inversión anualizada (el aumento del coste total es de un 6%); y aumentan también las emisiones de CO₂ en un 10%. Por tanto, no parece que esta opción sea conveniente ni desde el punto de vista económico ni medioambiental, aunque como decíamos sería necesario evaluar más casos.

de aportaciones y de la época del año. Por otro lado, el hecho de que exista un precio máximo (y mínimo) en el mercado provoca que el coste real de escasez (o de exceso de generación) no se traslade exactamente al precio final de la energía. Este hecho también podría interferir en la gestión correcta de los recursos hidroeléctricos.

En el modelo de simulación utilizado en este análisis se ha considerado un escenario de valores medios para realizar la planificación de alto nivel por lo que tanto ese posible efecto de la aversión al riesgo de los agentes, como la potencial distorsión en la operación óptima provocada por los límites del precio del mercado no han sido modelados. De manera análoga se pueden hacer otros análisis con escenarios más conservadores (secos) y ver los efectos en la operación y en los precios del sistema.

Sin embargo, si las señales recibidas por los agentes fueran las adecuadas (si los precios de escasez recogieran los costes reales), en un contexto de mayor penetración de energías renovables, la energía hidráulica podría operarse de otra forma, respondiendo de forma más precisa a la escasez del sistema, tanto en potencia, como en energía (por ejemplo, almacenando para los períodos prolongados del invierno en que puede haber escasez por falta de recurso renovable). A su vez, este cambio en la gestión podría facilitar la introducción de mayores cuotas de energía renovable, o, en el contexto de este estudio, reducir la necesidad de generación de respaldo al retirar la nuclear o el carbón. Desgraciadamente, esta opción no ha podido ser modelada en esta ocasión. Sería muy recomendable realizar análisis acerca de la conveniencia de este cambio operativo.

Por último, una cuestión muy relevante es la que tiene que ver con el período de tiempo entre 2030 y 2050. En 2050, para cumplir con los objetivos de descarbonización establecidos por la Comisión Europea, el sector eléctrico debe estar totalmente descarbonizado. Para entonces, además, las centrales nucleares y las centrales de carbón ya habrán llegado al final de su vida útil, incluso con eventuales extensiones. Aunque podrían desarrollarse para entonces otras tecnologías, si tenemos en cuenta la bajada de costes de las energías renovables, parece realista supo-

ner un sistema eléctrico basado 100% en energías renovables⁶². Sería pues preciso diseñar la transición adecuada desde los sistemas evaluados en el presente trabajo a uno totalmente basado en las energías renovables. Aunque algunos de estos sistemas ya alcanzaban una cuota de renovables muy elevada, de hasta el 62% (que se convertiría en un 68% bajo un supuesto de producción media de hidráulica y eólica), el paso hasta el 100% es mucho más complejo, por cuanto requiere contar con tecnologías renovables capaces de dar seguridad al sistema: tecnologías despachables como la geotérmica o las alimentadas por biomasa o biogás. La alternativa sería contar con sistemas de almacenamiento capaces de almacenar la energía durante períodos muy prolongados, mayores que los actuales; o con una forma distinta de operar la hidráulica; o con una demanda mucho más flexible, capaz de adaptarse a las variaciones de la producción. Retos todos ellos de gran entidad, pero para los que no conviene esperar hasta 2030 para comenzar a estudiar.

Foto © Markel Redondo / Greenpeace



⁶² Tal y como se plantean en los estudios ya mencionados Renovables 100% y Energía 3.0

7. REFERENCIAS

1. Aparicio, Juan, C. A. Knox Lovell, y Jesus T. Pastor. 2016. *Advances in Efficiency and Productivity*. Springer.
2. BNEF, Bloomberg New Energy Finance. 2017. «Electric Vehicle Outlook 2017». https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF_EVO_2017_ExecutiveSummary.pdf.
3. BNEF, B. N. E. F. (2017) *New Energy Outlook 2017*.
4. Carlsson, J. et al. (2014) *Energy Technology Reference Indicator (ETRI) projections for 2010-2050*. Luxembourg: Publications Office. <http://dx.publications.europa.eu/10.2790/057687>.
5. CE Delft. 2015. «The potential of energy citizens in the European Union». http://www.cedelft.eu/publicatie/the_potential_of_energy_citizens_in_the_european_union/1845.
6. Cerisola, S., Latorre, J. M. and Ramos, A. (2012) 'Stochastic dual dynamic programming applied to nonconvex hydrothermal models', *European Journal of Operational Research*, 218(3), pp. 687–697.
7. Chaves-Avila, J.P., T. Gomez, J.J. Castro-Cerdas, y A. Ramos. 2016. «Accounting for network energy losses when computing distribution locational marginal prices in a large-scale power system: Application to the Spanish case». IIT Working Paper.
8. CNMC, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. 2015. «Informe sobre la Propuesta de Orden por la que se aprueba la previsión de la evolución de las diferentes partidas de ingresos y costes del sistema eléctrico para el período 2017-2022». https://www.cnmc.es/sites/default/files/1375191_3.pdf.
9. 2016. «Informe de Supervisión del Mercado Peninsular de Producción de Energía. Año 2015». https://www.cnmc.es/sites/default/files/1403915_5.pdf.
10. Comisión Europea. 2016. «Propuesta de la Comisión Europea para la promoción del uso de la energía producida por recursos renovables». https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/1_en_act_part1_v7_1.pdf.
11. El Observatorio Crítico de la Energía. 2016. «El carbón en España en 2016». http://observatoriocriticodelaenergia.org/wp-content/uploads/2016/09/El_carbon_en_Espa%C3%B1a_en_2016.pdf.
12. Energinet.dk (2012) *Technology Data for Energy Plants*. Available at: https://energiatalgud.ee/img_auth.php/4/42/Energinet.dk_Technology_Data_for_Energy_Plants_2012.pdf
13. ENTSO-E. 2015. «Scenario Outlook and Adequacy Forecast». https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/SOAF/141031_SOAF%202014-2030_.pdf.
14. 2016a. «Mid-term Adequacy Forecast». https://www.entsoe.eu/Documents/SDC%20documents/MAF/MAF_2016_FINAL_REPORT.pdf.
15. 2016b. «Ten-Year Network Development Plan 2016 - How did we improve». <https://www.entsoe.eu/major-projects/ten-year-network-development-plan/ten%20year%20network%20development%20plan%202016/Pages/default.aspx>.
16. Greenpeace España, *Renovables 100%: un sistema eléctrico renovable para la España peninsular y su viabilidad económica*, Greenpeace España, octubre, 2006.
17. Greenpeace España, *Renovables 2050: un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular*, Greenpeace, 2005.
18. ICF International. 2015. «Study on Energy Efficiency and Energy Saving Potential in Industry and on Possible Policy Mechanisms». https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/151201%20DG%20ENER%20Industrial%20EE%20study%20-%20final%20report_clean_stc.pdf.
19. IDAE, Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. 2016. «Programa de ayudas PYME y gran empresa sector industrial. Fondo Nacional de Eficiencia Energética.» diciembre 30. <http://www.idae.es/index.php/relcategoria.4037/id.856/relmenu.454/mod.pags/mem.detalle>.
20. INE, Instituto Nacional de Estadística. 2014. «Proyección de Hogares 2014–2029». <http://www.ine.es/prensa/np871.pdf>.
21. Labandeira, Xavier, José M. Labeaga, y Xiral López-Otero. 2012. «Estimation of elasticity price of electricity with incomplete information». *Energy Economics* 34 (3): 627-33. doi:10.1016/j.eneco.2011.03.008.
22. López-Peña, A. 2014. «Evaluation and design of sustainable energy policies: an application to the case of Spain». Madrid, España: Universidad Pontificia Comillas. https://www.iit.comillas.edu/publicacion/mostrar_tesis_doctorado.php.es?id=10083.
23. MINECO. 2017. «Actualización del Programa de Estabilidad Reino de España». http://www.mineco.gob.es/stfls/mineco/comun/pdf/170503_np_estabilidad.pdf.
24. MINETAD. 2016. «Memoria del análisis de impacto normativo de la Propuesta de Orden por la que se regula el procedimiento de asignación del régimen retributivo específico de la convocatoria para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes renovables». <http://www.minetad.gob.es/energia/es-ES/Participacion/Documents/Propuesta-Orden-instalaciones-renovables/20161229-Memoria-Orden-Subasta.pdf>.
25. MINETUR. 2010. «Plan de Acción Nacional del

Energías Renovables de España 2011-2020». http://www.minetad.gob.es/energia/desarrollo/EnergiaRenovable/Documents/20100630_PANER_Espanaversion_final.pdf.

26. 2014. «Planificación energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020». http://www.minetad.gob.es/energia/planificacion/Planificacionelectricidadygas/desarrollo2015-2020/Documents/Planificaci%C3%B3n%202015_2020%202015_12_03%20Publicaci%C3%B3n.pdf.

27. 2015. «Estrategia de Impulso del vehículo con energías alternativas (VEA) en España (2014-2020)». <http://www.minetad.gob.es/industria/es-ES/Servicios/estrategia-impulso-vehiculo-energias-alternativas/Documents/Estrategia-Impulso-Vehiculo-Energ%C3%ADas%20Alternativas-VEA-Espa%C3%B1a-2014-2020.pdf>.

28. ODYSSEE-MURE Project. 2015. «Energy Efficiency Trends and Policies in Spain». <http://www.odyssee-mure.eu/publications/national-reports/energy-efficiency-spain.pdf>.

29. OECD, Organisation for Economic Co-operation and Development, y Nuclear Energy Agency NEA. 2012. «The Economics of Long-term Operation of Nuclear Power Plants». <http://s538600174.onlinehome.fr/nugenia/wp-content/uploads/2014/02/7054-long-term-operation-npps3.pdf>.

30. Parlamento, y Consejo Europeo. 2010. Directiva sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación). DIRECTIVA 2010/75/UE. <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2010:334:0017:0119:ES:PDF>.

31. REE, Red Eléctrica de España. 2016a. «El sistema eléctrico español 2016». http://www.ree.es/sites/default/files/11_PUBLICACIONES/Documents/InformesSistemaElectrico/2016/inf_sis_elec_ree_2016.pdf.

32. 2016b. «Informe del Sistema Eléctrico Español 2015». http://www.ree.es/sites/default/files/downloadable/inf_sis_elec_ree_2015.pdf.

33. 2016c. «La demanda de energía eléctrica crece un 1,9% en el 2015». <http://www.ree.es/es/sala-de-prensa/notas-de-prensa/2015/12/la-demanda-de-energia-electrica-crece-un-1-9-en-el-2015>.

34. Romero-Jordán, Desiderio, Pablo del Río, y Cristina Peñasco. 2014. «Household Elasticity Demand in Spanish Regions. Public Policy Implications.» Institut d'Economia de Barcelona. <http://www.ieb.ub.edu/phocadownload/documentostrabajo/doc2014-24.pdf>.

35. SEDC, Smart Energy Demand Coalition. 2017. «Explicit Demand Response in Europe Mapping the Markets 2017». <http://www.smartenergydemand.eu/wp-content/uploads/2017/04/SEDC-Explicit-Demand-Response-in-Europe-Mapping-the-Markets-2017.pdf>.

36. UK Department of Energy and Climate Change and Ove Arup & Partners Ltd (2016) Review of Renewable Electricity Generation Cost and Technical Assumptions: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/566718/Arup_Renewable_Generation_Cost_Report.pdf (Accessed: 17 October 2017).

Foto © Greenpeace / Abram Powell



8. ANEXOS

8.1. ANEXO: INFORMACIÓN SOBRE EL CIERRE DE LAS CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN Y NUCLEARES

Este anexo provee información sobre el cierre de las centrales de carbón y nucleares. En lo que respecta a las centrales de carbón, si las compañías propietarias no realizan las inversiones necesarias para reducir los límites de emisiones previstas por la Directiva de Emisiones Industriales (DEI), estas centrales deberían de cerrar de acuerdo con las

fechas fijadas. La Tabla 23 muestra el listado de las centrales de carbón en España y la fecha de cierre prevista según fuentes públicas, y comunicaciones de las empresas propietarias. El Observatorio Crítico de la Energía (2016) ha recopilado información adicional sobre la intención de las empresas propietarias de las centrales para realizar inversiones y así reducir las emisiones (ver Tabla 23), se asume que las inversiones serán suficientes para mantener la vida operativa de las centrales hasta, por lo menos, 2030. Cuando no se han anunciado nuevas inversiones o no se ha especificado explícitamente una fecha de cierre, se asume que las centrales se cerrarán antes de 2025.

Tabla 23. Fecha de cierre previsto para las centrales de carbón según El Observatorio Crítico de la Energía (2016), en caso que no se especifique lo contrario.

Nombre de central	Capacidad Instalada (MW)	Excepciones DEI	Fecha de cierre
Aboño 1	360	PNT	31/12/2023
Aboño 2	556	PNT	Inversiones anunciadas
Alcúdia (1,2,5,6)	510	Red aislada	01/01/2020
Andorra	1102	PNT	Cierre previsto en 2020 ⁶³
Anllares	365	EVUL	31/12/2023
As Pontes(1,2,3,4)	1468	PNT	Inversiones anunciadas
Puertollano	320	Cerrada	31/01/2016
Compostilla (2,3,4,5)	1200	PNT	30/06/2020
La Pereda	50	-	-
La Robla (1,2)	655	PNT	Inversiones anunciadas ⁶⁴ en La Robla 2 y cierre de La Robla 1 ⁶⁵
Lada	358	PNT	Se ha solicitado el cierre ⁶⁶
Litoral (1,2)	1159	PNT	Inversiones anunciadas
Los Barrios	589	PNT	Inversiones anunciadas
Meirama	580	PNT	Sin definirse todavía ⁶⁷
Narcea (1,2,3)	595	PNT	Cierre Narcea 1 y 2 (2017)
Puentenuevo 3	324	PNT	-
Soto de Ribera 2	254	Cerrada	31/12/2015
Soto de Ribera 3	350	PNT	Inversiones anunciadas
Velilla (1,2)	516	PNT	Se ha anunciado la intención de cerrar ⁶⁸
Total	11.311		

DEI= Directiva de Emisiones Industriales de la Unión Europea

63 http://cincodias.com/cincodias/2016/11/23/empresas/1479888016_442702.html

64 <http://www.leonoticias.com/mineria/director-negocios-natural-20171114125637-nt.html>

65 <http://www.leonoticias.com/mineria/director-negocios-natural-20171114125637-nt.html> y http://cadenaser.com/emisora/2017/06/05/radio_leon/1496685847_042670.html

66 <https://www.iberdrola.com/sala-comunicacion/noticias/detalle/iberdrola-decide-culminar-proceso-cierre-todas-centrales-carbon-mundo>

67 https://www.lavozdeg Galicia.es/noticia/carballo/cercada/2017/10/13/termica-meirama-pleno-rendimiento-grave-sequia/0003_201710C13C1995.htm

68 La decisión de Iberdrola de cerrar las plantas de carbón se hizo muy avanzado este proyecto, por lo que la central de Velilla se ha incluido como operativa en el estudio como inicialmente se había considerado. El gobierno ha manifestado su desacuerdo con la medida y queda por determinar las acciones se tomarán para limitar la decisión. https://elpais.com/economia/2017/11/13/actualidad/1510572425_053333.html

Las centrales de carbón para las cuales las empresas propietarias han anunciado la intención de realizar inversiones para extender su operación están representadas en la Tabla 24, las cuales se considerarán como operativas para los escenarios carbón y nuclear (C+N). Se ha considerado que las inversiones han contemplado no solo las exigencias del PNT para 2020, pero también las necesarias en el nuevo marco regulatorio de emisiones LCP-BREF que entrará en vigor en 2021, en caso contrario tendrían que hacer nuevas inversiones.

Tabla 24. Centrales de carbón consideradas para los escenarios C+N

Central de carbón	Capacidad Instalada (MW)
Aboño 2	556
As Pontes (1,2,3,4)	1468
La Robla (2)	350
Litoral (1,2)	1159
Los Barrios	589
Meirama ⁶⁹	580
Narcea (3)	350
Soto de Ribera 3	350
Velilla (1,2)	516
Total	5.918

La Tabla 25 muestra la fecha de fin del permiso de explotación de las centrales nucleares según el plazo de licencia de funcionamiento, basado en la información del Consejo de Seguridad Nuclear. Las empresas propietarias de las centrales nucleares pueden solicitar la extensión de los permisos de explotación, tres años antes de la expiración de los permisos actuales. Las centrales para las cuales no haya acabado el período de funcionamiento de diseño de 40 años, su extensión podría ser posible si los informes necesarios son favorables, estas serían las centrales de Vandellós II y Trillo.

Tabla 25. Fecha de fin de los permisos de explotación de las centrales nucleares

Central nuclear	Capacidad Instalada (MW)	Fin del permiso de explotación
Almaraz I	1.005,8	08/06/2020
Almaraz II	1.011,3	08/06/2020
Vandellós II	1.045	26/07/2020
Cofrentes	1.063,90	20/03/2021
Ascó I	955,8	02/10/2021
Ascó II	991,7	02/10/2021
Trillo	1.003,40	15/11/2024
Total	7.117	

Fuente: Consejo de Seguridad Nuclear.

8.2. ANEXO 2: RESULTADOS CON ESCENARIOS RENOVABLES BASADOS EN PROMEDIOS HISTÓRICOS

Los resultados presentados anteriormente se basaron en un año de generación eólica e hidráulica baja, con el fin de evaluar la factibilidad del sistema ante un escenario adverso. Sin embargo, es interesante determinar cómo se modifican los resultados obtenidos ante un escenario de generación renovable más favorable basado en los promedios históricos de generación hidráulica y eólica.

Las Tablas 26 y 27 muestran los resultados para un año hidráulico y eólico medio para el 2025 y para un escenario alto renovables y, alto y bajo de demanda, respectivamente. Si se compara con los resultados presentados en la Tabla 26 con los de la Tabla 13 el porcentaje de generación renovable aumenta considerablemente, pasando del 37%-38% a 55%-63%. Además, los costes de operación disminuyen significativamente, en torno a 49% (sin nuclear ni carbón) al 53% (con nuclear y sin carbón). En términos de emisiones, la reducción es del 50%, 67% y 48% para los tres casos: sin nuclear ni carbón, con nuclear y, con nuclear y carbón, respectivamente. Por otro lado, comparando los resultados de la Tabla 27 con la Tabla 13, el porcentaje de renovables sube de 53%-62% a 61%-73%. La reducción de los costes de operación varía entre 42% (sin nuclear ni carbón) al 24% (con nuclear y sin carbón). La variación de las emisiones es más agresiva aún y varía entre 46% (sin nuclear ni carbón) al 72% (con nuclear y sin carbón).

⁶⁹ Todavía no se ha despejado del todo la duda si se extenderá la vida útil de esta central más allá del 2020: https://www.lavozdegalicia.es/noticia/carballo/cerceda/2017/10/13/termica-meirama-pleno-rendimiento-grave-sequia/0003_201710C13C1995.htm

Tabla 26. Escenarios factibles para 2025 con generación eólica e hidráulica media (demanda alta)

Escenario de demanda	D1	D1	D1
Escenario de renovables	Renovable alto	Renovable alto	Renovable alto
Escenario de generación convencional	Sin N+C	Nuclear	N+C
Generación (GWh)	284.402	289.220	289.465
Nuclear	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	27.036
Gas	60.419	27.697	14.128
Gas [Nueva generación de respaldo]	17.680	5.023	626
Hidráulica	21.438	21.140	8.767
Bombeo	3.586	4.450	5.033
Eólica	86.772	79.229	81.850
Solar	44.199	42.977	42.932
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	23.068	21.234	21.625
Cogeneración	27.241	27.241	27.241
Demanda final (GWh)	284.402	289.220	289.465
Demanda	263.631	263.631	263.631
Pérdidas	13.986	17.565	16.967
Consumo de bombeo	5.123	6.357	7.197
Consumo de vehículos eléctricos	1.662	1.666	1.670
% Renovables	63%	58%	55%
Vertidos renovables [GWh]	3.022	14.080	12.015
Coste Térmico [M€]	4.740	3.319	3.375
Emisiones [MtCO ₂]	27	11	29
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	6	2	-
Margen de reserva [MW]	7.454	7.687	7.687
Margen de reserva [% demanda máxima]	15%	15%	15%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	8.759	1.835	-
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	526	215	-
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	10.636	9.665	9.519
Coste de inversión total renovable [M€]	30.236	30.236	30.236
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	7.452	3.305	-
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	37.688	40.490	38.343

Tabla 27. Escenarios factibles para 2025 con generación eólica e hidráulica media (demanda baja)

Escenario de demanda	D3	D3	D3
Escenario de renovables	Renovable alto	Renovable alto	Renovable alto
Escenario de generación convencional	Sin N+C	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	235.959	241.068	247.885
Nuclear	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	7.812
Gas	35.968	7.511	2.513
Gas [Nueva generación de respaldo]	-	-	-
Hidráulica	21.217	20.822	20.742
Bombeo	4.194	3.004	3.771
Eólica	81.845	65.354	67.472
Solar	43.556	39.963	40.030
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	21.938	16.944	18.075
Cogeneración	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	235.959	241.068	247.885
Demanda	220.690	220.690	224.699
Pérdidas	7.595	14.414	13.049
Consumo de bombeo	5.992	4.294	5.398
Consumo de vehículos eléctricos	1.681	1.670	4.739
% Renovables	73%	61%	61%
Vertidos renovables [GWh]	9.942	35.020	31.704
Coste Térmico [M€]	2.262	1.917	2.012
Emisiones [MtCO ₂]	12	3	10
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	-	-	-
Margen de reserva [MW]	7.186	7.444	7.444
Margen de reserva [%]	18%	17%	17%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	-	-	-
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	-	-	-
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	7.632	8.049	8.157
Coste de inversión total renovable [M€]	50.202	50.202	50.202
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	-	-	-
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	50.202	57.152	58.309

La Tabla 28 muestran los resultados para un año hidráulico y eólico medio para el 2030 para el escenario medio de renovables y alto de demanda. Si se compara con los resultados presentados en la Tabla 21, el porcentaje de generación renovable aumenta del 39%-40% al 46%. Para estos casos, los costes de operación disminuyen entre un 13% (sin nuclear ni carbón) y un 20% (con nuclear y carbón). La reducción en emisiones es del 14%, 19% y 15% para los tres casos: sin nuclear ni carbón, con nuclear y con nuclear y carbón, respectivamente.

Tabla 28. Escenarios factibles para 2030 con generación eólica e hidráulica media (demanda alta)

Escenario de demanda	D1	D1	D1
Escenario de renovables	Renovable medio	Renovable medio	Renovable medio
Escenario de generación convencional	Sin N+C	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	329.469	330.229	331.251
Nuclear	-	60.229	63.510
Carbón	-	-	42.414
Gas	106.182	86.542	37.310
Gas [Nueva generación de respaldo]	44.492	5.413	9.828
Hidráulica	21.553	21.440	21.449
Bombeo	3.059	3.359	4.146
Eólica	72.369	71.683	71.224
Solar	31.110	31.019	30.960
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	23.463	23.303	23.169
Cogeneración	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	329.469	330.229	331.251
Demanda	295.716	295.716	295.716
Pérdidas	24.649	24.980	24.867
Consumo de bombeo	4.371	4.799	5.923
Consumo de vehículos eléctricos	4.733	4.734	4.745
% Renovables	46%	46%	46%
Vertidos renovables [GWh]	31	968	1.620
Coste Térmico [M€]	9.004	6.700	5.687
Emisiones [MtCO ₂]	53	32	53
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	16	9	3
Margen de reserva [MW]	6.404	6.637	6.637
Margen de reserva [%]	0	0	0
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	19.892	13.337	6.598
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	3.038	3.038	3.038
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	1.570	1.098	613
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	761	761	761
Coste de inversión bajo anualizado extender vida de las nucleares [M€]	135	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	13	13	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	14.386	11.609	10.112
Coste de inversión total renovable [M€]	28.388	28.388	28.388
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	15.471	10.803	6.005
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.952	6.953
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	1.233	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.160
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	43.859	46.143	42.505

La Tabla 29 muestran los resultados para un año hidráulico y eólico medio para el 2030 para el escenario alto de renovables y bajo de demanda. Si se compara con los resultados presentados en la Tabla 22, el porcentaje de generación renovable aumenta del 53%-62% al 61%-72%. Para estos casos, los costes de operación disminuyen entre un 34% (sin nuclear ni carbón) y un 24% (con nuclear y carbón). La reducción en emisiones es del 37%, 59% y 53% para los tres casos: sin nuclear ni carbón, con nuclear y con nuclear y carbón, respectivamente.

Tabla 29. Escenarios factibles para 2030 con generación eólica e hidráulica media (demanda baja)

Escenario de demanda	D3	D3	D3
Escenario de renovables	Renovable alto	Renovable alto	Renovable alto
Escenario de generación convencional	Sin N+C	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	242.283	246.973	247.885
Nuclear	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	7.812
Gas	40.054	10.048	2.513
Gas [Nueva generación de respaldo]	-	-	-
Hidráulica	21.265	20.621	20.742
Bombeo	4.124	3.455	3.771
Eólica	83.651	67.722	67.472
Solar	43.563	39.923	40.030
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	22.384	17.734	18.075
Cogeneración	27.241	27.241	27.241
Demanda final (GWh)	242.283	246.973	247.885
Demanda	224.699	224.699	224.699
Pérdidas	6.924	12.537	13.049
Consumo de bombeo	5.892	4.933	5.398
Consumo de vehículos eléctricos	4.768	4.804	4.739
% Renovables	72%	61%	61%
Vertidos renovables [GWh]	7.683	31.903	31.704
Coste Térmico [M€]	2.583	2.062	2.012
Emisiones [MtCO ₂]	14	4	10
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	-	-	-
Margen de reserva [MW]	7.211	7.444	7.444
Margen de reserva [%]	17%	18%	18%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	-	-	-
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	-	-	-
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	7.953	8.194	8.157
Coste de inversión total renovable [M€]	50.202	50.202	50.202
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	-	-	-
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	50.202	57.152	58.309

8.3. ANEXO 3: RESULTADOS DETALLADOS EN CUANTO A DEMANDA

Este Anexo incluye los resultados detallados de los casos factibles con más detalle en cuanto a demanda: demanda final, pérdidas en las redes y consumos de bombeo y de vehículos eléctricos. Además, se incluye los costes totales de inversión para las distintas tecnologías, incluyendo los costes de inversión por extensión de la vida útil de centrales nucleares y carbón.

8.3.1. CASOS FACTIBLES 2025

NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)

Tabla 30. Escenarios factibles 2025. Crecimiento de demanda del 2% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Escenario de renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenario de generación convencional	Sin C+N	Nuclear	C+N	Sin C+N	Nuclear	C+N
Generación (GWh)	296.160	296.886	297.200	285.318	287.970	288.707
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	40.522	-	-	32.393
Gas	118.480	97.741	58.359	77.113	44.468	19.804
Gas [Nueva generación de respaldo]	37.942	1.253	321	23.556	8.693	2.989
Hidráulica	6.475	6.639	6.716	6.661	6.969	6.905
Bombeo	3.111	3.218	3.278	3.396	3.218	3.666
Eólica	60.410	58.517	58.470	80.161	73.190	71.810
Solar	23.737	23.618	23.582	44.276	42.586	42.707
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.765	18.430	18.483	22.915	21.378	20.964
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	296.160	296.886	297.200	285.318	287.970	288.707
Demanda	263.631	263.631	263.631	263.631	263.631	263.631
Pérdidas	26.424	26.955	27.184	15.144	18.019	18.110
Consumo de bombeo	4.444	4.605	4.690	4.853	4.624	5.255
Consumo de vehículos eléctricos	1.661	1.695	1.694	1.691	1.696	1.711
% Renovables	38%	37%	37%	55%	51%	51%
Vertidos renovables [GWh]	86	2.432	2.463	5.701	15.899	17.572
Coste Térmico [M€]	9.323	7.087	6.235	6.067	4.507	3.963
Emisiones [MtCO ₂]	55	35	56	35	19	37
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	14	1	0	8	4	1
Margen de reserva [MW]	6.094	6.327	6.327	8.077	8.439	8.310
Margen de reserva [% demanda máxima]	10%	10%	10%	15%	15%	15%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	17.465	13.518	12.000	17.000	11.924	8.263
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	1.898	1.898	1.898	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	1.395	1.111	1.001	1.362	996	732
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	12.616	10.857	9.909	12.799	11.635	10.840
Coste de inversión total renovable [M€]	17.761	17.761	17.761	50.202	50.202	50.202
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	13.743	10.932	9.851	13.411	9.798	7.191
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	-	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	31.504	35.643	34.562	63.614	66.949	65.500

NIVEL DE DEMANDA MEDIO (D2, 1% ANUAL)

Tabla 31. Escenarios factibles 2025. Crecimiento de demanda del 1% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D2	D2	D2	D2	D2	D2
Escenario de renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenario de generación convencional	Sin C+N	N	C+N	Sin C+N	N	C+N
Generación (GWh)	264.008	265.108	265.933	259.190	263.452	264.237
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	35.537	-	-	25.096
Gas	94.468	54.941	28.921	60.929	31.381	11.451
Gas [Nueva generación de respaldo]	30.455	14.995	6.344	17.079	4.726	2.251
Hidráulica	6.497	6.505	6.478	6.774	6.525	6.574
Bombeo	2.698	2.721	3.201	3.143	3.268	3.595
Eólica	60.179	56.859	56.436	77.884	67.758	66.197
Solar	23.727	23.486	23.482	43.663	42.208	41.888
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.743	18.132	18.066	22.476	20.116	19.716
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	264.008	265.108	265.933	259.190	263.452	264.237
Demanda	239.892	239.892	239.892	239.892	239.892	239.892
Pérdidas	18.599	19.664	19.806	13.108	17.204	17.541
Consumo de bombeo	3.854	3.888	4.572	4.497	4.676	5.134
Consumo de vehículos eléctricos	1.664	1.664	1.663	1.693	1.680	1.670
% Renovables	42%	41%	40%	59%	53%	52%
Vertidos renovables [GWh]	348	4.521	5.014	9.029	22.969	25.252
Coste Térmico [M€]	7.369	5.277	4.605	4.700	3.515	3.131
Emisiones [MtCO ₂]	44	25	43	27	13	27
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	11	5	2	6	2	1
Margen de reserva [MW]	6.173	6.327	6.327	8.055	8.286	8.286
Margen de reserva [% demanda máxima]	12%	12%	12%	16%	16%	16%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	14.369	10.119	6.824	10.518	7.248	3.948
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	1.898	1.898	1.898	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	1.172	866	629	895	659	422
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	10.438	8.802	7.905	10.965	10.306	9.697
Coste de inversión total renovable [M€]	17.761	17.761	17.761	50.202	50.202	50.202
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	11.538	8.512	6.166	8.796	6.468	4.118
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	29.299	33.223	32.034	58.998	63.619	62.427

NIVEL DE DEMANDA BAJO (D3, 0,2% ANUAL)

Tabla 32. Escenarios factibles 2025. Crecimiento de demanda del 0,2% anual

Escenario de demanda	Escenarios					
	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Escenario de renovables	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Bajo	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto
Escenario de generación convencional	Sin C+N	N	C+N	Sin C+N	N	C+N
Generación (GWh)	239.520	241.334	242.504	237.900	241.585	242.702
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	60.229
Carbón	-	-	32.012	-	-	21.561
Gas	76.939	40.387	16.522	51.591	23.891	5.802
Gas [Nueva generación de respaldo]	24.226	8.302	2.110	12.374	113	-
Hidráulica	6.521	6.635	5.750	6.827	7.205	6.873
Bombeo	2.497	2.610	3.296	3.389	2.860	3.316
Eólica	59.724	55.059	54.517	75.295	63.758	62.696
Solar	23.689	23.212	23.204	43.560	41.318	40.756
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	18.683	17.659	17.624	17.622	14.971	14.227
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	239.520	241.334	242.504	237.900	241.585	242.702
Demanda	220.690	220.690	220.690	220.690	220.690	220.690
Pérdidas	13.598	15.222	15.409	10.655	15.055	15.571
Consumo de bombeo	3.567	3.730	4.716	4.864	4.113	4.771
Consumo de vehículos eléctricos	1.663	1.692	1.689	1.690	1.728	1.670
% Renovables	46%	44%	43%	62%	54%	53%
Vertidos renovables [GWh]	903	7.068	7.654	16.575	33.005	35.372
Coste Térmico [M€]	5.940	4.080	3.547	3.928	2.573	2.632
Emisiones [MtCO ₂]	36	17	35	23	9	21
Emisiones de la generación de respaldo [MtCO ₂]	8	3	1	4	0	-
Margen de reserva [MW]	5.981	6.050	6.050	7.545	7.936	7.936
Margen de reserva [% demanda máxima]	13%	13%	13%	17%	18%	18%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	11.007	4.003	427	9.156	1.902	-
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	1.898	1.898	1.898	5.370	5.370	5.370
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	930	276	41	797	274	138
Coste de inversión alto anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado de extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	8.768	7.015	6.261	10.095	8.979	8.914
Coste de inversión total renovable [M€]	17.761	17.761	17.761	50.202	50.202	50.202
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	9.144	4.003	406	7.827	2.661	1.307
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	26.905	28.714	26.273	57.654	60.457	58.309

8.3.2. CASOS FACTIBLES 2030

NIVEL DE DEMANDA ALTO (D1, 2% ANUAL)

Tabla 33. Escenarios factibles 2030. Crecimiento de demanda del 2% anual

Escenarios						
Escenario de demanda	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Escenario de renovables	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Alto	Renovable Medio	Renovable Medio	Renovable Medio
Escenario de generación convencional	Sin C+N	N	C+N	Sin C+N	N	C+N
Generación (GWh)	328.352	329.709	330.063	333.236	333.655	333.352
Nuclear	-	60.229	60.229	-	63.510	60.229
Carbón	-	-	37.278	-	-	42.848
Gas	101.833	67.877	37.344	122.478	86.542	55.795
Gas [Nueva generación de respaldo]	37.859	19.839	14.477	50.256	25.749	16.732
Hidráulica	6.546	6.753	6.794	6.473	6.498	6.550
Bombeo	3.688	3.423	3.662	3.395	3.190	3.277
Eólica	83.518	78.034	76.953	68.844	66.846	66.637
Solar	44.383	43.836	43.644	31.100	30.946	30.930
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	23.284	22.477	22.442	23.448	23.134	23.114
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	328.352	329.709	330.063	333.236	333.655	333.352
Demanda	295.716	295.717	295.716	295.716	295.717	295.716
Pérdidas	22.616	24.291	24.196	27.936	28.633	28.203
Consumo de bombeo	5.269	4.897	5.246	4.850	4.557	4.684
Consumo de vehículos eléctricos	4.750	4.805	4.905	4.733	4.748	4.748
% Renovables	49%	47%	47%	40%	39%	39%
Vertidos renovables [GWh]	1.868	8.705	10.013	153	2.618	2.863
Coste Térmico [M€]	8.511	6.490	5.742	10.403	7.954	7.090
Emisiones [MtCO ₂]	50	31	51	62	40	63
Coste de emisiones [M€]	397	245	405	492	316	501
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	14	7	5	4	9	6
Máxima energía no suministrada [MW]	-	-	-	-	-	-
Margen de reserva [MW]	8.276	8.509	8.509	7.037	7.270	7.270
Margen de reserva [%]	12%	13%	13%	10%	11%	11%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	28.361	22.065	19.165	30.806	23.279	18.239
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370	3.230	3.230	3.230
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	2.179	1.726	1.517	2.356	1.814	1.451
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	16.061	14.347	13.404	15.988	13.759	12.544
Coste de inversión total renovable [M€]	50.202	50.202	50.202	30.236	30.236	30.236
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	21.501	17.018	14.953	23.242	17.882	14.294
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	71.703	74.170	73.262	53.478	55.068	52.636

Tabla 34. Escenarios factibles 2030. Crecimiento de demanda del 0,2% anual

Escenario de demanda	Escenarios					
	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Escenario de renovables	Renovable alto	Renovable alto	Renovable alto	Renovable medio	Renovable medio	Renovable medio
Escenario de generación convencional	Sin C+N	N	C+N	Sin C+N	N	C+N
Generación (GWh)	243.511	246.658	247.782	243.769	246.550	247.540
Nuclear	-	60.229	60.229	-	60.229	63.510
Carbón	-	-	22.119	-	-	27.993
Gas	48.635	23.211	6.705	62.896	33.522	10.364
Gas [Nueva generación de respaldo]	16.332	2.018	-	25.574	5.215	1.002
Hidráulica	6.721	6.975	6.802	7.553	7.097	6.663
Bombeo	3.338	2.830	3.340	2.578	3.041	3.494
Eólica	75.340	64.320	62.149	63.398	58.628	56.593
Solar	43.817	40.919	40.808	31.042	29.926	29.781
Otras Renovables (biomasa, biogás, mini hidráulica)	22.088	18.915	18.390	23.487	21.651	20.897
Cogeneración	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241	27.241
Demanda total (GWh)	243.511	246.658	247.782	243.769	246.550	247.540
Demanda	224.699	224.699	224.699	224.699	224.699	224.699
Pérdidas	9.214	13.086	13.509	10.630	12.562	12.987
Consumo de bombeo	4.774	4.055	4.787	3.684	4.377	4.994
Consumo de vehículos eléctricos	4.825	4.819	4.787	4.756	4.913	4.860
% Renovables	62%	54%	53%	53%	49%	47%
Vertidos renovables [GWh]	11.808	28.898	31.705	5.618	13.339	16.273
Coste Térmico [M€]	3.912	2.878	2.636	5.315	3.575	3.097
Emisiones [MtCO ₂]	22	9	22	32	14	28
Coste de emisiones [M€]	180	75	175	255	111	227
Emisiones de generación de respaldo [MtCO ₂]	6	1	-	9	2	0
Máxima energía no suministrada [MW]	-	-	-	-	-	-
Margen de reserva [MW]	7.960	8.068	8.068	6.482	6.715	6.715
Margen de reserva [%]	17%	18%	18%	14%	14%	14%
Nuevas instalaciones de respaldo [MW]	9.789	2.740	-	10.444	3.863	777
Coste de inversión anualizado renovable [M€]	5.370	5.370	5.370	3.230	3.230	3.230
Coste de inversión anualizado de generación de respaldo [M€]	842	266	-	889	416	75
Coste de inversión alto anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	761	761	-	761	761
Coste de inversión bajo anualizado extender vida de las nucleares [M€]	-	135	135	-	135	135
Coste de inversión anualizado extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	13	-	-	13
Coste total anualizado (con coste alto nuclear) [M€]	10.125	9.275	8.780	9.434	7.982	7.176
Coste de inversión total renovable [M€]	50.202	50.202	50.202	30.236	30.236	30.236
Coste de inversión total de generación de respaldo [M€]	8.277	2.602	-	8.744	4.058	738
Coste de inversión total alto de extender vida de nucleares [M€]	-	6.950	6.950	-	6.950	6.950
Coste de inversión total bajo de extender vida de nucleares [M€]	-	1.233	1.233	-	1.233	1.233
Coste de inversión total extender vida de centrales de carbón [M€]	-	-	1.157	-	-	1.157
Coste total de inversión (con coste alto nuclear) [M€]	58.479	59.754	58.309	38.980	41.243	39.081

8.4. ANEXO 4: ANÁLISIS DE IMPACTO EN REDES DE DISTRIBUCIÓN

El objetivo de este apartado es analizar el impacto en las redes de distribución de los distintos escenarios de renovables (R1, R2 y R3) y para los dos escenarios de demanda extremos (D1 y D3) y para los años 2025 y 2030.

MODELO DE RED DE REFERENCIA Y METODOLOGÍA EMPLEADA

En este estudio se realiza un análisis del coste de los refuerzos de red necesarios ante distintos escenarios de penetración renovables utilizando como herramienta fundamental el Modelo de Red de Referencia, el cual que se describe más en detalle a continuación.

MODELO DE RED DE REFERENCIA

El Modelo de Red de Referencia (RNM por sus siglas en inglés) es un modelo de planificación de redes de distribución eléctrica en zonas de gran tamaño (hasta regiones o provincias con cientos de miles de consumidores) que optimiza el diseño de la red para abastecer suministros (nuevos o existentes) o conectar generación distribuida a la red de distribución. Este modelo dimensiona la red minimizando los costes de inversión, operación y mantenimiento de las instalaciones, siguiendo los criterios técnicos de planificación establecidos por el regulador, y respetando las restricciones geográficas impuestas por el terreno en el tendido de la red, tanto dentro de los núcleos de población como en las zonas rurales y espacios naturales (Mateo et al. 2011).

Los resultados del Modelo de Red de Referencia dependen de los valores de los parámetros y datos de entrada, de los costes y parámetros técnicos de las instalaciones normalizadas, de las restricciones que se consideren y de las demandas de clientes y producción de generación distribuida que se consideren como queda ilustrado en la Figura 3. Como se observa en esta figura, los datos de partida son clientes, generación distribuida y subestaciones de transporte, definidos principalmente por su localización (coordenadas GPS) y por sus parámetros eléctricos como la potencia pico consumida o generada. Partiendo de estos datos el modelo diseña la red de

distribución utilizando unas instalaciones normalizadas (líneas eléctricas, subestaciones y centros de transformación), con unos parámetros técnico-económicos de planificación (como el WACC, y la tasa de crecimiento de la demanda) y satisfaciendo unas restricciones (que incluyen tanto límites eléctricos como las caídas de tensión y los límites térmicos, como restricciones geográficas debido al terreno). Finalmente, el modelo proporciona resultados detallados y agregados, relativos a las instalaciones planificadas, incluyendo inversión, mantenimiento, niveles de calidad y pérdidas.

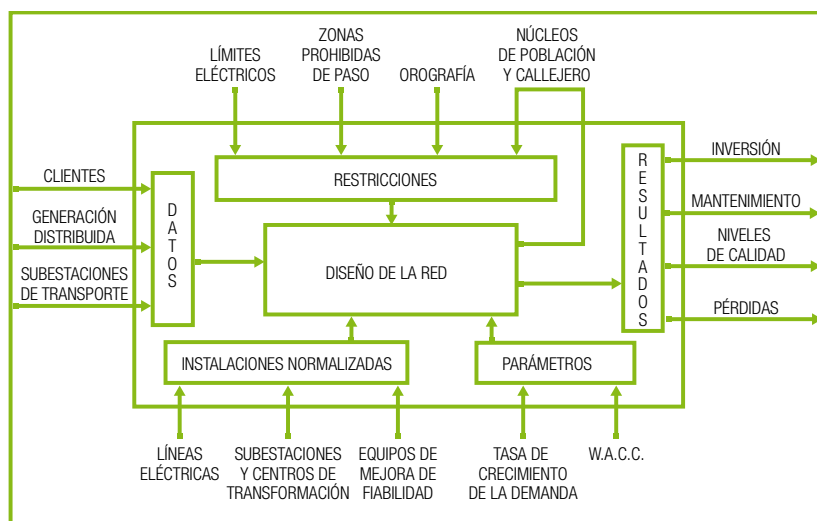


Figura 3. Diagrama de bloques del Modelo de red de referencia

La variante conocida como Modelo de Red de Referencia Base Cero o Greenfield, diseña toda la red partiendo de los datos de los clientes (ubicación, potencia y nivel de tensión), de la generación distribuida y de las subestaciones de transporte. Esta variante sirve para contrastar una red completa dada, y su uso estaría más bien relacionado con el cálculo de la remuneración base del inicio de un período regulatorio para una zona de distribución. Por el contrario, la variante conocida como Modelo de Red de Referencia Incremental o Brownfield, parte de una red inicial, y diseña la expansión de dicha red para atender un incremento determinado de demanda o de generación distribuida. El uso de esta variante estará por lo tanto más bien orientado al análisis del incremento de remuneración asociado a un incremento de actividad provocado por un incremento de la demanda durante un período considerado, o a estudios de integración de recursos energéticos distribuidos.



METODOLOGÍA

A continuación, se desarrolla la metodología empleada en este estudio. Esta se representa de manera gráfica en la Figura 4.

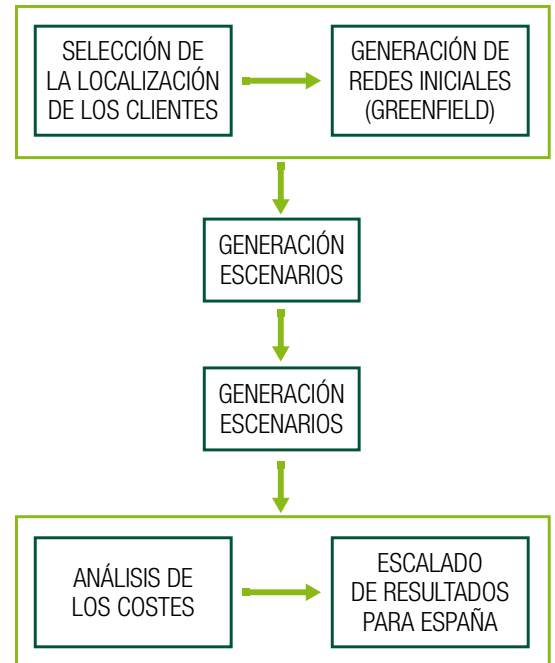


Figura 4. Metodología para el cálculo de costes de redes de distribución

GENERACIÓN DE CLIENTES Y DE REDES

En primer lugar, se han generado dos redes de distribución de gran escala y representativas del territorio español ajustadas a los dos principales tipos de redes: urbanas y rurales.

Tomando como punto de partida un mapa real con el callejero para cada una de las dos zonas, se han localizado clientes de baja y media tensión alrededor de los edificios existentes. El tamaño de la zona estudiada se ha seleccionado de tal manera que la red incluya decenas de miles de clientes y así se cubra un mayor número de posibles configuraciones que deriven en una red más realista. Las redes obtenidas están representadas en Figura 5.

Después, se ha determinado la potencia activa y reactiva pico de cada uno de los clientes de acuerdo a funciones de distribución típicas en España.

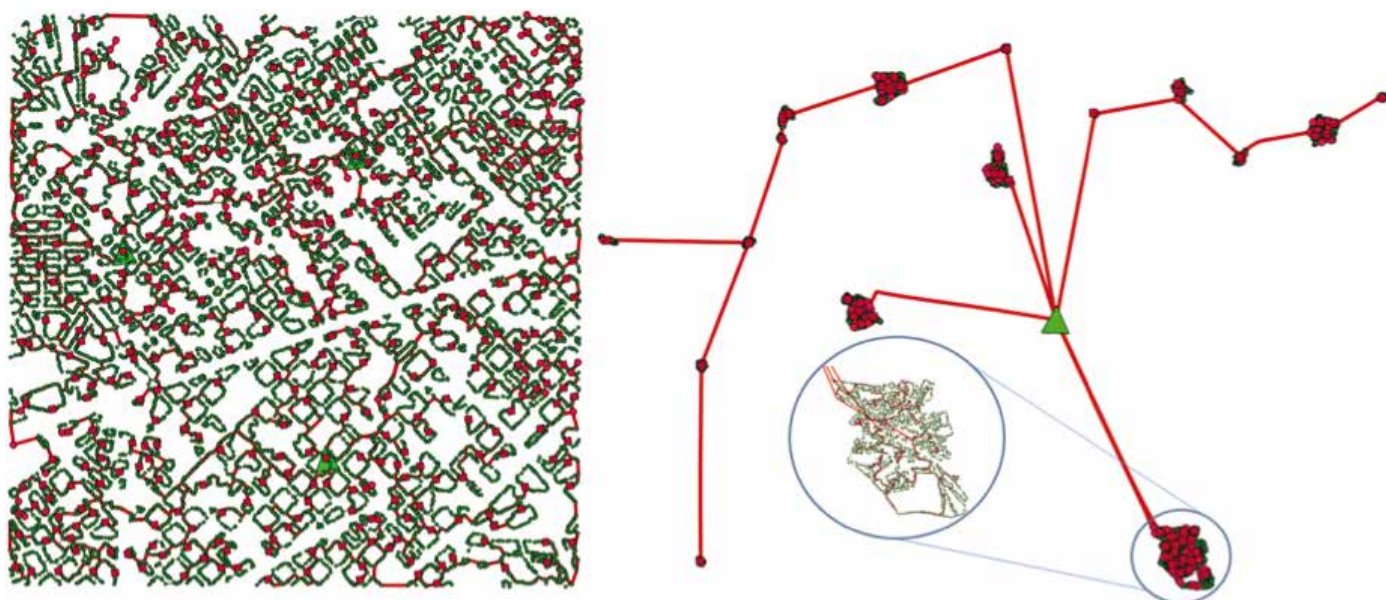


Figura 5. Red urbana (izquierda) y rural (derecha) utilizadas como referencia para el modelo. Los puntos verdes representan consumidores de baja tensión, los puntos rojos consumidores de media tensión, los cuadrados rojos centros de transformación y los triángulos verdes subestaciones de alta-media tensión.

Partiendo de un catálogo con las características técnicas y costes⁷⁰ el equipamiento eléctrico típico usado en España, así como de las coordenadas y potencia de cada uno de los clientes se ha ejecutado el modelo RNM-Greenfield permitiendo obtener una red de distribución distinta para cada zona desde cero teniendo en cuenta tanto restricciones técnicas como criterios económicos y de calidad de suministro. Algunos factores clave como el factor de utilización de las líneas y transformadores ha sido establecido de manera que se ajuste a los valores existentes en las redes de distribución reales. Las principales características de las redes resultantes se muestran en la Tabla 35.

Tabla 35. Características de las redes analizadas

	Red Urbana	Red Rural
Número total de Consumidores	133.681,00	14.904,00
Número de centros de transformación	438	50
Potencia contratada total (MW)	904,41	96,68
Longitud de líneas de BT (km)	190,23	161,55
Longitud de líneas de MT (km)	315,3	191,99

GENERACIÓN DE ESCENARIOS

En esta parte del proceso, se han tomado como base las dos redes generadas en la etapa previa sobre las que únicamente estaba incluida la demanda.

A través de una etapa de post-procesado, se han añadido los diferentes escenarios de penetración de renovables (R0⁷¹, R1, R2 y R3) y de crecimiento de la demanda (0.2% y 2% anual) para los años 2025 y 2030 tomando como base el año 2015. Cabe destacar que para modelar el efecto de la penetración de energía fotovoltaica y eólica en las redes de distribución se ha prescindido de la potencia instalada en la red de alta ya que esta no interfiere en los refuerzos de la red de distribución de una manera directa.

Igualmente, se han incluido perfiles horarios de demanda utilizada en este estudio sobre los consumidores ya existentes y sobre la generación distribuida para los distintos escenarios de manera que la potencia generada en parques eólicos e instalaciones fotovoltaicas varíe en función de la hora analizada.

⁷⁰ Costes del equipamiento obtenido del «BOE» núm. 297, de 12 de diciembre de 2015, páginas 117270 a 117389. Disponible en <https://www.boe.es/boe/dias/2015/12/12/pdfs/BOE-A-2015-13488.pdf>

⁷¹ Este escenario representa las instalaciones ya instaladas en 2015 y distribuidas por niveles de tensión según los datos reportados por la Comisión Nacional de Mercados y Competencia.

EVALUACIÓN DE LOS REFUERZOS NECESARIOS

Una vez modificada la demanda y la generación de las dos redes para cada uno de los posibles escenarios se ha procedido a analizar el coste de los refuerzos de red necesarios para poder hacer frente a estas situaciones.

Para ello, se ha utilizado el modelo RNM-Brownfield que permite identificar e instalar los refuerzos de red necesarios para poder integrar las nuevas condiciones de explotación sobre la red inicial. Con este procedimiento, se ha podido evaluar el coste anualizado de los refuerzos para cada escenario de penetración de generación distribuida y de evolución de la demanda, así como la reducción en las pérdidas según la cantidad de generación distribuida se incrementa.

Con el objetivo de adaptarse a la clasificación establecida por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, se han generado unos resultados para un nuevo tipo de red (semiurbana) caracterizada por ser una mezcla entre una red rural y una urbana. Las proporciones a través de las que se ha definido este nuevo tipo de red se han fijado de tal manera que a partir de los índices de calidad de continuidad en el suministro eléctrico TIEPI y NIEPI de la red rural y urbana⁷², se pueda obtener los de la red semiurbana. De esta manera, las proporciones establecidas para obtener este tipo de red son: 74% red urbana y 26% red rural.

Para poder analizar el impacto de los resultados en la red de distribución española, estos se han escalado de manera que puedan reflejar las inversiones anualizadas necesarias para cada escenario presentado. En función de los datos agregados publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo se ha obtenido el porcentaje de la potencia instalada en cada tipo de red dentro del territorio español. En el año 2015, el 46% de la potencia estaba instalada en redes urbanas, el 35% en redes semiurbanas y el 19% en redes rurales⁷³.

⁷² Los datos de TIEPI y NIEPI (índices de calidad de suministro que miden el tiempo y número de interrupciones del servicio eléctrico, respectivamente) publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo correspondientes al año 2015: <https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/eee/indiceCalidad/total.aspx>

⁷³ Datos de potencia por tipo de red publicados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo correspondientes al año 2015: <https://>

RESULTADOS

A continuación, se presentan los resultados desarrollados en el estudio. En primer lugar, se valorará el coste de los refuerzos de red necesarios para los distintos escenarios de penetración de renovables, así como para la variación de la demanda en los años 2025 y 2030. Después se cuantificará como las pérdidas se ven reducidas cuando el nivel de penetración de renovables aumenta.

COSTE DE LOS REFUERZOS DE RED

En la Figura 6 se muestra el coste anualizado⁷⁴ de los refuerzos de red necesarios por cada kW instalado de renovables para cada escenario. Como se puede observar, la inversión en refuerzos de red es más notable en zonas rurales que en zonas urbanas. Un punto importante a tener en cuenta es el crecimiento de la demanda. A excepción de la red rural en el año 2025, ante un escenario más agresivo de crecimiento de la demanda los refuerzos de red necesarios disminuyen ya que la nueva generación se ve compensada por un aumento en la demanda. Este efecto se ve magnificado ya que el pico de producción solar y el pico de demanda son simultáneos. Por este motivo, se puede ver como los refuerzos a instalar en el año 2030 comparado con el año 2025 son menores.

sedeaplicaciones.minetur.gob.es/eee/indiceCalidad/total.aspx

⁷⁴ Se ha utilizado una tasa de descuento del 9% y una vida útil de las instalaciones de red de 40 años. Miralo

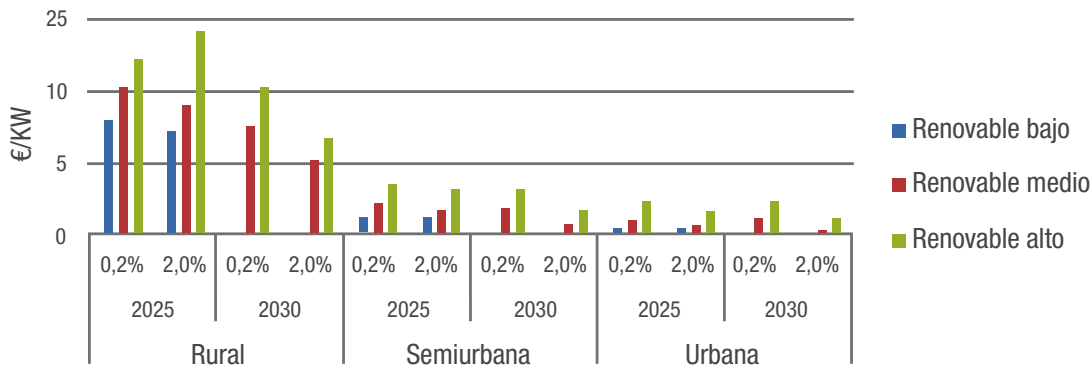


Figura 6. Coste anualizado de los refuerzos de red necesarios por cada kW adicional de renovables para cada escenario y según nivel de crecimiento de demanda

Partiendo de los escenarios de penetración de renovables para los años 2025 y 2030 presentados con anterioridad en este informe, se extrapolan los costes anualizados de refuerzos de red obtenidos en las redes modelo a todo el territorio español. En la Figura 6 se analiza el coste anualizado y acumulado de los refuerzos de red necesarios en la red de distribución española para cada escenario y año de estudio. Como se puede observar, a pesar de que tan solo el 19% de la potencia está instalada en redes rurales, esta es aquella que con llevaría una mayor inversión en refuerzos suponiendo de media un 63% de la inversión total. Por el contrario, aunque la red urbana suponga un 46% de la potencia instalada en la actualidad, los refuerzos en este tipo de redes tan solo implicaría de media un 13% de la inversión total⁷⁵. Reforzando los resultados mostrados con anterioridad, el crecimiento de la demanda mitiga la necesidad de refuerzos de red debido a una compensación generación-demanda de manera local, derivando así en un coste más reducido en el año 2030 que en 2025.

Los costes de refuerzos de las redes de distribución presentados en la Figura 7 son relativamente bajos en comparación con los costes de inversión de los escenarios renovables. Los costes de inversión para los distintos niveles de penetración son (de menor a mayor): 1.898 M€, 3.230 M€ y 5.370 M€, y en términos porcentuales, los costes de inversión de refuerzos las redes de distribución, necesarios para integrar la generación distribuida, representarían entre el 0,62% (2030 con crecimiento del 2% anual de la demanda y penetración media renovable) hasta el 1,9% (2025 con crecimiento anual de demanda del 0,2% y alta penetración de renovable).

⁷⁵ Otra forma de ver esta situación es concluir que la energía distribuida debería instalarse con carácter preferente en zonas urbanas, ya que son las que requieren menos refuerzos ante este incremento de generación. Evidentemente esta decisión debería considerar también otros factores, como las pérdidas o factores que van más allá del sistema eléctrico, como la disponibilidad y coste de terrenos para instalar estas tecnologías.

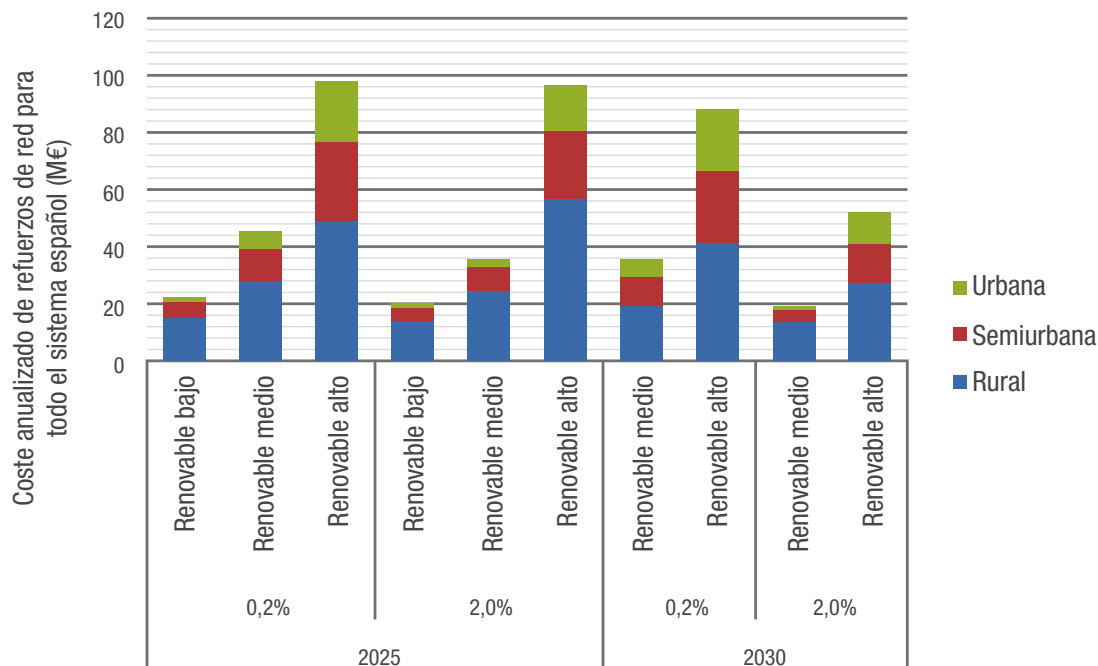


Figura 7. Costes totales anualizados y acumulados de los refuerzos de red del sistema español para cada escenario de penetración de renovables y de crecimiento de la demanda

EVOLUCIÓN DE LAS PÉRDIDAS DE RED

De la misma manera que se ha analizado el coste de los refuerzos, se aborda ahora el problema de las pérdidas de red. En la Figura 8 se muestra la reducción porcentual de las pérdidas respecto a las ya existentes en el escenario R0. En todos los escenarios se observa una notable reducción en las pérdidas óhmicas⁷⁶ según la penetración de renovables aumenta (L. González-Sotres et al 2011). Este resultado es coherente con las ventajas presentadas por los recursos energéticos distribuidos ya que la potencia se está generando más cerca de los consumidores finales y por tanto el flujo de potencia por las líneas se reduce. Las pérdidas óhmicas en las líneas se reducen de manera cuadrática con el flujo de potencia por las mismas, por este motivo, un escenario con una demanda menor genera también en una mayor reducción en las pérdidas totales.

Por otra parte, la naturaleza propia de las redes urbanas caracterizadas por un nivel de carga mayor implica una mayor reducción de las pérdidas. Los resultados del estudio muestran como al contrario del nivel de penetración de renovables, la variación en la demanda y el tipo de zona, el año de estudio no es un factor definitorio para determinar la reducción de las pérdidas.

⁷⁶ Las pérdidas óhmicas se dan por transporte en las redes y varían en función del cuadrado del flujo entre dos nodos del sistema y, por lo tanto, en horas de mayor flujo la reducción en pérdidas debido a generación local que abastece demanda local es mayor que en horas con menor flujo.

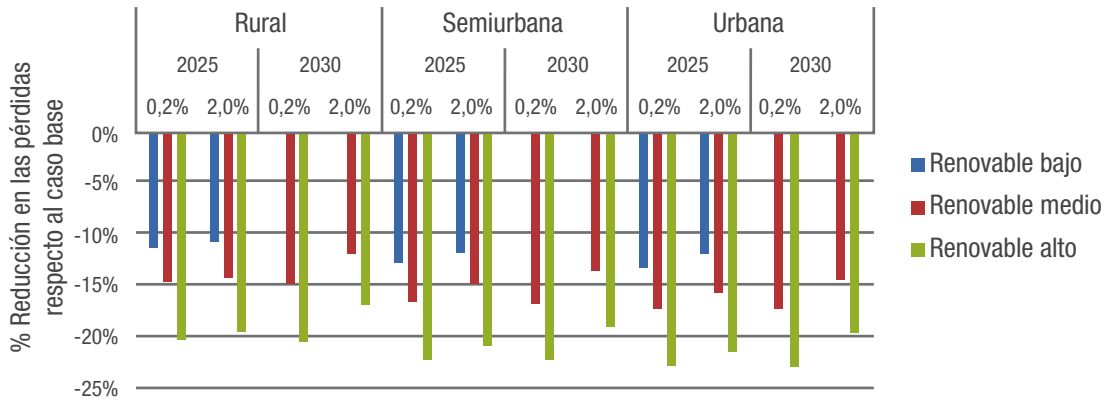


Figura 8. Reducción en las pérdidas de red para cada para cada escenario renovables y según nivel de crecimiento de demanda.

La evaluación económica de la reducción de pérdidas permite comparar su importancia respecto al ahorro en costes. Este cálculo se realiza a grandes rasgos ya que el modelo de expansión de la red de distribución (RNM) utiliza solo dos días representativos: uno con máxima demanda y mínima generación renovable y otro con mínima demanda y máxima generación renovable, donde las pérdidas resultantes para cada escenario son la suma para ambos días. Dado que las pérdidas siguen una relación cuadrática con los flujos de energía que circulan por las redes, no se puede obtener un valor medio del cambio en las pérdidas en el sistema a partir de estos valores.

Sin embargo, sí es posible obtener al menos un orden de magnitud que sirva de comparación con el resto de costes. Para este cálculo, se ha considerado el porcentaje de las pérdidas en las redes de distribución (en redes con un nivel de tensión menor a 60 KV) el cual corresponde al 7% de la demanda total, valor reportado por la CNMC (2014). Si se toma como base la demanda eléctrica del 2015, las pérdidas del sistema eléctrico español serían del orden de 18 TWh. Para hacer esta valoración económica de las pérdidas, se tomó como referencia el precio medio del mercado diario en el año 2015 de 50,95 €/MWh (según los datos publicados por Red Eléctrica de España). Aplicando los porcentajes de reducción de pérdidas presentados en la Figura 8 y utilizando los porcentajes que representa cada tipo de red para España se obtiene la valoración económica que se muestra en la Figura 9. De nuevo, estas valoraciones deben utilizarse únicamente como indicación del orden de magnitud de los efectos.

Como se puede observar, el valor de reducción de pérdidas es significativamente mayor al valor anualizado de la reducción de refuerzos en red presentados en la Figura 9, pero es bajo en comparación con los costes de inversión de las tecnologías renovables. Justamente, si se compara el valor de reducción de pérdidas en relación con el coste de inversión para los destinos, escenario de renovables, el valor económico de las pérdidas varía entre un 3,29%, del coste de inversión para el escenario de renovable alto y crecimiento alto de demanda para el año 2030, hasta 6,24%, para el escenario de renovable bajo y crecimiento bajo de demanda para el año 2025.

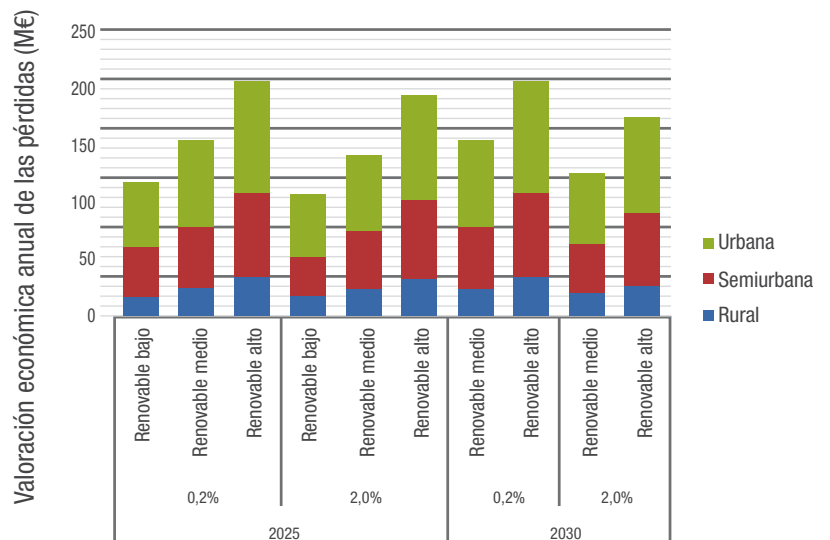


Figura 9. Valoración económica de las pérdidas de distribución para los distintos escenarios considerados



Foto © Greenpeace / Azarug Justel



El estudio ha sido elaborado para **Greenpeace** por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería (ICAI).

Universidad Pontificia de Comillas, Madrid

Marzo 2018

Greenpeace es una organización global independiente que realiza campañas para cambiar actitudes y conductas, para proteger y conservar el medioambiente y promover la paz.

Greenpeace España, San Bernardo, 107 1ª planta
28015 Madrid

GREENPEACE