

2020

# La Energía en España



GOBIERNO  
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA  
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO  
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA  
Y EL RETO DEMOGRÁFICO

# La Energía en España

---

## 2020



GOBIERNO  
DE ESPAÑA

VICEPRESIDENCIA  
TERCERA DEL GOBIERNO

MINISTERIO  
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA  
Y EL RETO DEMOGRÁFICO



Aviso legal: los contenidos de esta publicación podrán ser reutilizados citando la fuente, y la fecha, en su caso, de la última actualización.

#### **Edita**



MINISTERIO  
PARA LA TRANSICIÓN ECOLÓGICA  
Y EL RETO DEMOGRÁFICO  
SECRETARÍA DE ESTADO DE ENERGÍA

© Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Madrid 2022.

[www.miteco.gob.es](http://www.miteco.gob.es)

Plaza de San Juan de la Cruz s/n

28071 Madrid.

ESPAÑA

#### **La energía en España 2020**

NIPO: 665230093

Gratuita / Unitaria / En línea / pdf

ISSN: 2444-7102 (En línea)

#### **La energía en España 2020**

NIPO: 665230067

Gratuita / Unitaria / Papel con gestión forestal certificada

ISSN: 2444-7110 (Impresa)

Depósito Legal: M-4999-2023

Maquetación: Solana e hijos, A.G., S.A.U.

Impresión: Solana e hijos, A.G., S.A.U.

Catálogo de Publicaciones de la Administración General del Estado: <https://cpage.mpr.gob.es>

La versión digital de esta publicación y de las ediciones de años anteriores pueden encontrarse en el siguiente enlace: <https://energia.gob.es/balances/Balances>

<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	9
<b>BALANCE ENERGÉTICO 2020</b> .....	13
<b>PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030</b> .....	14
<b>ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN A LARGO PLAZO 2050</b> .....	16
<b>PLAN DE RECUPERACIÓN, TRANSFORMACIÓN Y RESILENCIA</b> .....	22
<b>1. ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ESPAÑA</b> .....	25
<b>1.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	27
<b>1.2. ENERGÍA PRIMARIA</b> .....	28
1.2.1. Consumo de energía primaria .....	28
1.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad energética primaria .....	31
1.2.3. Transformación de energía .....	34
<b>1.3. ENERGÍA FINAL</b> .....	43
1.3.1. Consumo de energía final .....	43
1.3.2. Evolución de la intensidad de energía final .....	47
<b>1.4. ANÁLISIS SECTORIAL DEL CONSUMO Y DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL</b> .....	47
1.4.1. Industria .....	48
1.4.2. Transporte .....	53
1.4.3. Usos diversos .....	57
<b>1.5. PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICAS POR SECTOR</b> .....	67
1.5.1. Objetivos de energías renovables y eficiencia energética .....	67
1.5.2. Cogeneración .....	70
1.5.3. Sector de gas natural. Oferta y demanda .....	74
1.5.4. Sector de productos petrolíferos. Demanda .....	78
1.5.5. Sector de carbón. Oferta y demanda .....	80
<b>2. NOVEDADES NORMATICAS EN 2020</b> .....	83
<b>2.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	85
2.1.1. Normativa comunitaria .....	85
2.1.2. Normativa estatal .....	86
<b>2.2. ESTRATEGIAS</b> .....	101
2.2.1. Transición Justa en el sector del carbón .....	105
<b>3. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA</b> .....	109
<b>3.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	111

<b>3.2. CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP)</b> .....	111
<b>3.3. TRATADO SOBRE LA CARTA DE LA ENERGÍA (TCE)</b> .....	111
<b>3.4. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)</b> .....	112
3.4.1. Electricidad y energías renovables .....	113
3.4.2. Descarbonización, eficiencia energética, biofuels e hidrógeno .....	114
3.4.3. Nuclear .....	114
3.4.4. Gas natural .....	114
3.4.5. Petróleo y petroquímica .....	115
3.4.6. Carbón .....	115
<b>3.5. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (IRENA)</b> .....	116
<b>3.6. G20</b> .....	118
<b>3.7. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)</b> .....	120
<b>4. SECTOR ELÉCTRICO</b> .....	123
<b>4.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	125
<b>4.2. IMPACTO DEL PAQUETE DE ENERGÍA LIMPIA DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL MERCADO</b> .....	126
<b>4.3. MERCADO MAYORISTA PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES</b> .....	127
4.3.1. Organización del mercado eléctrico de producción .....	127
4.3.2. Evolución del precio en el mercado mayorista .....	128
<b>4.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES</b> .....	131
4.4.1. Mercado minorista: Consideraciones generales .....	131
4.4.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países .....	132
<b>4.5. POBREZA ENERGÉTICA</b> .....	137
4.5.1. Medidas contra la Pobreza Energética por el COVID-19 .....	137
4.5.2. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética .....	138
4.5.3. Evolución del número de consumidores vulnerables .....	140
<b>4.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA</b> .....	140
4.6.1. Actividad de transporte de energía eléctrica .....	141
4.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica .....	141
4.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica .....	142
4.6.4. Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica .....	150
<b>4.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES</b> .....	153
4.7.1. Marco general .....	153
4.7.2. Extracoste .....	153
4.7.3. Aspectos destacados en el año 2020 .....	154

<b>5. SECTOR NUCLEAR</b> .....	155
<b>5.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	157
<b>5.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR</b> .....	157
<b>5.3. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR</b> .....	158
<b>5.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS</b> .....	159
5.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad .....	159
5.4.2. Residuos radiactivos de baja y media actividad .....	161
<b>5.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES</b> .....	162
5.5.1. Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera .....	162
5.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I .....	162
5.5.3. Desmantelamiento de la central nuclear Santa María de Garoña .....	163
5.5.4. Desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio ....	163
<b>5.6. PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS</b> .....	164
<b>6. TRANSICIÓN JUSTA EN EL SECTOR DEL CARBÓN</b> .....	165
<b>6.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	167
<b>6.2. SITUACIÓN ACTUAL</b> .....	168
6.2.1. Panorámica general del sector .....	168
6.2.2. Demanda interior .....	170
6.2.3. Características de la oferta y del proceso productivo .....	171
6.2.4. Comercio Exterior .....	172
<b>6.3. TRANSICIÓN JUSTA EN ESPAÑA Y UE</b> .....	172
6.3.1. Plan de Acción Urgente 2019-2021 y Convenios de Transición Justa .....	173
6.3.2. Creación del Instituto para la Transición Justa .....	176
<b>6.4. PLANES DE TRANSICIÓN EN ESPAÑA</b> .....	178
6.4.1. Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE .....	178
6.4.2. Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018 .....	178
6.4.3. Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el periodo 2019-2027 .....	179
<b>7. SECTOR DEL GAS NATURAL</b> .....	181
<b>7.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	183
<b>7.2. PRODUCCIÓN INTERIOR Y ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS</b> .....	183

<b>7.3. MERCADO MAYORISTA</b> .....	185
<b>7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES</b> .....	190
7.4.1. Situación del mercado minorista .....	190
7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural .....	190
7.4.3. Evolución de los precios. Comparación con otros países .....	192
7.4.4. Medidas de protección al consumidor de gas .....	195
<b>7.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL</b> .....	195
7.5.1. Estructura empresarial .....	195
7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural .....	197
<b>7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS</b> .....	201
7.6.1. Bono Social Térmico .....	205
7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista .....	205
<b>8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFERO</b> .....	211
<b>8.1. INTRODUCCIÓN.</b> .....	213
<b>8.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN</b> .....	213
<b>8.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO</b> .....	217
<b>8.4. ESTRUCTURA EMPRESARIAL E INFRAESTRUCTURAS</b> .....	218
8.4.1. Estructura empresarial del sector de los productos petrolíferos .....	218
8.4.2. Estructura empresarial del sector de los gases licuados del petróleo (G.L.P.) .....	218
8.4.3. Refinerías e Infraestructuras .....	219
<b>8.5. SEGURIDAD DE SUMINISTRO</b> .....	222
<b>8.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO</b> .....	224
8.6.1. Productos petrolíferos .....	224
8.6.2. Gases licuados del petróleo .....	224
<b>8.7. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS</b> .....	226
8.7.1. Cotizaciones de crudos y derivados .....	226
8.7.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea .....	227
8.7.3. Precios de Gases Licuados del Petróleo .....	231
<b>9. ENERGÍAS RENOVABLES</b> .....	235
<b>9.1. INTRODUCCIÓN</b> .....	237
<b>9.2. ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA</b> .....	237
9.2.1. Generación eléctrica renovable en 2020 .....	237

9.2.2. Régimen retributivo específico .....	242
9.2.3. Régimen Económico de Energías Renovables .....	245
9.2.4. Convocatorias de ayudas a la inversión cofinanciadas con fondos FEDER .....	246
<b>9.3. ENERGÍAS RENOVABLES PARA USOS TÉRMICOS .....</b>	<b>247</b>
<b>9.4. ENERGÍAS RENOVABLES EN EL TRANSPORTE .....</b>	<b>257</b>
<b>9.5. GASES RENOVABLES .....</b>	<b>259</b>
9.5.1. Hidrógeno renovable .....	259
9.5.2. Biogás y Biometano .....	261
<b>10. EFICIENCIA ENERGÉTICA .....</b>	<b>263</b>
<b>10.1. DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA , SISTEMA NACIONAL DE OBLIGACIONES Y FNEE .....</b>	<b>265</b>
<b>10.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS .....</b>	<b>266</b>
10.2.1. Certificados de Eficiencia Energética de Edificios .....	268
10.2.2. Inventario energético de los edificios de la Administración General del Estado....	270
<b>10.3. AUDITORÍAS ENERGÉTICAS .....</b>	<b>270</b>
10.3.1. Industria. Iniciativas desarrolladas.....	271
<b>10.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSPORTE .....</b>	<b>273</b>
10.4.1. Situación 2020 y opciones de mejora .....	273
10.4.2. Iniciativas desarrolladas en 2020 .....	274
<b>10.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ELECTRODOMÉSTICOS Y EQUIPAMIENTO .....</b>	<b>277</b>
<b>11. ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE .....</b>	<b>279</b>
<b>11.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>281</b>
<b>11.2. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2020 .....</b>	<b>282</b>
11.2.1. Datos relevantes .....	282
11.2.2. Evolución precios CO <sub>2</sub> en 2020 .....	286
<b>11.3. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2020 .....</b>	<b>287</b>
<b>11.4. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE EN ESPAÑA EN 2020 .....</b>	<b>290</b>
<b>11.5. RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN (RCD UE) .....</b>	<b>292</b>
<b>12. LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO .....</b>	<b>295</b>
<b>12.1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>297</b>
<b>12.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+i EN ENERGÍA .....</b>	<b>297</b>
<b>12.3. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION-SET-PLAN .....</b>	<b>300</b>



<b>12.4. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES .....</b>	<b>302</b>
12.4.1. Agencia Española de Investigación .....	302
12.4.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI) .....	307
<b>12.5. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO .....</b>	<b>316</b>
12.5.1. CIEMAT .....	316
12.5.2. CSIC .....	317
12.5.3. CENER .....	319
12.5.4. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) .....	321
12.5.5. Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) .....	324

## INTRODUCCIÓN

El contexto social y económico del año 2020 ha estado condicionado por la crisis sanitaria global originada por la pandemia del COVID-19 que tuvo como consecuencia directa la reducción de la actividad económica y las limitaciones de movilidad derivadas de la aprobación del estado de alarma en el mes de marzo de 2020. Más que nunca la globalización, aspecto que viene formando parte de manera habitual del lenguaje ambiental, ha desarrollado toda su dimensión en la expansión de la pandemia.

Esta situación ha provocado la contracción de la economía resultado de las medidas de contención extraordinarias adoptadas para el control de ésta, como la suspensión de determinadas actividades productivas y limitación de la movilidad de las personas y mercancías.

El marco de la política energética y climática en España está determinado por el contexto internacional y la política de la Unión Europea (UE). A este respecto, destaca el Acuerdo de París alcanzado en 2015, cuyo objetivo es contener el aumento de la temperatura media global por debajo de los 2°C respecto de los niveles existentes antes de la revolución industrial, y realizar esfuerzos para limitarlo a 1,5°C. La UE ratificó el Acuerdo en octubre de 2016, lo que permitió su entrada en vigor en noviembre de 2016, y España lo hizo en 2017<sup>1</sup>. Con la entrada en vigor del mencionado Acuerdo se dio un nuevo impulso a las políticas energéticas y de cambio climático.

Con vistas a la 21ª Conferencia de las Partes de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), el Consejo Europeo de octubre de 2014 acordó el marco de actuación de la UE en materia de clima y energía hasta 2030. Teniendo en cuenta dicho horizonte temporal, estableció un objetivo de reducir al menos el 40% las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a los niveles de 1990. Posteriormente, en las conclusiones del Consejo Europeo del 10 y 11 de diciembre de 2020 se adoptó un objetivo de reducción de las emisiones de GEI del 55% para el año 2030 que se verá plasmado en la futura Ley Europea del Clima.

En este sentido, se comienza a trabajar en la propuesta Fit for 55, que realizará una serie de propuestas legislativas encaminadas a actualizar y revisar la legislación de la UE y poner en marcha nuevas iniciativas que garanticen que las políticas de la UE se ajusten a la mencionada reducción del 55% en emisiones de GEI.

Para alcanzar dichos objetivos, acelerar la transición hacia una economía baja en carbono, dar cumplimiento al Acuerdo de París y avanzar hacia la consecución de la Unión de la Energía en sus cinco dimensiones (descarbonización, eficiencia energética, seguridad energética, mercado interior e I+i+c), se aprobó un paquete

<sup>1</sup> Actualmente, este objetivo se ha actualizado hasta el 55% de reducción.

de medidas entre 2018 y 2019 en el seno de las instituciones europeas, que incluye medidas legislativas sobre eficiencia energética, energías renovables, diseño de mercado eléctrico, seguridad de suministro y reglas de gobernanza para la Unión de la Energía y la Acción por el Clima.

Este marco normativo aporta certidumbre regulatoria y condiciones favorables para que se lleven a cabo las inversiones, faculta a los consumidores europeos para que se conviertan en actores en la transición energética y fija objetivos vinculantes para la UE en 2030<sup>2</sup>:

- 40%<sup>3</sup> de reducción de emisiones de GEI respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

En cuanto al resto de dimensiones de la Unión de la Energía, cabe destacar que en el ámbito de la seguridad energética se define la forma de actuación en caso de limitación del suministro y se fijan objetivos para aumentar la diversificación de fuentes de energía y suministro, así como la reducción de importación de energía. En el caso de España, dada la preponderancia de los combustibles fósiles en el sistema energético nacional, éste se caracteriza por una elevada dependencia energética, que alcanzó el 73% en 2019, muy por encima de la media de la UE (54%). En el lado positivo, España tiene uno de los niveles más altos de diversificación de proveedores de gas y petróleo en Europa. Con respecto al mercado interior, el objetivo de interconexión eléctrica de los Estados miembros se fija en el 15% para el año 2030.

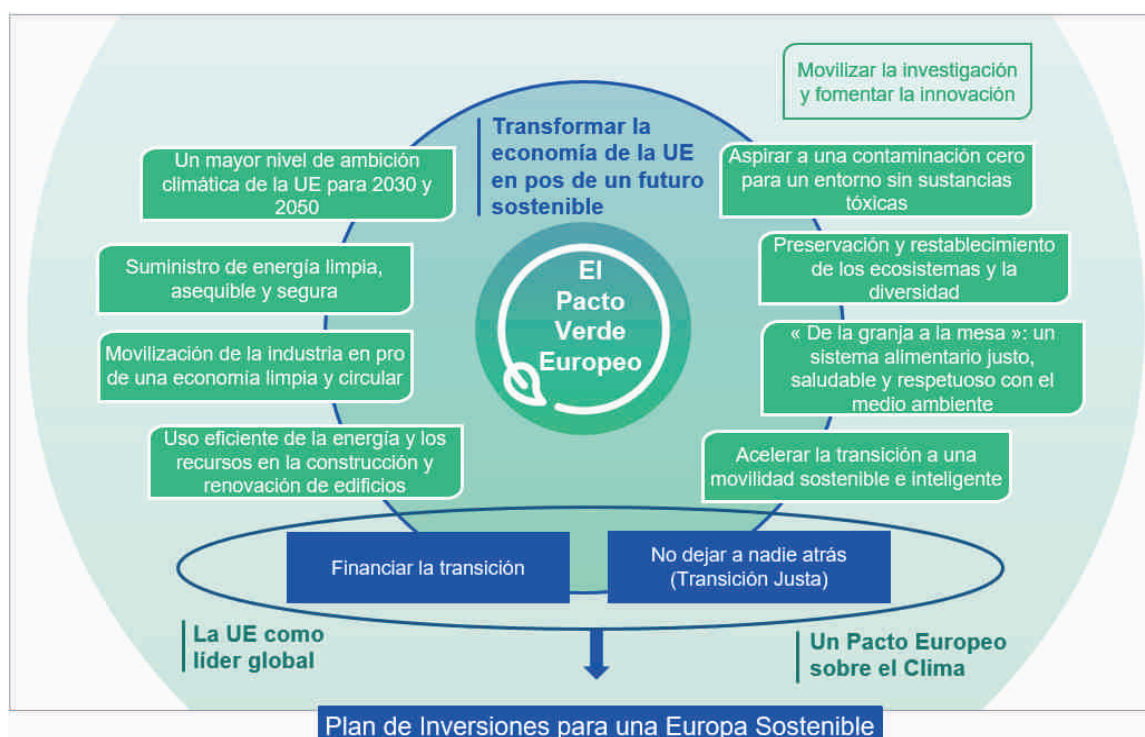
La comunicación sobre el Pacto Verde Europeo, lanzada por la Comisión Europea en diciembre de 2019, y que tiene por objeto alcanzar la neutralidad climática del continente europeo en 2050, impulsando la economía, mejorando la salud y la calidad de vida de los ciudadanos, protegiendo la naturaleza y no dejando a nadie atrás, contempla las 8 áreas prioritarias de actuación representadas en la figura inferior, áreas que requieren la movilización de la investigación y el fomento de la innovación y competitividad. Por ello, en materia de I+D+i se establecen objetivos nacionales y de financiación tanto pública como privada. Por último, y en el horizonte de 2050, la Comisión Europea actualizó el 28 de noviembre de 2018 su hoja de ruta hacia una descarbonización de la economía con la intención de lograr la neutralidad climática de la UE en 2050 (cero emisiones netas de GEI).

---

<sup>2</sup> Actualmente, estos objetivos están siendo objeto de revisión al alza en el seno de la UE como consecuencia de la presentación por la Comisión Europea del denominado paquete "Fit for 55".

<sup>3</sup> Actualmente, este objetivo se ha actualizado hasta el 55% de reducción.

FIGURA 1. PACTO VERDE EUROPEO



En el ámbito nacional, el Marco Estratégico de Energía y Clima es la herramienta que va a permitir desarrollar las políticas comunitarias en esta materia. Las piezas clave que componen este marco son: la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética (LCCTE), el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050.

El PNIEC, aprobado por Resolución de 30 de diciembre de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)<sup>1</sup> establece objetivos para esta nueva década en materia de energías renovables, de eficiencia energética, de emisiones de CO<sub>2</sub>, del mercado interior de la energía, de la seguridad energética y de investigación, innovación y competitividad. Por su importancia, esta introducción incluye un apartado dedicado en exclusiva a dicho documento.

Por otro lado, a lo largo del proceso de descarbonización, y para no dejar a nadie atrás, la transición justa ocupa un espacio central. Una transformación tan importante solo será viable si se lleva a cabo con criterios de equidad y justicia social, en particular hacia los colectivos y territorios más vulnerables, y prestando una especial atención a la reducción de la desigualdad y la erradicación de graves problemas sociales como la pobreza energética. Por ello, junto con el PNIEC, el Marco Estratégico Energía Clima presentado en España incorporó la Estrategia de Transición Justa que, siguiendo las directrices de la Organización Internacional del

Trabajo (OIT) y las recomendaciones del Acuerdo de París, trata de maximizar las oportunidades de empleo de la transición hacia un modelo de desarrollo bajo en carbono.

A ese respecto, en 2020 se avanzó en el establecimiento de Convenios de Transición Justa (CTJ), que tienen como objetivo prioritario el mantenimiento y creación de actividad y empleo, así como la fijación de población en los territorios rurales o en zonas con instalaciones térmicas o nucleares en cierre. En ese sentido, los CTJ están recogidos tanto en la Estrategia de Transición Justa (componente 10 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia) como en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética.

A finales de 2020 se habían finalizado diez procesos participativos para establecer Convenios de Transición Justa, siete de los cuales ya habían desembocado en la emisión de un diagnóstico definitivo y en la firma del protocolo en 2020. En cinco Comunidades Autónomas hay al menos una CTJ firmada (Aragón, Asturias, Castilla y León, Galicia y Andalucía), estando en preparación los procesos participativos de tres CTJ adicionales, una de ellas en Castilla la Mancha.

A ese respecto, la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, cuya tramitación parlamentaria se inició en 2019 y culminó en 2021 prevé, entre otros aspectos, que España alcance la neutralidad de emisiones no más tarde de 2050, para lo cual recoge como instrumentos de planificación el PNIEC y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050, aprobada en noviembre de 2020, que viene a articular una respuesta coherente e integrada frente a la crisis climática, que aproveche las oportunidades para la modernización y competitividad de nuestra economía y sea socialmente justa e inclusiva. Se trata de una hoja de ruta para avanzar hacia la neutralidad climática en el horizonte 2050, con hitos intermedios en 2030 y 2040.

## BALANCE ENERGÉTICO 2020

Los cambios de tendencia reflejados en este balance están asociados a una a los efectos de la pandemia originada por el COVID-19, y que han tenido un carácter que podemos definir como transitorio. De ahí una buena parte de los cambios de tendencia que se pueden apreciar en algunos de los indicadores, consecuencia directa de la reducción de la actividad económica y de las limitaciones de movilidad derivadas de la aprobación del estado de alarma en el mes de marzo de 2020, se traducen en un descenso tanto en la generación de energía como en el consumo de energía primaria y la demanda de energía final.

En lo referente al balance energético en 2020, el consumo de energía primaria se redujo un 12,0%, mientras que el consumo de energía final disminuyó un 13,4%, en un contexto económico marcado por el efecto Covid-19, con una reducción del PIB interanual del 10,8%.

Esta reducción del consumo de energía primaria tiene su origen en el efecto de la pandemia Covid-19 y la reducción de la demanda final de energía producto de las medidas de restricción de la actividad.

Por fuentes de energía, en primaria destaca una disminución del 38,9% del consumo de carbón en España con respecto al año 2019, consolidándose la reducción ya iniciada en 2019, así como un descenso del consumo de productos petrolíferos del 18,6% debido a la disminución de la movilidad. El gas natural también ha reducido su aportación un 9,6%, habiendo experimentado un aumento solamente el consumo de las energías renovables, de un 3,4%, impulsada por el incremento de la producción solar fotovoltaica y eólica por el aumento del parque instalado, e hidráulica por la mayor pluviosidad en 2020.

Con relación a la demanda de energía final por fuentes de energía, excluyendo los usos no energéticos, se ha producido un descenso del consumo final de productos petrolíferos del 23,1% con respecto a 2019, explicado por la caída del consumo para transporte, y un descenso del 11,6% del carbón. El gas natural, por su parte, se redujo en un 4,4% con respecto a 2019, a lo que contribuyó en parte el descenso en el consumo de las centrales de ciclo combinado. Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, las empleadas para producir electricidad también registraron un descenso del 6,5% en 2019, principalmente por el descenso en valor absoluto de los biocombustibles ligados al transporte.

El balance eléctrico se vio afectado también por la pandemia de Covid-19, reduciéndose con relación a 2019 en términos de producción y consumo final. Además, el mix de generación eléctrica sufrió variaciones, dado que se ha profundizado en el proceso de cierre de las centrales térmicas de carbón, 2020 ha sido un año más húmedo que en 2019 y las plantas fotovoltaicas instaladas a finales de diciembre de 2019 estuvieron plenamente operativas en 2020, reduciéndose la operación de las centrales de ciclo combinado. Destaca, por una parte, la reducción de la producción bruta eléctrica por carbón en un 56,0%, que se compensa casi en su totalidad por el incremento de la generación fotovoltaica en un 66,4%; por otra parte, el incremento de la producción bruta hidráulica en un 23,8%, compensa parcialmente la reducción de la producción bruta por gas natural en un 16,7%.

Esta publicación pretende recoger una síntesis de las principales magnitudes del sector energético en España en el año 2020 y un análisis de las mismas, además de incorporar los planes y programas de política energética y las modificaciones en materia regulatoria aprobadas durante este periodo.

La publicación se estructura en tres partes diferenciadas. La primera parte se encuentra dedicada a la presentación y análisis de las principales magnitudes energéticas españolas en 2020. La segunda parte recopila el principal desarrollo normativo efectuado en materia energética en 2020. La tercera parte consta de diez capítulos diferenciados. En el primero de ellos se expone la situación y perspectivas internacionales en los ámbitos de energía y clima en 2020. Los siguientes capítulos analizan los principales sectores energéticos: eléctrico, nuclear, carbón y transición justa, gas natural, productos petrolíferos, energías renovables y cogeneración y eficiencia energética. En cada caso se analiza la estructura del sector, y los objetivos y las líneas de la política energética desarrollados en 2020. Finalmente, se incluyen dos capítulos transversales del sector energético: el primero, relativo a las emisiones, tanto de gases de efecto invernadero, como de otros contaminantes; y el segundo, sobre la investigación y desarrollo energéticos en España.

---

### PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030

---

El Reglamento (UE) 2018/1999, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima, establece el procedimiento de planificación necesario para cumplir los objetivos y metas de la UE, así como garantizar la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada por la Unión y sus Estados miembros a la CMNUCC y del Acuerdo de París.

En ese sentido, la UE demanda a cada Estado miembro la elaboración de un **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)** y una **Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050)**, que recoja los objetivos y medidas nacionales en materia de energía y clima, y permitan determinar el grado de cumplimiento de los objetivos globales marcados para el conjunto de la UE.

El PNIEC es un documento de planificación que cubre la década 2021-2030 y que establece las bases para alcanzar la neutralidad climática a mediados de siglo. Para ello, identifica los retos y oportunidades a lo largo de las cinco dimensiones de la Unión de la Energía: la descarbonización, incluidas las energías renovables; la eficiencia energética; la seguridad energética; el mercado interior de la energía y la investigación, innovación y competitividad. El Plan pretende facilitar el aprovechamiento por parte de la economía española de la multitud de oportunidades de la descarbonización: generación de tejido productivo, empleo, aumento del valor añadido y de la competitividad de las empresas nacionales por el abaratamiento de los costes energéticos. Con ese objeto, el PNIEC emite las señales necesarias para proporcionar certidumbre y sentido de dirección a todos los actores.

El PNIEC se divide en dos grandes bloques: el primero detalla el proceso, los objetivos nacionales, las políticas y medidas existentes y las necesarias para alcanzar los objetivos del Plan, así como el análisis del impacto económico, de empleo, distributivo y de beneficios sobre la salud. El segundo bloque integra la parte analítica, en la que se detallan las proyecciones, tanto del Escenario Tendencial como del Escenario Objetivo, así como las descripciones de los diferentes modelos que han posibilitado el análisis prospectivo y que proporcionan robustez a los resultados.

Las medidas contempladas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima permitirán alcanzar los siguientes resultados en 2030:

1. 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
2. 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
3. 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
4. 74% de energía renovable en la generación eléctrica.

Otros resultados reseñables incluidos en el PNIEC son:

1. La intensidad energética primaria se reduce un 3,5% anual hasta 2030.
2. La dependencia energética del exterior mejora 12 puntos porcentuales, pasando del 73% en 2017 al 61% en 2030.
3. La importación de combustibles fósiles disminuye de una manera importante, lo que supone un ahorro en la balanza comercial de 67.000 M€ en el periodo 2021-2030.
4. El PNIEC prevé añadir otros 59 GW de potencia renovable y 6 GW de almacenamiento con una presencia equilibrada de las diferentes tecnologías renovables.
5. No será necesaria la presencia de potencia de generación de respaldo adicional.
6. Las inversiones totales previstas ascienden a 241.000 M€. El 80% de las inversiones las realizaría el sector privado y el 20% el sector público. El PIB aumentará en torno a un 1,8% en 2030, respecto a un escenario en el que no se implementase el PNIEC.
7. El empleo presenta un aumento neto del 1,7% a lo largo del periodo 2021-2030.
8. La dimensión de I+D y el tejido industrial nacional también se benefician de las oportunidades que proporciona la aplicación del PNIEC.



9. Se dedica especial atención al fenómeno de la pobreza energética, abordándolo desde una perspectiva integral y con visión de largo plazo. El efecto de las medidas del PNIEC es progresivo en términos fiscales, es decir que favorece en mayor medida a los hogares de menor renta y, especialmente, a los colectivos vulnerables.
10. Los beneficios para la salud han sido estimados en una reducción de la mortalidad prematura por la contaminación atmosférica del 27% aproximadamente.

## ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN A LARGO PLAZO 2050

El Consejo de Ministros aprobó el 3 de noviembre de 2020 la “Estrategia de descarbonización a Largo Plazo 2050” (ELP 2050). Este documento responde a los compromisos de España como Estado miembro de la Unión Europea y con el Acuerdo de París, y marca la senda para lograr la neutralidad climática no más tarde de 2050, identificando las oportunidades que ofrece esa transición en materia económica y de generación de empleo.

La ELP 2050 se alinea con el aumento de ambición climática a nivel internacional liderado por la Unión Europea, que aspira a ser el primer continente neutro en emisiones en 2050. La Comisión Europea, con el respaldo de España, ha incrementado el objetivo europeo de reducción de emisiones a 2030, pasando de, al menos, un 40% respecto a 1990 a un mínimo de un 55%.

FIGURA 2. ESTRATEGIA DE DESCARBONIZACIÓN A LARGO PLAZO 2050



## Compromiso de España con la neutralidad climática

La Estrategia a Largo Plazo muestra una senda hacia la descarbonización que servirá de guía para orientar las inversiones en los próximos años en pos de un cambio de modelo hacia una economía libre de emisiones. La senda presentada en la Estrategia orientará la movilización de inversiones para la recuperación.

Es objetivo de la ELP que España reduzca, no más tarde de 2050, sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en un 90% respecto a 1990. Esto implica reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> desde los 334 millones de toneladas equivalentes (MtCO<sub>2</sub>eq) emitidas en 2018 a un máximo de 29 MtCO<sub>2</sub>eq emitidas en 2050. El 10% restante de las emisiones será absorbido por los sumideros de carbono, que serán capaces de captar unas 37 MtCO<sub>2</sub>eq a mediados de siglo, lo que supone alcanzar la neutralidad climática.

La ELP se configura como una pieza esencial que completa el Marco de Energía y Clima del Gobierno junto a la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética, la Estrategia de Transición Justa, la Estrategia de Pobreza Energética, el Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático y, en especial, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (2021-2030). El documento es coherente con este marco y lo completa, continuando la senda iniciada por el PNIEC y desarrollando la trayectoria y las vías para lograr los objetivos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero establecidos en la Ley 7/2021 de Cambio Climático y Transición Energética.

El documento analiza, desde un punto de vista estratégico, las distintas opciones para la descarbonización de la economía y propone una trayectoria para alcanzar la neutralidad climática basada en la tecnología y el conocimiento científico disponibles. Este camino pone sobre la mesa las señales de inversión y el despliegue tecnológico que serán necesarios en los próximos años para cumplir con el Acuerdo de París. Si bien la ELP marca una senda general para alcanzar los objetivos propuestos, la ruta concreta para cada década se irá definiendo de manera detallada por medio de los PNIEC, que se elaborarán cada diez años y se actualizarán cada cinco.

## Elementos transversales

La senda hacia la neutralidad climática interactúa con múltiples factores que son transversales en la transición ecológica y que son también abordados por la ELP. La ciudadanía se situará en el centro de este cambio, que se abordará desde una perspectiva de equidad y justicia social, con especial atención a los colectivos y sectores vulnerables, así como a los habitantes de zonas en Transición Justa, generando oportunidades de empleo sostenible, especialmente en el entorno rural, y abordando el reto demográfico. Esta Estrategia también integra una perspectiva de género con un enfoque de igualdad. Adicionalmente, presenta múltiples sinergias con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas.

La transición hacia la neutralidad climática presenta múltiples oportunidades para la industria de nuestro país gracias al desarrollo de sectores estratégicos como las energías renovables, el hidrógeno verde y el almacenamiento energético a lo largo de toda su cadena de valor. El despliegue de estas tecnologías contribuirá, asimismo, al autoabastecimiento energético y a un uso más eficiente de los recursos, que redundarán en el cuidado del medio ambiente y en una mayor resiliencia al cambio climático. Las nuevas transformaciones se realizarán sobre la base del incremento de la cohesión territorial, contribuyendo al desarrollo rural y haciendo frente al reto demográfico, pero también mediante el diseño de ciudades más habitables, al tiempo que se abren nuevas oportunidades para el empleo.

### **Reducción de emisiones y ahorro energético**

Uno de los principales objetivos del documento es la mitigación de emisiones para alcanzar la neutralidad climática antes de mediados de siglo. Para conseguirlo, el sistema energético estará basado fundamentalmente en energías renovables, representando un 97% en el consumo final.

El ahorro y la eficiencia energética tienen también un papel fundamental en la Estrategia, reduciendo los consumos de energía primaria y final. Todas las transformaciones señaladas generarán un cambio en la estructura energética, que redundará en una considerable reducción de la dependencia exterior. Se estima que España pasará de importar el 73% de la energía consumida en 2018 al 13% en 2050, lo que implicará un ahorro acumulado en importaciones de combustibles fósiles entre 2021 y 2050 estimado en 344.000 millones de euros.

### **Oportunidades de la transición ecológica**

Según la modelización de la ELP, el despliegue de energías renovables permitirá que el sector industrial nacional refuerce su posición de liderazgo en estas tecnologías, abriendo nuevas vías de desarrollo en el ámbito del almacenamiento o del hidrógeno renovable a lo largo de toda la cadena de valor.

El documento identifica las oportunidades y palancas para la modernización y descarbonización de los diferentes sectores económicos del país, que vivirán en las próximas décadas un proceso de transformación tecnológica progresiva vinculada, especialmente, a la penetración de energías renovables. Este cambio generará importantes oportunidades en toda la cadena de valor industrial, que verá aumentada su competitividad y capacidad productiva en todos los sectores.

Gracias a la mejora de la eficiencia energética y al ahorro, el consumo de energía primaria se reducirá en torno a un 50% desde el año 2020 hasta el año 2050.

La aplicación de la ELP permitirá desacoplar el crecimiento económico del consumo energético. El PIB producido por unidad de consumo final de energía se multiplicará por 2,5 entre 2017 y 2050. Además, el documento anticipa que la contribución de energías renovables sobre la energía final se situará en un 97%. Por su parte, el sector eléctrico será 100% renovable antes de llegar a mitad de siglo, mientras que la contribución de las energías renovables al transporte y la movilidad alcanzará el 79%, llegando al 97% en el sector de calor y frío.

La movilidad y el transporte reducirán sus emisiones cerca del 98% respecto a valores actuales, mientras que la industria lo hará en más de un 90% y el sector agropecuario y residuos alcanzará una reducción aproximada del 60%. El sector de la edificación estará 100% descarbonizado en 2050.

Por otra parte, el consumo de energía primaria se reducirá en un 40% gracias a las políticas de eficiencia energética, a los cambios de hábitos y a la economía circular, redundando en una reducción de más del 30% en el consumo de energía final.

## Empleo e inversión

El documento identifica las oportunidades económicas y de generación de empleo que plantea el proceso de descarbonización, y señala que España puede ocupar una posición de liderazgo en nuevos segmentos de la cadena de valor como los asociados a la economía circular o a la digitalización, que pueden jugar un papel determinante en la reactivación de la economía española en línea con los instrumentos de recuperación comunitarios. La inversión derivada de los Fondos de Recuperación y Resiliencia irá orientada a acelerar la transición ecológica, sirviéndose de esta Estrategia como guía.

El conjunto de medidas que se integran en la Estrategia tendrá un impacto positivo en la generación de empleo, que aumentará un 1,7% en 2050 con respecto a un escenario que no tenga en cuenta su aplicación. Esto generaría unos 300.000 empleos netos al año a lo largo de este periodo.

Asimismo, se estima que las inversiones totales acumuladas en el periodo 2031-2050 alcanzarán los 500.000 millones de euros, de los cuales 300.000 se consideran asociados a la implementación de esta Estrategia. Esta cifra se sumaría a los 250.000 millones de euros que movilizará la implementación del PNIEC desde 2021 hasta 2030. Las inversiones adicionales anuales se situarán en torno a un 1% del PIB, en línea con las cifras presentadas por la Estrategia a Largo Plazo Europea 2050.

## Conservación y adaptación al cambio climático

Otra dimensión de gran calado abordada en la ELP, además de la mitigación, es la adaptación. Los informes del IPCC señalan al sur de Europa y la cuenca del Mediterráneo como las zonas más expuestas a los impactos

derivados de la crisis climática, por lo que ésta es una cuestión esencial para España. Nuestro país ya está experimentando impactos relevantes derivados del cambio climático, que se irán agravando a medida que la crisis climática continúe avanzando, por lo que la anticipación resultará clave. Existe un consenso generalizado sobre la necesidad de dar respuesta al reto de gestionar los riesgos y reducir la vulnerabilidad frente a los cambios actuales y futuros del clima en España, facilitando la adaptación de nuestro país al cambio climático.

La trayectoria que desarrolla la ELP permitirá cambiar el paradigma energético, situando en la base del sistema las energías renovables para mediados de siglo. Este cambio generará efectos positivos en la salud y la calidad de vida, y favorecerá la conservación de la biodiversidad y la adaptación a los efectos del cambio climático.

Así, el proceso de transición de cada sector permitirá una reducción de la presencia de contaminantes primarios asociados a la polución atmosférica como el dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), que disminuirán un 55%; los óxidos nitrosos (NOX), que se reducirán un 38% y las partículas finas PM2.5, cuya presencia descenderá un 36%.

Las estimaciones realizadas por el modelo que emplea la ELP calculan que la neutralidad climática irá ligada a una disminución de más del 60% en el número de muertes prematuras en el año 2050 con respecto a 2010.

### Capital natural

El capital natural es uno de los grandes protagonistas de la ruta que marca esta Estrategia, no solo por su valor intrínseco, sino también por su contribución a la absorción de CO<sub>2</sub> de la atmósfera. El papel de los sumideros de carbono, esencial en este proceso, se reforzará mediante la reforestación de 20.000 hectáreas al año entre 2020 y 2050, el aumento del 4% de la superficie de tierras forestales, la mejora de la gestión forestal y la restauración y recuperación de 50.000 hectáreas de humedales hasta 2050.

La conservación y ampliación de esos espacios constituye una herramienta para luchar contra la pérdida de biodiversidad y, además, está asociada a actividades económicas y a la generación de empleo, especialmente en entornos rurales.

### Sistema eléctrico

El vector tractor de la descarbonización del sistema será el sector eléctrico, lo que generará importantes oportunidades de inversión. La ELP estima que este ámbito será el primero en reducir drásticamente sus emisiones, estando totalmente descarbonizado en 2050.

La electrificación de la demanda es una de las palancas de la descarbonización, siendo especialmente intensa en el sector residencial (un 81%) y de servicios (91%), pero la industria y la movilidad también desempeñarán un papel fundamental. Los sistemas de almacenamiento serán esenciales para garantizar la correcta integración de las energías renovables.

## Movilidad sostenible

Los cambios modales y la integración de la planificación urbanística desempeñarán un papel clave en la transformación del sector de la movilidad. Se estima que tendrá unas emisiones reducidas en 2050. Más de tres cuartas partes de la movilidad y transporte (79%) emplearán energía final de origen renovable.

## Edificación

Las acciones de rehabilitación energética para transformar el parque de vivienda en línea con la “oleada de renovación” denominada “Nueva Bauhaus Europea” por la presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, serán claves en esta transición. La Comisión aspira, al menos, a duplicar las tasas de renovación en los próximos 10 años y a garantizar que las renovaciones den lugar a una mayor eficiencia energética y de los recursos.

La ELP estima que este sector de la edificación estará plenamente descarbonizado a mediados de siglo. Para lograr este objetivo es indispensable mejorar la eficiencia de las construcciones ya existentes. Además, es necesario que las nuevas edificaciones tengan un consumo energético casi nulo. La rehabilitación energética será clave desde 2021, abriendo un importante nicho de actividad económica. Los mayores cambios para lograr esta transición se producirán en los sistemas de climatización: el 96% de ellos serán renovables a mediados de siglo.

## Industria

Por su parte, el modelo de la ELP estima que la industria, aun manteniendo o incrementando su peso en el PIB nacional, disminuirá considerablemente sus emisiones desde los 72 MtCO<sub>2</sub> en 2020 a las 7 MtCO<sub>2</sub> en 2050, teniendo un papel central en la transición. La creación de una estrategia industrial que permita aumentar su peso en la economía guiará este proceso, apostando por materias primas alternativas y fomentando la economía circular.

Esta estrategia permitirá anticipar decisiones de inversión y acompañar a la industria del país para que siga siendo competitiva en un contexto europeo y global de transición hacia la neutralidad climática. El desarro-

llo de procesos de captación y almacenamiento también desempeñarán un papel clave, así como el apoyo a estrategias de I+D+i que posicionen a la industria española de forma competitiva a nivel global. El uso del hidrógeno renovable como vector energético también contribuirá a la descarbonización de este sector. Además, en el marco de la ELP, se desarrollará una estrategia de investigación, desarrollo e innovación para que la industria española pueda posicionarse de forma competitiva en el conjunto de la cadena de valor industrial.

### **Agricultura, residuos y economía circular**

El sector de la agricultura también experimentará un avance significativo en su proceso hacia una economía neutra en emisiones. Aunque, por sus características, la descarbonización en este ámbito es limitada, la senda facilitada por la ELP permitirá lograr una reducción importante de emisiones de forma absoluta gracias a la mejora de la gestión de cultivos, fertilizantes y estiércoles, a la producción de biogás, a la conservación de suelos, la alimentación del ganado y las rotaciones de cultivos, la digitalización y las tecnologías inteligentes para el riego y la fertilización, así como a la reducción del desperdicio en la cadena alimentaria de consumo nacional y a la modificación progresiva de los hábitos alimentarios.

Además, la aplicación de la ELP permitirá reducir un 81% las emisiones del sector de los residuos en 2050 con respecto a 2015.

### **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia**

En el contexto de la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19 la Unión Europea puso en marcha en 2020 el programa *Next Generation* EU con el objetivo de impulsar una recuperación económica sostenible, uniforme, inclusiva y justa para todos los Estados miembros. El Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR) es uno de los instrumentos financieros desarrollados en el marco del *Next Generation* EU y constituye el núcleo del Fondo de Recuperación. El Mecanismo contará con 672.500 millones de euros de los cuales, 360.000 millones se destinarán a préstamos y 312.500 millones de euros se constituirán como transferencias no reembolsables.

Para recibir apoyo financiero en el marco del MRR, los Estados miembros de la Unión Europea prepararon Planes Nacionales de Recuperación y Resiliencia en los que se establecía un programa de inversiones y reformas para los años 2021 a 2023, destinadas a impulsar la transición verde y digital, incrementar la productividad del tejido productivo, modernizar el conjunto de las administraciones, y, en última instancia, alcanzar el crecimiento de la economía, para poder crear empleos de calidad en todo el Estado y disminuir las brechas sociales y de género existentes.

España durante el último semestre de 2020 trabajó intensamente en la definición del Plan Nacional de Recuperación, Transformación y Resiliencia. El Plan tiene como objetivo general aumentar la productividad y el crecimiento potencial, avanzando hacia una España verde, digital, inclusiva, con mayor cohesión social y territorial, y sin brechas de género.

El Plan se articula a través de la programación y ejecución de un importante volumen de inversión a realizar en su práctica totalidad entre 2021 y 2023 y en un ambicioso programa de reformas estructurales y legislativas orientadas a abordar los principales retos de nuestro país. Para cada uno de los proyectos de inversión y reforma se establecerá un conjunto de hitos y objetivos cuyo cumplimiento en tiempo y forma es condición necesaria para el desembolso de los fondos asignados.

El Plan se estructura en torno a cuatro ejes transversales que vertebrarán la transformación del conjunto de la economía y que están plenamente alineados con las agendas estratégicas de la UE, la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas:

- La transición ecológica
- La transformación digital
- La igualdad de género
- La cohesión social y territorial

Estos ejes guiarán todo el proceso de recuperación, inspirando las reformas estructurales y las inversiones que se pongan en marcha, con el objetivo último de recuperar el crecimiento, fomentar la creación de empresas y acelerar la generación de empleo.

Asimismo, el Plan se estructura en torno a diez políticas palanca:

1. Agenda urbana y rural y lucha, contra la despoblación y desarrollo de la agricultura.
2. Infraestructuras y ecosistemas resilientes.
3. Transición energética justa e inclusiva.
4. Una administración para el siglo XXI.
5. Modernización y digitalización del tejido industrial y de la pyme, recuperación del turismo e impulso a una España nación emprendedora.



6. Pacto por la ciencia y la innovación, y refuerzo de la capacidad del Sistema Nacional de Salud.
7. Educación y conocimiento, formación continua y desarrollo de capacidades.
8. Nueva economía de los cuidados y políticas de empleo.
9. Impulso de la industria de la cultura y el deporte.
10. Modernización del sistema fiscal para un crecimiento inclusivo y sostenible.

Dentro de estas diez palancas, se recogen treinta componentes, que permiten articular los programas coherentes de inversiones y reformas del Plan. El Plan refuerza el compromiso de España con la modernización y transformación verde de la economía, priorizando la transición ecológica del sistema productivo, que está presente, de forma horizontal, en todas las componentes del Plan.

La intención del Plan es que todos los recursos públicos y privados que se destinen a la recuperación lo hagan de manera respetuosa con los límites del planeta. Esta senda hacia la descarbonización sirve de guía para orientar las inversiones en los próximos años, para un cambio de modelo hacia una economía libre de emisiones.

Cada medida del Plan es objeto de una evaluación específica para determinar su contribución a los objetivos climáticos, concluyéndose que, en conjunto, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia deberá superar el objetivo establecido en el Reglamento del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (37%).

Los recursos con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia que se canalizarán a través de los PGE ascienden a 69.528 millones de euros. El Ministerio dispondrá de 15.339 millones de euros (21,95% del Plan), de los que 10.756 millones de euros (15,36%) se destinarán en el ámbito de la energía y 4.583 millones de euros (6,59%) a infraestructuras y ecosistemas resilientes.

Así, del total de 27.000 millones de euros del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia que incluye los PGE para 2021, 6.805 millones de euros corresponden al Ministerio para la Transición Ecológica y para el Reto Demográfico. El Plan del Ministerio recoge diferentes iniciativas tanto de tipo regulatorio como de inversión. En el campo de la energía, se concretan en distintas componentes o líneas de acción relacionadas con la transición energética justa e inclusiva que fomenta el desarrollo e integración de energías renovables, la adaptación del sistema energético mediante la digitalización de las redes, el almacenamiento y la gestión de la demanda. A su vez, impulsa un sistema energético más flexible y descarbonizado, y el uso de hidrógeno renovable.

---

# 1. ESTRUCTURA ENERGÉTICA DE ESPAÑA

---



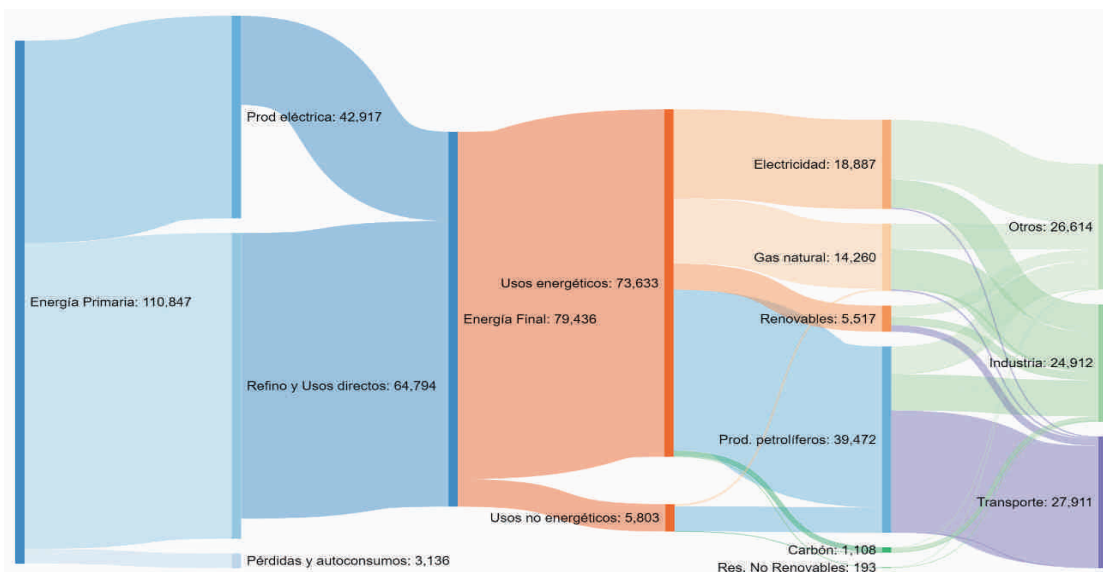
## 1.1. INTRODUCCIÓN

El año 2020 fue un periodo especialmente anómalo por la pandemia mundial provocada por el COVID-19. Este hecho impactó especialmente en la estructura del sistema energético provocando una profunda reducción del consumo energético por las restricciones a la movilidad en España, al igual que en los países vecinos. Este impacto en el consumo, tanto en cantidad como en cambios en la estructura de consumo por la parada de la actividad económica en todos los sectores, han tenido como consecuencia una reducción de los consumos energéticos primario, final y del sector eléctrico.

La energía primaria comprende todas las formas de energía disponible en la naturaleza antes de ser convertida o transformada, mientras que la energía final es aquella que va destinada a usos directos, por ejemplo, en forma de electricidad o calor. Para expresar la transformación entre ambas formas energéticas desde sus formas primarias hasta los usos finales se utiliza el diagrama Sankey, que es una representación de flujo que enmarca los procesos de transformación y las pérdidas asociadas a los mismos. El ancho de las flechas representa la cantidad de energía correspondiente a cada proceso.

En la figura 1.1 se presenta un diagrama Sankey simplificado de la estructura energética española para 2020. En él puede apreciarse la energía primaria consumida, 110.834 ktep. Esta energía se bifurca en los procesos de transformación, que incluyen el sistema de generación eléctrica y el de refinado, hasta alcanzar un consumo de energía final de 79.436 ktep, de los cuales 73.633 ktep corresponden a usos energéticos y 5.803 ktep, a usos no energéticos (por ejemplo, los productos petrolíferos usados como materia prima en la industria química). A su derecha, puede observarse la desagregación del consumo de energía final por producto energético y por sector. El sector «Otros» engloba residencial, servicios, agricultura y pesca.

**FIGURA 1.1. DIAGRAMA SANKEY DE LA ENERGÍA EN ESPAÑA. CIFRAS EN KTEP**



## 1. Estructura energética de España

### 1.2. ENERGÍA PRIMARIA

#### 1.2.1. Consumo de energía primaria

El consumo de energía primaria en España durante 2020 alcanzó los 110.847 ktep (tabla 1.1 y figuras 1.2 y 1.3), un número moderadamente inferior al registrado el año anterior (disminución del 2,9%). Este decremento es debido al efecto de la pandemia COVID-19 y la reducción de la demanda final de energía producto de las medidas de restricción de la actividad.

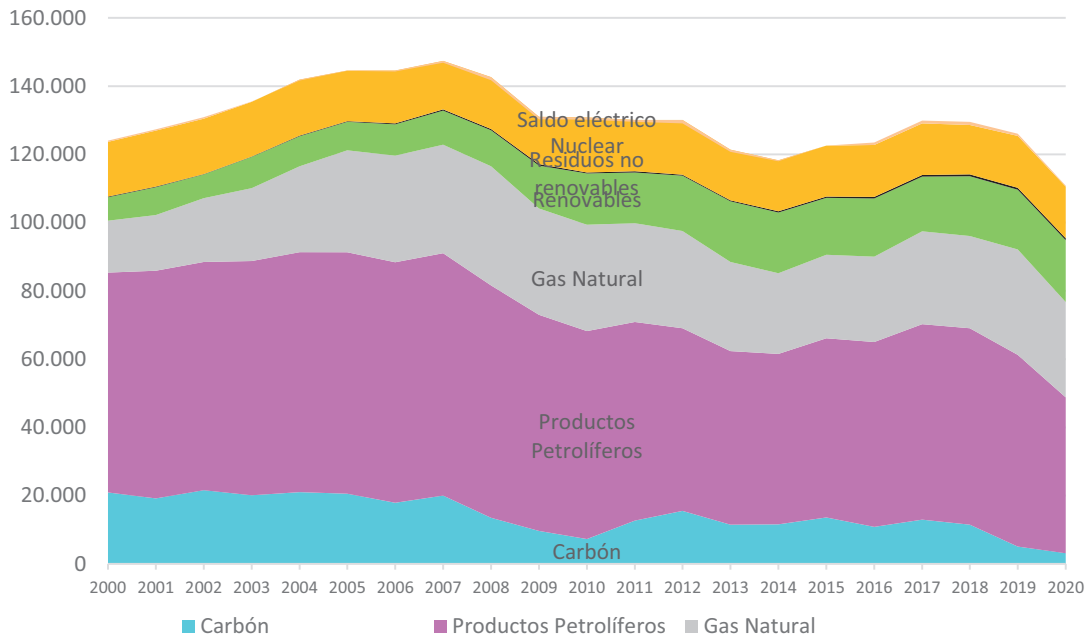
TABLA 1.1. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA (KTEP)

	E. Primaria Total		Carbón		Productos Petrolíferos		Gas Natural		Renovables		Residuos no renovables		Nuclear		Saldo eléctrico	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
2000	124.023		20.940	16,9%	64431	52,0%	15219	12,3%	6.814	5,5%	190	0,2%	16.046	12,9%	382	0,3%
2001	127.281		19.172	15,1%	66.684	52,4%	16.400	12,9%	8.155	6,4%	139	0,1%	16.434	12,9%	297	0,2%
2002	130.897		21.602	16,5%	66.841	51,1%	18.751	14,3%	6.892	5,3%	97	0,1%	16.255	12,4%	458	0,4%
2003	135.456		20.133	14,9%	68.595	50,6%	21.353	15,8%	9.193	6,8%	114	0,1%	15.961	11,8%	109	0,1%
2004	141.595		21.053	14,9%	70.291	49,6%	25.172	17,8%	8.810	6,2%	122	0,1%	16.407	11,6%	-260	-0,2%
2005	144.470		20.517	14,2%	70.800	49,0%	29.844	20,7%	8.393	5,8%	189	0,1%	14.842	10,3%	-115	-0,1%
2006	144.269		17.911	12,4%	70.488	48,9%	31.233	21,6%	9.157	6,3%	252	0,2%	15.510	10,8%	-282	-0,2%
2007	146.882		20.040	13,6%	71.026	48,4%	31.784	21,6%	10.003	6,8%	309	0,2%	14.214	9,7%	-494	-0,3%
2008	141.666		13.507	9,5%	68.110	48,1%	34.910	24,6%	10.549	7,4%	328	0,2%	15.212	10,7%	-949	-0,7%
2009	130.247		9.665	7,4%	63.276	48,6%	31.225	24,0%	12.569	9,7%	426	0,3%	13.783	10,6%	-697	-0,5%
2010	130.122		7.281	5,6%	60.922	46,8%	31.129	23,9%	15.049	11,6%	322	0,2%	16.135	12,4%	-717	-0,6%
2011	129.527		12.716	9,8%	58.145	44,9%	28.936	22,3%	14.834	11,5%	374	0,3%	15.045	11,6%	-524	-0,4%
2012	129.091		15.519	12,0%	53.481	41,4%	28.574	22,1%	16.144	12,5%	345	0,3%	15.991	12,4%	-963	-0,7%
2013	120.759		11.448	9,5%	50.855	42,1%	26.163	21,7%	17.737	14,7%	353	0,3%	14.785	12,2%	-580	-0,5%
2014	117.975		11.568	9,8%	49.957	42,3%	23.666	20,1%	17.771	15,1%	374	0,3%	14.931	12,7%	-293	-0,2%
2015	122.528		13.583	11,1%	52.478	42,8%	24.538	20,0%	16.623	13,6%	414	0,3%	14.903	12,2%	-11	0,0%
2016	123.432		10.836	8,8%	54.180	43,9%	25.040	20,3%	17.005	13,8%	439	0,4%	15.273	12,4%	659	0,5%
2017	129.868		12.908	9,9%	57.300	44,1%	27.266	21,0%	16.001	12,3%	472	0,4%	15.131	11,7%	788	0,6%
2018	129.555		11.522	8,9%	57.512	44,4%	27.081	20,9%	17.459	13,5%	547	0,4%	14.479	11,2%	955	0,7%
2019	126.010		5.072	4,0%	56.162	44,6%	30.897	24,5%	17.545	13,9%	526	0,4%	15.218	12,1%	590	0,5%
2020	110.834		3.100	2,8%	45.690	41,2%	27.915	25,2%	18.134	16,4%	540	0,5%	15.174	13,7%	282	0,3%

Nota. Saldo eléctrico: Valor positivo: saldo importador; valor negativo: saldo exportador.

FUENTE: MITERD.

FIGURA 1.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA



Por fuentes de energía, cabe destacar que los cambios más significativos fueron la reducción de la participación del carbón (3.100 ktep) en el consumo primario de energía, que disminuyó un 38,9% con respecto al año anterior, consolidándose la reducción ya iniciada en el año 2019.

Por otro lado, es asimismo reseñable la reducción de productos petrolíferos (45.689 ktep) motivada por la disminución de la movilidad, que ha supuesto un decremento del 18,6% con respecto a 2019.

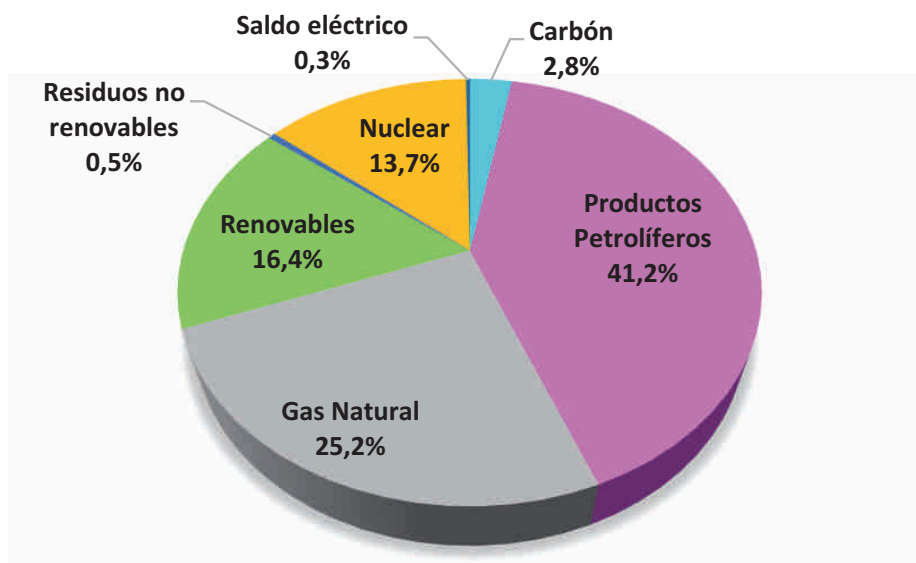
Por su parte, el gas natural ha reducido su aportación (27.915 ktep) un 9,6% con respecto a la cifra del año anterior, no solamente por la reducción en su consumo final sino también por el menor consumo de dicho combustible en las centrales de generación eléctrica, especialmente de ciclo combinado, al incrementarse la generación de origen renovable en 2020.

Tan sólo las energías renovables han experimentado un aumento en el mix de primaria del 3,4% en referencia a 2019, alcanzando 18.134 ktep.

En relación con el cambio en la estructura energética primaria, las renovables incrementaron su participación en el mix desde el 13,9% de 2019 hasta el 16,4% en 2020. Por el contrario, en el caso de los productos petrolíferos, se ha reducido su contribución desde el 44,6% en 2019 hasta el 41,2% en 2020.

El saldo neto importador de energía eléctrica ha sido de 3.280 GWh en 2020.

**FIGURA 1.3. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA 2020**



FUENTE: MITERD.

En lo que respecta a la energía primaria renovable, pese al incremento de su valor agregado, cada fuente de energía renovable ha experimentado una evolución interanual diferente:

**TABLA 1.2. CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA EN ESPAÑA EN 2020 POR TECNOLOGÍA RENOVABLE**

Tecnología	ktep	Δ 2020/2019 (%)
Hidráulica	2.623	+23,8%
Eólica	4.853	+1,4%
Solar fotovoltaica	1.348	+66,4%
Solar térmica	2.288	-11,1%
Geotérmica	0,2	0,0%
Biomasa	5.054	+0,4%
Biogases	323	+11,1%
RSU (renovables)	236	+7,7%
Biocombustibles	1.406	-16,0%

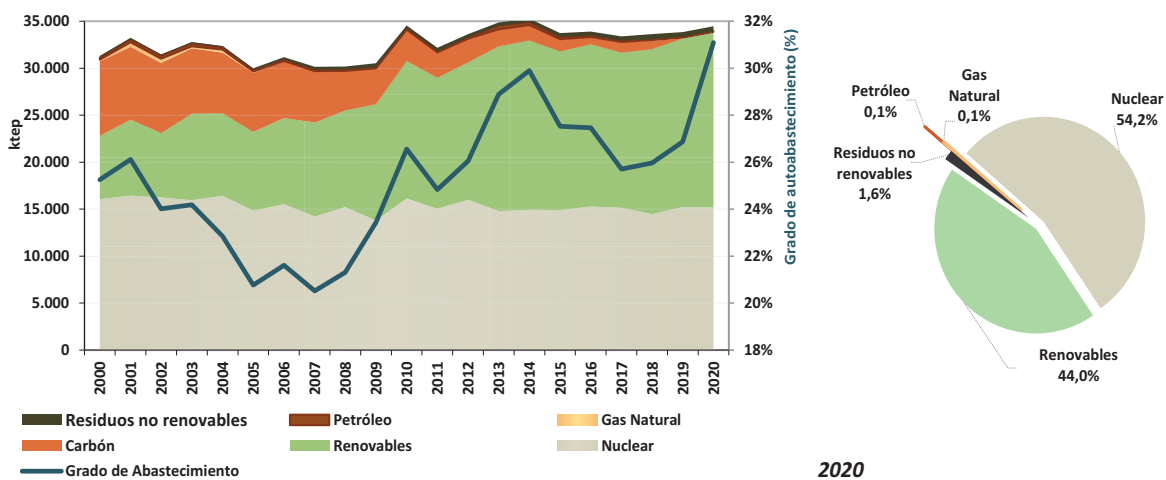
Pese a ser un año de baja radiación solar en comparación con 2019, tal como se reflejan en los datos de la energía termosolar (-11,1%), las plantas fotovoltaicas instaladas a finales de 2019 estuvieron plenamente operativas en 2020, lo que supuso un incremento del 66,4%. Asimismo, la energía hidráulica aumentó un 23,8% fruto de un año de mayor pluviosidad que el de 2019. El aumento del parque eólico incrementó su contribución en el mix de consumo primario de energía en un 1,4% con respecto a 2019. Los incrementos en el consumo de energía primaria proveniente de biogás (+11,1%) y biomasa (+0,4%), sin embargo, contras-

tan con el descenso en el consumo de biocombustibles en 2020 (-16%), arrastrado por el descenso en valor absoluto del consumo de energía primaria en el sector de transporte.

### 1.2.2. Evolución de la dependencia e intensidad energética primaria

A lo largo de las dos últimas décadas España ha evolucionado hacia una creciente diversificación energética, caracterizada por la penetración progresiva de las energías renovables en el sistema energético nacional. El potencial de producción autóctona asociado a las energías renovables, unido a los progresos en eficiencia energética, tuvo un efecto positivo sobre la **capacidad de autoabastecimiento**; esto, acompañado al descenso del consumo de productos petrolíferos debido al efecto de la COVID-19 supuso que se incrementase dicha capacidad en 2020 hasta el 31,1%. En valores absolutos la producción interior también se incrementó, debido fundamentalmente al aumento de la producción interior de energía de origen renovable (+4,1%) y de residuos (+2,7%), mientras que la producción de origen nuclear apenas se redujo (-0,3%). Estas tres fuentes representan en conjunto el 99,8% de toda la producción autóctona de energía, situándose la aportación renovable por encima de la nuclear desde 2012:

FIGURA 1.4. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍA vs GRADO DE AUTOABASTECIMIENTO 2000-2020



FUENTE: MITERD.

En el caso de las energías renovables, y como se verá en el apartado 1.2.3.1., dedicado a la transformación eléctrica, **la capacidad renovable continúa en crecimiento**, especialmente en lo que respecta a la potencia instalada fotovoltaica y eólica. El PNIIEC prevé que esta tendencia creciente se prolongue a lo largo de los próximos años, lo cual llevará aparejada una reducción progresiva de la dependencia energética primaria a nivel nacional.

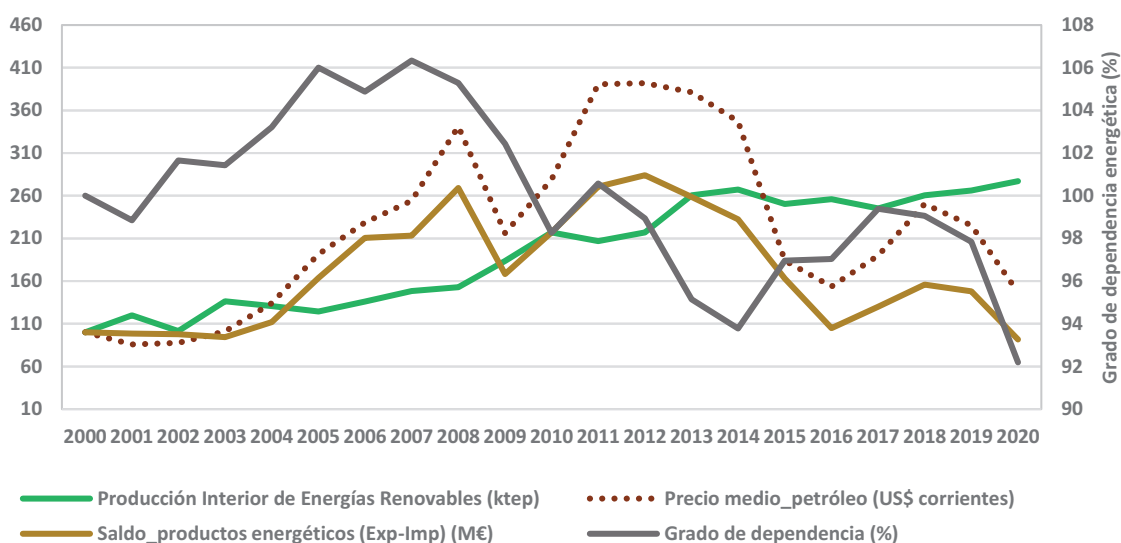


## 1. Estructura energética de España

La evolución de las energías renovables ocurre en detrimento del petróleo y del carbón, cuyas aportaciones en términos de producción primaria siguen retrocediendo de manera análoga a su consumo primario de energía, consecuencia de la necesidad de descarbonización del sector energético para cumplir con los objetivos climáticos de reducción de emisiones, y alcanzar la neutralidad climática antes de mediados de siglo. Si el carbón mantuvo en 2020 su producción interior nula, consecuencia del cierre e inactividad de las centrales térmicas basadas en dicho combustible, el progresivo cierre de las explotaciones existentes, así como la no apertura de nuevas explotaciones de productos petrolíferos y gas natural han reducido su aportación a la producción interior (-30% y -64,1% respectivamente).

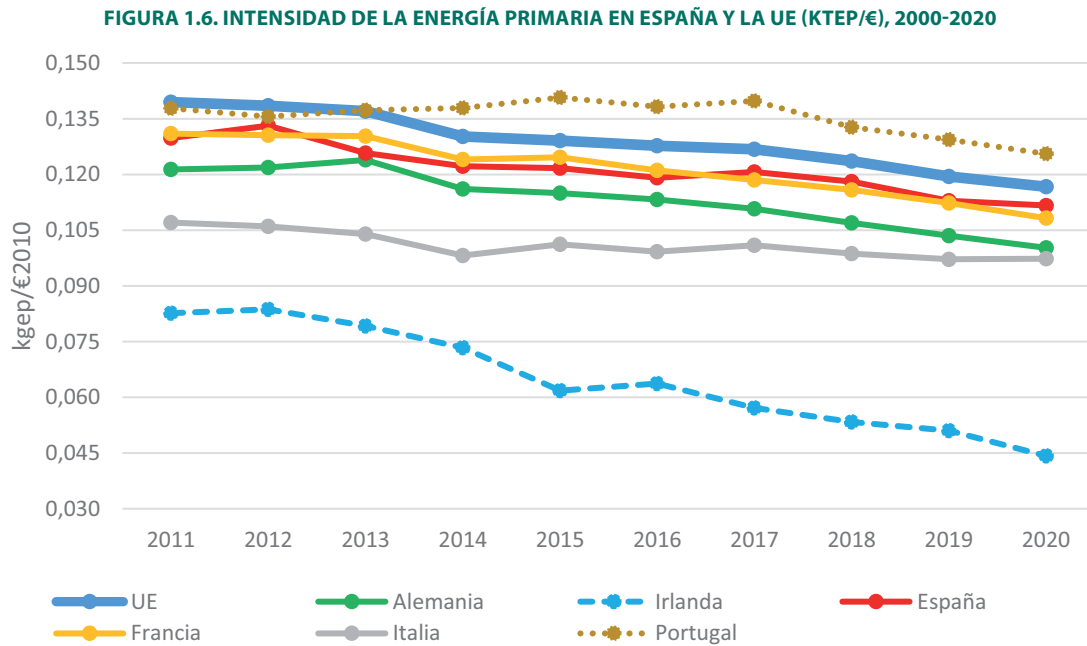
La mejora del grado de autoabastecimiento propiciada por la creciente participación de las energías renovables siguió contribuyendo en 2020 a moderar el impacto sobre el saldo del comercio exterior de la aún elevada dependencia energética (68,9%), **Figura 1.5**. Esta dependencia se ve agravada por las oscilaciones de los precios energéticos, principalmente del petróleo dada la mayor dependencia de este producto. En 2020, el notable descenso del precio medio del petróleo (-34,8% en el caso del barril Brent) se reflejó también en el déficit asociado a las importaciones energéticas (-38,1%).

**FIGURA 1.5. PRODUCCIÓN INTERIOR DE ENERGÍAS RENOVABLES VS DEPENDENCIA ENERGÉTICA Y SALDO COMERCIAL DE PRODUCTOS ENERGÉTICOS, 2000-2020**



FUENTE: MITERD/MINCOTUR/BP Statistical Review of World Energy.

La **intensidad de energía primaria** en España evoluciona por debajo de la media europea, **Figura 1.6**, con la que mantiene cierto paralelismo.



FUENTE: EUROSTAT.

Desde entonces, la evolución de la intensidad primaria ha estado marcada por la confluencia de factores tales como la mejora de eficiencia inducida por actuaciones emprendidas en el marco de los planes de eficiencia energética, los cambios estructurales mencionados y la evolución de la estructura de suministro energético hacia una mayor diversificación. Esto último, asociado al impulso de las energías renovables y, en menor medida al gas natural, tuvo una influencia positiva en la eficiencia del sector transformador de la energía, dado el mayor rendimiento asociado a las tecnologías de generación eléctrica basadas en estos recursos energéticos. Esta tendencia a la mejora ha continuado salvo interrupciones coyunturales, causadas principalmente por oscilaciones climatológicas, que pueden afectar a la disponibilidad de los recursos renovables, especialmente el hidráulico, que junto con la eólica representan más del 70% de la generación eléctrica renovable.

En 2020 la intensidad ha mejorado un 1,3% como resultado de la caída del consumo de energía primaria del 12,0% en contraste con el descenso del 10,82% del PIB. Esta contracción de la demanda se debió por una parte al efecto de la COVID-19 en el consumo y el PIB, así como al continuo descenso de la participación del carbón en el mix de generación eléctrica.

## 1. Estructura energética de España

### 1.2.3. Transformación de energía:

#### 1.2.3.1. Electricidad

##### Potencia instalada

La potencia instalada del parque generador de energía eléctrica se situó a finales de 2020 en 108.421 MW, un valor un 1,4% inferior al del año 2019 debido al cierre de gran parte de las centrales térmicas de carbón, superior al incremento de la nueva generación eólica y fotovoltaica.

Las instalaciones eólicas se convirtieron en la tecnología generadora de electricidad con mayor potencia instalada (24,74%), por encima de los ciclos combinados (24,21%). Tras ellos se sitúan la tecnología hidráulica (18,55%), la solar fotovoltaica (9,49%) y las nucleares (6,47%), mientras que con los cierres de 2021 la potencia eléctrica instalada de las centrales de carbón (5,29%) ha descendido a una magnitud semejante a las cogeneraciones (5,27 %).

**TABLA 1.3. POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA A 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

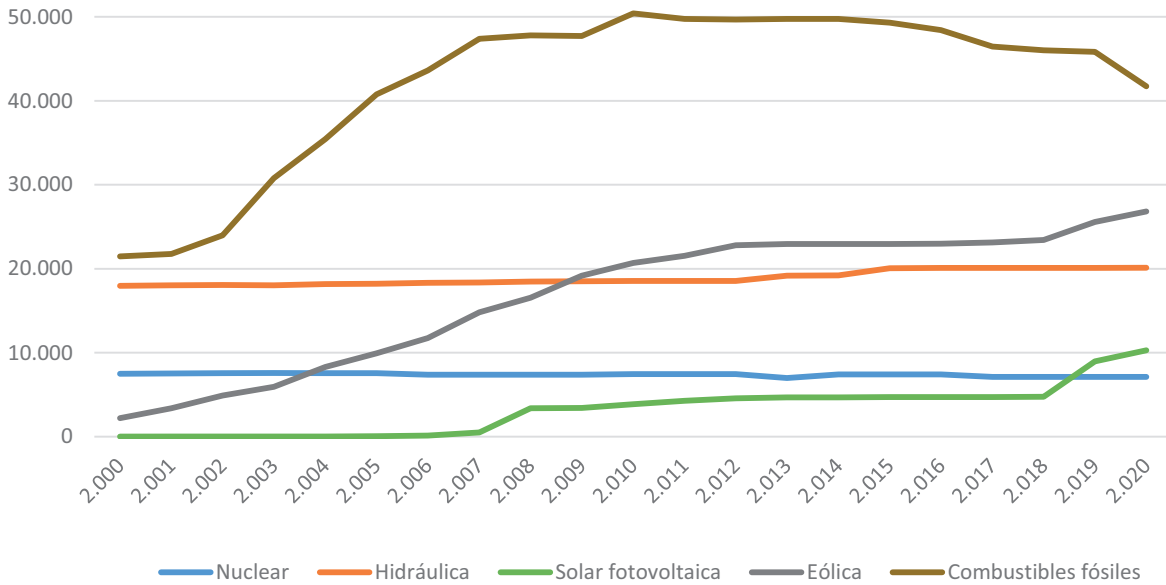
Potencia eléctrica instalada a 31.12.2018. Sistema eléctrico nacional (MW)	2019	2020	%	
<b>Total</b>	<b>109.970</b>	<b>108.421</b>	<b>100,00%</b>	
<b>Nuclear</b>	7.117	7.117	6,56%	
Hidráulica	20.114	20.117	18,55%	
Pura (sin bombeo)	13.803	13.704	12,64%	68,12%
Plantas Mixtas	3.082	3.082	2,84%	15,32%
Bombeo puro	3.331	3.331	3,07%	16,56%
<b>Solar fotovoltaica</b>	<b>8.973</b>	<b>10.285</b>	<b>9,49%</b>	
<b>Solar térmica</b>	<b>2.304</b>	<b>2.304</b>	<b>2,13%</b>	
<b>Marea, olas y oceánica</b>	<b>5</b>	<b>5</b>	<b>0,00%</b>	
<b>Eólica</b>	<b>25.583</b>	<b>26.819</b>	<b>24,74%</b>	
<b>*Combustibles fósiles</b>	<b>45.821</b>	<b>41.719</b>	<b>38,48%</b>	
Carbón	9.683	5.733	5,29%	13,74%
Fuel/gas	2.447	2.350	2,17%	5,63%
Ciclo combinado	26.284	26.250	24,21%	62,92%
** Otras renovables	1.078	1.090	1,01%	2,61%
Cogeneración	5.678	5.710	5,27%	13,69%
Residuos no renovables	490	428	0,39%	1,03%
Residuos renovables	160	157	0,15%	0,38%
<b>Otras</b>	<b>54</b>	<b>54</b>	<b>0,05%</b>	

FUENTE: MITERD.

\* EUROSTAT no desglosa las distintas tecnologías de combustibles fósiles por lo que se ha utilizado como fuente para estos datos los proporcionados por REE.

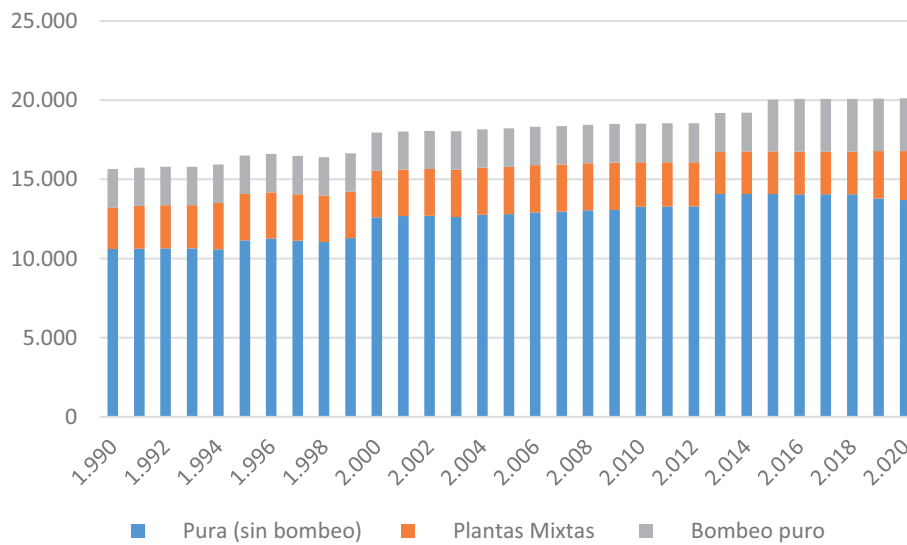
\*\* Incluye biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica.

**FIGURA 1.7.A. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA. PRINCIPALES FUENTES SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW)**



FUENTE: MITER.

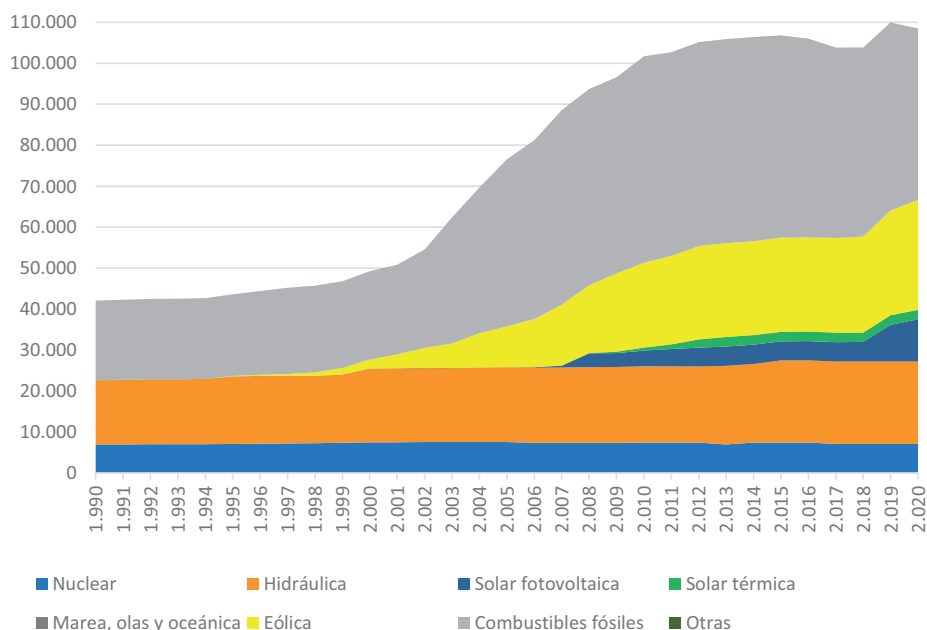
**FIGURA 1.7.B. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA. DESGLOSE HIDRÁULICO (MW)**



FUENTE: MITERD.

## 1. Estructura energética de España

**FIGURA 1.8. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA ACUMULADO. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL (MW)**



FUENTE: MITERD.

### *Producción bruta total de electricidad*

La generación eléctrica bruta total en 2020 ascendió a 263.373 GWh, lo que supone un descenso del 3,6% respecto al año anterior influido en buena medida por el efecto de la COVID-19 en la actividad económica del país. La generación neta de energía eléctrica se redujo también hasta los 254.591 GWh (-3,49%). Es destacable el incremento en el volumen de exportaciones, en contraste con el descenso de las importaciones y el incremento tanto en el valor de bombeo en plantas mixtas como en plantas de bombeo puro. Las pérdidas en distribución de la energía del año 2020 aumentaron respecto a 2019.

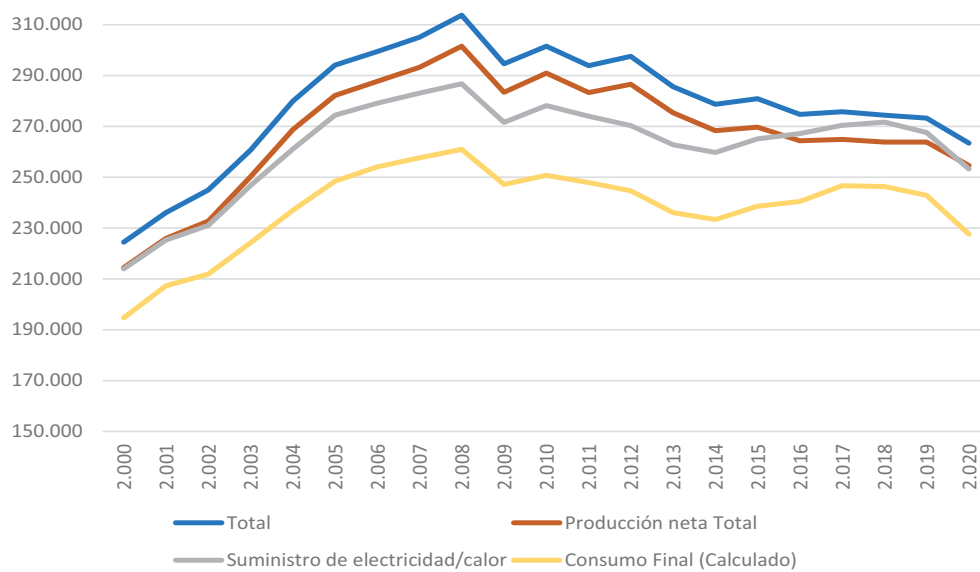
**TABLA 1.4. PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL**

Producción bruta total (GWh)	2019	2020	%
<b>Total</b>	<b>273.257</b>	263.373	-3,62%
Usos propios	9.461	8.782	-7,18%
<b>Producción neta Total</b>	<b>263.796</b>	254.591	-3,49%
Total importación (Balance)	18.721	17.928	-4,23%
Total exportación (Balance)	11.859	14.649	23,53%
Bombeo en plantas de bombeo puro	1.985	3.165	59,45%
Bombeo en plantas mixtas	1.040	1.455	39,90%
<b>Suministro de electricidad/calor</b>	<b>267.633</b>	253.251	-5,37%
Pérdidas de Distribución	24.790	25.631	3,39%
<b>Consumo Final (Calculado)</b>	<b>242.843</b>	227.620	-6,27%

FUENTE: MITERD.

La evolución de la producción bruta total desde 2000 se muestra a continuación:

**FIGURA 1.9. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA DE ELECTRICIDAD TOTAL (GWH)**



FUENTE: MITERD.

Considerando las distintas tecnologías de generación existentes, el desglose del mix de generación bruta de electricidad en 2020 fue el siguiente:

**TABLA 1.5. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL (GWH)**

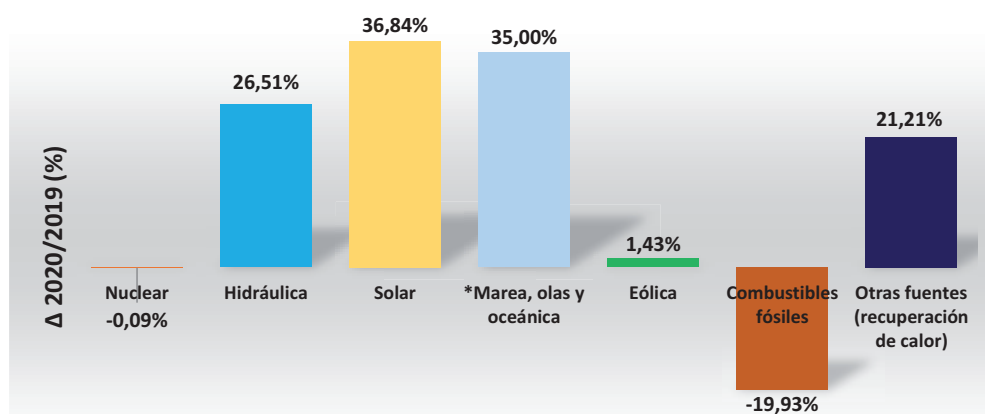
Desglose de la Producción bruta total (GWh)	2019	2020	Estructura del mix (%)
<b>Total</b>	<b>273.257</b>	<b>263.373</b>	<b>100,00%</b>
Nuclear	58.349	58.299	22,14%
Hidráulica	26.874	33.998	12,91%
por bombeo	2.228	3.491	10,27%
Solar	15.103	20.667	7,85%
*Marea, olas y oceánica	20	27	0,01%
Eólica	55.647	56.444	21,43%
Combustibles fósiles	117.125	93.778	35,61%
Carbón	13.982	6.149	6,56%
Fuel	12.883	10.704	11,41%
Gas Natural	83.703	69.739	74,37%
Biocombustible y residuos	6.557	7.186	7,66%
Otras fuentes (recuperación de calor)	132	160	0,06%

FUENTE: MITERD.

## 1. Estructura energética de España

Aparte del descenso de la producción eléctrica con respecto al nivel de 2019, el mix energético ha experimentado variaciones en 2020: continúa el descenso en la producción con carbón (-56,0%) mientras que la producción hidráulica (+23,8%), por ser un año más húmedo, y la producción fotovoltaica (+66,4%), por el incremento del parque solar fotovoltaico instalado, han crecido notablemente. El incremento en la producción de estas tecnologías, así como la energía eólica (+1,4%), se compensan por el descenso en la producción de ciclos combinados (-22,0%) y de las plantas termosolares (-12,2%). La presencia de más renovables en el mix de generación eléctrica profundiza en la descarbonización del sistema eléctrico, reduciendo sus emisiones con respecto al año 2019.

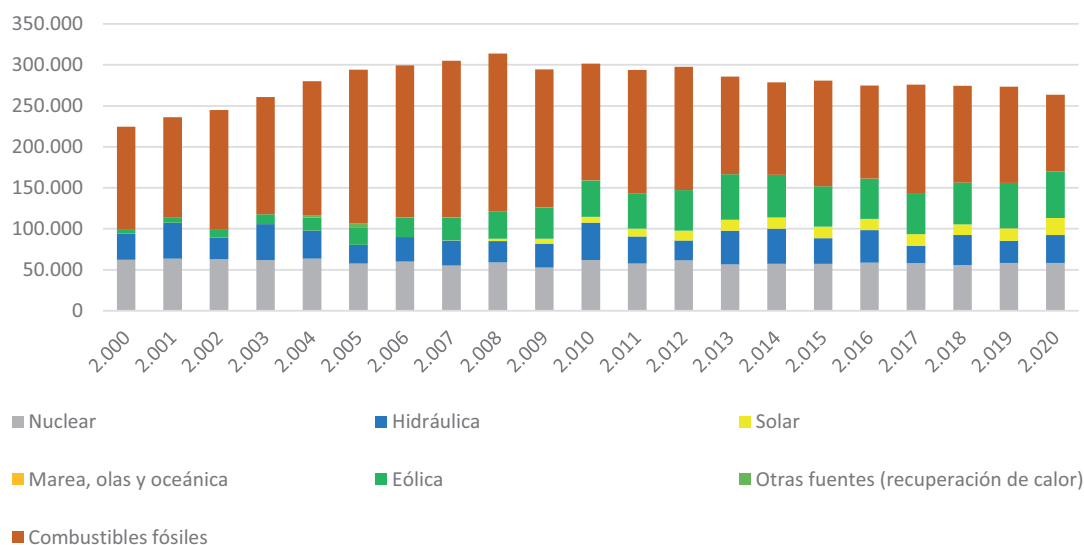
**FIGURA 1.10. DESGLOSE DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD BRUTA TOTAL (DIFERENCIA RESPECTO A 2019)**



FUENTE: MITERD.

De forma gráfica se puede apreciar la evolución de la generación con las distintas tecnologías:

**FIGURA 1.11. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN BRUTA TOTAL POR TECNOLOGÍA (GWH)**



FUENTE: MITERD.

### *Consumo de electricidad*

El efecto de la COVID-19 se hizo notar también en el consumo final de electricidad, que registró en 2020 una disminución de hasta el 6,3%, pasando de los 242.843 GWh en 2019 a los 227.620 GWh en 2020.

#### *1.2.3.2. Refino*

En este apartado se expondrá el balance de refinería, donde tienen lugar los procesos de transformación del crudo en los diversos productos petrolíferos consumidos posteriormente. Para poder analizar los datos del balance, es preciso realizar una exposición previa de la producción de crudo a nivel nacional, las importaciones de crudo y las importaciones de productos petrolíferos, ya que una parte de los mismos también forman parte del balance de refinería.

### *Producción interior de crudo*

La producción nacional de crudo durante el año 2020 fue de 28 Kt, manteniéndose la tendencia decreciente iniciada en 2013. El descenso con respecto a los valores de 2019 (40 kTm) fue del 32%. En el capítulo dedicado a los productos petrolíferos (capítulo 8) se detalla tanto el estado de las explotaciones como la producción de las mismas.

La producción nacional tiene un impacto muy limitado en el balance de refinería, al representar históricamente valores inferiores al 0,1% de los insumos de dicho balance.

### *Oferta de petróleo. Importaciones de crudo*

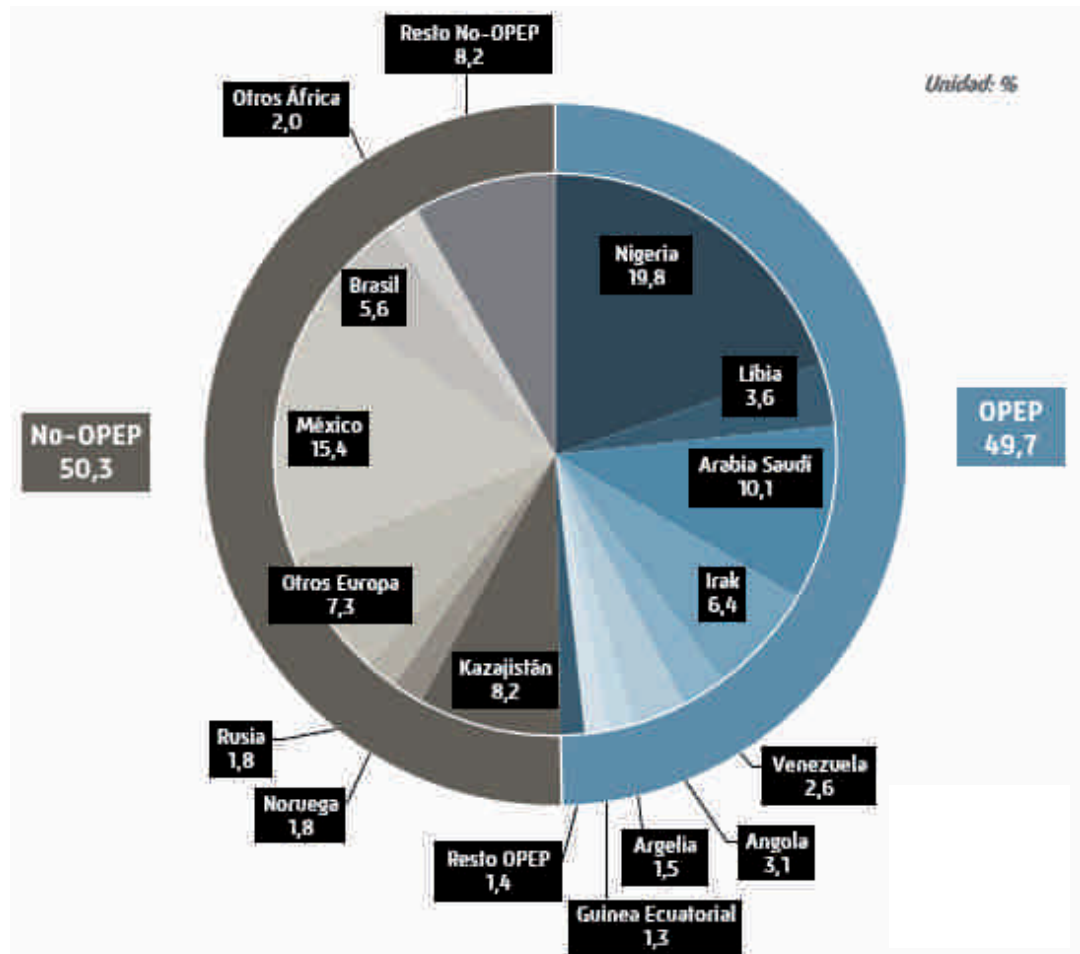
Las importaciones de crudo a España en 2020 alcanzaron los **54.855 kt (-17,3 % vs. 2019)**.

El principal suministrador de crudo es Nigeria (19,8%), seguido de México (15,4%), Arabia Saudí (10,1%) y Kazajistán (8,2%). Libia que era el segundo suministrador de crudo en 2019 ve reducidas sus importaciones a España en un 76,90% respecto al año 2019 situándose en un 3,6% en 2020.

Si se hace referencia a la relevancia de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) en las importaciones, el volumen procedente de países pertenecientes a esta organización representó un 48,7% de las importaciones lo que supone una disminución del 32,3% con respecto al año 2019.



FIGURA 1.12. PROCEDENCIA DE LAS IMPORTACIONES DE CRUDO 2020



FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2020.

### Oferta de petróleo. Importaciones y Exportaciones de productos petrolíferos

Las importaciones de productos petrolíferos en 2020 fueron de **16.602 kt**, un **1,20 %** inferior al año 2019. Los productos petrolíferos más importados fueron gasóleos y fuelóleos.

TABLA 1.6. IMPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2020

Importaciones de productos petrolíferos	2020		
	Kt	Variación 2020-2019	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	997	-19,7 %	6,00%
Gasolinas	1.069	-26,0 %	6,40%
Querosenos	1.228	-26,70 %	7,40%
Gasóleos	7.212	5,4 %	43,40 %
Fuelóleos	3.974	-41,90 %	23,90 %
Otros productos (*)	2.122	-4,70 %	12,80 %
<b>Total</b>	<b>16.602</b>	<b>-18,10 %</b>	<b>100,00 %</b>

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2020.

Por otro lado, las exportaciones de productos petrolíferos en **2020** sufrieron un descenso del **5,90%** respecto a **2019**, situándose en **22.009 kt**. Los productos petrolíferos más exportados fueron los gasóleos, otros productos y las gasolinas.

TABLA 1.7. EXPORTACIONES DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2020

Exportaciones de productos petrolíferos	2020		
	Kt	Variación 2020-2019	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	446	-19,3 %	2,00 %
Gasolinas	4.528	-8,70 %	20,6 %
Querosenos	519	29,4 %	2,4 %
Gasóleos	9.155	12,4 %	41,6 %
Fuelóleos	2.505	-7,3 %	11,40 %
Otros productos (*)	4.856	-26,8 %	22,10 %
<b>Total</b>	<b>22.009</b>	<b>-5,9 %</b>	<b>100,00 %</b>

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2020.

(\*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

Exportaciones netas: Exportaciones- Importaciones	2020		
	Kt	Variación 2020-2019	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	-551	-20,00 %	N.A.
Gasolinas	3.459	-1,6 %	N.A.
Querosenos	-709	-44,30 %	N.A.
Gasóleos	1.943	49,50 %	N.A.
Fuelóleos	-1.469	-64,50 %	N.A.
Otros productos (*)	2.734	-37,90 %	N.A.
<b>Total</b>	<b>5.407</b>	<b>73,50 %</b>	<b>N.A</b>

## 1. Estructura energética de España

España continúa siendo un país exportador neto de productos petrolíferos, con **5.407 kt** de exportaciones netas en **2020**, lo que representa un descenso del **73,50 %** respecto a **2019**.

### *Balance de refinerías*

La producción de las refinerías españolas en **2020** fue de **55.807 kt** de productos petrolíferos, un **14,80 %** inferior a **2019**.

El balance de la producción y consumo de productos petrolíferos en España se muestra en la siguiente tabla.

**TABLA 1.8. BALANCE DE PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN 2020**

	2019 (kt)	2020 (kt)
Producción interior de crudo	40	28
Importación de crudo	66.303	54.855
Productos intermedios y materias auxiliares	1.126	1069
Variación de existencias de materias primas	-930	666
<b>Materia prima procesada</b>	<b>66.539</b>	<b>56.617</b>
Pérdidas de refino	-1.026	-811
<b>Producción de refinerías</b>	<b>65.513</b>	<b>55.806</b>
Consumos propios	-4.159	-3.850
Trasposos/diferencias estadísticas	1.721	2.544
Importaciones de productos petrolíferos	20.275	16.602
Exportaciones de productos petrolíferos	-23.391	-22.009
Variación de existencias	-179	-398
Consumo interior de productos petrolíferos	59.957	48.695

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2020.

En lo que respecta a la producción bruta de la refinería, el producto petrolífero con mayor producción son los gasóleos (43,70 % del total) seguidos de otros productos (22,00 %) y los querosenos (14,30 %).

TABLA 1.9. PRODUCCIÓN BRUTA DE LAS REFINERÍAS EN ESPAÑA EN 2020

	2020		
	kt	Δ 2020/2019 (%)	Estructura
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	920	-21,20 %	1,60 %
Gasolinas	7.822	-13,90 %	14,00 %
Querosenos	7.994	-22,20 %	14,30
Gasóleos	24.374	-10,70 %	43,70 %
Fuelóleos	2.443	-51,70 %	4,40 %
Otros productos (*)	12.253	-3,00	22,00 %
<b>Total</b>	<b>55.807</b>	<b>-14,80 %</b>	<b>100,00 %</b>

(\*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

FUENTE: CORES. Informe Estadístico Anual 2020.

### 1.3. ENERGÍA FINAL

#### 1.3.1. Consumo de energía final

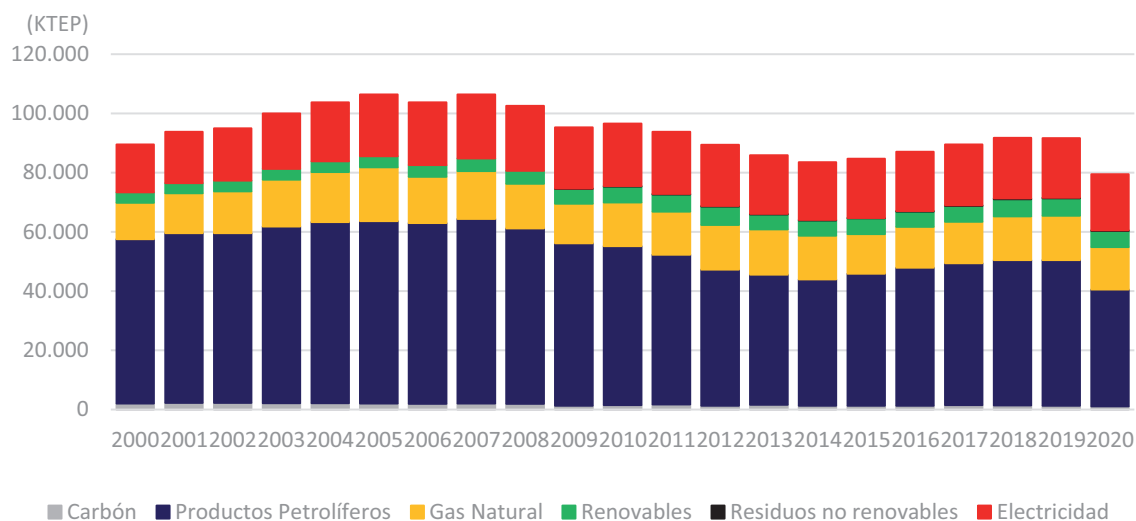
La demanda de energía final siguió un patrón de evolución similar al de la energía primaria. El consumo de energía final en 2020 experimentó un descenso del 13,4% con respecto a 2019, hasta un total de 79.436 ktep. De este total, 73.633 ktep correspondieron a usos energéticos, y 5.803 ktep correspondieron a usos no energéticos. Las principales causas de esta reducción fueron el descenso del consumo final de productos petrolíferos, gas natural y electricidad.

Por fuentes de energía, el consumo final de carbón se mantuvo estable en 1.108 ktep. Los productos petrolíferos experimentaron una notable reducción del 19,8%, arrastrados por el efecto de la COVID-19 en el sector transporte, hasta los 39.473 ktep. El gas natural, por su parte, disminuyó hasta los 14.260 ktep, un 4,4% inferior respecto al consumo de 2019.

Las energías renovables para uso final se redujeron también en un 6,5% en 2020, debido principalmente al descenso en el uso de biocombustibles en el sector transporte, cuya cuantía total experimentó una reducción del 16,0%, si bien los biocombustibles de cómputo doble pasaron de 200,6 ktep a 553,0 ktep.

## 1. Estructura energética de España

FIGURA 1.13. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2000-2020

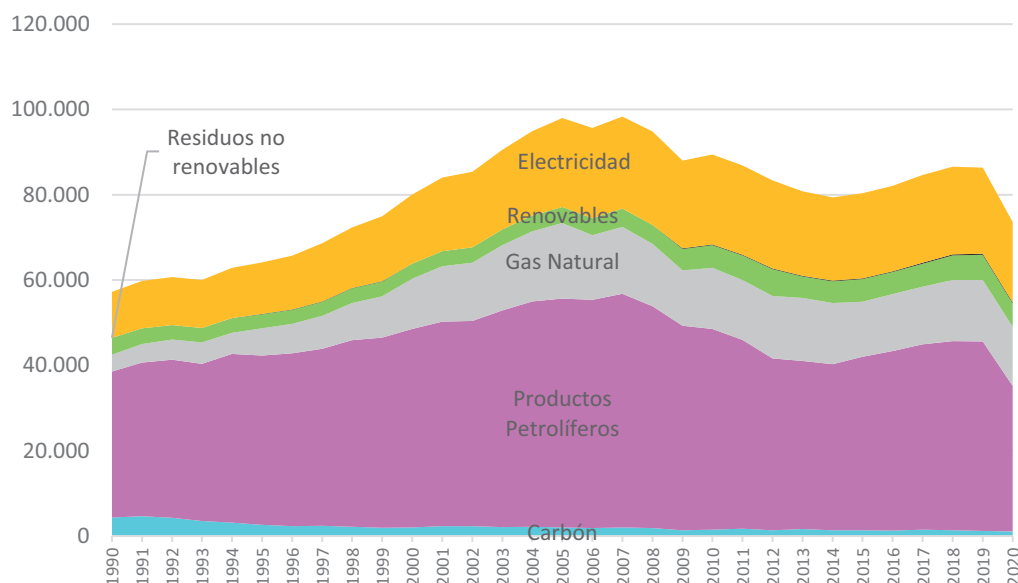


FUENTE: MITERD.

### Consumo de energía final excluyendo usos no energéticos.

En 2020 el consumo de energía final, usos no energéticos excluidos, descendió un 14,7%. Todas las fuentes de energía final experimentaron en mayor o menor medida una reducción, fruto de la contracción de la actividad económica a raíz del COVID-19. Los descensos más destacados tuvieron lugar en los productos petrolíferos (-23,1%), el carbón (-11,6%) y los residuos renovables (-11,0%) En menor cuantía, igualmente se produjo un retroceso en la demanda de las fuentes renovables (-6,5%), la electricidad (-6,3%) y el gas natural (-4,4%).

FIGURA 1.14. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS



FUENTE: MITERD.

TABLA 1.10. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA (KTEP). USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS

	E. Final Total		Carbón		Productos Petrolíferos		Gas Natural		Renovables y residuos		Electricidad	
	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%	ktep	%
2000	80.037		2.045	2,6%	46.499	58,1%	11.819	14,8%	3.470	4,3%	16.205	20,2%
2001	84.046		2.310	2,7%	47.961	57,1%	13.009	15,5%	3.486	4,1%	17.279	20,6%
2002	85.366		2.307	2,7%	48.100	56,3%	13.697	16,0%	3.592	4,2%	17.671	20,7%
2003	90.590		2.141	2,4%	50.737	56,0%	15.322	16,9%	3.654	4,0%	18.736	20,7%
2004	94.915		2.161	2,3%	52.866	55,7%	16.372	17,2%	3.683	3,9%	19.834	20,9%
2005	97.972		2.012	2,1%	53.694	54,8%	17.653	18,0%	3.785	3,9%	20.827	21,3%
2006	95.674		1.854	1,9%	53.500	55,9%	15.158	15,8%	3.998	4,2%	21.163	22,1%
2007	98.326		2.011	2,0%	54.772	55,7%	15.706	16,0%	4.273	4,3%	21.564	21,9%
2008	94.859		1.866	2,0%	51.977	54,8%	14.679	15,5%	4.403	4,6%	21.934	23,1%
2009	88.034		1.332	1,5%	47.975	54,5%	13.003	14,8%	5.107	5,8%	20.617	23,4%
2010	89.428		1.493	1,7%	47.028	52,6%	14.347	16,0%	5.511	6,2%	21.049	23,5%
2011	86.904		1.750	2,0%	44.239	50,9%	14.001	16,1%	5.977	6,9%	20.938	24,1%
2012	83.382		1.345	1,6%	40.290	48,3%	14.634	17,6%	6.455	7,7%	20.658	24,8%
2013	80.784		1.629	2,0%	39.398	48,8%	14.786	18,3%	5.187	6,4%	19.784	24,5%
2014	79.389		1.340	1,7%	38.984	49,1%	14.295	18,0%	5.260	6,6%	19.510	24,6%
2015	80.335		1.355	1,7%	40.677	50,6%	12.914	16,1%	5.438	6,8%	19.952	24,8%
2016	82.070		1.253	1,5%	42.148	51,4%	13.359	16,3%	5.318	6,5%	19.993	24,4%
2017	84.605		1.524	1,8%	43.387	51,3%	13.563	16,0%	5.573	6,6%	20.559	24,3%
2018	86.566		1.394	1,6%	44.315	51,2%	14.323	16,5%	6.030	7,0%	20.504	23,7%
2019	86.342		1.233	1,4%	44.372	51,4%	14.456	16,7%	6.115	7,1%	20.166	23,4%
2020	73.633		1.089	1,5%	34.132	46,4%	13.815	18,8%	5.709	7,8%	18.887	25,7%

FUENTE: MITERD.

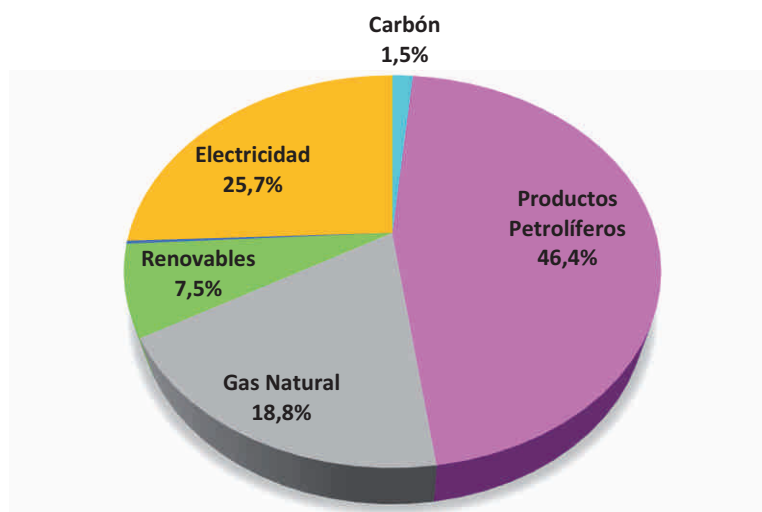
## 1. Estructura energética de España

La estructura de la demanda de energía final por fuentes de energía se encontró dominada por los combustibles fósiles –productos petrolíferos, carbón y gas natural–, que en conjunto cubrieron casi el 67% de la demanda.

Pese al efecto del COVID-19 en el transporte, los productos petrolíferos, con 34.132 ktep, representaron el 46,4% de la demanda, en estrecha correspondencia con el peso del transporte en la misma (37,7%). El consumo final de carbón prosiguió el descenso experimentado desde 2017 hasta los 1.089 ktep (1,5%). El gas natural, vio reducido su consumo hasta los 13.815 ktep, como consecuencia de la contracción de la actividad económica industrial en 2020.

Las energías renovables para uso final, sin contar, por tanto, la empleada para producir electricidad, registraron un descenso del 6,5% en 2019, vinculado en buena medida al descenso del consumo en el transporte, y por ende en los biocarburantes.

**FIGURA 1.15. DESGLOSE DEL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA 2020. USOS NO ENERGÉTICOS EXCLUIDOS**



FUENTE: MITERD.

### *Consumo de energía final para usos no energéticos*

Por fuentes de energía, para usos no energéticos, los productos petrolíferos aumentaron un 10,1%, hasta un valor de 5.340 ktep, suponiendo el 92,0% del consumo final total para usos no energéticos y el 6,7% respecto al consumo final total, incluyendo tanto usos energéticos como no energéticos.

El consumo para usos no energéticos – típicamente en la industria química – de gas natural, por su parte, descendió un 4,6% respecto a 2019 (445 ktep) suponiendo el 7,7% del consumo final total para usos no energéticos.

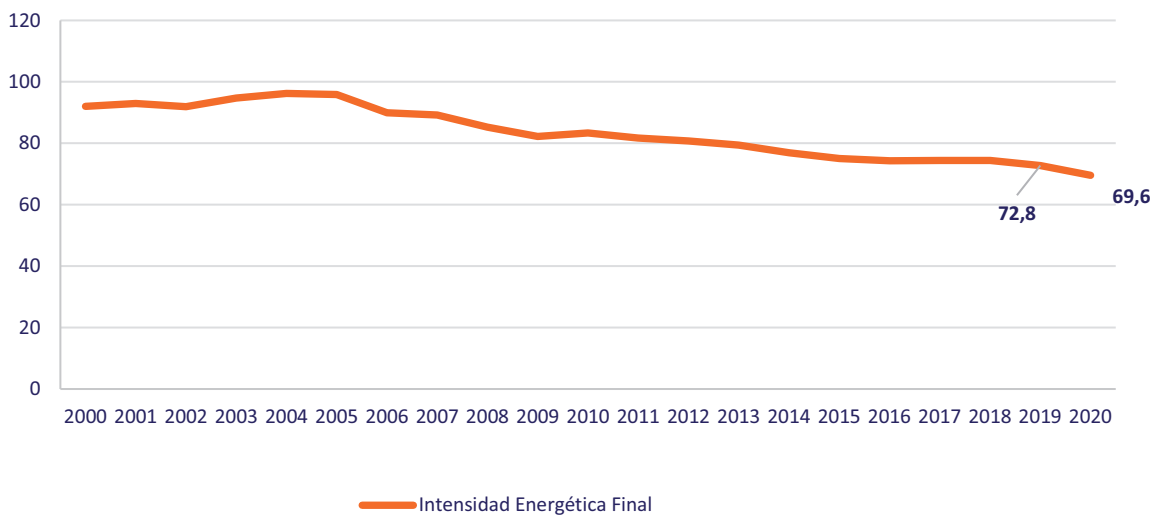
Finalmente, en 2020 el consumo final de carbón volvió a reducirse en un 47,5% respecto a 2019, hasta los 18 ktep.

### 1.3.2. Evolución de la intensidad de energía final

La **intensidad de energía final** en España sigue un perfil similar al de la energía primaria, situándose por debajo del indicador correspondiente a la media de la UE.

Desde la demanda de energía final había mostrado señales de recuperación bajo el estímulo de la reactivación económica, a un ritmo inferior al del PIB, por lo que se mantiene la pauta descendente de la intensidad final, que en 2020 disminuyó un 4,4% excluidos usos no energéticos. Esta mejora se debió a que el descenso de la demanda de energía final (-14,7%), espoleada por el efecto del COVID-19 en todos los sectores y muy especialmente en el transporte, fue mayor que el descenso del PIB. La diferencia en la variación interanual del consumo de energía primaria y final explica la diferencia de magnitudes en las mejoras registradas por ambas intensidades.

FIGURA 1.16. INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020



FUENTE: MITERD. Usos no energéticos excluidos.

## 1.4. ANÁLISIS SECTORIAL DEL CONSUMO Y DE LA INTENSIDAD DE ENERGÍA FINAL

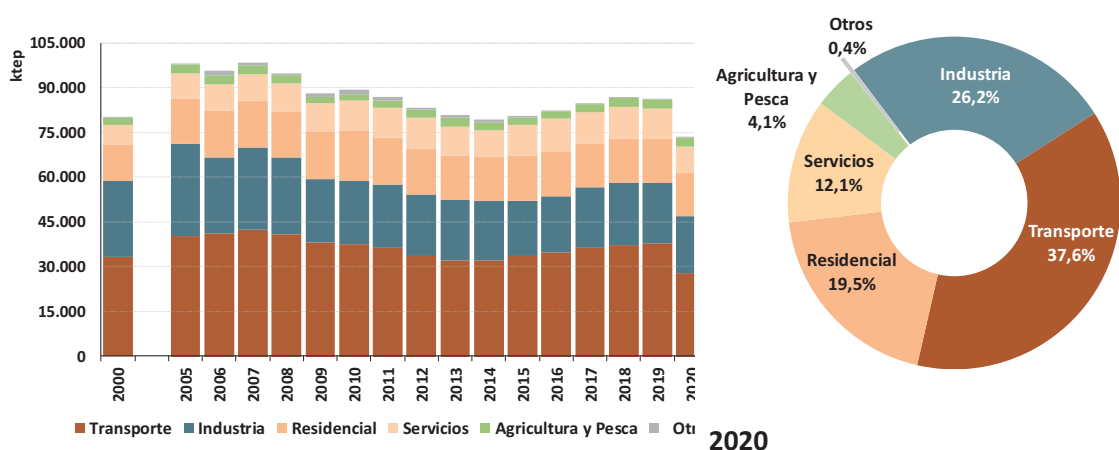
El análisis en términos de energía final, Figura 1.17. permite observar una tendencia similar a la de la energía primaria, mostrando las mismas singularidades en su evolución. En 2020, en el contexto de la crisis económica sanitaria causada por el coronavirus, COVID-19, el consumo de energía final, usos no energéticos



## 1. Estructura energética de España

excluidos, ha experimentado una caída abrupta del 14,6%, cifra dos veces superior a la disminución registrada en 2009 bajo los efectos de la anterior crisis económico financiera. Todas las fuentes energéticas sin excepción han participado de este retroceso en la demanda, destacando los productos petrolíferos cuya demanda se ha reducido un 23,1%, seguidos a más distancia de la electricidad, las energías renovables y el gas natural con disminuciones respectivas del 6,3%, 6,5% y 4,1%.

FIGURA 1.17. CONSUMO DE ENERGÍA FINAL POR SECTORES, 2000-2020



FUENTE: MITERD/IDAE. Nota: Usos no energéticos excluidos.

El carbón, por su parte, igualmente, ha visto reducir su demanda en un 11,6% si bien este producto energético tan solo representa el 1,5% de la demanda energética final, cuya estructura sigue dominada por la presencia de combustibles fósiles (productos petrolíferos y gas natural), con el 65,1% de la cobertura de la demanda total, 5 puntos porcentuales por debajo del año anterior. Esto último se relaciona con la irrupción de la pandemia y su impacto sobre la actividad económica en general, y especialmente sobre los sectores del transporte y de la industria, muy dependientes de este tipo de combustibles.

### 1.4.1. Industria

En 2020, en el nuevo escenario provocado por la pandemia, que ha llevado a adoptar fuertes medidas<sup>1</sup> de contención y restricción de la actividad, la industria<sup>2</sup> se ha visto seriamente afectada por la paralización de

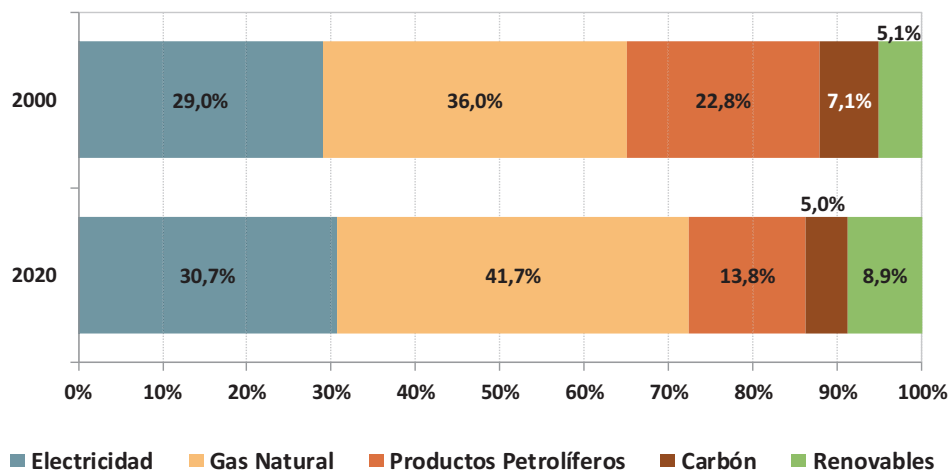
<sup>1</sup> La necesidad de frenar la propagación de la pandemia ha justificado la aprobación de duras medidas entre las que destacan el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por la COVID-19 y el Real Decreto 926/2020, de 25 de octubre, por el que se declara el estado de alarma para contener la propagación de infecciones causadas por el SARS-Co.

<sup>2</sup> El sector industrial integra las actividades relacionadas con la Industria manufacturera, la construcción y las ramas energéticas, destacando la importancia de la industria manufacturera en términos energéticos dado su elevado peso en la demanda total (92,3%).

gran parte de su tejido productivo, con la reducción de la producción de numerosas empresas y el cierre de otras tantas. Esto ha provocado una disminución de la demanda energética industrial del 8,9%, alcanzando el 26,2% del consumo total de energía final. El 86% de esta reducción se concentra en el gas natural, la electricidad y los productos petrolíferos, cuyos consumos han registrado disminuciones respectivas del 6,4%, 9,3% y 14,7%.

Las demandas energéticas de los distintos procesos y actividades industriales, en general, tienen un alto componente térmico, satisfecho mayoritariamente por combustibles fósiles, Figura 1.18, con predominio del gas natural. La estructura de la demanda energética de la industria ha ido evolucionando adquiriendo un peso creciente la presencia de productos como el gas natural, la electricidad y las energías renovables en detrimento de los productos petrolíferos.

**FIGURA 1.18. CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2020**

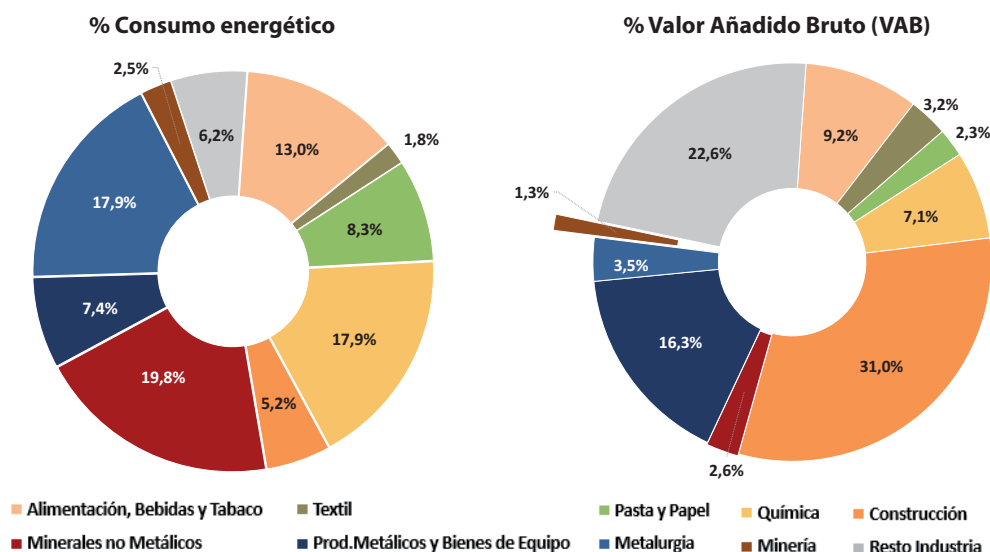


FUENTE: MITERD/IDAE.

El análisis de la demanda desde un punto de vista sectorial, Figura 1.19, permite destacar cinco ramas de la industria manufacturera— metalurgia, minerales no metálicos, química, alimentación, bebidas y tabaco y pasta y papel—, en las que se concentra el 76,9% de la demanda, cifra tres veces superior a la aportación conjunta de las mismas al Valor Añadido Bruto (VAB) de la industria (24,4%), lo que revela el carácter intensivo de estas industrias. Este contraste es especialmente acusado en las industrias de los minerales no metálicos y de la metalurgia, en las que el peso en la demanda energética es entre cinco y siete veces el del VAB.

## 1. Estructura energética de España

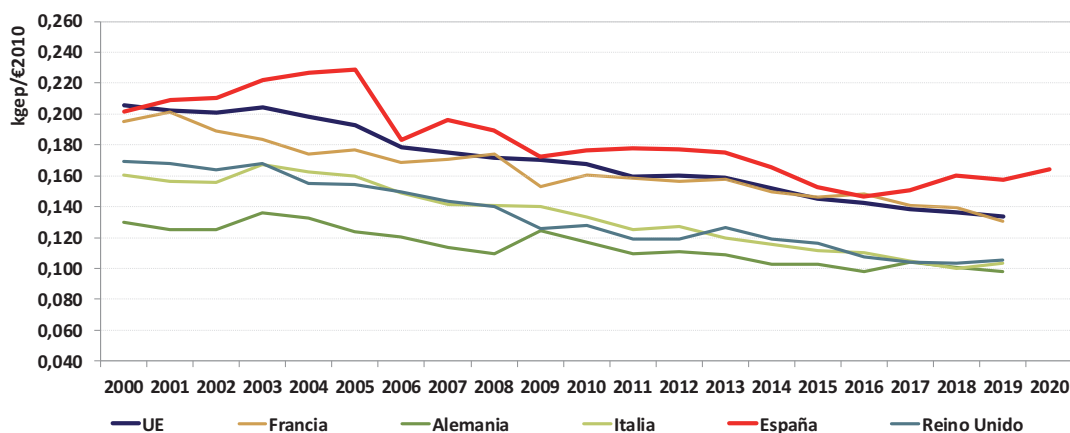
**FIGURA 1.19. CARACTERIZACIÓN ENERGÉTICO-ECONÓMICA DEL SECTOR INDUSTRIAL SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2020**



FUENTE: MITERD/IDAE/INE. Nota: Usos no energéticos excluidos.

La composición sectorial de la industria marcada en gran medida por la presencia de estas industrias energético intensivas, determina la evolución de las intensidades de la industria manufacturera y global. En el caso de la industria manufacturera la comparativa a nivel europeo permite observar un nivel de intensidad superior al de la media europea y al de otros países del entorno comunitario como Alemania, Italia, Reino Unido y Francia, Figura 1.20. Esto se explica en parte por las diferencias en cuanto a la estructura sectorial de la industria manufacturera en la que participan en mayor medida ramas menos intensivas como las industrias de maquinaria y bienes de equipo con una aportación superior al VAB lo que tiene un efecto atenuador sobre la intensidad manufacturera.

**FIGURA 1.20. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020**



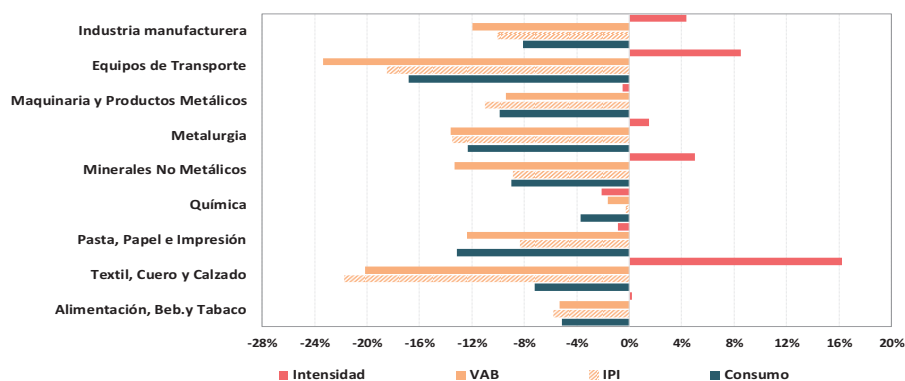
FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Media europea referida a UE27.

La intensidad manufacturera, en general, ha seguido una pauta descendente desde 2005, que, a diferencia de la industria global, ha tendido a mantenerse durante el anterior periodo de crisis económica iniciada en 2008, así como en la recuperación económica posterior a 2014. En 2020, en el contexto de la nueva crisis desencadenada por la pandemia, la paralización de la actividad industrial ha ocasionado una pérdida del 12,0% del VAB de la industria manufacturera por encima de la disminución del 8,1% de la demanda energética, lo que ha resultado en un empeoramiento del 4,4% de la intensidad.

Todas las ramas de la industria manufacturera han contribuido a este deterioro de la actividad, como evidencian las variaciones negativas registradas tanto en términos de VAB como del Índice de Producción Industrial (IPI), Figura 1.21. No obstante, el impacto de la pandemia no ha sido uniforme lo que ha dado lugar a diferencias en el grado de utilización de las capacidades productivas de las distintas ramas, lo que tiene su reflejo en la evolución de sus demandas energéticas, indicadores de actividad y correspondientes intensidades energéticas. Entre las ramas industriales más afectadas destacan la industria textil, la fabricación de equipos de transporte, los minerales no metálicos y la metalurgia, en las que se concentra el 63,8% de la reducción de la demanda energética de la industria manufacturera en 2020. Las tres últimas ramas citadas se relacionan con las actividades de los sectores del automóvil y de la construcción, dos de los sectores más golpeados por la crisis.

Como ya se ha mencionado, la demanda energética del conjunto de la industria manufacturera no ha decrecido al mismo ritmo que la actividad global. Sin embargo, este patrón de comportamiento no se manifiesta en todas las ramas sino en aquellas donde la ralentización de la actividad ha sido mayor como la industria textil, la fabricación de equipos de transporte, etc. en las que se observa un aumento de sus intensidades. Esto se explica por ineficiencias en el uso del equipamiento al funcionar por debajo de su capacidad nominal a lo que se suma la existencia de demandas energéticas cautivas e independientes del nivel de producción como las vinculadas al acondicionamiento de las instalaciones y a la iluminación. Se trata de una disrupción provocada por la situación económica al igual que ocurrió durante el anterior periodo de recesión en el que las intensidades de las industrias más sensibles se vieron alteradas.

**FIGURA 1.21. PRINCIPALES INDICADORES DE LA INTENSIDAD DE LA INDUSTRIA MANUFACTURERA SEGÚN RAMAS EN ESPAÑA, 2019-2020**



FUENTE: MITERD/IDAE/INE.

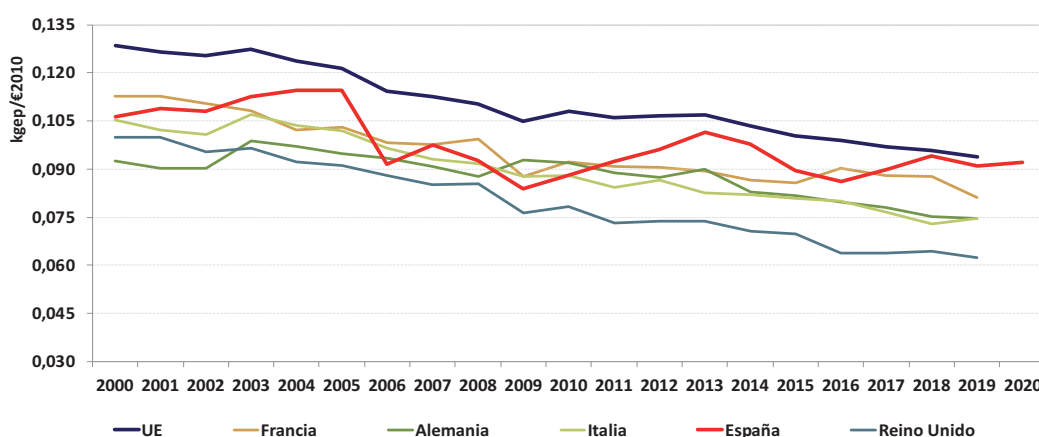
## 1. Estructura energética de España

En cuanto a las restantes ramas, ha habido un mayor acoplamiento entre las variaciones de consumo y de actividad, lo que apenas ha repercutido en las intensidades que han permanecido más estabilizadas o incluso en algún caso como el de la industria química, menos afectada, ha habido una leve mejoría. En todo caso, parece que la evolución de la intensidad manufacturera en 2020 ha estado más determinada por las industrias que peor comportamiento han mostrado a efectos de intensidad (minerales no metálicos, metalurgia, equipos de transporte y textil).

Considerando la industria en su conjunto, la intensidad energética, Figura 1.22, se mantiene por debajo de la media europea, mostrando un acercamiento progresivo desde el inicio de la anterior crisis, especialmente motivado por el deterioro de la actividad constructora, que en circunstancias normales contribuye a suavizar el impacto de la industria manufacturera sobre la intensidad de la industria total. Esto se asocia a su carácter menos intensivo, con una aportación al VAB de la industria del orden de seis veces superior a su participación en la demanda energética, en contraste con la industria manufacturera donde esta relación es inferior a la unidad. En consecuencia, la menor actividad registrada durante la anterior crisis supuso una importante pérdida de valor añadido para este sector acompañada de un incremento en su intensidad energética, que igualmente se trasladó a la industria manufacturera dado el efecto de arrastre generado por la construcción sobre la demanda de productos industriales.

Bajo el impulso de la reactivación económica iniciada en 2014 la intensidad ha evolucionado siguiendo una tendencia decreciente no exenta de interrupciones. En 2020 la menor actividad industrial inducida por la crisis causada por el COVID-19 conduce a un repunte de la intensidad del 1,1% como resultado de la caída del consumo energético (-8,9%) por debajo de la producida en el VAB (-10,0%).

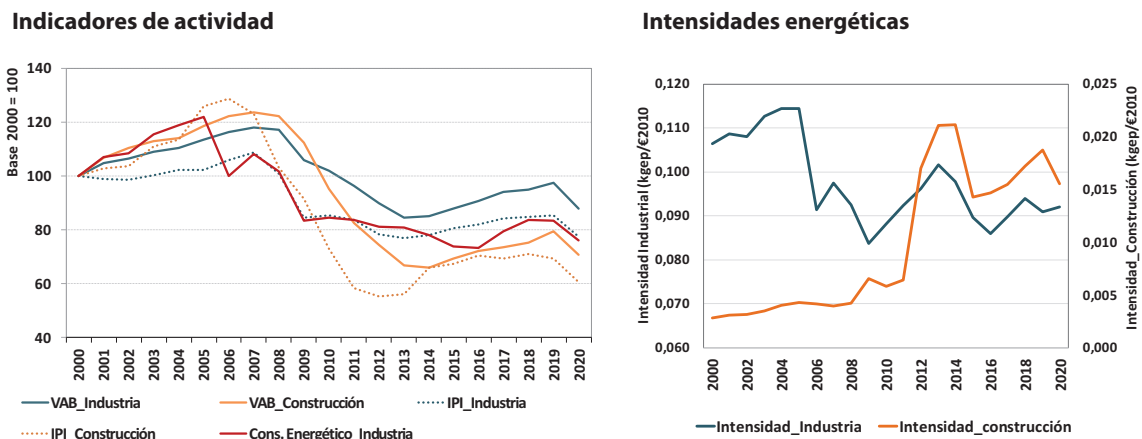
**FIGURA 1.22. INTENSIDAD ENERGÉTICA DE LA INDUSTRIA EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020**



FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Media europea referida a UE27.

El sector de la construcción ha experimentado una nueva desaceleración en 2020, Figura 1.23, tanto en el ámbito de la edificación ligada a la vivienda como en el de la obra civil, con la consiguiente reducción del valor añadido (-10,8%) y del IPI (-12,7%), a lo que se suma un descenso aún más pronunciado de la demanda energética (-26,1%)<sup>3</sup>. Esto ha provocado una disminución en la intensidad de la construcción correspondiente del 17,1%, contribuyendo a contrarrestar el efecto negativo de la intensidad de la industria manufacturera sobre la intensidad industrial. Esto explica el menor empeoramiento observado en la intensidad global (+1,1%) frente a la industria manufacturera (+4,4%).

**FIGURA 1.23. PRINCIPALES INDICADORES DE LAS INTENSIDADES DE LA INDUSTRIA Y DE LA CONSTRUCCIÓN EN ESPAÑA 2000-2020**



FUENTE: INE/MITERD/IDAE.

### 1.4.2. Transporte

En el contexto de restricciones a la movilidad y suspensión de actividades ocasionada por la crisis de la COVID-19, el sector transporte, estrechamente interrelacionado con todos los sectores de la economía, ha sufrido en 2020 una brusca caída (-26,8%) en su demanda energética. Esto marca una ruptura con la tendencia de los últimos seis años a la vez que supone una pérdida de representatividad en la demanda de energía final de 6,3 puntos porcentuales, alcanzando el 37,6% de la demanda total, si bien continúa siendo el sector de mayor consumo.

Todos los combustibles acusan una reducción de su demanda en 2020, destacando los productos petrolíferos (-27,8%) con el 92,9% de la demanda del transporte, Figura 1.24, lo que convierte a estos productos

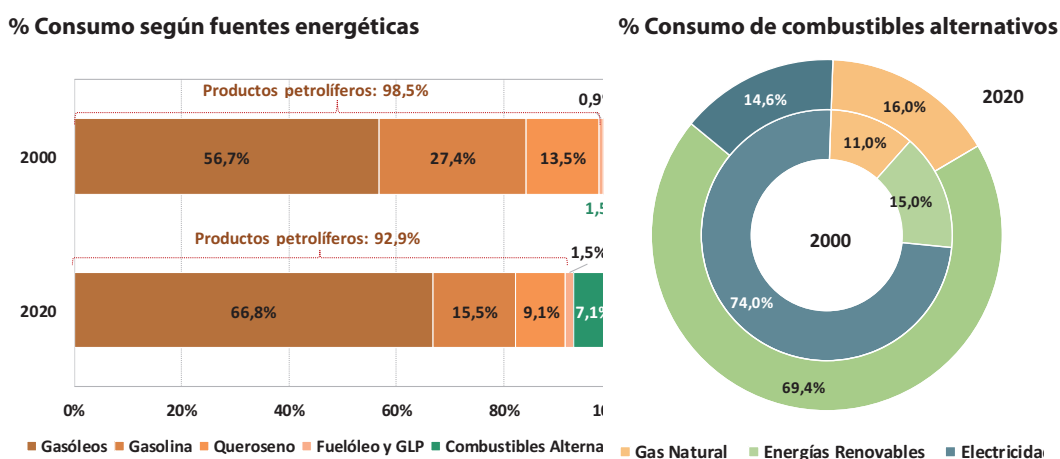
<sup>3</sup> La menor caída del valor añadido del sector de la construcción se debe posiblemente a la contribución de la actividad ligada a la promoción inmobiliaria cuya producción económica se ha visto menos afectada que las restantes actividades que integra la industria de la construcción que a su vez tienen un mayor componente energético asociado.

## 1. Estructura energética de España

en los principales determinantes de la evolución de la demanda del sector. Tanto es así que el 97,8% de la reducción del consumo en 2020 se debe a estos productos, entre los cuales el queroseno y el gasóleo de automoción han registrado las mayores bajadas de consumo en términos absolutos, especialmente el primero. Por su parte, las demandas asociadas a las energías renovables (biocarburantes), al gas natural y a la electricidad han disminuido un 4,9%, 1,1% y 1,0%, respectivamente.

Estos últimos combustibles alternativos van cobrando cada vez mayor visibilidad en el sector transporte, aunque su participación actualmente se limita al 7,1% de la demanda total. Con excepción de la electricidad, cuyo consumo prácticamente se concentra en el transporte ferroviario, se puede afirmar que la mayor parte del consumo de los combustibles alternativos (84,4%) es imputable al transporte por carretera, principalmente bajo la forma de biocarburantes, sobre todo el biodiesel. En los últimos años se han ido sumando otros combustibles como el gas natural y la electricidad gracias al crecimiento del parque de automóviles propulsados por estos combustibles cuya representación conjunta no supera el 1,2% de la demanda del transporte por carretera.

**FIGURA 1.24. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2020**



FUENTE: MITERD/IDAE. Nota: Se ha detectado una errata en los porcentajes referidos al año 2000 en las anteriores ediciones del Libro "La energía en España".

En el horizonte 2030 se espera un cambio notable en la estructura de suministro energético del transporte bajo el impulso de las medidas adoptadas en el marco del *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC, 2021-2030*, potenciando la electrificación del transporte y el uso de biocarburantes avanzados en coherencia con los objetivos de descarbonización del transporte y neutralidad climática de la economía.

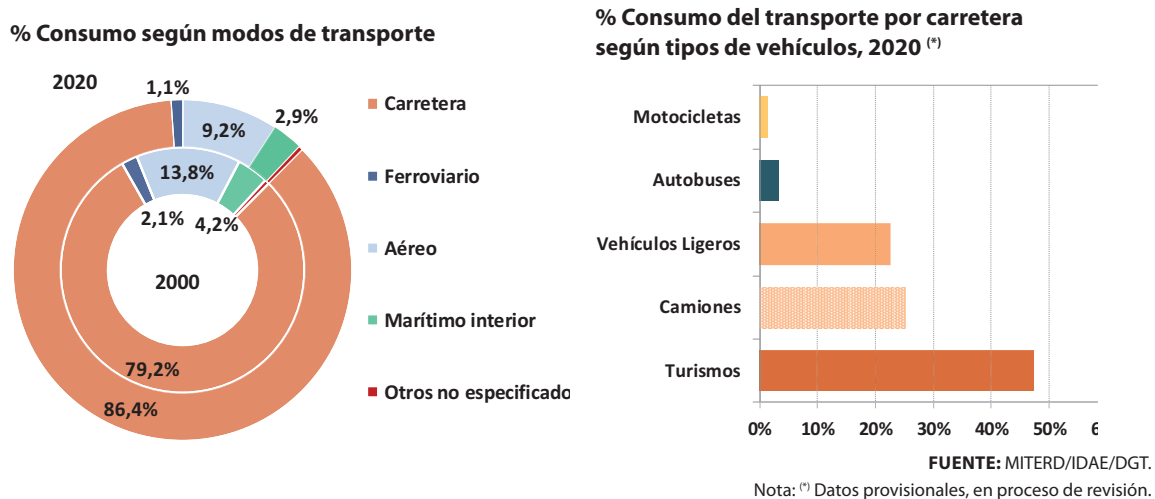
Todos los modos de transporte, sin excepción, manifiestan en 2020 una pérdida de dinamismo en respuesta lógica a la paralización de las actividades productivas y restricciones en la circulación, con decrementos en la demanda energética que varían entre el 17,4% (carretera) y el 65,1% (aéreo). El transporte por carretera y

el aéreo concentran la mayor parte de la caída de la demanda, el 96,6%, dada su relevancia en la demanda del sector, especialmente el transporte por carretera, Figura 1.25.

El peso del transporte por carretera en la demanda se ha incrementado en 2020 en detrimento del transporte aéreo, cuya participación en la demanda prácticamente se ha reducido a la mitad como consecuencia del impacto del colapso de la actividad económica, del comercio y cierre de fronteras aéreas sobre el tráfico aéreo. En cambio, el transporte marítimo de interior y el ferroviario han mantenido sus cuotas respecto al año precedente a pesar de las menores demandas registradas en ambos casos.

El tipo de actividad y uso que se hace de los distintos medios de transporte incide en el reparto modal del consumo energético. El elevado uso del vehículo privado en el transporte de pasajeros junto con el liderazgo de los camiones y vehículos ligeros en el transporte de mercancías justifican el alto consumo del transporte por carretera.

**FIGURA 1.25. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR TRANSPORTE SEGÚN MODOS DE TRANSPORTE Y TIPOS DE VEHÍCULOS EN ESPAÑA, 2000-2020**



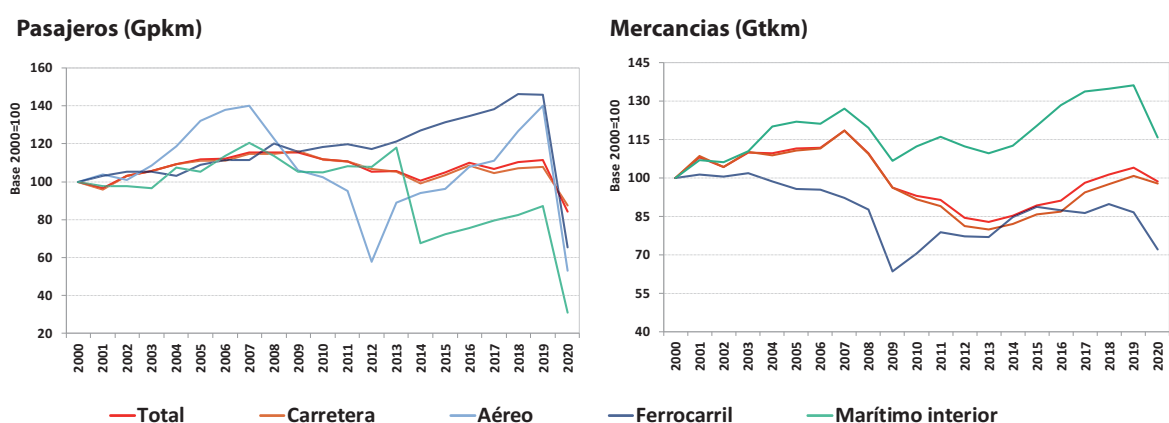
En concreto, el dominio del vehículo privado y de los camiones en el transporte de pasajeros y mercancías con cuotas superiores al 80% en ambos casos, pone de manifiesto la escasa participación de los medios más eficientes de transporte como el ferroviario y el transporte público, a diferencia de otros países europeos. Esto unido a la intermodalidad en el transporte explica el carácter intensivo de este sector y su impacto sobre el medioambiente, así como la dependencia energética asociada a los productos petrolíferos.



## 1. Estructura energética de España

El decremento de la demanda energética del transporte en 2020 se debe por tanto a la drástica caída de la movilidad de personas y mercancías registrada bajo el efecto de las medidas preventivas adoptadas en el contexto de la pandemia, Figura 1.26. Esto supone una ruptura de la senda de crecimiento sostenida iniciada en 2014 con la recuperación económica posterior a la anterior crisis.

FIGURA 1.26. TRÁFICO DE PASAJEROS Y MERCANCÍAS EN ESPAÑA, 2000-2020



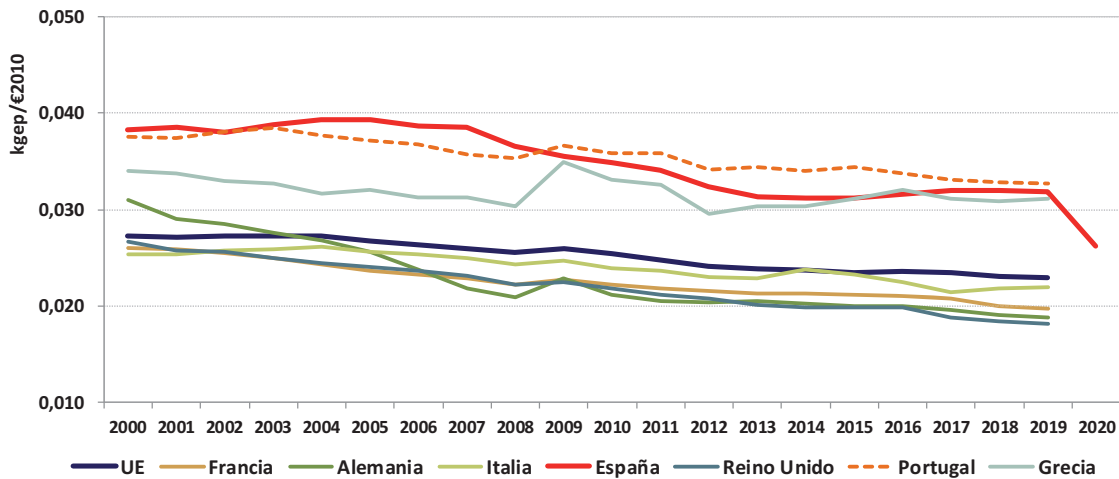
FUENTE: MITERD/MITMA/IDAE/DGT. Nota: Datos 2020 provisionales. El transporte aéreo de mercancías solo representa el 0.02% del tráfico interior de mercancías, por lo que no se ha incluido en el gráfico.

Las interacciones existentes entre el funcionamiento de la economía y las actividades dependientes de la logística y del transporte explican la sensibilidad de este sector al comportamiento de la economía, especialmente en el ámbito del transporte de mercancías, desarrollado principalmente por carretera.

La intensidad en España presenta un nivel superior al de la media europea, Figura 1.27, lo que se asocia a la estructura modal del transporte nacional dominada por el protagonismo de la carretera, más intensiva, la antigüedad del parque automovilístico y la limitada intermodalidad, entre otras causas. En la última década ha habido una progresiva convergencia con la media europea, motivada por efectos asociados a cambios estructurales y de actividad causados por la anterior crisis económica a lo que se suman mejoras de eficiencia inducidas por políticas de ahorro y eficiencia energética orientadas al sector transporte, además de avances tecnológicos en el diseño de los motores y de los vehículos disponibles en el mercado. El balance de todo ello ha sido una mejora de la intensidad.

Con la reactivación de la actividad económica posterior a 2014, la intensidad ha empeorado ligeramente como resultado del aumento de la demanda derivada de la recuperación de la movilidad y tráfico de mercancías. Esta tendencia se interrumpe en 2020 en el nuevo contexto caracterizado por el confinamiento y restricción de la movilidad. En estas condiciones, la intensidad del transporte ha decrecido un 17,9%, cifra muy superior a las tasas de caída registradas en periodos anteriores.

FIGURA 1.27. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR TRANSPORTE EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020



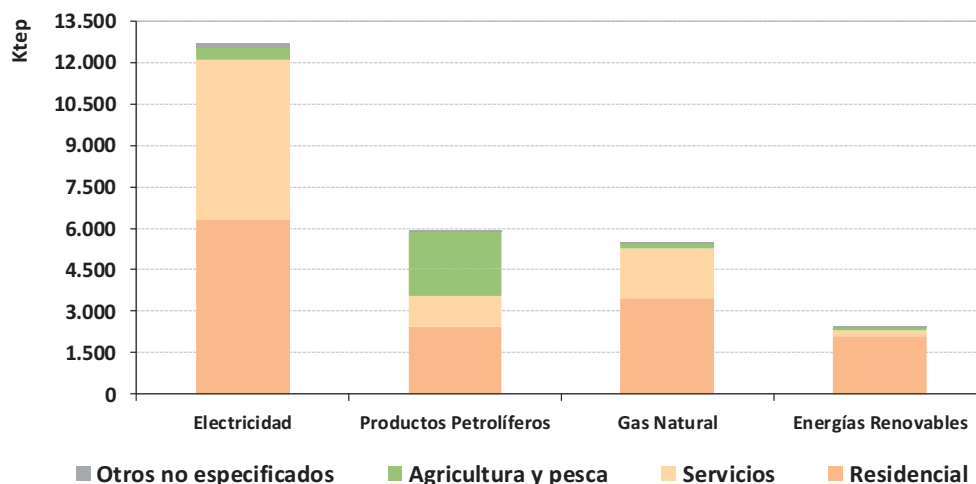
FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Nota: Media europea referida a UE27.

### 1.4.3. Usos diversos

Dentro de la categoría “Usos Diversos” se integran las actividades de los sectores residencial, servicios y agricultura y pesca, cuyo consumo conjunto ha ido ganando representatividad en la demanda, Figura 1.3.3.1, posicionándose por encima de la industria desde 2006. En 2020 el consumo conjunto de estas actividades se ha reducido un 2,5%, alcanzando el 36,1% de la demanda total. Esta menor caída frente a las registradas en los sectores industrial y transporte se debe al comportamiento de los hogares derivado de las políticas de confinamiento dado el mayor peso de su consumo sobre la demanda agregada del sector “Usos Diversos”, Figura 1.28. En menor medida ha contribuido el sector agricultura y pesca, menos expuesto que otros sectores económicos a la crisis generada por el COVID-19, dada su vinculación con el sector alimentario, actividad esencial para el abastecimiento de alimentos a la población durante la pandemia.

## 1. Estructura energética de España

**FIGURA 1.28. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR USOS DIVERSOS SEGÚN SUBSECTORES Y FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2020**



FUENTE: MITERD/IDAE. Nota: No se incluye el carbón cuya demanda asciende a 130 ktep, el 0,5% del consumo energético del sector "Usos diversos".

A nivel global, la electricidad y el gas natural son los productos energéticos, cuyas demandas más se han visto afectadas, con reducciones respectivas del 4,7% y 2,7%. Igualmente, ha bajado el consumo del carbón un 6,2% si bien su participación en la demanda del sector "Usos Diversos" con una cobertura inferior al 1%. Por su parte, las energías renovables y los productos petrolíferos han mantenido estabilizada su demanda con ligeros incrementos del orden del 1%.

Los edificios, tanto del sector residencial como del sector servicios, concentran el 87,6% de la demanda del sector "Usos Diversos"; lo que se eleva a 95,3% en el caso de la demanda eléctrica. A su vez, representan el 31,6% de la demanda total de energía final, por debajo de la media europea (38,7%). La magnitud de estas cifras justifica la necesidad de actuaciones orientadas a la mejora de la eficiencia de los edificios, destacando las medidas de rehabilitación energética por su potencial de mejora dado el volumen de edificios existentes que fueron construidos sin los estándares mínimos de eficiencia.

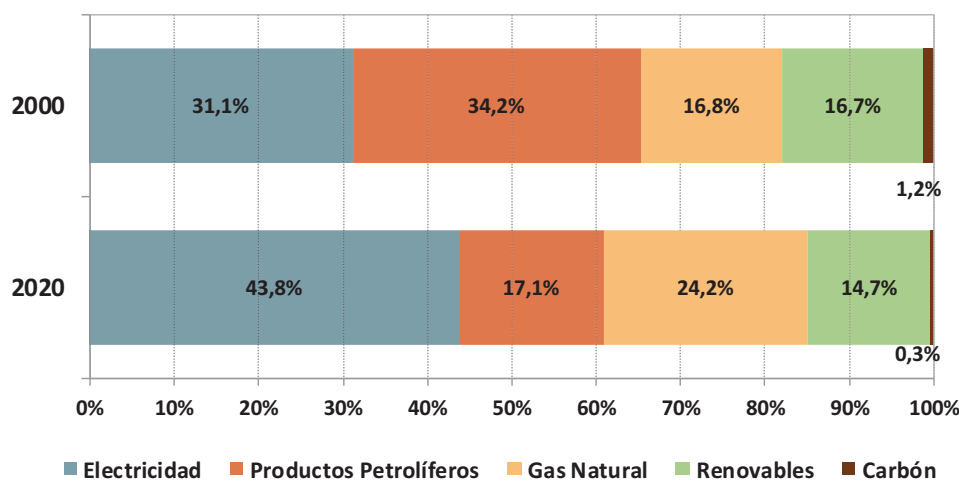
### **Residencial**

El sector residencial en 2020 se diferencia de la mayoría de los sectores productivos en cuanto al comportamiento mostrado a nivel energético, manteniendo su consumo prácticamente estable con un ligero aumento del 0,7%. Si bien a nivel del balance anual, este incremento del consumo de los hogares puede parecer irrelevante, su importancia radica en el contraste que supone con respecto a la tendencia a la baja generalizada de la demanda energética de casi todos los sectores económicos durante la pandemia. Este contraste se agudiza cuando el análisis se focaliza en los periodos donde la aplicación de las políticas de confinamiento ha sido más restrictiva, concretamente entre los meses de marzo y junio de 2020, en los que el crecimiento del consumo de los hogares en términos relativos ha sido superior.

Todas las fuentes energéticas han incrementado su demanda entre el 0,3% (electricidad) y el 2,4% (productos petrolíferos) siendo el carbón una excepción donde se observa una disminución del 28,5% sin impacto dada su escasa representatividad (0,3%) sobre el consumo energético de los hogares.

Tanto el carbón como los productos petrolíferos han experimentado un notable retroceso en la cobertura de la demanda de los hogares, Figura 1.29, a diferencia del gas natural, la electricidad y las energías renovables, cuya presencia ha ido ganando peso. Es destacable la relevancia actual de las energías renovables en la cobertura de la demanda térmica de los hogares, con un peso próximo al de los productos petrolíferos.

**FIGURA 1.29. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR RESIDENCIAL SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2020**



FUENTE: MITERD/IDAE.

Como resultado de esta situación, la participación del sector residencial en la demanda total de energía final de 2020 ha aumentado en 3 puntos porcentuales, alcanzando una cuota del 19,5%.

El repunte de la demanda de los hogares en sentido contrario a la pauta observada en la mayor parte de las actividades productivas responde a la incertidumbre causada por la evolución de la pandemia, ante la cual como ya se ha dicho, ha sido necesario implementar estrictas medidas de confinamiento y suspensión de actividades no esenciales, limitando al máximo los desplazamientos de las personas, lo que ha obligado a los ciudadanos a permanecer más tiempo en sus domicilios. En estas circunstancias, se ha producido un cambio sin precedentes en el comportamiento y rutinas de los hogares, trasladando a las viviendas el desempeño de actividades comúnmente realizadas fuera de los hogares como el trabajo, el estudio o el ocio. En línea con esto, según datos publicados por el INE, el teletrabajo ha experimentado un importante despegue en 2020, triplicándose su utilización respecto a la situación previa a la pandemia, especialmente durante el estado de alarma, llegando a finales de dicho año con una implementación en el 43,4% de los establecimientos con una media del 37,6% de sus plantillas adherida a esta modalidad de trabajo.

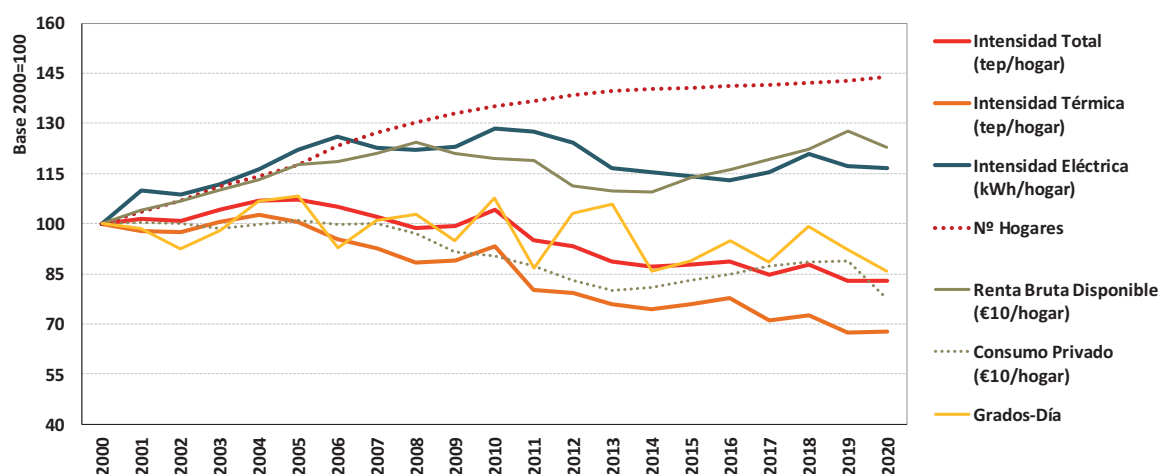
## 1. Estructura energética de España

Esto ha supuesto una modificación de los hábitos y patrón de consumo de los hogares, cobrando mayor peso el consumo asociado a los suministros energéticos derivado tanto de una estancia más prolongada en los domicilios como del desarrollo de actividades consumidoras de energía en las propias viviendas. Esto último ha podido contribuir a un desplazamiento parcial al sector residencial de consumos que hubieran sido imputables a actividades empresariales en circunstancias normales, especialmente de aquellas donde la implementación del teletrabajo y digitalización ha sido mayor.

Más de la mitad de la demanda energética de los hogares españoles es de tipo térmico dada la importancia de los usos como la calefacción, ACS y cocina, satisfechos en gran parte con combustibles de origen fósil (56,4%) y en menor cuantía por energías renovables (28,4%). De acuerdo a la última información disponible, la calefacción es el uso más intensivo de los hogares, cubriendo más del 40% de la demanda, porcentaje inferior a la media europea en alrededor de 20 puntos porcentuales debido a la climatología más favorable de España. En todo caso, el comportamiento y eficiencia asociado a este uso intensivo influye de manera decisiva sobre la demanda y la intensidad energética del sector residencial.

En general, la demanda energética de los hogares se muestra sensible a los factores que influyen en el poder adquisitivo de estos, Figura 1.30. Desde 2005 la demanda energética media por hogar (o intensidad energética) en España ha tendido a la baja especialmente en cuanto a usos térmicos. Esta tendencia se vio reforzada a partir de 2008 bajo el impacto de la anterior crisis económica sobre la renta y la capacidad de gasto de los hogares que supuso un cambio en sus hábitos de consumo, disminuyendo la intensidad asociada.

FIGURA 1.30. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA, 2000-2020



FUENTE: INE/MITERD/IDAE

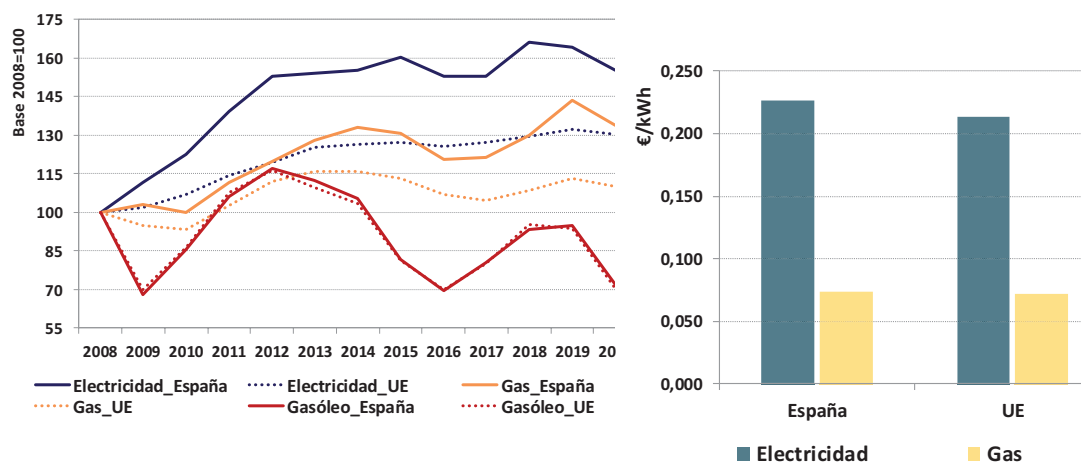
A esto se ha añadido el efecto disuasorio de los precios energéticos correspondientes a los consumidores domésticos, Figura 1.31, que igualmente desde 2008 han ido registrando incrementos significativos a unas tasas superiores a la media europea en lo que se refiere a la electricidad y al gas natural.

Con el restablecimiento de la economía posterior a 2014 se produce una reactivación del gasto y de la demanda energética de los hogares, influenciado por la mejora del mercado laboral. La facilidad de acceso al crédito de los hogares y las condiciones favorables de financiación ha favorecido la adquisición de bienes de consumo, equipamiento electrónico, entre otros, lo que ha supuesto una ralentización en la tendencia a la baja de la intensidad, especialmente visible en la intensidad eléctrica donde se han producido repuntes ocasionales. En 2020 como consecuencia del estallido de la pandemia, las intensidades, tanto a nivel global como a nivel de sus componentes térmico y eléctrico, se han mantenido estabilizadas con tendencia al alza, en sentido contrario a la caída experimentada en el gasto de los hogares. Esta contención del gasto se asocia a bienes y servicios vinculados a las actividades más afectadas por la situación sanitaria, sin impacto en las demandas relacionadas con las necesidades de abastecimiento energético o alimentario de los hogares que en 2020 se han conservado e incluso aumentado.

Como ya se ha señalado con anterioridad, la alteración de los hábitos de gasto y consumo de los hogares inducida por la crisis sanitaria provocada por el coronavirus, ha incidido en una mayor intensidad energética no explicable por los determinantes habituales (renta, gasto, climatología, precios energéticos...). Prueba de ello es el incremento de la mayor intensidad térmica, aunque leve, en sentido opuesto a la evolución de las temperaturas registradas en 2020, uno de los tres años más cálidos a escala global desde que hay registros, tanto en España como en Europa. El incremento de la intensidad térmica se debe principalmente al aumento del consumo de gasóleo y en menor medida al del gas natural, utilizados mayoritariamente para la cobertura de la demanda de calefacción que como ya se ha dicho es el uso más intensivo del sector residencial. Sin embargo, en 2020 la climatología no ha sido un factor decisivo siendo más relevante la mayor permanencia de las personas en sus viviendas.

**FIGURA 1.31. PRECIOS ENERGÉTICOS DE LOS HOGARES EN ESPAÑA Y LA UE, 2008-2020**

### Precios del gas y de la electricidad, 2020



FUENTE: EUROSTAT/Boletín Petrolero de la Comisión Europea<sup>4</sup>.

Con respecto al efecto de los precios energéticos, cabe señalar que desde 2015 se constata cierta tendencia a la desaceleración en el ritmo de crecimiento de los precios energéticos, lo que unido a la dinámica de los mercados energéticos perturbada por la abrupta caída de la demanda provocada por la crisis de la COVID-19 ha culminado en 2020 en una bajada de los precios medios tanto en España como a nivel de la UE. En todo caso, en circunstancias tan excepcionales como las vividas en 2020, los factores ligados al comportamiento y ocupación de las viviendas han sido los principales determinantes del consumo e intensidad del sector residencial, a lo que podría haber contribuido un cierto alivio de la presión de los precios sobre los consumidores domésticos.

Esta tendencia al alza en la intensidad, sin duda, se ha visto contrarrestada por el efecto positivo derivado de avances tecnológicos y legislativos en cuanto a edificación y equipamiento de los hogares, impulsado por las directrices comunitarias y nacionales vigentes en materia de política energética.

La comparativa a nivel europeo de la intensidad energética del sector residencial, con corrección climática, Figura 1.32, muestra un paralelismo entre el indicador nacional y la media UE, manteniéndose una distancia entre ambos indicadores del orden del 40% a favor de España debido a diferencias climatológicas. Las temperaturas más suaves de España conllevan una menor necesidad de calefacción y, por tanto, un menor consumo, al igual que en otros países del sur de Europa.

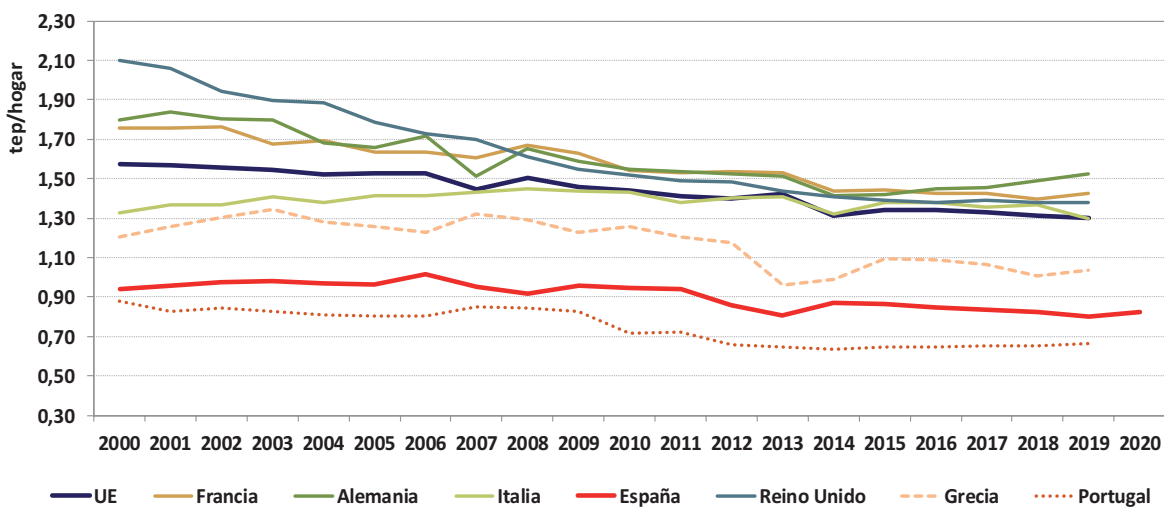
Tanto en España como en los países del entorno comunitario se observa una tendencia descendente en la intensidad, reforzada bajo los efectos de la anterior crisis económica. Esta tendencia a la mejora se ha ido

<sup>4</sup> Notas: Media europea referida a UE27; Precios, impuestos incluidos, referidos a un hogar medio de consumo eléctrico entre 2.500 y 5.000 kWh/año y consumo de gas entre 20 GJ y 200 GJ/año.

atenuando a partir de 2014 con el cambio de coyuntura económica en la que se tiende a recuperar la demanda, registrando un empeoramiento en 2020 como consecuencia de las perturbaciones ocasionadas por la crisis del COVID-19. Si bien no se dispone de información actualizada para los restantes países europeos, igualmente es previsible un repunte en sus intensidades en respuesta a políticas y medidas similares a las adoptadas en España con el fin de prevenir la propagación de la pandemia.

A corto plazo cabe esperar que se produzca un nuevo efecto rebote en la demanda e intensidad energética de los hogares derivada de la demanda contenida, cuyo afloramiento posterior a la crisis sanitaria daría un mayor impulso a la recuperación.

**FIGURA 1.32. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR RESIDENCIAL EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020**



FUENTE: IDAE/INE/ODYSSEE. Nota: Intensidades con corrección climática. Media europea referida a UE27.

### Servicios

El sector servicios abarca un conjunto diverso de actividades, entre las que se incluyen el comercio, la hostelería y restauración, la sanidad, la educación, así como las desarrolladas en el ámbito de las oficinas. En conjunto representa el 12,1% del consumo de energía final en 2020 con una aportación al PIB del 68,8%.

El consumo energético de este sector se ha reducido un 9,5% en 2020, lo que sitúa a este sector en la segunda posición, detrás del transporte, en cuanto a las caídas más altas registradas en dicho año. Casi todos los productos energéticos han disminuido su consumo con decrementos que varían entre el 7,4% (gas natural) y el 12,2% (productos petrolíferos) siendo las energías renovables una excepción con su demanda prácti-

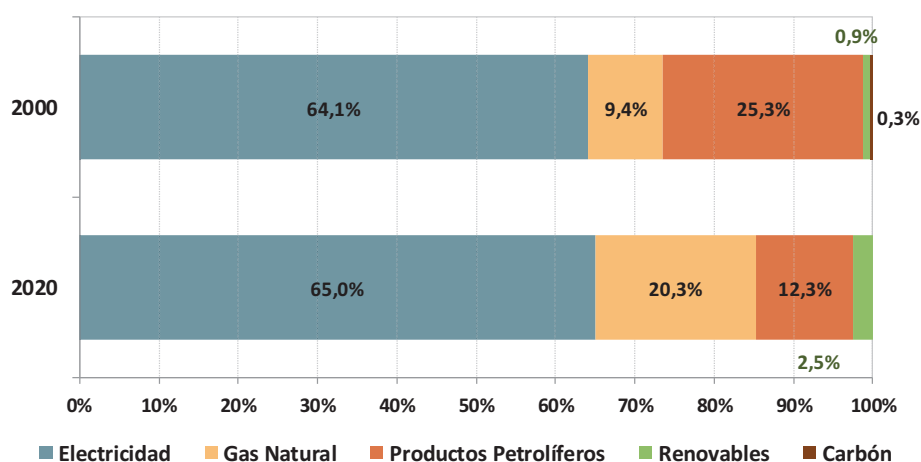


## 1. Estructura energética de España

camente estabilizada con un ligero incremento del 0,8%. En términos absolutos, es la electricidad la que mayor bajada ha experimentado, alcanzando el 64,9% de la contracción de toda la demanda del sector. Esto obedece al elevado peso que presenta este combustible en la cobertura de las necesidades energéticas del sector, con alrededor de dos tercios de la demanda, Figura 1.33.

A más distancia le sigue el gas natural, con el 20,3% de la demanda, participación que se ha ido incrementando progresivamente en contraste con el retroceso de los productos petrolíferos y del carbón, especialmente este último cuya cobertura actualmente se limita al 2,5% de la demanda del sector.

**FIGURA 1.33. CONSUMO ENERGÉTICO DEL SECTOR SERVICIOS SEGÚN FUENTES ENERGÉTICAS EN ESPAÑA, 2000-2020**



FUENTE: MITERD/IDAE.

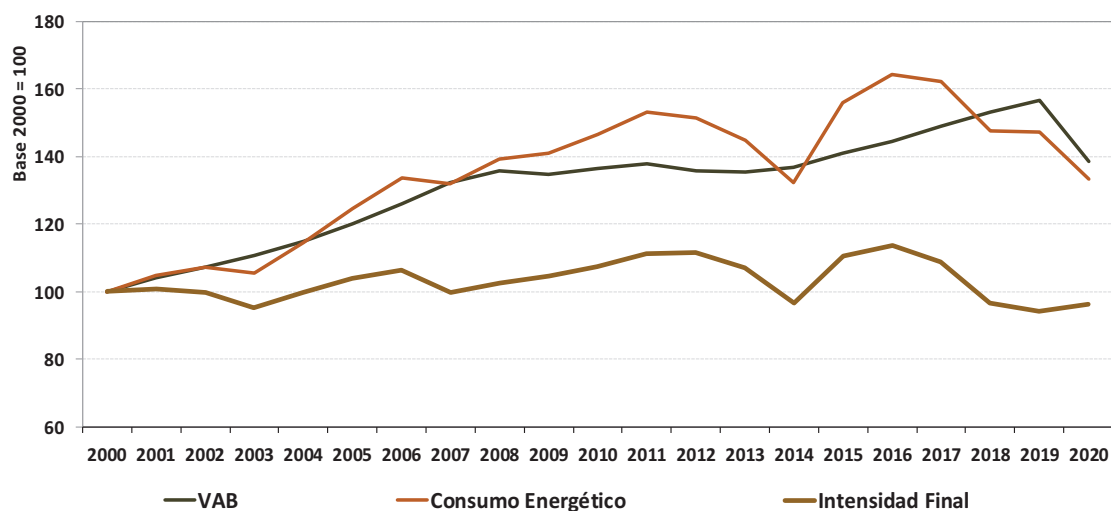
El sector servicios ha sido uno de los más castigados por la crisis sanitaria desencadenada en 2020, lo que explica la disminución del consumo de este sector, especialmente visible en las ramas más expuestas a las medidas de contención adoptadas, que son las que llevan asociada una mayor interacción social, entre las que se incluyen la hostelería y restauración, los servicios sociales y culturales, los servicios ligados al transporte y almacenamiento y en menor medida el comercio mayorista. Esto ha supuesto una importante caída de actividad en las ramas de la hostelería y restauración, comercio y oficinas, donde se concentra cerca del 80% de la demanda del sector servicios, por lo que la caída de su actividad ha contribuido de manera decisiva a la bajada del consumo energético del sector.

Esto ha venido acompañado de un descenso en la facturación generada, lo que se traduce en pérdidas del valor añadido entre el 8,7% (oficinas) y 48,9% (hostelería y restauración), que a su vez se han trasladado al Valor Añadido Bruto (VAB) del conjunto del sector servicios con una merma del 11,3% dada la elevada aportación de estas tres ramas al VAB del sector. Por tanto, estas tres ramas (hostelería y restauración, comercio y oficinas) han determinado en gran medida el consumo e intensidad energética del sector servicios en 2020.

Por su parte, las actividades ligadas a la sanidad y a la educación, menos afectadas por la pandemia, han tenido un menor impacto sobre la evolución del sector en 2020.

En estas circunstancias, la intensidad energética del sector servicios se ha incrementado un 2,2% en 2020 como resultado de la caída más pronunciada del VAB (-11,3%) respecto a la de la demanda energética (-9,5%), Figura 1.34. Este empeoramiento de la intensidad, al igual que en el caso de la industria, guarda relación con el hecho de que en los periodos de recesión la demanda energética de los sectores productivos no sigue el ritmo de reducción de la actividad dado que hay demandas asociadas al uso del equipamiento y mantenimiento de las instalaciones que son independientes del nivel de actividad. La evolución del 2020 supone un punto de inflexión en la tendencia general mantenida desde 2011, que a su vez fue interrumpida en el contexto de la recuperación de la anterior crisis debido al efecto rebote provocado por la reactivación de las actividades de las distintas ramas que integran este sector.

**FIGURA 1.34. INDICADORES PRINCIPALES DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA, 2000-2020**

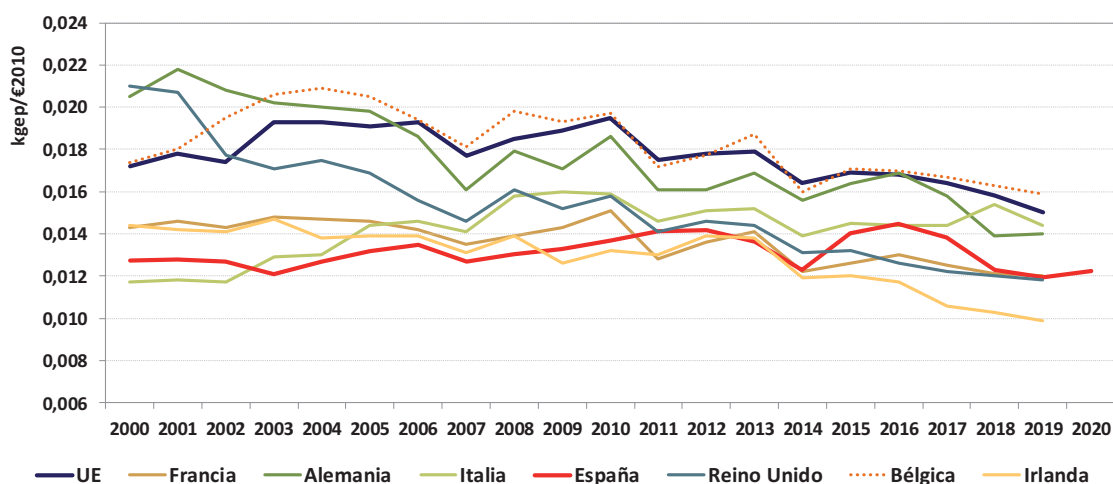


FUENTE: INE/MITERD/IDAE.

La intensidad energética del sector servicios en España presenta un nivel inferior al de la media europea, Figura 1.35, si bien la distancia entre ambos indicadores ha ido acortándose progresivamente dado el mayor crecimiento relativo registrado en España hasta 2011. Desde entonces, se inicia un cambio de tendencia en línea con la evolución del indicador europeo. A pesar de no disponer de información actualizada para los restantes países europeos, en 2020 cabe esperar una evolución similar a la de España bajo los efectos de la pandemia especialmente en los países donde el peso de la hostelería y el comercio es mayor.

## 1. Estructura energética de España

FIGURA 1.35. INTENSIDAD ENERGÉTICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020

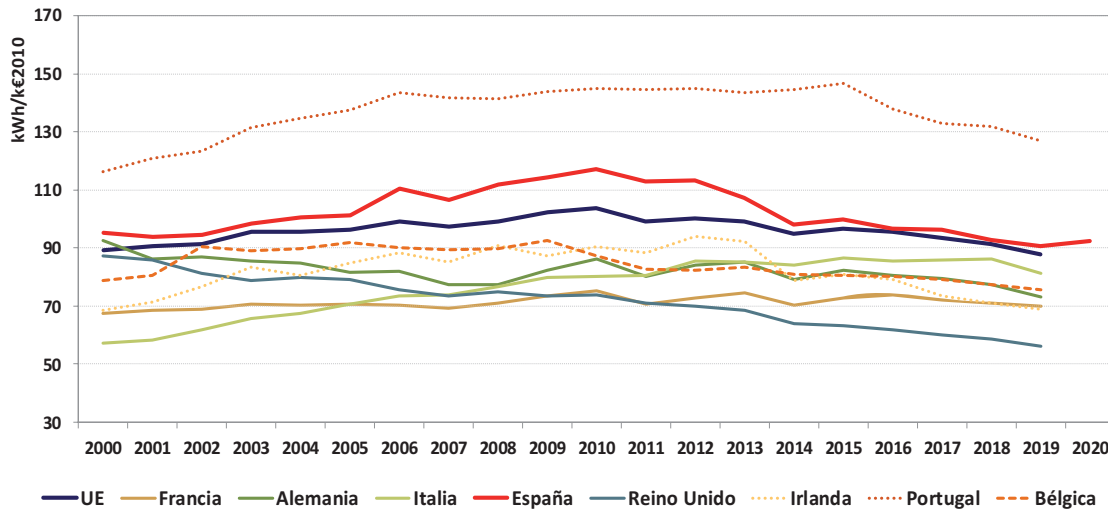


FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Media europea referida a UE27.

A diferencia de la intensidad global, la intensidad eléctrica del sector servicios en España, Figura 1.36, ha experimentado un mayor crecimiento, a una tasa tres veces superior (+2,1%/año) en el periodo 2000-2010, situándose además por encima de la media europea. Esto último se asocia al peso superior de la electricidad en la cobertura de las necesidades del sector en España, actualmente del orden del 65,0%, frente al 50,6% del conjunto de la UE. A partir de 2010 ha habido una convergencia entre los indicadores nacional y europeo, con tendencia descendente en ambos casos, bajo los efectos combinados de la anterior crisis económica y precios al alza de la energía. A esto se suman mejoras tecnológicas y de eficiencia introducidas en el equipamiento eléctrico utilizado principalmente en los sectores más consumidores (oficinas, comercio y hostelería), unido a sistemas de gestión del consumo.

En 2020, la intensidad eléctrica nacional, al igual que el indicador global, ha registrado un aumento del 1,7%, cifra ligeramente inferior debido a la mayor reducción de la demanda eléctrica (-9,9%) derivada del cierre de establecimientos ligados al turismo, comercio, entre otros, además del recurso al teletrabajo en numerosas actividades desarrolladas en oficinas lo que ha tenido impacto en el menor consumo eléctrico.

FIGURA 1.36. INTENSIDAD ELÉCTRICA DEL SECTOR SERVICIOS EN ESPAÑA Y LA UE, 2000-2020



FUENTE: IDAE/ODYSSEE. Media europea referida a UE27.

## 1.5. PRINCIPALES MAGNITUDES ENERGÉTICAS POR SECTOR

### 1.5.1. Objetivos de energías renovables y eficiencia energética

El MITERD presentó el 7 de diciembre de 2021 a EUROSTAT la información relativa al objetivo de renovables y objetivo en transporte, establecidos ambos en la Directiva de Renovables.

Tanto el cálculo de dichos objetivos como el objetivo de eficiencia energética y el balance energético de España de 2020 se efectúan a partir de la información contenida en los cuestionarios anuales de combustibles fósiles sólidos y gases manufacturados, energía nuclear, gas natural, electricidad y calor, petróleo y productos petrolíferos, energías renovables y energía procedente de residuos, remitidos a EUROSTAT y a la Agencia Internacional de la Energía en noviembre, conforme a lo establecido en el Reglamento 1099/2008 relativo a las estadísticas sobre energía.

En la siguiente tabla se resumen los valores sectoriales de energías renovables y eficiencia energética en 2020, junto a los objetivos comprometidos en cada caso:

**TABLA 1.11. CUMPLIMIENTO DE LOS OBJETIVOS 20/20 DE ESPAÑA**

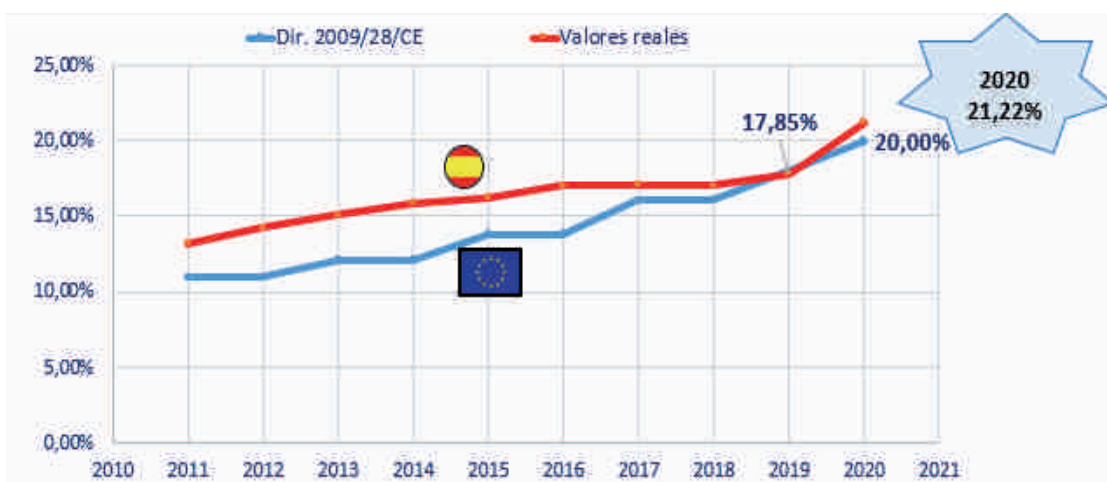
CUMPLIMIENTO OBJETIVOS 20/20	2020	
	Objetivo	Valores reales
<b>Eficiencia Energética</b>		
Energía primaria minorando usos no energéticos	20%	35,40%
<b>Renovables</b>		
RES [%] consumo final renovables	20%	21,22%
RES-T [%] consumo en transporte	10%	9,54%
RES-E [%] generación eléctrica	-	42,94%
RES-H&C [%] producción calor y frío	-	17,97%

FUENTE: MITERD.

### OBJETIVO DE RENOVABLES

Para el año 2020, el porcentaje de energía procedente de fuentes **renovables en el consumo final bruto de energía fue del 21,22%**, superando el objetivo del 20% establecido para España en la Directiva de Renovables.

**FIGURA 1.37. EVOLUCIÓN DEL OBJETIVO DE RENOVABLES DE ESPAÑA 2011-2020**



FUENTE: MITERD.

TABLA 1.12. VARIACIÓN INTERANUAL DEL OBJETIVO DE RENOVABLES DE ESPAÑA 2015-2020

Objetivo Renovables	2015	2016	2017	2018	2019	2020
RES [%]	16,22	17,01	17,12	17,02	17,85	21,22
Incremento interanual de RES	0,37%	4,87%	0,65%	-0,58%	4,88%	18,88%
Variación interanual de RES	0,06	0,79	0,11	-0,10	0,83	3,37

FUENTE: MITERD.

El porcentaje de **renovables en el consumo final de energía en el transporte aumentó del 7,61% al 9,54% en el último año**. A este crecimiento contribuyó el significativo descenso de la demanda, así como, la política de fomento de los biocombustibles en el transporte de carretera que supuso un impulso al incremento de este objetivo en los últimos años.

El porcentaje correspondiente a la parte eléctrica se incrementó del 37,13% al 42,94%. Entre los factores que contribuyeron a este aumento cabe destacar el notable crecimiento de la generación eléctrica a partir de renovables, que experimentó una significativa ampliación de la potencia instalada, lo que se tradujo en una subida del 10,10% de su contribución con respecto al año anterior, que se combinó con el descenso de la demanda bruta del 4,81%. Estos resultados consolidan la senda de descarbonización del sector de generación eléctrica que por segundo año consecutivo batió récords en reducción de emisiones.

TABLA 1.13. CUOTA DE ELECTRICIDAD RENOVABLE EN ESPAÑA. 2019-2020

	2019	2020	% variación
<b>Renewable Electricity Generation [GWh]</b>	<b>104.010,56</b>	<b>114.510,90</b>	<b>10,10%</b>
Normalised hydro generation	30.018,17	30.667,74	2,16%
Normalised wind generation	53.289,31	57.003,64	6,97%
From biogas blended in the grid	21,08	20,52	-2,68%
Solar fotovoltaic	9.420,00	15.675,00	66,40%
Solar thermal	5.683,00	4.992,00	-12,16%
Tide, wave and ocean	20,00	27,00	100,00%
Municipal waste (renewable)	770,00	703,00	-8,70%
Solid biofuels	3.885,00	4.541,00	16,89%
Biogases	904,00	881,00	-2,54%
<b>Total Gross Electricity Consumption [GWh]</b>	<b>280.119,33</b>	<b>266.652,58</b>	<b>-4,81%</b>

FUENTE: MITERD.

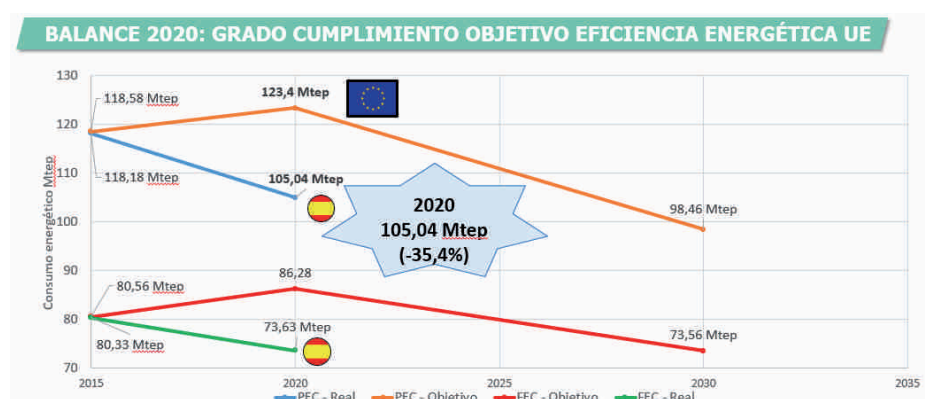
El porcentaje de renovables correspondiente a la producción de calor y frío se incrementó del 17,20% al 17,97%. A este crecimiento contribuyó principalmente la reducción de la demanda.

### OBJETIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA

Los objetivos de eficiencia energética comprometidos por España con la Unión Europea están establecidos por el PNIEC 2021-2030, tanto en energía primaria (PEC) – objetivo comprometido con la UE – como en energía final (FEC), minorados los usos no energéticos.

Para el año 2020, **el porcentaje de reducción de energía primaria (PEC) alcanzó el 35,4%, superando el objetivo comprometido por España.**

FIGURA 1.38. EVOLUCIÓN DEL OBJETIVO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE ESPAÑA 2015-2020



FUENTE : MITERD.

### 1.5.2. Cogeneración

La generación eléctrica bruta correspondiente a la tecnología de cogeneración en 2020 alcanzó los 31.110 GWh, un 8% inferior a la del año anterior. El principal combustible empleado por esta tecnología fue el gas natural, representando un 87% del total, seguido del fuelóleo y gasóleo con un 9%. La producción con gas natural se redujo en un 6% respecto a 2019, mientras que la producción con fuelóleo y gasóleo se redujo en un 20%.

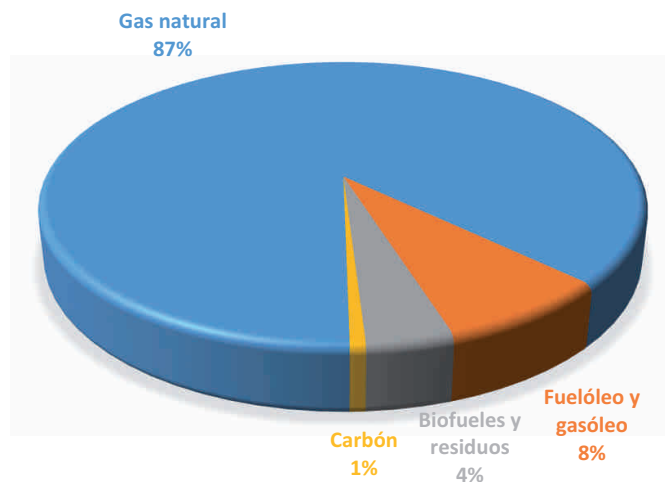
Este descenso se debió principalmente a los efectos de la pandemia de COVID-19, que ocasionó una fuerte caída de la actividad industrial.

**TABLA 1.14. GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA MEDIANTE COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE. AÑO 2020**

Cogeneración	Energía (GWh)	% del total	Δ 2020/2019 (%)
Gas natural	27.177	87%	-6%
Fuelóleo y gasóleo	2.481	8%	-20%
Biocombustibles y residuos	1.231	4%	-4%
Carbón	221	1%	-9%
<b>Total</b>	<b>31.110</b>	<b>100%</b>	<b>-8%</b>

FUENTE: MITERD.

La siguiente figura muestra la representación porcentual de la generación eléctrica mediante cogeneración por combustible utilizado durante el año 2020.

**FIGURA 1.39. PRODUCCIÓN ELÉCTRICA DE LA COGENERACIÓN POR COMBUSTIBLE**

FUENTE: MITERD.

Se analizan a continuación las principales magnitudes de las instalaciones de cogeneración incluidas en el grupo a.1 definido en el artículo 2 del Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, que percibieron régimen retributivo específico en 2020.

En 2020 se registraron, de acuerdo con la información mensual de estadísticas sobre las ventas de régimen especial de la CNMC, 485 instalaciones (3.921 MW) acogidas al régimen retributivo específico que generaron más de 22.900 GWh durante ese año, distribuidas en los subgrupos a.1.1 y a.1.2<sup>5</sup>.

<sup>5</sup> – Subgrupo a.1.1. Cogeneraciones que utilicen como combustible el gas natural, siempre que éste suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, o al menos el 65 por ciento de la energía primaria utilizada cuando el resto provenga de biomasa o biogás de los grupos b.6, b.7 y b.8; siendo los porcentajes de la energía primaria utilizada citados medidos por el poder calorífico inferior.



## 1. Estructura energética de España

Los valores de potencia y de número de instalaciones son inferiores a los que constan en el registro del régimen retributivo específico, puesto que las instalaciones que no han producido en el periodo mantienen su inscripción.

**TABLA 1.15. GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2020**

Tecnología	Subgrupo (*)	Energía primada (GWh)	Potencia primada (MW)	Nº de instalaciones
Cogeneración	a.1.1	20.642	3.518	44
	a.1.2	2.260	403	42
	<b>Total</b>	<b>22.902</b>	<b>3.921</b>	<b>485</b>

FUENTE: CNMC.

Analizando la distribución de las instalaciones de cogeneración en función de su potencia, cabe reseñar que más del 80% de las instalaciones disponían de una potencia inferior a los 10 MW, si bien correspondían con menos de un tercio de la energía generada.

Respecto al año anterior, 25 instalaciones menos produjeron energía en este periodo, de las cuales la mitad se encontraban en el rango de potencia de menos de 1 MW.

**TABLA 1.16. DISTRIBUCIÓN POR RANGO DE POTENCIA DE LA COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2020**

GRUPO	Rango de potencia (MW)	Nº de instalaciones		Potencia primada (MW)		Energía primada (GWh)	
a11	P <= 1 MW	140	29%	83	2%	317	1%
	1 < P <= 10 MW	225	46%	1.181	30%	6.002	26%
	10 < P <= 30 MW	46	9%	823	21%	4.832	21%
	30 < P <= 50 MW	27	56%	1.085	28%	7.365	32%
	50 < P <= 100 MW	5	1%	346	9%	2.127	9%
a12	P <= 1 MW	7	1%	6	0%	23	0%
	1 < P <= 10 MW	21	4%	97	2%	411	2%
	10 < P <= 30 MW	13	3%	267	7%	1.697	7%
	30 < P <= 50 MW	1	0%	34	1%	129	1%
<b>Total general</b>		<b>485</b>	<b>100%</b>	<b>3.921</b>	<b>100%</b>	<b>22.905</b>	<b>100%</b>

FUENTE: CNMC.

– Subgrupo a.1.2. Cogeneraciones que utilicen como combustible principal derivados de petróleo o carbón, siempre que suponga al menos el 95 por ciento de la energía primaria utilizada, medida por el poder calorífico inferior.

Las principales comunidades autónomas con producción eléctrica primada mediante cogeneración fueron Cataluña, Andalucía, Aragón y Galicia cuyo acumulado superó el 50% del total nacional.

**TABLA 1.17. DISTRIBUCIÓN POR COMUNIDAD AUTÓNOMA DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA DE COGENERACIÓN (GRUPO A.1) ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2020**

COMUNIDAD	Porcentaje (%)
ANDALUCÍA	15%
ARAGÓN	11%
ASTURIAS	2%
BALEARES	0%
CANARIAS	0%
CANTABRIA	3%
CASTILLA LA MANCHA	4%
CASTILLA Y LEÓN	9%
CATALUÑA	19%
COMUNIDAD VALENCIANA	6%
EXTREMADURA	0%
GALICIA	10%
LA RIOJA	0%
MADRID	3%
MURCIA	6%
NAVARRA	3%
PAÍS VASCO	8%
<b>Total</b>	<b>100%</b>

FUENTE: CNMC.

La retribución procedente del régimen retributivo específico de las instalaciones del grupo a.1 ascendió en el año 2020 a casi 922 millones de euros, correspondiendo mayoritariamente a retribución a la operación, al estar la mayor parte de las instalaciones ya amortizadas y no contar con retribución a la inversión.

**TABLA 1.18. RETRIBUCIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA MEDIANTE COGENERACIÓN ACOGIDA AL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2020**

Tecnología	Retribución Específica miles €)
Cogeneración (grupo a.1)	921.619

FUENTE: Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2019 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia

### 1.5.3. Sector de gas natural. Oferta y demanda

#### *Oferta de gas natural*

Debido a la escasa producción nacional, en el año 2020 la práctica totalidad del abastecimiento de gas natural para el consumo interior se realizó a través de importaciones de terceros países e intercambios comunitarios.

#### *a. Producción nacional*

La producción de los yacimientos nacionales en 2020 supuso un 0,17% del total de aprovisionamientos del sistema gasista español. La producción se concentra principalmente en el yacimiento de Viura con 468 GWh (el 87% de la producción), seguido del yacimiento de Poseidón.

A la producción de los yacimientos nacionales hay que sumar la de la planta de producción de biometano de Valdemingómez (Madrid) que en 2020 inyectó 105 GWh en la red de transporte.

#### *b. Importaciones*

La escasa aportación de la producción nacional precisó en 2020 de un flujo de importaciones de 368,143 GWh que procedió de 15 países distintos, uno más que el año anterior, manteniéndose la diversificación de los aprovisionamientos.

Tal y como se recoge en la tabla 7.2, Argelia se mantiene como primer proveedor, con el 28,86% de los aprovisionamientos, disminuyendo la dependencia con respecto al año anterior. Le siguen EEUU (16,23%), Nigeria (11,86 %), Rusia (10,31%), Francia (9,63 %) y Qatar (9,17%).

Por otro lado, es importante resaltar el aumento de las importaciones de GNL de Estados Unidos, Rusia y Guinea.

TABLA 1.19. ORIGEN DE LOS SUMINISTROS DE GAS NATURAL

[Gwh]	Origen de los suministros				
	2020	%	2019	%	% 2020 s/2019
Argelia	106.570	28,9%	138.342	33,0%	-23,0%
Francia	35.571	9,6%	49.196	11,7%	-27,7%
Qatar	33.848	9,2%	48.894	11,7%	-30,8%
Nigeria	43.801	11,9%	47.943	11,4%	-8,6%
Estados Unidos	59.936	16,2%	46.126	11,0%	29,9%
Rusia	38.082	10,3%	35.618	8,5%	6,9%
Trinidad y Tobago	25.042	6,8%	31.410	7,5%	-20,3%
Noruega	5.520	1,5%	7.374	1,8%	-25,1%
Perú	1.875	0,5%	5.004	1,2%	-62,5%
Angola	4.056	1,1%	3.051	0,7%	32,9%
Portugal	1.857	0,5%	1.929	0,5%	-3,7%
Bélgica	1.031	0,3%	1.038	0,2%	-0,7%
Guinea Ecuatorial	9.608	2,6%	975	0,2%	>100%
Argentina	843	0,2%	0	0,0%	>100%
Egipto	968	0,3%	0	0,0%	>100%
Camerún	0	0,0%	966	0,2%	0,0%
TOTAL IMPORTACIONES	368.608	99,8%	417.866	99,7%	-11,8%
Nacional GN	616	0,2%	1.455	0,3%	-57,7%
TOTAL APROVISIONAMIENTOS	369.224	100,0%	419.321	100,0%	-11,9%

FUENTE: ENAGAS GTS.

Por segunda vez desde hace siete años, los suministros en forma de GNL superaron a los de GN ya que el GNL supuso aproximadamente un 61 % del aprovisionamiento, mientras que el 39% restante llegó en forma de GN.

En 2020 las importaciones de gas natural a través de las conexiones internacionales por gasoducto se situaron en **136.844 GWh**. Los gasoductos internacionales con mayor porcentaje del aprovisionamiento fueron los gasoductos de El Magreb, con entrada a la península por Zahara de los Atunes y el de Medgaz, con entrada por Almería, proporcionando entre los dos un **73,5 %** de las entradas de gas natural por gasoducto. Por su parte, las interconexiones con Francia aprovisionaron el **24,7 %** de las entradas de gas natural por gasoducto, mientras que las entradas a través de Portugal aportaron tan sólo el **1,3 %**.

En relación al GNL, durante el año 2020, 238 buques descargaron **231.260 GWh** en las plantas de regasificación españolas, siendo en las instalaciones de Bilbao, Huelva y Barcelona, donde se descargó el mayor

## 1. Estructura energética de España

número de buques, con 58, 53 y 48 buques respectivamente. Se mantiene la tendencia de años anteriores hacia el uso de buques metaneros de mayor tamaño, siendo la energía media descargada por buque de 976 GWh.

### c. Exportaciones

Las exportaciones de GN mediante interconexiones internacionales alcanzaron **12.004 GWh**, lo que supone un incremento del 2,2% respecto a 2019.

Las exportaciones a través del "Virtual Interconnection Point" (VIP) Ibérico -punto de interconexión virtual con Portugal que engloba los gasoductos internacionales de Tuy y Badajoz- representaron un **53,6%** del total de salidas por gasoducto, mientras que el **46,4%** restante se exportó a través del VIP Pirineos, que engloba los gasoductos de Irún y Larrau.

Por otro lado, la exportación de GNL a través de buques experimentó un incremento del 78,1% respecto al año 2019, alcanzando los **830 GWh**.

TABLA 1.20. SALIDAS DE GAS NATURAL

[Gwh]	2020	2019	% 2020 s/2019
Recarga buques	830	466	78,1%
Salidas VIP Pirineos	5.687	4.489	26,7%
Salidas VIP Ibérico	6.317	7.254	-12,9%
<b>TOTAL SALIDAS</b>	<b>12.834</b>	<b>12.209</b>	<b>5,1%</b>

FUENTE: ENAGAS GTS.

TABLA 1.21. SALDO ENTRADAS/SALIDAS DE GAS NATURAL

[GWh]	2020	2019	% 2020 s/2019
Total aprovisionamientos (1)	369.224	419.321	-11,9%
Producción nacional (2)	616	1.455	-57,7%
Total importaciones (3)=(1)-(2)	368.608	417.866	-11,8%
Total salidas (4)	12.834	12.209	5,1%
<b>TOTAL IMPORTACIONES NETAS (3)-(4)</b>	<b>355.774</b>	<b>405.657</b>	<b>-12,3%</b>

FUENTE: ENAGAS GTS.

**Evolución de la demanda**

La demanda de gas natural en el mercado español alcanzó en 2020 los 360 TWh, lo que supuso un decremento del 9,6% respecto al consumo del año 2019 debido a la excepcionalidad de un año marcado por la pandemia de la COVID-19. La demanda del sector convencional, que engloba el consumo industrial (incluida la cogeneración), doméstico y comercial, alcanzó 271,1 TWh, lo cual supuso un descenso del 5,5% respecto al año anterior. La demanda de gas para el sector industrial ha sido la que ha sufrido un mayor impacto por la pandemia de la COVID-19. Por otro lado, la demanda de gas en las centrales de ciclo combinado supuso 88,9 TWh, con un decremento del 20,2% respecto a 2019.

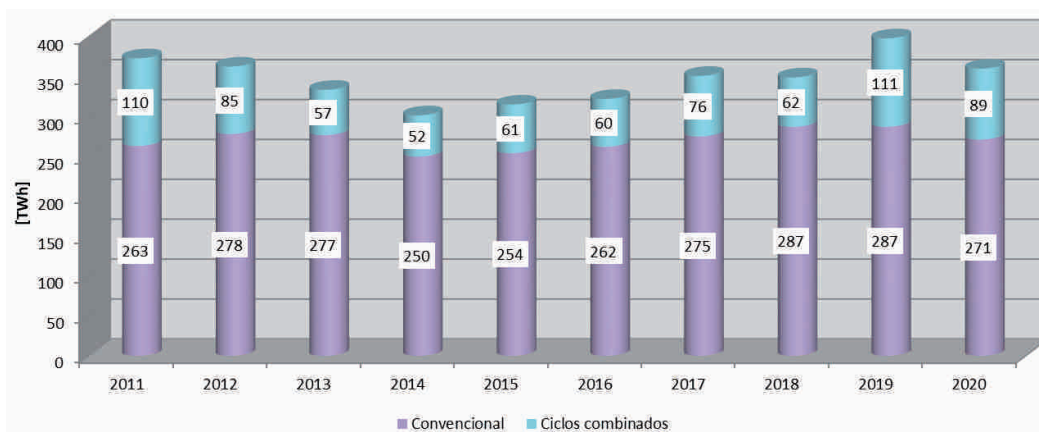
En la tabla y figura siguientes se refleja la variación de la demanda para el periodo 2011-2020, distinguiendo entre mercado convencional y las centrales de generación eléctrica mediante ciclo combinado.

**TABLA 1.22. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2010-2019**

[TWh]	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	% 2020/ 2019
Convencional	263	278	277	250	254	262	275	287	287	271	-5,5%
Ciclos combinados	110	85	57	52	61	60	76	62	111	89	-20,2%
<b>Total</b>	<b>373</b>	<b>363</b>	<b>334</b>	<b>302</b>	<b>315</b>	<b>321</b>	<b>351</b>	<b>349</b>	<b>398</b>	<b>360</b>	<b>-9,6%</b>

FUENTE: ENAGAS GTS.

**FIGURA 1.40. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL 2010-2019**



FUENTE: ENAGAS GTS.

## 1. Estructura energética de España

### *Distribución geográfica de la demanda*

Las comunidades autónomas con un mayor consumo de gas natural durante 2020 (alrededor del 50% de la demanda nacional) fueron Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana y Comunidad de Madrid, liderando tanto la demanda del sector industrial como de generación eléctrica.

La gran demanda industrial de gas de estas cuatro regiones se explica por la presencia de sectores intensivos en consumo de gas como son la industria química y la de refino de petróleo, en el caso de Cataluña y Andalucía y la fuerte presencia de industria de materiales de construcción, con cogeneraciones asociadas, en el caso de la Comunidad Valenciana.

### 1.5.4. Sector de productos petrolíferos. Demanda

Al estar la oferta del sector de productos petrolíferos reflejada en el apartado de transformación 1.2.3.2, dedicado al balance de refinería, este subapartado se centra solamente en el estudio de la demanda del sector.

### *Evolución de la demanda de productos petrolíferos*

Durante el año 2020, el consumo de productos petrolíferos en España fue de 48,70 millones de toneladas, un 18,60 % menos que en 2019.

**TABLA 1.23. CONSUMO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS EN ESPAÑA 2020**

Consumo de productos petrolíferos en España	2020		
	kt	Variación 2020-2019	Estructura de consumo
Gases licuados del petróleo (G.L.P)	2.092	-13,9 %	4,30%
Gasolinas	4.247	-21,1%	8,70%
Querosenos	2.418	-65,1 %	5,00 %
Gasóleos	28.521	-9,6 %	58,60 %
Fuelóleos	5.789	-29,8%	11,9 %
Otros productos (*)	5.628	7,00%	11,6%
<b>Total</b>	<b>48.695</b>	<b>-18,6%</b>	<b>100,00 %</b>

(\*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros.

## 1. Estructura energética de España

Consumo de gasolinas	2020		
	kt	Variación 2019-2020	Estructura de consumo
95 I.O.	3.913	-21,4%	92,10%
98 I.O.	330	-17,5%	7,80%
Bioetanol	(**)	-49,4%	(**)
Gasolinas mezcla	(**)	351,9%	(**)
Subtotal gasolinas auto	4.244	-21,1%	99,90%
Otras gasolinas	4	-52,2%	0,10%
<b>Total</b>	<b>4.247</b>	<b>-21,10%</b>	<b>100,00%</b>

(\*\*) Distinto de 0,0

Consumo de gasóleos	2020		
	kt	Variación 2020-2019	Estructura de consumo
Automoción (A)	19.472	-16,7%	68,30%
Biodiesel	38	21,4%	0,10%
Biodiesel mezcla	1	-97,7%	(**)
Agrícola y pesca (B)	4.469	4,4%	15,7%
Calefacción (C)	1.117	-33,3%	3,9%
Otros gasóleos	3.422	58,8%	12%
<b>Total</b>	<b>31.554</b>	<b>-9,6%</b>	<b>100,00%</b>

(\*\*) Distinto de 0,0

Consumo de querosenos	2020		
	kt	Variación 2020-2019	Estructura de consumo
Aviación	2.418	-65,1%	100,00%
Otros	(**)	-40%	(**)
<b>Total</b>	<b>6.921</b>	<b>3,50%</b>	<b>100,00%</b>

(\*\*) Distinto de 0,0

Consumo de fuelóleos y otros productos	2019		
	kt	Variación 2019-2018	Estructura de consumo
Fuelóleo BIA	1.436	-25,5%	24,80%
Otros	4.353	-31,10%	75,2%
<b>Total fuelóleos</b>	<b>5.789</b>	<b>-29,80%</b>	<b>100,00%</b>
Lubricantes	378	-11,3%	6,70%
Asfaltos	925	-4,2%	16,40%
Coque	1.468	-19,1%	26,10%
Otros	2.857	39,1%	50,8%

**FUENTE:** Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES).  
Informe Estadístico Anual 2020.

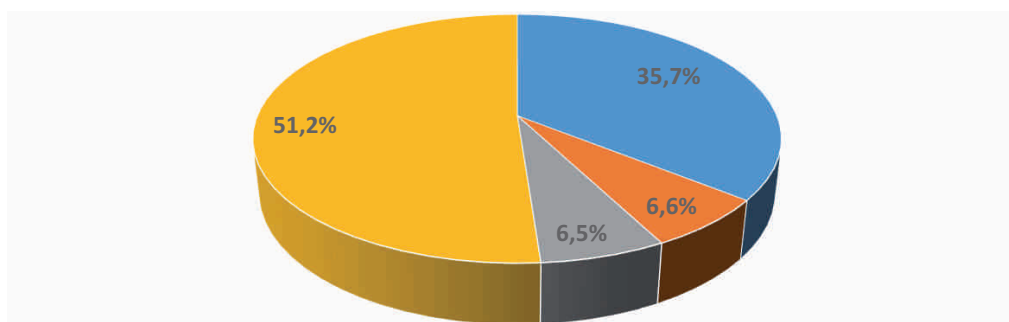


### 1.5.5. Sector de carbón. Oferta y demanda

#### Oferta

Durante el año 2020, el consumo primario de carbón en España fue de 3.099,8 ktep, un 38,9 % menos que en 2019. De ese total, un 51,2% se transformó en energía eléctrica, un 6,6% se dedicó a labores de soporte energético en dichos procesos de transformación, y un 35,7% fue objeto de consumo final en industria, comercios y servicios, sector residencial o el sector primario. El 6.5% restante comprende las pérdidas de distribución y las pérdidas estadísticas entre el consumo calculado desde el lado de la oferta y de la demanda.

FIGURA 1.41. DISTRIBUCIÓN DEL CONSUMO PRIMARIO DE CARBÓN



■ Consumo final ■ Energía ■ Pérdidas de distribución y diferencias estadísticas ■ Transformación

FUENTE: MITERD

TABLA 1.24. OFERTA DE CARBÓN Y DERIVADOS EN ESPAÑA. ENERGÍA PRIMARIA 2020

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España	2020		
	ktep	Variación 2020-2019	Estructura de consumo
Antracita	199	-53,7%	3,60%
Hulla	3.222	-49,3%	58,23%
Carbón coquizable	681	-20,8%	12,31%
Carbón subbituminoso/Lignito	105	-85,6%	1,90%
Coque	1.326	-7,0%	23,97%
<b>Total</b>	<b>5.533</b>	<b>-18,6%</b>	<b>100,00 %</b>

## 1. Estructura energética de España

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España (unidades físicas)	2020		
	kt	Variación 2020-2019	Estructura de consumo
Antracita	199	-53,7%	3,60%
Hulla	3.222	-49,3%	58,23%
Carbón coquizable	681	-20,8%	12,31%
Carbón subbituminoso/Lignito	105	-85,6%	1,90%
Coque	1.326	-7,0%	23,97%
<b>Total</b>	<b>5.533</b>	<b>-18,6%</b>	<b>100,00 %</b>

Consumo de combustibles gaseosos derivados del carbón (TJ GCV)	2020		
	TJ (GCV)	Variación 2019-2020	Estructura de consumo
Gas de coquería	5.513	-41,5%	29,78%
Gas de altos hornos	13.001	-24,7%	70,22%
<b>Total</b>	<b>18.514</b>	<b>-30,6%</b>	<b>100,00%</b>

FUENTE: MITERD.

### Evolución de la demanda de carbón

El consumo final de carbón en España fue de 1.107,9 ktep, un 12,6 % menos que en 2019. Las siguientes tablas exponen su distribución por tipo de producto a nivel de energía primaria y de energía final:

**TABLA 1.25. CONSUMO DE CARBÓN EN ESPAÑA. ENERGÍA FINAL 2020**

Consumo de combustibles fósiles sólidos en España	2020		
	kt	Variación 2020-2019	Estructura de consumo
Antracita	150	-21,1%	26,64%
Hulla	225	-11,4%	39,96%
Carbón coquizable	0	0,0%	0,00%
Carbón subbituminoso/Lignito	105	0,0%	0,00%
Coque	188	10,6%	33,39%
<b>Total</b>	<b>563</b>	<b>-8,3%</b>	<b>100,00 %</b>

Consumo de combustibles gaseosos derivados del carbón	2020		
	TJ (GCV)	Variación 2019-2020	Estructura de consumo
Gas de coquería	916	-49,0%	59,75%
Gas de altos hornos	617	-12,9%	40,25%
<b>Total</b>	<b>1.533</b>	<b>-38,8%</b>	<b>100,00%</b>

FUENTE: MITERD.



---

## **2. NOVEDADES NORMATIVAS EN 2020**

---



## 2.1. NORMATIVA

---

### 2.1.1. Normativa comunitaria

A continuación se enumeran las novedades más representativas realizadas durante el año 2020 en Normativa Comunitaria:

**REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1999 («Ley del Clima Europea»)**, publicado el 17 de septiembre de 2020, que establece una serie orientaciones específicas nacionales que ayuden a los Estados miembros a seguir avanzando en la ejecución de los planes. Esto supondrá una valiosa aportación para los Estados miembros a la hora de elaborar sus planes nacionales de recuperación y resiliencia e impulsar el programa de inversiones para proyectos relacionados con el Pacto Verde que generen empleo y, al mismo tiempo, tengan un impacto positivo para el clima y el medioambiente. También servirá de base para la evaluación de la Comisión de los planes de recuperación y resiliencia <https://www.boe.es/buscar/doc.php?id=DOUE-L-2021-80937>

**Enmiendas aprobadas por el Parlamento Europeo el 8 de octubre de 2020 sobre la propuesta de Reglamento del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1999, aprobadas por el Parlamento Europeo el 20 de octubre de 2020**, que establece una nueva estrategia de crecimiento sostenible destinada a transformar la Unión en una sociedad más sana, equitativa y próspera, con una economía moderna, sostenible, eficiente en el uso de los recursos y competitiva a nivel internacional, y con un empleo de alta calidad, en la que no habrá emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y el crecimiento económico estará disociado del uso de los recursos. [https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2020-10-08\\_ES.html](https://www.europarl.europa.eu/doceo/document/TA-9-2020-10-08_ES.html)

El 17 de septiembre se publica la propuesta de modificación del **REGLAMENTO DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO, por el que se establece el marco para lograr la neutralidad climática** y se modifica el Reglamento (UE) 2018/1999 («Ley Europea del Clima»), que pretende indicar un camino, consagrando en la legislación el objetivo de neutralidad climática de la UE para 2050, y aumentar la seguridad y la confianza en el compromiso de la UE, así como la transparencia y la rendición de cuentas. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/ALL/?uri=CELEX:52020PC0080>

El 25 de mayo de 2020, se aprobó el **Reglamento (UE) 2020/740, del Parlamento Europeo y del Consejo de 25 de mayo de 2020, relativo al etiquetado de los neumáticos en relación con la eficiencia en términos de consumo de carburante y otros parámetros, por el que se modifica el Reglamento (UE) 2017/1369 y se deroga el Reglamento (CE) nº 1222/2009**. <https://www.boe.es/doue/2020/177/L00001-00031.pdf>

Como consecuencia de la presentación en diciembre de 2019 por parte de la Comisión Europea del Green Deal, se ha producido una revisión de muchas de las normas desarrolladas bajo la anterior Comisión. Además de presentar nuevos instrumentos como la Estrategia de la UE sobre la integración del sistema energético o la Estrategia del Hidrógeno para una Europa climáticamente Neutra.

El 11 de marzo de 2020 se publicó en el Diario Oficial de la Unión Europea el **Reglamento Delegado 2020/389, de la Comisión de 31 de octubre de 2019 por el que se modifica el Reglamento 347/2013 del Parlamento Europeo y del Consejo**, en cuanto a la lista de la Unión de proyectos de interés común. Dicha lista no hace referencia exclusiva a proyectos de gas natural, sino a corredores prioritarios en la infraestructura energética estratégica. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX%3A32020R0389>

### 2.1.2. Normativa estatal

#### 2.1.2.1. Energía y Medioambiente

- Durante el año 2020 destacan las siguientes iniciativas normativas publicadas por el MITERD en este ámbito:
- **Real Decreto 1089/2020, de 9 de diciembre, por el que se desarrollan aspectos relativos al ajuste de la asignación gratuita de derechos de emisión de gases de efecto invernadero en el período 2021-2030 (BOE 10/12/2020)**. Entró en vigor el 11 de diciembre de 2020 y deroga el RD 1722/2012 de 28 de diciembre. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/09/1089>
- **Ley 9/2020, de 16 de diciembre, por la que se modifica la Ley 1/2005, de 9 de marzo, por la que se regula el régimen de comercio de derechos de emisión de gases efecto invernadero, para intensificar las reducciones de emisiones de forma eficaz en relación con los costes (BOE 17/12/2020)**. Entró en vigor el 18 de diciembre de 2020 y modifica la Ley 1/2005 <https://www.boe.es/eli/es/l/2020/12/16/9>
- **Real Decreto-ley 36/2020, de 30 de diciembre, por el que se aprueban medidas urgentes para la modernización de la Administración Pública y para la ejecución del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. (BOE 31/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/12/30/36>

El Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO2) (FCPJ) se crea mediante el artículo 91 de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

Este instrumento de financiación climática, se concibe con el objetivo de generar actividad económica baja en carbono y resiliente al clima, contribuir al cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de

gases de efecto invernadero asumidos por España y fomentar el desarrollo tecnológico para la descarbonización y la resiliencia del clima en sectores clave de la economía, mediante actuaciones de ámbito nacional.

Los principios de actuación del Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO2) (FCPJ) se regulan mediante el Real Decreto 1494/2011, de 24 de octubre, por el que se regula el Fondo de Carbono para una Economía Sostenible (FES-CO2).

Tras 10 años de actividad y el desarrollo de 8 exitosas Convocatorias de los denominados Proyectos Clima, el FES-CO2 ha demostrado ser una valiosa herramienta para apoyar el ya iniciado proceso de transición ecológica de España, al mismo tiempo que se contribuye a alcanzar una prosperidad económica y un desarrollo tecnológico y de empleo de calidad que sirva de palanca para la modernización y el progreso del país.

En este proceso de transición nacional y dado el escenario actual de ambición climática iniciado tras el año 2020, con la puesta en marcha efectiva del Acuerdo de París, se hace necesaria la revisión de los objetivos y ámbito de actuación del FES-CO2 para su adaptación, de modo que conduzca a una maximización de los beneficios y un uso más eficiente de sus recursos.

Como parte de esa revisión, en 2020 se ha modificado la Ley de Economía sostenible en lo relativo al Fondo de Carbono FES-CO2, articulada mediante la disposición final décima del **Real Decreto-ley 36/2020, de 30 de diciembre**, y que amplía el objetivo y ámbito de actuación del Fondo.

Dicha modificación amplía el objeto, en concreto la tipología de actuaciones a financiar y el ámbito de actuación del Fondo.

<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/fondo-carbono/>

### 2.1.2.2. Sector eléctrico

A continuación, se incluye una relación de las normas de carácter estatal más relevantes aprobadas durante el año 2020 sobre el sector eléctrico:

- **Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. (BOE 24/06/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>

Incluye medidas que se encontraban pendientes en reales decretos ley anteriores y algunas medidas que figuraban en el anteproyecto de Ley de cambio climático y transición energética. Entre otras cuestiones,



- introduce medidas para la ordenación del acceso de nueva generación a las redes eléctricas con el fin de evitar conductas de carácter especulativo, define nuevos sujetos de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, y establece el listado de los nudos de transición justa para los que podrán definirse procedimientos y requisitos particulares encaminados a la concesión de su capacidad de acceso para la evacuación de nuevas instalaciones de generación a partir de fuentes de energía renovable.
- **Real Decreto 647/2020, de 7 de julio, por el que se regulan aspectos necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión de determinadas instalaciones eléctricas. (BOE 08/07/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/07/07/647>
  - **Orden TED/749/2020, de 16 de julio, por la que se establecen los requisitos técnicos para la conexión a la red necesarios para la implementación de los códigos de red de conexión. (BOE 01/08/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/07/16/749>
  - **Real Decreto 1106/2020, de 15 de diciembre, por el que se regula el Estatuto de los consumidores electrointensivos. (BOE 17/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/15/1106>
  - **Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. (BOE 30/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1183/con>
  - Resolución de 22 de noviembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el Acuerdo del Consejo de Ministros de 3 de noviembre de 2020, por el que se proroga la vigencia del “Documento de planificación energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020”, aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015. (BOE 15/12/2020)
  - Dada la imposibilidad, debido a la situación causada por la pandemia del COVID-19, de contar con la nueva planificación de la red de transporte 2021-2026 en enero de 2021, se proroga la vigencia del Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020. [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/11/22/\(2\)/con](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/11/22/(2)/con)
  - **Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, por la que se revisan los precios de producto y logística a emplear en la determinación del precio de combustible y se establece un valor tope del tiempo de arranque de liquidación por instalación tipo aplicable a las instalaciones de producción ubicadas en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional. (BOE 07/08/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/08/04/776>
  - **Orden TED/1271/2020, de 22 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2021 y se prorogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2021. (BOE 29/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/12/22/1271>

Paquete de medidas pertenecientes al escudo social en el contexto de la pandemia de la COVID-19 relativas al ámbito energético, entre las que destacan:

- **Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19 (BOE 18/03/2020)**, que, en el ámbito del sector eléctrico estableció la garantía de suministro de agua y energía a los consumidores vulnerables durante el mes siguiente a la entrada en vigor de dicho real decreto-ley, así como la prórroga automática hasta el 30 de septiembre de 2020 de la vigencia del bono social para aquellos beneficiarios del mismo a los que les venza con anterioridad a dicha fecha el plazo previsto en el artículo 9.2 del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/03/17/8/con>
- **Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19 (BOE 01/04/2020)**, que incluyó la garantía de suministro de energía eléctrica, productos derivados del petróleo, gas natural y agua, a las personas físicas en su vivienda habitual hasta el 30 de septiembre de 2021, la flexibilización de los contratos de suministro de energía eléctrica y gas natural a las empresas, la suspensión temporal de las facturas a autónomos y PYMES, y la creación de una nueva categoría de consumidor vulnerable para autónomos que hubieran sufrido una merma sustancial de los ingresos como consecuencia de la irrupción de la pandemia. <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/03/31/11/con>

En la siguiente dirección se puede encontrar el “Código de la Energía Eléctrica”, mantenido por el BOE, que constituye una compilación de las principales normas estatales vigentes mediante una fuente consolidada y permanentemente actualizada:

[https://www.boe.es/biblioteca\\_juridica/codigos/codigo.php?id=014\\_Codigo\\_de\\_la\\_Energia\\_Electrica&tipo=C&modo=2](https://www.boe.es/biblioteca_juridica/codigos/codigo.php?id=014_Codigo_de_la_Energia_Electrica&tipo=C&modo=2)

### 2.1.2.3. Sector nuclear

Por lo que respecta al sector nuclear, durante 2020 fue aprobado el **Real Decreto 451/2020, de 10 de marzo, sobre control y recuperación de las fuentes radiactivas huérfanas**. <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/03/10/451>

De forma genérica, se denomina “fuente huérfana” a cualquier fuente radiactiva que no está sometida a control regulador, sea porque nunca lo ha estado, sea porque ha sido abandonada, perdida, extraviada, robada o transferida sin la debida autorización.

Este real decreto tiene por objeto evitar o, al menos, reducir en lo posible, la exposición de los trabajadores y de los miembros del público a las radiaciones ionizantes, y la contaminación del medio ambiente, como consecuencia de la existencia de fuentes huérfanas.

Asimismo, mediante esta norma se incorporó parcialmente al ordenamiento jurídico nacional, en lo que se refiere a las actuaciones a llevar a cabo para la detección, el control y la gestión de las fuentes huérfanas, la Directiva 2013/59/Euratom del Consejo, de 5 de diciembre de 2013, por la que se establecen normas de seguridad básicas para la protección contra los peligros derivados de la exposición a radiaciones ionizantes, y se derogan las Directivas 89/618/Euratom, 90/641/Euratom, 96/29/Euratom, 97/43/Euratom y 2003/122/Euratom.

### 2.1.2.4. *Transición Justa en el sector del carbón*

Por lo que respecta a la Transición Justa en el sector del carbón, durante 2020 fue aprobada la siguiente normativa:

- **Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. (BOE 24/06/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>
- **Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y se modifica el Real Decreto 139/2020, de 28 de enero, por el que se establece la estructura orgánica básica de los departamentos ministeriales. (BOE 05/05/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/04/28/500>
- **Orden TED/1293/2020, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión que generen o mantengan el empleo, promoviendo el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el periodo 2020-2023 (nota: la Orden TED/340/2021, de 8 de abril, modifica los anexos). (BOE 31/10/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/12/29/ted1293>
- **Orden TED/1294/2020, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el periodo 2020-2023 (nota: la Orden TED/341/2021, de 8 de abril, modifica los anexos). (BOE 31/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/12/29/ted1294>
- **Extracto de la Resolución de 21 de agosto de 2020 de la Presidencia del Instituto para la Transición Justa, O.A.,** por la que se convocan en 2020 las ayudas destinadas específicamente a

cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del reino de España para la minería de carbón no competitiva. (BOE 10/09/2020) [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-B-2020-29073](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2020-29073)

### **2.1.2.5. Sector del gas natural**

Las principales novedades normativas en el sector del gas natural en 2020 fueron:

#### **a. Tarifas y peajes**

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 23 de junio de 2020, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/06/2020). [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/06/23/\(2\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/06/23/(2))
- Resolución de 29 de septiembre de 2020, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 30/09/2020). [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/09/29/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/09/29/(1))
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 21 de diciembre de 2020, por la que se publica la tarifa de último recurso de gas natural (BOE 29/12/2020). [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/12/21/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/12/21/(3))

#### **b. Mercado organizado y acceso de terceros**

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 17 de julio de 2020, por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el segundo semestre de 2020 a “AXPO IBERIA S.L.U.” y “ENGIE ESPAÑA S.L.U.” (Sin publicar en el BOE)
- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 22 de diciembre de 2020, por la que se aprueba la adjudicación del servicio de creador de mercado voluntario en el mercado organizado de gas natural durante el primer semestre de 2021 a “AXPO IBERIA S.L.U.” y “ENGIE ESPAÑA S.L.U.” (Sin publicar en el BOE)

### *c. Almacenamientos subterráneos*

- Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 13 de febrero de 2020, por la que se publica la capacidad asignada y disponible en los almacenamientos subterráneos básicos de gas natural para el período comprendido entre el 1 de abril de 2020 y el 31 de marzo de 2021 (BOE 19/02/2020). [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-2449](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-2449)

### *d. Disposiciones relacionadas con la COVID-19*

- **Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma para la gestión de la situación de crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. (BOE 14/03/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/03/14/463>
- **Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19. (BOE 18/03/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/03/17/8/con>
- **Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19. (BOE 01/04/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/03/31/11/con>
- **Orden SND/325/2020, de 6 de abril, por la que se establecen criterios interpretativos y se prorroga la validez de los certificados de verificaciones y mantenimientos preventivos establecidos en la regulación de seguridad industrial y metrológica. (BOE 7/04/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/04/06/snd325/con>
- Resolución de 9 de abril de 2020, del Congreso de los Diputados, por la que se ordena la publicación del Acuerdo de autorización de la prórroga del estado de alarma declarado por el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo (BOE 11/04/2020). [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/04/09/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/04/09/(1))
- **Orden SND/399/2020, de 9 de mayo, para la flexibilización de determinadas restricciones de ámbito nacional, establecidas tras la declaración del estado de alarma en aplicación de la fase 1 del Plan para la transición hacia una nueva normalidad. (BOE 9/05/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/05/09/snd399>
- **Orden TMA/400/2020, de 9 de mayo, por la que se establecen las condiciones a aplicar en la fase I de la desescalada en materia de movilidad y se fijan otros requisitos para garantizar una movilidad segura. (BOE 10/05/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/05/09/tma400/con>

- **Orden SND/414/2020, de 16 de mayo, para la flexibilización de determinadas restricciones de ámbito nacional establecidas tras la declaración del estado de alarma en aplicación de la fase 2 del Plan para la transición hacia una nueva normalidad. (BOE 16/05/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/05/16/snd414/con>
- **Real Decreto-ley 26/2020, de 7 de julio, de medidas de reactivación económica para hacer frente al impacto del COVID-19 en los ámbitos de transportes y vivienda. (BOE 08/07/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/07/07/26/con>

#### *e. Otras disposiciones del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*

- Resolución de 25 de marzo de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, para la aplicación de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas para el año 2020 (BOE 30/03/2020). [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/03/25/\(8\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/03/25/(8))
- Orden TED/627/2020, de 3 de julio, por la que se establecen orientaciones de política energética a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. (BOE 09/07/2020) <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/07/03/ted627>
- **Orden TED/902/2020, de 25 de septiembre, por la que se modifica la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, con objeto de su adaptación a la nueva estructura de peajes del sistema gasista. (BOE 29/09/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/09/25/ted902>
- **Real Decreto-ley 34/2020, de 17 de noviembre, de medidas urgentes de apoyo a la solvencia empresarial y al sector energético, y en materia tributaria. (BOE 18/11/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/11/17/34/con>
- **Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, por el que se establecen las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso. (BOE 30/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1184>
- **Orden TED/1286/2020, de 29 de diciembre, por la que se establecen la retribución y cánones de acceso de los almacenamientos subterráneos básicos para el año 2021. (BOE 31/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/12/29/ted1286>

### ***f. Otras disposiciones de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia***

- Circular 1/2020, de 9 de enero, por la que se establece la metodología de retribución del gestor técnico del sistema gasista. (BOE 16/01/2020) <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/09/1>
- Circular 2/2020, de 9 de enero, por la que se establecen las normas de balance de gas natural. (BOE 17/01/2020) <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/01/09/2>
- Circular 4/2020, de 31 de marzo, por la que se establece la metodología de retribución de la distribución de gas natural. (BOE 03/04/2020) <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/03/31/4>
- Resolución de 3 de abril de 2020, por la que se establece el procedimiento detallado de desarrollo de los mecanismos de mercado para la asignación de capacidad en el sistema gasista. (BOE 15/04/2020) [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/04/03/\(2\)/con](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/04/03/(2)/con)
- Resolución de 15 de abril de 2020, por la que se aprueba el contrato marco para el acceso a las instalaciones del sistema gasista. (BOE 23/04/2020) [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/04/15/\(4\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/04/15/(4))
- Resolución de 9 de junio de 2020, por la que se aprueba el procedimiento de habilitación y baja de la cartera de balance de los usuarios del sistema gasista en el tanque virtual de balance, el punto virtual de balance y el almacenamiento virtual de balance; y el contrato marco de cartera de balance. (BOE 16/06/2020) [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/06/09/\(1\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/06/09/(1))
- Resolución de 1 de julio de 2020, por la que se aprueba la metodología de cálculo de tarifas de desbalance diario y el procedimiento de liquidación de desbalances de los usuarios y de acciones de balance y gestión de desbalances del gestor técnico del sistema. (BOE 15/07/2020) [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/07/01/\(4\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/07/01/(4))
- Circular 6/2020, de 22 de julio, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural. (BOE 25/07/2020) <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/07/22/6>
- Resolución de 22 de septiembre de 2020, por la que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte, redes locales y regasificación de octubre 2020 a septiembre 2021. (BOE 26/09/2020) [https://www.boe.es/eli/es/res/2020/09/22/\(3\)](https://www.boe.es/eli/es/res/2020/09/22/(3))
- Circular 8/2020, de 2 de diciembre, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos

mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado. (BOE 16/12/2020) <https://www.boe.es/eli/es/cir/2020/12/02/8>

- Resolución de 17 de diciembre de 2020, por la que se establece la cuantía de retribución del gestor técnico del sistema para 2021 y la cuota para su financiación. (BOE 22/12/2020) [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16804](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16804)
- Resolución de 17 de diciembre de 2020, por la que se establece el ajuste retributivo de la actividad de distribución aplicable a las empresas que desarrollan la actividad de distribución en el periodo regulatorio 2021-2026. (BOE 28/12/2020) [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-17184](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-17184)

### 2.1.2.6. Sector de productos petrolíferos

- **Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19. (BOE 18/03/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/03/17/8/con>
- **Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19. (BOE 01/04/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/03/31/11/con>
- **Orden SND/337/2020, de 9 de abril, por la que se establecen las medidas necesarias para garantizar el cumplimiento de los servicios esenciales para la distribución al por menor de carburantes y combustibles en estaciones de servicio y postes marítimos, como consecuencia de la declaración del estado de alarma por el Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, para la gestión de la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19. (BOE 11/04/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/04/09/snd337/con>
- **Orden TED/1241/2020, de 21 de diciembre, por la que se aprueban las cuotas de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos correspondientes al ejercicio 2021. (BOE 23/12/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/12/21/ted1241>

### 2.1.2.7. Sector de energías renovables y de cogeneración

- **Orden TED/171/2020, de 24 de febrero, por la que se actualizan los parámetros retributivos de las instalaciones tipo aplicables a determinadas instalaciones de producción de energía**



**eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos, a efectos de su aplicación al periodo regulatorio que tiene su inicio el 1 de enero de 2020. (BOE 28/02/2020)**

<https://www.boe.es/eli/es/o/2020/02/24/td171/con>

Mediante esta orden se establece la retribución a la inversión y la retribución a la operación para el semiperiodo regulatorio 2020-2022. Para las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible el valor de la retribución a la operación se establece únicamente para el primer semestre de 2020.

Adicionalmente, se aprueban las nuevas instalaciones tipo y los parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones a las que no resulte de aplicación el mantenimiento del valor de la rentabilidad razonable durante los dos periodos regulatorios que se sucedan, de manera consecutiva, a partir del 1 de enero de 2020, y se establece el procedimiento de reasignación de estas instalaciones a las instalaciones tipo que les corresponda según el valor de la rentabilidad que les sea de aplicación.

Además, se aprueban las nuevas instalaciones tipo y parámetros retributivos requeridos para la asignación de las instalaciones no incluidas en sectores considerados en riesgo de fuga de carbono.

Finalmente, se aprueba el precio de mercado estimado para cada año del semiperiodo regulatorio comprendido entre el 1 de enero de 2020 y el 31 de diciembre de 2022.

- **Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica. (BOE 24/06/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rdl/2020/06/23/23/con>

Entre otros aspectos, este Real Decreto-ley habilita al gobierno para desarrollar un nuevo marco retributivo para las energías renovables, con el objetivo de impulsar el desarrollo de nuevos proyectos y así cumplir con los compromisos asumidos por España.

Este marco retributivo se otorga mediante un mecanismo de concurrencia competitiva, en los que se subasta energía eléctrica o potencia instalada. Se podrá distinguir entre distintas tecnologías de generación en función de sus características. Igualmente, se podrán establecer mecanismos al objeto de considerar las particularidades de las comunidades de energías renovables y de las instalaciones de pequeña magnitud y proyectos de demostración.

Asimismo, se incorpora un nuevo sujeto en el sector eléctrico, las comunidades de energías renovables, modificando el artículo 6 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Esta figura fue introducida por la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018,

relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Su finalidad es la participación de los ciudadanos y autoridades locales en los proyectos de energías renovables, lo que permitirá una mayor aceptación local de estas energías y una participación mayor de los ciudadanos en la transición energética.

- **Orden TED/668/2020, de 17 de julio, por la que se establecen los parámetros retributivos para el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019 como consecuencia de la disposición adicional octava del Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, y por la que se revisan los valores de la retribución a la operación correspondientes al primer semestre natural del año 2019. (BOE 22/07/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/07/17/ted668>

Se procede a la fijación de los valores de los parámetros retributivos de las instalaciones tipo cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio de combustible que se aplican en el periodo comprendido entre el 1 de octubre de 2018 y el 30 de junio de 2019. Asimismo, se fijan los valores de los parámetros retributivos del resto de las instalaciones tipo que se aplican en dicho periodo.

- **Extracto de la Resolución de 24 de junio de 2020 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, por la que se realiza la primera convocatoria de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar fotovoltaica situadas en Canarias cofinanciadas con Fondos Comunitarios FEDER. (BOE 02/07/2020)** [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-B-2020-19901](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-B-2020-19901)

Los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, por su carácter aislado y su reducido tamaño, tienen mayores dificultades para la integración de la producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovables.

Con esta convocatoria se persigue asegurar la ejecución a corto plazo de instalaciones de producción de energía eléctrica con tecnología solar fotovoltaica en Canarias, en el marco de lo establecido en la Orden TEC/1380/2018, de 20 de diciembre.

- **Orden TED/ 765/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea. (BOE 05/08/2020),** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/08/03/ted765>

Las instalaciones de generación de energía térmica a partir de fuentes de energía renovable generan ahorros, pero estos resultan frecuentemente insuficientes para recuperar los costes de inversión. Es por lo tanto necesario, para alcanzar los ambiciosos objetivos energéticos nacionales, incentivar estos proyectos.

Por ese motivo, se establecen las bases de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía térmica con fuentes de energía renovable en todo el territorio nacional, susceptibles de ser cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, tanto procedentes del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), como de otros instrumentos dirigidos a apoyar la recuperación económica. Estas ayudas adoptarán la forma de subvención, utilizando el procedimiento ordinario de concesión de subvenciones en régimen de concurrencia competitiva.

- **Orden TED/766/2020, de 3 de agosto, por la que se establecen las bases reguladoras para la concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas a la inversión en instalaciones de generación de energía eléctrica con fuentes de energía renovable, susceptibles de ser cofinanciadas con fondos de la Unión Europea. (BOE 05/08/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/08/03/ted766>

Para alcanzar los objetivos energéticos, es necesario incentivar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y la producción de gases renovables. Los ingresos provenientes de estas instalaciones, dependiendo de la tecnología y la localización, pueden ser insuficientes para recuperar los costes de inversión.

Por ese motivo, esta orden establece las bases de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica con fuentes de energía renovable en todo el territorio nacional, susceptibles de ser cofinanciadas con Fondos de la Unión Europea, tanto procedentes del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), como de otros instrumentos dirigidos a apoyar la recuperación económica. Estas ayudas adoptarán la forma de subvención, utilizando el procedimiento ordinario de concesión de subvenciones en régimen de concurrencia competitiva.

- **Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. (BOE 04/11/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/11/03/960>,

Mediante la aprobación de este Real Decreto se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica.

El régimen económico tiene dos objetivos fundamentales:

- Alcanzar los ambiciosos objetivos planteados en el PNIEC para 2030, con el consiguiente impacto positivo sobre el medio ambiente, dando certidumbre a largo plazo a los inversores y facilitando la financiación de sus proyectos.
- Que los consumidores perciban de forma directa los beneficios económicos de la implementación en el sistema de nueva potencia renovable que, a día de hoy, resulte competitiva a nivel económico

y permita reducir los precios del mercado eléctrico, rebajando así la factura eléctrica de los consumidores.

- Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre, por la que se regula el primer mecanismo de subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables y se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025. (BOE 05/12/2020) <https://www.boe.es/eli/es/o/2020/12/04/ted1161>

Esta orden, que se configura como primera norma de desarrollo del Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, establece el marco necesario para la convocatoria de subastas para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables.

Las subastas convocadas al amparo de esta orden estarán abiertas a todas las tecnologías renovables incluidas en el ámbito de aplicación del Real Decreto 960/2020 ubicadas en el sistema eléctrico peninsular, si bien se podrán establecer distintos cupos para una misma subasta, y dentro de cada cupo podrán establecerse reservas mínimas de producto a adjudicar a distintas tecnologías o categorías distinguibles por sus especificidades. El producto a subastar será la potencia instalada.

Asimismo, se establecen los procesos que configuran el mecanismo de subasta, y las características del régimen económico de energías renovables aplicable a las convocatorias. En particular, se aprueban los valores de los parámetros retributivos de las distintas tecnologías.

Seguidamente, se establecen los trámites y procedimientos asociados al Registro electrónico del régimen económico de energías renovables, el mecanismo de seguimiento de la viabilidad y madurez de los proyectos basado en un procedimiento de identificación de la instalación y de la acreditación de la obtención de la autorización administrativa de construcción o documento equivalente y desarrolla las penalizaciones previstas al objeto de incentivar el cumplimiento de las obligaciones relativas a la energía mínima de subasta adquiridas por las instalaciones.

Finalmente, mediante esta orden, se establece el calendario indicativo para el periodo 2020-2025 y se incluyen los plazos indicativos, la frecuencia de las convocatorias, la capacidad esperada y las tecnologías previstas.

- **Resolución de 10 de diciembre de 2020, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se convoca la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías renovables al amparo de lo dispuesto en la Orden TED/1161/2020, de 4 de diciembre. (BOE 12/12/2020)** [https://www.boe.es/diario\\_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068](https://www.boe.es/diario_boe/txt.php?id=BOE-A-2020-16068)

Esta resolución convoca la primera subasta del nuevo régimen económico de energías renovables. Se establece un cupo de producto de 3.000 MW de potencia instalada, dentro del cual se incluyen dos reservas

mínimas de producto, una de 1.000 MW destinada a la tecnología fotovoltaica y otra de 1.000 MW destinada a la tecnología eólica terrestre, en línea con el calendario indicativo aprobado.

Además, se aprueban aquellos parámetros necesarios para la realización de la subasta y para la aplicación del régimen económico de energías renovables que no habían quedado aprobados anteriormente.

### 2.1.2.7. Eficiencia Energética

#### *Eficiencia Energética en Edificios*

Durante el año 2020 destacan dos iniciativas normativas publicadas por el MITERD en este ámbito:

- **Real Decreto 736/2020, de 4 de agosto, por el que se regula la contabilización de consumos individuales en instalaciones térmicas de edificios. (BOE 06/08/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/08/04/736>

El Real Decreto 736/2020 completa la trasposición de la Directiva 2011/27/UE de Eficiencia Energética, que establece la obligatoriedad de instalar sistemas de contabilización individualizada de calefacción, refrigeración y agua caliente sanitaria. Su principal objetivo es mejorar el rendimiento energético en edificios, basándolo en el consumo individual. Con ello, se posibilita que cada usuario del inmueble abone únicamente la cantidad que consume, lo que le permite adecuar y optimizar el uso que hace de la energía, garantizar un confort adecuado, evitar costes innecesarios y rebajar la huella de carbono del edificio.

La normativa es de aplicación en edificios con sistemas de calefacción o refrigeración construidos antes de la aprobación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios de 1998, ya que todos los edificios construidos posteriormente ya están obligados a instalar dispositivos de contabilización individuales. Quedan exentos de la instalación de contadores individuales los edificios situados en las zonas más cálidas del país y los supuestos en los que la inversión no pueda recuperarse en un máximo de cuatro años, a partir de los ahorros que se pueden generar.

- **Real Decreto 737/2020, de 4 de agosto, por el que se regula el programa de ayudas para actuaciones de rehabilitación energética en edificios existentes y se regula la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla. (BOE 06/08/2020)** <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/08/04/737>

El Real Decreto 737/2020 regula el Programa de Rehabilitación Energética de Edificios (PREE), que destina 300 millones de euros para ayudas directas a actuaciones de mejora de la eficiencia energética en edificios construidos antes de 2007, como puede ser cambio de la envolvente térmica o la sustitución de antiguas calderas por opciones renovables.

El PREE es coordinado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Las Comunidades y Ciudades Autónomas realizan y publican su respectiva convocatoria de ayudas a partir de sus bases reguladoras.

La cuantía de las ayudas base contempladas en el Programa PREE para actuaciones en edificios completos, es para todas las tipologías de actuación del 35% del coste elegible, salvo en el caso de las mejoras de eficiencia energética en instalaciones de iluminación, en los que la ayuda sería del 15%. En caso de que se hubiera optado por rehabilitaciones en viviendas o locales individuales dentro de edificios, este porcentaje sería del 25% y del 15%, respectivamente, pudiendo contar con ayudas adicionales diferentes en función del uso del edificio y, si se cumplen los criterios de eficiencia energética, criterios sociales o criterios de actuaciones integradas.

- **Real Decreto 1186/2020, de 29 de diciembre, por el que se modifica el Real Decreto 263/2019, de 12 de abril, por el que se regula el Programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYME y gran empresa del sector industrial. (BOE 30/12/2020) <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/12/29/1186>**

### *Eficiencia energética en transporte*

Como base para el desarrollo del Programa MOVES II, se aprobaron el **Real Decreto 569/2020, de 16 de junio, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible y se acuerda la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla (BOE 17/06/2020) <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/06/16/569>**. Por otro lado, el **Real Decreto 587/2020 de 23 de junio, por el que se regula la concesión directa de dos subvenciones a la Universidad Politécnica de Madrid y al Servicio de Salud del Principado de Asturias en materia de seguridad minera (BOE 04/07/2020) <https://www.boe.es/eli/es/rd/2020/06/23/587>** amplió la elegibilidad para acceder al programa en su disposición final primera amplió la elegibilidad para acceder al programa.

---

## 2.2. ESTRATEGIAS

---

Durante el año 2020, en el Marco Estratégico de Energía y Clima se desarrollaron actuaciones estratégicas muy significativas, entre las que cabe mencionar:

- Los trabajos para la aprobación del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)**, cuya versión final adoptada por el Acuerdo de Consejo de Ministros del 16 de marzo de 2021 fue publicada por Resolución de 25 de marzo de 2021 conjunta de la Dirección General de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático

Su contenido se encuentra descrito en detalle en el capítulo de introducción de este libro.

- El Consejo de Ministros aprobó el **3 de noviembre de 2020 la “Estrategia de descarbonización a Largo Plazo 2050” (ELP 2050)**. Este documento responde a los compromisos de España como Estado miembro de la Unión Europea y con el Acuerdo de París, y marca la senda para lograr la neutralidad climática no más tarde de 2050, identificando las oportunidades que ofrece esa transición en materia económica y de generación de empleo.

Su contenido se encuentra descrito en detalle en el capítulo de introducción de este libro.

- Elaboración del **borrador de la Estrategia de almacenamiento**, sometido a consulta pública desde el 9 de octubre de 2020 hasta el 9 de noviembre de 2020.

La transición hacia la neutralidad climática supone una profunda transformación del sistema energético, que pasará a estar alimentado, fundamentalmente, por recursos renovables. El carácter variable y estocástico de algunas de estas fuentes energéticas hace necesario contar con diversas herramientas que confieran flexibilidad al sistema, entre las que se encuentra el almacenamiento energético.

El PNIEC prevé el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico de cara a dar apoyo al crecimiento significativo de generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas, la participación de la ciudadanía en el cambio de modelo energético, y una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico. Con el fin de desarrollar lo previsto en el PNIEC, esta Estrategia aborda el análisis técnico de las distintas alternativas de generación, la diagnosis de los retos actuales del almacenamiento energético, las líneas de acción para avanzar en el cumplimiento de los objetivos previstos y las oportunidades que supone el almacenamiento para el sistema energético y para el país.

Existe una amplia variedad de tecnologías de almacenamiento con diferentes aplicaciones y características que son complementarias a la hora de otorgar flexibilidad al sistema energético, ya sea por su aplicación en el sector eléctrico y su relación con la electrificación de la economía, o bien, en los distintos usos finales, como el almacenamiento de energía térmica.

Durante la elaboración de la Estrategia ya se dieron los primeros pasos para transformar, en consonancia con las directivas europeas, el marco regulatorio, que necesitará reformularse para integrar el almacenamiento energético, tanto a gran escala como detrás del contador. Sin embargo, aún será necesario adaptar la regulación a las nuevas características implícitas a estas tecnologías para el desarrollo de este nuevo agente del sector energético. Una de las cuestiones clave vendrá también determinada por la apertura y consolidación de la participación del almacenamiento a los existentes y futuros mecanismos de mercado.

En la Estrategia se presentan diversas oportunidades para el desarrollo del almacenamiento a lo largo de toda la cadena de valor, en donde la puesta en marcha de nuevos modelos de negocio supone una oportunidad en términos de empleo, fortalecimiento de la industria nacional y reducción de la dependencia de materiales críticos del exterior. Por un lado, mantener el liderazgo ya existente a nivel nacional en determinados sectores es clave, al tiempo que se abren un sinfín de oportunidades en el desarrollo de tecnologías que serán fundamentales en el futuro. El aprovechamiento de esta ventana de oportunidad puede suponer obtener un liderazgo tecnológico e industrial que sirva como palanca en la recuperación del país.

Los nuevos nichos de negocio vinculados al almacenamiento podrán desarrollarse a lo largo de todos los sectores de uso final. Existen aplicaciones para el almacenamiento en la movilidad, con el vehículo eléctrico, que ofrece un abanico de nuevos productos y servicios; en el sector de la edificación, a través del autoconsumo eléctrico y con aplicaciones de almacenamiento de energía térmica integradas en la edificación y en sus componentes; en el caso del sector industrial, que presenta un fuerte potencial de autoconsumo con almacenamiento energético, así como la integración energética y la descarbonización de procesos que utilizan energía térmica, tanto frío como calor, y, por último, en el resto de sectores, mediante aplicaciones de autoconsumo.

Las palancas de investigación, desarrollo e innovación serán necesarias para, por un lado, acelerar el desarrollo tecnológico necesario para el despliegue del almacenamiento energético, y, por otro, profundizar en el liderazgo tecnológico en tecnologías renovables.

El cambio de paradigma del sector energético implica también otorgar un papel central a la ciudadanía en el nuevo diseño del sistema energético. Para ello, el almacenamiento crea una coyuntura propicia para la participación ciudadana, la creación de empleo de calidad, la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora del medio ambiente, así como para la igualdad efectiva entre mujeres y hombres.

El despliegue de las tecnologías de almacenamiento se realizará con un enfoque integral en la sostenibilidad, analizando sus potenciales impactos a lo largo de todo el ciclo de vida de las tecnologías, incluyendo impacto medioambiental y la huella de carbono, y minimizándolos.



Las necesidades mínimas de almacenamiento para España, derivadas de los objetivos del PNIEC y de la ELP 2050, se han cuantificado en esta Estrategia, pasando de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a un valor de alrededor de 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050 de potencia de almacenamiento total disponible en esos años. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a gran escala diario y semanal, almacenamiento detrás del contador y almacenamiento estacional, según el estado actual de la tecnología.

La Estrategia de Almacenamiento Energético establece las bases para dar respuesta a estas necesidades, actuando como herramienta impulsora del despliegue del almacenamiento de energía en España, y estando alineada y complementando el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia España Puede, aprobado por el Gobierno el 7 de octubre 2020, como guía de ejecución de los fondos procedentes del instrumento europeo Next Generation EU.

- Propuesta de Hoja de Ruta para la gestión sostenible de las Materias Primas Minerales

La ELP 2050 establece la reutilización y el reciclado como primera opción para alimentar los procesos productivos. Y una vez agotados, y siempre que sea económicamente viable, el aprovechamiento de los recursos minerales domésticos bajo estándares medioambientales y de sostenibilidad europeos que no desplacen las emisiones de gases de efecto invernadero hacia otras regiones, contribuyendo también a la disminución de las emisiones globales al reducir las de su transporte.

Todo lo anterior, señala la Estrategia, implicará configurar una política nacional de materias primas autóctonas que garantice que los recursos se explotan de forma económicamente viable y sostenible, utilizando las mejores técnicas disponibles, asegurando la reducción de emisiones en el sector y disminuyendo en la medida de lo posible la dependencia de las importaciones.

En este marco, la Hoja de Ruta para la gestión sostenible de Materias Primas Minerales, tiene como objetivo garantizar el suministro de los recursos minerales autóctonos de manera más sostenible, eficiente y maximizando los beneficios a lo largo de la cadena de valor.

- Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable

La Hoja de Ruta del Hidrógeno tiene como objeto identificar los retos y oportunidades para el pleno desarrollo del hidrógeno renovable en España, proporcionando una serie de medidas destinadas a impulsar la acción inversora, aprovechando el consenso europeo sobre el papel que debe desempeñar este vector energético en el contexto de la recuperación verde.

Este vector energético será clave en la descarbonización de la economía española, así como en otros retos de carácter más transversal como la reactivación económica tras la crisis sanitaria de la COVID-19, la transición justa, el reto demográfico y la economía circular

Como resultado de este ejercicio, esta Hoja de Ruta ofrece una Visión 2030 y 2050, estableciendo unos ambiciosos objetivos país en 2030 cuya consecución asegurará el posicionamiento industrial y tecnológico de nuestra economía en el contexto comunitario, la descarbonización de un volumen relevante del hidrógeno consumido actualmente y la plena introducción del hidrógeno en la movilidad sostenible. Todo ello con el objetivo último de contribuir a la consecución de los objetivos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima.

### 2.2.1. Transición Justa en el sector del carbón

En noviembre de 2020 se publicó la Estrategia de Transición Justa (ETJ). Un mayor desarrollo descriptivo se puede encontrar en el capítulo dedicado a la Transición Justa en el Sector del Carbón, en particular dentro del apartado sobre Transición Justa en España y UE. Igualmente, en este mismo apartado se analiza la vinculación entre dicha Estrategia y el Instituto para la Transición Justa (ITJ).

La Estrategia de Transición Justa parte del reconocimiento de que, en España, es especialmente importante optimizar los resultados de la Transición Ecológica en lo que respecta al empleo. La tasa de paro en España duplica la media europea y es la primera o segunda más alta de la UE. El alto nivel de contratación temporal o de trabajadores pobres (en posiciones de cabeza entre los países desarrollados) hace necesaria la implantación de mecanismos que impulsen una transición ecológica que apueste por generar más y mejores empleos.

Los estudios desarrollados por diversas organizaciones internacionales muestran que la transición ecológica puede ser una oportunidad para la creación de empleo. A pesar de las ganancias netas de empleo, la transición energética está teniendo un impacto sectorial y territorial negativo que, a corto plazo, podrían suponer serios obstáculos para su implementación. Desafortunadamente, muchos impactos ya estaban ocurriendo o estaban a punto de producirse: pérdida de empleo en extracción de carbón, pérdida de empleo en centrales de carbón que no hayan hecho las inversiones necesarias para cumplir con la normativa europea BREF 2020 o pérdida de empleo en centrales nucleares sin plan de reactivación. Para estos impactos a corto plazo, la Estrategia de Transición Justa contempla medidas concretas y de aplicación inmediata en el Plan de Acción Urgente para Comarcas de Carbón y Centrales (térmicas de carbón y nucleares) en cierre.

La Estrategia de Transición Justa se configura como una herramienta de carácter estatal que busca paliar, en la medida de lo posible, los efectos negativos de la transición ecológica, focalizando los esfuerzos especialmente en el empleo y en la reconversión económica de las zonas afectadas, para que en este cambio hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero nadie se quede atrás.

Aprobación por el Consejo de Ministros de la **“Hoja de ruta de hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovables”**, el **6 de octubre de 2020**.

El hidrógeno renovable es una solución sostenible clave para conseguir la descarbonización de la economía y la neutralidad climática en 2050. Está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde sea la solución más eficiente en ese sentido, tales como:

- La industria que utiliza hidrógeno como materia prima (refino de petróleo, fertilizantes y productos químicos entre otros)
- Aquellas áreas en las que la electrificación no sea la solución más eficiente o no sea técnicamente posible en el medio plazo y se pueda aprovechar la alta versatilidad del hidrógeno renovable como vector. Para ello se ha de evaluar y priorizar su potencial para almacenar energía y/o descarbonizar el sector del calor tanto en la industria como en los hogares. Asimismo, puede ser una solución esencial para islas y sistemas energéticos aislados.

España tiene la oportunidad de posicionarse como referente tecnológico en la producción y aprovechamiento del hidrógeno renovable, liderando un proyecto país hacia una economía descarbonizada, a través del impulso de la cadena de valor del hidrógeno mediante la creación de clústeres tecnológicos y proyectos piloto a escala regional, el fomento de la innovación industrial, el apoyo a las zonas de transición justa y la disponibilidad de energía renovable a precios competitivos.

Esta Hoja de Ruta del Hidrógeno tiene como objeto identificar los retos y oportunidades para el pleno desarrollo del hidrógeno renovable en España, proporcionando una serie de medidas destinadas a impulsar la acción inversora, aprovechando el consenso europeo sobre el papel que debe desempeñar este vector energético en el contexto de la recuperación verde.

Para ello, ofrece una Visión 2030 y 2050, estableciendo unos ambiciosos objetivos país en 2030 cuya consecución asegurará el posicionamiento industrial y tecnológico de nuestra economía en el contexto comunitario, la descarbonización de un volumen relevante del hidrógeno consumido actualmente y la plena introducción del hidrógeno en la movilidad sostenible. Todo ello con el objetivo último de contribuir a la consecución de los objetivos fijados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. En particular, la Visión 2030 prevé una capacidad instalada de electrolizadores de 4 GW y una serie de hitos en el sector industrial,

la movilidad y el sector eléctrico, para los cuales será preciso movilizar inversiones estimadas en 8.900 millones de euros durante el periodo 2020-2030. No obstante, como hito intermedio hasta alcanzar el objetivo de 4GW, se estima que para el año 2024 sería posible contar con una potencia instalada de electrolizadores de entre 300 y 600 MW.



---

### **3. SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS INTERNACIONALES ENERGÍA-CLIMA**

---



### 3.1. INTRODUCCIÓN

---

Este capítulo del Libro se centra en los aspectos más relevantes de la energía y los mercados energéticos a nivel global, así como en las perspectivas futuras de acuerdo con los análisis efectuados por distintos Organismos Internacionales, tales como la Agencia Internacional de la Energía (AIE) o la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA). Asimismo, se incluye un resumen de las actividades desarrolladas durante 2020 por otros organismos como el G20, la Carta de la Energía o la Unión por el Mediterráneo (UpM), en un año condicionado por la situación de pandemia mundial COVID-19 que impidió, entre otros aspectos, la celebración de algunas cumbres previstas como la Conferencia de las Partes (COP) que se tuvo que posponer hasta 2021.

### 3.2. CONFERENCIA DE LAS PARTES (COP)

---

La COP es el órgano de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) cuyo objetivo es “orientar los esfuerzos de los países que son partes de la Convención para actuar contra el cambio climático”, es decir, impedir la interferencia del ser humano en el aumento de la temperatura media de la Tierra.

Estos países se reúnen para proponer y adoptar planes de acción que mitiguen la actividad humana sobre el calentamiento global.

La celebración de la COP 26, que incluye también la 16ª reunión de las partes del Protocolo de Kyoto (CMP16) y la segunda reunión de las partes del Acuerdo de París (CMA3), estaba prevista en un principio en Glasgow, Escocia, para noviembre de 2020. Sin embargo, fue aplazada hasta noviembre de 2021 debido a la pandemia de COVID-19.

### 3.3. TRATADO SOBRE LA CARTA DE LA ENERGÍA (TCE)

---

El **Tratado sobre la Carta de la Energía** (TCE en adelante) proporciona un marco multilateral para la cooperación energética que es único en el derecho internacional y tiene por objeto promover la seguridad energética mediante el funcionamiento de mercados energéticos más abiertos y competitivos. Se firmó en 1994 y entró en vigor en 1998, centrado en cuatro grandes áreas: protección de las inversiones extranjeras, establecimiento de condiciones no discriminatorias en el comercio de materiales productos y equipos relacionados con la energía, resolución de controversias tanto entre Estados participantes como entre estos últimos con los inversores y promoción de la eficiencia energética y desarrollo sostenible con el mínimo impacto ambiental. Se organiza en varios grupos de trabajo (Grupo de Estrategia, Grupo de Implemen-



---

### 3. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

---

tación, Grupo de Gobernanza, Comité de Presupuestos y Grupo de Modernización), coordinados por un Secretariado en Bruselas.

Desde septiembre de 2018, el grupo de Estrategia de la Carta de la Energía acordó 25 materias a debatir para la **modernización del Tratado**, creándose el Grupo de Modernización con el mandato de gestionar dicho debate y actualizar el contenido del TCE, que sigue siendo jurídicamente vinculante para todas las Partes Contratantes, a la realidad en materia de inversiones y de sostenibilidad energética y climática. El mandato de negociación para la UE y sus EEMM lo tiene la Unión Europea, que negocia en representación de todos los EEMM de la UE (excepto Italia, que salió de forma unilateral del TCE el 1 de enero de 2016) con la participación de personal de las Direcciones Generales de Comercio y de Energía de la Comisión Europea, al ser un acuerdo mixto, así como representantes de los EEMM.

A lo largo de 2020 tuvieron lugar cinco reuniones del Grupo de Modernización, en el que solo participan las Partes Contratantes del TCE. La primera reunión sirvió para preparar las posteriores **rondas de negociaciones para la Modernización**, en las que se han tratado las diferentes posturas de las Partes Contratantes para cada materia objeto de modernización. A lo largo de 2020 tuvieron lugar las tres primeras rondas de negociación. Tras ellas, en diciembre se decidió que durante 2021 tendrían lugar otras cinco rondas más con el objetivo de concluir las negociaciones para la modernización del TCE de la forma más expeditiva posible, y así lo reflejó el informe enviado a final de 2020 a la Conferencia de la Carta de la Energía.

Finalmente, el 16 y 17 de diciembre de 2020 tuvo lugar la **Conferencia de la Carta de la Energía**, en formato virtual debido a la pandemia de la COVID-19, bajo la Presidencia de Azerbaiyán. El lema de la Sesión Ministerial fue “Eficiencia Energética para Todos: Innovaciones e Inversiones”.

---

#### 3.4. AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE)

---

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) centró su informe anual “**World Energy Outlook 2020 (WEO2020)**” en analizar en profundidad los efectos de la pandemia, y en particular, su repercusión en la perspectiva de las transiciones rápidas a energías limpias. Para ello, el WEO2020 expuso varias estrategias posibles para superar la crisis de la Covid-19. Como recordaba la AIE en reiteradas ocasiones, la próxima década será decisiva en la transformación del sector energético que habrá de contribuir a la respuesta mundial al cambio climático que se observa. El futuro no es unívoco, máxime en el contexto de incertidumbre generado por la pandemia Covid-19. Por esta razón, como en anteriores ediciones, el WEO2020 presentó distintos escenarios alternativos para comprender mejor cuál podría ser la evolución del sistema energético mundial.

- En el *Escenario Políticas Declaradas* (Stated Policies Scenario, STEPS), la pandemia COVID-19 se controlaba gradualmente durante 2021 de modo que la economía mundial recuperase su tamaño an-

terior a la crisis antes de fin de año. Como en ediciones anteriores, este escenario reflejaba todas las intenciones y objetivos anunciados en ese momento siempre que estuviesen respaldados por medidas detalladas para su realización.

- El *Escenario Recuperación Tardía* (Delayed Recovery Scenario, DRS) era más pesimista que el STEPS en cuanto a la recuperación económica post-pandemia. La economía mundial no volvía a los niveles previos a la crisis hasta 2023, y la pandemia abría paso a una década con la tasa de crecimiento de la demanda de energía más baja desde la de 1930. Las otras hipótesis que subyacían a este escenario coincidían con las del STEPS.
- En el *Escenario Desarrollo Sostenible* (Sustainable Development Scenario, SDS), un refuerzo de las políticas e inversiones en el ámbito de la energía limpia encarrilaba el sistema energético hacia el logro de los objetivos de energía sostenible en su totalidad, incluyendo el Acuerdo de París y los objetivos de acceso a la energía y calidad del aire. Las hipótesis de salud pública y económicas que subyacían en este escenario coincidían con las del STEPS.
- El nuevo escenario *Cero Emisiones Netas en 2050* (Net Zero Emissions by 2050, NZE2050) ampliaba el análisis del SDS. Un número creciente de países y empresas se han propuesto alcanzar cero emisiones netas, en general para mediados de siglo. Todos ellos se lograrían en el SDS, en el que las emisiones mundiales avanzan favorablemente hacia el valor neto cero en 2070. El NZE2050 incluía el primer modelo de la AIE para detallar qué tendría que pasar durante la próxima década para alcanzar emisiones netas nulas de CO<sub>2</sub> en 2050 en el mundo.

#### 3.4.1. Electricidad y energías renovables

**La electricidad es uno de los insumos más relevantes de las economías modernas** alimentando comunicaciones, salud, industria, entretenimiento, educación, etc.

En un marco de creciente electrificación de la economía mundial, la AIE señalaba que las **redes eléctricas** podrían revelarse como el eslabón débil de la transformación del sector eléctrico, en caso de que no se atendiese a la necesaria inversión. En cuanto a las tecnologías de generación eléctrica, la AIE explicaba que las energías renovables crecían con rapidez en todos los escenarios del WEO2020. En el escenario STEPS, las energías renovables satisfacerían el 80% del aumento de la demanda mundial de energía de aquí a 2030. Las políticas de apoyo y la madurez de las tecnologías solar y eólica permitirían acceso al capital a un coste muy bajo. La energía hidroeléctrica seguiría siendo la mayor fuente renovable de electricidad, pero la solar sería el principal motor de crecimiento ya que marcaría nuevos máximos de capacidad instalada cada año después de 2022, seguida por la eólica terrestre y la eólica marina. En la mayoría de los países, la elec-

tricidad generada a partir de la fuente solar fotovoltaica (FV) sería más barata que la producida en centrales eléctricas de gas o carbón. En algunos países, proyectos de energía solar proporcionarían electricidad por precios entre los más bajos de la historia.

#### 3.4.2. Descarbonización, eficiencia energética, biofueles e hidrógeno

En lo que respecta a la **descarbonización**, se estimaba que de aquí a 2030 las emisiones del sector eléctrico caerán más de un 40% en el SDS. La electricidad asume un papel cada vez más importante en el consumo energético global, ya que la mayor producción de las renovables y la energía nuclear ayudan a reducir las emisiones de sectores en los que es rentable electrificar, como el transporte de pasajeros. Por consiguiente, la transformación del sector de la energía pasaría por otros usos finales de la energía, en particular, los de los sectores industriales, tales como el acero y el cemento, el del transporte de larga distancia. Para que las emisiones sigan disminuyendo a un ritmo elevado después de 2030, se debe prestar una atención especial a la eficiencia energética y de los materiales. Asimismo, se debe reforzar el papel de los líquidos y gases con bajas emisiones de carbono. En este sentido, la AIE no incorporaba todavía en sus análisis públicos la diferencia entre el hidrógeno procedente de electrólisis del agua mediante electricidad 100% renovable y mediante la electricidad de origen nuclear. Además, el hidrógeno bajo en carbono engloba, según la AIE, no solamente al obtenido a través de la electrólisis del agua, sino también al producido a partir del gas natural, siempre que se capture el CO<sub>2</sub> producido en el proceso.

#### 3.4.3. Nuclear

La AIE sigue considerando que la **energía nuclear** es una fuente de generación de energía eléctrica baja en emisiones con un papel a jugar en la transición energética. La nuclear supone alrededor del 18% de la producción eléctrica en las economías desarrolladas. Atendiendo a su contribución a la descarbonización, la evolución en materia de demanda mundial de energía primaria en el escenario *STEPS* no preveía variaciones significativas en el consumo de energía nuclear en el horizonte de 2030.

#### 3.4.4. Gas natural

Las cifras del **gas natural** son mejores que las de otros combustibles fósiles, pero los diferentes contextos de las políticas públicas, que conformaban los escenarios del WEO, producían variaciones importantes. Así, en el escenario *STEPS*, el 30% del aumento de la demanda mundial de gas natural de aquí a 2040 se concentraría en el sur y el este de Asia. Las prioridades en las políticas públicas de estas regiones (en particular, la presión para mejorar la calidad del aire y apoyar el crecimiento del sector industrial) junto con

precios más bajos respaldarían la expansión de la infraestructura del gas. Sin embargo, esta es la primera edición anual del WEO en la que las proyecciones del escenario STEPS apuntan a un ligero descenso en la demanda de gas en las economías avanzadas de aquí a 2040. La incierta recuperación económica también plantea dudas sobre las perspectivas futuras del récord de nuevas infraestructuras de exportación de gas natural licuado aprobadas en 2019.

#### 3.4.5. Petróleo y petroquímica

A falta de un cambio más pronunciado de las políticas públicas, continúa siendo demasiado pronto para prever un descenso rápido de la demanda de **petróleo**. En los mercados emergentes y las economías en desarrollo, el aumento de los ingresos crea una fuerte demanda subyacente de movilidad, lo que compensa el menor uso de petróleo en la OCDE. Sin embargo, los combustibles de transporte ya no son un motor de crecimiento fiable. En los escenarios STEPS y DRS, el uso del petróleo en coches de pasajeros alcanzaría su punto máximo durante la próxima década y se reduciría debido a las mejoras constantes en eficiencia de los vehículos y al fuerte aumento de las ventas de coches eléctricos.

#### 3.4.6. Carbón

El papel del carbón en el sector de generación eléctrica, que ha supuesto en los últimos 30 años el 60% de su consumo internacional, se está viendo cada vez más afectado por las políticas climáticas y el rápido crecimiento de las alternativas renovables.

De cara a las perspectivas mundiales del carbón, la clave reside en si su declinar en las economías más avanzadas se verá estancado por el aumento de su demanda en las economías en vías de desarrollo, principalmente de la región Asia-Pacífico, donde continúa siendo fuente muy principal de generación de energía dado su bajo coste y abundantes recursos autóctonos.

Cada escenario del WEO2020 planteó una respuesta diferenciada a dicha cuestión. Por un lado, la demanda global de carbón alcanzaría su pico a mediados de la década para caer en 2030 a los niveles de 2020 en el escenario STEPS. Por otro lado, el escenario NZE plantea una dura caída de hasta el 55% en la demanda de carbón en todos los mercados, localizando la mayoría de su consumo remanente en 2050 en los sectores químico y siderúrgico.

#### 3.5. AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍAS RENOVABLES (IRENA)

---

La Agencia Internacional de Energías Renovables continuó su trabajo de prospección y análisis durante 2020, que se resume en su *“Global Renewables Outlook: Energy transformation 2050”*<sup>1</sup>. En este documento se plantean hasta 4 escenarios: “Planned Energy Scenario (PES)”, “Transforming Energy Scenario (TES)”, “Deeper Decarbonisation Perspective (DDP)” y “Baseline Energy Scenario (BES)”, con diferentes asunciones y grado de cumplimiento de los objetivos climáticos. La principal conclusión del estudio fue que las tecnologías renovables dominan el mercado mundial de **nueva capacidad de generación** de energía, pues están creciendo actualmente más rápido que la demanda total de energía. Este hito, alcanzado ya en 2019 cuando el incremento de la generación de electricidad renovable superó el aumento de la demanda eléctrica, se vio acompañado en 2020 de la disminución, por primera vez en décadas, de la generación basada en combustibles fósiles cuando aumentó la generación total de electricidad.

Las energías solar fotovoltaica y eólica son con mayor frecuencia la fuente de **electricidad más barata** en muchos mercados, y la mayoría de las fuentes de energía renovable serán completamente competitivas en costes durante la próxima década. Se espera que los costes de la solar fotovoltaica continúen su tendencia a la baja para llegar a 0,040 dólares/kWh en 2030 (una reducción del 58% con respecto a 2018). Es probable que los costes de las plantas termosolares de concentración (CSP) en los países del G20 disminuyan en 35% para 2030 hasta 0.086 dólares/kWh desde los 0.132 dólares /kWh en 2018. En lo que respecta a la eólica onshore, se espera una disminución del 25% entre 2018 y 2030, a medida que continúe el cambio hacia turbinas más grandes. La eólica offshore se está volviendo competitiva con respecto a otras alternativas renovables, ya que la tecnología está mejorando con turbinas más grandes (de hasta 20 MW en proyectos para 2030) impulsando rendimientos energéticos y reduciendo el total instalado y los costes de operación y mantenimiento.

La **electrificación del transporte** está mostrando signos tempranos de aceleración disruptiva. El progreso en la aceleración de la transición puede observarse en las rápidas reducciones de costes de la energía solar fotovoltaica y eólica (incluida offshore) y de las tecnologías habilitadoras clave, como baterías y vehículos eléctricos que están experimentando una rápida reducción de costes, y en el potencial del hidrógeno verde.

Sin embargo, las energías renovables están creciendo con demasiada lentitud en los principales sectores consumidores de energía, como **edificios e industria**. El despliegue en estas áreas sigue estando muy por debajo de los niveles necesarios para crear un sistema energético seguro para el clima. La ralentización del progreso en la eficiencia energética y el desarrollo de biocombustibles debe revertirse rápidamente.

Se estima que la energía renovable y la eficiencia energética juntas ofrecen más del 90% de las **medidas de mitigación** necesarias para reducir las emisiones relacionadas con la energía. Para lograr esta reducción, las emisiones de CO<sub>2</sub> relacionadas con la energía deben disminuir en un 3.8% por año en promedio hasta 2050, hasta un nivel un 70% por debajo del actual.

---

<sup>1</sup> <https://www.irena.org/publications/2020/Apr/Global-Renewables-Outlook-2020>

La participación de la energía renovable moderna en el consumo **mundial de energía** final aumentó solo ligeramente desde 2010, manteniéndose en un umbral de alrededor del 10%. En términos simples, mientras que las energías renovables aumentan, también lo hace la demanda de energía. En el PES, la participación de la energía renovable moderna en el suministro de energía final podría aumentar hasta el 17% para 2030 y el 25% para 2050. En el TES, la participación de renovables aumentaría hasta el 28% para 2030 y el 66% para 2050. Por lo tanto, se requiere aumentar su participación seis veces en comparación con la de 2020, y dos veces y media en comparación con el escenario de energía planificada.

La **bioenergía**, que constituye ya una gran parte del uso de energía renovable en la actualidad, será cada vez más vital en los sectores de uso final como fuente significativa para la generación de energía y calor en la industria, así como en el transporte. La cuota de energía primaria cubierta por la bioenergía moderna (que excluye los usos tradicionales de biocombustible) aumentará del 5% en 2020 al 10% para 2050, jugando un papel importante, tanto para calor de proceso como para uso como materia prima, en sectores particularmente difíciles de electrificar, como el transporte marítimo, la aviación y la industria,

El **hidrógeno** puede ofrecer una solución para tipos de demanda de energía que son difíciles de electrizar directamente. Hoy en día, se producen alrededor de 120 megatoneladas (Mt) (14 EJ) de hidrógeno por año, pero casi todo proviene de los combustibles fósiles o de la electricidad generada por combustibles fósiles, con una alta huella de carbono: menos del 1% es hidrógeno "verde". Sin embargo, se están logrando avances y a principios de 2020 entró en funcionamiento una planta de producción de hidrógeno con una capacidad de electrolizadores de 10 MW en Japón. El hidrógeno verde se volverá competitivo en costes con el hidrógeno "azul" en los próximos años en lugares con electricidad renovable de bajo coste. A medida que los costes disminuyan, el hidrógeno verde será más barato que el hidrógeno azul en muchos lugares en los próximos 5 a 15 años y ciertas industrias intensivas en energía pueden en el futuro reubicarse en áreas con buenos recursos de energía renovable para aprovechar este potencial para producir hidrógeno verde barato.

Los **subsidios a combustibles fósiles** son especialmente dañinos para el medio ambiente, porque exacerban la infravaloración existente de combustibles fósiles que normalmente no pagan el coste total por sus externalidades negativas (por ejemplo, costes de salud de la contaminación local). Asumiendo la eliminación virtual de los subsidios existentes a los combustibles fósiles para 2050 (casi todos derivados de la captura de carbono y almacenamiento) así como el aumento de la implementación de energías renovables y eficiencia energética, en 2050 se produciría una disminución del 25% en el total de subsidios directos al sector de la energía con respecto a los valores de 2017.

Por último, el análisis concluía que poner al mundo en camino hacia el cumplimiento de los objetivos del **Acuerdo de París** requiere que las emisiones de dióxido de carbono relacionadas con la energía se reduzcan al mínimo, un 3,8% anual desde ahora hasta 2050. Sin embargo, las tendencias de los últimos cinco años muestran un crecimiento anual de las emisiones de CO<sub>2</sub> del 1,3%. Si se mantuviera este ritmo, el presump-

---

### 3. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

---

to de carbono del planeta se agotaría en gran medida para 2030, encaminando al planeta a un aumento de temperatura de más de 3 ° C por encima de los niveles preindustriales. Este caso no puede considerarse compatible con el asumido por muchos gobiernos al firmar el Acuerdo de París en 2015.

---

#### 3.6. G20

---

La Presidencia de Arabia Saudí del G20 durante 2020 se desarrolló en torno al lema **“Aprovechando las oportunidades del siglo XXI para todos”** que tenía tres objetivos clave:

- **Empoderar a las personas** (“Empowering People”), creando las condiciones apropiadas para que todas ellas, y especialmente las mujeres y los jóvenes, puedan vivir, trabajar y prosperar en igualdad de oportunidades. Para ello, la presidencia de Arabia Saudí se centró en acelerar la implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible y facilitar el crecimiento del empleo.
- **Salvaguardar el planeta** (“Safeguarding the Planet”), fomentando esfuerzos colectivos para proteger nuestros bienes comunes globales. Esto incluye avanzar en las sinergias entre los esfuerzos de adaptación y mitigación para luchar contra el cambio climático, tomar acciones concretas para proteger el medioambiente, promover energías asequibles y sistemas energéticos más sostenibles y limpios, promover la sostenibilidad del agua y reducir la pérdida y el desperdicio de alimentos.
- **Dar forma a nuevas fronteras**, (“Shaping New Frontiers”), adoptando estrategias audaces a largo plazo para aprovechar y compartir los beneficios de la innovación y el avance tecnológico.

Las prioridades concretas de la Presidencia en materia de energía, clima y medioambiente se englobaron bajo el Objetivo **“Salvaguardar el planeta”** que incluía las siguientes propuestas:

- Crear sistemas energéticos más limpios y más sostenibles para una nueva era y una aproximación práctica en la gestión de emisiones.
- Centrarse en el acceso a la energía y el uso de todas las fuentes de energía para promover el desarrollo sostenible.
- Minimizar la degradación de los suelos mediante la reforestación del planeta.
- Mejorar la gestión global del agua y reducir los residuos y el desperdicio global de alimentos.

El grupo de trabajo de energía (**Energy Sustainability Working Group**) se reunió desde el mes de marzo hasta julio para debatir sobre: Economía Circular del Carbono (CCE), sistemas de energía más limpios, acceso universal a la energía asequible y mercados energéticos más seguros y estables. El 28 de septiembre de 2020 se celebró en Riyadh la reunión **Ministerial de Energía del G20**, en cuyo Comunicado final los Ministros destacaron la importancia de la cooperación internacional para garantizar la resiliencia de los sistemas energéticos, comprometiéndose a asegurar que el sector energético continúe haciendo una contribución plena y efectiva para superar el COVID-19 e impulsar la posterior recuperación global. En concreto, se reconoció el esfuerzo realizado durante 2020 tanto por los productores como por los consumidores para fomentar la estabilidad y seguridad de los mercados energéticos. Por otra parte se destacó la importancia de explorar todo el abanico de opciones y de utilizar la más amplia variedad posible de tecnologías y combustibles, según las circunstancias nacionales, para asegurar un suministro estable e ininterrumpido de energía. En este sentido, se dio un apoyo expreso a la Plataforma de Economía Circular del Carbono (CCE) y su marco 4R (Reducir, Reutilizar, Reciclar y Eliminar), una de las principales propuestas del programa de energía de la Presidencia. El Comunicado hizo también una referencia especial al potencial del hidrógeno verde, de la bioenergía y de los biocombustibles como portadores de energía limpia y eje transversal entre las 4R, fomentando la colaboración internacional para avanzar en el desarrollo de estas tecnologías. Finalmente, se reafirmó el compromiso del G20 para erradicar la pobreza energética y asegurar un enfoque inclusivo que aborde su impacto en las poblaciones vulnerables, como personas marginadas y desplazadas, y que garantice el empoderamiento de las mujeres para que puedan convertirse en participantes activas en la energía mundial.

Por su parte, la **temática climática** se abordó principalmente en el texto de la declaración ministerial. En ella se reiteró el apoyo para hacer frente a los apremiantes retos medioambientales, como el cambio climático, y los signatarios del Acuerdo de París reafirmaron una vez más su compromiso con su plena aplicación, reflejando tanto las responsabilidades comunes como las diferenciadas en función de las capacidades y circunstancias de cada país. Se recordó la petición de la COP21 de comunicar o actualizar sus contribuciones a nivel nacional con el mayor grado de ambición posible, de acuerdo con sus obligaciones en el marco del Acuerdo de París, teniendo en cuenta los medios de implementación. Se destacó la importancia de proporcionar y movilizar una amplia variedad de recursos financieros, para ayudar a los países en desarrollo en sus esfuerzos de adaptación y mitigación, de acuerdo con la CMNUCC y el Acuerdo de París, reafirmando la importancia de la cooperación internacional. Los países retiraron la invitación a comunicar antes de 2020 estrategias de desarrollo a largo plazo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y recordaron el compromiso asumido por los países desarrollados de movilizar conjuntamente 100.000 millones de dólares estadounidenses al año para atender las necesidades de los países en desarrollo. Se reconocía además en el texto que las soluciones basadas en la naturaleza pueden proporcionar beneficios conjuntos en relación con los retos medioambientales a nivel global y son parte integrante de la lucha contra estos problemas, al tiempo que proporcionan beneficios para la biodiversidad, los sistemas climáticos, las personas y la reducción de la pobreza.

En el **Comunicado final de la reunión de líderes** se incluyeron las siguientes conclusiones:



---

### 3. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

---

- El compromiso de salvaguardar el planeta y construir un futuro más sostenible e inclusivo para todas las personas;
- Se reiteró el apoyo a abordar los apremiantes retos medioambientales, como el cambio climático a la vez que se promueve el crecimiento económico, la seguridad energética y el acceso para todos, y la protección del medio ambiente.
- Los países firmantes del Acuerdo de París reiteraron su compromiso para con su plena aplicación.
- Se reafirmó la necesidad de seguir apoyando todos los esfuerzos y enfoques disponibles para garantizar un medio ambiente adecuado para las futuras generaciones, destacando que son necesarios más esfuerzos a nivel mundial para hacer frente a estos desafíos, al tiempo que se mantienen economías sanas que garanticen el crecimiento económico, el empleo decente y la innovación

---

#### 3.7. UNIÓN POR EL MEDITERRÁNEO (UPM)

---

La **Unión por el Mediterráneo** (UpM) es la organización intergubernamental euromediterránea que agrupa a los 27 Estados miembros de la Unión Europea y los 15 países socios mediterráneos del norte de África, Oriente Medio, y sudeste de Europa, el 16 era Siria, pero lleva suspendido de participación desde 2011. Su Secretariado tiene como sede la ciudad de Barcelona.

La región mediterránea se enfrenta hoy a desafíos energéticos y climáticos comunes que requieren una cooperación reforzada en los campos de la acción energética y climática. Por ello, la UpM actúa como plataforma única para facilitar y promover el diálogo y la cooperación regionales, así como proyectos e iniciativas concretos en los campos de la Energía y la Acción por el Clima para hacer frente a los desafíos de la energía y el cambio climático en la región y avanzar hacia más modelos energéticos seguros y sostenibles. Actualmente está copresidida por la UE y Jordania.

En la Conferencia de Alto Nivel celebrada en Roma en noviembre de 2014, la UpM acordó la creación de **tres Plataformas Energéticas**: Plataforma de Gas; Plataforma del Mercado Eléctrico Regional (REM); y Plataforma de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE). El objetivo de estas plataformas es organizar y respaldar el diálogo entre miembros de la UpM, instituciones financieras, expertos, organizaciones regionales, la industria y otras partes interesadas en estos ámbitos, así como “garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos” que es el objeto del ODS 7.

Se describen a continuación los principales hitos para cada plataforma en 2020:

- **Plataforma de Mercado Eléctrico Regional (REM):** En 2020, se informó que no se pueden seguir considerando los diferentes sectores energéticos de forma independiente, destacando el papel de

las interconexiones para garantizar la estabilidad de las redes, la integración de las renovables en los códigos de red clásicos y la importancia de integrar los aspectos medioambientales así como los análisis coste-beneficio.

- **Plataforma de Energías Renovables y Eficiencia Energética (REEE):** El Centro Regional de Energías Renovables y Eficiencia Energética (RCREEE) y la Asociación Mediterránea de Agencias Nacionales para la Gestión de la Energía (MEDENER) son contribuyentes clave para el trabajo de la Plataforma.

En 2020, la UpM informó sobre los siguientes aspectos: tener en consideración la dimensión local, actualizar informes actuales, la importancia de garantías financieras para apoyar inversiones en energías renovable, la necesidad de fortalecer la cooperación Sur-Sur y de tener en cuenta las especificidades de diferentes países, la relevancia de la dimensión socioeconómica para alcanzar consenso entre asuntos relacionados con políticas, el papel esencial de la concienciación como elemento que permite el cambio de comportamiento, conseguir soluciones de almacenamiento como herramienta principal para la integración de energía renovable, la necesidad de mejorar el trabajo de recogida de datos de las agencias nacionales y la importancia de hacer hincapié en el nexo agua-alimentación-energía.

- **Plataforma de Gas:** El Observatorio Mediterráneo de la Energía (OME) dirige la Secretaría de la Plataforma de Gas de la UpM, en estrecha coordinación con la Copresidencia de la UpM.

En 2020, se informó sobre lo siguiente: el papel y la importancia del gas en el futuro energético sostenible del Mediterráneo, la importancia de la cooperación Norte-Sur y Sur-Sur en asuntos gasísticos, la relevancia de la regulación para asegurar inversiones, la necesidad de crear un foro para los operadores de la infraestructura gasística bajo el paraguas de la Plataforma del Gas, e incorporar las nuevas tendencias en la industria del gas y la política energética, sobre todo la descarbonización del gas a través del biometano de fuentes orgánicas o mediante mezcla (*blending*) producida o bien a partir de agua usando energía renovable (hidrógeno verde) o bien a partir del gas natural combinado con la captura, utilización y almacenamiento de carbono (hidrógeno azul) en las redes de gas natural.

El Secretariado de la UpM destacó que las tres plataformas energéticas han avanzado por un desarrollo más justo y sostenible y para luchar contra los riesgos del cambio climático, como la escasez de agua, la pérdida de biodiversidad y los cambios de los modelos económicos y de financiación al apostar por energías renovables, la eficiencia energética y una economía descarbonizada en la cuenca euromediterránea. El término clave que destacó el Secretariado de la UpM fue el de **inversión financiable** ("*bankable investment*").

En enero de 2020 se celebró la reunión anual de las Plataformas Energéticas durante la cual se presentó una publicación sobre la actuación del cambio climático en la región mediterránea basándose en varios

---

### 3. Situación y perspectivas internacionales energía-clima

---

parámetros como la temperatura del aire, el nivel de precipitación, la temperatura del mar, el nivel del mar y la acidificación. La región mediterránea será de las más vulnerables del mundo por la reducción de la disponibilidad de agua dulce, así como por la pesca abusiva e indiscriminada. El riesgo de desertificación es creciente, siendo España el país de la UE más vulnerable según las previsiones. El porcentaje de especies marinas no autóctonas ya es elevado en el Mediterráneo Oriental y seguirá creciendo. Las ciudades costeras que sufrirán más los efectos del cambio climático son las situadas en el Mediterráneo Meridional y Oriental. Asimismo, se confirmó la intención de celebrar una nueva reunión **Ministerial de Energía de la UpM en 2021**, durante la que se pretende aprobar una Declaración Ministerial acompañada de una Hoja de Ruta para la Acción.

---

## **4. EL SECTOR ELÉCTRICO**

---



### 4.1. INTRODUCCIÓN

---

La norma básica nacional del sector eléctrico es la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, publicada en el BOE el 27 de diciembre de 2013.

Esta ley tiene por objeto establecer la regulación del sector eléctrico con la finalidad de garantizar el suministro de energía eléctrica, y de adecuarlo a las necesidades de los consumidores en términos de seguridad, calidad, eficiencia, objetividad, transparencia y al mínimo coste. Para ello regula la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de la actividad de producción de energía eléctrica.

La puesta en funcionamiento de nuevas instalaciones de producción requiere de las siguientes autorizaciones administrativas:

- previa que otorgará a la empresa autorizada el derecho a realizar una instalación concreta en determinadas condiciones.
- de construcción, que permitirá al titular realizar la construcción de la instalación cumpliendo los requisitos técnicos exigibles.
- de explotación, que permitirá, una vez ejecutado el proyecto, poner en tensión las instalaciones y proceder a su explotación.

La normativa que regula la tramitación para la obtención de dichas autorizaciones administrativas es el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.

Durante 2020 en la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM) se autorizaron más de 1,2 GW de generación renovable entre eólica y fotovoltaica.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) contempla cerca de 59 GW de nueva generación renovable hasta 2030, a lo que se sumarán las líneas y subestaciones que habrá que tramitar y construir para poder integrar este contingente.

Por su relevancia dentro de la estructura energética de España, las principales magnitudes referentes al sector eléctrico español para el año 2020, así como su evolución en los últimos años, se hallan en el capítulo primero de este Libro, dedicado a la Estructura Energética en España.

Dada la intensidad de la actividad normativa, se dedica el apartado 2.1.2.1 de este Libro al desarrollo normativo que tuvo lugar en 2020.

### **4.2. IMPACTO DEL PAQUETE DE ENERGÍA LIMPIA DE LA UNIÓN EUROPEA EN EL MERCADO**

---

El paquete normativo de “Energía Limpia para todos los Europeos” de la Unión Europea, persigue alcanzar los objetivos climáticos europeos a 2030, manteniendo la seguridad de suministro y la competitividad de los precios de la energía.

El Reglamento (UE) 2019/943 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad; y la Directiva (UE) 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, son la base para avanzar en el diseño del mercado interior de la electricidad, y revisar sus normas y principios con el fin de garantizar su buen funcionamiento, la competitividad y la ausencia de distorsiones.

Uno de los elementos clave es garantizar que los proveedores de electricidad puedan fijar sus propios precios. De este modo se limitarán las distorsiones del mercado, habrá más competencia y bajarán los precios al por menor. Al mismo tiempo, se asegura que los clientes vulnerables sigan estando protegidos al permitir que los Estados miembros apliquen precios regulados a los clientes domésticos en situación de vulnerabilidad. La Directiva también permite a los Estados miembros aplicar intervenciones públicas en la fijación de precios para el suministro de electricidad destinada a otros clientes domésticos y microempresas durante un periodo de transición, con el fin de establecer una competencia efectiva entre proveedores y lograr una tarificación minorista de la electricidad plenamente eficaz.

Se prevé que los consumidores puedan participar directamente en el mercado en tanto que consumidores activos, por ejemplo, vendiendo electricidad autogenerada, participando en mecanismos de respuesta de la demanda, o adhiriéndose a comunidades ciudadanas de energía. Se garantiza el acceso de los clientes a instrumentos de comparación de precios, contadores inteligentes y contratos de electricidad de tarifas dinámicas. A más tardar en 2026, los clientes podrán cambiar de proveedor de energía en un plazo de 24 horas.

Además, se pretende impulsar el papel de los agregadores como intermediarios entre grupos de consumidores y el mercado.

A tal efecto, el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, ha transpuesto parcialmente la Directiva 2019/944 del Parlamento Europeo y del Consejo de 5 de junio de 2019 sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y por la que se modifica la Directiva 2012/27/UE, creando las figuras del agregador independiente y los titulares de las instalaciones de almacenamiento, si bien estas figuras deberán ser reforzadas por medio del desarrollo reglamentario posterior que, completando el proceso de transposición de la normativa comunitaria, permita la plena participación de estos sujetos en los mercados de electricidad.

### 4.3. MERCADO MAYORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

#### 4.3.1. Organización del mercado eléctrico de producción

El mercado eléctrico de producción, se estructura en los siguientes: mercado diario, mercado intradiario, los servicios de ajuste y de balance, mercados a plazo y los mercados no organizados.

##### *Mercados diario e intradiario*

Los **mercados diario e intradiario** cubren los horizontes diario e inferior al diario, y son gestionados por el Operador del Mercado Ibérico de la Energía-Polo Español (OMIE).

Además, se tiene en cuenta la contratación bilateral con entrega física libremente establecida entre los sujetos del mercado en los **mercados no organizados**.

##### *Servicios de ajuste y balance*

Entre los mercados gestionados por el Operador del Sistema se encuentran los relativos a los servicios de ajuste del sistema que, según la normativa actual, son:

- **Solución de restricciones técnicas.** Servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema.
- **Servicios de balance** gestionados por mecanismos de mercado:
  - Regulación secundaria: Servicio de carácter potestativo que tiene por objeto el mantenimiento del equilibrio generación-demanda, corrigiendo de forma automática los desvíos respecto al programa de intercambio previsto del Bloque de Control “España” y las desviaciones de la frecuencia del sistema. La energía de regulación secundaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación automática para la recuperación de la frecuencia (aFRR, por sus siglas en inglés).
  - Regulación terciaria: Servicio de carácter potestativo y oferta obligatoria gestionado y retribuido mediante mecanismos de mercado que tiene por objeto resolver los desvíos entre generación y



consumo y restituir la reserva de regulación secundaria utilizada. La energía de regulación terciaria se corresponde con la utilización del producto estándar europeo de reserva de activación manual para la recuperación de la frecuencia (mFRR, por sus siglas en inglés).

- Energía de balance de tipo Replacement Reserve (RR)Gestión de desvíos: Servicio de carácter postestativo que tiene por objeto hacer frente a los desequilibrios del sistema entre la generación y el consumo, y restablecer o mantener el nivel de energías de recuperación de la frecuencia (energías de regulación secundaria y terciaria).

La gestión de las energías de balance de tipo RR (proyecto europeo TERRE), y el proceso de compensación de desequilibrios automáticos entre sistemas (proyecto europeo IGCC) se realizan desde marzo y octubre de 2020, respectivamente, mediante plataformas europeas de balance.

Los servicios de regulación terciaria (mFRR) y de regulación secundaria (aFRR), pasarán también a ser gestionados en los próximos años en las nuevas plataformas europeas de balance previstas para cada uno de estos servicios (proyectos europeos MARI y PICASSO).

### *Mercados a plazo*

Los mercados anteriores se complementan con los **mercados a plazo**, que son un conjunto de mercados en los que, con años, meses, semanas o días de antelación a la entrega física de la energía, se intercambian contratos de compraventa de electricidad con plazos de entrega superiores a 24 horas.

#### **4.3.2. Evolución del precio en el mercado mayorista**

Durante el año 2020 la energía final en el mercado eléctrico disminuyó un 5,2% respecto al año anterior, arrastrado en gran medida por los efectos de la pandemia COVID-19.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado diario en el sistema eléctrico español en 2020, ascendió a 169 TWh, lo que supone una reducción del 3,4% respecto al año 2019 con un precio medio aritmético del mercado diario de 33,96 €/MWh, valor inferior en un 28,8% al del año anterior.

La contratación de energía en el programa resultante de la casación del mercado intradiario por subastas en el sistema eléctrico español, en el mismo periodo, se situó en 29,35 TWh, representando una reducción del 8,7% respecto al año 2019, con un precio medio aritmético de 34,48 €/MWh.

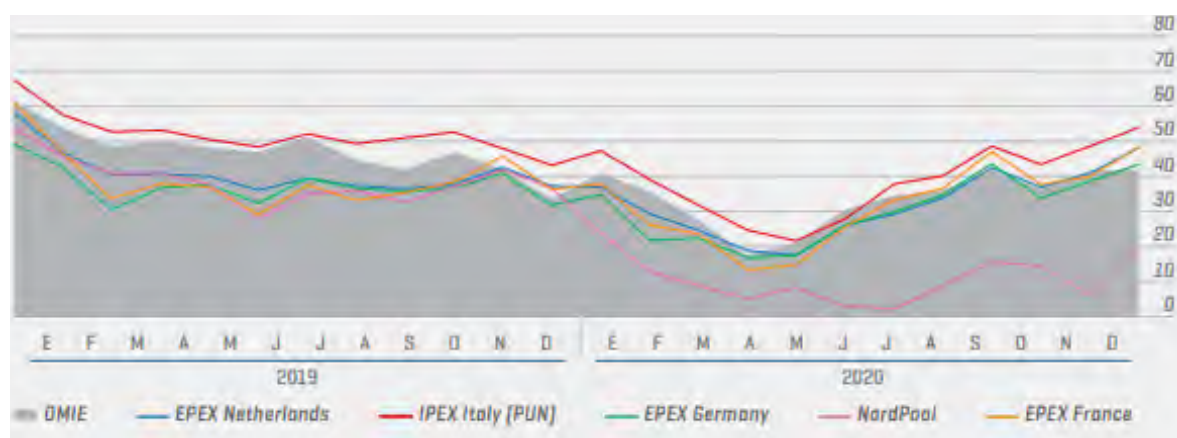
Las ventas de energía en el mercado intradiario continuo se situaron en 5,1 TWh frente a los 3,1 TWh del año anterior. El precio medio ponderado en España ha sido de 35,50 €/MWh, oscilando entre los 16,66 €/MWh de abril y los 45,36 €/MWh de diciembre.

Las necesidades de energía gestionadas mediante los servicios de ajuste han sido de 19.499 GWh, superiores en un 28,9 % a las del año anterior. La repercusión de los servicios de ajuste en el precio medio final de la energía ha sido de 2,54 €/MWh, valor superior al 1,47 €/MWh del año 2019.

El precio medio final de la energía en el mercado eléctrico fue de 40,38 €/MWh<sup>1</sup>, lo que supuso una reducción del 24,4% respecto del año anterior. El precio conjunto del mercado diario e intradiario representó el 87,15 %, los servicios de ajuste del sistema un 6,29 %, los pagos por capacidad el 6,51 % y el 0,05 % restante el servicio de interrumpibilidad<sup>2</sup>.

Resulta de interés llevar a cabo una comparación del precio del mercado diario español con los precios de los principales mercados de producción europeos, de tal forma que la evolución para el periodo 2019-2020 sería el siguiente:

**FIGURA 4.1. COMPARACIÓN DE LOS PRECIOS (€/MWH) DE ESPAÑA CON OTROS PAÍSES EUROPEOS**



FUENTE: Informe de Red Eléctrica de España "El sistema eléctrico español 2020".

En cuanto al número de agentes que participaron en el mercado eléctrico en 2020, hubo un total de 108 generadores y 390 comercializadores.

<sup>1</sup> Datos extraídos del informe de Red Eléctrica de España "El sistema eléctrico español 2020".

<sup>2</sup> El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad finalizó tras el primer semestre de 2020.

**TABLA 4.1. NÚMERO DE AGENTES DE GENERACIÓN Y DE COMERCIALIZACIÓN EN EL MERCADO ELÉCTRICO**

	Generadores	Comercializadores
2008	111	60
2009	112	102
2010	78	133
2011	75	142
2012	77	175
2013	78	207
2014	81	246
2015	86	278
2016	89	310
2017	87	330
2018	92	355
2019	101	370
2020	108	390

**FUENTE:** Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2020.

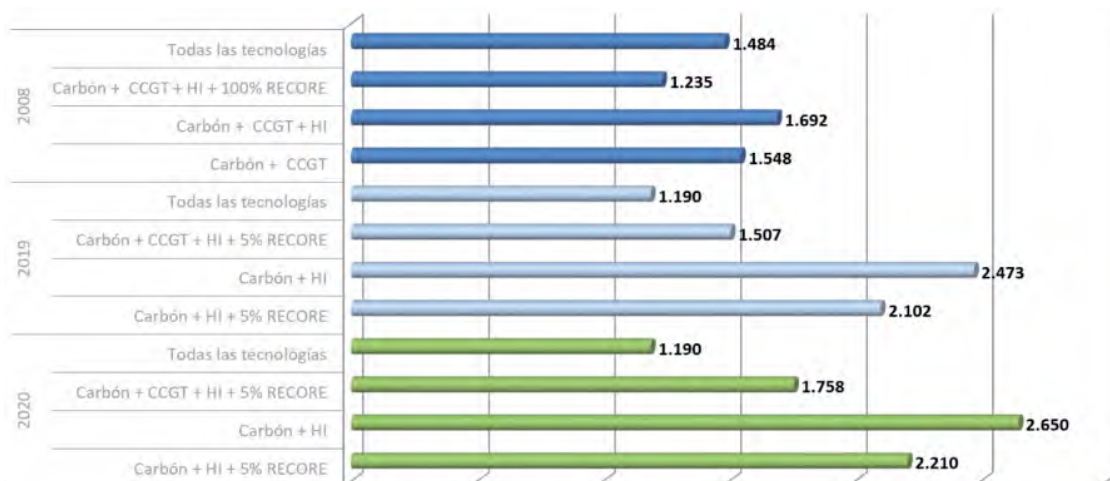
Asimismo, cabe destacar la información correspondiente al Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), con desglose por períodos de programación de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa es establecido por el Operador del Sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario y la información de ejecución de contratos bilaterales con energía física.

Para conocer el grado de concentración por tecnologías incluidas en el PDBF, puede emplearse el Índice Hirschman-Herfindahl<sup>3</sup>, según el cual el desglose por tecnologías sería el mostrado en el siguiente gráfico<sup>4</sup>.

<sup>3</sup> El análisis de los niveles de concentración del Programa Diario Base de Funcionamiento se ha calculado, por una parte, teniendo en cuenta todas las tecnologías y por otra, referido únicamente a las tecnologías retirables y, en particular, a aquellas que habitualmente compiten en el margen: Por tanto, la energía nuclear y la mayor parte de la producción de las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos (producción RECORE), no se considera. Se ha considerado como tecnología retirable desde 2014 un 5% de la producción RECORE, ya que tras la entrada en vigor del Real Decreto 413/2014, su producción se ve retribuida por el precio resultante del mercado diario, y en torno a un 5% de esta energía, ha dejado de ser precio aceptante, resultando únicamente despachada a partir de unos ciertos umbrales de precio.

<sup>4</sup> Todos los datos mostrados en este epígrafe proceden del informe de cambio de suministrador del tercer trimestre de 2020 elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

FIGURA 4.2. ÍNDICE HHI SEGÚN DISTINTAS TECNOLOGÍAS EN EL PDBF EN EL ÁMBITO DEL MIBEL



FUENTE: Informe de la CNMC de supervisión del mercado peninsular mayorista al contado de electricidad. Año 2020.

#### 4.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

##### 4.4.1. Mercado minorista: Consideraciones generales<sup>5</sup>

De conformidad con el actual marco regulatorio del sector eléctrico, la comercialización de energía eléctrica se constituye como una actividad liberalizada en la que los consumidores tienen la posibilidad de elegir libremente su suministrador entre un amplio conjunto de comercializadores de electricidad. Las condiciones de suministro de energía eléctrica se determinan a través del contrato de suministro que pacten las partes, cumpliéndose las obligaciones que establece la ley en materia de contratación de suministro de energía eléctrica (lo que se denomina como “mercado libre”).

Además, los consumidores de menor tamaño —consumidores conectados en baja tensión con potencia contratada menor o igual a 10 kW—, tienen también la opción de ser suministrados por alguno de los ocho comercializadores de referencia (COR) existentes (lo que se denomina como “mercado regulado”). En el caso de elegir a uno de estos comercializadores, los consumidores pueden optar por el precio voluntario para el pequeño consumidor (PVPC), o bien, por un precio fijo durante un año. Ambas figuras se encuentran reguladas en el Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

Alternativamente, los consumidores pueden adquirir energía directamente en el mercado de producción, siendo estos los denominados consumidores directos en mercado, cuyo número está en crecimiento desde 2017.

<sup>5</sup> Todos los datos mostrados en este epígrafe proceden del informe de cambio de suministrador del tercer trimestre de 2020 elaborado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

A 30 de septiembre de 2020, el número de consumidores en el mercado minorista español ascendió a 29.644.504 consumidores.

En términos de distribución entre el mercado libre y el mercado regulado, 30 de septiembre de 2020, casi 11 millones de consumidores estaban acogidos al PVPC y se encontraban suministrados por un comercializador de referencia, lo que representa un 36,9% del total de consumidores. Estas cifras representan una reducción de 0,5 puntos respecto a la cuota registrada el 30 de septiembre del año anterior.

El 99,2% de los puntos de suministro de la industria, el 98,7% de los puntos de suministro del segmento PYME y el 61,9% del sector residencial se suministra en mercado libre (frente al 0,8%, 1,3% y 38,1%, respectivamente, que lo hace en mercado regulado).

### 4.4.2. Precios de la electricidad y comparación con otros países

#### 4.4.2.1. Componentes del precio final del mercado minorista

Los componentes del precio aplicado al consumidor final de energía eléctrica son:

- El coste de la energía (mercado diario e intradiario, servicios de ajuste, pagos por capacidad, coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad<sup>6</sup>, retribución del Operador del Sistema (REE) y del Operador del Mercado (OMIE), y margen de comercialización.
- Los peajes de acceso fijados en 2020 por el Gobierno, destinados a cubrir los costes regulados del sistema eléctrico (redes de transporte y distribución, renovables, anualidades del déficit de tarifa, sobrecoste de generación en los territorios no peninsulares, principalmente).

Estos peajes tienen un término de potencia (en €/kW y año) y un término de energía (en €/kWh).

Tras la aprobación del Real Decreto-Ley 1/2019, de 11 de enero, (en adelante RDL 1/2019) de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, la CNMC pasa a ser responsable de aprobar, mediante circular, la estructura y la metodología para el cálculo de los peajes de acceso a las redes de electricidad destinados a cubrir la retribución del transporte y la distribución, mientras que el Gobierno debe aprobar la me-

---

<sup>6</sup> El servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad finalizó tras el primer semestre de 2020.

metodología y valores de los cargos necesarios para cubrir otros costes del sistema. En el año 2020 no se ha hecho efectiva la separación entre peajes de acceso a las redes de transporte y distribución y los cargos del sistema.

#### **4.4.2.2. Marco jurídico de contratación**

En lo referente al marco jurídico de contratación, en el supuesto del consumidor que adquiere su energía a través de la formalización de un contrato de energía con una comercializadora de energía eléctrica, existen dos posibilidades de contratación:

- Formalizar el contrato de suministro con un comercializador y el contrato de acceso de terceros a la red (contrato ATR) con el distribuidor.
- O bien, realizar la contratación tanto del suministro como de los peajes de acceso a la red a través del comercializador.

Asimismo, existen dos modalidades de contratación del suministro:

- Mercado libre con cualquier comercializadora de energía eléctrica.
- En el siguiente enlace web se puede ver el listado de las comercializadoras de energía eléctrica (<https://sede.cnmc.gob.es/listado/censo/2>)
- Con una comercializadora de referencia del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) (a esta modalidad pueden acogerse los consumidores con potencia contratada hasta 10 kW).

#### **4.4.2.3. Actualización de los peajes de acceso y determinación del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) en 2020.**

En 2020 se prorrogaron los precios de los términos de potencia y energía activa aplicados de acuerdo con la Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020.

En relación con el PVPC, la metodología de cálculo incluye un término de potencia y un término de energía. El término de potencia (TPU) es el término de potencia del peaje de acceso (fijado en 38,043426 €/kW). El término de energía (TEU) es diferente en cada hora, ya que depende, entre otros términos del precio medio horario resultante para cada hora en el mercado eléctrico.

## 4. Sector eléctrico

En lo que se refiere al margen comercial a partir del 1 de enero de 2020 (perteneciente al trienio 2019 a 2021) siguieron aplicándose los valores de los costes de comercialización de aplicación en los años 2016, 2017 y 2018:

El valor del término fijo (CCF) de los costes de comercialización fue de 3,113 €/kW y año y el valor del componente de retribución unitaria (Runitaria) del término variable horario (CCVh) de los costes de comercialización fue 0,000557 €/kWh.

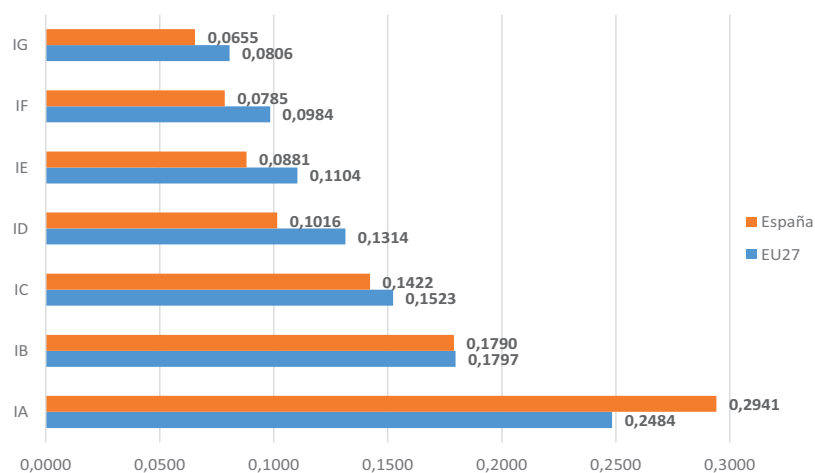
Además, según el artículo segundo de la Orden TEC/332/2019, de 20 de marzo, por la que se establecen las obligaciones de aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética en el año 2020, el valor de la Retribución del coste de contribución al Fondo Nacional de Eficiencia Energética (RFE), incluida en el término variable horario de los costes de comercialización (CCVh) a considerar en el cálculo del PVPC, fue de 0,000245 €/kWh.

Finalmente, cabe mencionar que, de conformidad con el artículo 17 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, se definen las tarifas de último recurso como aquellos precios de aplicación a categorías concretas de consumidores. En concreto, a los consumidores que tengan la condición de vulnerables (véase el epígrafe correspondiente a *pobreza energética*) y aquellos que, sin cumplir los requisitos para la aplicación del PVPC, transitoriamente no dispongan de un contrato de suministro en vigor con un comercializador en mercado libre.

### 4.4.2.4. Comparación con otros países

A continuación, se detallan los precios medios de energía eléctrica en los países de la Unión Europea facilitados por EUROSTAT y correspondientes a diferentes consumidores tipo industrial y doméstico.

**FIGURA 4.3. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2020**



FUENTE: MITERD a partir de datos de EUROSTAT.

**TABLA 4.2. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS INDUSTRIALES  
SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2020**

	IA	IB	IC	ID	IE	IF	IG
EU27	0,2484	0,1797	0,1523	0,1314	0,1104	0,0984	0,0806
Zona Euro	0,2614	0,1882	0,1604	0,1361	0,1117	0,0987	0,0772
Bélgica	0,2687	0,1821	0,1426	0,1197	0,0938	0,0755	0,0580
Bulgaria	0,1278	0,1150	0,1011	0,0947	0,0886	0,0759	0,0763
República Checa	0,2399	0,1680	0,1019	0,0989	0,0917	0,0833	:
Dinamarca	0,2874	0,2622	0,2349	0,2371	0,2265	0,2269	0,2224
Alemania	0,2884	0,2378	0,2181	0,1904	0,1628	0,1475	0,1044
Estonia	0,1324	0,1135	0,1048	0,0920	0,0832	0,0830	:
Irlanda	0,2627	0,1860	0,1513	0,1180	0,1052	0,0974	:
Grecia	0,1800	0,1536	0,1120	0,0954	0,0817	:	:
España	0,2941	0,1790	0,1422	0,1016	0,0881	0,0785	0,0655
Francia	0,2114	0,1515	0,1142	0,0964	0,0809	0,0702	0,0595
Croacia	0,1584	0,1352	0,1156	0,1061	0,0949	0,0745	:
Italia	0,3159	0,1992	0,1753	0,1469	0,1096	0,0846	0,0727
Chipre	0,1734	0,1661	0,1608	0,1535	0,1427	0,0000	0,1347
Letonia	0,2325	0,1563	0,1276	0,1075	0,0914	0,0786	0,0000
Lituania	0,1773	0,1386	0,1242	0,1082	0,0981	0,0941	0,0000
Luxemburgo	0,1807	0,1267	0,1020	0,0824	0,0553	:	:
Hungría	0,1612	0,1396	0,1167	0,1101	0,0958	0,0931	0,0831
Malta	0,2495	0,1595	0,1414	0,1243	0,1117	0,1016	:
Países Bajos	:	0,1399	0,1253	0,1190	0,0758	0,0751	0,0694
Austria	0,2045	0,1624	0,1421	0,1237	0,1103	0,0986	0,0905
Polonia	0,2101	0,1599	0,1325	0,1183	0,1087	0,0976	0,0979
Portugal	0,2350	0,1716	0,1354	0,1232	0,1019	0,0903	0,0830
Rumanía	0,1468	0,1389	0,1213	0,1134	0,1033	0,0988	0,0781
Eslovenia	0,1928	0,1419	0,1190	0,1042	0,0899	0,0806	
Eslovaquia	0,2671	0,1856	0,1579	0,1520	0,1343	0,1228	0,1154
Finlandia	0,1255	0,1130	0,0941	0,0894	0,0701	0,0670	:
Suecia	0,1947	0,1032	0,0925	0,0880	0,0851	0,0782	0,0705

FUENTE: EUROSTAT<sup>7</sup>.

La nomenclatura de las bandas de consumo es la siguiente:

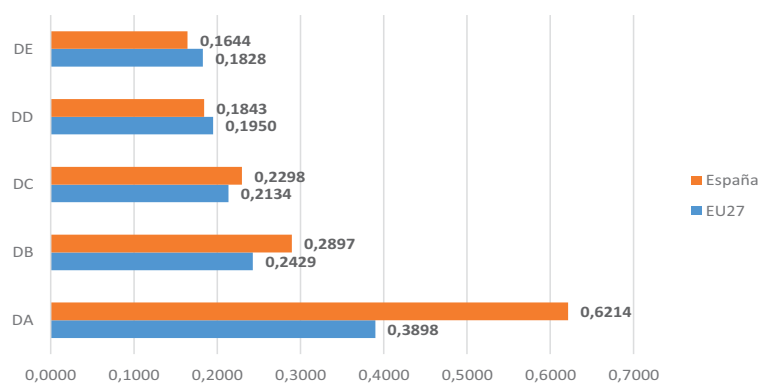
- IA : Consumo < 20 MWh
- IB : 20 MWh < Consumo < 500 MWh
- IC : 500 MWh < Consumo < 2 000 MWh
- ID : 2 000 MWh < Consumo < 20 000 MWh
- IE : 20 000 MWh < Consumo < 70 000 MWh
- IF : 70 000 MWh < Consumo < 150 000 MWh
- IG : Consumo > 150 000 MWh

<sup>7</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_pc\\_205/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_pc_205/default/table?lang=en)



## 4. Sector eléctrico

**FIGURA 4.4. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2020**



FUENTE: MITERD a partir de datos de EUROSTAT.

**TABLA 4.3. PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD PARA USOS DOMÉSTICOS SEGÚN DISTINTAS BANDAS DE CONSUMO (EN €/KWH). 2º SEMESTRE DE 2020**

	DA	DB	DC	DD	DE
EU27	0,3898	0,2429	0,2134	0,1950	0,1828
Zona Euro	0,4215	0,2588	0,2272	0,2092	0,1957
Bélgica	0,4792	0,2938	0,2702	0,2489	0,2185
Bulgaria	0,1044	0,1021	0,0982	0,0954	0,0949
República Checa	0,3255	0,2371	0,1795	0,1381	0,1370
Dinamarca	0,3585	0,3074	0,2819	0,1979	0,1699
Alemania	0,4420	0,3343	0,3006	0,2800	0,2523
Estonia	0,1607	0,1422	0,1291	0,1259	0,1157
Irlanda	0,4031	0,3135	0,2616	0,2291	0,1857
Grecia	0,2109	0,1707	0,1641	0,1676	0,1975
España	0,6214	0,2897	0,2298	0,1843	0,1644
Francia	0,4395	0,2327	0,1958	0,1798	0,1733
Croacia	0,2147	0,1400	0,1307	0,1260	0,1227
Italia	0,4637	0,2480	0,2153	0,2030	0,1799
Chipre	0,3218	0,1835	0,1698	0,1633	0,1602
Letonia	0,2245	0,1814	0,1432	0,1495	0,1527
Lituania	0,1360	0,1342	0,1321	0,1258	0,1204
Luxemburgo	0,3595	0,2356	0,1985	0,1719	0,1612
Hungría	0,1046	0,1017	0,1009	0,1001	0,1041
Malta	0,3662	0,1500	0,1301	0,1499	0,3128
Países Bajos	-0,2784	0,0491	0,1361	0,1793	:
Austria	0,4037	0,2567	0,2167	0,1915	0,1726
Polonia	0,2106	0,1634	0,1510	0,1423	0,1396
Portugal	0,3905	0,2366	0,2133	0,2016	0,1932
Rumania	0,1463	0,1457	0,1449	0,1440	0,1410
Eslovenia	0,3037	0,2075	0,1694	0,1476	0,1313
Eslovaquia	0,2680	0,1949	0,1724	0,1529	0,1367
Finlandia	0,3740	0,2431	0,1773	0,1520	0,1249
Suecia	0,3916	0,2038	0,1718	0,1492	0,1346

FUENTE: EUROSTAT®.

<sup>8</sup> [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_PC\\_204\\_\\_custom\\_447634/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_204__custom_447634/default/table?lang=en)

La nomenclatura de las bandas de consumo es la siguiente:

DA : Consumo < 1 000 kWh

DB : 1 000 kWh < Consumo < 2 500 kWh

DC : 2 500 kWh < Consumo < 5 000 kWh

DD : 5 000 kWh < Consumo < 15 000 kWh

DE : Consumo > 15 000 kWh

---

### 4.5. POBREZA ENERGÉTICA

---

Tras la aprobación, en 2017, del Real Decreto 897/2017, de 6 de octubre, por el que se regula la figura del consumidor vulnerable, el bono social y otras medidas de protección para los consumidores domésticos de energía eléctrica, y la Orden ETU/943/2017, de 6 de octubre, por la que se desarrolla dicho Real Decreto, se crearon y desarrollaron diferentes figuras que tienen como objetivo dar cobertura a aquellos colectivos en situación de vulnerabilidad energética de tal forma que se asegure el acceso al suministro de energía eléctrica.

De esta manera, se crean las figuras de consumidor vulnerable, vulnerable severo y se define la figura del consumidor en riesgo de exclusión social.

Así, las personas consideradas “Consumidores vulnerables” podrán acceder a un descuento de su factura eléctrica (bono social) de un 25%. El “Consumidor vulnerable severo” accederá a un descuento del 40% en la factura de electricidad.

Finalmente, al “Consumidor en riesgo de exclusión social” en el caso de imposibilidad temporal para hacer frente al pago de la factura eléctrica, no se podrá interrumpir el suministro eléctrico.

#### 4.5.1. Medidas contra la Pobreza Energética por el COVID-19

Durante el año 2020, al objeto de proteger a los colectivos más vulnerables que, tras la paralización de gran parte de la actividad económica derivada de la crisis sanitaria ocasionada por el COVID-19, vieron afectados sus ingresos y, por consiguiente, su capacidad para hacer frente a los gastos necesarios para el mantenimiento del consumo energético de sus hogares, se han llevado a cabo actuaciones adicionales relacionadas con el bono social para nuevas categorías de consumidor vulnerable, con vigencia transitoria.

Así, desde abril de 2020 hasta finales de año se amplió el colectivo de potenciales perceptores del bono social de electricidad, al que pudieron acogerse, las personas físicas, en su vivienda habitual, con derecho a contratar el Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor, con una renta igual o inferior a determinados umbrales referenciados al Indicador Público de Renta de Efectos Múltiples (IPREM), y que hubieran cesado en su actividad profesional como profesionales autónomos o hubieran visto su facturación reducida en un 75 por ciento en promedio respecto al semestre anterior.

Por otro lado, en septiembre de 2020, se creó una nueva categoría de consumidor vulnerable con derecho a la percepción del bono social para consumidores en su vivienda habitual en situación de desempleo, Expediente Temporal de Regulación de Empleo (ERTE), o que hubieran reducido su jornada por motivo de cuidados, en caso de ser empresario, u otras circunstancias similares que supusieran una pérdida sustancial de ingresos.

### 4.5.2. Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética

Como principal instrumento para abordar el estudio de la pobreza energética desde una perspectiva integral y con visión a medio y largo plazo, en abril de 2019 se aprobó la **Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024**.

La Estrategia proporciona una definición de pobreza energética y del consumidor en situación de vulnerabilidad. En ella se realiza un diagnóstico inicial de este fenómeno. El objetivo marcado es conseguir reducir como mínimo el 25% de la pobreza energética para 2025, buscando alcanzar una disminución del 50% sobre dichos valores.

Para avanzar en la consecución de dicho objetivo, se plantean en este documento estratégico 4 ejes de actuación con 19 medidas, cuyo desarrollo e implantación se materializará mediante planes operativos y los correspondientes desarrollos normativos.

Eje I. Mejorar el conocimiento de la pobreza energética.

Eje II. Mejorar la respuesta frente a la situación actual.

Eje III. Crear un cambio estructural para su reducción.

Eje IV. Medidas de protección a los consumidores y concienciación social.

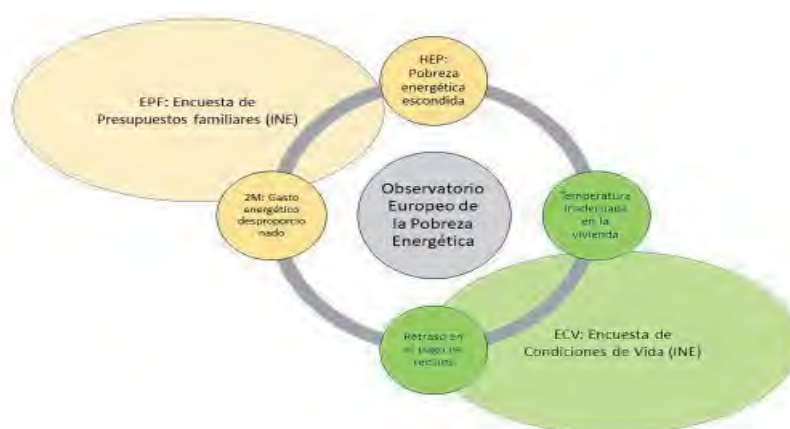
Entre las medidas previstas destacan la creación de un nuevo bono social energético y medidas estructurales de mejora de la eficiencia energética de los hogares habitados por personas en situación de vulnerabilidad energética.

Para caracterizar el problema de la pobreza energética se diseñaron indicadores oficiales de medición coincidentes con los utilizados por el Observatorio Europeo contra la Pobreza Energética (EPOV), lo que permite la comparación con otros Estados miembros. Los indicadores, que son actualizados con periodicidad anual, se elaboran a partir de las encuestas consolidadas del Instituto Nacional de Estadística: la Encuesta de Presupuestos Familiares y la Encuesta de Condiciones de Vida.

Los indicadores clave son:

- Gasto desproporcionado (2M): porcentaje de hogares cuyo gasto energético en relación con sus ingresos es más del doble de la mediana nacional.
- Pobreza energética escondida (HEP, en su acrónimo inglés): porcentaje de los hogares cuyo gasto energético absoluto es inferior a la mitad de la mediana nacional.
- Incapacidad para mantener la vivienda a una temperatura adecuada: porcentaje de la población que no puede mantener su vivienda a una temperatura adecuada.
- Retraso en el pago de las facturas: porcentaje de población que tiene retrasos en el pago de facturas de los suministros de la vivienda.

**FIGURA 4.5. INDICADORES OFICIALES DE PROBREZA ENERGÉTICA**



**FUENTE:** EPOV.

Por lo que respecta a la evolución de estos indicadores, de acuerdo con la última publicación del informe de indicadores de pobreza energética, los resultados del análisis realizado reflejan el impacto negativo que la pandemia de la COVID-19 ha tenido en el ámbito de la pobreza energética, pues solo se registra mejora en el indicador de la pobreza energética escondida, observándose un resultado plano para el indicador de gasto desproporcionado, y resultados desfavorables en el caso de los dos indicadores restantes.

## 4. Sector eléctrico

**TABLA 4.4. EVOLUCIÓN DE LOS CUATRO INDICADORES DE POBREZA ENERGÉTICA DESDE EL AÑO 2016 HASTA EL 2019**

Indicador primario	2017	2018	2019	2020
Gasto desproporcionado 2M (% hogares)	17,3	16,9	16,7	16,8
Pobreza energética escondida HEP (% hogares)	10,7	11,0	10,6	10,3
Temperatura inadecuada en la vivienda en invierno (% población)	8,0	9,1	7,6	10,9
Retraso en pago de facturas de suministros de la vivienda (% población)	7,4	7,2	6,6	9,6

FUENTE: MITERD a partir de datos del INE.

### 4.5.3. Evolución del número de consumidores vulnerables

A 31 de diciembre de 2020 un total de 1.099.183 de consumidores era beneficiario del bono social.

**TABLA 4.5. NÚMERO DE BENEFICIARIOS DEL BONO SOCIAL 2020**

<b>Consumidores Vulnerables</b>	<b>566.072</b>
Pensionistas	71.366
Familia numerosas	233.758
Unidad familiar sin menores	228.316
Unidad familiar con un menor	17.827
Unidad familiar con dos menores	14.480
COVID-19 (Art. 28 de I RD-Ley 11/2020, de 31 de marzo)	325
<b>Consumidores Vulnerables Severos</b>	<b>533.111</b>
Pensionistas	49.979
Familia numerosas	80.006
Unidad familiar sin menores	306.384
Unidad familiar con un menor	59.982
Unidad familiar con dos menores	36.760
<b>Total acogidos bono social</b>	<b>1.230.860</b>

FUENTE: CNMC.

## 4.6. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Tras la aprobación del RDL 1/2019 la CNMC ha asumido las competencias para establecer la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica que deberán ser de aplicación a partir del 1 de enero de 2020. El ejercicio de estas competencias deberá realizarse conforme a las orientaciones de política energética que, en su caso, fije el Gobierno.

#### 4.6.1. Actividad de transporte de energía eléctrica

La actividad de transporte de energía eléctrica es ejercida por las empresas que ostentan la titularidad de las redes de transporte de energía eléctrica.

La Ley 24/2013, de 26 de diciembre, confiere a Red Eléctrica de España, S.A., la condición de transportista único. No obstante, dos empresas distribuidoras (Unión Fenosa Distribución, S.A. y Vall de Sóller Energía, S.L.U.) mantienen la titularidad de algunas instalaciones de la red de transporte debido a sus características y funciones particulares.

Por el ejercicio de su actividad, las empresas de transportistas de energía eléctrica perciben una retribución cuya cuantía se calculó hasta el año 2019 por aplicación del Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el RDL 1/2019 a partir de 2020 la CNMC ha pasado a ser el órgano competente para establecer, mediante circular, la metodología retributiva de la actividad de transporte de energía eléctrica y para aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución que, en aplicación de dicha metodología, corresponde reconocer a cada una de las empresas que ejercen esa actividad. En el ejercicio de esas competencias, ha sido aprobada la Circular 5/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica.

Hasta la aprobación de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica correspondiente al año 2020, la Resolución de 26 de febrero de 2020, de la CNMC, por la que se establece provisionalmente la **retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el ejercicio 2020**, aprobó una retribución provisional igual a la que figura en la Orden IET/981/2016, de 15 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica para el año 2016, que asciende a **1.709.997.833 euros**.

#### 4.6.2. Actividad de distribución de energía eléctrica

La actividad de distribución es ejercida por las empresas distribuidoras de energía eléctrica que son las responsables de construir, operar y mantener las redes de energía eléctrica de las que son titulares. Actualmente, el Registro Administrativo de Distribuidores recoge un total de 333 empresas de las cuales la inmensa mayoría son empresas con menos de 100.000 clientes conectados a sus redes y solo 6 empresas acaparan por sí solas el 95% de los clientes.

Por el ejercicio de su actividad, las empresas de distribución de energía eléctrica perciben una retribución cuya cuantía se calculó hasta el año 2019 por aplicación del Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

De acuerdo con lo establecido en el RDL 1/2019 a partir de 2020 la CNMC ha pasado a ser el órgano competente para establecer, mediante circular, la metodología retributiva de la actividad de distribución de energía eléctrica y para aprobar, mediante resolución, las cuantías de la retribución que, en aplicación de dicha metodología, corresponde reconocer a cada una de las empresas que ejercen esa actividad. En el ejercicio de estas competencias, ha sido aprobada la Circular 6/2019, de 5 de diciembre, de la CNMC, por la que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica.

Hasta la aprobación de la **retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica correspondiente al año 2020**, la Resolución de 26 de febrero de 2020, de la CNMC, por la que se establece provisionalmente la retribución de las empresas distribuidoras de energía eléctrica para el ejercicio 2020, aprobó una retribución provisional igual a la que figura en la Orden IET/980/2016, de 10 de junio, por la que se establece la retribución de las empresas de distribución de energía eléctrica para el año 2016, la cual asciende a **5.162.634.482 de euros**.

### 4.6.3. Redes de transporte y distribución de energía eléctrica

#### *Red de transporte de energía eléctrica*

La red de transporte primario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 380 kV y aquellas otras instalaciones de interconexión internacional y, en su caso, las interconexiones con los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

La red de transporte secundario está constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones nominales iguales o superiores a 220 kV no incluidas en el párrafo anterior y por aquellas otras instalaciones de tensiones nominales inferiores a 220 kV que cumplan funciones de transporte.

En los territorios no peninsulares tienen consideración de red de transporte secundario todas aquellas instalaciones de tensión igual o superior a 66 kV así como las interconexiones entre islas que por su nivel de tensión no sean consideradas de transporte primario.

El desarrollo de la red de transporte se encuentra sujeto a planificación vinculante aprobada por la Administración General de Estado.

En la actualidad se encuentra en vigor el documento “Planificación Energética. Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020”, aprobado mediante Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de octubre de 2015 (Orden IET/2209/2015, de 21 de octubre). Como mecanismo de flexibilidad de la planificación vinculante, mediante la Orden TEC/748/2019, de 27 de junio, se aprobaron adaptaciones de carácter técnico del documento «Planificación Energética. Plan de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020».

### ***Planificación de la red de transporte 2021-2026***

El 1 de marzo de 2019 se publicó la Orden TEC/212/2019, de 25 de febrero, por la que se inicia el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con Horizonte 2026, que dará lugar a la planificación 2021-2026. En ella se establecieron los siguientes principios rectores:

- El cumplimiento de los compromisos en materia de energía y clima se van a concretar a nivel nacional en el PNIEC 2021-2030.
- La maximización de la penetración renovable en el sistema eléctrico, minimizando el riesgo de vertidos, y de forma compatible con la seguridad del sistema eléctrico.
- La evacuación de energías renovables en aquellas zonas en las que existan elevados recursos renovables y sea posible ambientalmente la explotación y transporte de la energía generada.
- La contribución, en lo que respecta a la red de transporte de electricidad, a garantizar la seguridad de suministro del sistema eléctrico.
- La compatibilización del desarrollo de la red de transporte de electricidad con las restricciones medioambientales.
- La supresión de las restricciones técnicas existentes en la red de transporte de electricidad.
- El cumplimiento de los principios de eficiencia económica y del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema eléctrico.
- La maximización de la utilización de la red existente, renovando, ampliando capacidad, utilizando las nuevas tecnologías y reutilizando los usos de las instalaciones existentes.
- La reducción de pérdidas para el transporte de energía eléctrica a los centros de consumo.



## 4. Sector eléctrico

El operador del sistema, OS, remitió el 3 de diciembre de 2019 una propuesta inicial que, en abril de 2020, fue informada por la CNMC, según se establece en el artículo 7.7 de la Ley 3/2013 de 4 de junio, de creación de la CNMC.

De acuerdo a la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, la propuesta inicial se someterá a evaluación ambiental estratégica, durante el 2020 se sometió a consultas previas y se elaboró el documento de alcance del Estudio Ambiental Estratégico. Igualmente, de conformidad con el artículo 4.2 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico y con el citado artículo 7.7 de la Ley 3/2013, se someterá a trámite de audiencia, consulta a las CCAA y será de nuevo informada por la CNMC.

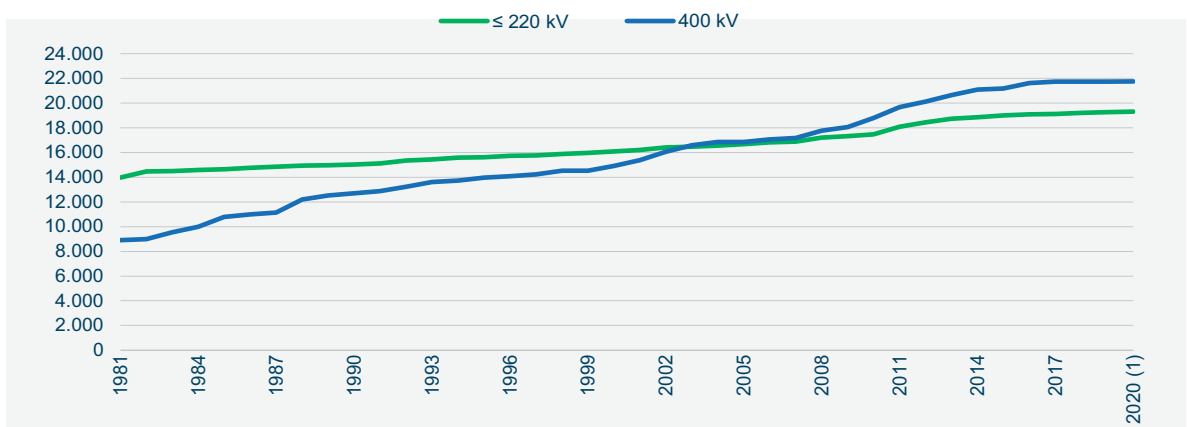
Finalmente, la Secretaría de Estado deberá elaborar la propuesta del Gobierno para su eventual presentación en el Congreso de los Diputados y aprobación mediante Acuerdo de Consejo de Ministros.

### **Red de transporte, activos en 2020**

A pesar a de la crisis sanitaria vivida en 2020 y de acuerdo al Informe del Sistema Eléctrico Español de 2020 de Red Eléctrica de España, REE, se ha continuado con el ritmo previsto de puestas en servicio sumando 116 kilómetros de circuito y 93 posiciones de subestación, lo que sitúa la longitud de circuitos total de la red nacional en 44.553 kilómetros y 6.176 posiciones al finalizar el año. Por su parte, la capacidad de transformación aumento en 1.430 MVA, elevando el total de la capacidad instalada de transformación nacional a 93.895 MVA.

La ampliación y mejora de la red de transporte eléctrica realizada por Red Eléctrica en España ha supuesto una inversión de 383 millones de euros.

**FIGURA 4.6. GRÁFICO DE EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE PENINSULAR DE 400 Y  $\leq 220$  KV (KM DE CIRCUITO)**



(1) Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

FUENTE: REE.

TABLA 4.6. INSTALACIONES DE LA RED DE TRANSPORTE EN ESPAÑA

	400 kV		≤ 220 kV		Total
	Península	Península	Baleares	Canarias	
<b>Total líneas (km)</b>	<b>21.753</b>	<b>19.310</b>	<b>1.929</b>	<b>1.561</b>	<b>44.453</b>
Líneas aéreas (km)	21.636	18.549	1.141	1.235	42.562
Cable submarino (km)	29	236	582	30	877
Cable subterráneo (km)	88	525	206	296	1.115
<b>Transformación (MVA)</b>	<b>84.864</b>	<b>1.563</b>	<b>3.838</b>	<b>3.630</b>	<b>93.895</b>

NOTA: Datos provisionales pendientes de auditoría en curso.

Datos de kilómetros de circuito y de capacidad de transformación acumulados a 31 de diciembre de 2020.

FUENTE: REE.

TABLA 4.7. EVOLUCIÓN DE LA RED DE TRANSPORTE DE 400 Y ≤ 220 KV (KM DE CIRCUITO)

Año	400 kV	≤ 220 kV	Año	400 kV	≤ 220 kV
1981	8.906	13.973	2001	15.366	16.216
1982	8.975	14.466	2002	16.068	16.398
1983	9.563	14.491	2003	16.589	16.458
1984	9.998	14.598	2004	16.837	16.570
1985	10.781	14.652	2005	16.843	16.679
1986	10.978	14.746	2006	17.049	16.817
1987	11.147	14.849	2007	17.187	16.877
1988	12.194	14.938	2008	17.762	17.199
1989	12.533	14.964	2009	18.053	17.332
1990	12.686	15.035	2010	18.789	17.481
1991	12.883	15.109	2011	19.668	18.082
1992	13.222	15.356	2012	20.106	18.451
1993	13.611	15.442	2013	20.636	18.724
1994	13.737	15.586	2014	21.090	18.863
1995	13.970	15.629	2015	21.181	19.004
1996	14.084	15.734	2016	21.616	19.092
1997	14.244	15.776	2017	21.725	19.117
1998	14.538	15.876	2018	21.727	19.192
1999	14.538	15.975	2019	21.736	19.295
2000	14.918	16.078	<b>2020<sup>(1)</sup></b>	<b>21.753</b>	<b>19.310</b>

FUENTE: REE.

Entre los proyectos llevados a cabo en 2020 destacan los siguientes según la zona geográfica de su desarrollo.

**Andalucía:** se ha puesto en servicio la repotenciación de la línea Atarfe-Olivares 220 kV para facilitar la resolución de restricciones técnicas de la zona, dar apoyo a la red de distribución y permitir la evacuación de generación renovable. También se ha puesto en servicio la nueva subestación Mirabal 220 kV para dar apoyo a la red de distribución y se ha llevado a cabo la ampliación de Tabernas 220 kV para evacuación de generación renovable. Finalmente, se ha puesto en servicio el binudo en la subestación Guillena 220 kV lo que permite reducir la potencia de cortocircuito de la zona y aumentar la fiabilidad del sistema.

**Aragón:** se ha incorporado a la red de transporte parte de la línea existente de un parque eólico, conectándolo con la línea Escucha-Valdeconejos 220 kV para mejorar el apoyo a distribución, favorecer la evacuación de generación renovable y contribuir a la resolución de restricciones técnicas de la zona.

**Baleares:** se ha puesto en servicio el enlace submarino Ciudadela-Cala Mesquida 132 kV que conecta las islas de Mallorca y Menorca. Este enlace mejora notablemente la seguridad de suministro de la isla de Menorca que deja de estar aislada. Adicionalmente en Mallorca se ha puesto en servicio una reactancia en Cala Mesquida 132 kV y en Ibiza se ha pasado a explotar de 66 kV a 132 kV el circuito Ibiza-Torrent 1, para mejorar la seguridad de suministro de la isla.

**Canarias:** se refuerza la seguridad del suministro en la isla de Lanzarote con la puesta en servicio de la nueva subestación 66/132 kV en Tías y la entrada y salida en la misma del doble circuito Macher-Punta Grande 1 y 2. Igualmente se ha puesto en servicio la nueva subestación El Escobar 66 kV para favorecer la evacuación de generación renovable en Gran Canaria, así como el doble circuito subterráneo Carrizal-El Escobar 66 kV. Finalmente, se ha reforzado la red de 220 kV en Gran Canaria con la puesta en servicio de la nueva subestación Barranco de Tirajana II, actuación que ha mejorado la fiabilidad del sistema.

**Castilla-La Mancha:** se ha continuado con el ambicioso plan para la integración de energía renovable en la zona, con las ampliaciones de posición en las subestaciones de Villanueva de los Escuderos 400 kV y Minglanilla 400 kV. Del mismo modo y para facilitar el tránsito de flujos de energía por la zona se han completado las repotenciaciones de las líneas Puertollano-Venta Inés 220 kV y Huelves-Villares del Saz 220 kV. En cuanto a actuaciones relacionadas con la fiabilidad y la seguridad de suministro, hay que destacar el cambio de configuración de la subestación Talavera 220 kV a interruptor y medio.

**Castilla y León:** han continuado los trabajos de construcción del eje Tordesillas-Galapagar-San Sebastián de los Reyes (SUMA) a 400 kV para el mallado entre Castilla y León y Madrid, en el tramo correspondiente entre Segovia y la Comunidad de Madrid. Para la alimentación del tren de alta velocidad se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación Villamayor 220 kV.

**Cataluña:** se ha proseguido con el avance en el refuerzo de la red de transporte del entorno del área metropolitana de Barcelona al ir completando el desarrollo previsto con la puesta en servicio de la entrada-salida en Guixeres 220 kV para dar apoyo a la red de distribución, el bypass de Trinitat 220 kV para mejorar el control de la potencia de cortocircuito y la L/Besós Nuevo-Gramanet A 220 kV que refuerza la zona de Besós.

**Extremadura:** se ha puesto en servicio una nueva posición para apoyo a distribución en la subestación de Cáceres 220 kV. También se ha puesto en servicio la nueva subestación Cañaverál 400 kV y la entrada-salida de la línea Arañuelo-José María Oriol 400 kV para alimentación del eje ferroviario Toledo-Cáceres-Badajoz. Sobre este mismo eje ferroviario, se continúa trabajando para la puesta en servicio de la subestación planificada Carmonita 400 kV que hará entrada-salida en la línea Almaraz CN-San Serván 400 kV. Por otro lado,

se ha puesto en servicio un segundo circuito Almaraz CN-Almaraz ET que contribuye a la resolución de restricciones técnicas de la zona.

**Levante:** se ha llevado a cabo la puesta en servicio la ampliación de la subestación de Beniferri 220 kV para mejorar la fiabilidad del sistema y el apoyo a la red de distribución de la zona. En la Región de Murcia se ha puesto en servicio la ampliación de las subestaciones Totana 400 kV y Balsicas 220 kV para la alimentación del tren de alta velocidad.

**Zona centro:** se ha completado el binudo de Coslada 220 kV y se ha puesto en servicio el desfasador de Galapagar 400 kV, que contribuirá a la resolución de restricciones técnicas de la zona.

**Zona norte:** se prosigue en el País Vasco con la construcción el doble circuito Güeñes-Itxaso 400 kV. Dicha actuación forma parte del eje que, pasando por Ichaso, conectará el oeste del País Vasco (eje Abanto-Güeñes) con la red de 400 kV de Navarra (eje Muruarte-Castejón), zona en la que se ha puesto en servicio la ampliación de la subestación La Serna 400 kV para incrementar la evacuación de generación de origen renovable. Se encuentra asimismo en construcción el cable en 220 kV entre Astillero y Cacedo, que permitirá reforzar de manera importante la seguridad de suministro en toda el área de la ciudad y puerto de Santander.

En Galicia se ha puesto en servicio la entrada-salida Puente Bibey en la L/Conso-Trives 220 kV para contribuir a la resolución de restricciones técnicas de la zona.

### ***Interconexiones internacionales***

En la actualidad España se encuentra interconectada eléctricamente con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos.

La **interconexión con Francia** se lleva a cabo mediante 4 líneas: Hernani-Argia 400 kV, Arkale-Argia 220 kV, Biescas-Pragnères 220 kV y Vic-Baixas 400 kV.

La **interconexión con Andorra** se lleva a cabo mediante la línea Benós-Lac d'Oô 150 kV.

Por su parte, la **interconexión con Portugal** se realiza mediante 11 líneas: Cartelle-Lindoso 400 kV, Conchas-Lindoso 132 kV, Aldeadavila-Lagoaça 400 kV, Aldeadavial-Pocinho 1 y 2 220 kV, Saucelle-Pocinho 220 kV, Cedillo-Falagueira 400 kV Badajoz-Alcáçovas 66 kV, Brovales-Alqueva 400 kV, Rosal de la Frontera-V.Ficalho 15 kV y Puebla de Guzmán-Tavira 400 kV.

En cuanto a la **interconexión con Marruecos**, ésta se lleva a cabo mediante 2 cables eléctricos submarinos que en total proporcionan una capacidad de intercambio de unos 800 MW.

A continuación, se muestra la ratio de interconexión de España con Portugal y Francia y el de la Península Ibérica con Francia. Se consideran los valores de capacidad de intercambio a disposición de Red Eléctrica de España (REE) y se dan dos valores, uno con el percentil 70 (en línea con ENTSO-E) y otro con el valor máximo (permite ver más claramente el incremento de capacidad de interconexión en el mismo año en que se mejora ésta). No ha habido cambios respecto al año anterior.

**TABLA 4.8. RATIO DE INTERCONEXIÓN**

Ratio	Interconexión	Percentil 70	Máximo
2015	España	4,2%	6,8%
	Península	1,1%	2,5%
2016	España	5,4%	7,2%
	Península	2,3%	2,9%
2017	España	5,9%	7,3%
	Península	2,3%	2,9%
2018	España	6,2%	7,5%
	Península	2,3%	3,0%
2019	España	5,8%	7,7%
	Península	2,2%	3,0%
2020	España	5,6%	7,6%
	Península	2,2%	2,9%

FUENTE: REE.

La capacidad de intercambio se calcula como la diferencia entre el valor teórico máximo de capacidad de intercambio y el margen de seguridad. La capacidad de intercambio de España respecto a su potencia instalada (percentil 70 en línea con ENTSO-E) se encuentra aún muy por debajo de los objetivos marcados por la Unión Europea del 10 % y del 15 %, para 2020 y 2030 respectivamente, de ahí la importancia del impulso realizado por el Gobierno de España y el Consejo Europeo en materia de interconexiones eléctricas internacionales. En esta línea, se continúa trabajando en lo acordado en la Declaración de Madrid-Cumbre para las Interconexiones energéticas, celebrada entre España, Francia, Portugal, la Comisión Europea y el Banco Europeo de Inversiones en Madrid el 4 de marzo de 2015. Esto es necesario para que la Península Ibérica deje de ser una isla energética y para que sea posible crear un verdadero mercado europeo de la energía de acuerdo al paquete legislativo de la UE publicado en junio de 2019.

Con horizonte temporal posterior al 2020, la planificación recoge las siguientes interconexiones con Francia:

- País Vasco (Gatica)- Francia.
- Las dos alternativas: País Vasco (Itxaso)-Francia o Navarra (Muruarte)- Francia.
- Aragón (Ejea de los Caballeros)- Francia.

### ***Red de distribución de energía eléctrica***

La red de distribución de energía eléctrica está integrada por todas las líneas, parques y elementos de transformación y otros elementos eléctricos de tensión inferior a 220 kV, salvo aquéllas instalaciones que, aun cumpliendo lo anterior, se consideren integradas en la red de transporte por cumplir funciones de transporte.

Asimismo, se consideran elementos constitutivos de la red de distribución todos aquellos activos de la red de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, terrenos, edificaciones y demás elementos auxiliares, eléctricos o no, necesarios para el adecuado funcionamiento de las redes de distribución, incluidos los centros de control en todas las partes y elementos que afecten a las instalaciones de distribución.

No formarán parte de las redes de distribución los transformadores de grupos de generación, los elementos de conexión de dichos grupos a las redes de distribución, las instalaciones de consumidores para su uso exclusivo, ni las líneas directas.

Respecto a la red de distribución, a continuación, se muestra el volumen de activos existentes a finales de 2020:

TABLA 4.9. INSTALACIONES DE LA RED DE DISTRIBUCIÓN EN ESPAÑA

Longitud de líneas eléctricas (km)		
Tensión	Aéreas	Subterráneas
Menos de 1.000 V	261.477	197.421
Desde 1.000 a 4.500 V	10	2
Más de 4.500 a 8.000 V	443	123
Más de 8.000 a 12.500 V	2.318	3.498
Más de 12.500 a 17.500 V	65.469	28.459
Más de 17.500 a 25.000 V	85.999	40.703
Más de 25.000 a 37.500 V	34.083	17.387
Más de 37.500 a 55.000 V	12.568	1.360
Más de 55.000 a 99.000 V	13.823	823
Más de 99.000 a 176.000 V	20.708	636

Transformadores y Centros de transformación, CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV $\geq$ U $\geq$ 1 kV	16.754	7.420.804
17,5 kV $\geq$ U $>$ 12 kV	95.585	42.793.205
24 kV $\geq$ U $>$ 17,5 kV	123.643	55.278.097
36 kV $\geq$ U $>$ 24 kV	55.307	33.036.905
52 kV $\geq$ U $>$ 36 kV	1.179	16.790.620
72,5 kV $\geq$ U $>$ 52 kV	1.602	35.270.162
123 kV $\geq$ U $>$ 72,5 kV	315	10.222.600
220 kV $\geq$ U $>$ 123 kV	2.775	149.394.030

Máquinas (Transformadores)		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV $\geq$ U $\geq$ 1 kV	109	90.804
17,5 kV $\geq$ U $>$ 12 kV	787	486.290
24 kV $\geq$ U $>$ 17,5 kV	806	922.342
36 kV $\geq$ U $>$ 24 kV	683	6.962.795
52 kV $\geq$ U $>$ 36 kV	1.179	16.790.620
72,5 kV $\geq$ U $>$ 52 kV	1.602	35.270.162
123 kV $\geq$ U $>$ 72,5 kV	315	10.222.600
220 kV $\geq$ U $>$ 123 kV	2.775	149.394.030

CTs		
Tensión	Número	Capacidad (kVA)
12 kV $\geq$ U $\geq$ 1 kV	16.695	7.330.000
17,5 kV $\geq$ U $>$ 12 kV	94.798	42.306.915
24 kV $\geq$ U $>$ 17,5 kV	122.837	54.355.755
36 kV $\geq$ U $>$ 24 kV	54.624	26.074.110

FUENTE: MITERD a partir de la información que presentan las empresas distribuidoras en cumplimiento de las obligaciones recogidas en la normativa en vigor.

#### 4.6.4. Acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica

El artículo 33 de la ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector eléctrico, regula con carácter general los aspectos relativos al acceso y conexión a las redes eléctricas, definiendo los conceptos de derecho de acceso, derecho de conexión, permiso de acceso y permiso de conexión. Así, se entiende por derecho de acceso el derecho de uso de la red en unas condiciones legal o reglamentariamente determinadas y por derecho de

conexión a un punto de la red, el derecho de un sujeto a acoplarse eléctricamente a un punto concreto de la red en unas condiciones determinadas.

A comienzos de 2020 aún no había tenido lugar el desarrollo reglamentario del artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre. Esto suponía, de acuerdo con lo establecido en la disposición transitoria undécima de dicha ley que el artículo 33 no fuera de aplicación.

En relación con el acceso y conexión a las redes, en 2019, el RDL 1/2019 llevó a cabo una reorganización competencial entre el Gobierno y la CNMC. De acuerdo con este reparto, corresponde al Gobierno aprobar, mediante Real Decreto, los criterios y procedimientos que la concesión de acceso y conexión deberá satisfacer para el cumplimiento de los objetivos de política energética y penetración de renovables; los criterios bajo los que un sujeto podrá solicitar a los titulares y gestores de las redes la modificación de las condiciones de los permisos de acceso y de conexión, incluidos sus puntos de conexión y los criterios objetivos para la inclusión de límites a la capacidad de conexión por nudos al objeto de garantizar la seguridad del suministro.

Por su parte, corresponde a la CNMC la competencia para aprobar, mediante circular, los siguientes aspectos concretos que sirven para complementar el marco general que establezca el Gobierno mediante Real Decreto: el contenido de las solicitudes y permisos, los criterios económicos, los criterios para la evaluación de la capacidad, los motivos para la denegación, el contenido mínimo de los contratos y la obligación de publicidad y transparencia de la información relevante para el acceso y la conexión.

De acuerdo con lo anterior, en 2020 fue aprobado el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de Acceso y Conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica. Con la aprobación de este Real Decreto, pasa a ser de plena aplicación lo previsto en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre y en su normativa de desarrollo.

El Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, establece los principios y criterios en relación con la solicitud, tramitación y otorgamiento de los permisos de acceso y conexión a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica que se aplicarán a productores, consumidores, titulares de instalaciones de almacenamiento y titulares y gestores de las redes de transporte y distribución. El procedimiento para la obtención de los permisos de acceso y de conexión queda configurado en este Real Decreto como un procedimiento único en el que el interlocutor en todo momento frente al solicitante es el gestor de la red donde se quiera realizar la conexión.

En relación con la tramitación de solicitudes, el Real Decreto obliga a que los gestores de red dispongan de plataformas a través de las que gestionar y tramitar las solicitudes e informar acerca del estado de las mismas. Estas plataformas deben además dar información sobre la capacidad existente en cada nudo de la red que gestionan.



---

## 4. Sector eléctrico

---

Asimismo, regula las garantías económicas a presentar por los titulares de instalaciones de generación antes de realizar la solicitud de acceso y conexión a la red y la caducidad de los permisos obtenidos.

Por otra parte, establece la posibilidad de convocar, mediante Orden Ministerial, concursos de capacidad de acceso en ciertos nudos de la red de transporte para nuevas instalaciones de generación de energía eléctrica que utilicen fuentes de energía primaria renovable y para instalaciones de almacenamiento.

Asimismo, regula el acceso a la red de instalaciones híbridas que incorporen varias tecnologías de generación, siempre que al menos una de ellas utilice fuentes de energía de origen renovable o almacenamiento. A este respecto realiza una distinción entre hibridación de instalaciones existentes y nuevas instalaciones híbridas.

Dado que al finalizar el año 2020 aún se encontraba pendiente de aprobación por parte de la CNMC la circular que habría de desarrollar los aspectos de acceso y conexión de su competencia, el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, estableció un periodo transitorio que impide tramitar nuevos permisos de acceso y de conexión para instalaciones de producción de energía eléctrica. El fin de este periodo quedó ligado a la publicación en las plataformas web de los gestores de red de las capacidades de acceso disponibles en sus redes.

Además de las normas anteriores, el marco regulatorio en materia de acceso y conexión a las redes se complementa con otras medidas adoptadas tras la aprobación de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, con el objetivo de luchar contra la especulación de los derechos de acceso y conexión en las instalaciones de generación de energía eléctrica y de incrementar la firmeza exigible a los proyectos. Este marco complementario está integrado por:

- El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, que incluye, entre otras medidas, la obligación de los titulares de permisos de acceso y de conexión de adelantar una parte de los costes de inversión de las infraestructuras de conexión que estos deben sufragar, pero que han de ser realizadas por el titular de la red, o la obligación de firmar, en un plazo determinado, un contrato de encargo de proyecto en el que se recojan los pagos adicionales a los importes adelantados.
- El Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, que regula los hitos de avance en los proyectos vinculados a los trámites ambientales y administrativos, cuyo incumplimiento condiciona la vigencia de los permisos de acceso otorgados. Asimismo, ha modificado el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, incorporando al mismo una nueva disposición adicional decimocuarta y un anexo que regulan los criterios para la consideración de una misma instalación de generación a efectos de los permisos de acceso y de

conexión y a que estos puedan mantener su vigencia en caso de que lleven a cabo modificaciones en las instalaciones.

---

### 4.7. SISTEMAS ELÉCTRICOS EN LOS TERRITORIOS NO PENINSULARES

---

#### 4.7.1. Marco general

El régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos no peninsulares está sujeto a una regulación singular, por las particularidades que presentan estos sistemas, derivadas de su tamaño, características propias, reducidas economías de escala y aprovisionamiento de combustibles.

El coste de generación en estos sistemas es sustancialmente superior al de la península, por el mayor coste de los combustibles utilizados y la necesidad de mayores reservas de respaldo por el reducido tamaño de los sistemas.

Por ello, la normativa vigente contempla que la actividad de producción de energía eléctrica esté excluida del sistema de ofertas peninsular y que sea retribuida tomando como referencia la estructura de precios del sistema peninsular, a lo que se podría añadir un concepto retributivo adicional.

Dentro de este marco general, el MITERD regula la organización y funcionamiento de los despachos de producción de energía eléctrica, así como los términos en los que se desarrolla la gestión económica y técnica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares. Cabe destacar que, si bien el régimen económico de la actividad de producción y el procedimiento de despacho en los territorios no peninsulares están regulados, la comercialización de la energía es una actividad no regulada, existiendo gran número de comercializadoras que ejercen sus actividades en estos territorios, adicionalmente o no a su operación en el mercado peninsular.

#### 4.7.2. Extracoste

Se define el concepto de extracoste de la actividad de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares como la diferencia entre los costes de generación de todas las centrales en estos sistemas independientemente de su tecnología o potencia y las cantidades percibidas en el despacho procedentes de la demanda al precio establecido en la normativa.

El extracoste así definido es financiado desde el 1 de enero de 2014 en un 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, y en un 50% con cargo al sistema eléctrico, de acuerdo a la Ley 24/2013, de 26 de diciembre.

Por lo que respecta a la previsión del extracoste para 2020, la Orden TEC/1258/2019, de 20 de diciembre, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020, prorroga la cantidad prevista para 2019 para cubrir el cincuenta por ciento del extracoste de la actividad de producción de energía eléctrica en los sistemas eléctricos aislados de los territorios no peninsulares, esto es, contempla una cuantía de 730 millones de euros.

### 4.7.3. Aspectos destacados en el año 2020

En relación a los desarrollos normativos aplicables a los territorios no peninsulares destaca la aprobación de la Orden TED/776/2020, de 4 de agosto, mediante la cual se aprobaron nuevos precios de combustible de referencia para la retribución de los generadores ubicados en estos territorios. Los nuevos precios se ajustan a los cambios que estaban experimentando los precios de los combustibles en los mercados debido, entre otros, a nuevos requerimientos medioambientales que afectan al transporte marítimo motivados por la Directiva 2016/802 del Parlamento europeo y de la Consejo de 11 de mayo de 2016 relativa a la reducción del contenido de azufre de determinados combustibles líquidos.

Por otra parte, el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, norma que regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares, fue declarado el 28 de mayo de 2020 como un Servicio de Interés Económico General, compatible con la normativa europea y sin objeciones por parte de la Dirección General de Competencia de la Comisión Europea. En este sentido, este Real Decreto, previamente a su aprobación, había sido remitido a la Comisión Europea, procediendo esa Comisión a la apertura de un expediente dentro del marco de Ayudas de Estado. La declaración publicada el 28 de mayo de 2020 constató la conformidad con el ordenamiento comunitario del régimen económico de la actividad de producción de energía eléctrica vigente en los territorios no peninsulares.

---

## **5. SECTOR NUCLEAR**

---



## **5.1. INTRODUCCIÓN**

---

En este capítulo se proporciona una visión general y resumida del sector nuclear en 2020, reflejando sus datos principales y los hitos más reseñables que se han producido durante este año.

El capítulo comienza con un breve análisis de la generación eléctrica de origen nuclear en España, en el marco del total nacional, y continúa aportando los datos anuales de fabricación nacional de combustible nuclear.

Seguidamente se trata la gestión del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos de alta actividad, así como la gestión de los residuos radiactivos de baja y media actividad, para continuar describiendo el estado en el que se encuentran a la finalización de 2020 los principales proyectos de desmantelamiento de instalaciones nucleares y radiactivas que están actualmente en curso en España: central nuclear José Cabrera, central nuclear Vandellós I, central nuclear Santa María de Garoña y planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio.

Por último, se describe brevemente la tramitación que se ha llevado a cabo del 7º Plan General de Residuos Radiactivos, la cual se ha iniciado en 2020.

## **5.2. GENERACIÓN ELÉCTRICA DE ORIGEN NUCLEAR**

---

En España hay 7 reactores nucleares en operación, situados en 5 emplazamientos, que suponen una potencia bruta instalada de 7.398,7 MW, lo que representa el 6,56% del total de la potencia de generación de eléctrica instalada.

La producción bruta de energía eléctrica de origen nuclear durante 2020 fue de 58.299 GWh, lo que supuso una contribución del 22,1% al total de la producción nacional (263.373 GWh).

Mediante la Orden TED/773/2020, de 23 de julio, se concedió la renovación de la autorización de explotación a las Unidades I y II de la central nuclear de Almaraz. La renovación de la Unidad I se concedió hasta el 1 de noviembre de 2027, y la de la Unidad II, hasta el 31 de octubre de 2028, siendo dichas fechas las de cese definitivo de explotación de estas Unidades.

Asimismo, mediante la Orden TED/774/2020, de 23 de julio, se concedió la renovación de la autorización de explotación de la central nuclear de Vandellós II hasta el 27 de julio de 2030.

Ambas renovaciones se concedieron teniendo en cuenta el calendario de cese de explotación de las centrales nucleares españolas actualmente en funcionamiento, establecido en el Protocolo de intenciones firma-

do entre Enresa y los propietarios de las centrales nucleares, anteriormente citado en el capítulo dedicado a las novedades normativas (véase apartado 2.2.2).

Por otra parte, durante el año 2020, la Dirección General de Política Energética y Minas (DGPEM), previo informe favorable del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN), emitió 28 resoluciones relativas a los documentos oficiales de explotación de las centrales nucleares, en base a los cuales funcionan dichas centrales, o a modificaciones de diseño de las mismas.<sup>1</sup>

---

### 5.3. FABRICACIÓN DE COMBUSTIBLE NUCLEAR

---

La empresa pública ENUSA Industrias Avanzadas, S.A., S.M.E., (Enusa) es titular de la fábrica de elementos de combustible nuclear situada en Juzbado (Salamanca), en la que se fabrica combustible destinado a la mayoría de las centrales españolas, así como a centrales de otros países de la Unión Europea.

En 2020, la fábrica de Juzbado fabricó 907 elementos combustibles, de los que 417 fueron de tipo PWR (reactor de agua a presión) y 490 de tipo BWR (reactor de agua en ebullición). Estos elementos incorporaron 294,1 toneladas de uranio. Del total, el 15,1% fueron fabricados para el mercado nacional y el 84,9% para la exportación, con destino a Francia, Bélgica, Suecia y Finlandia. El concentrado de uranio utilizado procedió de Rusia (38,7%), Canadá (22,3%), Níger (19,5%), Kazajistán (11,0%), Namibia (3,7%), Uzbekistán (2,5%) y Australia (2,3%).

La salida del Reino Unido de la Unión Europea el pasado 1 de febrero de 2020 podría haber tenido un impacto significativo sobre las importaciones de uranio natural y enriquecido que Enusa lleva a cabo para la fabricación de elementos combustibles. Dicho impacto hubiera supuesto que, tras la expiración del periodo de transición a 31 de diciembre de 2020, durante el cual el marco legal de la UE y la Comunidad Europea de la Energía Atómica (Euratom) continuó siendo de aplicación para cada transferencia de material nuclear, el Gobierno del Reino Unido habría requerido al Gobierno de España, como Estado no poseedor de arma nuclear, el otorgamiento, a través del intercambio de notas verbales, de unas garantías gubernamentales en relación con el uso pacífico del material transferido a España. Del mismo modo, el Gobierno español requeriría, a partir de ese momento, garantías equivalentes a las requeridas por el Gobierno del Reino Unido en el caso de las transferencias con destino dicho país.

Al haberse alcanzado a finales de 2020 un Acuerdo entre el Gobierno del Reino Unido de Gran Bretaña e Irlanda del Norte y la Comunidad Europea de la Energía Atómica para la cooperación en el uso seguro y pacífico de la energía nuclear, que regula actualmente, entre otras materias, las garantías a otorgar en relación

---

<sup>1</sup> Detalladas en el informe anual 2020 del CSN: <https://www.csn.es/documents/10182/13529/Informe%20anual%202020>

con las transferencias de material nuclear entre las Partes, se espera que la aplicación de este acuerdo mitigue los impactos inicialmente previstos (demoras en las exportaciones e importaciones de material nuclear e incremento en la carga de trabajo administrativo, derivada de los trámites diplomáticos requeridos).

## **5.4. GESTIÓN DEL COMBUSTIBLE NUCLEAR GASTADO Y OTROS RESIDUOS RADIATIVOS**

### **5.4.1. Combustible nuclear gastado y residuos de alta actividad**

#### **5.4.1.1. Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos de alta actividad (ATC)**

Este proyecto está promovido por Enresa, que en agosto de 2013 presentó la solicitud de evaluación de impacto ambiental ante el entonces Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR). Una vez efectuados los trámites legales establecidos, incluido el de información pública y consultas al estudio de impacto ambiental, al final de 2020 se encontraba en tramitación la Declaración de Impacto Ambiental (DIA).

Conforme a la normativa nuclear, la instalación nuclear del ATC debe obtener las siguientes autorizaciones antes de su puesta en marcha: autorización previa o de emplazamiento, autorización de construcción y autorización de explotación, que se han de conceder tras los preceptivos informes favorables del CSN. A tal efecto, en enero de 2014, Enresa solicitó simultáneamente ante el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (MINETUR) la autorización previa o de emplazamiento, que el CSN informó favorablemente en julio de 2015, y la autorización de construcción.

Desde 2018, el informe del CSN sobre la autorización de construcción se encuentra suspendido temporalmente a petición del entonces Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO), a fin de tener en cuenta la necesidad de revisión del vigente Plan General de Residuos Radiactivos y el conjunto de nuevos factores que podrían haberse modificado desde que Enresa solicitó dicha autorización.

#### **5.4.1.2. Almacenes Temporales Individualizados (ATI) de combustible nuclear gastado**

Dado que no se dispone de un Almacén Temporal Centralizado de combustible nuclear gastado y residuos radiactivos de alta actividad (ATC), tal como está previsto en el vigente 6º Plan General de Residuos Radiactivos, los titulares de la mayoría de las centrales nucleares han tenido que llevar a cabo actuaciones encaminadas a proporcionar un aumento de la capacidad de almacenamiento del combustible nuclear gastado en la propia central, al



objeto de posibilitar la continuidad de su operación o, en su caso, su desmantelamiento. Estas actuaciones han consistido, por un lado, en intervenciones en las piscinas de combustible gastado para aumentar su capacidad útil (modificación de los bastidores donde se colocan los elementos combustibles), y, por otro lado, en el diseño, construcción, operación y mantenimiento de un Almacén Temporal Individualizado (ATI) en el propio emplazamiento. Por lo que respecta al año 2020, en relación con estas instalaciones cabe señalar lo siguiente:

CN Cofrentes: En julio de 2019, una vez formulada por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD) una DIA de resolución favorable al proyecto, y concedida, previo informe favorable del CSN, la autorización de ejecución y montaje, el titular presentó la solicitud de autorización de puesta en servicio del ATI. Dicha solicitud se encontraba, a 31 de diciembre de 2020, pendiente de la emisión del preceptivo informe del CSN.

CN Santa María de Garoña: La central dispone de un ATI, cuya autorización de puesta en servicio fue concedida en agosto del año 2018. Dado que dicho ATI fue inicialmente concebido para permitir la continuidad de operación de la central, y finalmente ésta no continuó su operación, el ATI debe licenciarse nuevamente para permitir albergar, en 49 contenedores, todo el combustible gastado generado y, en 5 contenedores adicionales, los residuos especiales que resulten del desmantelamiento de la central. Esta ampliación de la capacidad del ATI se encuentra incluida dentro de la solicitud de la autorización de la fase 1 de desmantelamiento de la central, solicitada por Enresa en mayo de 2020.

### **5.4.1.3. Contenedores de almacenamiento y transporte de combustible nuclear gastado**

En los ATI, el combustible nuclear gastado se almacena en contenedores. Según la utilización que se les vaya a dar, estos contenedores están sometidos a un doble licenciamiento: por una parte, en su modo de almacenamiento, por requisitos normativos en materia de seguridad nuclear y protección radiológica; y, por otra, el exigido por la reglamentación en materia de transporte de mercancías peligrosas.

Hasta el año 2020, se han licenciado en España 5 modelos distintos de contenedores que son utilizados para el almacenamiento de combustible nuclear gastado en los ATI y, en su caso, para el futuro transporte del mismo. Durante el año 2020, se ha continuado con la evaluación de la solicitud de aprobación de un nuevo certificado de bulto de transporte, para el contenedor que será empleado en el ATI de la central nuclear de Cofrentes.

### **5.4.1.4. Combustible irradiado almacenado en las centrales nucleares**

En general, el combustible irradiado descargado de cada reactor se almacena en la piscina de combustible gastado de la central nuclear. Adicionalmente, las centrales nucleares de Trillo, Ascó I, Ascó II, Almaraz y San-

ta María de Garoña disponen de un ATI situado en el emplazamiento de cada una de ellas, y estas centrales, a excepción de Santa María de Garoña, almacenan parte de su combustible irradiado en su ATI respectivo.

Asimismo, todo el combustible irradiado resultante de la operación de la central nuclear de José Cabrera, actualmente en fase de desmantelamiento, está depositado en el ATI existente en su emplazamiento.

En la tabla siguiente se muestra la cantidad total de uranio irradiado almacenado en las centrales nucleares a 31 de diciembre de 2020.

**TABLA 4.1. CANTIDAD TOTAL DE URANIO IRRADIADO ALMACENADO EN LAS CENTRALES NUCLEARES**

Reactor	Uranio (total) almacenado a 31-12-20 (kg)	
	En las piscinas	En el almacén temporal (ATI) situado en el emplazamiento
José Cabrera		95.750
Sta. M <sup>a</sup> de Garoña	420.243	
Almaraz I	687.278	27.912
Almaraz II	639.995	41.852
Ascó I	499.349	164.344
Ascó II	516.179	137.078
Cofrentes	809.450	
Vandellós II	571.268	
Trillo	233.446	356.240

FUENTE: MITERD.

#### 5.4.2. Residuos radiactivos de baja y media actividad

La instalación de almacenamiento de residuos radiactivos sólidos de Sierra Albarrana, Centro de Almacenamiento "El Cabril", situado en la provincia de Córdoba y propiedad de Enresa, está destinada al almacenamiento definitivo de residuos radiactivos sólidos de media, baja y muy baja actividad.

A lo largo del año 2020, esta instalación recibió 266 expediciones de residuos radiactivos, correspondientes a un volumen total de 2.375 m<sup>3</sup> de los que el 80% son residuos de muy baja actividad.

Con la cantidad almacenada en 2020, El Cabril almacena de forma definitiva un total de 54.324 m<sup>3</sup> de residuos radiactivos. De ellos, 34.927 m<sup>3</sup> corresponden a residuos de baja y media actividad, siendo el grado de ocupación del 79,92% respecto del total autorizado. Los restantes 19.397 m<sup>3</sup> corresponden a residuos de muy baja actividad, siendo la capacidad ocupada del 25,09% en la Celda 29 y del 19,62% en la Celda 30.

---

### 5.5. DESMANTELAMIENTO DE INSTALACIONES

---

#### 5.5.1. Desmantelamiento de la central nuclear José Cabrera

La central nuclear José Cabrera, situada en Almonacid de Zorita (Guadalajara), tenía una potencia de 150 MWe y fue la primera central nuclear construida en España. Se conectó a la red en julio de 1968, y el 30 de abril de 2006 cesó su explotación. Por Orden Ministerial de 1 de febrero de 2010 se autorizó la transferencia de la titularidad de esta central nuclear de Gas Natural S.A. a Enresa, y se otorgó a esta última autorización para la ejecución del desmantelamiento de la central. Dicha transferencia de titularidad tuvo lugar el 11 de febrero de ese mismo año.

Previamente a la transferencia de titularidad y al inicio de las actividades de desmantelamiento, se descargó el combustible del reactor y de la piscina de almacenamiento, y se acondicionaron los residuos generados durante la explotación. Todo el combustible gastado (377 elementos) está almacenado temporalmente en contenedores en seco en el ATI situado en el emplazamiento de la central, que fue autorizado mediante Resolución de la DGPEM de fecha 15 de diciembre de 2006. Se trata del primer desmantelamiento completo (Nivel 3 del Organismo Internacional de Energía Atómica-OIEA) de una central nuclear en España.

A finales de 2020, las principales actividades de ejecución que restaban por hacer por parte de Enresa eran la caracterización y desclasificación de edificios y estructuras (con muy alto grado de avance) y su posterior demolición (en curso), el desmontaje de los últimos sistemas e instalaciones auxiliares requeridos y la demolición de los edificios que los albergan, así como la restauración del emplazamiento (se encuentran en curso las actividades de excavación de terrenos contaminados) y la caracterización final del emplazamiento.

La previsión era que las obras de desmantelamiento propiamente dicho (demolición de los edificios utilizados para la explotación de la central) finalizaran en 2022. Está previsto que las expediciones de residuos radiactivos a la instalación de "El Cabril" y la verificación radiológica final de las áreas del emplazamiento se extienda aún durante varios años más.

#### 5.5.2. Desmantelamiento de la central nuclear Vandellós I

Esta central nuclear cesó su explotación en 1989. Desde el año 2005 continúa en estado de latencia, en lo que el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) denomina "Nivel 2" de desmantelamiento, situación en la que permanecerá hasta que se acometa el desmantelamiento total de la misma, cuyo comienzo está previsto para 2030. En el año 2020, y previo informe favorable del CSN, por parte de la DGPEM se emitió una resolución relativa a modificación del plan de emergencia interior de la instalación.

### 5.5.3. Desmantelamiento de la central nuclear Santa María de Garoña

El desmantelamiento de la central nuclear de Santa María de Garoña, que se encuentra en cese definitivo de explotación, deberá acometerse en los próximos años. Está previsto que su desmantelamiento se realice en dos fases:

- En la fase 1, con una duración prevista de 3 años, se realizarán actividades tales como la modificación de sistemas e instalaciones auxiliares, el desmantelamiento del interior del edificio de turbina, la adaptación del edificio de turbina como edificio auxiliar de desmantelamiento, la gestión de materiales y residuos, la puesta en marcha del ATI para albergar todo el combustible gastado, y la evacuación de dicho combustible desde la piscina al ATI.
- En la fase 2, que se estima se desarrolle durante 7 años, se llevarán a cabo actividades como los desmantelamientos radiológicos más importantes, la descontaminación, desclasificación y demolición de edificios, y la restauración del emplazamiento.

Ambas fases requerirán de sendas autorizaciones de desmantelamiento, en la primera de las cuales se concederá también la transferencia de titularidad a Enresa, como empresa pública encargada por ley del desmantelamiento de instalaciones nucleares. Asimismo, ambas fases requerirán de sendas Declaraciones de Impacto Ambiental.

En mayo de 2020, Enresa solicitó la autorización de la fase 1 de desmantelamiento, así como la transferencia de titularidad de la central. La solicitud de evaluación de impacto ambiental de dicha fase se presentó en junio de 2020. Asimismo, dado que el desmantelamiento se iniciará con combustible gastado en la piscina, será necesaria la aprobación de un plan de gestión del combustible gastado, que también fue solicitada por Enresa en mayo de 2020. Todas las autorizaciones deberán contar con el preceptivo informe del CSN. No se espera que la fase 1 de desmantelamiento se inicie antes del año 2023.

### 5.5.4. Desmantelamiento de la Planta Quercus de fabricación de concentrados de uranio

Enusa, titular de esta planta de fabricación de concentrados de uranio situada en Saelices el Chico (Salamanca), tomó la decisión de cesar la producción en 2001, debido a los bajos precios del uranio en los mercados internacionales. Desde el cese definitivo de esta planta, declarado en 2003, esta instalación se encuentra en situación de parada.

Puesto que, conforme a la normativa nuclear, dicha planta es una instalación radiactiva de primera categoría del ciclo de combustible nuclear, su desmantelamiento requiere de una autorización de desmantelamiento

y cierre, cuya resolución corresponde al MITERD, previo informe del CSN. Enusa solicitó la autorización de la Fase I del desmantelamiento de la instalación el 14 de septiembre de 2015, la cual está siendo evaluada por el CSN. Por otra parte, la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) favorable fue formulada por la Secretaría de Estado de Medio Ambiente del citado Ministerio el 9 de marzo de 2018.

### 5.6. PLAN GENERAL DE RESIDUOS RADIATIVOS

---

Corresponde al Gobierno establecer la política sobre gestión de residuos radiactivos, incluido el combustible nuclear gastado, y el desmantelamiento de instalaciones nucleares, mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos (PGRR), que debe ser elevado por el MITERD, previo informe del CSN, y una vez oídas las Comunidades Autónomas en materia de ordenación del territorio y medio ambiente. España dispone de un PGRR desde el año 1987, y está actualmente en vigor el 6º PGRR, aprobado por Consejo de Ministros en junio de 2006. Dicho Plan se elabora a partir de una propuesta presentada por Enresa.

En marzo de 2020, Enresa presentó al MITERD una propuesta de 7º PGRR, lo que permitió iniciar su tramitación con vistas a su aprobación. De acuerdo con la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, esta tramitación requiere su sometimiento a evaluación ambiental estratégica, que se solicitó en dicho mes de marzo. A 31 de diciembre de 2020, se está elaborando el estudio ambiental estratégico requerido por dicha Ley, una vez emitido por la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del MITERD el documento de alcance.

El actual borrador de 7º PGRR se ha elaborado partiendo de un escenario de referencia que considera el cese de explotación ordenado de las centrales nucleares definido en el PNIEC 2021-2030. En esencia, el actual borrador de 7º PGRR mantiene las estrategias establecidas en el 6º PGRR, actualizando las soluciones técnicas, la planificación y las previsiones económicas: necesidad de instalaciones descentralizadas (ATD) para la gestión temporal de combustible gastado y residuos de alta actividad y de un Almacén Geológico Profundo (AGP) para su almacenamiento definitivo; mantenimiento del almacenamiento definitivo de residuos de muy baja, baja y media actividad en la instalación de "El Cabril", instalación que deberá ampliarse para albergar nuevas celdas para el almacenamiento de residuos de baja y media actividad; y previsión de desmantelamiento total e inmediato de todas las centrales nucleares tras su cese de explotación, con una duración de unos 10 años para cada central.

El borrador de 7º PGRR ha adaptado su contenido a lo requerido por la Directiva 2011/70/Euratom, del Consejo, de 19 de julio de 2011, por la que se establece un marco comunitario para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y de los residuos radiactivos.

---

## **6. TRANSICIÓN JUSTA EN EL SECTOR DEL CARBÓN**

---



### 6.1. INTRODUCCIÓN

---

El sector del carbón ha sido objeto de diferentes programas de reconversión desde los años 70, tanto a nivel nacional como europeo, derivado principalmente de las dificultades para competir con el mercado internacional. Por ello, ha requerido de apoyo estatal por diferentes vías y su regulación ha venido determinada por el marco comunitario.

El análisis del sector del carbón comienza con una panorámica de la situación actual incidiendo en el cierre de todas las explotaciones con fecha límite de 31 de diciembre de 2018 y sus efectos sobre la actividad carbonera en España. Se repasan las estadísticas de los últimos años relativas al carbón: producción autóctona, saldo exterior, consumo interior bruto y en generación de energía eléctrica, precio medio del carbón importado y precios del carbón según tipología.

Posteriormente se estudia el impacto del cese de la actividad extractiva sobre el empleo y su incidencia en lo que se conoce como "post-minería". Se hace un breve repaso del comercio exterior durante 2020, un año marcado por la pandemia (COVID-19) y por las políticas de descarbonización de la economía desde la Unión Europea.

Se analiza la Transición Justa en España y en relación con la Unión Europea, como elemento fundamental para que la transición energética sea económicamente sostenible y climáticamente neutra, y se haga de forma equitativa y sin dejar a nadie atrás, entendida por tanto como una estrategia de acompañamiento solidario para asegurar que las personas y los territorios aprovechen al máximo las oportunidades de esta transición. Como fruto se crea una Estrategia de Transición Justa en España de la que nacen el Plan de Acción Urgente y los Convenios de Transición Justa tratando de dar respuesta a aquellos territorios que se encuentran en una situación más vulnerable y en los que la transición ecológica pueda poner en dificultades a las empresas y a la actividad económica de la zona.

Todo ello conduce a la creación del Instituto para la Transición Justa (ITJ) a partir del anterior Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (IRMC), ampliando sus funciones y competencias.

Finalmente se hace un repaso a la evolución de los Planes de Transición en España, empezando con el Plan de Cierre de la minería del carbón y siguiendo con el Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018, para finalizar con el Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el periodo 2019-2027.

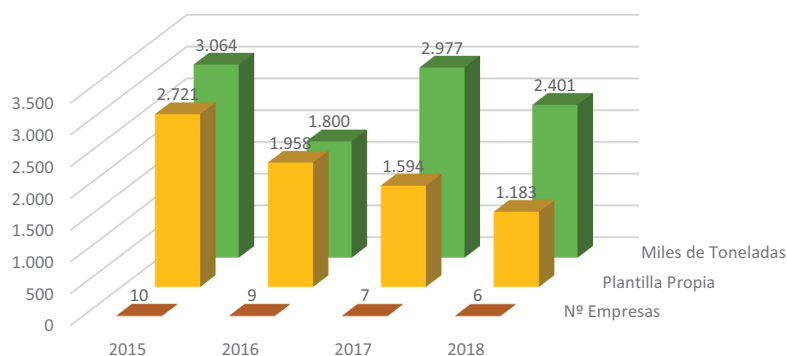


### 6.2. SITUACIÓN ACTUAL

#### 6.2.1. Panorámica general del sector

Como consecuencia de la política de reestructuración del sector, se han venido reduciendo continuamente tanto el número de empresas no competitivas del sector, como la producción, las plantillas y el volumen de ayudas. En la figura siguiente se muestra la evolución de dichos parámetros durante los últimos años, previos al cese definitivo de la actividad extractiva de todas las explotaciones. Especialmente, esta tendencia se acentuó con la firma del Plan de Cierre del Reino de España para la minería no competitiva bajo el Marco de Actuación para el periodo 2013-18, a través del cual las ayudas que se concedieron a las empresas se formalizaban mediante la justificación de la producción minera de carbón, pero con la condición de su inscripción en el citado Plan. Puede observarse en la siguiente figura.

FIGURA 6.1. EVOLUCIÓN Nº EMPRESAS, PRODUCCIÓN Y PLANTILLAS



FUENTE: ITJ – MITERD.

A fecha 31 de diciembre de 2018, todas las explotaciones de carbón cesaron su actividad extractiva en virtud de la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas, según se analiza posteriormente, acometiendo las fases de restauración y clausura correspondientes.

Durante estos últimos años, el IRMC (actualmente ITJ) apoyó financieramente el citado cierre mediante la Orden IET/594/2014, de 10 de abril, por la que se aprueban las bases reguladoras para los ejercicios 2013 a 2018 de las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva, con las correspondientes convocatorias anuales de ejecución plurianual, y llevado a cabo principalmente con los medios propios de las empresas mineras.

En base a la norma reguladora citada, durante la convocatoria del año 2020 se produjo la concesión de 6 M€ a dos empresas mineras inscritas en el Plan de Cierre. Paralelamente, durante el año 2020 continuaron las tareas de restauración minera de seis empresas diferentes (cinco privadas y una de titularidad pública), de acuerdo con los principios de desarrollo sostenible y minimización de los efectos adversos sobre el medio ambiente. Adicionalmente y en este sentido, está previsto también que se lleve a cabo la restauración de unidades de producción de empresas en concurso de acreedores o liquidación, considerando que las Comunidades Autónomas son las responsables subsidiarias.

Se muestra en la siguiente tabla el balance de carbón con la información básica relativa a producción, saldo exterior y consumo interior, con su evolución en los últimos años.

TABLA 6.1. BALANCE DE CARBÓN

PRODUCCION CARBÓN AUTÓCTONO:				TOTAL	Tasa de variación interanual
Año	Antracita	Hulla	Lignito Negro		
Miles de toneladas					%
2015	763	984	1.317	3.064	-21,4
2016	384	686	730	1.800	-41,3
2017	370	791	1.816	2.977	65,4
2018	294	477	1.630	2.401	-19,3
2019	0	0	0	0	-100,0
2020	0	0	0	0	0
Miles de tep					%
2015	378	446	422	1.246	-23,5
2016	189	311	236	736	-40,9
2017	183	359	586	1.128	53,3
2018	145	216	522	883	-21,7
2019	0	0	0	0	-100,0
2020	0	0	0	0	0

## 6. Transición justa en el sector del carbón

SALDO EXTERIOR (IMPORTACIONES-EXPORTACIONES)				
Año	Hulla coquizable	Carbón energético	TOTAL	Tasa de variación interanual
Miles de toneladas				%
2015	1.721	15.926	17.647	16,79
2016	1.767	11.610	13.377	-24,20
2017	1.767	17.058	18.825	40,73
2018	1.621	13.876	15.497	-17,68
2019	780	6.281	7.061	-54,44
2020	361	1.621	1.982	-71,93
CONSUMO INTERIOR BRUTO:			TOTAL	Tasa de variación interanual
Año			Miles de toneladas	%
2015			24.404	14,16
2016			18.635	-23,64
2017			22.788	22,29
2018			20.193	-11,39
2019			8.220	-59,29
2020			4.184	-49,10

FUENTE: ITJ - MITERD.

El consumo primario de carbones, medido en toneladas, descendió en 2020 un 48,84% respecto al año anterior.

### 6.2.2. Demanda interior

El consumo en el sector eléctrico descendió un 55,28% respecto a 2019.

**TABLA 6.2. CONSUMO DE CARBÓN EN GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA (Ktep)**

Año	TOTAL	Tasa de variación (%)
2015	11.868	16,11
2016	8.724	-26,49
2017	10.829	24,13
2018	9.345	-13,70
2019	3.267	-65,04
2020	1.461	-55,28

FUENTE: ITJ - MITERD.

### 6.2.3. Características de la oferta y del proceso productivo

#### 6.2.3.1. Precio del carbón

Teniendo en cuenta los datos de Comercio Exterior, el precio medio del carbón importado durante el año 2020 fue de 74,84 €/t. Esto representa un descenso del 10,08% respecto a 2019.

**TABLA 6.3. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO DEL CARBÓN IMPORTADO**

Año	Precio medio carbón importado (€/t)	Tasa de Variación (%)
2018	87,48	
2019	83,23	-4,86%
2020	74,84	-10,08

FUENTE: ITJ – MITERD.

Por tipo de carbón los precios medios de 2020 fueron los siguientes:

**TABLA 6.4. PRECIOS MEDIOS DEL CARBÓN 2020 (POR TIPO DE CARBÓN)**

Tipo de carbón	Importación (€/t)	Exportación (€/t)
Antracita	69,61	60,75
Hulla coquizable	123,65	Sin exportación
Hulla térmica	70,29	63,16

FUENTE: ITJ – MITERD.

#### 6.2.3.2. Empleo en el sector

Durante el año 2019, las plantillas propias de las empresas del sector carbón se vieron reducidas drásticamente debido al cierre de las explotaciones, si bien tratando de mantener una parte de la plantilla para acometer las labores de restauración preceptivas. Respecto al empleo en las contratas, siguiendo la misma línea que el personal de la plantilla propia, se rescindieron la mayoría de los contratos excepto aquellos que se han dedicado a la recuperación de los espacios mineros.

En sentido estricto, en el año 2020 no hubo empleo dedicado a la explotación minera pues la producción de carbón nacional cesó su actividad directa el 31 de diciembre de 2018.

---

## 6. Transición justa en el sector del carbón

---

Sin embargo, las empresas mineras u otras terceras, en algunos casos han diversificado su actividad tratando de mantenerse en lo que se conoce como “post-minería”. Entre esas actividades se pueden mencionar las directas como, por ejemplo, las labores de mantenimiento en algunos pozos cerrados de explotaciones subterráneas, especialmente en Asturias. Una de las principales labores de mantenimiento consiste en vigilar los bombeos de agua, comprobar el funcionamiento de la maquinaria para su extracción y que el nivel se mantiene en los límites, siendo más exhaustivo en el caso de algún pozo que pueda recibir visitas turísticas donde el control debe ser máximo. Igualmente, una vez terminados los trabajos de rehabilitación y recuperación de los espacios mineros, se requiere realizar un control periódico de los siguientes puntos: análisis y control de la calidad de las aguas drenadas o vertidas, inspección y limpieza de canalizaciones y drenajes, análisis y control de la estabilidad del terreno, labores de mantenimiento sobre la masa arbórea y forestal.

También pueden citarse otras de tipo indirecto, como las de índole agropecuaria (mediante la regeneración de las zonas degradadas por la actividad minera a través de iniciativas de recuperación forestal, ganadera o apícolas), de índole industrial (como el desarrollo de proyectos para obtener biomasa a partir del aprovechamiento maderero, incluso con generación de electricidad), de geotermia (utilizando el calor del agua de los pozos), de parques de generación eléctrica de origen eólico o estudios para la producción y uso de hidrógeno verde en cooperación con otras empresas no mineras, e incluso social (como rehabilitación de caminos para senderismo, emplazamiento de infraestructuras turísticas tales como centros de interpretación de memoria minera y de fósiles, campings, lagunas, áreas recreativas, etc.).

### 6.2.4. Comercio Exterior

En 2020 la importación neta (saldo import-export) de carbón energético (antracita y hulla, excepto hulla coquizable) a partir de los datos del MITERD, descendió notablemente, un 74,19 % (6,28 millones de toneladas en 2019 frente a 1,62 millones de toneladas en 2020).

Los principales países de los que se ha importado carbón durante el año 2020 han sido Rusia, Colombia, EEUU y Kazajistán, por este orden.

---

## 6.3. TRANSICIÓN JUSTA EN ESPAÑA Y UE

---

La Transición Justa es un eje prioritario de las políticas del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Por ello el Gobierno de España y la Organización Internacional del Trabajo (OIT) firmaron en julio 2018 un acuerdo estratégico para implementar las directrices sobre Transición Justa de esta organización internacional -consensuadas y aprobadas por gobiernos, organizaciones sindicales y patronales em-

presariales- como marco orientador y herramienta práctica de acción, del que la Estrategia Nacional de Transición Justa es el primer elemento.

En el ámbito europeo, la Transición Justa es una de las prioridades de la Comisión Europea para los próximos años, ya se ha evidenciado recientemente en el Plan de Recuperación para Europa. El Mecanismo para una Transición Justa es un elemento fundamental para que la transición sea económicamente sostenible y climáticamente neutra y haciéndose de forma equitativa y sin dejar a nadie atrás. Concretamente, este Mecanismo proporciona apoyo específico para ayudar a movilizar 17.500 millones de euros, de los cuales 10.000 millones vendrán del Next Generation EU y 7.500 millones del nuevo Fondo de Transición Justa. En el marco del Mecanismo para una Transición Justa, España recibirá 790 millones de euros (339 millones del Marco Financiero Plurianual y 452 millones de Next Generation EU). Las cifras anteriores a precios constantes de 2018. En precios corrientes la cuantía asignada a España es de 866.744.863 euros para el periodo 2021-2027.

El Gobierno de España aprobó, en febrero de 2019, el Marco Estratégico de Energía y Clima a través del cual se pondrán en marcha medidas que faciliten el cambio hacia un modelo económico sostenible y competitivo que contribuya a poner freno al cambio climático. Este Marco Estratégico descansa en tres pilares: la Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE), el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, y la Estrategia de Transición Justa (ETJ).

Estos tres elementos permitirán que España cuente con un marco estratégico sólido y estable para la descarbonización de su economía: la LCCTE establece una hoja de ruta eficiente para las próximas décadas con el horizonte en 2050, el PNIEC sienta las bases para la descarbonización durante el periodo 2021-2030 y en coherencia con el objetivo de alcanzar la neutralidad de emisiones en 2050 y la Estrategia de Transición Justa se configura como una herramienta de carácter estatal que busca paliar, en la medida de lo posible, los efectos negativos de la transición ecológica, focalizando los esfuerzos especialmente en el empleo y en la reconversión económica de las zonas afectadas para que nadie se quede atrás, en este cambio hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero.

El marco temporal de la implementación de la Estrategia de Transición Justa es el siguiente: comienza el 1 de enero de 2020 y finaliza el 31 de diciembre de 2024.

### **6.3.1. Plan de Acción Urgente 2019-2021 y Convenios de Transición Justa**

La Estrategia de Transición Justa previó un Plan de Acción Urgente 2019-2021 para dar respuesta a aquellos territorios que se encuentran en una situación más vulnerable y en los que la transición ecológica pueda poner en dificultades a las empresas y a la actividad económica de la zona. En concreto, este Plan de Acción

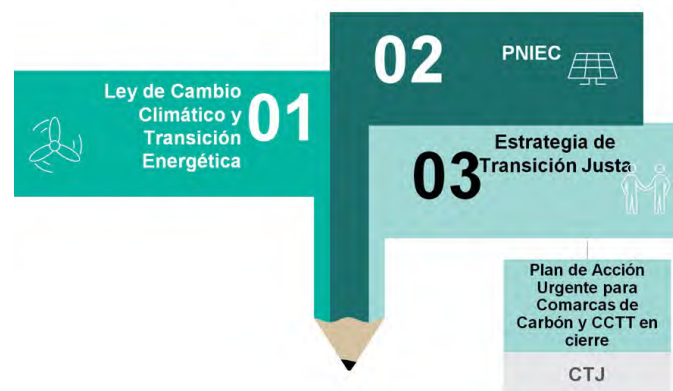
## 6. Transición justa en el sector del carbón

Urgente busca dar una solución a aquellos territorios en los que los efectos negativos, ya están ocurriendo o bien son inminentes

Es decir, el Plan de Acción Urgente busca atender a los cierres de centrales de generación de energía eléctrica (centrales térmicas de carbón y centrales nucleares), que no tienen planes de reconversión, y a las explotaciones mineras (de carbón), que cerraron en diciembre de 2018, y que forman parte del proceso global de reconversión de los modelos económicos actuales, como herramienta para tratar de frenar el cambio climático que está sufriendo nuestro planeta.

Para ello, la Estrategia de Transición Justa incorpora la figura de los “Convenios de Transición Justa (CTJ)” como instrumento esencial a aplicar en las zonas que puedan presentar más dificultades a la hora de afrontar esta transición energética, ecológica y social, ayudando a la diversificación de la actividad económica, siempre en coherencia con las características socio-económicas concretas de cada territorio. En la siguiente figura se refleja la dependencia de estos Convenios de Transición Justa respecto del Marco Estratégico de Energía y Clima.

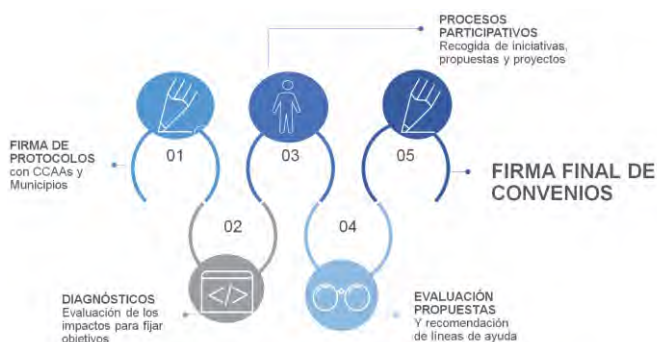
FIGURA 6.2. MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA: TRES PILARES



FUENTE: ITJ.

El objetivo prioritario de los CTJ es el mantenimiento y la creación de actividad económica y empleo, contribuyendo, adicionalmente, a combatir el despoblamiento que sufren muchas de estas zonas rurales. El proceso de tramitación que siguen estos CTJ hasta su firma final puede verse en la siguiente figura.

**FIGURA 6.3. CONVENIOS DE TRANSICIÓN JUSTA**



FUENTE: ITJ.

Con estas premisas, se han ido desarrollando 14 CTJ en las Comunidades Autónomas de Galicia, Principado de Asturias, Castilla y León, País Vasco, Aragón, Castilla-La Mancha y Andalucía, para dar respuesta a los cierres de 13 centrales térmicas (CCTT) de carbón, 2 centrales nucleares (CCNN) y 14 explotaciones mineras. En la figura siguiente se pueden localizar geográficamente dichas centrales y explotaciones.

**FIGURA 6.4. LOCALIZACIÓN DE LOS CIERRES DE CENTRALES TÉRMICAS DE CARBÓN, CENTRALES NUCLEARES Y EXPLOTACIONES MINERAS DE CARBÓN**



FUENTE: ITJ.

La siguiente tabla muestra la lista de las centrales termoelectricas (CCTT) de carbón en España, el empleo correspondiente a cada central según las empresas, tanto trabajadores directos como auxiliares a fecha de solicitud de cierre de las mismas y la fecha prevista de autorización de los correspondientes cierres.



## 6. Transición justa en el sector del carbón

**TABLA 6.5. FECHA DE CIERRE DE CENTRALES TERMOELÉCTRICAS DE CARBÓN EN ESPAÑA**

Propietario	Central Térmica	Provincia	Personal Propio	Personal Contratas	Total	Fecha prevista de Cierre
ENDESA	As Pontes	La Coruña	197	169	366	
	Carboneras	Almería	137	132	269	27/09/2021
	Compostilla	León	159	149	308	29/06/2020
	Andorra	Teruel	147	153	300	29/06/2020
	Alcudia	Mallorca	134	94	228	
NATURGY	Anllares	León	15	12	27	13/11/2018
	La Robla	León	78	42	120	15/10/2020
	Narcea	Asturias	81	48	129	17/12/2020
IBERDROLA	Meirama	La Coruña	77	35	112	31/07/2020
	Lada	Asturias	95	55	150	31/07/2020
	Velilla	Palencia	83	60	143	16/06/2020
EDP	Aboño	Asturias	117	82	199	
	Soto de Ribera	Asturias	79	28	107	
	Puente Nuevo	Córdoba	69	60	129	31/07/2020
	Los Barrios	Cádiz	89	64	153	16/03/2021
<b>TOTAL</b>			<b>1.557</b>	<b>1.183</b>	<b>2.740</b>	

FUENTE: ITJ.

En 2018 España contaba con 15 centrales que agrupaban 31 grupos térmicos y una potencia instalada total de más de 10 GW, aproximadamente un 10% de la potencia instalada a nivel nacional, y generaban un 14% de la electricidad.

El 1 de enero de 2021, España disponía de 4 centrales abiertas que agrupaban 9 grupos térmicos. La potencia instalada total activa en 2020 fue de 5,7 GW, aproximadamente un 5,3% de la potencia instalada a nivel nacional, y su generación había descendido hasta un 2,3% del mix eléctrico.

### 6.3.2. Creación del Instituto para la Transición Justa

El Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón (IMRC) fue creado mediante la Ley 66/1997, de 30 de diciembre, de Medidas Fiscales, Administrativas y del Orden Social siendo designado como órgano gestor del “régimen de ayudas para la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las zonas mineras”. Toda su actividad ha girado en torno a conseguir dos grandes objetivos:

- *Ejecutar la política de reestructuración de la minería del carbón.*
- *Desarrollar y ejecutar medidas que fomenten el desarrollo económico de aquellas zonas consideradas municipios mineros del carbón.*

Para la implementación de la Estrategia de Transición Justa se requerirá, sin embargo, dar además apoyo para la reestructuración y el desarrollo económico a otras zonas y sectores que se vayan identificando como vulnerables al impacto de la transición ecológica. Por ello las labores que se requieren serán desempeñadas por el ITJ para lo cual se procede a adaptar el objeto del IRMC a sus nuevas funciones, así como para efectuar su cambio de denominación. Dicho cambio se realiza mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, a través de su disposición final segunda. De este modo, el ITJ tiene por objeto *“la identificación y adopción de medidas que garanticen a trabajadores y territorios afectados por la transición justa hacia una economía baja en carbono, un tratamiento equitativo y solidario, minimizando los impactos negativos sobre el empleo y la población de estos territorios”*.

El ITJ, es un Organismo Autónomo, adscrito actualmente al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, según prevé el Real Decreto 500/2020, de 28 de abril, por el que se desarrolla la estructura orgánica básica del Ministerio, y presidido por el titular de la Secretaría de Estado de Energía.

El Real Decreto 179/2021, de 23 de marzo, por el que se aprueba el Estatuto del Instituto para la Transición Justa, O.A. (B.O.E. de 25 de marzo de 2021), establece que las funciones que venía desempeñando el IRMC en el ámbito de la minería del carbón y el desarrollo alternativo de las comarcas mineras se mantendrán y pasarán a enmarcarse dentro del ámbito más amplio de la transición justa, si bien contarán con los elementos de actuación específicos para el ámbito de la minería del carbón. Así, el ITJ, seguirá implementando el Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el periodo 2019-2027.

En este ámbito, el Instituto para la Transición Justa será responsable de la implementación de la Estrategia Española de Transición Justa. Para ello, desarrollará y ejecutará cuantas medidas se dirijan a promover el desarrollo económico alternativo de los territorios afectados por la transición hacia una economía más ecológica, baja en carbono, incluyendo, entre otros territorios, aquellos que se vean o se hayan visto afectados por la reconversión de la minería.

Además, el ITJ impulsará, trabajando de forma coordinada con otros organismos competentes, el diseño de políticas industriales, de investigación y desarrollo, de promoción de actividad económica, y de empleo y formación profesional con el fin de asegurar que el tránsito hacia un nuevo escenario productivo sea justo y socialmente beneficioso para todos.

---

### 6.4. PLANES DE TRANSICIÓN EN ESPAÑA

---

#### 6.4.1. Plan de Cierre del Reino de España para la minería del carbón no competitiva en el marco de la Decisión 2010/787/UE

La Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, que estableció el 31 de diciembre de 2018 (artículo 3.1.a) como fecha límite para el cierre de las explotaciones mineras no competitivas, de acuerdo con un plan de cierre autorizado por la Comisión Europea ha limitado hasta 2018 la posibilidad de que los Estados Miembros concedan ayudas para cubrir costes relacionados con el carbón autóctono destinado a la producción de electricidad.

Asimismo, en el artículo 4 de la referida Decisión 2010/787/UE se contemplaron las ayudas para cubrir determinadas categorías de costes no relacionados con la producción corriente y vinculados al cierre de las minas, que se denominan costes excepcionales: el pago de pensiones o indemnizaciones ajenas al sistema legal, las obras adicionales de seguridad en el interior de las minas, el coste de prestaciones sociales derivadas de la jubilación de trabajadores, la rehabilitación de antiguas zonas de extracción, etc... De este modo, conforme al artículo 4 de la decisión, todas las ayudas que se concediesen para cubrir esos costes excepcionales serían consideradas compatibles con el mercado interior. Esas actuaciones serán aplicables durante el periodo de vigencia de la norma que expirará el 31 de diciembre de 2027.

El Plan de Cierre del Reino de España contempla las líneas de ayudas previstas para las empresas del sector según lo establecido en la Decisión 2010/787/UE. Dicho Plan de cierre fue aprobado por Decisión de la Comisión Europea de 27 de mayo de 2016, C (2016) 3029 final, "Ayuda Estatal SA 34332 (2012/NN) – España – Ayudas destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón en España".

#### 6.4.2. Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el período 2013-2018

A nivel nacional, el Marco de Actuación para la minería del carbón y las comarcas mineras en el periodo 2013-2018, fue firmado por la Administración, los Sindicatos y la Patronal de las empresas mineras (CARBU-NIÓN) con fecha 1 de octubre de 2013 y constituye la base de las políticas públicas de reordenación del sector de la minería del carbón y de promoción de una economía alternativa en las zonas mineras, de acuerdo con el marco normativo europeo establecido por la Decisión 2010/787/UE del Consejo, de 10 de diciembre de 2010, relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas no competitivas.

Entre las distintas ayudas aprobadas durante 2020 en este Marco, cabe destacar la suscripción de 89 convenios con las comunidades autónomas de Castilla y León, Castilla la Mancha, Aragón y el Principado de Astu-

rias para la financiación de infraestructuras municipales, por importe de 117 M€, de los cuales el ITJ financia el 75%, siendo el 25% restante aportado por las CCAA.

### **6.4.3. Acuerdo Marco para una Transición Justa de la Minería del Carbón y Desarrollo Sostenible de las Comarcas Mineras para el periodo 2019-2027**

Este Acuerdo, firmado por el Ministerio para la Transición Ecológica, los Sindicatos y la Patronal, establece las bases de las medidas necesarias para una transición justa de la minería del carbón y las comarcas mineras a partir del 31 de diciembre del 2018 teniendo en cuenta la situación del sector y la finalización de las ayudas destinadas a cubrir las pérdidas de las explotaciones mineras, de acuerdo con las exigencias de la normativa europea, para el periodo 2019-2027. Este Acuerdo incluye las medidas de acompañamiento de las últimas instalaciones de carbón incluidas en el Plan de Cierre a partir de dicha fecha.

Igualmente, pretende promover acciones que colaboren a la reactivación de las comarcas mineras, así como a la mejora del medio ambiente, mediante nuevas actuaciones coherentes con el actual proceso de transición energética.

En 2018, la producción del carbón se localizaba en áreas de las Comunidades Autónomas de Aragón, Castilla y León, y Principado de Asturias, áreas que todavía mantienen un alto nivel de dependencia económica de la industria minera del carbón, a pesar de los importantes esfuerzos realizados por los últimos Planes del Carbón y el Marco de Actuación 2013-2018 para incentivar actividades alternativas en las comarcas mineras.

Se considera que la difícil reinserción laboral en las comarcas mineras y la coyuntura económica de las empresas privadas de la minería de carbón que cierran sus explotaciones, hacen necesario ampliar el número de destinatarios de las ayudas previstas con este fin en el Real Decreto 676/2014, de 1 de agosto, por el que se establece el régimen de ayudas por costes laborales destinadas a cubrir costes excepcionales vinculados a planes de cierre de unidades de producción de las empresas mineras del carbón, mediante una flexibilización de los requisitos exigidos para el acceso a estas ayudas. Se trata de ayudar a las empresas mineras, soportando el coste de la reducción de las plantillas propias, de modo que se posibilite a los trabajadores acceder a unas ayudas por jubilación, a las que, de otra forma, no podrían accederse.

Se trata, en definitiva, de abordar el impacto social y regional que conllevan esos procesos de cierre apoyando a las empresas, extendiendo el ámbito de las medidas sociales amparadas por el artículo 4 de la referida Decisión 2010/787/UE, a la vez que se mantienen, asimismo, las medidas dirigidas a impulsar económicamente a las comarcas mineras e incentivar el empleo en los municipios mineros afectados.

También, en el ámbito de las medidas destinadas a un desarrollo sostenible de las comarcas mineras, se prorroga la vigencia de las ayudas establecidas por el Real Decreto 675/2014, de 1 de agosto, por el que se

---

## 6. Transición justa en el sector del carbón

---

establecen las bases reguladoras de ayudas para el impulso económico de las comarcas mineras del carbón, mediante el desarrollo de proyectos de infraestructuras y proyectos de restauración de zonas degradadas a causa de la actividad minera, extendiéndose la fecha límite para el reconocimiento de las ayudas hasta finales 2023.

Con estos objetivos el Acuerdo Marco para una Transición Justa mantiene como líneas de subvención, las ayudas de *carácter social* (prejubilaciones y bajas indemnizadas) modificando su régimen regulatorio; las ayudas de *carácter ambiental* (ayudas destinadas a financiar el cierre y restauración del espacio natural afectado) ampliando su ámbito de vigencia; y las ayudas que favorecen el *impulso económico y reactivación* de las comarcas mineras. Entre éstas cabe destacar las ayudas en régimen de concurrencia competitiva tanto a *proyectos empresariales* generadores de empleo como a *pequeños proyectos de inversión (o de minimis)*, y las *ayudas en régimen de concesión directa* que tienen por objeto el desarrollo alternativo de dichas comarcas mediante la financiación de infraestructuras municipales, cuyos beneficiarios son las Comunidades Autónomas y Entidades Locales. Respecto de estas últimas se prorroga la vigencia de los convenios marco de colaboración a fin de que puedan llevarse a cabo la mayor parte de las actuaciones previstas.

Junto con lo anterior convive el “Plan de Acción Urgente” enlazado con la Estrategia de Transición Justa que incluye la elaboración de los “Convenios de Transición Justa” para las comarcas afectadas por el cierre de las minas de carbón, al que se aludió anteriormente, con el objetivo de crear y fijar empleo a medio y largo plazo.

Se adoptan, además, otras medidas adicionales a favor de los trabajadores excedentes, tales como la Bolsa de Trabajo del ITJ, a fin de facilitar el acceso a cursos formativos y de orientación que favorezcan la reinserción laboral. Dicha Bolsa está operativa desde finales de marzo de 2019.

El Real Decreto-ley 25/2018, de 21 de diciembre, de medidas urgentes para una transición justa de la minería del carbón y el desarrollo sostenible de las comarcas mineras, posibilita el desarrollo de estas líneas de actuación, extendiendo los periodos de vigencia si es necesario.

En el ámbito de las ayudas a empresas, se aprueban:

- La Orden TED/1294/2020, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a proyectos empresariales generadores de empleo, que promuevan el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el periodo 2020-2023.
- La Orden TED/1293/2020, de 29 de diciembre, por la que se aprueban las bases reguladoras para la concesión de ayudas dirigidas a pequeños proyectos de inversión que generen o mantengan el empleo, promoviendo el desarrollo alternativo de las zonas mineras, para el periodo 2020-2023.

---

## **7. SECTOR DEL GAS NATURAL**

---



### **7.1. INTRODUCCIÓN**

---

Se incluye en este apartado una descripción del sector del gas natural en España, tanto desde el punto de vista de la demanda como de la oferta y la producción nacional, así como una descripción de los mercados mayorista y minorista, incluyendo un informe sobre el nivel de precios.

El apartado recoge también una somera descripción de las infraestructuras del sistema.

### **7.2. PRODUCCIÓN INTERIOR Y ALMACENAMIENTOS SUBTERRÁNEOS**

---

Durante el año 2020 continuó la tendencia decreciente de los últimos años donde, tras un periodo de interés sostenido en los años 2011 a 2015, la actividad en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos se ha reducido notablemente. Por una parte, el compromiso con la descarbonización de la economía asumido por España y su sociedad, así como las políticas de transición energética asociadas impulsan la búsqueda de otras alternativas energéticas que sustituyan a los combustibles fósiles, en particular a los hidrocarburos; asimismo, la continuidad del escenario desfavorable de precios del crudo, tendencia a la que contribuyó la incidencia durante 2020 de la COVID 19, ocasionó un escenario de precios de hidrocarburos anormalmente bajos que de por sí dificultaban la ejecución de proyectos que en otro contexto económico hubieran resultado viables.

Por su carácter común a los sectores de gas natural y productos petrolíferos, la información referente a permisos de investigación y concesiones de explotación de hidrocarburos se ha unificado en un apartado común en el capítulo 8.

En lo relativo a producción interior de gas natural, durante el año 2020 en las concesiones de explotación existentes se extrajeron 539 GWh de gas natural, equivalentes a 46 millones de m<sup>3</sup>, cifra un 64 % inferior a la del ejercicio anterior. Como en el caso del crudo, al ser muy reducida tanto la producción como el número de campos de gas, cualquier modificación en su operación da lugar a cambios notables en el volumen de producción final. El descenso tan acusado de la producción total se debe principalmente al descenso de la producción en «Viura», que aporta la mayor parte de la producción de gas natural procedente de yacimientos, debido fundamentalmente al peor comportamiento del pozo productor. En la tabla 7.1 se puede encontrar detalle de las producciones.



## 7. Sector del gas natural

**TABLA 7.1. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE GAS NATURAL CORRESPONDIENTE AL AÑO 2020**

CAMPO PRODUCTOR	UBICACIÓN	2020				2019	
		TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm³(n)	% DEL TOTAL	VAR 20/19	TOTAL PRODUCCIÓN GWh	TOTAL PRODUCCIÓN Mm³(n)
El Romeral	Sevilla	19	2	4%	-22%	24	2
Marismas	Huelva y Sevilla	-	-	-	-	-	-
Poseidón	Golfo de Cádiz	52	5	10%	14%	45	4
Viura	La Rioja	468	41	87%	-67%	1.432	128
<b>TOTAL</b>		<b>539</b>	<b>48</b>	<b>100%</b>	<b>-64%</b>	<b>1.502</b>	<b>134</b>

FUENTE: MITERD.

De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos, la utilización de estructuras subterráneas para el almacenamiento de gas natural requiere el otorgamiento de una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.

La tabla 7.2 refleja las concesiones de almacenamiento subterráneo vigentes en la actualidad, todas ellas con la finalidad de almacenar gas natural para el sistema gasista, cuyas instalaciones pertenecen a la red básica y funcionan bajo un régimen de acceso de terceros regulado.

**TABLA 7.2. CONCESIONES DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2020**

TITULAR	CONCESIÓN	BOE	SUPERFICIE (ha)	VIGENCIA	UBICACIÓN
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	SERRABLO	B.O.E. (04/07/2007) (por Ley 12/2007)	11.124,96	04/07/2007 03/07/2037	Huesca
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	6.519,00	12/09/2007 11/09/2037	Guadalajara
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	GAVIOTA	B.O.E. (29/12/2007)	4.229,00	30/12/2007 29/12/2037	Frente costas Vizcaya
NATURGY ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA S.A.	MARISMAS	B.O.E. (03/08/2011)	18.501,44	04/08/2011 03/08/2041	Sevilla y Huelva

FUENTE: MITERD.

En lo que respecta a las instalaciones del almacenamiento subterráneo «Castor», el Consejo de Ministros, en su reunión de 31 de octubre de 2019, adoptó el acuerdo por el que se ponía término a su hibernación, acordando su desmantelamiento y el sellado y abandono definitivo de los pozos<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> Boletín Oficial del Estado» núm. 269 de 8 de noviembre de 2019.

El 30 de julio de 2020 se publicó el anuncio de la Subdelegación del Gobierno en Castellón, Dependencia del Área de Industria y Energía, por el que se somete a información pública la documentación en referencia a la autorización administrativa para los trabajos de sellado y abandono definitivo de los pozos del almacenamiento subterráneo de gas natural "Castor", así como el estudio de impacto ambiental asociado, autorización administrativa cuyo expediente se encuentra en tramitación por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

---

### 7.3. MERCADO MAYORISTA

---

Al igual que en el resto de mercados europeos, el mercado mayorista español se caracteriza por la coexistencia de las transacciones en el mercado OTC (Over The Counter), típicamente bilaterales, con las transacciones en mercados organizados.

A continuación, se detallará el papel de las empresas comercializadoras de gas en el mercado mayorista, para posteriormente entrar en mayor detalle en el mercado organizado y sus plataformas, el mercado OTC y la evolución de los precios de los distintos productos del mercado en 2020.

#### Comercializadores de gas

Los comercializadores de gas son las sociedades mercantiles que, accediendo a las instalaciones de terceros en los términos establecidos en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y sus normas de desarrollo, adquieren de terceros el gas natural para su venta a consumidores finales o a otros comercializadores en condiciones libremente pactadas.

El listado completo de las empresas que pueden ejercer la actividad de comercialización de gas natural se encuentra publicado en la página web de la CNMC<sup>2</sup>, distinguiendo aquellas que sólo operan en el mercado mayorista.

A 31 de diciembre de 2020, el número de comercializadores registrados ascendía a 246, lo que supone un incremento neto de 48 comercializadores respecto al año anterior. Se produjeron 51 altas, 3 bajas y ninguna inhabilitación.

A finales de 2020 el número de empresas comercializadoras activas - considerando como tales las que al menos disponen de al menos un contrato de acceso y/o de balance en el sistema gasista - ascendía a 174, frente a las 143 del año anterior.

---

<sup>2</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-gas#listados>

Durante el año 2020, las comercializadoras de último recurso han sido:

- Energía XXI Comercializadora de Referencia, S.L.
- Curenergía Comercialización de último recurso, S.A.U.
- Baser Comercializadora de Referencia, S.A.
- Comercializadora Regulada Gas & Power, S.A

El mercado mayorista de gas en España está integrado por las operaciones de compra-venta de gas natural realizadas entre los comercializadores dentro del sistema español. Las cuotas de mercado de aprovisionamiento se correlacionan en gran medida con las cuotas de venta a consumidores finales, por lo que el mercado mayorista se utiliza principalmente como herramienta para gestionar las existencias de GNL y el balance de gas de los agentes<sup>3</sup>, o para adaptarse a las variaciones de demanda.

No obstante, a este mercado se van incorporando empresas que únicamente operan en el mercado mayorista, *traders*, sin realizar ventas a consumidores finales. Igualmente operan comercializadores que centran su actividad solamente en la venta de gas a consumidores finales y realizan las compras directamente en el mercado mayorista español sin realizar importaciones.

### Mercados Organizados

La Ley 8/2015, de 21 de mayo, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, estableciendo las bases para la creación de un mercado organizado de gas natural donde realizar transacciones de compra y venta con entrega en el Punto Virtual de Balance (PVB). Se trata de un mercado con entrega física de gas y plazos de entrega inicialmente no superiores al último día del mes siguiente y que se constituyó como Plataforma de Comercio conforme al artículo 10º del Reglamento (UE) de la Comisión N.º 312/2014, de 26 de marzo de 2014, por el que se establece un código de red sobre el balance de gas en las redes de transporte.

Asimismo, de acuerdo con lo establecido en el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, por el que se regula el mercado organizado de gas y el acceso de terceros a las instalaciones natural, la sociedad MIBGAS, S.A., como operador del mercado, tendrá las siguientes funciones:

La sociedad MIBGAS, S.A. es el operador del mercado con las siguientes funciones:

- Formalizar la admisión de los agentes.
- Gestionar las garantías de participación en el mercado.
- Definir los productos sujetos a negociación.
- Gestionar las ofertas de venta y de compra, efectuando la casación de las mismas, calculando los precios resultantes de las casaciones.

---

<sup>3</sup> Agente: cualquier empresa que opera en el mercado.

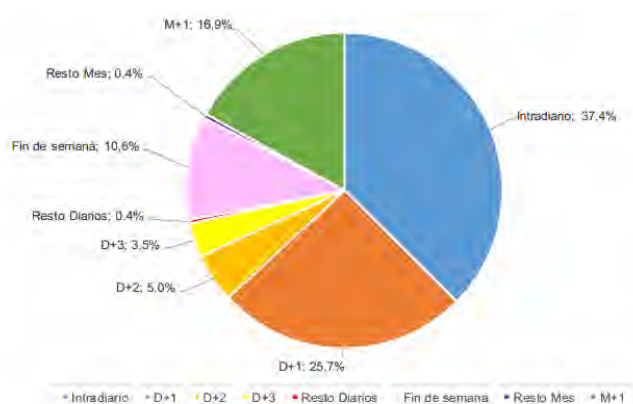
- Publicar diariamente los precios y volúmenes negociados para cada producto, así como los precios de referencia que se determinen.
- Realizar las liquidaciones de los cobros y pagos, actuando como contraparte.
- Comunicar a cada Gestor Técnico la información asociada a las transacciones realizadas.
- Enviar a la plataforma de ACER la información requerida por el Reglamento (UE) N° 1227/2011 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2011, sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (REMIT).

El Mercado Organizado de Gas (MOG), que comenzó a operar en el mes de diciembre de 2015, dispone de una plataforma donde se pueden negociar los productos de entrega de gas en el PVB y en otros puntos del Sistema Gasista (plantas de GNL) para distintos horizontes temporales. Todos los comercializadores y consumidores directos de gas pueden vender o comprar gas mediante estos productos en función de sus compromisos y necesidades, así como distribuidores y transportistas que podrán adquirir en el mercado el gas de operación. Asimismo, y conforme al código de red de balance, el gestor de la red de transporte participa en el MOG para comprar o vender el gas necesario para realizar sus acciones de balance y para comprar el gas de operación o gas talón necesario para las instalaciones.

En el año 2020 el número de agentes registrados en MIBGAS era de **142** (37 agentes más que el año anterior), con un volumen de transacciones de **39.780 GWh** frente a los **48.270 GWh** del año anterior, lo que supuso un descenso del **17,6%** del volumen de negociación y alrededor del **13,6%** de la demanda anual de gas.

Dentro de la plataforma MIBGAS, el producto intradiario (con entrega el mismo día de la negociación) fue el que registró mayores volúmenes de negociación con aproximadamente un **37,4%** del volumen total negociado, seguido del producto diario (D+1, un **25,7%**) y del producto mensual (M+1, un **16,9%**).

**FIGURA 7.1. VOLUMEN TOTAL NEGOCIADO EN MIBGAS POR PRODUCTO EN EL AÑO 2020**



**FUENTE:** CNMC. Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2020.

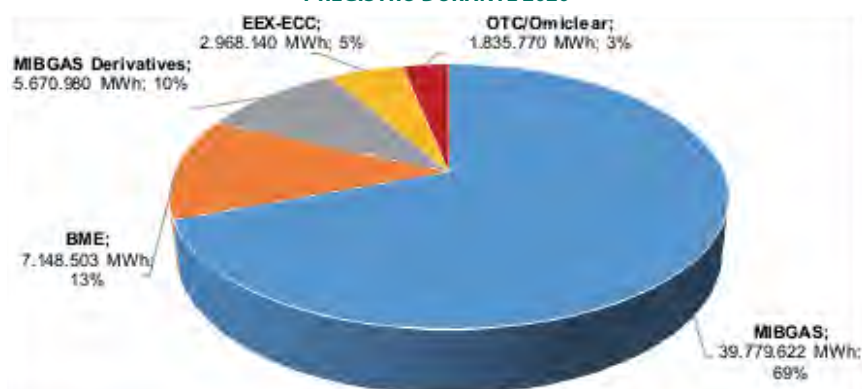
## 7. Sector del gas natural

El 24 de abril de 2018 comenzó a operar la plataforma MIBGAS *Derivatives*, con 43 agentes del MIBGAS registrados, para la negociación de productos de gas natural a plazo con entrega física en el PVB, registró un volumen negociado en el año 2020 de **5.484 GWh**, un **.28,1%** respecto a los valores de 2019.

Por su parte, **EEX**, European Energy Exchange, que había iniciado en junio de 2019 sus sesiones de negociación de productos con entrega en el PVB español, notificó en 2020 un volumen de transacciones de **2.968 GWh**.

En la figura 7.2 se visualiza todo el volumen negociado en las plataformas de negociación y registro durante 2020, incluyendo las plataformas de registro y compensación de **BME (7.149 GWh)** y **OMIP-Omiclear (1.836 GWh)**.

**FIGURA 7.2. EVOLUCIÓN DEL VOLUMEN NEGOCIADO DE LAS PLATAFORMAS DE NEGOCIACIÓN Y REGISTRO DURANTE 2020**



FUENTE: CNMC. Informe sobre el funcionamiento del mercado mayorista de gas en 2020.

### Mercado OTC

De acuerdo con los datos contenidos en el Boletín Informativo del mercado mayorista y aprovisionamiento de gas durante 2020 de la CNMC, además de las plataformas anteriores, los usuarios también pueden registrar operaciones OTC (operaciones fuera de mercado tanto intermedidadas como bilaterales) en la plataforma MS-ATR de Enagás-GTS. Esta plataforma permite a los usuarios registrar operaciones tanto en el PVB, como en el Tanque Virtual de Balance (TVB) y en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB).

El volumen total de transacciones bilaterales notificadas a la plataforma MS-ATR de ENAGAS ascendió en 2020 a un total de 750,28 TWh, incrementándose en un +4,5% respecto a 2019. Este valor incluye tanto la negociación en el PVB como en las plantas de GNL.

Desde abril de 2020 se implementó el nuevo modelo de tanque de GNL virtual (TVB), con el que se negocian todas las transacciones de las plantas en un único punto. Como consecuencia de este nuevo modelo, la negociación OTC de GNL ha aumentado en 2020 pese al descenso de las importaciones en dicho año.

El volumen negociado en los mercados organizados y en el mercado OTC (a través de agencias de intermediación) con entrega en el PVB fue de 190.011,8 GWh, lo que representó un aumento del 9,3 % con respecto al año anterior.

### Precios de los productos de los mercados organizados

El 31 de marzo de 2020, se inició en MIBGAS Derivatives la negociación de productos spot (intradía y diario D+1) de GNL en el TVB, ejecutándose la primera transacción, con entrega el 1 de abril, por un volumen de 10 MWh a un precio de 7,5 €/MWh. En 2020, se negociaron a través de MIBGAS contratos diarios e intradiarios de GNL en TVB por un volumen de 178,7 GWh (lo que representó el 0,6% de la negociación de dichos contratos diarios e intradiarios con entrega en PVB en este mercado organizado). Asimismo, en 2020, se negociaron 1.172,8 GWh de contratos diarios de GNL en TVB a través de agencias de intermediación.

El 30 de septiembre de 2020, MIBGAS Derivatives inició la negociación de productos spot (intradía y diario D+1) con entrega en el Almacenamiento Virtual de Balance (AVB), ejecutándose la primera transacción, con entrega el 1 de octubre, por un volumen de 300 MWh, a un precio de 12,30 €/MWh. Desde el inicio de la negociación, y hasta el 31 de diciembre de 2020, se ejecutaron 6 transacciones, a través de MIBGAS Derivatives, de contratos diarios e intradiarios con entrega en AVB, por un volumen de 8.300 MWh.

En el año 2020 el precio medio del producto diario en MIBGAS fue de **10,25 €/MWh**, lo que supuso una caída de **5,13 €/MWh** respecto al precio promedio del año 2019. El producto diario mostró un comportamiento claramente distinto al que tuvo el año pasado, marcado por las circunstancias especiales sobrevenidas a causa de la pandemia, con una demanda mucho menor que en 2019. El precio del producto diario presentó una tendencia bajista la primera mitad del año, marcando un **mínimo histórico de 4,32 €/MWh** el 21 de mayo. A partir de verano comenzó la paulatina recuperación, alcanzando el 1 de septiembre los **11,65 €/MWh**, un 169,7% más con respecto al mínimo de mayo.

Esta tendencia alcista se mantuvo durante el último trimestre, finalizando el año con un máximo anual el 30 de diciembre, cuando se alcanzaron los 22,45 €/MWh. El precio medio mensual de este mes fue de 18,18 €/MWh, un 74,14% mayor que la media de diciembre de 2019.

### 7.4. MERCADO MINORISTA, PRECIOS Y COMPARACIÓN CON OTROS PAÍSES

---

#### 7.4.1. Situación del mercado minorista

Según los datos disponibles, contenidos en el Boletín trimestral de supervisión del mercado minorista de gas natural de España del cuarto trimestre del 2020, a finales de 2020 el número de clientes con suministro de gas natural había superado los 7.980.000, aumentando en unos 38.000 clientes respecto a 2019. Por grupos societarios, Naturgy tenía la mayor cuota en número de consumidores, con 3.824.976 consumidores (47,90%), seguido de Endesa con 1.560.394 (19,54%), Iberdrola con 1.103.436 (13,82%), EDP 904.104 (11,32%), Repsol con 209.357 (2,62%) y otros con 383.605 (4,8%). El número de clientes suministrados a precio libre era de 6.396.802, lo que suponía el 80,16 % del total de clientes de gas, mientras que los clientes suministrados a tarifa de último recurso eran 1.583.371, representando el 19,84 % del total de clientes. El grupo empresarial con mayor porcentaje de consumidores acogidos a la tarifa de último recurso era Naturgy, con un 32,7 % de sus clientes; por el contrario, en el resto de grupos empresariales el porcentaje de clientes acogidos a la tarifa de último recurso era inferior (14,9% en el caso de Endesa, el 6,2 % en el caso de Total y el 3,7% en el caso de Iberdrola).

Respecto a las cuotas determinadas por ventas (GWh), en el año 2020, los grupos societarios con mayores ventas fueron Naturgy (21,99%), seguido de Endesa (14,27%), Repsol (12,15%), Iberdrola (9,29%), Cepsa (6,15%) y Grupo Axpo (5,52%). El resto de comercializadores con una cuota inferior al 5%, sumaron en conjunto una cuota de mercado del 30,63% en términos de ventas.

Como hechos relevantes en el plano empresarial, cabe destacar la aparición del grupo Total en diciembre de 2020, que cuenta con los clientes adquiridos a EDP.

#### 7.4.2. Tarifa de último recurso de gas natural

La tarifa de último recurso (TUR) es el precio máximo que podrán cobrar los comercializadores designados como suministradores de último recurso, a los consumidores que, de acuerdo con la normativa vigente, tienen derecho a acogerse a la misma (artículo 93 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre)

La TUR es una tarifa a la que pueden acogerse los consumidores conectados a redes de gas natural con presiones inferiores a 4 bar y cuyos consumos sean inferiores o iguales a los 50.000 kWh anuales. Durante el año 2020 eran de aplicación dos tarifas:

- a. TUR.1, aplicable a los consumidores con consumo anual igual o inferior a 5.000 kWh anuales.
- b. TUR.2, aplicable a los consumidores con consumo superior a 5.000 kWh e inferior o igual a 50.000 kWh anuales.

De acuerdo a lo establecido en la Orden ITC/1660/2009, de 22 de junio, por la que se establece la metodología de cálculo de la tarifa de último recurso de gas natural, los términos fijos y variables de las tarifas

se actualizan en el momento en que se produzca alguna modificación en los términos fijos y variables de los peajes y cánones de acceso al sistema o en los coeficientes de mermas en vigor. Asimismo, el término variable se actualiza, con carácter trimestral, el día 1 de los meses de enero, abril, julio y octubre de cada año, siempre que el coste de la materia prima experimente una variación al alza o a la baja superior al 2 por ciento. Las revisiones se realizan mediante resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas

En 2020, la TUR se actualizó a la baja en las revisiones de enero y julio y octubre, principalmente por la caída del coste de la materia prima en los mercados internacionales como consecuencia de la pandemia. En la revisión de enero de 2020 el término variable de la TUR.1 disminuyó un 4,36% y el de la TUR.2 un 5,03%.

Excepcionalmente, y como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y la consiguiente declaración del estado de alarma, el Real Decreto-ley 8/2020, de 17 de marzo, de medidas urgentes extraordinarias para hacer frente al impacto económico y social del COVID-19, estableció en su artículo 4 que la tarifa de último recurso no se actualizaría salvo en caso de que la aplicación del sistema de determinación automática de precios máximos tuviera por efecto la fijación de nuevos precios inferiores a los vigentes a la entrada en vigor de este real decreto-ley. Esto tuvo como consecuencia que la TUR no se actualizase en abril de 2020 y se mantuvieran en vigor las tarifas aprobadas en enero de 2020.

Posteriormente, en la revisión de julio la TUR.1 y TUR.2 descendieron en un 6,16% y 7,15% respectivamente y, por último, en la revisión de octubre la TUR.1 se redujo un 3,47% y la TUR.2 un 5,97%.

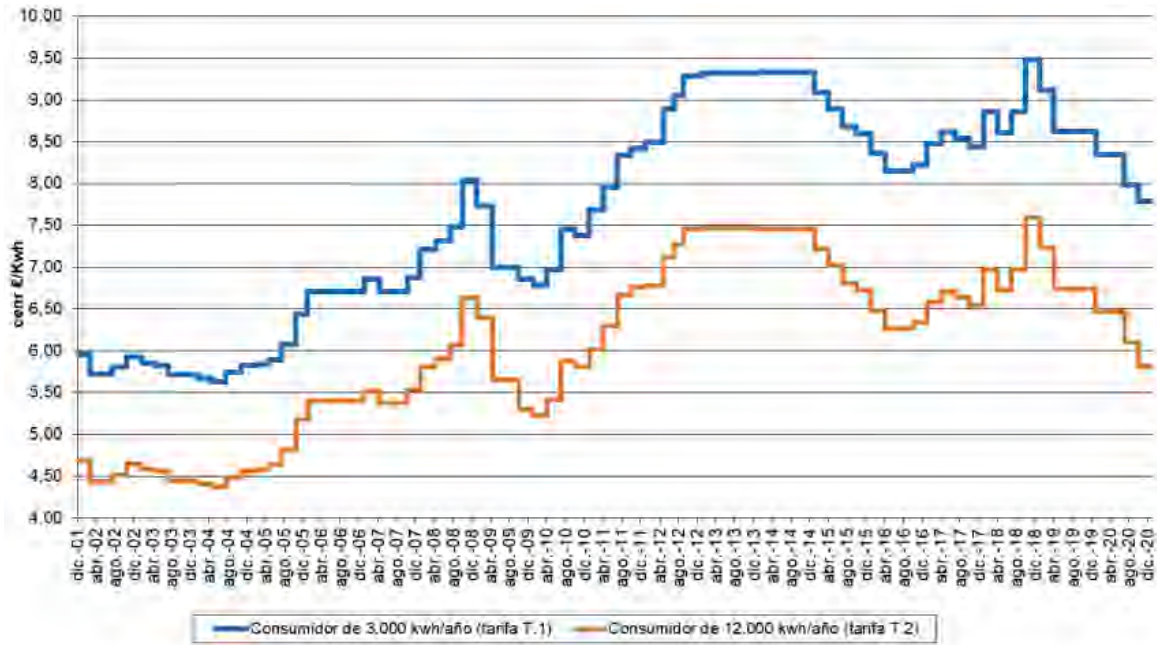
**TABLA 7.3. EVOLUCIÓN DE LOS VALORES DE LOS TÉRMINOS FIJO Y VARIABLE DE LAS TARIFAS DE ÚLTIMO RECURSO (TUR.1 Y TUR.2)**

	TUR 1			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-ene-19	4,27	-0,23%	5,590330	-5,04%
01-abr-19	4,27	0,00%	5,188812	-7,18%
01-jul-19	4,27	0,00%	5,188812	0,00%
01-oct-19	4,27	0,00%	5,188812	0,00%
01-ene-20	4,26	-0,23%	4,962444	-4,36%
01-abr-20	4,26	0,00%	4,962444	0,00%
01-jul-20	4,26	0,00%	4,656800	-6,16%
01-oct-20	4,26	-0,23%	4,656800	-3,47%
	TUR 2			
	T. Fijo		T. variable	
	T. Fijo (€/mes)	% variación	cts/kWh	%variación
01-ene-19	8,38	-0,71%	4,902930	-5,70%
01-abr-19	8,38	0,00%	4,501412	-8,19%
01-jul-19	8,38	0,00%	4,501412	0,00%
01-oct-19	8,38	0,00%	4,501412	0,00%
01-ene-20	8,35	-0,36%	4,275044	-5,03%
01-abr-20	8,35	0,00%	4,275044	0,00%
01-jul-20	8,35	0,00%	3,969400	-7,15%
01-oct-20	8,35	0,00%	3,732380	-5,97%

FUENTE: MITERD.



**FIGURA 7.3. EVOLUCIÓN FACTURA UNITARIA ANUAL EN CTS/KWH PARA CONSUMIDORES DE GAS NATURAL ACOGIDOS A TUR.1 Y TUR.2 (INCLUYE IMPUESTOS)**



FUENTE: MITERD.

### 7.4.3. Evolución de los precios. Comparación con otros países

Los precios medios del gas natural para clientes domésticos e industriales publicados por Eurostat semestralmente son calculados por el MITERD en base a los datos remitidos por las comercializadoras de gas natural.

En relación con otros países europeos, los precios medios sin impuestos del gas natural en el primer semestre de 2020 se situaron ligeramente por encima de la media europea en el caso del gas para usos industriales y en los puestos más altos en el caso del gas para usos domésticos.

**TABLA 7.4. PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES DOMÉSTICOS COMERCIALES (P≤4BAR). PRIMER SEMESTRE DE CADA AÑO**

Año	Nueva metodología. Bandas de Consumo Anual		
	D1 < 20 GJ/año (5.556 kWh/año)	D2 20 - 200 GJ /año (5.556 - 55.556 kWh/año)	D3 > 200 GJ/año (55.556 kWh/año)
2008	6,4118	5,2943	4,5068
2009	6,1305	4,9435	4,0776
2010	5,8444	4,5895	4,0809
2011	5,8118	4,56	4,0809
2012	7,36	5,6	4,9413
2013	7,2036	5,8176	5,4576
2014	7,6536	5,9832	5,1948
2015	7,3908	5,8104	5,0796
2016	6,8796	5,364	4,4064
2017	6,714	5,2776	4,464
2018	7,0092	5,2627	4,4278
2019	9,0443	5,8296	4,9561
2020	6,9779	5,3204	4,5488

FUENTE: MITERD.

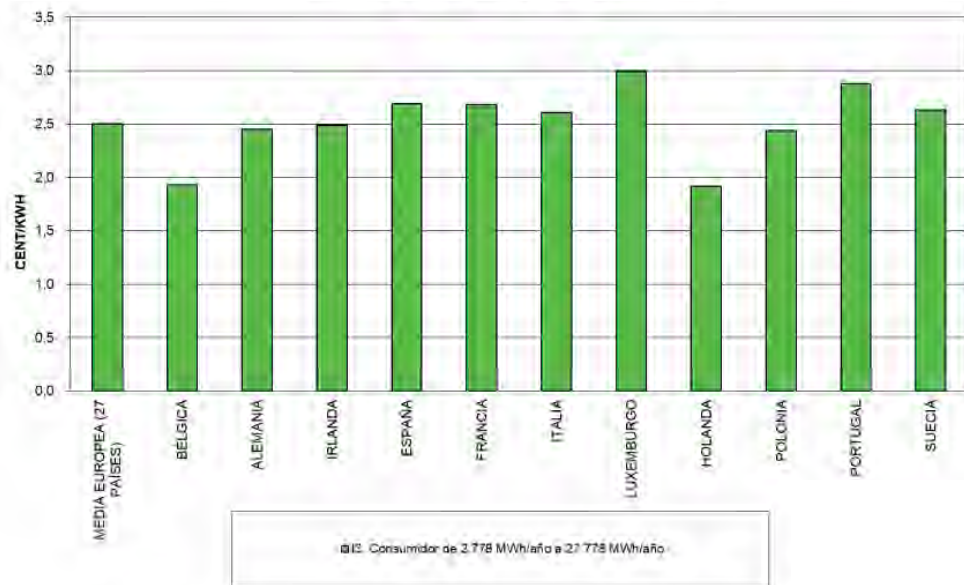
**TABLA 7.5. PRECIO MEDIO (IMPUESTOS NO INCLUIDOS) EN CTS/KWH PARA DIFERENTES CONSUMIDORES INDUSTRIALES A PRESIÓN SUPERIOR A 4 BAR**

Año	Nueva metodología. Bandas de consumo anual					
	I1 < 1.000 GJ/año (278 MWh/año)	I2 1.000 -10.000 GJ/año (278- 2.778 MWh/año)	I3 10.000 -100.000 GJ/ año (2,8- 27,8 GWh/año)	I4 100.000 -1.000.000 GJ/año (27,8- 277,8 GWh/ año)	I5 1.000.000 -4.000.000 GJ/ año (277,8- 1.111,1 GWh/ año)	I6 > 4.000.000 GJ/ año (> 1.111,1 GWh/año)
2008	3,557	3,1896	3,0015	2,8039	2,5605	2,4833
2009	4,4416	3,3764	2,9215	2,5175	2,3072	2,1021
2010	4,0321	3,4142	2,8416	2,4832	2,3243	2,0178
2011	3,7688	3,8725	3,1153	2,8383	2,6485	2,4504
2012	4,6845	4,6252	4,6252	3,3229	3,1419	3,62
2013	4,8204	4,7412	3,834	3,4308	3,24	3,222
2014	4,8996	4,5072	3,6828	3,3084	3,1644	3,1212
2015	4,8132	4,428	3,6504	3,1896	2,9952	2,8764
2016	4,2696	3,5748	2,7576	2,3904	2,0412	1,9548
2017	3,9060	3,6468	2,6744	2,3857	2,1564	2,1507
2018	3,6661	3,4895	2,8468	2,4146	2,3032	2,2863
2019	4,3616	3,7053	2,8926	2,5736	2,3402	2,4206
2020	3,7648	3,2490	2,6824	2,1922	1,9310	1,8031

Fuente: MITERD.

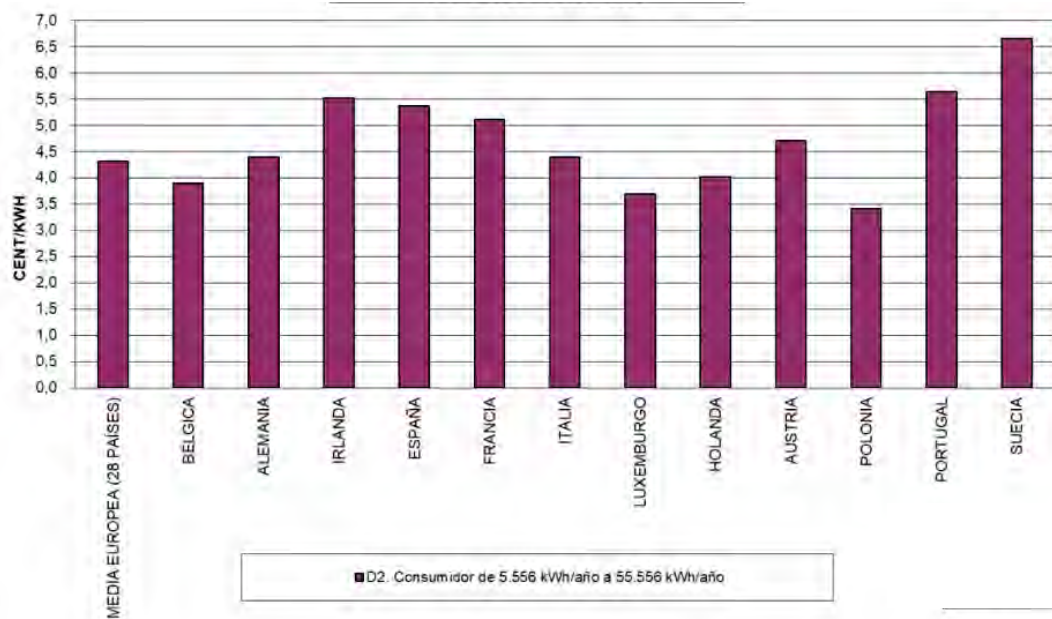
## 7. Sector del gas natural

FIGURA 7.4. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS INDUSTRIALES PRIMER SEMESTRE 2020



FUENTE: Eurostat.

FIGURA 7.5. PRECIO SIN IMPUESTOS DEL GAS NATURAL PARA USOS DOMÉSTICOS PRIMER SEMESTRE 2020



FUENTE: Eurostat.

### 7.4.4. Medidas de protección al consumidor de gas

En el año 2020, además del mantenimiento de la TUR aprobada en enero hasta julio de 2020 se adoptaron medidas de carácter extraordinario para mitigar el impacto de la crisis económica provocada por la pandemia en los consumidores de energía, en los suministros energéticos, destacando en particular las siguientes aprobadas en el Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19:

- La prohibición de la suspensión del suministro a los consumidores (personas físicas) en su vivienda habitual, salvo en el caso de que fuese necesaria la suspensión por motivos de seguridad.
- La flexibilización de los contratos de suministro de gas natural, para autónomos y empresas, permitiendo solicitar la suspensión temporal del suministro, sin ninguna penalización y la flexibilización.
- La posibilidad de solicitar el aplazamiento del pago de sus facturas, por parte de autónomos y pymes, para su posterior regularización en los 6 meses posteriores a la finalización del estado de alarma.
- Se amplía la tipología de consumidores vulnerables con derecho a percepción del bono social por parte de trabajadores autónomos que hayan cesado su actividad o hayan visto reducida su facturación como consecuencia del COVID-19 y se modifican.
- Suspensión de la lectura de contadores de gas que precisen de un desplazamiento al punto de suministro por no considerarse una actividad necesaria para garantizar la prestación del servicio esencial de suministro de gas natural.

Como consecuencia de estas medidas, los cortes de suministro de gas natural (17.766) se redujeron a la mitad en 2020, de acuerdo al Informe de supervisión de los mercados minoristas de gas y electricidad del año 2020, publicado en marzo de 2022.

---

## 7.5. TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

---

### 7.5.1. Estructura empresarial

#### *a. Empresas Transportistas*

Las empresas transportistas son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de regasificación de gas natural licuado, de transporte o de almacenamiento básico de gas natural.

Dentro de la red de gasoductos de transporte, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, distingue la red de transporte primario, constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño igual o superior a 60 bares y la red de transporte secundario de gas natural constituida por los gasoductos de presión máxima de diseño inferior a 60 bar y superior a 16 bar. Asimismo, dentro de los gasoductos de transporte primario se distinguen los gasoductos de la Red Troncal y los gasoductos de influencia local.

La Red Troncal está formada por aquellos gasoductos primarios interconectados esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, excluyendo los gasoductos de transporte primario utilizados fundamentalmente para el suministro local de gas natural. En todo caso se consideran incluidas las conexiones internacionales del sistema gasista español con otros sistemas, las conexiones con yacimientos de gas natural en el interior o con almacenamientos básicos, las conexiones con las plantas de regasificación, las estaciones de compresión y los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

La Ley 34/1998, de 7 de octubre, exige separación de propiedad de las instalaciones de la red troncal respecto a las empresas que realicen actividades de producción y suministro, debiendo los titulares de estas instalaciones obtener una certificación del cumplimiento de los requisitos de separación de actividades otorgada por la CNMC. Respecto al resto de las instalaciones de transporte – gasoductos primarios no troncales y gasoductos secundarios - la ley exige únicamente separación legal en relación con las empresas que realicen actividades de producción o suministro.

En el año 2020 operaban como transportistas en España 14 empresas, algunas de las cuales son también titulares de redes de distribución, ya que, conforme a lo dispuesto en el artículo 58.c de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, las empresas distribuidoras pueden construir, mantener y operar redes de transporte secundario.

En las Tablas 7.10, 7.11, y 7.12, del apartado 7.6, se encuentra el listado de las empresas transportistas que recibieron retribución en 2020 por las actividades de transporte, regasificación y almacenamiento.

### ***b. Empresas distribuidoras***

Son aquellas sociedades mercantiles autorizadas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones de distribución destinadas a transportar el gas hasta puntos de consumo con presión de suministro igual o inferior a 16 bar.

En relación a la separación de actividades, la Ley 34/1998, de 7 de octubre, exige a las empresas distribuidoras separación funcional en relación a las actividades de producción y suministro. Asimismo, el artículo 63.6, exige a las empresas distribuidoras que formen parte de un grupo de sociedades que desarrollen actividades reguladas y no reguladas que no creen confusión en su información y en la presentación e imagen de marcar respecto a la identidad propia de las filiales de su mismo grupo que realicen actividades de comercialización.”

En 2020 figuraban en el registro de empresas distribuidoras de gas natural un total de 20 empresas.

En la Tabla 7.14, del apartado 7.6, figura el listado de las empresas distribuidoras que percibieron retribución por su actividad en 2020.

### **c. Gestor Técnico del Sistema**

En los términos establecidos en la normativa es la sociedad responsable de la gestión técnica de la red básica y de transporte secundario, el objetivo de garantizar la continuidad y seguridad del suministro de gas natural y la correcta coordinación de todas las instalaciones del sistema: plantas de regasificación, almacenamientos subterráneos y redes de transporte y distribución. Este papel es ejercido por Enagás, S. A. en España.

El Gestor Técnico es además responsable de ejecutar las acciones de balance necesarias para mantener el sistema en equilibrio<sup>4</sup>; y de la adquisición del gas de operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento subterráneo básico.<sup>5</sup>

### **7.5.2. Redes de transporte y distribución de gas natural**

En este epígrafe se indican las inversiones y las puestas en servicio realizadas en 2020 en infraestructuras gasistas. Asimismo, se incluye información sobre la evolución de dichas infraestructuras y sobre la situación y aspectos más destacados referentes a los almacenamientos subterráneos.

Como muestra la figura 7.6, las inversiones materiales en la red de transporte y distribución de gas natural en el ejercicio 2020 ascendieron a 288 millones de euros lo que supone unos valores ligeramente inferiores a los del año anterior.

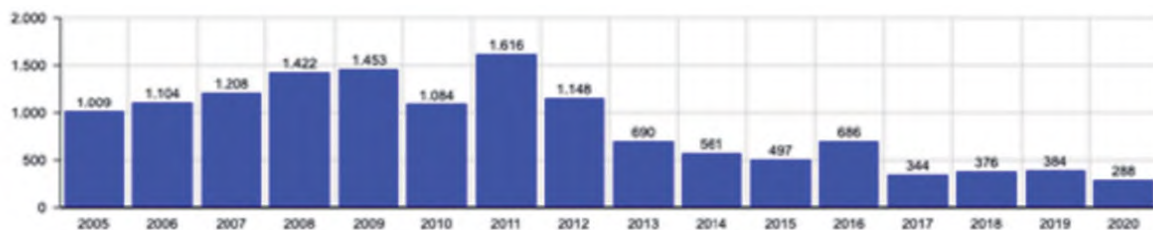
---

<sup>4</sup> Competencia otorgada por la Circular 2/2015, de 22 de julio, de la CNMC, por la que se establecen las normas de balance en la red de transporte del sistema gasista

<sup>5</sup> Artículo 7º de la Orden IET/2736/2015, de 17 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas para el año 2016.

## 7. Sector del gas natural

**FIGURA 7.6. INVERSIONES MATERIALES (MILLONES DE EUROS)**



FUENTE: SEDIGAS.

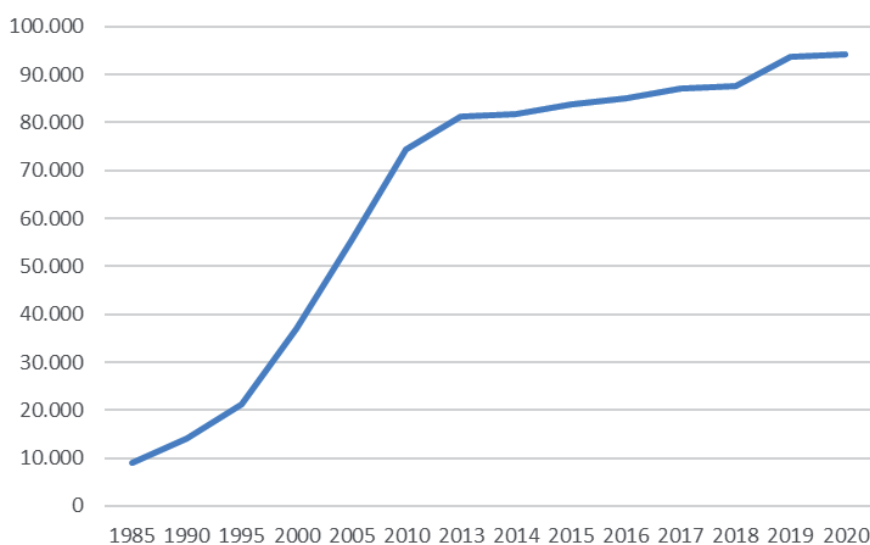
La longitud total de la red de transporte y distribución alcanzó los 94.344 km. De la cifra total 80.474 corresponden a la red de distribución y 13.857 a la de transporte. Su evolución histórica se encuentra recogida en la tabla 7.6 y figura 7.7.

**TABLA 7.6. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL (KM)**

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Km	8.932	13.965	21.162	37.022	55.295	74.273	81.188	81.806	83.830	85.108	87.070	87.700	93.689	94.344

FUENTE: SEDIGAS. Informe Anual 2020.

**FIGURA 7.7. EVOLUCIÓN DE LAS REDES DE GAS NATURAL (KM)**



FUENTE: SEDIGAS. Informe Anual 2020.

Durante el año 2020, en lo que respecta a infraestructuras gasistas sometidas a planificación vinculante, hay que destacar que no se han puesto en marcha nuevas infraestructuras de transporte y se han mantenido las mismas infraestructuras que el año anterior.

Respecto al número de municipios que disponen de gas natural, durante 2020 se incorporaron 6 nuevos municipios a la red de gas natural, que suma en la actualidad 1.811 municipios. En dicho ejercicio casi un 80% de la población vive en municipios con gas natural, aunque únicamente un 30% de las viviendas cuenta con suministro de gas natural. Al término de 2020 España superaba los 7,9 millones de puntos de suministro, gracias a la incorporación en ese año de más de 32.000 nuevos puntos de suministro. La tabla 7.7 muestra la evolución anual del número de puntos de suministro.

**TABLA 7.7. EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE PUNTOS DE SUMINISTRO (EN MILES)**

Año	1985	1990	1995	2000	2005	2010	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Puntos de suministro	1.513	1.939	2.775	4.203	6.041	7.196	7.473	7.556	7.618	7.708	7.809	7.890	7.935	7.967

FUENTE: SEDIGAS.

Por lo que se refiere a infraestructura gasista, a finales del año 2020 las principales infraestructuras gasistas integradas en la red básica de gas natural eran las siguientes:

- Plantas de regasificación: situadas en Barcelona, Huelva, Cartagena, Bilbao, Sagunto y Mugaros. En 2020 se mantuvo la capacidad de almacenamiento de GNL de 3.316.500 m<sup>3</sup> de GNL, así como la capacidad de regasificación de 6.862.800 m<sup>3</sup>(n)/h.

**TABLA 7.8. CAPACIDADES DE LAS PLANTAS DE REGASIFICACIÓN EN OPERACIÓN**

Planta de regasificación	Capacidad de almacenamiento m <sup>3</sup> (n) GNL	Capacidad de vaporización m <sup>3</sup> (n)/h	Nº de tanques	Capacidad carga cisternas (GWh/día)	Nº de atraques	Capacidad descarga buques m <sup>3</sup> (n) GNL
Barcelona (ENAGAS)	760.000	1.950.000	6	15	2	266.000
Huelva (ENAGAS)	619.500	1.350.000	5	15	1	175.000
Cartagena (ENAGAS)	587.000	1.350.000	5	15	1	266.000
Bilbao (BBG)	450.000	800.000	3	5	1	270.000
Sagunto (SAGUNTO)	600.000	1.000.000	4	11	1	266.000
Mugaros (REGANOSA)	300.000	412.800	2	11	1	266.000
<b>Total</b>	<b>3.316.500</b>	<b>6.862.800</b>	<b>25</b>	<b>71</b>	<b>8</b>	<b>Hasta 270.000</b>

FUENTE: ENAGAS GTS. Informe "El Sistema Gasista 2020".

Con la aplicación de la Circular 2/2020, de 9 de enero, por la que se establecen las normas de balance de gas natural, el 1 de abril de 2020 entró en vigor el Tanque Virtual de Balance, de forma que las existencias que los usuarios tienen en cada planta se unifican en un tanque único virtual. A partir de este momento, los usuarios continúan eligiendo dónde dirigir sus descargas, pero pueden comprar y vender GNL a cualquier usuario que opere en otra terminal española, sin ninguna limitación. Este hecho



facilita a los usuarios su gestión comercial y dota de mayor flexibilidad y liquidez al sistema de plantas de regasificación españolas, constituyendo un incentivo para la competencia.

Por su parte, la planta de ENAGAS TRANSPORTE, S.A. en el puerto de El Musel (Gijón) continuó hibernando, en aplicación de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

b. Red de gasoductos.

Ejes principales:

- Eje Central: Huelva-Córdoba-Madrid-Burgos-Cantabria-País Vasco (con el Huelva-Sevilla-Córdoba-Madrid duplicado).
- Eje Oriental: Barcelona-Valencia-Alicante-Murcia-Cartagena.
- Eje Occidental: Almendralejo-Cáceres-Salamanca-Zamora-León-Oviedo.
- Eje Occidental hispano-portugués: Córdoba-Badajoz-Portugal (Campo Maior-Leiria-Braga) -Tuy-Pontevedra-A Coruña-Oviedo.
- Eje del Ebro: Tivissa-Zaragoza-Logroño-Calahorra-Haro.
- Eje Transversal: Alcázar de San Juan-Villarrobledo-Albacete-Montesa.
- Conexión a Medgaz: Almería-Lorca-Chinchilla.
- Gasoducto a Baleares: Montesa-Denia-Ibiza-Mallorca.

c. Almacenamientos subterráneos.

- Gaviota (submarino).
- Serrablo.
- Yela.
- Marismas.

d. Conexiones internacionales.

- Conexión Norte con el sistema francés a través de Larrau e Irún, constituyendo el VIP Pirineos (*Virtual Interconnection Point*).
- Conexión con Portugal a través de Badajoz y Tuy, constituyendo el VIP Ibérico.
- Conexión con el norte de África:
  - Gasoducto Magreb-Europa, con entrada en la península Ibérica por Zahara de los Atunes (Cádiz), donde finalizan los dos tramos submarinos que cruzan el estrecho de Gibraltar.
  - Gasoducto Medgaz (Argelia-Almería).

TABLA 7.9. CAPACIDAD NOMINAL DE LAS CONEXIONES INTERNACIONALES (GWH/DÍA)

	Entrada	Salida
Portugal-España (VIP.PT.IBÉRICO)	80	144
Francia-España (VIP.FR.PIRINEOS)	225	225
Norte de África- España		
Tarifa	444	444
Almería	290	290

FUENTE: MITERD.

FIGURA 7.8. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS GASISTAS EN ESPAÑA



## 7.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS GASES CANALIZADOS

El artículo 91 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, determina que las actividades destinadas al suministro de combustibles gaseosos serán retribuidas económicamente en la forma dispuesta en la citada Ley con cargo a las tarifas de último recurso, los peajes, cánones y cargos y los precios abonados. Asimismo, el artículo 69 de la misma Ley, sobre derechos de los titulares de instalaciones de transporte de gas natural y de plantas de gas natural licuado, establece que estos tendrán derecho, entre otros, al reconocimiento de una retribución por el ejercicio de sus actividades dentro del sistema gasista en los términos establecidos en el capítulo VII, del título IV.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, (en adelante RDL 1/2019) de medidas urgentes para adecuar las competencias de la CNMC a las exigencias derivadas del derecho comunitario en relación a las Directivas

---

## 7. Sector del gas natural

---

2009/72/CE y 2009/73/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 13 de julio de 2009, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad y del gas natural, modificó la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia y la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, otorgó a la CNMC la función de establecer mediante circular:

- la metodología, los parámetros y la base de activos para la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado, conforme a las orientaciones de política energética que estableciese el MITERD.
- la estructura y la metodología necesaria para fijar los peajes de acceso a las instalaciones gasistas de las redes de transporte, distribución y plantas de gas natural licuado, previo trámite de audiencia y aplicando criterios de transparencia, objetividad, no discriminación y eficiencia económica.

El Gobierno, conforme con lo dispuesto en el artículo 59.98 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, mantiene las competencias para establecer la metodología para el cálculo de los cánones de los servicios básicos de acceso a los almacenamientos subterráneos, para el cálculo de la retribución de los almacenamientos subterráneos básicos, así como para el cálculo de los cargos.

El mismo RDL 1/2019, modificó el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, para introducir el concepto de cargo, definido como aquel coste regulado que no está asociado al uso de las instalaciones, entre los que se incluyen:

- Tasa de la CNMC y del MITERD.
- El coste diferencial del suministro de gas natural licuado o gas manufacturado y/o aire propanado distinto del gas natural en territorios insulares que no dispongan de conexión con la red de gasoductos o de instalaciones de regasificación, así como la retribución correspondiente al suministro a tarifa realizado por empresas distribuidoras, en estos territorios.
- Medidas de gestión de la demanda, en el caso en que así sean reconocidas reglamentariamente.
- Anualidad correspondiente a los desajustes temporales a la que se hace referencia en el artículo 61 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- En su caso, retribuciones reguladas al operador del mercado organizado de gas natural salvo en aquellos aspectos retributivos cuya aprobación se designe al regulador nacional mediante disposiciones aprobadas por la Comisión Europea.
- Cualquier otro coste atribuido expresamente por una norma con rango legal.

La disposición transitoria segunda del RDL 1/2019, determinó que las metodologías de retribución competencia de la CNMC serían de aplicación a partir del 1 de enero de 2021, una vez finalizase el período regulatorio actual, si bien la fijación de las cuantías de estas retribuciones pasaría a ser ejercida por la CNMC a partir del 1 de enero de 2020. Por su parte, la aprobación de los valores de los peajes competencia de la CNMC pasaría a ser ejercida por ésta una vez aprobase las metodologías para el cálculo de peajes, en todo caso no antes del 1 de enero de 2020, lo cual sucedió el 1 de octubre de 2020.

Mediante el Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se aprobaron las metodologías de cálculo de los cargos del sistema gasista, de las retribuciones reguladas de los almacenamientos subterráneos básicos y de los cánones aplicados por su uso, competencia del Gobierno. Cargos, retribuciones y cánones de acceso pasan a ser calculados por año de gas (que comprende del 1 de octubre al 30 de septiembre del año siguiente), al igual que los peajes y retribuciones competencia de la CNMC. En el cálculo de los cánones de los almacenamientos subterráneos se aplica el principio de suficiencia por actividad, es decir los cánones han de ser suficientes para sostener exclusivamente las retribuciones de los almacenamientos y deja de aplicarse la suficiencia global, que podía encubrir subvenciones cruzadas de unas actividades a otras.

Por simplicidad, los cargos unitarios se aplicarán solo en los puntos de salida y en los cargaderos de las plantas de regasificación, quedando exento el biogás o cualquier gas renovable inyectado en red, así como el gas destinado a clientes fuera el sistema gasista español. Temporalmente se exime también del pago de cargos al gas natural o gas natural licuado usado como carburante terrestre o marítimo.

Por simplicidad, los cargos unitarios se aplicarán solo en los puntos de salida y en los cargaderos de las plantas de regasificación, quedando exento el biogás o cualquier gas renovable inyectado en red, así como el gas destinado a clientes fuera el sistema gasista español. Asimismo, en la Disposición Transitoria octava del citado Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre, se estableció que en el periodo regulatorio que comienza el 1 de enero de 2021, el gas natural usado como carburante y suministrado desde instalaciones destinadas exclusivamente a este fin, así como el gas natural licuado usado también como carburante terrestre o marítimo, quedarán exentos de la aplicación de los cargos.

En relación con la retribución de los almacenamientos subterráneos, ésta se compone de retribución a la inversión, por operación y mantenimiento y por extensión de vida útil. A estos conceptos se les añade una retribución adicional por mejora de la productividad, calculada como porcentaje del ahorro conseguido en los costes de operación y mantenimiento fijos respecto al valor promedio de los tres últimos años del periodo regulatorio anterior. Se introdujo como novedad la posibilidad de que el titular genere ingresos conexos procedentes de activos adscritos a la actividad, como pueden ser los derivados de la venta de electricidad, frío o calor...etc. De estos ingresos, un porcentaje se descontará de las retribuciones reguladas, quedando el resto en manos del titular como incentivo.

Asimismo, el citado Real Decreto 1184/2020, de 29 de diciembre introduce también por primera vez la posibilidad de que ciertos costes de operación y mantenimiento no recurrentes, que contablemente hayan sido

activados por el titular de la instalación, se puedan tratar como inversión, con una amortización de dos años. El real decreto incluye además la obligación de crear un censo de instalaciones y enumera los criterios de admisibilidad de costes. Por último, se pone fin al concepto de Retribución por Continuidad de Suministro (RCS) que desaparecerá progresivamente a lo largo del periodo regulatorio, aplicándose unos coeficientes reductores a lo largo del periodo regulatorio, que comienzan con 0,95 en el primer año de gas y terminan en 0,2 en el último. En el año 2020 la retribución por este concepto ascendió a **5.607.005,51 €**, según la revisión por continuidad de suministro del año 2020 establecida en la Orden TED/1286/2020, lo cual supuso el reconocimiento de una diferencia de 30.356,33€ respecto al RCS 2020 estipulado en la Orden previa, TEC/1259/2019.

Las metodologías del resto de retribuciones reguladas del sistema gasista, que son competencia de la CNMC, se aprobaron mediante una serie de circulares: la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, que estableció la metodología para calcular la retribución de las instalaciones de transporte y de las plantas de gas natural licuado, la Circular 1/2020, 9 de enero, que publica la metodología de la retribución del Gestor Técnico del Sistema Gasista, la Circular 4/2020, 31 de marzo, por la que se determina la metodología de retribución de la actividad de distribución y, por último, la Circular 8/2020, de 2 de diciembre, por la que se fijaron los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

La retribución a la distribución incluye una retribución base en función de la cifra de clientes y ventas de la distribuidora, una retribución transitoria que recoge un ajuste retributivo y un incentivo para la reducción de mermas. El ajuste retributivo se cuantificó en la resolución de 17 de diciembre de 2020 en **239.039.348 €** y se irá aplicando progresivamente a lo largo del periodo regulatorio 2021-2026. La retribución al transporte y a la regasificación incluyó a su vez la desaparición progresiva del concepto de RCS, mediante la aplicación de coeficientes correctores todos los años. En el año 2020 este concepto suponía **250.659.339,13 €** para la actividad de transporte y **88.006.725,26 €** para la actividad de regasificación.

Posteriormente, el 22 de julio la CNMC aprobó la Circular 6/2020, por la que se establece la metodología para el cálculo de los peajes de transporte, redes locales y regasificación de gas natural, que fue seguida por la Resolución de 22 de septiembre de 2020, por la que se publicaron los peajes en vigor para el año de gas de octubre de 2020 a septiembre de 2021.

El valor concreto de la retribución del Gestor Técnico del Sistema del año 2021 así como la cuota para su financiación se aprobaron mediante la Resolución de 17 de diciembre de 2020. Posteriormente, mediante la resolución de la Comisión de 11 de febrero de 2021 se aprobó la retribución para el año de gas 2021 (de 1 de enero a 30 de septiembre de 2021) de las actividades de transporte, distribución y plantas de GNL.

### 7.6.1. Bono Social Térmico

El Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre (en adelante, RDL 15/2018), de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, en sus artículos 5 a 11, disposición adicional novena y anexo I creó la figura del Bono Social Térmico (en adelante BST), con cargo a los Presupuestos Generales del Estado y destinado a que los hogares más vulnerables puedan hacer frente a los gastos de calefacción, agua caliente y cocina.

Serán beneficiarios del BST los beneficiarios del bono social eléctrico a 31 de diciembre del año anterior, así como aquellos que antes de dicha fecha hubiesen presentado la solicitud completa y ésta se hubiera resuelto favorablemente. La cantidad consignada se repartirá entre los beneficiarios en forma de pago único en función del grado de vulnerabilidad y la zona climática en la que se localice la vivienda.

En 2020 se asignó una partida presupuestaria de 90 millones de euros al MITERD para financiar el BST. Los beneficiarios del BST son aquellos que se beneficiaron del Bono Social Eléctrico a 31 de diciembre de 2019, así como aquellos que antes de dicha fecha hubiesen presentado la solicitud completa y si finalmente se resolvió favorablemente. Con arreglo a lo establecido en el artículo 10 del RDL 15/2018, corresponde a las Comunidades Autónomas (CCAA) y a las Ciudades con Estatuto de Autonomía (CEA) la gestión y el pago de las ayudas. Con este fin, el Ministerio calcula la distribución territorial del presupuesto disponible en el ejercicio para este fin y transfiere los importes a las administraciones competentes para su pago, junto con la información de los beneficiarios y los importes que les corresponden. La cuantía de la ayuda se calculó de forma análoga a la descrita para la gestión del BST de 2019. En 2020, el número de beneficiarios de BST ascendió a 1.270.897, un 16,4% más que en 2019.

En julio de 2019 el Gobierno Vasco interpuso un recurso de inconstitucionalidad en relación con los artículos 9, 10 y 11, disposición adicional novena, disposición final tercera y anexo 1 del RDL 15/2018, que fue estimado parcialmente por el Tribunal Constitucional en septiembre de 2020, declarando nula parte de la redacción de los artículos 9, 10 y 11, así como la disposición adicional novena y la disposición final tercera del RDL 15/2018. Este recurso ha afectado a la gestión del BST a partir del año 2021.

### 7.6.2. Retribuciones de las actividades reguladas del sistema gasista

Los valores concretos de las retribuciones reguladas de las actividades de transporte, distribución y plantas de regasificación correspondientes al año 2020 se aprobaron mediante la Resolución de la CNMC de 18 de diciembre de 2019, mientras que el MITERD a través de la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre, aprobó la retribución de la actividad de almacenamiento subterráneo básico y los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

La orden aplicó las fórmulas retributivas establecidas en los anexos X y XI de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia, ya que las metodologías publicadas en las circulares aprobadas en el año 2020 entraron en vigor el 1 de enero de 2021.

La Ley impuso la obligación de incrementar los peajes cuando el déficit anual superase el 10% de los ingresos liquidables del ejercicio o cuando este déficit anual más las anualidades de ejercicios precedentes superen el 15% de los ingresos y estableció periodos regulatorios de seis años, con la posibilidad de ajustes cada tres años de ciertos parámetros retributivos del sistema, tales como las retribuciones unitarias aplicadas a clientes y ventas, los costes de operación y mantenimiento o los factores de mejora de productividad, en caso de que se produzcan variaciones significativas de las partidas de ingresos y costes.

Por último, la Ley unificó las metodologías de cálculo de las retribuciones de las actividades de transporte primario, regasificación y almacenamiento subterráneo, que en los tres casos pasa a incluir dos componentes: retribución a la disponibilidad (RD) y retribución por continuidad de suministro (RCS).

El término RD se compone a su vez de dos términos: retribución a la inversión, que incluye amortización y retribución financiera de los activos y retribución por operación y mantenimiento.

### a. Red de transporte

La retribución al transporte en el año 2020 alcanzó **802.893.135,84 €**, incluyendo **550.128.189,42 €** en concepto de RD, **250.659.339,12 €** en concepto de RCS y **2.105.607,30 €** en concepto de retribución del gas talón de las instalaciones. En el año 2019 la retribución supuso **802.109.086,59 €**, incluyendo **568.379.039,39 €** en concepto de RD, **230.946.742,97 €** en concepto de RCS y **2.783.304,32 €** por revisión de la retribución por RCS de años anteriores.

TABLA 7.10. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE EN 2020

(€)	RD Instalaciones p.e.m. anterior 1 de enero de 2008	RD Instalaciones p.e.m. posterior 1 de enero de 2008	RCS Instalaciones p.e.m. anterior 1 de enero de 2008	RCS Instalaciones p.e.m. posterior 1 de enero de 2008	Retribución Financiera Gas Talón (RFNMLL). Instalaciones anteriores a 1 de enero 2008	Retribución Financiera Gas Talón (RFNMLL). Instalaciones posteriores a 1 de enero 2009	Total retribución
Enagas Transporte, S.A.U.	239.428.579,71	211.444.622,66	134.682.700,00	75.567.428,76	1.346.113,61	599.610,44	663.069.055,18
Enagas Transporte del Norte, S.A.U.	9.006.049,85	10.470.109,10	3.790.167,50	3.703.456,04	2.659,54	38.165,84	27.010.607,87
Gas Natural Transporte SDG, S.L.	116.049,84	4.746.560,27	38.625,56	1.738.688,09	76,11	6.465,88	6.646.465,75
Nedgia Cegas, S.A.	705.289,75	1.602.027,06	571.352,83	643.853,21	607,13	2.375,75	3.525.505,73
Nedgia Andalucía, S.A.	98.028,68	2.592.598,35	36.817,01	1.041.583,89	72,65	1.666,90	3.770.767,48
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	1.186.188,40	1.761.806,16	400.103,29	834.188,64	544,05	1.593,79	4.184.424,33
Reganosa.	3.649.643,37	2.019.613,33	1.501.359,02	659.757,82	16.057,73	14,52	7.846.445,79
Gas Extremadura Transportista, S.L.	1.700.361,89	311.1431,72	866118,01	1167905,41	5273,85	3201,63	6.854.292,51
Planta de Regasificación de Sagunto, S.A.	346.606,80	0,00	163.830,56	0,00	2.451,81	0,00	512.889,17
Redexis Infraestructuras, S.L.	1230918,22	21731890,03	479557,28	6.993.869,07	1.384,41	25.541,94	30.463.160,95
Redexis Gas, S.A.	5.286.625,13	13.217.454,93	3.064.605,16	5.820.603,14	4.947,34	27.323,49	27.421.559,19
Nedgia Catalunya, S.A.	10804095,23	1629540,78	5306155,91	551.642,93	15.047,92	1.102,19	18.307.584,96
Nedgia Navarra, S.A.	0,00	894.415,71	0,00	433.070,13	0,00	1.135,74	1.328.621,58
Redexis Gas Murcia, S.A.	0,00	1.347.682,45	0,00	601.899,86	0,00	2.173,04	1.951.755,35
<b>Total</b>	<b>273.558.436,87</b>	<b>276.569.752,55</b>	<b>150.901.392,13</b>	<b>99.757.946,99</b>	<b>1.395.236,15</b>	<b>710.371,15</b>	<b>802.893.135,84</b>

## b. Planta de gas natural licuado

En el año 2020 la retribución regulada de la actividad ascendió a **396.916.435,22 €**, incluyendo **283.395.089,09 €** en concepto de RD, **1.909.096,29 €** en concepto de retribución financiera del gas talón y **88.006.725,26 €** como RCS. A esta cantidad hay que sumar **23.605.524,58 €**, en concepto de retribución transitoria financiera y por costes de operación y mantenimiento provisionales de la planta de regasificación de El Musel. En el año 2019 la retribución de la actividad fue de **361.562.365,41 €**, que incluía **293.501.470,40 €** por RD y retribución financiera al gas talón y **67.247.699,00 €** como RCS, mientras que la retribución transitoria de la planta de El Musel tenía el mismo valor que en 2020.



## 7. Sector del gas natural

**TABLA 7.11. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE REGASIFICACIÓN EN 2020**

[€]	RD	Retribución Financiera Gas Talón	RCS	Retribución transitoria El Musel	Total
Enagas Transporte, S.A.U.	163.717.324,00	1.250.379,33	50.339.061,18	23.605.524,58	238.912.289,09
Bahía Bizkaia Gas S.L.	37.592.186,99	334.765,24	12.561.770,70		50.488.722,93
Regasificadora Noroeste, S.A.	29.131.703,18	130.257,76	10.127.898,48		39.389.859,42
Planta Regasificación de Sagunto, S.A.	52.953.874,92	193.693,97	14.977.994,89		68.125.563,78
<b>Total</b>	<b>283.395.089,09</b>	<b>1.909.096,29</b>	<b>88.006.725,26</b>	<b>23.605.524,58</b>	<b>396.916.435,22</b>

### c. Almacenamientos subterráneos

La retribución a los almacenamientos subterráneos básicos en 2020 ascendió a **86.221.909 €**, cifra que incluía **46.045.444 €** en concepto de retribución a la inversión, **35.305.144 €** por costes de operación y mantenimiento, **5.576.649,18 €** en concepto de RCS y **705.329 €** como minoración establecida en la Orden ITC/3802/2008 y. En el año 2019 esta retribución ascendía a **91.517.241,96 €**, con **52.395.750 €** como retribución a la inversión, **35.081.255 €** como costes de operación y mantenimiento, **5.084.618 €** como RCS y una corrección de **339.052 €** como desvío del RCS de los años 2018 y 2019. La minoración por la D.A. 7 de la Orden ITC/3802/2008 tuvo la misma cuantía que en el año 2020.

**TABLA 7.12. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO SUBTERRÁNEO EN 2020**

(€)	RD por inversión	RD por Costes de Operación y mantenimiento	RCS	Minoración por D.A 7ª Orden ITC/3802/2008	TOTAL
Enagas Transporte, S.A.U.	41.362.648,92	33.836.721,83	5.147.130,32	-705.329,00	79.641.172,07
Naturgy Almacenamiento Andalucía, S.A.	4.682.795,43	1.468.422,39	429.518,86	0	6.580.736,68
<b>TOTAL ALMACENAMIENTOS</b>	<b>6.045.444,35</b>	<b>5.305.144,21</b>	<b>5.576.649,18</b>	<b>- 705.329,00</b>	<b>86.221.908,74</b>

### d. Distribución

La retribución del año 2020 a la actividad se calculó siguiendo la metodología establecida en el anexo X de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, que aplica la retribución del año anterior más la asociada al crecimiento de clientes y ventas del año actual:

$$RD_n = RD_{n-1} + RN_n$$

Donde:

- $RD_{n-1}$ : retribución del año "n-1".
- $RN_n$ :Retribución anual correspondiente a la captación de nuevo mercado.

Las retribuciones unitarias recogidas en la ley, y que se mantienen constantes durante el periodo regulatorio de seis años son:

- Retribución unitaria por cliente en municipios ya gasificados: 50 €/cliente.
- Retribución unitaria por cliente en municipios de regasificación reciente (municipios en los que la primera puesta en servicio de gas se ha producido en los cinco años anteriores al año de cálculo de la retribución): 70 €/cliente.
- Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual inferior o igual a 50 MWh: 7,5 €/MWh.
- Retribución unitaria para suministros a presión igual o inferior a 4 bar realizados a consumidores con consumo anual superior a 50 MWh: 4,5 €/MWh.
- Retribución unitaria para suministros a presión entre 4 y 60 bar: 1,25 €/MWh.

Las retribuciones provisionales del año 2020 fueron publicadas en la resolución de la CNMC de 18 de diciembre de 2019, con una cuantía de **1.440.901.771 €**, aumentada en **33.551.852 €** por los desvíos de la retribución de 2019 y 2018 y que se publicaron en la Orden TEC/1259/2019, de 20 de diciembre. La retribución del año 2019 alcanzó **1.419.535.966 €**, que se incrementó en **59.044.190 €** por los desvíos en las retribuciones de los años 2017 y 2018.

## 7. Sector del gas natural

**TABLA 7.13. RETRIBUCIÓN DE LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN 2020**

[€]	Retribución 2020
Nortegas Energía Distribución, S.A.	106.844.094
Ned España Distribución Gas, S.A.U	72.066.419
Redexis Gas, S.A.	98.097.177
D.C. De Gas Extremadura, S.A.	13.231.111
Tolosa Gas, S.A	767.774
Nedgia Catalunya, S.A.	406.983.374
Nedgia Andalucía, S.A.	64.138.495
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	48.022.724
Nedgia Castilla y León, S.A.	78.401.861
Cegas, S.A.	123.935.770
Nedgia Galicia, S.A.	40.771.196
Redexis Gas Murcia, S.A.	17.176.036
Nedgia Navarra, S.A.	34.542.911
Nedgia Rioja, S.A.	15.520.591
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	206.497
Madrileña Red de Gas, S.A.	147.093.081
Nedgia Madrid, S.A.	149.920.941
Nedgia Aragón, S.A	6.671.230
Nedgia Redes De Distribución De Gas, S.A	16.320.777
Domus Mil Natural S.A.	189.713
<b>Total</b>	<b>1.440.901.771</b>

FUENTE: MITERD.

**TABLA 7.14. DESVÍOS EN LA RETRIBUCIÓN DE 2019 Y 2018**

[€]	Desvíos 2019	Desvíos 2018	Total a liquidar
Nortegas Energía Distribución, S.A.U.	-125.124	523.820	398.696
NED España Distribución Gas, S.A.U.	459.011	846.896	1.305.907
Redexis Gas, S.A.	3.284.251	4.086.837	7.371.088
DC Gas Extremadura, S.A.	306.970	357.131	664.101
Tolosa Gasa S.A.	-18.739	-7.107	-25.846
Nedgia Catalunya, S.A.	-1.764.689	223.554	-1.541.135
Nedgia Andalucía, S.A.	-139.155	78.799	-60.356
Nedgia Castilla La Mancha, S.A.	2.137.753	2.596.847	4.734.600
Nedgia Castilla y Leon, S.A.	1.628.077	3.318.426	4.946.503
Nedgia Cegás, S.A.	-841.611	-1.317.662	-2.159.273
Nedgia Galicia, S.A.	750.030	1.370.746	2.120.776
Redexis Gas Murcia, S.A.	48.944	50.139	99.083
Nedgia Navarra, S.A.	141.667	483.138	624.805
Nedgia Rioja, S.A.	31.184	285.135	316.319
Gasificadora Regional Canaria, S.A.	99.729	233.379	333.108
Madrileña Red de Gas, S.A.	4.140.056	6.637.452	10.777.508
Nedgia Madrid, S.A.	1.788.185	4.313.512	6.101.697
Nedgia Aragón, S.A.	22.775	-252.717	-229.942
Nedgia, S.A.	-730.823	-1.493.951	-2.224.774
Domus Mil Natural, S.A.	0	-1.013	-1.013
<b>Total</b>	<b>11.218.491</b>	<b>22.333.361</b>	<b>33.551.852</b>

---

## **8. SECTOR DEL PETRÓLEO Y LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS**

---



### 8.1. INTRODUCCIÓN

---

En el presente capítulo se expone la situación del sector del petróleo y de los productos petrolíferos en España durante 2020: permisos de investigación y concesiones de explotación, evolución de las principales magnitudes (producción, demanda, importación, estructura empresarial e infraestructuras), régimen económico aplicable y situación de precios y cotizaciones.

El régimen jurídico de las actividades relativas al sector de los hidrocarburos líquidos y gaseosos se regula en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos, que en su artículo 2 reconoce la libre iniciativa empresarial para el ejercicio de las actividades relacionadas con el mercado de productos derivados del petróleo (Título III de la citada Ley) y el suministro de gases combustibles por canalización (Título IV). Así mismo, la citada Ley establece que estas actividades se ejercerán garantizando el suministro de productos petrolíferos y de gas por canalización a los consumidores demandantes dentro del territorio nacional y tendrán la consideración de actividades de interés económico general.

En lo relativo a la exploración, investigación y explotación de hidrocarburos el régimen jurídico de estas actividades se regula en el Título II de la mencionada Ley 34/1998, del sector de hidrocarburos.

### 8.2. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN

---

Durante el año 2020 continuó la tendencia decreciente de los últimos años donde, tras un periodo de interés sostenido en los años 2011 a 2015, la actividad en el sector de la exploración y producción de hidrocarburos se ha reducido notablemente. Por una parte, el compromiso con la descarbonización de la economía asumido por España y su sociedad, así como las políticas de transición energética asociadas impulsan la búsqueda de otras alternativas que sustituyan a los combustibles fósiles, en particular a los hidrocarburos; asimismo, la continuidad del escenario desfavorable de precios del crudo, tendencia a la que contribuyó la incidencia durante 2020 de la COVID 19, ocasionó un escenario de precios de hidrocarburos anormalmente bajos que de por sí dificultaban la ejecución de proyectos que en otro contexto económico hubieran resultado viables.

En cuanto a la evolución del dominio minero, y en línea con esta situación, en el ámbito de la Administración General del Estado no hubo nuevas concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos, ni se recibieron nuevas solicitudes de permisos de investigación ni en el ámbito estatal ni en el ámbito autonómico, si bien en la Comunidad Autónoma de Aragón se otorgaron dos nuevos permisos de investigación de hidrocarburos de ámbito autonómico que se habían solicitado previamente.

## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

**TABLA 8.1. PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE COMPETENCIA AUTONÓMICA OTORGADOS EN 2020**

Expediente	Permiso	Empresa	Publicación	Superficie (Ha)	Ámbito
H22021	Barbastro	HELIOS ARAGON EXPLORACION, S.L.	27/05/2020	38.320,00	CCAA Aragón
H22022	Monzón			38.320,00	

FUENTE DE DATOS: MITERD.

Además, durante el año 2020, se extinguieron los siguientes permisos de investigación de competencia estatal, ya sea por renuncia de su titular, por desistimiento de una solicitud previa o por la caducidad de los mismos:

**TABLA 8.2. EXTINCIÓN DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN DE COMPETENCIA ESTATAL EN 2020**

Expediente	Permiso	Empresa	Publicación	Superficie (Ha)	Ámbito
1565	Lubina-1	RIPSA	18/03/2020	21.643,08	Marino
1566	Lubina-2			25.815,24	Marino

FUENTE DE DATOS: MITERD.

En lo relativo a permisos de investigación de competencia autonómica, durante el año 2020 se produjo la extinción del permiso denominado «Saia», ubicado en el País Vasco.

La figura 8.1 muestra el dominio de hidrocarburos a diciembre de 2020 y refleja tanto los permisos vigentes como los solicitados a dicha fecha en el ámbito competencial de la Administración General de Estado y en el de las diferentes comunidades autónomas.

Aunque la cuenca vasco-cantábrica sigue siendo la zona más activa, el contexto que rodea a la actividad ha revertido el interés exploratorio en zonas como el Golfo de León y el Mar Cantábrico.

**FIGURA 8.1. MAPA DE POSICIONAMIENTO DE PERMISOS DE INVESTIGACIÓN Y CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN A 31 DE DICIEMBRE DE 2020<sup>1</sup>**



La siguiente tabla 8.3 (también la figura 8.1) muestra las concesiones de explotación de yacimientos de hidrocarburos en vigor en España a fecha 31 de diciembre de 2020. En líneas generales, se pueden agrupar en tres grandes grupos. El primero de ellos lo componen diversas concesiones ubicadas en el valle del Guadalquivir, productoras de gas natural («Marismas» y «El Romeral»). En este grupo podríamos incluir también el campo «Poseidón», si bien este se encuentra en zona marina, frente a las costas de Huelva. El segundo grupo está constituido por las concesiones que tienen a la plataforma «Casablanca» como núcleo común de procesado, frente a las costas de Tarragona («Casablanca», «Angula», «Montanazo D», «Rodaballo» y «Lubina»). Por último, el tercero estaría formado por la concesión de explotación «Viura» en La Rioja, otorgada por el Real Decreto 765/2017, de 21 de julio.

<sup>1</sup> Este mapa está disponible en la página web del MITERD y es actualizado periódicamente (<https://energia.gob.es/petroleo/Exploracion/Mapa/Paginas/mapaSondeos.aspx>)



## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

**TABLA 8.3. CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS EN VIGOR A 31 DE DICIEMBRE DE 2020**

CONCESIONES	MEDIO	UBICACIÓN	EMPRESAS	B.O.E.	VIGENCIA
***LORA	Terrestre	Burgos	Compañía Petrolífera de Sedano	31/01/1967 (Otorgamiento)	31/01/1967 a 30/01/2017
CASABLANCA		Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona		27/12/1978 (Otorgamiento)	28/12/1978 a 27/12/2008
				17/03/2009 (Primera prórroga)	28/12/2008 a 27/12/2018
				29/12/2018 (Segunda prórroga)	29/12/2008 a 27/12/2028
**MONTANAZO D	Marino	Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona	RIPSA, Petroleum, CNWL y CEPSA EP	04/01/1980 (Otorgamiento)	05/01/1980 a 04/01/2010
02/12/2009 (Primera prórroga)				05/01/2010 a 04/01/2020	
ANGULA		Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona		03/12/1985 (Otorgamiento)	04/12/1985 a 03/12/2015
				30/12/2015 (Primera prórroga)	04/12/2015 a 03/12/2025
RODABALLO		Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona		19/09/1996 (Otorgamiento)	20/09/1996 a 03/12/2015
				30/12/2015 (Primera prórroga)	04/12/2015 a 03/12/2025
LUBINA		Mar Mediterráneo frente a las costas de Tarragona		17/07/2012 (Otorgamiento)	18/07/2012 a 17/07/2042
POSEIDON NORTE	Marino	Golfo de Cádiz	RIPSA	07/12/1995 (Otorgamiento)	08/12/1995 a 07/12/2025
POSEIDON SUR				07/12/1995 (Otorgamiento)	08/12/1995 a 07/12/2025
***GAVIOTA I y GAVIOTA II	Marino	Mar Cantábrico	RIPSA y MURPHY	14/07/1983 (Otorgamiento)	15/07/1983 a 14/07/2003
				29/12/2007 (Primera prórroga)	15/07/2003 a 14/07/2013
***ALBATROS	Marino	Mar Cantábrico		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
*MARISMAS B-1		Huelva y Sevilla		14/09/1988 (Otorgamiento)	15/09/1988 a 14/09/2018
*MARISMAS C-1	Terrestre	Sevilla		14/09/1988 (Otorgamiento)	15/09/1988 a 14/09/2018
*MARISMAS C-2		Huelva y Sevilla	Petroleum	14/07/1989 (Otorgamiento)	15/07/1989 a 14/09/2018
MARISMAS A		Huelva		30/05/1995 (Otorgamiento)	31/05/1995 a 30/05/2025
REBUJENA	Terrestre	Sevilla		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
EL ROMERAL 1		Sevilla		28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024
EL ROMERAL 2	Terrestre	Sevilla	Tarba Energía, SL	28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024
EL ROMERAL 3		Sevilla		28/07/1994 (Otorgamiento)	29/07/1994 a 28/07/2024
***LAS BARRERAS	Terrestre	Sevilla		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
***EL RUEDO-1		Córdoba y Sevilla		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
***EL RUEDO-2	Terrestre	Córdoba y Sevilla	NUELGAS	23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
***EL RUEDO-3		Córdoba y Sevilla		23/09/1993 (Otorgamiento)	24/09/1993 a 23/09/2023
VIURA	Terrestre	La Rioja	Unión Fenosa Gas y SHESA	25/07/2017 (Otorgamiento)	26/07/2017 a 25/07/2047

FUENTE: MITERD.

\* En relación con las concesiones «Marismas B-1, C-1 y C-2», sus titulares han solicitado su primera prórroga sin se haya resuelto sobre la misma en 2019.

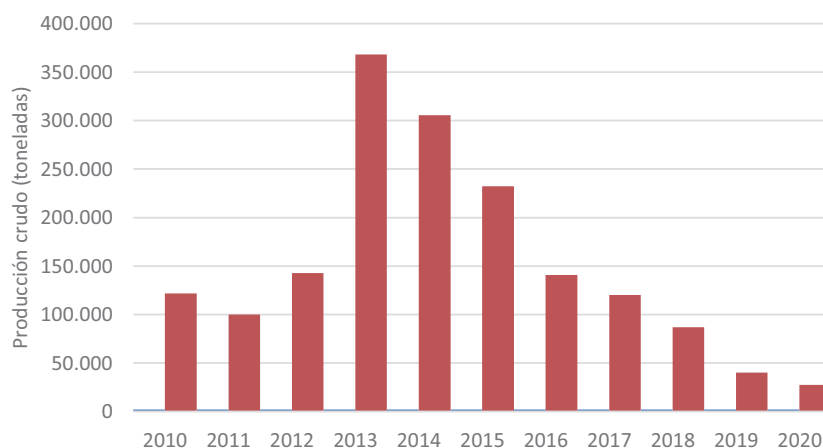
\*\* En relación con la concesión «Montanazo D» sus titulares han solicitado la segunda y última prórroga, sin que se haya resuelto sobre la misma en 2019.

\*\*\* Las concesiones denominadas «Lora», «Gaviota I y II», «Albatros», «Las Barreras» y «El Ruedo 1, 2 y 3» no tienen producción, encontrándose en tramitación su extinción.

### 8.3. PRODUCCIÓN INTERIOR DE CRUDO

La producción nacional de crudo durante el año 2020 fue de 28 kTm, manteniéndose la tendencia decreciente iniciada en 2013 (ver figura 8.2).

FIGURA 8.2. EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN ANUAL DE CRUDO (2009-2020)



FUENTE DE DATOS: MITERD.

Respecto a 2019 ha habido un descenso acusado de la producción del 32%. Hay que tener en cuenta que el reducido número de campos y la limitada producción nacional, prácticamente testimonial, hacen que cualquier cambio se traduzca en grandes variaciones de la producción.

El desglose de la producción de crudo correspondiente al año 2020 se puede encontrar en la tabla 8.4.

TABLA 8.4. DESGLOSE DE LA PRODUCCIÓN DE CRUDO CORRESPONDIENTE AL AÑO 2020

CAMPO PRODUCTOR	UBICACIÓN	2020				2019	
		TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)	% DEL TOTAL	VAR 20/19	TOTAL PRODUCCIÓN (Tm)	TOTAL PRODUCCIÓN (bbl)
BOQUERON	Mar Mediterráneo frente a la costa de Tarragona	5.830	42.734	21%	-34%	8.886	65.134
CASABLANCA		18.864	138.273	69%	3%	18.293	134.088
MONTANAZO-LUBINA		59	432	0%	-99%	7.223	52.945
RODABALLO		1.341	9.830	5%	67%	805	5.901
VIURA(*)		La Rioja	1.443	10.577	5%	-71%	5.037
<b>Total general</b>		<b>27.537</b>	<b>201.846</b>	<b>100%</b>	<b>-32%</b>	<b>40.244</b>	<b>294.989</b>

FUENTE: MITERD.

(\*) Producción de condensado transformada a crudo equivalente

---

### 8.4. ESTRUCTURA EMPRESARIAL E INFRAESTRUCTURAS

---

#### 8.4.1. Estructura empresarial del sector de los productos petrolíferos

##### a. Operadores al por mayor

De acuerdo con la normativa vigente, son operadores al por mayor aquellos sujetos que comercialicen productos petrolíferos para su posterior distribución al por menor, de acuerdo con lo dispuesto en el artículo 42 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre. En dicho artículo se establece que la Comisión Nacional de Energía, actualmente integrada en la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), publicará en su página web<sup>2</sup> un listado de los operadores al por mayor de productos petrolíferos que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad. Asimismo, dichos operadores deberán cumplir las condiciones para la realización de la actividad que se establezcan reglamentariamente, concretamente en el Real Decreto 2487/1994, de 23 de diciembre, por el que se aprueba el Estatuto regulador de las actividades de distribución al por mayor y de distribución al por menor mediante suministros directos a instalaciones fijas, de carburantes y combustibles petrolíferos entre las que se incluye la suficiente capacidad técnica, legal y financiera.

##### b. Distribuidores al por menor de productos petrolíferos

La actividad de distribución al por menor de productos petrolíferos comprende, el suministro de combustibles y carburantes a vehículos en instalaciones habilitadas al efecto, el suministro a instalaciones fijas para el consumo en la propia instalación, el suministro de queroseno con destino a la aviación, el suministro de combustibles a embarcaciones y cualquier otro suministro que tenga por finalidad el consumo de estos productos (artículo 43 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

#### 8.4.2. Estructura empresarial del sector de los gases licuados del petróleo (G.L.P.)

##### a. Operadores al por mayor de GLP

Los operadores al por mayor de GLP son aquellas sociedades mercantiles que realizan actividades de almacenamiento, mezcla y envasado, transporte y comercialización al por mayor de GLP (artículo 45 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

---

<sup>2</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

En dicho artículo se establece que la CNMC publicará en su página web<sup>3</sup> un listado de los operadores al por mayor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado su actividad.

A fecha de 31 de diciembre de 2020 constaban 10 operadores al por mayor de GLP.

### **b. Comercializadores al por menor de GLP a granel**

Los comercializadores al por menor de GLP a granel son aquellas sociedades mercantiles que realizan actividades de almacenamiento, mezcla, transporte y comercialización al por menor de GLP a granel (artículo 46 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre).

En dicho artículo se establece que la CNMC publicará en su página web<sup>4</sup> un listado de los comercializadores al por menor de GLP, que incluirá aquellas sociedades que hayan comunicado al Ministerio el ejercicio de esta actividad, eliminando aquellas que hayan cesado en la misma.

A fecha de 31 de diciembre de 2020 constaban 37 comercializadores al por menor de GLP a granel.

### **8.4.3. Refinerías e Infraestructuras**

#### **8.4.3.1. Refinerías**

España cuenta con nueve refinerías en funcionamiento que pertenecen a tres grupos empresariales diferentes:

- Grupo Repsol-YPF: refinerías de Bilbao, Coruña, Puertollano, Cartagena, Tarragona y Asesa.
- Cepsa: refinerías en Huelva y Algeciras.
- BP España: refinería de Castellón.

La refinería de Tenerife (Grupo Cepsa) no se encuentra operativa y únicamente mantiene la actividad de almacenamiento de productos petrolíferos con motivo de asegurar la seguridad de suministro de las islas.

---

<sup>3</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

<sup>4</sup> <https://www.cnmc.es/ambitos-de-actuacion/energia/mercado-petroleo-biocarburantes#listados-operadores>

## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

De estas refinerías, Asesa se dedica exclusivamente a la producción de asfaltos.

Todas ellas, excepto la de Puertollano, están situadas en el litoral y conectadas a la red de oleoductos de Exolum, actual denominación de la Compañía Logística de Hidrocarburos, S.A. (CLH).

Durante 2020, las refinerías españolas tuvieron una producción bruta de 55.806 kt (Apdo 1.5.5.4)

**FIGURA 8.3. REFINERÍAS EXISTENTES EN ESPAÑA**



FUENTE: CORES.

### 8.4.3.2. Infraestructuras de transporte y almacenamiento de crudo y productos

Se consideran infraestructuras críticas el conjunto de refinerías y la red logística de Exolum<sup>5</sup> y del resto de los operadores logísticos.

<sup>5</sup> En marzo de 2021 CLH cambió su denominación social a Exolum

En la figura 8.4 se muestra la situación geográfica de las refinerías españolas, de la red de oleoductos y de los parques de almacenamiento en la Península Ibérica e Islas Baleares.

El sistema logístico integrado en Exolum es el más relevante sistema de transporte y distribución de productos petrolíferos en España y lo componen la red de oleoductos, 39 instalaciones de almacenamiento, 37 instalaciones aeroportuarias, 2 buques de transporte y gestiona 6 redes de hidrantes en los principales aeropuertos (Madrid, Barcelona, Palma, Málaga, Alicante y Tenerife Sur). Además, Exolum y Royal Vopak participan al 50% cada una en TERQUIMSA. Esta empresa está dedicada a la recepción, almacenamiento y expedición de productos líquidos a granel desde sus instalaciones situadas en el Puerto de Tarragona y en el Puerto de Barcelona:

- Oleoductos: La red de oleoductos de Exolum conecta 8 refinerías peninsulares con las instalaciones de almacenamiento situadas en las áreas de mayor consumo y constituye el principal medio de transporte de la compañía. Con 4.007 kilómetros de longitud es la red civil de oleoductos más extensa de Europa Occidental.
- Instalaciones de almacenamiento: Está integrada por 39 instalaciones para todo tipo de productos petrolíferos, con una capacidad cercana a los 8 millones de metros cúbicos.
- Buques de transporte: 2 buques tanque utilizados para el transporte de combustible a las instalaciones de las Islas Baleares o a instalaciones de la península no conectadas a la red de oleoductos. Tienen una capacidad de 48.121 toneladas de peso muerto.
- Infraestructura de aviación: 37 instalaciones (24 peninsulares, 4 en las Islas Baleares y 9 en las Islas Canarias) situadas en los aeropuertos españoles de la Península Ibérica e Islas Baleares, para prestar el servicio de suministro de carburante de aviación a aeronaves.

FIGURA 8.4. MAPA DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN



FUENTE: Exolum (España peninsular e Islas Baleares).

### 8.5. SEGURIDAD DE SUMINISTRO

La obligación de mantenimiento de existencias, para hacer frente a posibles crisis de abastecimiento, comenzó a aplicarse en España en 1927, habiéndose ampliado progresivamente a raíz de los compromisos de carácter internacional adquiridos con la incorporación de España a la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 1974 y a la Unión Europea en 1986.

En 2020, el Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos, y sus posteriores modificaciones, establece la obligación de mantener

unas existencias mínimas de productos petrolíferos en 92 días de sus ventas o consumos en el año natural anterior, que deben mantenerse en todo momento. En el caso del GLP, dichas existencias mínimas se fijan en 20 días.

Por otro lado, el artículo 14 del citado Real Decreto establece que CORES, designada como Entidad Central de Almacenamiento de España (ECA), podrá mantener unas existencias estratégicas de hidrocarburos líquidos que computarán a favor de cada uno de los sujetos obligados por al menos 42 días del total de su obligación de existencias mínimas de seguridad de cada grupo de productos petrolíferos.

Por tanto, España tiene un sistema de seguridad de suministro mixto, en el que la obligación de mantenimiento de existencias de hidrocarburos se reparte entre CORES y la industria.

Del total de la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de productos petrolíferos impuesta por la normativa española en vigor en 2020, al menos 42 de los 92 días, esto es, un 45,65%, son constituidos y propiedad de CORES.

**FIGURA 8.5. EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA CANTIDAD DE RESERVAS ESTRATÉGICAS DE CORES (MILES DE TONELADAS)**



FUENTE: CORES, Informe Estadístico Anual 2020.

**TABLA 8.5. EVOLUCIÓN EXISTENCIAS MÍNIMAS DE SEGURIDAD Y RESERVAS ESTRATÉGICAS EN ESPAÑA EN TONELADAS**

	2016	2017	2018	2019	2020
Reservas estratégicas CORES	6.397	6.327	6.317	6.224	6.203
Reservas Industria	9.435	9.011	8.627	9.914	9.587
<b>Total</b>	<b>15.832</b>	<b>15.338</b>	<b>14.917</b>	<b>16.138</b>	<b>16.059</b>

FUENTE: CORES.



---

### 8.6. RÉGIMEN ECONÓMICO DE LOS PRODUCTOS PETROLÍFEROS Y DE LOS GASES LICUADOS DEL PETRÓLEO

---

#### 8.6.1. Productos petrolíferos

De acuerdo a lo establecido en la legislación vigente (Título III de la Ley 34/1998, de 7 de octubre) los precios de los productos derivados del petróleo son libres.

Las actividades de refino de crudo de petróleo, el transporte, almacenamiento, distribución y venta de productos derivados del petróleo - incluidos los gases licuados del petróleo - pueden ser realizadas libremente en los términos previstos en la ley, sin perjuicio de las obligaciones que puedan derivarse de otras disposiciones, de la correspondiente legislación sectorial y, en especial, de las fiscales, de las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente y de protección de los consumidores y usuarios.

En cuanto a las actividades de importación, exportación e intercambio intracomunitario de crudo de petróleo y productos petrolíferos, se pueden ejercer sin más requisitos que los derivados de la aplicación de la normativa comunitaria, sin perjuicio de la normativa fiscal aplicable.

#### 8.6.2. Gases licuados del petróleo

En lo relativo a la comercialización de los gases licuados del petróleo (GLP), para determinadas modalidades de venta que conviven con el régimen general de precios de libre fijación permanecen vigentes sistemas de determinación de precios máximos de venta al público.

**a) *GLP envasado, en envases con carga igual o superior a 8 kilogramos e inferior a 20 kilogramos, cuya tara sea superior a 9 kilogramos***

Según la ley vigente<sup>6</sup>, es competencia del MITERD, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, determinar los precios máximos de venta al público. El precio máximo deberá incorporar el coste del suministro a domicilio.

---

<sup>6</sup> Disposición adicional trigésima tercera de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.

Real Decreto-ley 8/2014, de 4 de julio.

Orden ECO/640/2002, Orden ITC/2475/2005, Orden ITC/2065/2006, Orden ITC/1968/2007, Orden ITC/1858/2008, Orden ITC/2707/2008, Orden IET/463/2013 y Orden IET/337/2014.

Orden IET/389/2015, de 5 de marzo.

Los citados precios se revisan con periodicidad bimestral, si bien la Orden IET/389/2015 recoge que producirán efectos a partir del tercer martes del mes en el que proceda efectuar la revisión, en lugar del segundo martes anteriormente vigente.

Los costes de comercialización, esto es, los costes de distribución del producto hasta el consumidor, usuario final o destino se actualizaron en julio de 2020, incrementándose un 0,88% con respecto al año anterior.

En el Real Decreto-ley 11/2020, de 31 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes complementarias en el ámbito social y económico para hacer frente al COVID-19, se suspendió la actualización de precios regulados de GLP envasado.

Ante el descenso acusado del precio del barril de Brent durante el mes de marzo de 2020, que es uno de los elementos fundamentales en la determinación de dicho precio regulado, se optó por proteger al máximo a los consumidores, permitiendo que se actualizara el precio regulado de la bombona de butano sólo en caso de que el nuevo precio resultante sea inferior al actualmente vigente, tal y como se explica en el apartado 8.7.3 Precios de Gases Licuados del Petróleo.

### ***b) GLP por canalización para los consumidores finales y distribuidores de gases combustibles por canalización***

De igual forma que en el caso anterior, según la ley vigente<sup>7</sup> el MITERD previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos podrá dictar las disposiciones necesarias para el establecimiento de las tarifas de venta de los gases licuados del petróleo por canalización para los consumidores finales, así como los precios de cesión de gases licuados de petróleo para los distribuidores de gases combustibles por canalización, estableciendo los valores concretos de dichas tarifas y precios o un sistema de determinación y actualización automática de las mismas.

El precio máximo del GLP suministrado por canalización se calcula mensualmente mediante una fórmula pública que tiene en cuenta el coste internacional del propano y butano calculado mediante la media de las cotizaciones de dichos productos y el flete, a los que se adiciona un coste de comercialización.

En el caso del GLP canalizado no se suspendió el sistema de revisión de precios porque la actualización suponía un descenso del precio beneficiando de esta forma a los consumidores en un año marcado por el impacto de la crisis económica provocada por la pandemia. Los costes de comercialización correspondientes se actualizaron en julio de 2020, disminuyendo en un -0,62% con respecto al año anterior.

---

<sup>7</sup> El artículo 94 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre.  
Orden de 16 de julio de 1998  
Orden IET/389/2015, de 5 de marzo  
disposición transitoria vigésima de la Ley 34/1998, de 7 de octubre

## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

### 8.7. PRECIOS Y COTIZACIONES DE CRUDOS Y PRODUCTOS PETROLÍFEROS

#### 8.7.1. Cotizaciones de crudos y derivados

Durante el año 2020 la evolución de la cotización del crudo de petróleo Brent presentó tres periodos diferenciados. El primero, con tendencia bajista hasta marzo, con una cotización entre los 50-60 USD/bbl desde su máximo anual, **70 USD/bbl** el día 6 de enero de 2020. El segundo, una abrupta caída con el inicio de la pandemia del COVID-19 y de los confinamientos a nivel mundial marcando un mínimo histórico en **13,2 USD/bbl** en el mes de abril. El tercer periodo iniciado en mayo, supuso la recuperación, en parte, de los precios tras la abrupta caída de los meses de marzo y abril. Este periodo se mantuvo hasta el final del año alcanzando una cotización de **50,5 USD/bbl** el último día del año. Este periodo fue marcado por la recuperación de la demanda de productos petrolíferos gracias a la relajación de las restricciones como consecuencia de la pandemia.

TABLA 8.6. COTIZACIÓN DEL CRUDO BRENT

Brent Dated				
Año	Dólares por barril			Media anual €/bbl
	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización	
2020	41,9	49,86	50,5 (31/12/2020)	45,61
2019	64,2	67	66,77 (31/12/2019)	71,87
<b>Dif. absoluta</b>	<b>-22,3</b>	<b>17,1</b>	<b>-16,3</b>	<b>-26,3</b>
<b>Dif. %</b>	<b>-34,69%</b>	<b>-25,58%</b>	<b>24,39%</b>	<b>-36,54%</b>

FUENTE: MITERD.

La evolución de las cotizaciones internacionales de la gasolina y el gasóleo de automoción durante 2020 ha sido similar a la del crudo, presentando una senda alcista hasta mayo y un posterior descenso y suave recuperación.

TABLA 8.7. COTIZACIÓN DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS

Gasolina sin plomo I.O. 95 (\$/Tm), mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2020	384,1	432,1	454,2 (31/12/20)
2019	601,6	589,7	601,1 (31/12/19)
<b>Dif. Absoluta</b>	<b>-217,5</b>	<b>-157,6</b>	<b>-146,9</b>
<b>Dif. %</b>	<b>-36,15%</b>	<b>-26,73%</b>	<b>-24,44%</b>
Gasóleo automoción \$/Tm, mercados FOB NWE-Italia			
Año	Media anual	Media diciembre	Ult. día cotización
2020	363,1	410,478	419,8 (31/12/20)
2019	585,7	586,4	601,2 (31/12/19)
<b>Dif. Absoluta</b>	<b>-222,6</b>	<b>-175,9</b>	<b>-181,4</b>
<b>Dif. %</b>	<b>-38,01%</b>	<b>-30,00%</b>	<b>-30,17%</b>

FUENTE: MITERD.

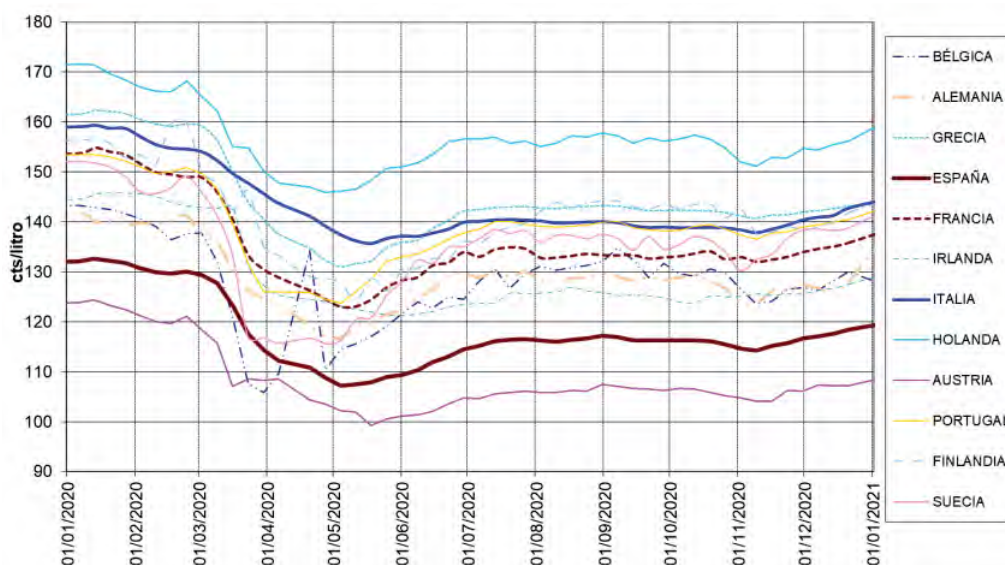
La cotización anual media del dólar en relación con el euro pasó de **89,33 céntimos de euro por dólar** en **2019** a **87,55** en **2020**. La cotización sufrió un comportamiento irregular durante 2020, en comparación con la estabilidad presentada el año anterior. Durante la primera mitad del año se situó por encima de los 90 céntimos, con máximos de 93,39 a finales de marzo, pasando la segunda mitad a fluctuar por debajo de los 82 céntimos de euro por dólar, marcando el mínimo en 81,42 a finales del mes de diciembre.

### 8.7.2. Precios de los hidrocarburos líquidos en España y resto de la Unión Europea

En relación con los precios de venta al público en España de los carburantes, el precio medio de la gasolina I.O. 95 se redujo 12,22 céntimos de euro por litro en 2020 respecto a 2019, pasando de 129,86 cent/l a 117,63 cent/l, mientras que el precio medio del gasóleo de automoción en estaciones de servicio se abarató 14,41 cent/l, al pasar de 121,56 cent/l en 2019 a 107,15 cent/l en 2020.

En la evolución de los precios semana a semana, puede verse en los gráficos de líneas adjuntos que el precio de la gasolina en España con impuestos es el más bajo de los representados, con la excepción de Austria.

FIGURA 8.6. PRECIO GASOLINA 95 CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)

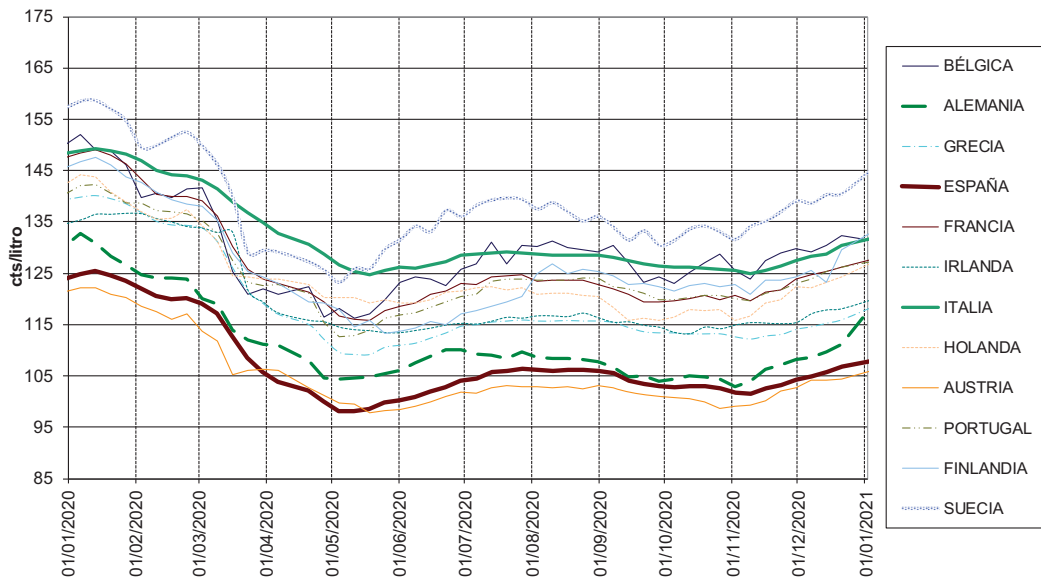


FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

Respecto al gasóleo de automoción, de los países que aparecen en la gráfica España tiene el menor precio con impuestos, muy a la par con Austria.

## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

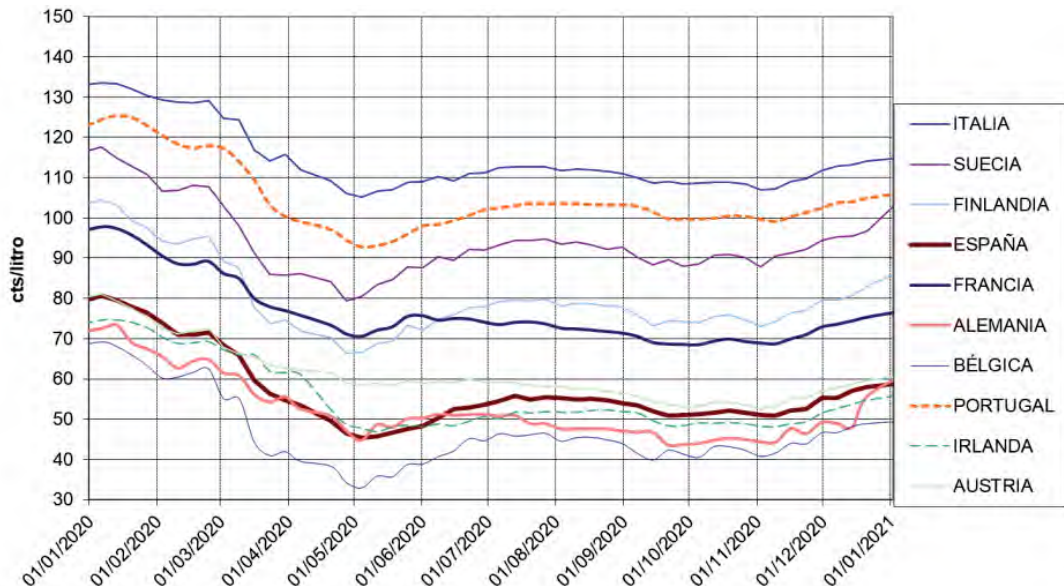
**FIGURA 8.7. PRECIO GASÓLEO DE AUTOMOCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)**



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

Por otro lado, respecto al gasóleo de calefacción, el precio en España evoluciona de forma sustancialmente paralela a la de la UE, si bien nuestro país se encuentra entre los países más baratos de los mostrados.

**FIGURA 8.8. PRECIO GASÓLEO DE CALEFACCIÓN CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)**

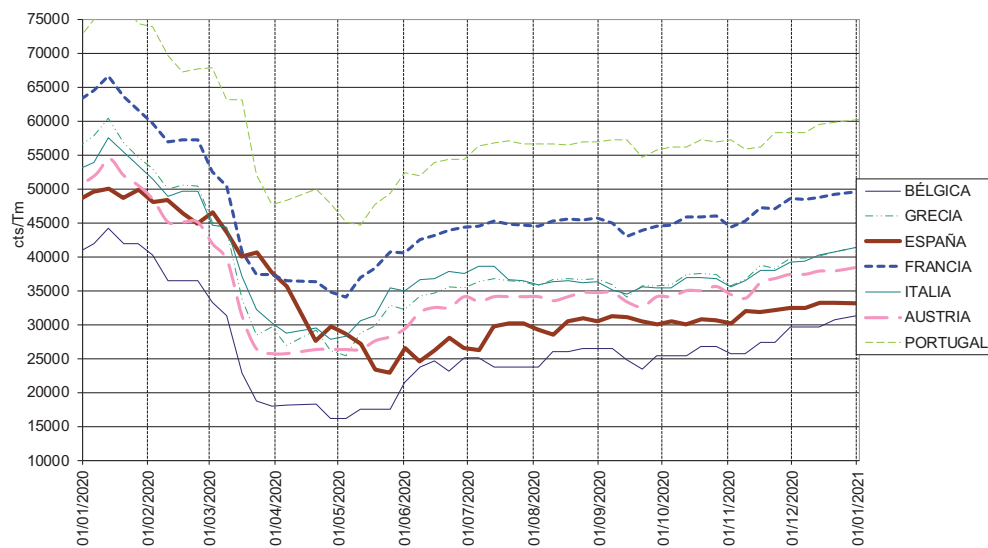


FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

En cuanto al fuelóleo, los precios de España se encuentran entre los más bajos de los mostrados. Tan sólo Bélgica posee precios sistemáticamente más bajos.

**FIGURA 8.9 PRECIO FUELÓLEO B.I.A. CON IMPUESTOS EN ALGUNOS PAÍSES DE LA UE (CTS/LITRO)  
(LOS PRECIOS REPRESENTADOS INCLUYEN EL IMPUESTO ESPECIAL, PERO NO EL IVA)**



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

En el gráfico de evolución del coste de importación CIF del crudo en España se repite la misma pauta ya descrita para la cotización del barril Brent.

**FIGURA 8.10. EVOLUCIÓN DEL COSTE CIF DEL CRUDO EN ESPAÑA (CTS/LITRO)**

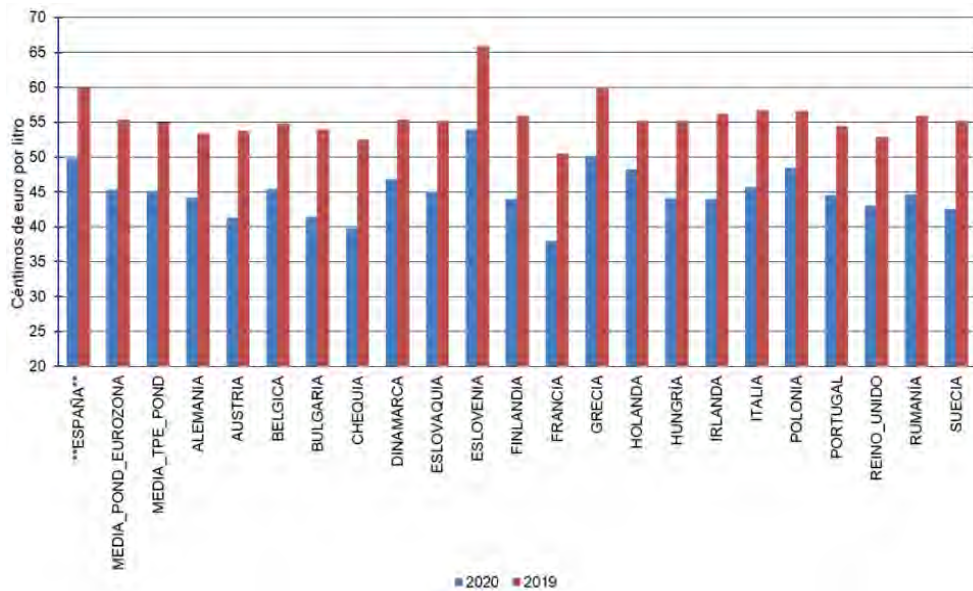


FUENTE: CORES. Boletín estadístico de Hidrocarburos.

## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

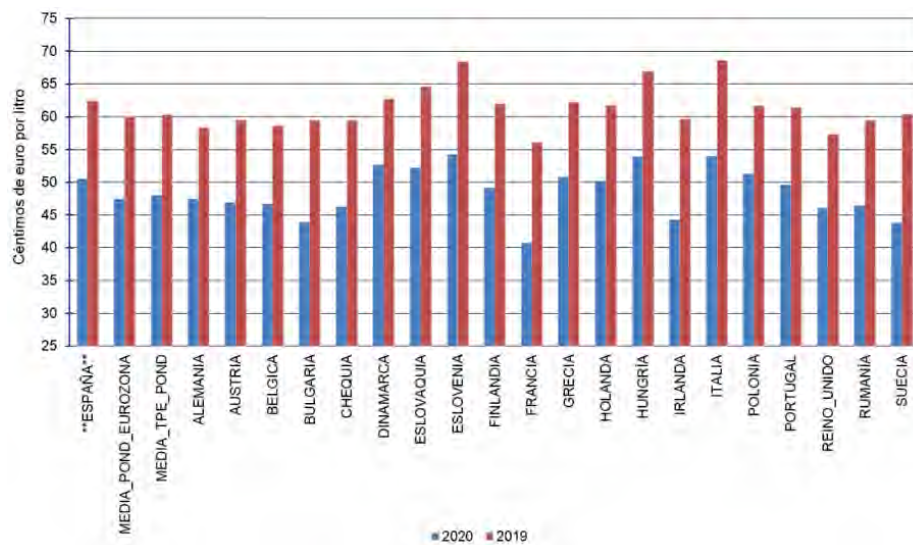
Por último, en cuanto a la posición de los precios medios anuales de la gasolina 95 y el gasóleo de automoción, sin impuestos ni tasas, de España en relación con el resto de la UE, se puede apreciar en los gráficos de barras adjuntos que, de los países que aparecen en ellos, los precios en España se encuentran en la parte alta. Y en el caso del gasóleo se sitúan en la parte media alta.

**FIGURA 8.11. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DE LA GASOLINA 95 EN LA UNIÓN EUROPEA (CTS/LITRO)**



Fuente: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

**FIGURA 8.12. PRECIOS SIN IMPUESTOS NI TASAS DEL GASÓLEO AUTOMOCIÓN EN LA UNIÓN EUROPEA (CTS/LITRO)**



FUENTE: Boletín Petrolero de la Comisión Europea.

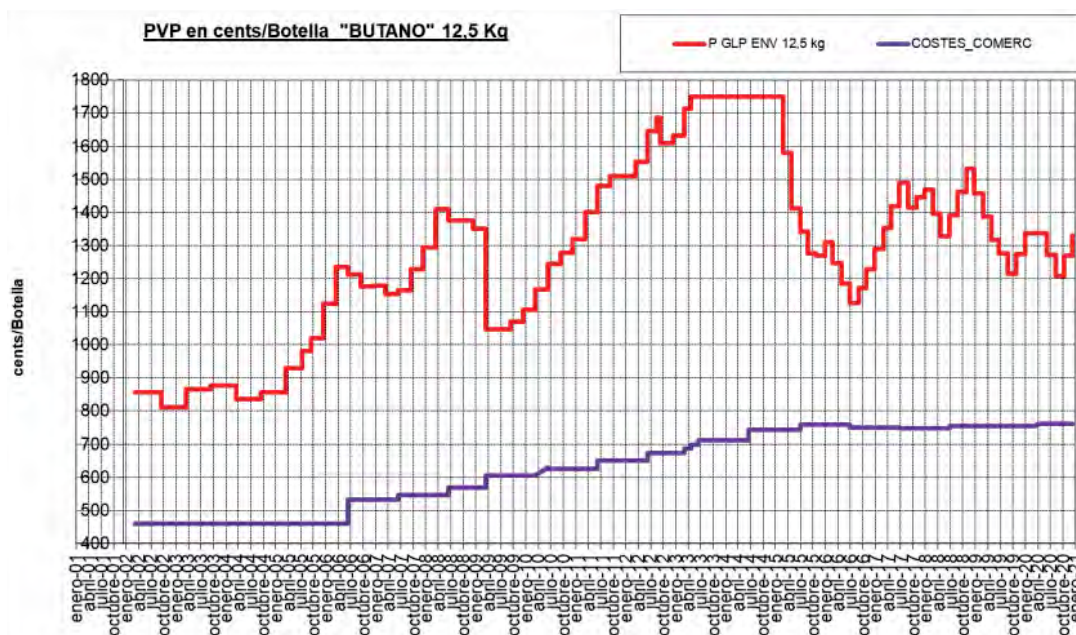
### 8.7.3. Precios de Gases Licuados del Petróleo

Excepcionalmente, y como consecuencia de la pandemia del COVID-19 y la declaración del estado de alarma, el Real Decreto-ley 8/2020 estableció en su artículo 4 que el precio máximo de GLP envasado no se actualizaría salvo en caso de que la aplicación del sistema de determinación automática de precios máximos tuviera por efecto la fijación de nuevos precios inferiores a los vigentes a la entrada en vigor de este real decreto-ley. Finalmente tuvo por consecuencia que el precio máximo de GLP envasado no se actualizara en marzo y mayo de 2020 y se mantuviera el precio máximo determinado en enero de 2020.

Durante el 2020, las revisiones del precio de venta al público máximo por botella de GLP envasado han sido a la baja, oscilando desde los **13,37 €/botella** del mes de enero hasta los **12,09 €/botella** del mes de septiembre. Solamente la revisión correspondiente al mes de noviembre ha experimentado una ligera subida, finalizando en noviembre hasta los **12,68 €/botella**. Esta evolución ha estado determinada principalmente por la evolución del coste de las materias primas (butano y propano), teniendo en cuenta que, de acuerdo a la normativa vigente, las actualizaciones del precio están limitadas al 5% por encima o por debajo, antes de impuestos, en cada revisión.

El gráfico siguiente muestra la evolución del precio de venta de la bombona de 12,5 Kg en Península y Baleares desde 2012 a 2020.

FIGURA 8.13. PVP EN CENTS/BOTELLA "BUTANO" 12.5 KG



FUENTE: MITERD.



## 8. Sector del petróleo y los productos petrolíferos

Como resumen de la evolución de los precios medios anuales desde 2010 entre diferentes años se muestra la siguiente tabla:

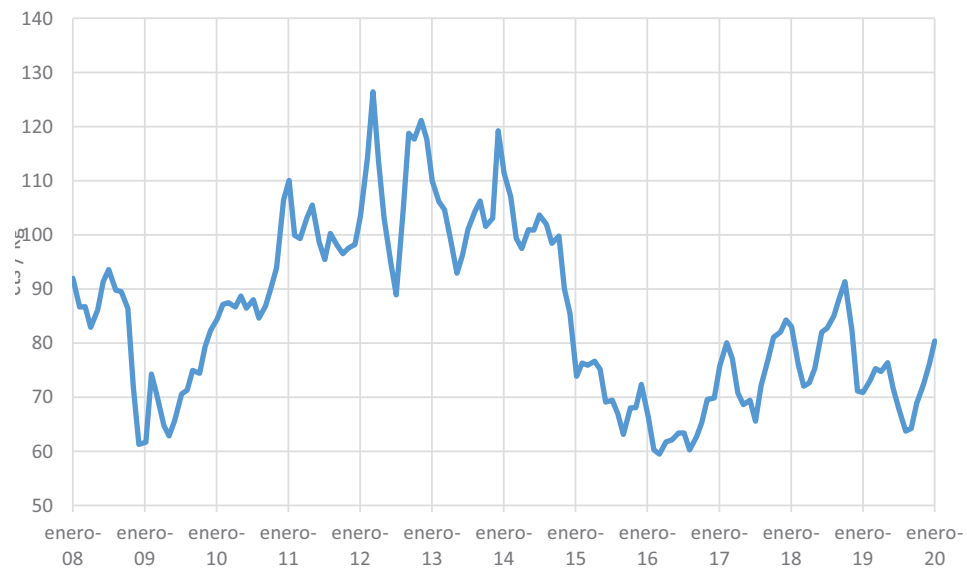
**TABLA 8.8. EVOLUCIÓN DE LA MEDIA ANUAL DEL PRECIO MÁXIMO DE VENTA DE LA BOTELLA DE BUTANO DE 12,5 KG**

AÑO	€/BOTELLA	ÍNDICE
2010	12	100
2011	14,28	119
2012	15,83	132
2013	17,18	143
2014	17,5	146
2015	15,44	129
2016	12,12	101
2017	13,91	116
2018	14,26	119
2019	13,21	110
2020	12,81	107

FUENTE: MITERD.

En lo relativo al GLP canalizado, durante los tres primeros meses bajó alcanzando un mínimo en el mes de abril 51 cts/kg, mínima anual, para después iniciar un ascenso sostenido en el tiempo hasta los 69 cts/kg en el mes de diciembre.

**FIGURA 8.14. TÉRMINO VARIABLE (SIN IMPUESTOS, EN CTS/KG) DE GLP POR CANALIZACIÓN**



FUENTE: MITERD.

Al igual que en el caso del GLP envasado esta evolución ha estado determinada principalmente por la evolución del coste de las materias primas (butano y propano).

Como resumen de la evolución del precio de venta del GLP canalizado, se muestra la factura anual de un consumidor medio desde 2010 en la siguiente tabla:

**TABLA 8.9. EVOLUCIÓN DE LA FACTURA ANUAL DEL GLP CANALIZADO PARA USUARIOS FINALES.  
CONSUMIDOR DE 500 KG/AÑO**

AÑO	EURO/año	ÍNDICE
2010	572	100
2011	638	112
2012	645	113
2013	660	115
2014	635	111
2015	463	81
2016	417	73
2017	487	85
2018	517	90
2019	463	81
2020	426	75

FUENTE: MITERD.



---

## **9. ENERGÍAS RENOVABLES**

---



## 9.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se analiza la contribución de las energías renovables en cuatro ámbitos: la generación eléctrica, los usos térmicos, el transporte y los gases renovables.

La contribución global en el mix energético y la evolución de la cuota de renovables a efectos de cumplimiento de los objetivos comunitarios se analiza en el capítulo 1.

## 9.2. ENERGÍAS RENOVABLES PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA

En este apartado se analiza de forma específica la generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

### 9.2.1. Generación eléctrica renovable en 2020

La generación eléctrica bruta a partir de fuentes de energía renovables durante el año 2020 alcanzó los 117.619 GWh, que representan el 44,7% del total de la generación eléctrica. Se ha producido un aumento del 14% respecto a la generación renovable en el año 2019. La reducción de la demanda de energía primaria debida a la situación sanitaria y económica ha tenido relativamente poco impacto en el sector de las energías renovables eléctricas, dado que en términos absolutos se ha producido un incremento con relación al año anterior, alcanzando la cifra máxima de la serie histórica, superando el máximo anterior de 115.592 GWh alcanzado en 2013. En términos relativos, su incremento porcentual sobre la generación eléctrica total se ha visto a su vez aumentado por la caída de la demanda experimentada por la crisis sanitaria.

En la siguiente tabla se muestra la generación eléctrica por tecnología durante el año 2020 así como su variación respecto al año anterior.

**TABLA 9.1. GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE. AÑO 2020**

Tecnología	Energía (GWh)	% del total	Δ 2020/2019
Eólica	55.444	48,0%	+1,4%
Hidráulica	33.998	28,9%	+26,5%
Pura	28.567	24,3%	+20,5%
Mixta	3.014	2,6%	+77,6%
Bombeo	2.417	2,1%	+65,2%

## 9. Energías renovables

Solar fotovoltaica	15.675	9,11%	+66,4%
Solar termoeléctrica	4.992	13,3%	-12,2%
Biomasa	4.541	4,2%	+16,9%
Biogases	881	3,9%	-2,5%
Residuos sólidos urbanos (renovables)	703	0,7%	-8,7%
Desechos industriales	345	0,6%	+60,5%
Biocombustibles líquidos	13	0,3%	+0,0%
Olas y mareas	27	0,0%	+35,0%
<b>Total</b>	<b>117.619</b>	<b>100%</b>	<b>14%</b>

FUENTE: MITERD.

Al igual que en los últimos años, la tecnología renovable con mayor producción fue la eólica, alcanzando prácticamente el 50% del total de la generación renovable, lo que supuso un incremento del 1,4% con relación al año 2019. Se alcanzó un nuevo valor máximo histórico de generación eólica, debido, mayoritariamente, al incremento de potencia eólica instalada en 2020.

En segundo lugar, se situó la tecnología hidráulica, que cubrió el 29% del total de energía renovable, un 26,5% más que el año anterior. Según datos de la Agencia Estatal de Meteorología, 2020 fue un año normal en cuanto a cantidad de precipitación, con una media en torno a 606 mm, valor que queda un 5% por debajo del valor medio anual según el periodo de referencia 1981-2010. Sin embargo, 2019 fue un año comparativamente seco, con lo que el aumento de generación superó el 25%.

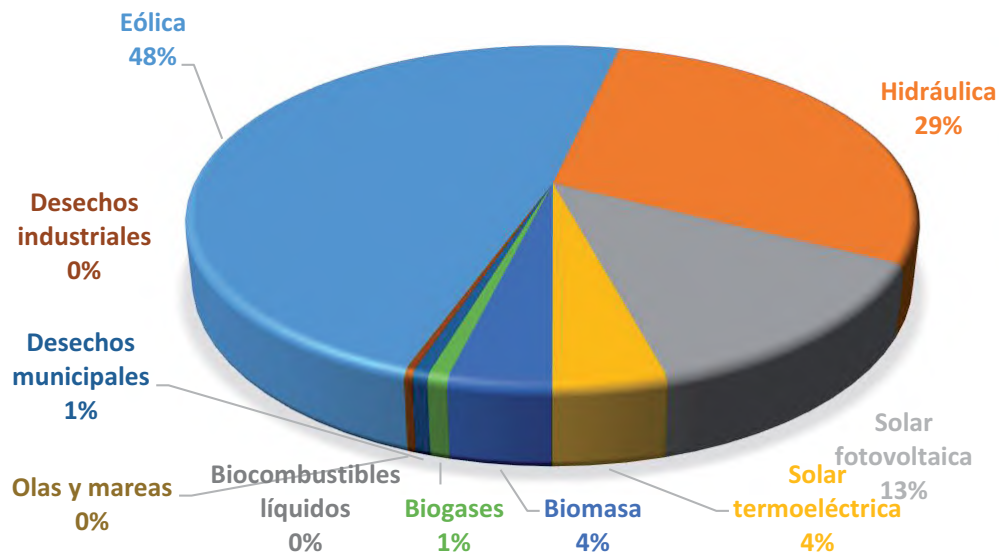
En tercer lugar, se encuentra la tecnología solar fotovoltaica, con un 13,3% del total de la generación a partir de fuentes de energías renovables. La producción se incrementó en más de un 66% respecto a los valores del año anterior y por primera vez aportó más del 10% de la generación renovable. Ello se debió parcialmente a la nueva capacidad instalada en 2020 (incremento superior al 15% respecto a la potencia instalada en 2019), pero sobre todo a la nueva capacidad instalada en 2019, cuando prácticamente se duplicó la potencia instalada. La mayor parte de esas instalaciones se pusieron en servicio a final de año, con lo que 2020 fue el primer año en el que se vio el efecto completo de la incorporación de esa nueva potencia.

El descenso del 12,2% respecto a los valores de 2019 de la producción con tecnología solar termoeléctrica, que aportó un 4,2% del total de la producción renovable, corroboró que el incremento de generación respecto al año anterior no se debió a cuestiones meteorológicas: 2019 fue un año especialmente soleado, con entre un 10% y 30% más de horas de sol en la mayor parte del territorio nacional, mientras que 2020 tuvo un comportamiento normal respecto al periodo de referencia 1981—2010 según los datos de la Agencia Estatal de Meteorología.

Por su parte, la biomasa generó el 3,9% de la energía renovable, con un aumento del 16,9% respecto al año anterior.

El reparto porcentual de la generación por fuente renovable se representa en la siguiente figura:

**FIGURA 9.1. REPARTO PORCENTUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR FUENTE. AÑO 2020**



FUENTE: MITERD.

En el año 2020 las instalaciones a partir de fuentes de energía renovables sumaron una potencia de 60.965 MW, lo que supuso un 56% del total de la potencia del sistema eléctrico español. Aunque el incremento de potencia renovable no fue tan pronunciado como en 2019 (cuando se instaló casi 6.500 MW de nueva capacidad), se instalaron en 2020 más de 2.800 MW, lo que supone un aumento de la potencia de 4,9%, respecto de 2019.

Este aumento se puede asociar, entre otros factores, a las subastas celebradas en 2016 y 2017 para el otorgamiento de derechos económicos (régimen retributivo específico), cuyo plazo para la construcción y puesta en funcionamiento de las instalaciones expiraba, respectivamente, el 28 de marzo de 2020 y el 31 de diciembre de 2019.

Aunque no todas las instalaciones cumplieron los requisitos establecidos, y por lo tanto no todas disponen de régimen retributivo, se puede relacionar con dichas subastas una potencia de algo más de la mitad de la potencia puesta en servicio en 2020. Es decir, ya desde 2019, hay una parte significativa de la potencia que no se acoge a ningún régimen retributivo, sino que se planifica directamente para ir a mercado.



## 9. Energías renovables

En la siguiente tabla se muestra la evolución de la potencia renovable en los últimos 10 años.

**TABLA 9.2. POTENCIA ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA EN LOS ÚLTIMOS 10 AÑOS (MW)**

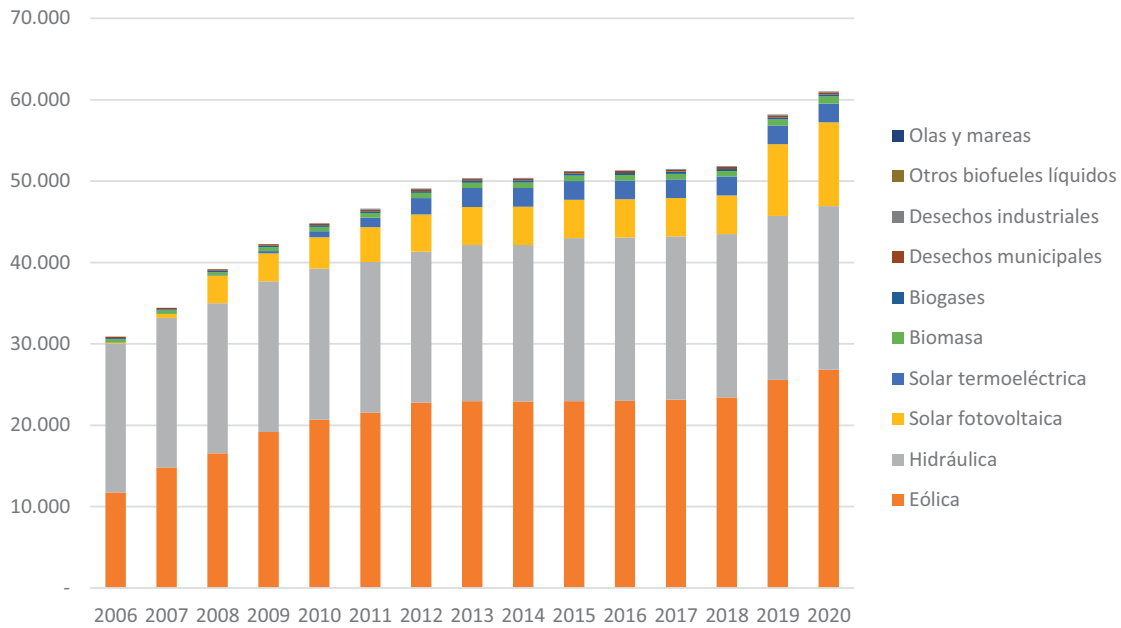
Tecnología	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Eólica	21.529	22.789	22.958	22.925	22.943	22.990	23.124	23.405	25.590	26.819
Hidráulica	18.540	18.550	19.185	19.223	20.053	20.080	20.079	20.080	20.114	20.117
Pura	13.005	13.015	12.772	12.810	13.640	13.667	13.666	13.667	13.701	13.704
Mixta	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082	3.082
Bombeo	2.453	2.453	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331	3.331
Solar fotovoltaica	4.283	4.569	4.690	4.697	4.704	4.713	4.723	4.764	8.839	10.285
<20 kW	-	-	-	-	-	156	158	159	176	320
20-1000 kW	-	-	-	-	-	3.424	3.430	3.449	3.519	3.634
>1 MW	-	-	-	-	-	1.107	1.108	1.122	5.108	6.297
Sin conectar a red	23	24	25	25	27	26	27	33	35	35
Solar termoelectrónica	1.149	2.000	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304	2.304
Biomasa	558	636	653	673	672	672	672	672	718	868
Biogases	223	233	243	243	245	248	251	258	267	269
Desechos municipales	224	224	234	234	234	234	242	241	241	241
Desechos industriales	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50
Otros biofuelés líquidos	-	-	-	-	-	-	-	6	6	6
Olas y mareas	0	0	5	5	5	5	5	5	5	5
<b>Total</b>	<b>46.556</b>	<b>49.051</b>	<b>50.322</b>	<b>50.353</b>	<b>51.211</b>	<b>51.296</b>	<b>51.451</b>	<b>51.785</b>	<b>58.135</b>	<b>60.965</b>

FUENTE: MITERD.

Tras un primer periodo de crecimiento que culminó en 2013, la potencia instalada se ha mantenido relativamente estable hasta 2018. En 2019 se produce un fuerte incremento, que se mantiene, en menor medida, en 2020. Estos incrementos han sido, fundamentalmente, de tecnologías solar fotovoltaica y eólica.

En la siguiente figura se representa la evolución de la potencia renovable en los últimos 15 años.

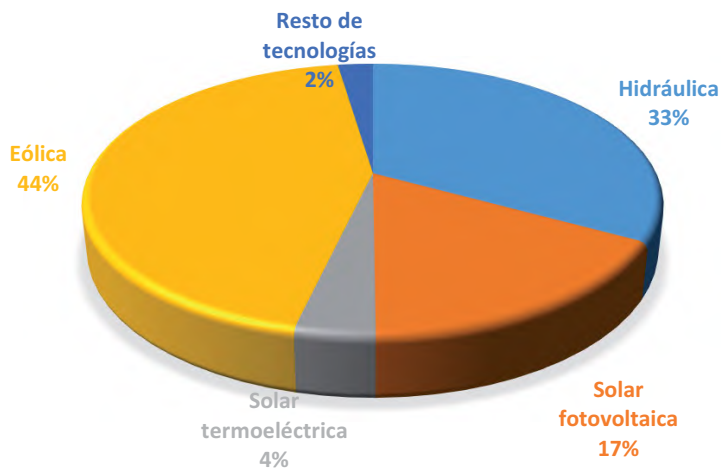
**FIGURA 9.2. POTENCIA ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA EN LOS ÚLTIMOS 15 AÑOS (MW)**



FUENTE: MITERD.

La tecnología renovable con mayor potencia instalada es la eólica, con un 44% del total, seguida de la hidráulica con el 33% y la solar fotovoltaica con el 17%, sumando así entre las tecnologías el 94% de la potencia total. Respecto al año anterior, la potencia solar fotovoltaica aumentó 2 puntos porcentuales, que se redujeron en hidráulica. El reparto porcentual de la potencia instalada por tecnología se representa en la siguiente figura.

**FIGURA 9.3. REPARTO PORCENTUAL DE LA POTENCIA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE POR TECNOLOGÍA. AÑO 2020**



FUENTE: MITERD.

## 9. Energías renovables

Analizando las horas equivalentes de funcionamiento de las distintas tecnologías durante el año 2020, cabe resaltar que la biomasa presenta 5.232 horas equivalentes anuales, seguida del biogás, con 3.274 horas equivalentes anuales. Se trata de una ligera disminución respecto al año anterior, achacable a la bajada de la actividad económica por la crisis sanitaria.

Por la elevada potencia eólica y fotovoltaica instalada en 2020, se ha realizado una ponderación de la potencia utilizando los días de 2020 a partir de la puesta en marcha de la instalación. Con esta consideración, se obtiene 2.128 horas equivalentes anuales de potencia eólica y 1.568 de fotovoltaica.

Por su parte, la tecnología termoeléctrica tuvo 2.167 horas equivalentes anuales, 300 horas menos que el año anterior, que fue mejor año solar.

**TABLA 9.3. HORAS ANUALES EQUIVALENTES DE FUNCIONAMIENTO POR TECNOLOGÍA RENOVABLE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA. AÑO 2020**

Tecnología	Energía (GWh)	Potencia (MW)	Horas anuales equivalentes
Hidráulica	33.998	20.117	1.690
Solar fotovoltaica	15.675	9.996*	1.568
Solar termoeléctrica	4.992	2.304	2.167
Eólica	56.444	26.530*	2.128
Biomasa	4.541	868	5.232
Biogases	881	269	3.274
Biocombustibles líquidos	13	6	2.027
<b>Total</b>	<b>116.544</b>	<b>60.669</b>	<b>2.584</b>

\* potencia ponderada teniendo en cuenta los días desde la puesta en marcha de la instalación hasta el 31 de diciembre.

FUENTE: MITERD.

### 9.2.2. Régimen retributivo específico

El régimen retributivo específico es un mecanismo de retribución que tiene como objetivo complementar los ingresos de mercado por venta de energía eléctrica, para que las instalaciones renovables, de cogeneración y residuos puedan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado, cubriendo sus costes y alcanzando una rentabilidad adecuada.

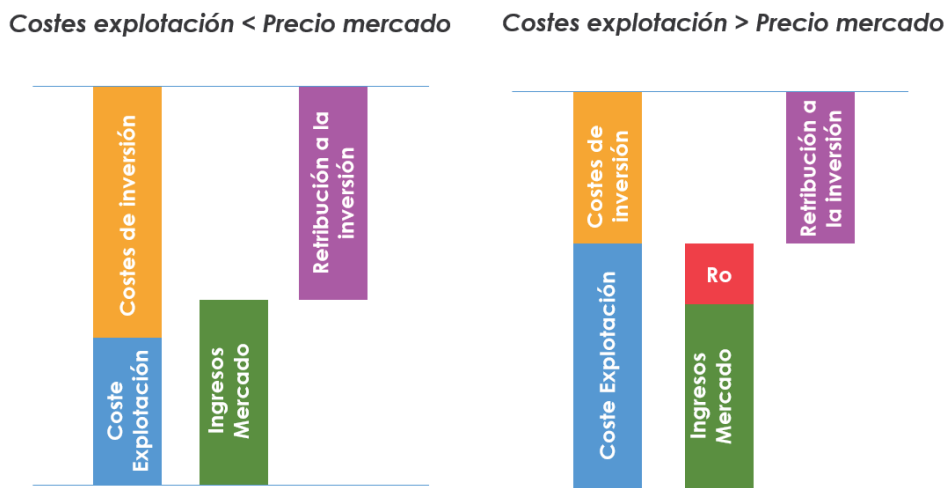
Para ello están definidas unas instalaciones estándares, denominadas "Instalaciones Tipo", a las que se asignan las instalaciones reales que tiene las características de la instalación tipo.

Para cada Instalación Tipo se aprueban un conjunto de parámetros retributivos que definen y concretan el régimen retributivo específico. En base a estos parámetros se calcularán los ingresos que le corresponden a cada una de las instalaciones reales asignadas a cada Instalación Tipo.

El régimen retributivo específico se compone de dos términos:

- **Retribución a la inversión:** Término por unidad de potencia, que cubre los costes de inversión para cada instalación tipo que no pueden ser recuperados por los ingresos de mercado en lo que le resta de vida útil regulatoria.
- **Retribución a la operación:** Término que cubre, en su caso, la diferencia entre los costes de explotación y los ingresos por mercado de la instalación tipo.

**FIGURA 9.4. RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO**



FUENTE: MITERD.

El carácter complementario del régimen retributivo específico hace que se tenga que estimar dicho régimen partiendo de una senda de precios de futuro de venta de energía eléctrica, para luego realizar el correspondiente reajuste teniendo en cuenta las desviaciones del precio real respecto de la senda estimada.

Los parámetros retributivos se revisarán, conforme a lo establecido en la ley vigente (Ley 24/2013 y el Real Decreto 413/2014) con la siguiente periodicidad:

Revisión en cada periodo regulatorio (6 años): Se podrán modificar todos los parámetros retributivos excepto la "vida útil regulatoria" y "el valor estándar de la inversión inicial" que, una vez fijados, permanecerán

## 9. Energías renovables

invariables (el primer periodo regulatorio finalizó el 31/12/2019). La rentabilidad razonable se puede revisar, pero mediante una norma con rango de ley.

- Revisión en cada semiperiodo regulatorio (3 años): Se revisarán para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción, en función de la evolución de los precios del mercado y las previsiones de horas de funcionamiento (el segundo semiperiodo regulatorio finalizó el 31/12/2019).
- Al menos anualmente, se actualizarán los valores de retribución a la operación para aquellas tecnologías cuyos costes de explotación dependan esencialmente del precio del combustible. La Orden IET/1345/2014 determina que la revisión será semestral y establece el método de actualización.

En el año 2020, el coste del régimen retributivo específico se situó en torno de los 6.470 millones de euros antes de IVA o impuesto equivalente. Atendiendo al total de la retribución percibida por cada tecnología renovable en concepto de régimen retributivo específico, la tecnología que percibió una mayor retribución fue la solar fotovoltaica, con casi 2.357 millones de euros, seguida de la solar termoeléctrica, con cerca de 1.244 millones de euros y la eólica, con cerca de 1.209 millones de euros. La retribución total se ha reducido en un 5% respecto al año anterior.

**TABLA 9.4. RETRIBUCIÓN POR TECNOLOGÍA DEL RÉGIMEN RETRIBUTIVO ESPECÍFICO. AÑO 2020**

Tecnología	Régimen Retributivo Específico (miles €)
Solar Fotovoltaica	2.357.034
Solar termoeléctrica	1.244.564
Eólica	1.208.674
Hidráulica	64.662
Biomasa	333.947
Residuos	86.909
Resto	1.171
<b>Total</b>	<b>5.296.961</b>

**FUENTE:** Informe sobre los resultados de la liquidación provisional de cierre 15/2020 de la retribución de las instalaciones de producción de energías renovables, cogeneración y residuos de la CNMC.

Esta potencia renovable acogida el régimen retributivo específico se reparte de manera desigual por el territorio nacional en función de la tecnología empleada:

- Las comunidades con mayor insolación acogen una mayor concentración de potencia solar fotovoltaica, como Andalucía, Murcia, Extremadura y ambas Castillas.

- La potencia de tecnología solar termoeléctrica se aglutina principalmente en tres comunidades, Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha.
- La potencia de generación eólica se concentra en la meseta central, mientras que en lo relativo a la hidráulica, Cataluña y Galicia concentran más de la mitad de la potencia.

TABLA 9.5. DISTRIBUCIÓN DE LA POTENCIA RENOVABLE ELÉCTRICA POR COMUNIDAD AUTÓNOMA

Comunidad Autónoma	Solar fotovoltaica	Solar termoeléctrica	Eólica	Hidráulica	Biomasa	Residuos
ANDALUCÍA	19%	44%	17%	3%	39%	0%
ARAGÓN	4%	0%	5%	4%	1%	13%
ASTURIAS	0%	0%	2%	2%	6%	30%
BALEARES	2%	0%	0%	0%	0%	10%
CANARIAS	3%	0%	2%	0%	0%	0%
CANTABRIA	0%	0%	0%	1%	2%	3%
CASTILLA LA MANCHA	21%	13%	15%	8%	12%	0%
CASTILLA Y LEÓN	10%	0%	28%	12%	10%	0%
CATALUÑA	5%	1%	7%	23%	4%	2%
CEUTA Y MELILLA	0%	0%	0%	0%	0%	0%
COMUNIDAD VALENCIANA	7%	2%	6%	0%	1%	3%
EXTREMADURA	13%	39%	0%	0%	6%	0%
GALICIA	0%	0%	13%	34%	11%	14%
LA RIOJA	2%	0%	1%	2%	0%	0%
MADRID	1%	0%	0%	0%	0%	0%
MURCIA	10%	1%	1%	1%	1%	0%
NAVARRA	4%	0%	2%	9%	7%	0%
PAÍS VASCO	0%	0%	0%	2%	2%	24%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

FUENTE: CNMC<sup>1</sup>.

### 9.2.3. Régimen Económico de Energías Renovables

El Régimen Económico de Energías Renovables es un marco retributivo alternativo al régimen retributivo específico, y tiene como objeto favorecer la previsibilidad y estabilidad en los ingresos y financiación de las nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovable.

<sup>1</sup> <https://www.cnmc.es/estadistica/informacion-mensual-de-estadisticas-sobre-las-ventas-de-regimen-especial-contiene-50>

## 9. Energías renovables

Para ello, se basa en el reconocimiento a largo plazo de un precio fijo por la energía, y se otorga mediante procedimientos de concurrencia competitiva en los que el producto a subastar será la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas y la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía.

En diciembre de 2020 se convocó la primera subasta para el otorgamiento del régimen económico, con un cupo de producto a subastar de 3.000 MW de potencia, que se celebraría el 26 de enero de 2021.

**TABLA 9.6. CALENDARIO DE SUBASTAS DEL RÉGIMEN ECONÓMICO DE ENERGÍAS RENOVABLES**

		Volúmenes mínimos de potencia (MW)					
		2.020	2.021	2.022	2.023	2.024	2.025
Eólica	Incremento.	1.000	1.500	1.500	1.500	1.500	1.500
	Acumulado.	1.000	2.500	4.000	5.500	7.000	8.500
Fotovoltaica	Incremento.	1.000	1.800	1.800	1.800	1.800	1.800
	Acumulado.	1.000	2.800	4.600	6.400	8.200	10.000
Solar Termoeléctrica	Incremento.		200		200		200
	Acumulado.		200	200	400	400	600
Biomasa	Incremento.		140		120		120
	Acumulado.		140	140	260	260	380
Otras tecnologías (biogás, hidráulica, mareomotriz, etc.)	Incremento.		20		20		20
	Acumulado.		20	20	40	40	60

FUENTE: MITERD.

### 9.2.4. Convocatorias de ayudas a la inversión cofinanciadas con fondos FEDER

En agosto de 2020 se aprobaron dos órdenes ministeriales por las que se establecen las bases reguladoras para la concesión de ayudas a la inversión en instalaciones de producción de energía eléctrica y de energía térmica de origen renovable en todo el territorio nacional.

Las ayudas adoptarán la forma de subvención, a través del procedimiento de concesión en régimen de concurrencia competitiva, que se podrá adelantar al beneficiario mediante un anticipo, al objeto de facilitar la financiación de los proyectos.

Los proyectos seleccionados en cada convocatoria podrán ser cofinanciados con Fondos de la Unión Europea tanto procedentes del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) como de otros instrumentos dirigidos a apoyar la recuperación económica.

Durante el último trimestre de 2020 se formalizaron 27 convocatorias de ayudas a la inversión en 13 comunidades autónomas, así como en Melilla. La dotación presupuestaria del conjunto de estas convocatorias fue de más de 245 millones de euros. Las instalaciones concesionarias de las ayudas deberán estar completamente finalizadas en 2023.

En cuanto a los territorios no peninsulares, en 2020 se publicaron en Baleares y Canarias sendas convocatorias de ayudas a la inversión en instalaciones fotovoltaicas, y una convocatoria para instalaciones eólicas en Canarias, con un presupuesto total de unos 95 millones de euros.

### 9.3. ENERGÍAS RENOVABLES PARA USOS TÉRMICOS

Adicionalmente a los anteriores cambios, que afectan a toda serie histórica de consumo, especialmente a partir del año 2016, durante el año 2020 el consumo de energía final renovable sin biocarburantes, Tabla 9.7, disminuyó un 2,7% con respecto a 2019, situándose en 4.613 ktep, como consecuencia de la menor actividad existente a todos los niveles debido a las restricciones asociadas a la pandemia del COVID-19..

**TABLA 9.7. CAPACIDAD INSTALADA Y CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES TÉRMICAS 2020**

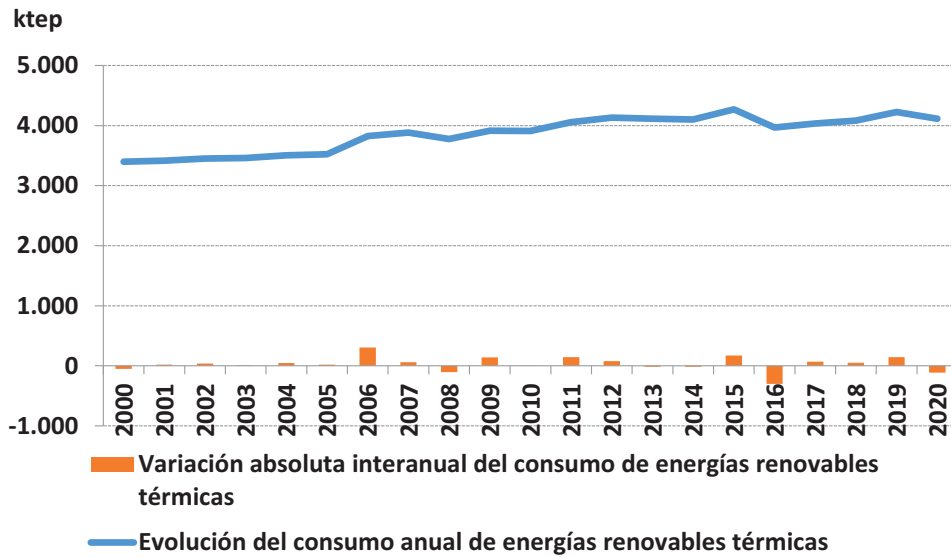
	Capacidad instalada		Consumo de energías renovables térmicas (ktep)		
	Potencia (MW)	Superficie solar (m <sup>2</sup> )	Para usos exclusivamente térmicos	Para producción de calor en centrales de cogeneración	TOTAL
Biomasa y carbón vegetal	11.480		3.216	443	3.659
Biogás	264		58	63	121
Solar térmica de baja temperatura	2.965	4.235.816	328	—	328
Geotermia	1		0,2	—	0,2
Residuos renovables	—		—	5	5
<b>TOTAL</b>	<b>14.710</b>	<b>4.235.816</b>	<b>3.602</b>	<b>511</b>	<b>4.113</b>

FUENTE: MITERD, IDAE.

Los consumos finales de energías renovables térmicas, Figura 9.5, han continuado con la lenta pero constante tendencia de progresión iniciada en la primera década del siglo, registrando crecimientos medios interanuales anuales del 3,7%, en contraposición con la evolución registrada en la última década del pasado siglo que registró contracciones de estos consumos del orden del -1,5% anual.



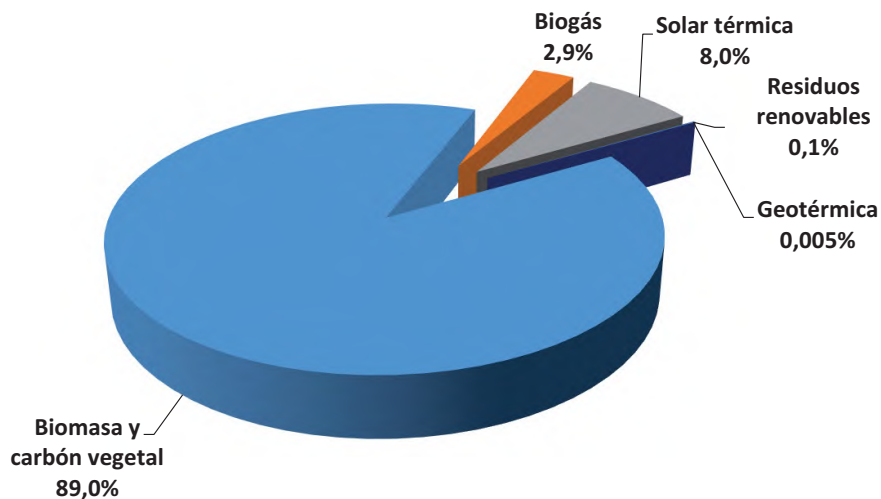
**FIGURA 9.5. EVOLUCIÓN DEL CONSUMO DE ENERGÍAS RENOVABLES 2000- 2020**



FUENTE: MITERD, IDAE.

La biomasa, Figura 9.6, continúa siendo el primer recurso renovable consumido (89%) en términos de energía final seguido a distancia por la energía solar térmica (8%). Más alejadas se encuentran tanto las aportaciones con origen en los biogases (2,9%) y la presencia prácticamente testimonial de la geotermia de uso directo y de los residuos renovables, estas dos últimas en su conjunto apenas alcanzan el 0,1%.

**FIGURA 9.6. CONTRIBUCIÓN POR FUENTES ENERGÉTICAS AL CONSUMO DE ENERGÍA FINAL RENOVABLE EN 2020**

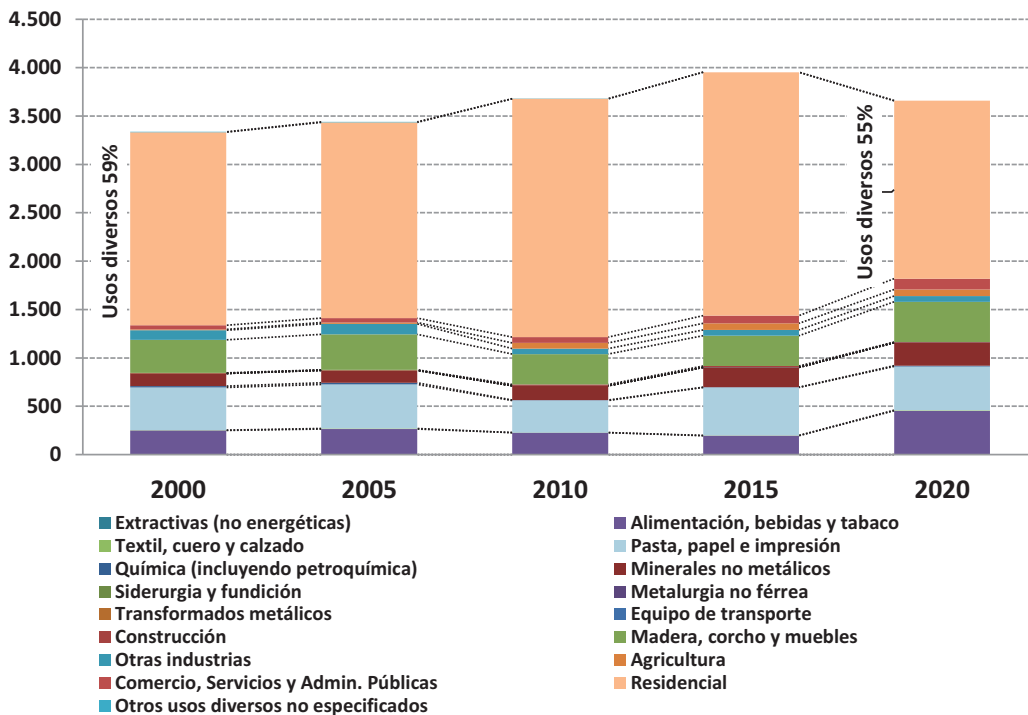


FUENTE: MITERD, IDAE.

El consumo de biomasa, que alcanza los 3,7 millones de tep, se distribuye en 3.216 ktep utilizados en instalaciones térmicas, calderas, estufas y chimeneas ubicadas en los sectores residencial, industrial y servicios, y 443 ktep de consumos imputables a la producción de calor en las centrales de cogeneración con biomasa.

Sectorialmente, Figura 9.7, destaca la evolución decreciente de los consumos asociados al sector residencial puesto en evidencia por el estudio de consumo realizado. Este hecho se explica por la fuerte disminución de los consumos registrada en los entornos rurales, de alrededor de 700 ktep, que no ha sido compensada por los incrementos de consumo en los entornos no rurales al consumirse esta biomasa en casas mejor aisladas y con equipos más eficientes. Por su parte, los consumos asociados al sector agrícola prácticamente se mantienen mientras que se registran significativos incrementos de consumos en comercio, servicios y en la mayoría de los sectores industriales, con la excepción de minerales no metálicos, transformados metálicos y construcción.

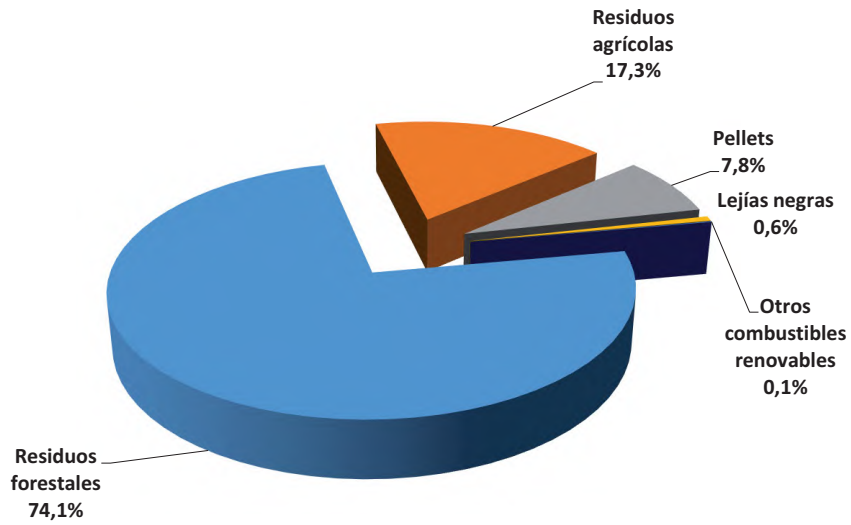
FIGURA 9.7. EVOLUCIÓN SECTORIAL DE LOS CONSUMOS DE BIOMASA 2000-2020



FUENTE: MITERD, IDAE.

Dada la alta representatividad del sector residencial en los consumos térmicos de energías renovables, 50% del consumo de biomasa exclusivamente térmica, los residuos forestales, tradicionalmente asociados a este sector, representan el 74,1% del consumo, Figura 9.8, seguidos por los residuos agrícolas, 17,3%, los pellets, 7,8%, y las lejías negras y otros tipos de combustibles renovables, que apenas llegan al 1%.

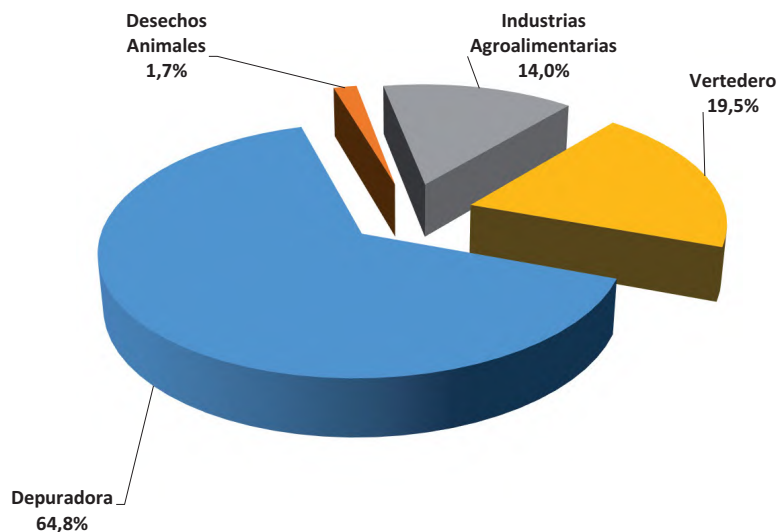
FIGURA 9.8. CONSUMO DE BIOMASA TÉRMICA 2020: CONTRIBUCIÓN POR COMBUSTIBLES



FUENTE: IDAE.

Del total de consumos de biogás en 2020, 121 ktep, algo más de la mitad se utiliza en centrales de cogeneración y va destinado a la producción de calor, mientras que el restante, 58 ktep, se consume en calderas de los sectores de servicios (70%), principalmente en la rama de abastecimiento de agua y saneamiento, e industrial (28%), concentrado principalmente en los subsectores de alimentación, bebidas y tabaco (14%), minerales no metálicos (7%) y pasta y papel (5%). En cuanto al origen de este biogás, Figura 9.9, alrededor del 64,8% tiene su origen en depuradoras, un 19,5% en vertederos, un 14% en industrias agroalimentarias y el 1,7% procede de desechos animales.

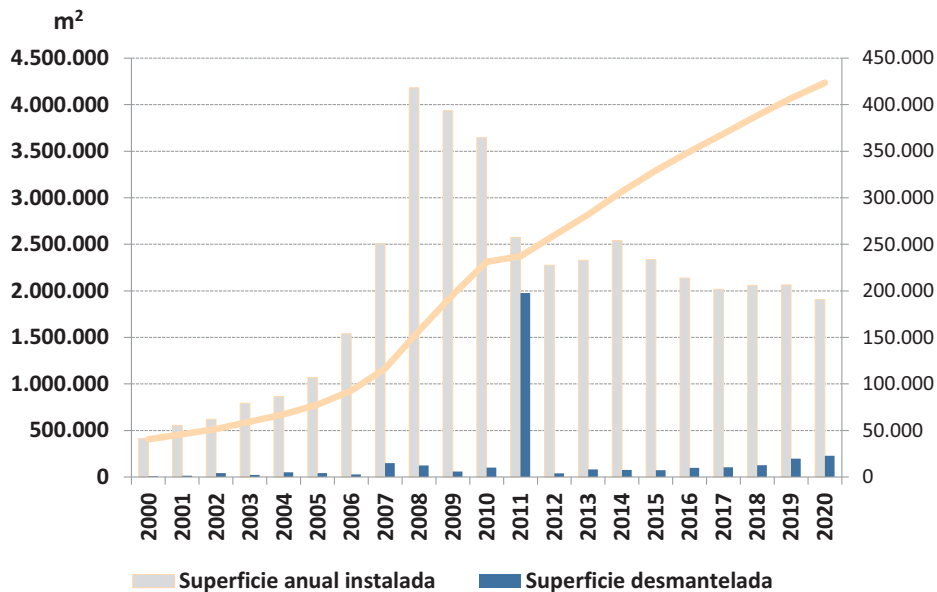
FIGURA 9.9. ORIGEN DEL BIOGÁS TÉRMICO CONSUMIDO EN 2020



FUENTE: IDAE.

Por su parte, la evolución de la energía solar basada en paneles térmicos; Figura 9.10, ha incorporado por primera vez en el año 2020 el ajuste por la vida útil de los paneles (20 años). Este ajuste se ha aplicado a toda la serie histórica por lo que en la figura 9.10 se observa, entre los años 2010 y 2011, una estabilización de la superficie solar como resultado de aplicar en 2010 una deducción de cerca de 197.670 m<sup>2</sup>. Esta deducción se corresponde con el valor de superficie solar instalada en 1990 que acumulaba la mayor parte de la superficie solar instalada hasta ese año.

**FIGURA 9.10. EVOLUCIÓN DE LA SUPERFICIE SOLAR INSTALADA 2000 – 2020**



FUENTE: IDAE.

La superficie solar instalada alcanza los 4,4 millones de m<sup>2</sup>, concentrados principalmente el sector residencial (82%) y en el sector de comercio y servicios (15%). Casi el 100% de los usos satisfechos por esta tecnología están asociados al calentamiento de agua, bien para su utilización en ACS en los sectores de residencial y comercio-servicios, o bien para su utilización tanto como ACS como para agua caliente en procesos industriales.

Con respecto a la evolución del mercado solar térmico, el año 2020 ha mostrado signos de debilidad asociados principalmente al fuerte retroceso interanual registrado en las viviendas iniciadas, alrededor de 70.000 viviendas frente a las más de 91.000 de 2019.

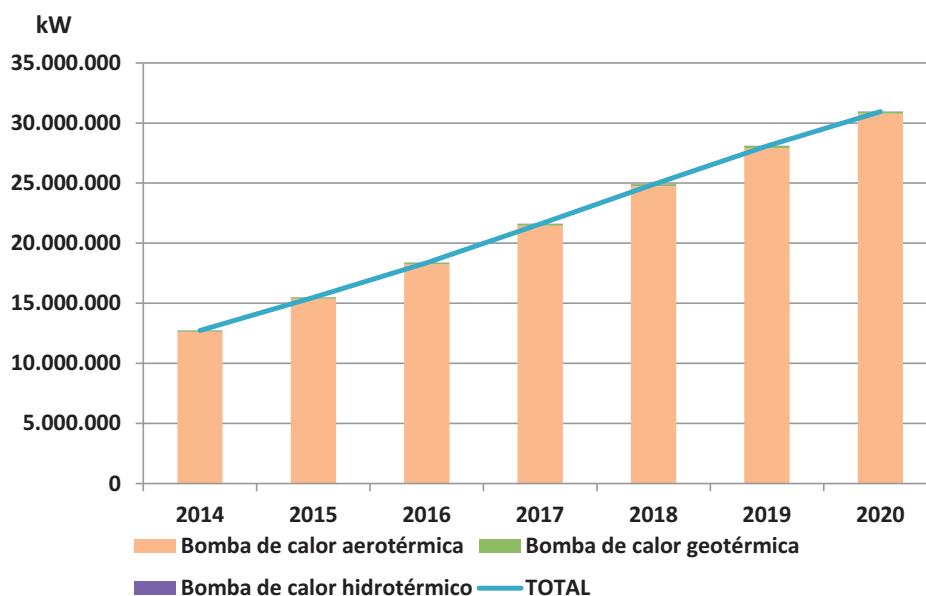
En la sección de geotermia de usos directos, es decir, el aprovechamiento de energía geotérmica a través de intercambiadores de calor, una conclusión del estudio censal de instalaciones en funcionamiento ilustra un desmantelamiento casi total de todas las instalaciones contabilizadas por diversas razones: obsolescencia

de las instalaciones, cambios en los tipos de producciones agrícolas y en los usos y propiedades de terrenos y acuíferos, etc. La evolución es tal, que se ha pasado del máximo en 2001, 14 instalaciones registradas, a encontrarse en funcionamiento únicamente dos en 2020, que aportan una energía de 193 ktep.

Por lo que respecta a la energía ambiente, es decir la energía renovable suministrada mediante tecnologías de bombas de calor al objeto de satisfacer las demandas de calor y agua caliente de los usuarios, la misma no se contabiliza por el momento en los balances de energía final, aunque sí se considera para el cálculo de la contribución de energía renovable al consumo final bruto de energía.

Desde que en el año 2014 se empezarán a contabilizar las instalaciones basadas en bombas de calor, siguiendo las directrices de cálculo de la energía renovable procedente de las bombas de calor establecidas en la Decisión de la Comisión de 1 de marzo de 2013, la potencia instalada de estas tecnologías, Figura 9.11, supera en más del doble a la registrada en 2014, registrándose crecimientos medios anuales del 16%.

**FIGURA 9.11. EVOLUCIÓN DE LA POTENCIA INSTALADA CON BOMBAS DE CALOR**



FUENTE: IDAE.

A finales de 2020, Tabla 9.8, se disponía de una potencia instalada de bombas de calor de casi 31.000 MW. Esta potencia proporcionó 1,4 Mtep de calor útil con un aporte de energía renovable de casi 960 ktep, algo más de 11.000 GWh/año.

TABLA 9.8. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR EN 2020

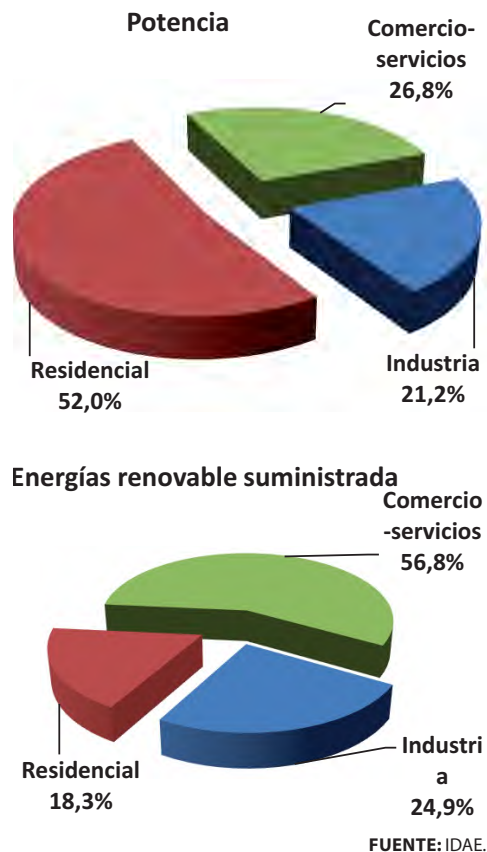
Area	Sector	2020							
		Número de plantas	Potencia Térmica (kW)	Horas de funcionamiento	Producción Térmica (tep)	SPF	Consumo eléctrico (GWh)	Consumo EERR (tep)	
Bomba de calor aerotérmica	Otras Actividades no especificadas	640.653	8.253.490	1.100	780.547	3	2.865	534.049	
	Otras Industrias	399.906	6.529.891	627	352.029	3	1.378	233.515	
	Residencial	3.517.775	15.986.296	182	250.677	3	914	172.009	
Bomba de calor geotérmica	Administraciones Públicas	62	12.546	1.577	1.702	5	4	1.334	
	Agricultura	10	610	2.117	111	5	0	88	
	Alimentación, Bebidas y Tabaco	3	484	3.101	129	6	0	107	
	Bienes de Equipo	1	70	1.340	8	5	0	7	
	Comercio	36	11.185	1.935	1.861	5	4	1.489	
	Construcción	4	183	944	15	5	0	12	
	Educación	35	14.824	1.930	2.460	5	6	1.914	
	Hospitales	17	11.914	2.684	2.750	5	6	2.246	
	Hoteles	69	21.308	1.370	2.510	6	5	2.082	
	Madera y Productos de la Madera	1	16	1.340	2	5	0	2	
	Oficinas	41	6.544	1.668	939	5	2	748	
	Otras Actividades no especificadas	136	6.793	1.812	1.058	5	2	851	
	Otras Industrias	16	932	1.743	140	5	0	111	
	Otros Servicios y Servicios Públicos	120	24.315	1.789	3.741	5	9	2.968	
	Residencial	2.924	67.188	1.376	7.952	5	19	6.285	
	Restaurantes	1	11	1.453	1	5	0	1	
	Siderurgia y Fundición	4	951	5.184	424	6	1	353	
	<b>Total Bomba de calor geotérmica</b>		<b>3.480</b>	<b>179.875</b>	<b>1.668</b>	<b>25.804</b>	<b>5</b>	<b>60</b>	<b>20.598</b>
	Bomba de calor hidrotérmica	Comercio	1	16	1.729	2	4	0	2
Educación		1	760	1.194	78	4	0	57	
Oficinas		1	200	1.927	33	4	0	26	
Otras Industrias		4	109	1.114	10	4	0	8	
Otras Actividades Anexas al Transporte		5	771	1.078	71	3	0	46	
<b>Total Bomba de calor hidrotérmica</b>		<b>12</b>	<b>1.856</b>	<b>1.225</b>	<b>195</b>	<b>3</b>	<b>1</b>	<b>138</b>	
<b>Total general</b>		<b>4.561.826</b>	<b>30.951.408</b>	<b>529</b>	<b>1.409.253</b>	<b>3</b>	<b>5.218</b>	<b>960.309</b>	

FUENTE: IDAE.

El tipo de bomba de calor que domina el mercado es la aerotérmica reversible de aire-aire, con casi algo más de 30.000 MW en funcionamiento, que es utilizada no solamente para la satisfacción de las necesidades de calefacción de los alojamientos sino también cubrir la demanda de refrigeración de los mismos. Le siguen en importancia, aunque con unos registros tanto absolutos como relativos bastante más modestos, las instalaciones basadas en bombas de calor geotérmicas que alcanzan una potencia de 180 MW.

Con respecto a las bombas de calor aerotérmicas, aunque tanto la potencia instalada como el número de unidades operativas se encuentran asociados al sector residencial, Figura 9.12, la energía renovable suministrada está concentrada en el sector de comercio y servicios. Las diferencias sectoriales en las tecnologías de bombas de calor afectan tanto al tamaño medio de las instalaciones, que varía entre los 5 kW del sector residencial y los 16 kW del sector industrial, como a las horas de utilización, con un mínimo de 182 horas del sector residencial y un máximo de 1.100 horas en el sector industrial.

**FIGURA 9.12. DISTRIBUCIÓN SECTORIAL DE LAS BOMBAS DE CALOR AEROTÉRMICAS EN 2020**



#### 9.4. ENERGÍAS RENOVABLES EN EL TRANSPORTE

Desde la aprobación de la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, las energías renovables han cobrado un papel especialmente relevante en el sector transporte. Dicha directiva, establecía en su artículo 3, apartado 4, un objetivo para el sector del transporte, obligando a cada Estado miembro a obtener una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final de energía en el sector transporte en 2020.

Posteriormente, la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables estableció en su artículo 25, apartado 4, un objetivo de energías renovables para el sector transporte de al menos el 14% en 2030.

Para garantizar el cumplimiento de este objetivo, se aprobó el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, de fomento de los biocarburantes, mediante el que se fija una senda creciente de contribución de los biocarburantes al sector del transporte. Concretamente la senda establece los valores recogidos en la Tabla 9.9, cuya metodología de cálculo está establecida en la Orden ITC/2877/2008, de 9 de octubre, por la que se establece un mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte:

**TABLA 9.9. OBJETIVOS OBLIGATORIOS MÍNIMOS DE VENTA O CONSUMO DE BIOCARBURANTES EN TRANSPORTE**

	2017	2018	2019	2020
Objetivos obligatorios mínimos de biocarburantes (%)	5,00%	6,00%	7,00%	8,50%

FUENTE: MITERD.

Para que los biocarburantes puedan ser contabilizados para alcanzar los objetivos anuales, deben cumplir con los requisitos fijados en el **Real Decreto 1597/2011, de 4 de noviembre**, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad de los biocarburantes y biolíquidos, el Sistema Nacional de Verificación de la Sostenibilidad y el doble valor de algunos biocarburantes a efectos de su cómputo (en adelante RD de Sostenibilidad), en línea con lo establecido en la Directiva antes citada. Estos criterios de sostenibilidad, también recogidos en la **Directiva 98/70/CE** del Parlamento Europeo y del Consejo de 13 de octubre de 1998 relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo se basan en:

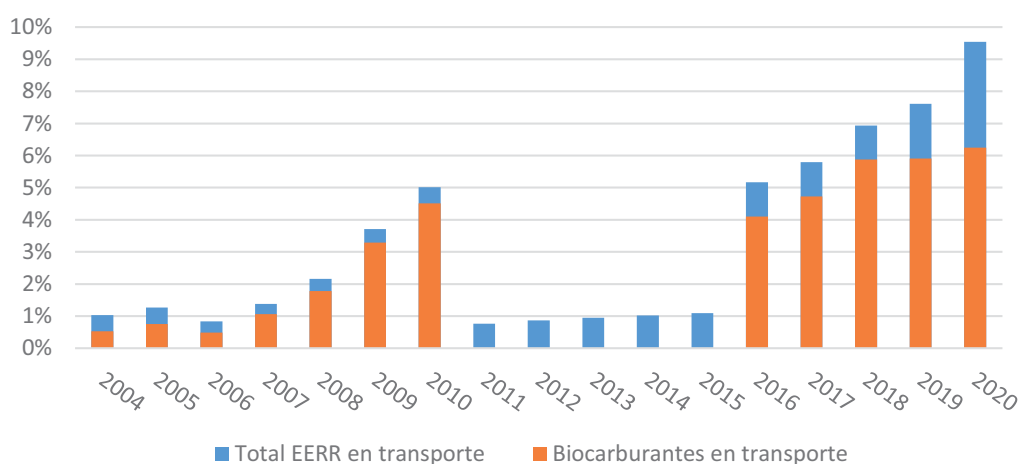
- La reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.
- La protección de tierras de elevado valor en cuanto a biodiversidad o tierras con elevadas reservas de carbono.



## 9. Energías renovables

La siguiente figura muestra la evolución de la contribución de las energías renovables en el transporte. Teniendo en cuenta las anteriores disposiciones normativas, dicha contribución o cuota se ha visto esencialmente influenciada por la contribución de los biocarburantes en este sector. No obstante, cabe resaltar que hasta el año 2010, los biocarburantes contabilizados en el transporte no estaban sujetos al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad. En España hubo un periodo de carencia en el que los criterios de sostenibilidad tenían carácter indicativo si bien los sujetos obligados a ello debían remitir toda la información veraz exigida en el RD de Sostenibilidad.

**FIGURA 9.13. EVOLUCIÓN DE LA CONTRIBUCIÓN DE EERR EN TRANSPORTE**



FUENTE: EU SHARES.

En los últimos años, la contribución de las energías renovables ha ido creciendo al ritmo de crecimiento de los objetivos obligatorios de venta o consumo de biocarburantes establecidos en el Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre. El crecimiento se debe fundamentalmente al aumento del consumo de biocarburantes.

El segmento restante está compuesto por la energía eléctrica producida a partir de fuentes renovables y consumida en el transporte. Para el cómputo de esta última, la **Directiva (UE) 2015/1513** del Parlamento Europeo y del Consejo de 9 de septiembre de 2015 por la que se modifican la Directiva 98/70/CE, relativa a la calidad de la gasolina y el gasóleo, y la Directiva 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, establece que para cálculo de la electricidad procedente de fuentes de energía renovables consumida por el transporte ferroviario electrificado y por los vehículos eléctricos de carretera, se considerará que dicho consumo corresponde a 2,5 y 5 veces, respectivamente, el contenido en energía del insumo de electricidad procedente de fuentes de energía renovables.

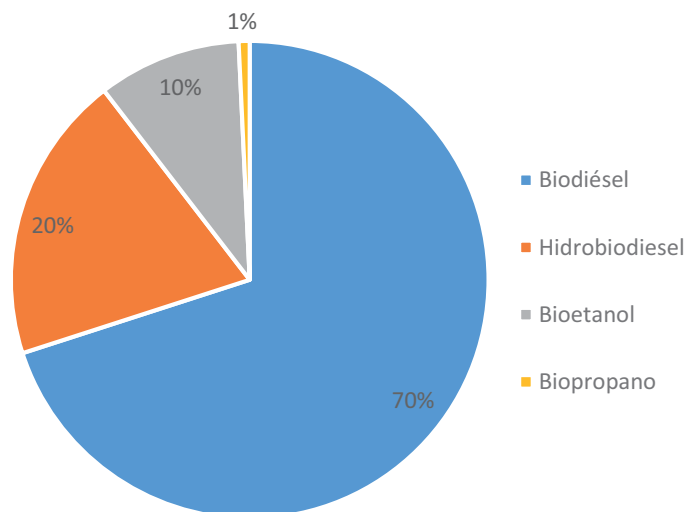
### Análisis del sector en 2020

En el año 2020 la cuota de renovables en transporte ascendió al 9,54%, correspondiendo cerca del 6,24% a los biocarburantes.

(<https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares>).

Los biocarburantes son, por tanto, el primer recurso en importancia para el cumplimiento del objetivo de energías renovables en transporte, alrededor de 1,5 millones de tep. Dentro de los biocarburantes, adquiere especial importancia los incorporados o sustitutivos del diésel (biodiésel y HVO), ya que suponen el 90% en volumen de los biocarburantes vendidos o consumidos en el sector transporte, representando el bioetanol únicamente el 10% y el biopropano el 1%.

**FIGURA 9.14. DISTRIBUCIÓN DE BIOCABURANTES VENDIDOS O CONSUMIDOS EN EL SECTOR TRANSPORTE EN 2019**



FUENTE: SICBIOS - MITERD.

En cuanto al porcentaje de electricidad, el 3,3% restante de las energías renovables en el sector transporte, es aportado mayoritariamente (88%) por el transporte ferroviario electrificado, donde el consumo de energía eléctrica en términos absolutos es superior al consumo de electricidad de los vehículos eléctricos de carretera.

Por su parte, la **Directiva (UE) 2018/2001** del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, fija objetivos más ambiciosos sobre la contribución de las energías renovables para el transporte en el año 2030.

Concretamente, para el sector del transporte eleva la cuota mínima obligatoria de energía procedente de fuentes renovables hasta un **14% en el consumo final de energía final del sector transporte** en el año 2030.

En el año 2020 se presentó por parte de la Comisión la Estrategia de Movilidad Sostenible e Inteligente mediante la Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, Al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones COM(2020) 789.

Esta estrategia apunta a la necesidad del despliegue de los Sistemas de Transporte Inteligentes como clave para alcanzar los objetivos e hitos sobre movilidad automatizada y sostenible en 2030 y futuros.

Por otro lado, este documento incide en que para cumplir los objetivos climáticos es imperativo la descarbonización del transporte y su sostenibilidad. Algunos de los hitos presentes en el documento son:

- De aquí a 2030 habrá por lo menos 30 millones de automóviles de emisión cero y 80 000 camiones de emisión cero en circulación.
- De aquí a 2050 prácticamente todos los automóviles, furgonetas, autobuses y los nuevos vehículos pesados serán de emisión cero.
- Los buques oceánicos de emisión cero y las aeronaves grandes de emisión cero estarán listos para su comercialización a más tardar en 2030 y 2035, respectivamente.
- Los desplazamientos colectivos programados inferiores a 500 km deben ser neutros en carbono de aquí a 2030 dentro de la UE.
- El tráfico en ferrocarril de alta velocidad se duplicará para 2030 y se triplicará para 2050.
- De aquí a 2030, habrá por lo menos cien ciudades climáticamente neutras en Europa.
- El tráfico ferroviario de mercancías aumentará un 50 % de aquí a 2030 y se duplicará para 2050.
- El transporte por vías navegables interiores y el transporte marítimo de corta distancia aumentarán un 25 % de aquí a 2030 y un 50 % para 2050.

## 9.5. GASES RENOVABLES

### 9.5.1. Hidrógeno renovable

El hidrógeno renovable es una solución sostenible clave para la descarbonización de la economía. En este sentido, el hidrógeno renovable es considerado uno de los pilares para lograr la neutralidad climática en 2050 y desarrollar cadenas de valor industriales innovadoras en España y en la UE, así como una economía verde de alto valor añadido.

Esta relevancia se manifiesta en las políticas energéticas nacionales, en particular en la Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética y en el PNIEC, que establecen disposiciones específicas para la promoción de los gases renovables.

Con este espíritu, y siguiendo la senda marcada en la Estrategia Europea del Hidrógeno, el 6 de octubre de 2020 el Gobierno de España aprobó la *"Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable"*. Con este documento España pretende sentar las bases para facilitar el desarrollo de un PROYECTO PAÍS mediante el despliegue de este vector energético, clave para que España alcance la neutralidad climática, con un sistema 100% renovable a más tardar en 2050.

El hidrógeno renovable está llamado a ser un valioso vector energético para usos finales donde la electrificación no es técnica ni económicamente viable en la actualidad, tales como:

- La **industria intensiva** que ya utiliza hidrógeno gris como **materia prima** (refino, química y fertilizantes).
- En **movilidad**, sobre todo en transporte pesado, ferroviario, aviación y marítimo, donde la descarbonización es más compleja y la electrificación no es ni técnica ni económicamente viable en la actualidad.
- La **industria intensiva en calor**, de manera que sustituya el gas natural como fuente por el hidrógeno de origen renovable.
- En el **sector eléctrico**, considerando su capacidad de absorber excedentes de producción renovable para ser utilizados en un momento posterior, dotando de mayor flexibilidad al sector.

Además, el hidrógeno renovable contribuye a políticas transversales de este Gobierno como la Transición Justa o el Reto Demográfico, mediante su producción deslocalizada, de manera que contribuya la generación de empleo, de actividad económica e innovación en aquellas zonas del territorio nacional donde se desarrolle.

Para ello, el documento identifica las principales barreras y oportunidades a las que se enfrenta el sector y define un conjunto de 60 medidas enmarcadas en 4 líneas de actuación, fundamentales para el desarrollo del sector. Igualmente, la Hoja de Ruta del Hidrógeno establece objetivos a 2030, dirigidos no sólo a la producción de hidrógeno renovable sino también a cada una de las áreas de actividad donde se ha identificado que la demanda de hidrógeno renovable tiene mayor potencial de crecimiento en esta década, concretamente, la industria y la movilidad.

**FIGURA 9.15. POTENCIA DEL HIDRÓGENO RENOVABLE**



Con intención de posicionar a España como referente tecnológico en producción y aprovechamiento de hidrógeno renovable y garantizar el cumplimiento de lo previsto en la Hoja de Ruta del Hidrógeno, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia aprobado en 2020, dedicó su Componente 9 a la “Hoja de ruta del hidrógeno renovable y su integración sectorial (C9)”, a la que destina 1.555 millones de euros aplicables entre 2021 y 2023.

### 9.5.2. Biogás y Biometano

El biogás es un gas renovable producido a partir de materias primas de origen biológico. Su composición química depende del recurso utilizado, siendo los elementos mayoritarios el metano y el dióxido de carbono. Considerando las materias primas utilizadas para su obtención, la producción y el consumo de biogás son climáticamente neutros bajo ciertas condiciones, por lo que, asegurando los adecuados criterios para su sostenibilidad, puede contribuir significativamente a la descarbonización de la economía, constituyendo además un caso muy destacable de economía circular.

De acuerdo con los datos disponibles en el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica (PRETOR) del MITERD, en España se encuentran 146 instalaciones de biogás, de las cuales 130 reportaron consumo de biogás en 2020. La **producción estimada de biogás** en estas plantas en 2020 está en torno a **2,74 TWh**. De ese total, 2,43 TWh son consumidos en centrales de generación eléctrica (cogeneradoras y no cogeneradoras), de los que 0,17 TWh son de calor, siendo el resto (2,26 TWh) de generación eléctrica.

En relación a las aplicaciones de las 130 plantas citadas, atendiendo a la Clasificación Nacional de Actividades Económicas a la que pertenecen, 46 plantas se encuentran asociadas a plantas de tratamiento de residuos (29 de ellas son de gestión de residuos municipales), 34 plantas a estaciones de depuración de aguas residuales (para el tratamiento de los lodos generados en las EDAR), 13 al sector agropecuario, 3 al sector de fabricación de bebidas; 3 al sector químico; 7 al sector del papel; 1 al sector de la construcción y 13 plantas asociadas a administraciones, comercio y servicios.

En cuanto al biometano, España cuenta con una planta de producción de biometano procedente de la depuración del biogás, siendo la tecnología de Water Scrubber (WS) el método de depuración empleado. El biometano generado es inyectado en la red de gas natural. Está localizada en el Parque Tecnológico de Valdemingómez, en Madrid, generando biogás a partir de los residuos municipales. En 2020 inyectó 105 GWh en la red de transporte.



---

## **10. EFICIENCIA ENERGÉTICA**

---





### 10.1. DIRECTIVA DE EFICIENCIA ENERGÉTICA, SISTEMA NACIONAL DE OBLIGACIONES Y FNEE

La Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, en lo sucesivo DEE, relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las Directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las Directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE, creó un marco común para fomentar la eficiencia energética dentro de la Unión y estableció acciones concretas a fin de alcanzar un notable ahorro de energía acumulado en el periodo 2014-2020.

La DEE fue revisada mediante la Directiva (UE) 2018/2002, de 11 de diciembre de 2018, con objeto de asegurar la consecución del objetivo principal de mejora de la eficiencia un 20% en 2020 y un 32,5% en 2030.

De acuerdo con las obligaciones establecidas en la DEE:

- Los Estados miembros deben acreditar la consecución de un **objetivo de ahorro acumulado de consumo de energía final** en el período comprendido entre el 1 de enero de 2014 y el 31 de diciembre de 2020, y posteriormente entre el 1 de enero de 2021 y el 31 de diciembre de 2030.

Este objetivo de ahorro acumulado de energía final ha sido calculado para España de conformidad con lo establecido en el artículo 7 de la propia DEE, ascendiendo **para el primer periodo (2014-2020) a 15.979 ktep, lo que equivale a 571 ktep/año**. Se trata de ahorros nuevos y adicionales de energía final, supuesta una distribución lineal del objetivo a lo largo de cada uno de los citados periodos.

- Además, el artículo 7 de la DEE determina que cada Estado miembro debe establecer un sistema de obligaciones de eficiencia energética mediante el cual **los distribuidores de energía y/o las empresas minoristas de venta de energía quedarían obligados a** alcanzar en el año 2020 el objetivo de ahorro indicado mediante la consecución anual, a partir del año 2014, de **un ahorro equivalente al 1,5 % de sus ventas anuales de energía**.

La revisión de la DEE mediante la Directiva (UE) 2018/2002 amplió el alcance del sistema de obligaciones de eficiencia energética a un nuevo período de obligación, del 1 de enero de 2021 al 31 de diciembre de 2030, para que la UE logre sus objetivos de eficiencia energética para 2030 y cumpla su compromiso de situar a los consumidores en el centro de la Unión de la Energía.

- Por su parte, el artículo 20 de la DEE permitió a los Estados miembros crear un **Fondo Nacional de Eficiencia Energética (FNEE) como respaldo** de las iniciativas nacionales de eficiencia energética.

A la vista de lo anterior, para la consecución del objetivo de ahorro de energía final del periodo 2014-2020, España optó por una combinación de los dos sistemas permitidos por la DEE:

---

## 10. Eficiencia energética

---

1. Un sistema de obligaciones de eficiencia energética, en el que se incluye el FNEE, regulado mediante la Ley 18/2014, de 15 de octubre, de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia.
2. La adopción de medidas de actuación alternativas conforme al artículo 7 ter de la DEE como, por ejemplo, fiscalidad, reglamentación o acuerdos voluntarios entre otras.

---

### 10.2. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN EDIFICIOS

---

La Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 19 de mayo de 2010, relativa a la eficiencia energética de los edificios, modificada por la Directiva (UE) 2018/844 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2010/31/UE relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética, tiene por objeto mejorar la eficiencia energética de los edificios de la UE teniendo en cuenta diversas condiciones climáticas y particularidades locales. Para ello, establece una serie de instrumentos y obligaciones:

- Los países de la UE deben establecer requisitos mínimos óptimos de eficiencia energética, a revisar cada 5 años. Deben cubrir el edificio, sus componentes y la energía consumida para:
  - la calefacción de espacios;
  - la refrigeración de espacios;
  - el agua caliente sanitaria;
  - la ventilación;
  - la iluminación integrada;
  - otras instalaciones técnicas de los edificios.
- La Comisión Europea ha establecido un marco metodológico comparativo para calcular los niveles de coste óptimos para los requisitos de eficiencia energética.
- A más tardar el 31 de diciembre de 2020, los edificios nuevos serán edificios de consumo de energía casi nulo<sup>1</sup>, definidos en la disposición adicional cuarta del Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la DEE, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de

---

<sup>1</sup> Según lo define la Directiva, un edificio de consumo de energía casi nulo es aquél con un nivel de eficiencia energética muy alto; la cantidad muy baja de energía requerida debería de estar cubierta, en muy amplia medida, por fuentes renovables, incluida energía procedente de fuentes renovables producida in situ o en el entorno.

servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía. Esta obligación ya regía en los edificios nuevos ocupados y de titularidad pública desde el 1 de enero de 2019.

- Los edificios existentes en los que se haga una reforma importante deberán mejorar su eficiencia energética para cumplir los requisitos aplicables.
- Los países de la UE deben contar con un sistema de certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- Las autoridades nacionales de los países de la UE deben asegurarse de poner en marcha programas de inspección de las instalaciones de calefacción y aire acondicionado.

En España, la Directiva 2010/31/UE se traspuso a través de tres instrumentos normativos:

- Este Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

Este decreto establece la obligación de poner a disposición de los compradores o usuarios de los edificios un certificado de eficiencia energética que deberá incluir información objetiva sobre la eficiencia energética de un edificio y valores de referencia tales como requisitos mínimos de eficiencia energética con el fin de que los propietarios o arrendatarios del edificio o de una unidad de éste puedan comparar y evaluar su eficiencia energética. De esta forma, valorando y comparando la eficiencia energética de los edificios, se favorecerá la promoción de edificios de alta eficiencia energética y las inversiones en ahorro de energía. Además, este real decreto contribuye a informar de las emisiones de CO<sub>2</sub> por el uso de la energía proveniente de fuentes emisoras en el sector residencial, lo que facilitará la adopción de medidas para reducir las emisiones y mejorar la calificación energética de los edificios.

- Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la Directiva 2012/27/UE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de energía. Esta normativa modifica el Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, por el que se aprueba el Código Técnico de la Edificación. El Real Decreto 314/2006, de 17 de marzo, el marco normativo que establece las exigencias que deben cumplir los edificios en relación con los requisitos básicos de seguridad y habitabilidad establecidos en la Ley 38/1999 de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE). El Código Técnico de la Edificación está dividido en dos partes. En la primera se detallan todas las exigencias en materia de seguridad y de habitabilidad que son preceptivas a la hora de construir un edificio, según la LOE y la segunda se compone de los diferentes Documentos Básicos.

La primera parte está subdividida a su vez en varias secciones referidas cada una de ellas a las distintas áreas que deben regularse. En lo que respecta al ahorro de energía, es de aplicación el Documento Básico «DB-HE Ahorro de Energía» que tiene como objetivo conseguir un uso racional de la energía necesaria para la utilización de los edificios, reduciendo a límites sostenibles su consumo y conseguir,

## 10. Eficiencia energética

asimismo, que una parte de este consumo proceda de fuentes de energía renovable, como consecuencia de las características de su proyecto, construcción, uso y mantenimiento.

- El Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio. El Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), establece las condiciones que deben cumplir las instalaciones destinadas a atender la demanda de bienestar térmico e higiene a través de las instalaciones de calefacción, climatización y agua caliente sanitaria, para conseguir un uso racional de la energía.

### 10.2.1. Certificados de Eficiencia Energética de Edificios

En la página web del MITERD se publica anualmente el número de certificados registrados por las Comunidades Autónomas<sup>2</sup>. Estos datos presentan el acumulado de dichos registros desde su creación, y sólo reflejan los datos relativos a edificios terminados, tanto nuevos como existentes, o a las unidades de los edificios que se han certificado de forma independiente.

**TABLA 10.1. NÚMERO DE CERTIFICADOS REGISTRADOS (DIC 2020)**

CCAA	Nº Certificados de Ed. Nuevos acabados	Nº Certificados de Ed. Existentes
ANDALUCIA	13.862	680.511
ARAGÓN	393	108.559
ASTURIAS	613	57.858
BALEARES	2.094	125.650
CANARIAS	2.779	116.400
CATALUÑA	10.465	1.135.729
C LEON	1.729	155.386
C MANCHA	2.169	104.033
EXTREMADURA	7.705	26.046
GALICIA	4.437	183.891
MURCIA	2.699	77.651
NAVARRA	2.309	57.152
PAIS VASCO	2.270	161.123
RIOJA	382	33.844
VALENCIA	36.977	722.776
MADRID	6.729	738.809
CANTABRIA <sup>3</sup>	88	37.744
CEUTA	20	1.532
MELILLA <sup>4</sup>	0	0
<b>TOTAL</b>	<b>97.720</b>	<b>4.524.694</b>

FUENTE: registro CCAA).

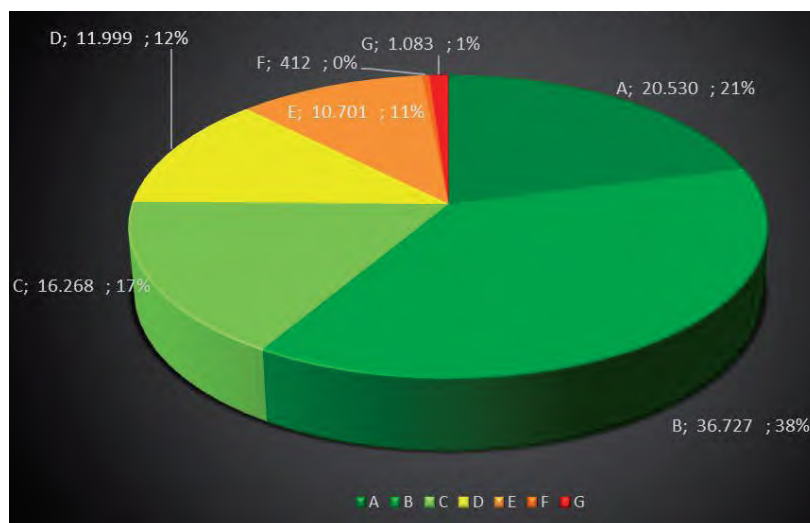
<sup>2</sup> <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/Documentos/Paginas/documentosInformativos.aspx>

<sup>3</sup> Datos actualizados a 31/12/2020.

<sup>4</sup> Sin datos a fecha de elaboración de este informe.

Para edificios nuevos, más del 59% de los certificados ya alcanza las calificaciones A y B, siendo sólo algo más del 12% las calificaciones E, F y G.

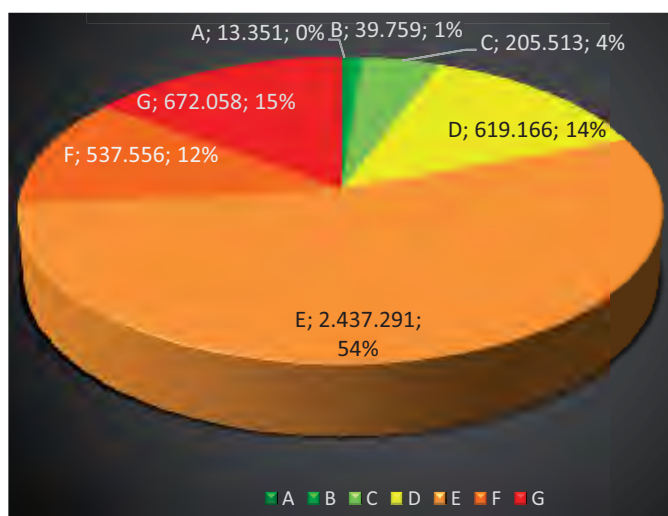
**FIGURA 10.1. CALIFICACIÓN DE EMISIONES DE EDIFICIOS NUEVOS, 2020**



FUENTE: MITERD-IDAE.

En edificación existente, las calificaciones F y G suponen en su conjunto algo más del 25% de los certificados registrados, siendo las calificaciones A, B y C algo más del 5%, con el grueso de los certificados de edificios existentes entre las categorías D y E (más del 68%).

**FIGURA 10.2. CALIFICACIÓN DE EMISIONES DE EDIFICIOS EXISTENTES, 2020**



FUENTE: MITERD-IDAE.

### 10.2.2. Inventario energético de los edificios de la Administración General del Estado

La DEE establece en el apartado 5, artículo 5 (Función ejemplarizante de los edificios de los organismos públicos) que los Estados miembros elaborarán y harán público un inventario energético de los edificios de las Administraciones centrales cuya superficie útil total sea de más de 250 m<sup>2</sup>.

Sobre la base de este inventario se debe renovar anualmente el 3% de la superficie de estos edificios, con el fin de que cumplan, al menos, con los requisitos de rendimiento energético mínimos fijados en aplicación del artículo 4 de la Directiva 2010/31/UE o adoptar el enfoque alternativo del apartado 6, artículo 5.

En cumplimiento del artículo 5 de la DEE, desde diciembre de 2013 se ha publicado cada año en el portal web del Ministerio para la Transición Ecológica el inventario energético de los edificios pertenecientes a la Administración General del Estado (AGE), con los datos energéticos correspondientes al año previo.<sup>5</sup>

---

### 10.3. AUDITORÍAS ENERGÉTICAS

---

De acuerdo con el Real Decreto 56/2016, de 12 de febrero, por el que se transpone la DEE, en lo referente a auditorías energéticas, acreditación de proveedores de servicios y auditores energéticos y promoción de la eficiencia del suministro de la energía, las grandes empresas deben realizar una auditoría energética cada cuatro años, que podrá realizarse conforme a la norma UNE-EN 16247-1 de auditorías energéticas.

Como alternativa, podrán aplicar un sistema de gestión energética o ambiental, certificado por un organismo independiente con arreglo a las normas europeas o internacionales correspondientes, siempre que el sistema incluya una auditoría energética, como es el sistema ISO 50001 de gestión de energía.

La inspección de la realización de las auditorías energéticas corresponde al órgano de la comunidad autónoma o de las ciudades autónomas de Ceuta o Melilla competente en materia de eficiencia energética.

Así mismo se creó en el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico un Registro Administrativo de Auditorías Energéticas (RAAE), con un catálogo de carácter público y gratuito, en el que queda reflejada la información comunicada por aquellas grandes empresas así como las comunicadas voluntariamente por el resto de las empresas, en relación con las auditorías llevadas a cabo.<sup>6</sup>

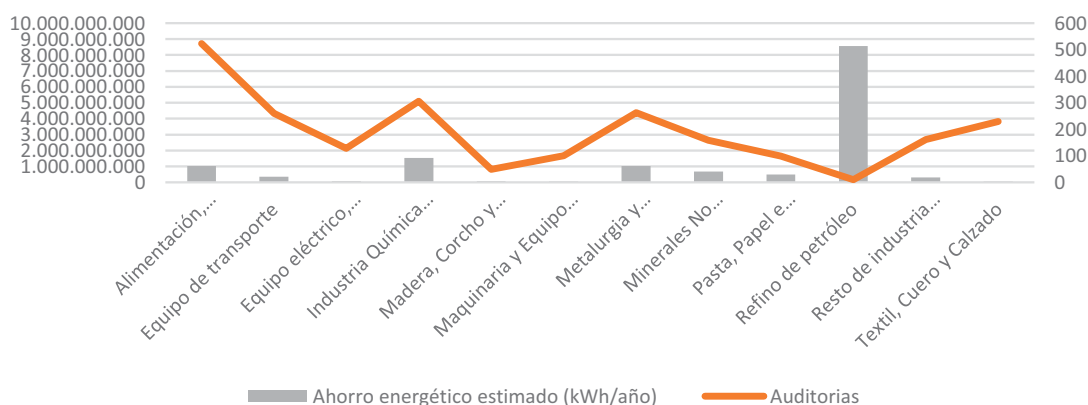
---

<sup>5</sup> En el siguiente link se puede encontrar el informe del año 2020, con los datos correspondientes a 2019:  
<https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/directiva2012/Inventario/Inventario%20de%20Edificios%20de%20la%20Administraci%C3%B3n%20General%20del%20Estado/00%20Inventario%20energetico%20de%20los%20edificios%20de%20la%20Administracion%20General%20del%20Estado%20-%20Diciembre%202020.pdf>

<sup>6</sup> El enlace para acceder a la información relacionada con el Registro Administrativo de Auditorías Energéticas es el siguiente:  
<https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/RAAE/Vista/Login.aspx>

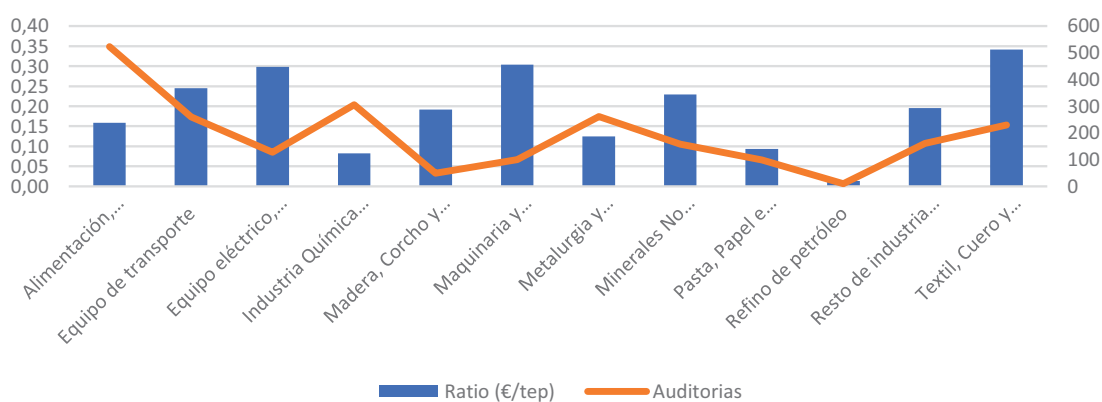
Actualmente se cuenta con una base de datos que incluye 43.670 auditorías energéticas, con un ahorro energético estimado de 28.654.993 MWh/año, con unas emisiones evitables estimadas de 390.7000.486 tCO<sub>2</sub> e/año y con una inversión estimada de 4.774 M€.

**FIGURA 10.3. DATOS DE AHORROS ENERGÉTICOS EN TEP/AÑO Y NÚMERO DE AUDITORÍAS POR SECTOR INDUSTRIAL. AÑO 2020**



FUENTE: MITERD.

**FIGURA 10.4. DATOS DEL RATIO DE INVERSIÓN FRENTE A LOS AHORROS ESTIMADOS Y NÚMERO DE AUDITORÍAS POR SECTOR INDUSTRIAL. AÑO 2020**



FUENTE: MITERD.

### 10.3.1. Industria. Iniciativas desarrolladas

Los esfuerzos, en el sector industrial se han centrado, hasta la fecha, en promover programas de ayudas para mejorar la tecnología y sistemas de gestión de procesos industriales. Estos programas buscan, por un lado, la realización de un mayor volumen de inversiones en sustitución de equipos e instalaciones industriales con peor ren-



dimiento energético por otros que utilicen tecnologías de alta eficiencia energética o, directamente, las mejores técnicas disponibles (MTD); asimismo, contemplan la sustitución de sistemas auxiliares consumidores de energía.

Por otro lado, se promueve también la realización de un mayor número de inversiones para la implantación de sistemas de gestión energética en la industria; estos sistemas comprenden actuaciones de medición de las variables de consumo de energía y la instalación de elementos de regulación y control de los parámetros de proceso e implantación de los sistemas informáticos y digitales para el análisis, regulación y control, con el fin de alcanzar un funcionamiento óptimo de las instalaciones, reducir los consumos energéticos y los costes y proporcionar la información de forma rápida y precisa, lo que resulta necesario para la mejora de la gestión energética de las instalaciones industriales.

Estos programas actúan en las pequeñas y medianas empresas (PYMES) y en las grandes empresas del sector industrial, especialmente, en aquellas instalaciones no incluidas en el régimen de comercio de derechos de emisión de la UE (RCDE UE).

En ese sentido, **durante el año 2020 mantuvo su vigencia el Programa de ayudas para actuaciones de eficiencia energética en PYME y gran empresa del sector industrial (3ª convocatoria).**

El Real Decreto 263/2019, de 12 de abril, estableció las normas especiales reguladoras de esta tercera convocatoria para la concesión de ayudas cuya finalidad era incentivar y promover la realización de actuaciones que reduzcan las emisiones de dióxido de carbono y el consumo de energía final, mediante la mejora de la eficiencia energética.

El programa estaba dotado con un presupuesto de 307.644.906 €. Las ayudas podían ser cofinanciadas por aportaciones del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER) y por ello están sometidas a los límites establecidos en el Reglamento UE nº 651/2014 de la Comisión y a los límites de ayuda por región de acuerdo con las tasas que, para las diferentes categorías de región, se establecen en relación con los fondos FEDER del periodo 2014-2020, dentro del Programa Operativo Plurirregional de Crecimiento Sostenible.

Esta tercera convocatoria ha mantenido las mismas características de las anteriores en cuanto a modalidad de la ayuda, tipo de beneficiarios y tipologías de actuaciones, si bien en esta ocasión el IDAE coordina el programa y son las comunidades y ciudades autónomas quienes lo gestionan directamente. En este sentido, es el anexo I del Real Decreto 263/1029, de 12 de abril, es el que define la cuantía máxima de las ayudas por comunidades y ciudades autónomas.

Las comunidades y ciudades autónomas dispusieron de cuatro meses desde la publicación del Real Decreto en el Boletín Oficial del Estado, el 12 de abril de 2019, para poder publicar sus correspondientes convocatorias de ayudas. El programa ha estado vigente para recibir solicitudes hasta el 31 de diciembre de 2020.

A dicha fecha, con 871 solicitudes recibidas, la ayuda solicitada con cargo al programa era de 138.985.460€, lo que supone un 41,90% del total del presupuesto.

---

### 10.4. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN TRANSPORTE

---

#### 10.4.1. Situación 2020 y opciones de mejora

Tradicionalmente el sector de la movilidad y el transporte es el sector que más energía consume en España (alrededor del 42% del total nacional). Además, el 80% del transporte se realiza por carretera, con una dependencia de los derivados del petróleo del 95%. Estos datos contrastan con la media de nuestro contexto europeo, en el que el transporte es el segundo sector más consumidor de energía, después de los edificios, y el transporte por carretera tiene una participación menor que la española.

Este sector es el segundo sector de la economía que, en cifras absolutas, debe de reducir más emisiones de CO<sub>2</sub> en el período 2021-2030 según la senda marcada por el PNIEC 2021-2030. En total se deben reducir 27 MtCO<sub>2</sub>eq, lo que equivale a una reducción del 33%. Adicionalmente, esto también debe contribuir a reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno cuyo principal responsable es el sector del transporte por carretera y que en las ciudades representa un gran problema para la salud de los ciudadanos.

Para alcanzar estos objetivos de descarbonización, se cuenta principalmente con el impulso al cambio modal, y por otro, con la utilización de energías renovables en el transporte, que se ha fijado en el 28% al final del período, por medio de la electrificación (5 millones de vehículos eléctricos en ese año) y el uso de biocarburantes avanzados.

En 2020, la crisis causada por la pandemia de COVID-19 desde el mes de marzo provocó una caída sin precedentes, debida a los sucesivos confinamientos y estrategias para reducir la movilidad.

Según los Indicadores de Actividad del INE, la caída de actividad en el sector del Transporte en 2020 ha sido de casi un 20%. La aviación presenta de forma muy acusada la mayor contracción (un 60%), seguida del transporte marítimo, con un 22% de bajada respecto al mismo periodo del año anterior y el transporte terrestre que desciende un 17%. Dentro del sector de movilidad terrestre, el ferrocarril y otros servicios de pasajeros sufrieron un descenso particularmente importante (-41% y -45% respectivamente).

De forma paralela, CORES también ha reportado caídas del 18,6% en el consumo de productos petrolíferos en España, y más particularmente en transporte del 27,8%, de los cuales resalta el queroseno (para aviación) con una caída del 65,1%. El consumo de combustibles de automoción por su parte ha descendido un 14,5%.

---

## 10. Eficiencia energética

---

Si bien las medidas para la mejora de la **eficiencia energética en el transporte** pierden cierta perspectiva tradicional en el atípico escenario de 2020, se repasan a continuación dichas medidas, interpretadas como partes de una estrategia a largo plazo fundamentado en cuatro grandes bloques:

### 1. Medidas de fomento del cambio modal

Se trata principalmente de desplazar el transporte motorizado individual hacia modos más sostenibles: caminar, bicicleta y transporte colectivo. En este apartado se enmarcan como actuaciones principales la promoción de los planes de movilidad urbana sostenible (en el ámbito urbano y metropolitano), los planes de transporte al trabajo (en el ámbito laboral), la promoción de sistemas de bicicleta pública y los proyectos piloto de implantación de lanzaderas y servicios específicos de transporte colectivo.

### 2. Medidas de fomento de la renovación de flotas de transporte

Promoción de la sustitución de tecnologías convencionales de automoción por vehículos, con tecnologías y/o combustibles alternativos, más eficientes: vehículos híbridos, eléctricos, de gas natural o de gases licuados del petróleo. También se promueve la compra de vehículos convencionales eficientes: clase A (Base de datos de consumos y emisiones de vehículos nuevos a la venta en España).

### 3. Medidas de fomento del uso racional de los medios de transporte

Aplicación de técnicas de conducción eficiente a los distintos medios de transporte, gestión eficiente de las flotas de transporte y promoción de viajes compartidos en coche (car-pooling) y del uso de clubes de coches (car-sharing).

### 4. Medidas para el fomento de la mejora del rendimiento del funcionamiento

En este apartado se engloban distintas técnicas tales como el fomento del mantenimiento, los cambios en lubricantes y neumáticos, o la optimización de los sistemas de frío en el transporte y su uso.

## 10.4.2. Iniciativas desarrolladas en 2020

Se dispone de distintos fondos en cuyo origen se despliegan las distintas líneas de ayuda:

### **Fondo Nacional de Eficiencia Energética**

Sin líneas de apoyo durante el año 2020

### **FEDER 2014-2020 (Objetivo Temático 4 – economía baja en carbono)**

### 1. Proyectos singulares de entidades locales

Se concedieron subvenciones a **proyectos singulares de entidades locales** que favorecieran el paso a una economía baja en carbono en el marco del programa operativo FEDER plurirregional de España 2014-2020 (DUS). El Programa partía del Real Decreto 616/2017, de 16 de junio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones a proyectos singulares de entidades locales que favorezcan el paso a una economía baja en carbono en el marco del Programa operativo FEDER de crecimiento sostenible 2014-2020, y que fue posteriormente modificado con el Real Decreto 316/2019, ampliando su periodo de vigencia hasta el 31 de diciembre de 2020. Las ayudas estaban enmarcadas dentro del Objetivo Específico 451:

*OE 451: Movilidad urbana sostenible: transporte urbano limpio, transporte colectivo, conexión urbana-rural, mejoras red vial, transporte ciclista y desarrollo de sistemas de suministro de energías limpias.*

Para el presupuesto del programa, que para el conjunto de acciones de Desarrollo Urbano Sostenible alcanzaba los 987.000.000 euros, se reservaba el 92% a 31 de diciembre de 2020

## Presupuestos Generales del Estado

### 2. Programa MOVES II: Incentivos a la movilidad eficiente y sostenible

Tras la finalización del Programa MOVES (Real Decreto 72/2019, de 15 de febrero, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible y cuya concesión de ayudas a las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla se acordó a través de Real Decreto 132/2019, de 8 de marzo), se consideró conveniente aprobar una segunda edición del Programa denominada MOVES II, modificando algunos puntos de la primera edición a fin de conseguir una mejor ejecución de los fondos destinados al programa y contribuir mejor a los objetivos de descarbonización del sector transporte. Las principales modificaciones respecto a esta primera edición fueron las siguientes:

- Incremento en la dotación presupuestaria,
- Ampliación de las actuaciones elegibles para apoyar a los Ayuntamientos en su adaptación a las necesidades de movilidad tras la pandemia
- Inclusión del achatarramiento de un vehículo de más de siete años como opcional
- Incremento del precio límite de un vehículo turismo para ser elegible

## 10. Eficiencia energética

- Ampliación del presupuesto máximo que se puede dedicar a vehículos pesados de gas
- Mayor flexibilidad y financiación para las comunidades autónomas y ciudades de Ceuta y Melilla en su gestión del programa.

Así, el Real Decreto 569/2020, de 16 de junio, por el que se regula el programa de incentivos a la movilidad eficiente y sostenible y se acuerda la concesión directa de las ayudas de este programa a las comunidades autónomas y a las ciudades de Ceuta y Melilla ha sido la base para el desarrollo del **Programa MOVES II**. Además, el Real Decreto 587/2020 de 23 de junio, en su disposición final primera amplió la elegibilidad para acceder al programa.

Este programa se lanzó con una dotación inicial de 100.000.000 euros con cargo al presupuesto del IDAE, previamente transferidos desde los Presupuestos Generales del Estado. La ayuda reservada a 31 de diciembre de 2021 fue del 25%.

Las actuaciones previstas en el programa son las siguientes:

Actuación	Ayuda Máxima (€)	Comentarios
1. Adquisición de vehículos de energías alternativas	600 - 13.500 / vehículo, según categoría y motorización	Hasta un 70% del presupuesto; con 20% máximo a vehículos pesados propulsados por autogás y gas natural.
2. Implantación de infraestructura de recarga de vehículos eléctricos	100.000 (30% - 40% del coste subvencionable)	Hasta un 50% del presupuesto
3. Implantación de Sistemas de préstamos de bicicletas eléctricas	100.000 (30% del coste subvencionable)	
4. Implantación de medidas de movilidad sostenible al trabajo	500.000 (40% - 50% del coste subvencionable)	10% mínimo del presupuesto asignado a la CCAA

### ***3. Programa de ayudas a proyectos singulares en materia de movilidad sostenible (MOVES proyectos singulares)***

El Ministerio para la Transición Ecológica, aprobó la Orden TEC/752/2019, de 8 de julio, por la que se regulan las bases del Programa de ayudas a proyectos singulares en materia de movilidad sostenible (Programa MOVES Proyectos Singulares), dirigido a la selección y concesión, en régimen de concurrencia competitiva, de ayudas correspondientes a proyectos singulares de gestión integrada de la movilidad ubicados en ciudades Patrimonio de la Humanidad, municipios con alto índice de contaminación o proyectos ubicados en islas, y proyectos relativos a desarrollos experimentales e innovadores, llevados a cabo en el territorio nacional, relacionados con el vehículo eléctrico.

El presupuesto de esta acción fue de 15.000.000 € con una intensidad de ayuda entre el 25% y el 45%, y con un límite máximo de ayuda por proyecto o beneficiario de 3 millones de euros. La ayuda reservada a 31 de diciembre de 2020 ascendía al 95% del total.

### 10.5. EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ELECTRODOMESTICOS Y EQUIPAMIENTO

El etiquetado energético es una herramienta comparativa puesta a disposición de los consumidores que les permite incorporar a sus criterios de compra habituales (precio, reconocimiento de marca, prestaciones, etc.) el criterio medio ambiental sobre el consumo de energía y de otros parámetros asociados (consumo de agua, aptitud para la función, etc.). Así, y de forma muy visual, los consumidores tienen la opción de comparar tanto online como en los lineales de las tiendas físicas, productos de las mismas familias y de similares características técnicas, desde el punto de vista de su eficiencia energética y consecuente ahorro económico y contribución medio ambiental.

El Reglamento (UE) 2017/1369 del Parlamento Europeo y del Consejo de 4 de julio de 2017, por el que se establece un marco para el Etiquetado Energético y deroga la Directiva 2010/30/UE, desarrolla dicho marco mediante Reglamentos Delegados para cada familia de productos. A continuación, se detallan los Reglamentos Delegados aprobados hasta final de 2020:

Reglamento	Familia de productos
Reglamento Delegado (UE) 2021/340	Modificación de Reglamentos Delegados de etiquetado energético de pantallas electrónicas, las lavadoras domésticas y las lavadoras-secadoras domésticas, las fuentes luminosas, los aparatos de refrigeración, los lavavajillas domésticos y los aparatos de refrigeración con función de venta directa
Reglamento (UE) 2020/740	Neumáticos
Reglamento Delegado (UE) 2019/2018	Aparatos de refrigeración con función de venta directa
Reglamento Delegado (UE) 2019/2017	Lavavajillas domésticos
Reglamento Delegado (UE) 2019/2016	Aparatos de refrigeración domésticos
Reglamento Delegado (UE) 2019/2015	Fuentes luminosas
Reglamento Delegado (UE) 2019/2014	Lavadoras domésticas y las lavadoras-secadoras domésticas
Reglamento Delegado (UE) 2019/2013	Pantallas electrónicas
Reglamento Delegado (UE) 2015/1094	Armarios de conservación refrigerados profesionales.
Reglamento Delegado (UE) 2015/1187	Calderas de combustible sólido y equipos combinados compuestos por una caldera de combustible sólido, calefactores complementarios, controles de temperatura y dispositivos solares.
Reglamento Delegado (UE) 2015/1186	Aparatos de calefacción local
Reglamento Delegado (UE) 1254/2014	Unidades de ventilación residenciales
Reglamento Delegado (UE) 65/2014	hornos y campanas extractoras de uso doméstico
Reglamento Delegado (UE) No 518/2014	Productos relacionados con la energía en internet
Reglamento Delegado (UE) 812/2013	Calentadores de agua, los depósitos de agua caliente y los equipos combinados de calentador de agua y dispositivo solar
Reglamento Delegado (UE) 811/2013	Aparatos de calefacción, calefactores combinados, equipos combinados de aparato de calefacción, control de temperatura y dispositivo solar y equipos combinados de calefactor combinado, control de temperatura y dispositivo solar
Reglamento Delegado (UE) 626/2011	Acondicionadores de aire

---

## 10. Eficiencia energética

---

Toda esta reglamentación debe respetar lo establecido en el Reglamento (UE) 2019/1020 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 20 de junio de 2019, relativo a la vigilancia del mercado y la conformidad de los productos y que modifica la Directiva 2004/42/CE y los Reglamentos (CE) n.º 765/2008 y (UE) n.º 305/2011.

En el año 2020 concluyeron los trabajos de comprobaciones documentales y comprobaciones online y físicas desarrollados en la campaña de prospección de mercado para la vigilancia del cumplimiento del Reglamento (UE) 2017/1369 de etiquetado energético, cuyo objetivo era garantizar que los productos puestos a disposición de los consumidores, así como los fabricantes y distribuidores cumplieran los requisitos establecidos en la normativa vigente y aplicable.

---

## **11. ENERGÉTICA Y MEDIO AMBIENTE**

---





### 11.1. INTRODUCCIÓN

---

Dedido a la íntensa relación entre energía y clima, en los últimos años se está produciendo una creciente integración de las políticas públicas en estos dos ámbitos, tanto a nivel europeo como nacional. Un claro exponente de ello es la exigencia a los Estados miembros de la UE de disponer de Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima (PNIEC) para la década 2021-2030, que garanticen el cumplimiento de los objetivos europeos en los dos ámbitos.

Como documento de planificación para la década 2021-2030, el PNIEC establece las bases para alcanzar la neutralidad climática a mediados de siglo, de manera que se aprovechen por parte de la economía española la multitud de oportunidades de la descarbonización (más allá de las ambientales): generación de tejido productivo, empleo, aumento del valor añadido y de la competitividad de las empresas españolas por el abaratamiento de los costes energéticos.

- El PNIEC establece los siguientes objetivos(así como las medidas para su consecución):
- Un 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- Un 42% de renovables en el uso final de la energía.
- Un 39,5% de mejora de eficiencia energética en la próxima década.
- Un 74% de presencia de energías renovables en el sector eléctrico

Durante 2020 continuaron los trabajos para la elaboración de una estrategia de descarbonización a largo plazo coherente con el PNIEC y conforme al Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima.

Asimismo, y dentro del Marco estratégico de Energía y Clima, durante 2020 se trabajó en la elaboración de una Ley de Cambio Climático y Transición Energética, marco normativo e institucional que facilite y oriente la descarbonización de la economía española en 2050, tal y como establece la UE y el compromiso adquirido mediante la firma del Acuerdo de París. En este sentido se llegó a un nuevo borrador del anteproyecto de Ley de Cambio Climático y transición Energética en mayo de 2020.

En este capítulo se presentan, en primer lugar, los datos de emisiones de gases de efecto invernadero y emisiones de contaminantes atmosféricos según el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero definitivo 2020, disponibles en los siguiente link:

[https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/es\\_nir\\_edicion2022\\_tcm30-523942.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/es_nir_edicion2022_tcm30-523942.pdf)

[https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen\\_inventario\\_contaminantes-ed\\_2022\\_tcm30-534395.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/resumen_inventario_contaminantes-ed_2022_tcm30-534395.pdf)

Los datos del Sistema Español de Inventario de Emisiones son elaborados por la Unidad de Inventario de Emisiones, de la Subdirección General de Calidad del Aire y Medio Ambiente Industrial, del MITERD.

### 11.2. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN ESPAÑA EN 2020

#### 11.2.1. Datos relevantes

El Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2020 (GEI)<sup>1</sup> estimó unas **emisiones brutas de 274,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente para el año 2020**, lo que supone una disminución global de las emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente en 2020 respecto al año anterior del -12,5 %.

**TABLA 11.1. TABLA RESUMEN DE LAS EMISIONES DE GEI DE 2020 Y COMPARACIÓN CON LAS EMISIONES OFICIALMENTE REPORTADAS PARA EL AÑO 2019**

	2018	2019	2020	Distribución 2020	Variaciones (%)	
					2020 vs 2019	2020 vs 2005
Emisiones totales inventario	442.075	313.828	279.743		-12,5 %	-37,9 %
Emisiones ETS (new scope)	183.627	109.523	89.039	<b>32,4 %</b>	-18,7 %	-51,5 %
Emisiones aviación (CO <sub>2</sub> )	3.998	3.127	1.529	<b>0,6 %</b>	-51,1 %	-61,5 %
Emisiones sectores difusos	254.696	201.179	184.176		-8,5 %	-27,7 %

FUENTE: MITERD.

Por primera vez a lo largo de la serie inventariada en el periodo 1990-2020, las emisiones descendieron con respecto al año 1990. El nivel de emisiones globales se situó en un -5,3 % respecto a 1990 y un -37,9 % respecto a 2005.

La disminución de las emisiones observadas tiene dos causas principales:

- Por un lado, el incremento de la generación eléctrica con fuentes de origen renovable y la caída en el uso del carbón (2% del mix) y una producción también menor de los ciclos combinados (-20,3% respecto a 2019).

<sup>1</sup> Avance del Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero 2020: [https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/avance-gei-2020\\_tcm30-528804.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/sistema-espanol-de-inventario-sei-/avance-gei-2020_tcm30-528804.pdf)

- Por otro, las limitaciones de actividad y movilidad asociadas a la pandemia de COVID-19, que han resultado en una bajada del PIB del -10,8 %.

Todo ello se tradujo en un descenso en las emisiones de GEI asociadas al transporte del -19 %, un descenso global de las emisiones de la industria del -11,8 %, y un descenso de las debidas a la generación eléctrica del -26,3 %.

Las emisiones de GEI procedentes de sectores sujetos al sistema europeo de comercio de derechos de emisión (ETS, por sus siglas en inglés), que suponen el 32,4 % del total, disminuyeron un -18,7 %, mientras que las emisiones de los sectores difusos (67% del total) disminuyeron un -8,5 % , situándose en un nivel de emisiones de -27,7% respecto al año 2005.

Las emisiones de GEI sujetas al régimen ETS registran descensos en la mayoría de los sectores. En conjunto, el total del sector de la Energía (CRF 1) acumuló un descenso de emisiones de GEI del -23,7 %. Por su parte, las emisiones de GEI de los Procesos Industriales y Uso de Productos (IPPU, por sus siglas en inglés, CRF 2) sufrió un descenso del -9,2 %.

**El subsector de actividad con más peso en el total de emisiones de GEI continúa siendo el transporte (27 %), seguido de la industria (20,8 %), la agricultura y ganadería en su conjunto (CRF 3: 14 %), la generación de electricidad (11,8 %), el consumo de combustibles en los sectores Residencial, Comercial e Institucional (9,2 %), y la gestión de residuos (CRF 5: 4,8 %). Por gases, el CO<sub>2</sub> supone un 77,7 % de las emisiones totales de GEI, seguido del metano, con un 13,7 %.**

El sector de Usos de la Tierra, Cambios de Uso de la Tierra y Selvicultura (LULUCF, por sus siglas en inglés) es el único con efecto sumidero de CO<sub>2</sub> y las absorciones computadas al mismo, estimadas en 35,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq, se descontaron de las emisiones brutas de gases de efecto invernadero de 274,7 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq, **estimándose así las emisiones netas en el año 2020 en 239,2 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq (- 15,2 % respecto a 2019).**

## 11. Energía y medio ambiente

**TABLA 11.2. TABLA DE DATOS DE LAS EMISIONES DE GEI DE 2020 REPORTADO A LA COMISIÓN EUROPEA EN CUMPLIMIENTO DEL ARTÍCULO 26.2 DEL REGLAMENTO (UE) 2018/1999, DE 11 DE DICIEMBRE DE 2018, SOBRE LA GOBERNANZA DE LA UNIÓN DE LA ENERGÍA Y DE LA ACCIÓN POR EL CLIMA**

FUENTES EMISORAS DE GEI Y SUMIDEROS	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	HFC	PFC	SF <sub>6</sub>	TOTAL
	CO <sub>2</sub> equivalente (kt)						
<b>Total (emisiones netas)</b>	<b>177.419,8</b>	<b>37.874,9</b>	<b>18.468,7</b>	<b>5.168,1</b>	<b>32,0</b>	<b>230,6</b>	<b>239.194,1</b>
<b>1. Energía</b>	<b>195.595,6</b>	<b>2.054,7</b>	<b>1.669,0</b>				<b>199.319,3</b>
<b>A. Combustión de combustibles (aproximación sectorial)</b>	<b>192.037,3</b>	<b>1.864,7</b>	<b>1.669,0</b>				<b>195.571,0</b>
1. Industrias de la Energía	43.017,8	138,2	400,4				43.556,4
2. Industrias manufactureras y de la construcción	39.177,8	828,5	204,4				40.210,8
3. Transporte	73.354,1	94,6	807,1				74.255,8
4. Otros sectores	36.052,2	803,1	253,2				37.108,5
5. Otros	435,4	0,3	3,8				439,5
<b>B. Emisiones fugitivas de combustibles</b>	<b>3.558,3</b>	<b>190,0</b>	<b>0,0</b>				<b>3.748,3</b>
1. Combustibles sólidos	23,3	15,3					38,6
2. Emisiones de petróleo, gas natural y otras procedentes de la producción de energía	3.535,0	174,7	0,0				3.709,7
<b>C. Transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub></b>	<b>NO</b>						<b>0,0</b>
<b>2. Procesos industriales y uso de productos</b>	<b>17.106,3</b>	<b>115,4</b>	<b>1.056,7</b>	<b>5.168,1</b>	<b>32,0</b>	<b>230,6</b>	<b>23.709,1</b>
A. Industria de minerales	10.784,1						10.784,1
B. Industria química	3.392,2	102,1	397,2				3.891,5
C. Industrias del metal	2.191,6	13,3	0,1		24,6		2.229,6
D. Productos no energéticos derivados de combustibles y uso de disolventes	738,3	NA	NA				738,3
E. Industria electrónica							0,0
F. Productos empleados como sustitutos de las sustancias que agotan la capa de ozono				5.168,1	7,4		5.175,5
G. Producción y uso de otras sustancias	NO	NO	659,5	NO,NA	NO,NA	230,6	890,1
H. Otros	IE,NA	IE,NA	IE,NA	NA	NA	NA	0,0
<b>3. Agricultura</b>	<b>637,8</b>	<b>23.775,0</b>	<b>14.068,5</b>				<b>38.481,4</b>
A. Fermentación entérica		16.085,0					16.085,0
B. Gestión de estiércoles		7.251,2	1.658,3				8.909,5
C. Cultivo de arroz		418,6					418,6
D. Suelos agrícolas			12.404,0				12.404,0
E. Quemadas planificadas de sabanas							0,0
F. Quema en campo de residuos agrícolas		20,2	6,2				26,5
G. Encalado o enmienda caliza	30,4						30,4
H. Aplicación de urea	545,0						545,0
I. Otros fertilizantes que contienen carbono	62,5						62,5
J. Otros	NO	NO	NO				0,0
<b>4. Usos del suelo, cambios de usos del suelo y silvicultura</b>	<b>-35.919,9</b>	<b>136,1</b>	<b>235,0</b>				<b>-35.548,8</b>
A. Tierras forestales	-32.263,7	126,2	129,7				-32.007,7
B. Tierras de cultivo	-3.721,7	4,6	35,1				-3.681,9
C. Pastizales	294,6	5,2	7,2				307,0
D. Humedales	74,7	0,0	0,0				74,7
E. Asentamientos	1.263,3		59,0				1.322,3
F. Otras tierras							0,0
G. Productos de madera recolectada	-1.567,2						-1.567,2
H. Otros	NO	NO	3,9				3,9
<b>5. Residuos</b>		<b>11.793,6</b>	<b>1.439,5</b>				<b>13.233,1</b>
A. Depósito de residuos sólidos en vertederos		9.484,6					9.484,6
B. Tratamiento biológico de residuos sólidos		320,1	212,5				532,6
C. Incineración y quema en espacio abierto de residuos		271,1	313,3				584,3
D. Tratamiento de aguas residuales		1.717,4	913,7				2.631,1
E. Otros		0,5					0,5
<b>6. Otros</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>	<b>NA</b>
<b>Emisiones BRUTAS totales de CO<sub>2</sub> equivalente (sin "Usos del suelo, cambios de usos del suelo y silvicultura)</b>							<b>274.742,9</b>
<b>Emisiones NETAS totales de CO<sub>2</sub> equivalente (restando "Usos del suelo, cambios de usos del suelo y silvicultura)</b>							<b>239.194,1</b>

FUENTE: MITERD.

A continuación, se detallan las principales **variaciones interanuales (2020/2019) por sectores, de mayor a menor:**

- **Transporte** (27,0 % de las emisiones totales nacionales): dentro del sector Energía, fue el subsector que más disminuyó sus emisiones en términos absolutos. Presenta una notable disminución (-19 %) de las emisiones respecto al año 2019, debido principalmente al descenso de las emisiones del transporte por carretera (que por sí solo supone un 25,4 % del total de las emisiones de GEI del Inventario), el cual experimenta una bajada interanual de -17,5 %. Las emisiones del transporte aéreo nacional y la navegación doméstica (0,6 % y 0,9 % del total de las emisiones, respectivamente), también registraron una disminución en sus emisiones respecto al año anterior (-51,5 % y -25,3 % respectivamente).
- **Industria** (20,8 % de las emisiones totales nacionales): las emisiones se vieron reducidas un -11,9 %, incluyendo tanto el consumo de combustibles como las emisiones procedentes de los propios procesos industriales. Destacan descensos de las emisiones en la industria manufacturera y de la construcción (las emisiones disminuyen un -13,2 %), y en los sectores de los minerales no metálicos (-12,5 %) y de la metalurgia (con un descenso del -22,3 % en emisiones de combustión en la producción de hierro y acero, y del -12,6 % en la producción de aluminio primario).
- **Generación eléctrica** (11,8 % de las emisiones totales nacionales): se experimentó una caída de la generación eléctrica del 3,6 %, y un descenso en las emisiones de GEI asociadas a ella del -26,3 %. Al descenso generalizado del consumo energético se unió un incremento de la generación de origen renovable del 12,9 % (la solar fotovoltaica ha incrementado su producción un 66,4 % respecto al año anterior; en un año normal en cuanto a precipitaciones también aumentó la producción hidráulica, un 23,8 % respecto a un año anterior seco; y la generación eólica creció un 1,2 % respecto a 2019). En cuanto a las fuentes de energía no renovable, continuó la reducción en el uso del carbón, con una bajada del 56,0 % en su uso en la producción eléctrica respecto a 2019. La generación eléctrica extrapeninsular con fuel/gas disminuyó un 16,9 % respecto al año anterior. La producción eléctrica en centrales de ciclo combinado (menos intensiva en la producción de CO<sub>2</sub> que las anteriores, pero que había subido en 2019 como resultado de la sustitución del carbón) también descendió un 20,3 % respecto al año anterior.
- **Agricultura** (14,0 % de las emisiones totales nacionales): es el único sector que experimenta un incremento de las emisiones de GEI respecto al año anterior (+2,2 %), debido principalmente a las emisiones debidas a los cultivos que aumentaron un +3,4 %, principalmente por los aumentos de emisiones de N<sub>2</sub>O derivadas de la gestión de suelos agrícolas (+3 %) y de emisiones derivadas de la aplicación de urea (+19,7 %). Las emisiones debidas a las cabañas ganaderas, responsables del 65 % de las emisiones de este sector, incrementaron levemente sus emisiones (+1,6 %) debido fundamentalmente a las procedentes de la gestión de estiércol (+3,8 %), y, en menor medida, de la fermentación entérica (+0,5 %).
- **Residencial, Comercial e institucional (RCI)** (9,2 % de las emisiones totales nacionales): experimentó un descenso del -1,2 % respecto al año anterior, debido a un menor consumo de gasóleo C en un año climatológicamente cálido.

- **Residuos** (4,8 % de las emisiones totales nacionales): se ha estimado un ligero descenso de las emisiones de GEI (-0,5 %) con respecto al año anterior, debido a la disminución de las emisiones procedentes del tratamiento de aguas residuales domésticas.
- **Maquinaria móvil no de carretera (off-road)**: las emisiones derivadas de la maquinaria agrícola, forestal y pesquera (4,3 % del total de emisiones nacionales) también disminuyeron (-0,1 %) en 2020 con respecto al año anterior.
- **Combustión en refinerías** (3,7 % de las emisiones): se produjo una disminución de las emisiones del sector en un -7,3 % respecto al año anterior, ligado al descenso de actividad del sector.
- **Gases fluorados** (2 % del total de las emisiones): las emisiones del conjunto de gases fluorados disminuyeron un -13 % respecto al año anterior, principalmente por el descenso en el uso de HFC y PFC en el sector de la refrigeración y aire acondicionado, como consecuencia de la aplicación del impuesto sobre los gases fluorados de efecto invernadero creado por la Ley 16/2013 y de la regulación existente sobre estos gases.
- **Sector LULUCF**: las absorciones asociadas a este sector del Inventario se han estimado en 35,5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>-eq (absorción que equivaldría a un 12,9 % de las emisiones brutas en 2020). Respecto a 2019, las absorciones han sido menores (variación interanual del -4,2 %). La disminución en el global de las absorciones está ligada al sector forestal (que disminuye un -2,0 %), consecuencia de la disminución del efecto de las repoblaciones sobre el incremento de biomasa forestal.

### 11.2.2. Evolución precios CO<sub>2</sub> en 2020

El precio del CO<sub>2</sub> empezó el año 2020 con una bajada, para estabilizarse en marzo y abril, y a partir de ahí, la tendencia fue al alza hasta finales de año.

FIGURA 11.1. EVOLUCIÓN DIARIA DEL PRECIO EUA 2020 €/TCO2



La diferencia entre la cotización máxima (28/12 33,20€/t) y la mínima (18/03 15,23 €/t) fue de un 118%.

En el primer trimestre de 2020, la tendencia fue a la baja, estabilizándose el precio entre finales del primer trimestre y principios del segundo. La evolución de la cotización fue ascendente en el segundo trimestre, obteniendo una media de precios de 21,94 €/t (enero-junio).

El tercer trimestre de 2020 empieza con un alza del precio estabilizándose a finales de dicho período. Los últimos tres meses del año, aunque hubiese un descenso en octubre, termina con los máximos históricos del año y de la serie histórica. La media de precios en el segundo semestre fue de 27,45 €/t, un 25% mayor que el promedio de la primera mitad del año 2020.

### 11.3. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS EN ESPAÑA EN 2020

En el Inventario Nacional de Contaminantes Atmosféricos se estiman anualmente las emisiones a la atmósfera de: óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), amoníaco (NH<sub>3</sub>), monóxido de carbono (CO), compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), partículas, metales pesados y algunos contaminantes orgánicos persistentes, según lo previsto en el Convenio de Ginebra contra la Contaminación Atmosférica Transfronteriza a Larga Distancia (CLRTAP) y en la Directiva (UE) 2016/2284 relativa a la reducción de las emisiones nacionales de determinados contaminantes atmosféricos (Directiva de Techos).



## 11. Energía y medio ambiente

El Sistema Nacional de Inventario establece las emisiones nacionales de 2020 de contaminantes atmosféricos en 692,5 kilotoneladas de óxidos de nitrógeno (NO<sub>x</sub>), 563,1 kilotoneladas de compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), 126,7 kilotoneladas de óxidos de azufre (SO<sub>x</sub>), 483,3 kilotoneladas de amoníaco (NH<sub>3</sub>) y 122,9 de material particulado (PM<sub>2,5</sub>).

En cuanto a la evolución temporal de las emisiones, desde el año 1990, las emisiones de los principales contaminantes atmosféricos han experimentado notables disminuciones a lo largo de la serie, salvo para el caso del amoníaco (NH<sub>3</sub>), como se muestra en la tabla 10.2.

**TABLA 10.2 EMISIONES TOTALES (KTON) PARA LOS PRINCIPALES CONTAMINANTES**

	1990	1995	2000	2005	2010	2015	2017	2018	2019	2020	Δ2020/2019
NO <sub>x</sub>	1.393	1.435	1.455	1.441	1.025	912	887	871	816	692	-15,1%
COVNM	1.078	947	917	763	601	551	578	592	584	563	-3,5%
SO <sub>x</sub>	2.128	1.823	1.420	1.230	261	271	236	214	167	127	-23,9%
NH <sub>3</sub>	463	429	521	482	435	453	475	474	471	483	2,7%
PM <sub>2,5</sub>			181	161	155	146	131	148	130	123	-5,6%

**Las emisiones de NO<sub>x</sub> en 2020** registraron un descenso respecto al año anterior (-15,1 %). Este descenso estuvo fundamentalmente relacionado con una disminución del -21 % en las emisiones debidas a la generación eléctrica. Fue un año extremadamente cálido y normal en cantidad de precipitación<sup>2</sup>, lo que explica, junto con las condiciones impuestas por la pandemia COVID-19, el descenso en la demanda de energía eléctrica. El descenso en el uso de energías fósiles y el incremento de las energías renovables, sobre todo de la producción hidráulica y solar fotovoltaica, favorecieron también el descenso en las emisiones de este sector. Por otro lado, las emisiones de NO<sub>x</sub> del transporte por carretera se redujeron en un -21 %, a lo que contribuyeron tanto las restricciones a la movilidad asociadas a la pandemia COVID-19 como la continua mejora tecnológica del parque automovilístico.

Su serie presenta una disminución de un -50,3 % respecto a los niveles de 1990. Esta disminución se ha debido principalmente a los avances tecnológicos experimentados en el parque de vehículos y al uso de técnicas de abatimiento en las grandes instalaciones de combustión.

**Las emisiones de COVNM en 2020** disminuyeron un -3,5 % a nivel nacional. Las emisiones de COVNM están fundamentalmente dominadas por el uso de disolventes (42 % del global de las emisiones), y este grupo de actividades experimentó un descenso del -0,1 %, en un año con un descenso del PIB del -10,8 %. Por otro lado, se registran disminuciones de las emisiones debidas al consumo de combustibles en los sectores residencial, comercial, institucional (-1,2 %).

<sup>2</sup> [http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/vigilancia\\_clima/resumenes\\_climat/anuales/res\\_anual\\_clim\\_2020.pdf](http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/vigilancia_clima/resumenes_climat/anuales/res_anual_clim_2020.pdf)

Su serie presenta una tendencia a la baja hasta el año 2014, en que se observa una tendencia ligeramente al alza. No obstante, desde el año 1990 las emisiones han disminuido en un -47,8 % por efecto de las mejoras tecnológicas en el parque móvil de vehículos y la disminución del contenido de COVNM en pinturas y recubrimientos.

**Las emisiones de SO<sub>x</sub> en 2020** disminuyeron un -23,9 % debido a una fuerte disminución del consumo de carbón que ha provocado el descenso de -55 % en las emisiones en el sector de la generación eléctrica (responsable de un 11,1 % de las emisiones de este contaminante a nivel nacional).

Su serie muestra la reducción más importante con respecto a 1990 (-94 % de disminución) debida fundamentalmente a la disminución del uso de carbón en las centrales térmicas (especialmente a partir del año 2008) por la expansión de las centrales de ciclo combinado y a la introducción de técnicas de desulfurización en las grandes instalaciones de combustión.

**Las emisiones de NH<sub>3</sub> en 2020**, generadas en un 96,7 % por las actividades agrícolas y ganaderas, aumentaron un 2,7 % a nivel nacional respecto al año anterior, fundamentalmente por un incremento de los fertilizantes nitrogenados inorgánicos (incluye la fertilización con urea).

Su serie ha permanecido relativamente estable a lo largo de los años. Estas emisiones, principalmente dominadas por las actividades agrícolas y ganaderas, alcanzaron sus máximos niveles en la primera mitad de los años 2000 (llegando a aumentar hasta +12 % respecto a 1990). Posteriormente, se observa una disminución de las emisiones consecuencia de la introducción de técnicas de control de las emisiones en la aplicación de fertilizantes en campo y mejoras en la alimentación animal y técnicas de gestión de estiércoles, que llegaron a situar las emisiones en 2012 un -8,9 % por debajo de los niveles de 1990. Desde 2013 se observa un paulatino aumento de las emisiones, vinculado al incremento de la cabaña ganadera y un repunte en el uso de fertilizantes orgánicos (estiércol) e inorgánicos. En 2020 se produce un ligero ascenso, resultando finalmente en un incremento de 4,5 % respecto al año 1990.

**Las emisiones de PM<sub>2,5</sub> en 2020** disminuyeron un -5,6 %, debido a las disminuciones registradas en los sectores de las industrias manufactureras y de la construcción (-11,7 %) y del transporte por carretera (-21,7 %).

Su serie presentan un continuado descenso desde el año 2000 (primer año de estimación de estas emisiones) alcanzando un nivel máximo de -32 % en 2020 debido a las mejoras tecnológicas introducidas en el parque móvil de vehículos, a la sustitución de combustibles sólidos y líquidos por gas natural, y a la implantación de técnicas de abatimiento en centrales de generación eléctrica e instalaciones industriales. El resto de las emisiones de este contaminante están fundamentalmente generadas por la quema a cielo abierto de residuos de poda y por el uso de biomasa en el sector residencial, lo que explica las variaciones anuales observadas. En 2020 nos encontramos en una disminución de -32 % respecto al año 2000.

## 11. Energía y medio ambiente

**TABLA 10.3. EMISIONES DE CONTAMINANTES ATMOSFÉRICOS DEL AÑO 2019 DEL SECTOR ENERGÍA (CRF 1) (CIFRAS EN KT)**

Procesado de la energía	NO <sub>x</sub>	COVNM	SO <sub>2</sub>	NH <sub>3</sub>	PM <sub>2,5</sub>
A. Actividades de combustión	556,1	95,8	89,9	11,0	65,7
1. Industrias del sector energético	71,6	10,1	15,8	1,6	3,4
2. Ind. manufactureras y de la construcción	97,3	22,5	43,1	1,9	9,5
3. Transporte	280,8	22,9	12,1	2,3	14,6
4. Residencial y otros	103,0	40,3	18,7	5,2	38,1
5. Otros sectores	3,4	0,1	0,2	0,0	0,1
B. Emisiones fugitivas de combustibles	3,9	19,6	21,5	0,0	0,1
1. Combustibles sólidos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2. Emisiones de petróleo, gas natural y otras procedentes de la producción de energía	3,9	19,6	21,5	0,0	0,1
<b>Total Energía</b>	<b>560,1</b>	<b>115,4</b>	<b>111,3</b>	<b>11,0</b>	<b>65,8</b>

### 11.4. EVALUACIÓN DE LA CALIDAD DEL AIRE EN ESPAÑA EN 2020

El informe de **Evaluación de la Calidad del Aire en España 2020**<sup>3</sup> indica, entre otra información, para cada contaminante, los resultados de la evaluación de la calidad del aire para el año 2020, destacando las zonas en las que se han superado los valores legislados.

En cuanto a los óxidos de nitrógeno (**NO<sub>x</sub>**), en 2020 y desde 2011, no se han producido superaciones en ninguna de las zonas en las que se evalúa el nivel crítico de NO<sub>x</sub> para la protección de la vegetación y ecosistemas, la media anual más alta registrada en 2020 ha sido de 23 µg/m<sup>3</sup>.

En cuanto a las partículas inferiores a 2,5 micras (**PM<sub>2,5</sub>**) en 2020 se mantuvo la buena situación ya registrada en los tres años precedentes, dado que tampoco en dicho año se han producido superaciones del valor límite anual (VLA) de PM<sub>2,5</sub>.

En cuanto al Dióxido de azufre (**SO<sub>2</sub>**), tampoco se registraron en 2020 superaciones en ninguna de las zonas en las que se evaluó el nivel crítico de SO<sub>2</sub> para la protección de la vegetación, el promedio más alto registrado ha sido de 6,8µg/m<sup>3</sup> para el periodo anual y de 7 µg/m<sup>3</sup> para el invernal.

<sup>3</sup> [https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/informeevaluacion-calidadaireespana2020\\_tcm30-529210.pdf](https://www.miteco.gob.es/es/calidad-y-evaluacion-ambiental/temas/atmosfera-y-calidad-del-aire/informeevaluacion-calidadaireespana2020_tcm30-529210.pdf)

El número de zonas de calidad del aire evaluadas en 2020 queda resumido en la tabla siguiente, donde también se muestra, para cada uno de los contaminantes evaluados, en cuántas zonas se superaron los valores límite (VL) o los valores objetivo (VO), incluidos los objetivos a largo plazo (OLP) para el ozono. Los valores límite u objetivo se refieren a la protección de la salud, salvo que se indique expresamente para la vegetación o los ecosistemas.

**TABLA 11.4. EVALUACIÓN DE ZONAS POR ENCIMA DEL VALOR LÍMITE (VL)**

Contaminante		Total zonas	Zonas > VL
SO <sub>2</sub>	Horario	123	0
	Diario	123	0
NO <sub>2</sub>	Horario	131	0
	Anual	131	1
PM <sub>10</sub>	Diario	134	1 (*)
	Anual	134	0 (**)
PM <sub>2,5</sub>	Anual	134	0

(\*) Además de la zona que supera el VLD de PM<sub>10</sub> hay 8 zonas que dejan de superar tras descuento de intrusiones de masas de aire africano.

(\*\*) Las 3 zonas que superan el VLA de PM<sub>10</sub> dejan de superar tras descuento de intrusiones de masas de aire africano.

### Impacto de la pandemia de la COVID-19 en la calidad del aire

También merece la pena citar las lecciones aprendidas por la situación extraordinaria debida a la COVID. Las circunstancias excepcionales acontecidas en 2020 por la pandemia del COVID-19, han tenido un impacto en la reducción de las emisiones de los contaminantes asociados al tráfico y han permitido disfrutar a los ciudadanos de unos niveles de calidad del aire nunca registrados.

El Ministerio realizó un seguimiento de varios indicadores de calidad del aire durante 2020 y publicó dos informes en el año 2020 y 2021, cuyas principales conclusiones son:

- El primer estado de alarma, desde el 14 marzo hasta el 21 de junio, alteró radicalmente los desplazamientos habituales de los ciudadanos y la circulación de vehículos, lo que globalmente se tradujo en una mejora sin precedentes en los niveles de calidad del aire de las grandes ciudades en los meses de marzo/abril de 2020, especialmente en lo que al NO<sub>2</sub> se refiere. Respecto a los niveles de partículas (PM<sub>10</sub>), no se pudo establecer una relación tan directa puesto que las intrusiones de polvo del Sáhara dificultan este análisis.
- La desescalada, desde el 10 de mayo hasta el 30 de junio, y la adopción de la “nueva normalidad” en los meses de verano llevó asociado un aumento progresivo de los niveles de NO<sub>2</sub>, cuya tendencia muestra una recuperación sostenida aunque a finales de año aún no podía afirmarse que se hubieran recuperado los niveles previos a la pandemia.

- Sin embargo, pese a estar en niveles de movilidad inferiores a años anteriores en el último trimestre del año, los niveles de NO<sub>2</sub>, más asociados al tráfico, mostraron un aumento progresivo y cercano a niveles de contaminación de años anteriores. En algunas ciudades españolas se observaron valores por encima de los medidos en los primeros meses del año. Es preciso tener en consideración que un trasvase de viajeros desde los medios colectivos de movilidad hacia el vehículo privado, como consecuencia de la pandemia, podría tener como resultado que se alcanzaran niveles superiores a los de años previos.

Resulta fundamental, por tanto, adoptar las medidas oportunas para el fomento de una movilidad más sostenible. La progresiva recuperación de la actividad hace necesario plantearse los retos asociados a la movilidad en un contexto de paulatina salida de la pandemia, teniendo en cuenta una estrategia de conjunto que incluya: una reducción de desplazamientos (fomento de teletrabajo), medidas para evitar concentración de desplazamientos (flexibilidad horaria) y el fomento, en general de la movilidad activa (bicicleta, pero también a pie) y otras modalidades de micro movilidad (patinete, etc.). Los niveles de calidad del aire de 2020 refuerzan la idea de que es preciso avanzar hacia un nuevo paradigma de movilidad que permita reducir la congestión, contaminación, emisiones de gases de efecto invernadero y ruido.

El número de zonas de calidad del aire evaluadas en 2020 queda resumido en las tablas siguientes, donde también se muestra, para cada uno de los contaminantes evaluados, en cuántas zonas se superaron los valores límite (VL) o los valores objetivo (VO), incluidos los objetivos a largo plazo (OLP) para el ozono. Los valores límite u objetivo se refieren a la protección de la salud, salvo que se indique expresamente para la vegetación o los ecosistemas.

### 11.5. RÉGIMEN DE COMERCIO DE DERECHOS DE EMISIÓN (RCD UE)

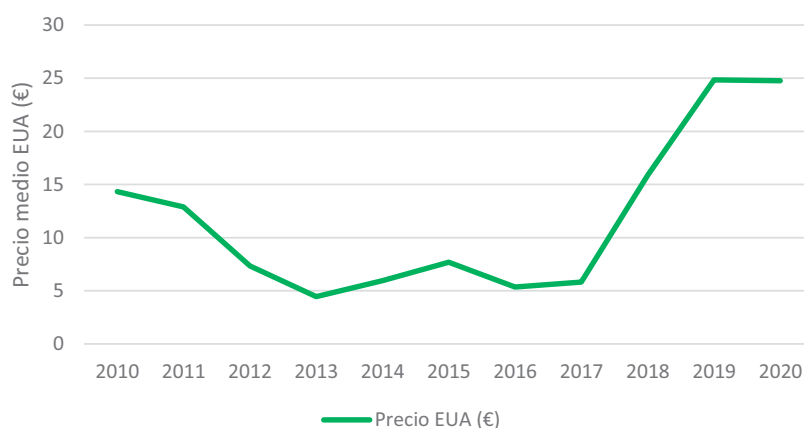
El precio del EUA (European Union Allowances) es el coste marginal de reducir una emisión de una tonelada de CO<sub>2</sub> por parte de las compañías. Este precio, como en cualquier otro mercado, está influenciado por oferta y demanda. Los factores que determinan ambas son los siguientes:

- Por parte de la oferta:
  - El principal factor es la política regulatoria mediante la cual se asignan los EUAs. La UE asigna menos EUAs que las toneladas de CO<sub>2</sub> que se espera que se emitan. Se pretende, por tanto, fomentar tecnologías más eficientes y menos contaminantes.
  - El exceso de demanda por parte de las compañías europeas puede ser cubierto con CERs, Mercado Drivers del Precio EUA-CER 12 STRICTLY CONFIDENTIAL SANTANDER PRESENT IN OVER 40 COUNTRIES.

- El exceso de demanda por parte de las compañías europeas puede ser cubierto con CERs, por lo tanto, el volumen de CERs disponible en el mercado hasta el 2012 también influye en el precio.
- Por parte de la demanda:
  - El principal factor son las emisiones que realicen las compañías afectadas por el PNA. Cuantas más emisiones realicen mayor necesidad tendrán de adquirir EUAs.
  - Este volumen de emisiones viene determinado principalmente por varios factores con correlación positiva: el volumen de actividad económica, el precio del petróleo - cuando se incrementa el precio del petróleo, el precio del gas evoluciona en la misma dirección, produciéndose un proceso de sustitución de gas por carbón en la generación de electricidad que deriva en un incremento de emisiones –y la pluviometría, ya que en años más húmedos aumenta la producción hidroeléctrica y se reduce la producción eléctrica a partir del carbón o el gas.

La evolución de dicho precio medio anual de la tonelada de CO<sub>2</sub> se representa en la figura 11.1. En 2020 el precio bajó de 24,84€ a 24,75€, lo que supuso consolidar el precio de 2019 tras varios años de incremento continuado.

**FIGURA 11.1. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DE LA TONELADA DE CO<sub>2</sub>**



FUENTE: Sendeco2<sup>4</sup>.

<sup>4</sup> <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

**TABLA 11.5. EVOLUCIÓN DEL PRECIO MEDIO ANUAL DE LA TONELADA DE CO<sub>2</sub>**

Año	Precio EUA (€)	Precio CER (€)
2010	14,32	12,6
2011	12,89	9,96
2012	7,33	2,97
2013	4,45	0,39
2014	5,96	0,18
2015	7,68	0,39
2016	5,35	0,39
2017	5,83	0,23
2018	18,88	0,24
2019	24,84	0,22
2020	24,75	0,3

**FUENTE:** Sendeco2.

---

## **12. LA I+D+i DEL SECTOR ENERGÉTICO**

---





### 12.1. INTRODUCCIÓN

---

El Sistema Español de Ciencia, Tecnología e Innovación (SECTI) está integrado por el conjunto de agentes públicos y privados de coordinación, de financiación y de ejecución y sus relaciones, estructuras, medidas y acciones para la promoción, desarrollo y apoyo a la política de I+D+i en España.

La Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación (EECTI) es el instrumento marco en el que quedan establecidos los objetivos generales a alcanzar durante el período 2013-2020 ligados al fomento y desarrollo de las actividades de I+D+i en España, y en este contexto se desarrolla también la política de I+D+i en el campo de la Energía.

El contexto político europeo está marcado por la Comunicación de la “Unión por la Energía” (febrero 2015), el paquete legislativo “Energía limpia para todos los europeos” (noviembre 2016), la “Estrategia europea a largo plazo de reducción de gases efecto invernadero” (noviembre 2018) y la Comunicación sobre el Pacto Verde Europeo (European Green Deal) publicada en 2019. La EECTI y sus respectivos planes tienen como objetivo contribuir a la gobernanza de este proceso europeo, cuyos ambiciosos objetivos requieren la colaboración y coordinación de los diferentes agentes del sector, tanto las entidades financiadoras como los organismos responsables de la I+D+i en España.

### 12.2. DESARROLLO DE LA POLÍTICA ESPAÑOLA EN I+D+I EN ENERGÍA

---

El Ministerio de Ciencia e Innovación, como órgano de la Administración General del Estado sucesor de la Secretaría de Estado de Investigación, Desarrollo e Innovación (SEIDI) del antiguo Ministerio de Economía y Competitividad, es responsable de proponer y ejecutar la política del Gobierno en materia de investigación científica, desarrollo tecnológico e innovación en todos los sectores, incluyendo el desarrollo de la política de I+D+i en el sector de la energía.

Para la propuesta y ejecución de las políticas en materia de investigación e innovación se cuenta con las unidades responsables de la financiación de las actividades del ministerio, y con los instrumentos que utiliza en su desarrollo la EECTI y sus Planes Estatales de I+D+I. Entre sus unidades, la Agencia Estatal de Investigación (AEI) tiene por objeto ser el instrumento para la modernización de la gestión pública de las políticas estatales de I+D en España. Por otro lado, el Centro para el Desarrollo Tecnológico e Industrial (CDTI), Entidad Pública Empresarial dependiente del Ministerio de Ciencia e Innovación tiene por objeto incrementar la competitividad de las empresas españolas elevando su nivel tecnológico.

Además, cuenta, como principales órganos centrados en la ejecución propiamente dicha, con los Organismos Públicos de Investigación, caso del Centro de Investigaciones Energéticas y Tecnológicas (CIEMAT) y del

---

## 12. La I+D+i del sector energético

---

Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER), el Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) y la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN), adscritos al ministerio.

Los objetivos de la EECTI se alinean con los que marcó la Unión Europea dentro del programa marco para la financiación de las actividades de I+D+i «Horizonte 2020» para el período 2014-2020.

Desde el Ministerio y sobre la base de la EECTI, se han elaborado los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación contando con los centros públicos de investigación, las universidades, los centros tecnológicos, las asociaciones empresariales, las plataformas tecnológicas y expertos procedentes de la comunidad científica, técnica y empresarial.

En el Acuerdo de Asociación de España 2014-2020 con la Unión Europea se reconoce que la EECTI para el periodo 2013-2020 constituye el marco estratégico compartido en el que se encuadran las prioridades en investigación e innovación que las Comunidades Autónomas definen a través de sus correspondientes Estrategias para la Especialización Inteligente (RIS3). La Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación y los Planes Estatales de Investigación Científica y Técnica y de Innovación constituyen el marco estratégico nacional de especialización inteligente.

El Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020 (PEICTI 2017-2020) está integrado por cuatro programas estatales que corresponden a los objetivos generales establecidos en la Estrategia:

1. El reconocimiento y promoción del talento en I+D+i y su empleabilidad.
2. El Fomento de la Investigación científica y técnica de excelencia.
3. El impulso del liderazgo empresarial en I+D+i.
4. El fomento de actividades de I+D+i orientada a los retos globales de la sociedad.

Entre los 8 grandes retos sociales identificados en la Estrategia Española<sup>1</sup>, el sector energético se aborda en el reto 3: Energía segura, sostenible y limpia. Para él, el Plan Estatal establece las actividades de I+D+i a desarrollar, alineadas a su vez con la agenda europea definida al respecto en colaboración con los Estados Miembros, especialmente con el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET-Plan).

---

<sup>1</sup> 1) Salud, cambio demográfico y bienestar 2) Seguridad y calidad alimentaria; actividad agraria productiva y sostenible; sostenibilidad de recursos naturales, investigación marina y marítima 3) Energía segura, sostenible y limpia 4) Transporte inteligente, sostenible e integrado 5) Acción sobre cambio climático y eficiencia en la utilización de recursos y materias primas 6) Cambios e innovaciones sociales 7) Economía y sociedad digital 8) Seguridad, protección y defensa

Entre las prioridades que establece el PEICTI 2017-2020 en materia de I+D+i se incluyen:

- I. El desarrollo de sistemas, tecnologías y servicios inteligentes.
- II. El desarrollo de sistemas, tecnologías y servicios inteligentes.
- III. El diseño y desarrollo de **sistemas energéticos eficientes**.
- IV. La búsqueda de métodos de **reducción, captura y almacenamiento de carbono (CAC) y utilización (CUC)** viables para su uso como combustible en el sector energético o como materia prima en procesos industriales para la obtención de productos de valor añadido.
- V. La investigación en el ámbito de la energía nuclear para garantizar las normas más estrictas en materia de seguridad, protección radiológica, gestión de residuos radioactivos, así como las actividades de I+D+i orientadas al diseño de nuevos reactores nucleares y las centradas en el ciclo del combustible nuclear que contribuyan a la generación de energía sin producción de gases de efecto invernadero.
- VI. El **tratamiento de residuos con fines energéticos**.
- VII. Las **tecnologías de materiales para energía y medio ambiente**.
- VIII. Las **tecnologías del hidrógeno**, entre las que se incluyen aspectos ligados a (i) producción de hidrógeno; (ii) almacenamiento y distribución de hidrógeno; y (iii) usos de hidrógeno portátiles y estacionarios para la movilidad o el desarrollo de aplicaciones biocombustibles viables, eficientes y destinadas a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Y prestando especial atención a la investigación y desarrollo de BATERÍAS DE COMBUSTIBLE como uno de los aspectos claves de la orientación de la I+D+i en este campo durante los próximos años.

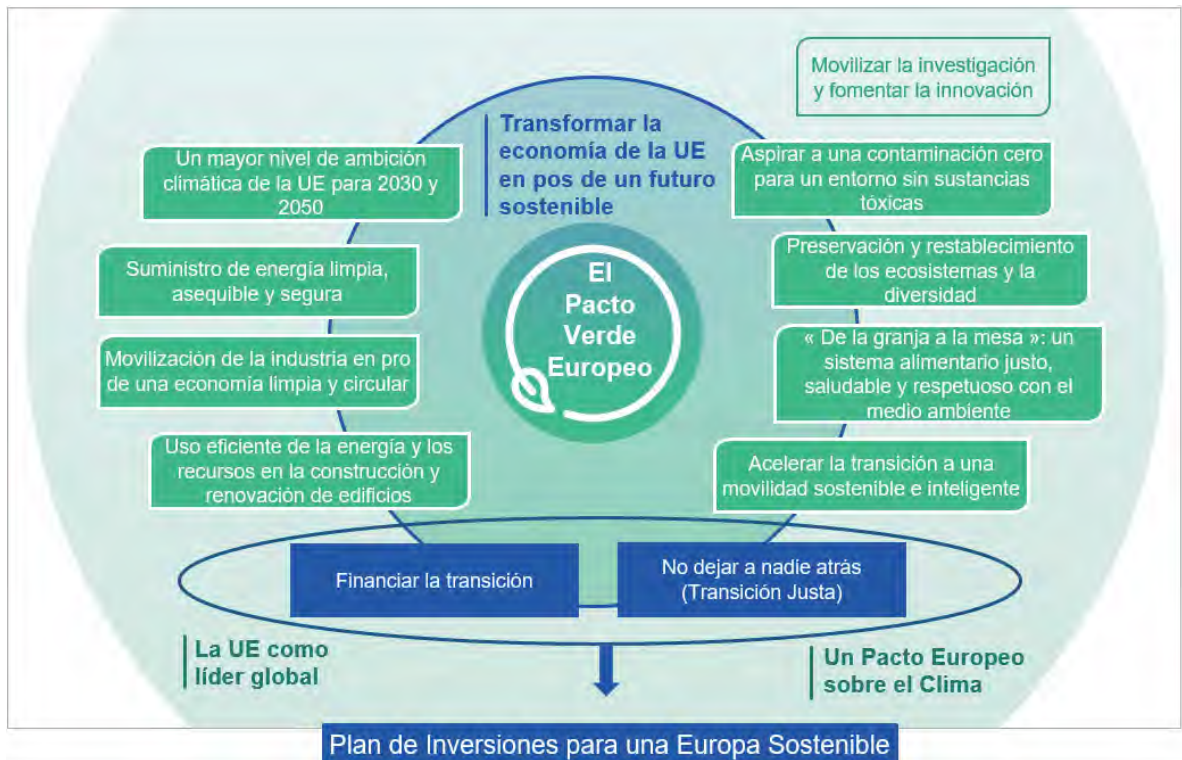
La EECTI se halla alineado con los objetivos marcados en el PNIEC, y en consecuencia con las políticas sectoriales marcadas por dicho Plan y la Estrategia Española de Cambio Climático y Energía Limpia, que persiguen el cumplimiento de los compromisos de España en materia de cambio climático y el impulso de las energías limpias, al mismo tiempo que persigue la mejora del bienestar social, el crecimiento económico y la protección del medio ambiente.

En la elaboración de la Estrategia Española se ha contado con la participación de todos los agentes implicados para que la economía circular despliegue todos sus efectos y potencialidades.

### 12.3. CONTEXTO EUROPEO: ENERGY UNION-SET-PLAN

España está inmersa, dentro del marco europeo, en una transformación energética que, siendo efectiva en términos de costes, permita cumplir con los objetivos europeos de reducción de emisión de gases de efecto invernadero y descarbonización de la economía, conforme a lo previsto en la Estrategia Europa 2020 y su iniciativa emblemática «Una Europa que utilice eficazmente los recursos», asegurando el suministro y crecimiento económico de Europa, y en el que uno de los pilares fundamentales es la investigación y la innovación. Dicha política fue reforzada a través del Pacto Verde Europeo, que marca como objetivo principal alcanzar la neutralidad climática del continente europeo en 2050, así como el plan de evaluación del impacto para aumentar el objetivo de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE para 2030 al menos al 50 % y hacia el 55 % en comparación con los niveles de 1990.

FIGURA 12.1. PRIORIDADES ESTABLECIDAS EN EL PACTO VERDE EUROPEO. FUENTE: COMISIÓN EUROPEA



En todo este proceso tiene un papel principal el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan). La Comunicación de la Comisión “SET-Plan integrado: Acelerar la transformación del sistema energético europeo”, propuso a partir de 2015 10 acciones claves en línea con las prioridades de la Unión de la Energía y su 5º pilar en materia de investigación, innovación y competitividad, en busca de un cambio definitivo

del concepto del sistema energético europeo hacia un sistema integrado que va más allá de los silos de las tecnologías energéticas como había sido hasta entonces.

**FIGURA 12.2. PILARES DE LA UNIÓN POR LA ENERGÍA**

UNIÓN POR LA ENERGÍA: 5 PILARES		
1. Seguridad energética, solidaridad y confianza	2. Un mercado europeo de la energía plenamente integrado	5. Investigación, Innovación y Competitividad
3. Eficiencia energética como contribución a la moderación de la demanda	4. Descarbonización de la economía	▶ SET-PLAN INTEGRADO

En la figura 12.3 se indican las prioridades de Investigación, innovación y competitividad, su vinculación con las acciones claves y sus correspondientes objetivos en materia de energía y clima, establecidos para acelerar la descarbonización de la economía y situar a Europa como líder mundial en renovables mediante a una reducción de costes, una mejora de sus prestaciones técnicas y de eficiencia energética, con el propósito último de mejorar la competitividad, y crecimiento económico y empleo en Europa.

**FIGURA 12.3. ACCIONES CLAVE DEL SET-PLAN**

UNIÓN POR LA ENERGÍA <i>Prioridades de Investigación, Innovación y competitividad</i>	SET – PLAN <i>10 acciones clave</i>	SET – PLAN <i>Objetivos de las acciones clave</i>
Nº 1 en renovables	1. Tecnologías renovables de alto rendimiento en el sistema	Eólica off-shore Nueva generación de fotovoltaica, energía solar de concentración, geotérmica profunda y oceánica
	2. Reducción de costes de las tecnologías	
Sistema inteligente de energía con el consumidor en el centro	3. Nuevas tecnologías y servicios para consumidores	Diseño del futuro sistema energético de la UE Ciudades inteligentes
	4. Resiliencia y Seguridad del Sistema energético	Consumidores en el centro del sistema energético
Sistemas de energía eficiente	5. Nuevos materiales y tecnologías para edificios	Eficiencia energética en edificios: nuevos materiales y tecnologías, calor y frío en edificios
	6. Eficiencia Energética en la Industria	Industria de la UE más competitiva y energéticamente menos intensiva
Transporte sostenible	7. Competitividad en el sector global de baterías	Baterías para e-movilidad y almacenamiento estacionario.
	8. Combustibles renovables	Combustibles renovables para transporte y bioenergía
	9. CCS/U	Captura, almacenamiento y uso de CO2
	10. Nuclear Safety	Mayor seguridad en el uso de energía nuclear

---

## 12. La I+D+i del sector energético

---

Dichos objetivos fueron establecidos mediante un sistema participativo en el marco del SET Plan que une esfuerzos entre la Unión Europea, los Estados miembros, la industria y la comunidad investigadora. Como consecuencia de esta nueva estrategia de I+D, surgen las Plataformas Tecnológicas y de Innovación Europeas (ETIPs), que apoyan la implementación del SET-Plan y reuniendo a los agentes mencionados en áreas clave. Promueven la incorporación al mercado de tecnologías energéticas aportando y compartiendo financiación, talento e infraestructuras de investigación. La Tabla 12.1 cita las ETIPs en vigor en 2020.

**TABLA 12.1. PLATAFORMAS TECNOLÓGICAS Y DE INNOVACIÓN EUROPEAS (ETIPs)**

ETIP Wind
ETIP PV
Ocean Energy Europe
European Geothermal Energy Council
Smart Networks for Energy Transition
ETIP on Renewable Heating and Cooling
European Biofuels Technology Platform
CCS Platform
Sustainable Nuclear Energy Technology Platform

---

## 12.4. ACCIONES DE LOS AGENTES FINANCIADORES

---

### 12.4.1. Agencia Española de Investigación

Las principales actuaciones relacionadas con I+D+i en energía gestionadas por la Agencia Estatal de Investigación (AEI) en el año 2020 se engloban en el **Programa Estatal de I+D+I Orientada a los Retos de la Sociedad**, dentro del marco del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020.

Dicho programa surge de la necesidad de resolución de los problemas planteados en la sociedad española guiando, a través de diferentes convocatorias, la investigación fundamental científica y técnica hacia los ocho grandes retos identificados en la Estrategia Española de Ciencia y Tecnología y de Innovación 2013-2020.

Concretamente, las convocatorias principales en el reto 3, "Energía segura, eficiente y limpia", son la de **Retos-Investigación** y la de **Plataformas Tecnológicas**, así como los Grupos Interplataformas

### **Retos-Investigación**

Las principales características de la convocatoria RETOS-INVESTIGACIÓN son las siguientes:

- Ejecución de proyectos de investigación consistentes en trabajos experimentales o teóricos emprendidos con el objetivo primordial de adquirir nuevos conocimientos con orientación específica que permita un avance en la resolución de alguno de los ocho grandes retos que tiene planteada la sociedad española.
- Contribución a la consolidación de equipos de investigación con tamaño suficiente y masa crítica de carácter interdisciplinario e intersectorial necesaria para avanzar en la búsqueda de soluciones, de acuerdo con las prioridades establecidas en cada uno de los retos, así como para afrontar los desafíos que la investigación española tiene en el contexto del Espacio Europeo de Investigación.
- Concesión de ayudas es en régimen de concurrencia competitiva.
- Beneficiarios: agentes de I+D, tanto públicos como privados, tales como Organismos Públicos de Investigación (OPIS), universidades, centros de I+D y centros tecnológicos públicos o privados. Hay un solo beneficiario por proyecto.
- Duración de 3 o 4 años, excepcionalmente 2 años.
- Ayudas: subvenciones que pueden estar cofinanciadas con FEDER según la CCAA de realización del proyecto.

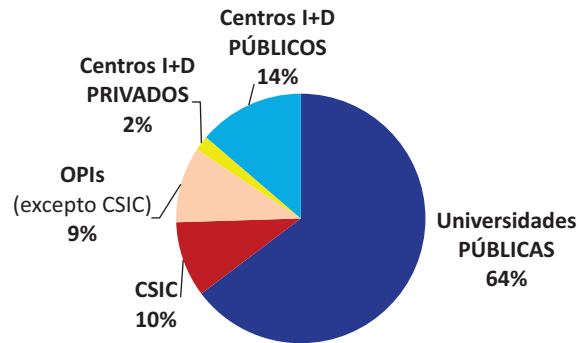
Dentro del Reto 3, área temática de Energía, en total se han financiado 51 proyectos, siendo 8,8 M€ la ayuda total concedida.

La Figura 12.4 muestra la naturaleza de las entidades beneficiarias de estos 51 proyectos. Un 64% de los proyectos son realizados por universidades públicas, un 19% por OPIS (correspondiendo un 10% al CSIC), un 14% por centros públicos de I+D y, por último, hay un centro privado de I+D.



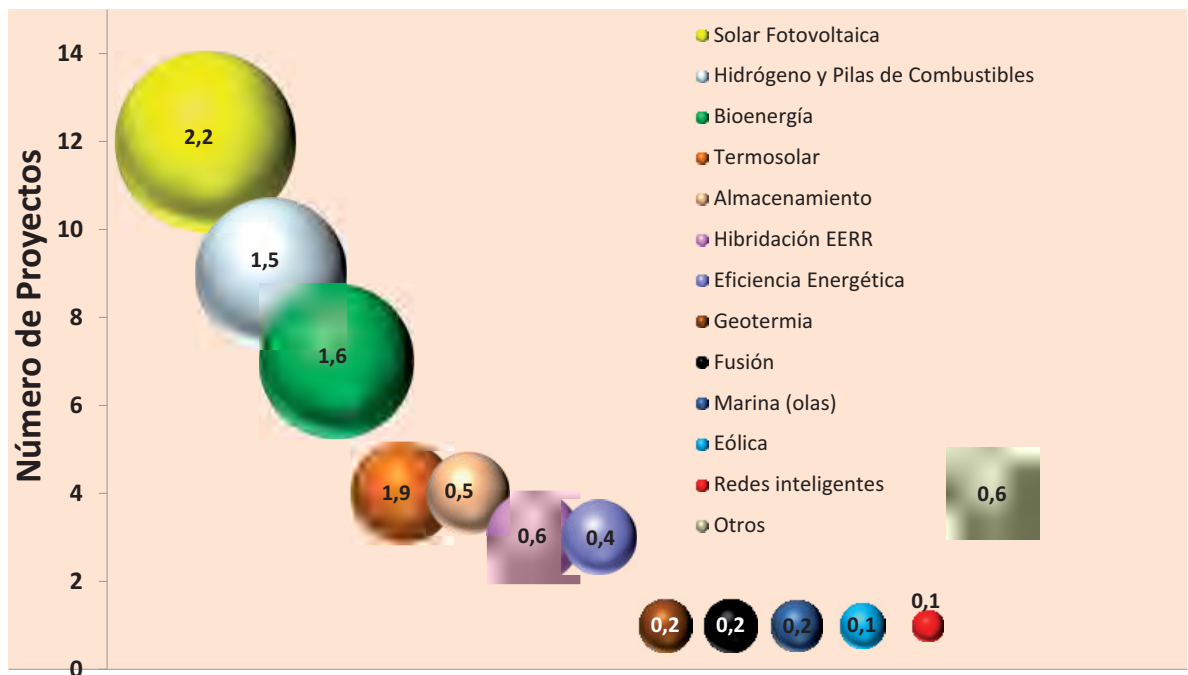
**FIGURA 12.4. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2020: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA  
TIPO DE ENTIDADES BENEFICIARIAS EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS**

Tipo de entidad	Nº
Universidades PÚBLICAS	33
CSIC	5
OPIs (excepto CSIC)	5
Universidades PRIVADAS	0
Centros I+D PRIVADOS	1
Centros I+D PÚBLICOS	7
<b>TOTAL</b>	<b>51</b>



La figura 12.5 clasifica los proyectos por líneas temáticas. Para ello, se ha considerado la tecnología predominante en cada uno de los proyectos lo que no es óbice para que algunos de ellos incluyan también otras tecnologías. Aquellos proyectos cuyos desarrollos son demasiado incipientes y cuya categorización dependerá de su evolución, se engloban en el apartado "Otros".

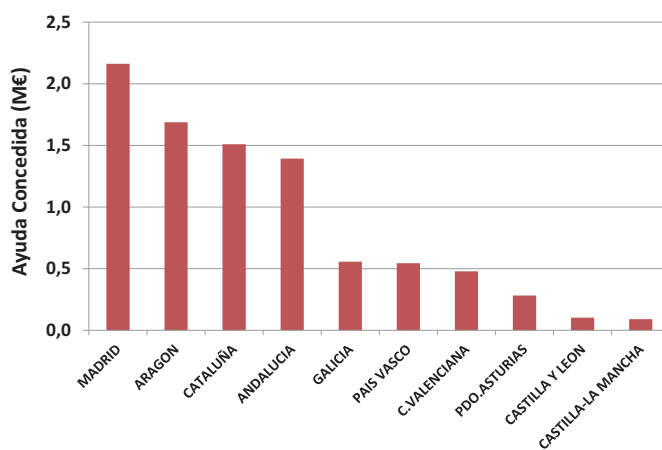
**FIGURA 12.5. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2020: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA  
Nº PROYECTOS FINANCIADOS POR SECTORES ENERGÉTICOS Y AYUDA CONCEDIDA**



El tamaño de las burbujas se corresponde con la ayuda total concedida (valor numérico en su interior, M€)

En la figura 12.6 se presentan las ayudas concedidas por Comunidades Autónomas, en función de la razón social de las entidades beneficiarias.

**FIGURA 12.6. CONVOCATORIA RETOS-INVESTIGACIÓN 2020: ÁREA TEMÁTICA DE ENERGÍA. AYUDA CONCEDIDA POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS EN LOS PROYECTOS FINANCIADOS**



### *Plataformas Tecnológicas*

Las Plataformas Tecnológicas son foros de trabajo en equipo, liderados por la industria, que integran a todos los agentes del sistema Ciencia-Tecnología-Innovación (empresas, centros tecnológicos, organismos públicos de investigación, universidades, centros de I+D, asociaciones, fundaciones, etc.), y que son capaces de definir la visión a corto, medio y largo plazo del sector y de establecer una ruta estratégica en I+D+I.

Entre sus misiones destacan:

- Favorecer la competitividad, la sostenibilidad y el crecimiento del sector industrial y del tejido científico-tecnológico español.
- Ser un mecanismo de transmisión de la I+D+I hacia el mercado nacional e internacional.
- Canalizar la generación de empleo y la creación de empresas innovadoras mediante proyectos y actuaciones.

La convocatoria de ayudas para Plataformas Tecnológicas se convocó en abril de 2020 con resolución prevista en 2021. En 2020 se contaba en Energía con un total de doce Plataformas Tecnológicas en sectores energéticos relevantes para nuestra economía:

## 12. La I+D+i del sector energético

FIGURA 12.7. PLATAFORMA TECNOLOGÍAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

Plataformas Tecnológicas (P.T.)	Objetivos	Página web
P.T. Española del H2 y de las Pilas de Combustible	Facilitar y acelerar el desarrollo y la utilización en España de sistemas basados en pilas de combustible e hidrógeno, en sus diferentes tecnologías, para su aplicación en el transporte, el sector estacionario y el portátil.	<a href="http://www.ptehpc.org">www.ptehpc.org</a>
REOLTEC P.T. del Sector Eólico Español	Aumentar la colaboración en materia de I+D+i entre el sector público y el empresarial, que permita amplificar el conocimiento, la experiencia y el desarrollo de productos innovadores en el mercado eólico.	<a href="https://reoltec.net/">https://reoltec.net/</a>
P.T. Española del CO <sub>2</sub>	Crear un entorno favorable a la inversión en I+D+i, promover la creación de un tejido empresarial innovador y elevar la capacidad tecnológica en los procesos de mejora de eficiencia, captura, transporte, almacenamiento y valorización del CO <sub>2</sub> , fomentando la implantación en la industria de estas tecnologías.	<a href="http://www.pteco2.es">www.pteco2.es</a>
FUTURED P.T. Española de Redes Eléctricas	Promover el desarrollo y la evolución tecnológica en el ámbito de las redes eléctricas que permita un desarrollo sostenible, un aumento de la competitividad y el liderazgo tecnológico de las entidades que forman parte de la plataforma.	<a href="http://www.futured.es">www.futured.es</a>
BIOPLAT P.T. Española de Biomasa	Determinación de las condiciones necesarias, e identificación y desarrollo de estrategias viables, para la promoción y el desarrollo comercial sostenible de la biomasa en España.	<a href="https://bioplat.org/">https://bioplat.org/</a>
EE P.T. Española de Eficiencia Energética	Innovación en tecnología de eficiencia energética, generando nuevas soluciones a través del impulso a la investigación y el desarrollo de las nuevas técnicas, los productos y los servicios que contribuyan a la reducción de la demanda energética.	<a href="http://www.ptee-ee.org">www.ptee-ee.org</a>
GEOPLAT P.T. Española de Geotermia	Identificación y desarrollo de estrategias sostenibles para la promoción y comercialización de la energía geotérmica en España.	<a href="http://www.geoplat.org">www.geoplat.org</a>
SOLAR CONCENTRA P.T. de Energía Solar Térmica de Concentración	Implementar el fomento de la I+D+i en el sector de la energía solar de concentración, y tiene como propósito favorecer la estrategia de innovación y desarrollo tecnológico de la termosolar en España.	<a href="http://www.solarconcentra.org">www.solarconcentra.org</a>
FOTOPLAT P.T. Española Fotovoltaica	Agrupar en una misma estructura a todas las empresas e instituciones involucradas con el reto de mantener a España y a las empresas españolas en primera línea de la investigación e industrialización de los sistemas de energía fotovoltaica, buscando sinergias entre las distintas instituciones e implementando estrategias coordinadas.	<a href="http://fotoplat.org/">http://fotoplat.org/</a>
CEIDEN P.T. de Energía Nuclear de Fisión	Coordinar los diferentes planes y programas nacionales de I+D, así como la participación en los programas internacionales, procurando orientar de forma coherente los esfuerzos de las entidades implicadas.	<a href="http://www.ceiden.es">www.ceiden.es</a>
SOLPLAT P.T. de Energía Solar Térmica de Baja Temperatura	Desarrollo de la tecnología solar de media temperatura a través de un esfuerzo conjunto de empresas, centros tecnológicos y OPIs, de forma que se mejoren las prestaciones energéticas y medioambientales tanto en el lado de la eficiencia de las transformaciones como en la fiabilidad y durabilidad de componentes y subsistemas.	<a href="http://www.solplat.com">www.solplat.com</a>
BATTERYPLAT P.T. Española de Almacenamiento de Energía	Consolidar a los principales actores españoles que trabajan en el ámbito de las pilas, baterías y almacenamiento energético para poder potenciar una visión común y elaborar una agenda estratégica de investigación, con el fin de acelerar el desarrollo innovador del sector de una manera armonizada y fructífera y situar al sector en la vanguardia a nivel mundial.	<a href="http://www.batteryplat.com/">www.batteryplat.com/</a>

### Grupos Interplataformas

Se trata de grupos formados por plataformas de diferentes sectores, entre los que destacan el de **Ciudades Inteligentes (GICI)** y el de **Economía Circular**.

## 12.4.2. Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI)

### 12.4.2.1. Actividades de financiación del CDTI en el ámbito nacional

El CDTI lleva a cabo actividades de financiación de proyectos empresariales de I+D+i, de gestión y promoción de la participación española en programas internacionales de cooperación tecnológica, y de apoyo a la creación y consolidación de empresas de base tecnológica.

Durante 2020 el CDTI ha aprobado en el área de energía 135 operaciones de I+D e innovación desarrollados por empresas en diferentes tipologías de proyectos CDTI tanto bajo la modalidad de crédito como la de subvención y que forman parte, todas ellas, del Subprograma Estatal de I+D+i empresarial del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2017-2020. El conjunto de estas ayudas ha dado lugar a una inversión total de 80,5 millones de euros y unos compromisos de aportación pública de 60,1 millones de euros.

a) Financiación directa mediante préstamos y subvenciones<sup>2 3</sup>.

En la siguiente tabla se distribuyen, por tipología, las operaciones aprobadas en 2020.

**TABLA 12.2. TIPOLOGÍA, N° OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS APROBADOS EN 2020**

Tipología	Operaciones	Compromisos de Aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
Proyectos CDTI de I+D	59	31.175.327	39.808.254
Programa Misiones	44	21.034.148	28.844.211
Neotec	13	3.108.759	4.592.368
Proyectos de Líneas de Innovación	5	2.253.410	2.848.835
CDTI-Eranet	10	1.498.004	2.814.259
CDTI-Eurostars (CIIP)	4	996.285	1.571.539
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>60.065.934</b>	<b>80.479.466</b>

<sup>2</sup> Incluye tanto proyectos de programas de subvenciones resueltos en 2019 (Subvenciones Neotec; CDTI-Eurostars y CDTI-Eranet) como mediante programas de convocatoria permanente con préstamos aprobados en 2019 (Proyectos CDTI de I+D; Proyectos de Líneas de Innovación y proyectos del Programa Misiones).

<sup>3</sup> La selección de los proyectos para la realización de este análisis parte de la codificación asignada por áreas sectoriales que utiliza el CDTI: proyectos del área sectorial 1 "Energía"; proyectos del área sectorial 1/2/3 "TIC/Aplicaciones/Energía" y proyectos con UNESCO-TEC Niv2 "Tecnologías Energéticas" de otras áreas sectoriales.

## 12. La I+D+i del sector energético

El grueso del apoyo prestado por el CDTI se concentra en 5 CCAA: Madrid, Navarra, Cataluña, País Vasco, y Andalucía que reúnen el 85,2% de los compromisos de aportación CDTU y el 77,8% de las operaciones aprobadas.

**TABLA 12.3. POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS. Nº OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL DE PROYECTOS APROBADOS EN 2020.**

CCAA	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
MADRID (COMUNIDAD de)	47	22.308.488	30.259.261
NAVARRA (C. FORAL de)	12	8.886.393	11.235.265
CATALUÑA	19	7.899.710	10.245.684
PAIS VASCO	8	6.301.084	7.761.587
ANDALUCIA	19	5.776.662	8.709.266
CASTILLA Y LEON	7	2.655.565	3.328.115
ARAGON	6	1.878.866	2.474.133
COMUNIDAD VALENCIANA	6	1.606.120	2.236.922
CANARIAS	4	1.025.704	1.456.116
ASTURIAS (PRINCIPADO de)	2	484.254	691.792
MURCIA (REGION de)	1	359.703	524.654
GALICIA	1	355.969	711.856
CASTILLA-LA MANCHA	1	244.468	406.161
CANTABRIA	1	203.034	238.864
BALEARS (ILLES)	1	79.915	199.790
<b>Total</b>	<b>135</b>	<b>60.065.934</b>	<b>80.479.466</b>

Los proyectos del área sectorial de energía suponen el 80,7% de las operaciones y el 77,6% de la aportación. Esto es: más de las tres cuartas partes de los proyectos apoyados son específicamente de energía. Entre ellos el mayor número corresponde a los de I+D+i en fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes, que suponen el 48,1% de las operaciones aprobadas, el 44,3% de los compromisos de aportación CDTI y el 44,6% del presupuesto total de inversión. Tras esta categoría se encuentra la de I+D+i en optimización de las formas y utilidades convencionales de la energía, y las áreas sectoriales de TIC (Aplicaciones, servicios y contenidos sectoriales de energía) y la de Sectores Industriales (Bienes de equipo y Materiales vinculados a la energía).

TABLA 12.4. POR ÁREA SECTORIAL: Nº OPERACIONES, COMPROMISOS DE APORTACIÓN Y PRESUPUESTO TOTAL

Área sectorial 1	Área sectorial 2	Operaciones	Compromisos de aportación pública (€)	Presupuesto Total (€)
<b>ENERGÍA</b>		<b>109</b>	<b>46.582.702</b>	<b>63.171.613</b>
	Fomento de las energías renovables y tecnologías emergentes.	65	26.613.704	35.125.799
	Optimización de las formas y utilizaciones convencionales de la energía.	26	10.712.201	15.075.437
	Tecnologías de combustión limpia y tecnologías emergentes.	18	9.256.796	12.970.377
<b>TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y COMUNICACIONES</b>		<b>10</b>	<b>6.983.630</b>	<b>8.422.053</b>
	Aplicaciones , servicios y contenidos sectoriales	6	5.691.110	6.701.829
	Equipos, Sistemas y Servicios de Telecomunicaciones.	1	394.907	464.597
	Tecnologías Informáticas.	3	897.612	1.255.627
<b>SECTORES INDUSTRIALES</b>		<b>10</b>	<b>3.963.847</b>	<b>5.461.470</b>
	Bienes de equipo.	4	1.976.658	2.842.897
	Electrotecnia, equipos eléctricos y electrodomésticos.	2	551.158	797.098
	Equipamiento médico y para la salud.	1	296.688	349.045
	Materiales	2	694.485	879.288
	Otros sectores industriales	1	444.857	593.142
<b>MEDIOAMBIENTE Y ECOINNOVACIÓN</b>		<b>3</b>	<b>1.221.618</b>	<b>1.522.075</b>
	Gestión y uso sostenible de los recursos naturales.	2	424.113	512.943
	Prevención de la Contaminación	1	797.505	1.009.132
<b>TRANSPORTE E INFRAESTRUCTURAS</b>		<b>1</b>	<b>759.752</b>	<b>1.191.021</b>
	Infraestructuras.	1	759.752	1.191.021
<b>CONSTRUCCIÓN, ORDENACIÓN DEL TERRITORIO Y PATRIMONIO CULTURAL</b>		<b>2</b>	<b>554.386</b>	<b>711.234</b>
	Construcción	2	554.386	711.234
<b>Total</b>		<b>135</b>	<b>60.065.934</b>	<b>80.479.466</b>

## b) Programa «INNVIERTE»

La gestión del Programa se instrumenta a través de la Sociedad de Capital Riesgo INNVIERTE ECONOMIA SOSTENIBLE SICC SME, S.A, cuyo fin es potenciar la inversión de capital riesgo en el sector tecnológico español, impulsando empresas innovadoras o de base tecnológica (principalmente pequeñas y medianas empresas) y facilitando la participación estable del capital privado a largo plazo mediante la inversión en vehículos público-privados.

## 12. La I+D+i del sector energético

Las inversiones de los vehículos de capital riesgo apoyados por Innvierte en el área de energía y medio ambiente, a diciembre de 2020, son:

**TABLA 12.5. INVERSIONES DE LOS VEHÍCULOS DE CAPITAL RIESGO APOYADOS POR Innvierte EN EL ÁREA DE ENERGÍA Y MEDIO AMBIENTE, A DICIEMBRE DE 2020**

Sector	Empresa que lidera	Empresas en cartera	Fondos recibidos por las participadas (€)
Energía-medio Ambiente, EMA	AGBAR	5	7.805.841
Energía-medio Ambiente, EMA	Iberdrola	1	1.225.000
Energía-medio Ambiente, EMA	Repsol	5	10.880.831

FUENTE: M<sup>º</sup>. Ciencia y Tecnología.

En 2019 se puso en marcha un nuevo Programa de coinversión con el objetivo de realizar inversiones conjuntas con vehículos previamente homologados por Innvierte. A diciembre de 2020 Innvierte había homologado 7 vehículos de inversión en iniciativas de energía y medioambiente que darán lugar a participaciones en empresas.

### 12.4.2.2. Programa Marco de la Unión Europea "Horizonte 2020"

El Programa Marco de Investigación e Innovación de la UE 2014-2020, Horizonte 2020, es el mayor y más ambicioso programa dedicado a la Investigación e Innovación a nivel europeo, y dentro de sus objetivos está el conseguir que los resultados de la investigación y desarrollo lleguen al mercado y a la sociedad. Tiene tres grandes pilares de actuación, siendo uno de ellos, el de apoyo a la investigación y desarrollo de tecnologías y soluciones que den respuesta a grandes retos sociales europeos. Entre ellos, recogiendo los temas de energía apoyados por Horizonte 2020, se encuentra el Reto Social "Energía limpia, segura y eficiente" cuya implementación se desarrolla mediante programas de trabajo anuales.

En el marco del Pacto Verde, y dentro del programa Horizonte 2020, la Comisión Europea lanzó una convocatoria extraordinaria de proyectos de investigación y desarrollo, con un presupuesto alrededor de 1.000 millones de euros. Esta convocatoria se publicó en septiembre de 2020 con fecha de cierre el 26 de enero de 2021. Contiene 20 temas en 10 áreas temáticas diferentes, 8 de ellas coincidentes con las 8 áreas prioritarias del Pacto Verde y otras dos áreas transversales, una para fortalecer capacidades europeas y otra en innovación social y participación ciudadana. Es una convocatoria que pretende incrementar el impacto y la visibilidad de la investigación y desarrollo en los ciudadanos, con un importante peso de grandes proyectos de demostración e innovación. En el área de Energía, se incluyen 4 grandes tópicos en las temáticas de energías renovables en tierra y en mar, en electrolizadores de hasta 100 Megavatios de capacidad, en cooperación en temas de energías renovables con África y en renovación y construcción de edificios, con un presupuesto de 246 M.€. Los resultados de esta convocatoria se conocerán en el ejercicio 2021.

### Programa de trabajo de 2020

El programa de trabajo 2020 del reto social “Energía limpia, segura y eficiente” es el último del periodo 2018-2020 y se discutió desde finales del 2018 hasta mediados de 2019. Contribuye casi en su totalidad al área focal: “Construyendo un futuro bajo en carbono y resiliente al clima”, donde se abordan cinco de las grandes prioridades identificadas en la Estrategia del SET Plan: Eficiencia Energética, Energías Renovables, Sistemas energéticos inteligentes, Captura, almacenamiento y uso de CO<sub>2</sub> (CCSU) y Ciudades inteligentes.

Dentro de esas áreas se presta una especial atención a tres de las prioridades estratégicas de I+D identificadas en la comunicación “Acelerando la innovación en energías limpias”, que es parte del paquete legislativo lanzado por la Comisión a finales del 2016: la renovación de edificios, el liderazgo en energías renovables, y el desarrollo de soluciones de almacenamiento de energía asequibles e integrados. En apoyo a esta última prioridad estratégica de almacenamiento y ligado al impulso europeo en esta área con la creación de la Alianza europea para las Baterías en octubre del 2017, se incluyen en el programa de trabajo 2018-2020 de actividades transversales un bloque específico dedicado a Baterías, con 15 topics y un presupuesto total de 246 M€ para los ejercicios 2019 y 2020. En el año 2020 hay dos temas concretos dedicados a baterías para almacenamiento estacionario por un total de 30 M€.

### Datos de 2020

Las convocatorias del programa de trabajo 2020 se abrieron en las siguientes áreas:

**FIGURA 12.8. ÁREAS INCLUIDAS EN EL PROGRAMA DE TRABAJO 2020 DEL RETO SOCIAL ENERGÍA LIMPIA, SEGURA Y EFICIENTE DE HORIZONTE 2020**





En los datos facilitados a continuación, correspondientes a 2020, se recogen tanto a nivel UE28 (países de la UE27 + UK) como a nivel español las convocatorias del programa de trabajo 2020 y las del programa de trabajo 2019 en el área de Eficiencia Energética y consumidores, que a efectos de cómputo se adjudicaron al ejercicio 2020. Por el contrario, no se tiene en cuenta aquí el área de Eficiencia Energética y de Consumidores del programa de trabajo 2020 pues se adjudica en el ejercicio 2021.

En el año 2020, y desglosado por las anteriores áreas mencionadas, los datos son los siguientes:

### ***Liderazgo global en energías renovables***

Se han concedido 224,94 M€, de los que 30,1 han sido captados por entidades españolas, lo que significa un 13,4% de retornos respecto al total de países y un 16,0% UE. España se mantiene entre los países con mayor retorno global obtenido, en una segunda posición tras Alemania (19,0% UE) y seguida de Italia (14,4% UE). En esta área se incluyen proyectos disruptivos en tecnologías energéticas, proyectos de investigación y demostración en energías renovables, biocombustibles y combustibles alternativos.

### ***Sistemas Energéticos Inteligentes***

Otra de las grandes áreas en cuanto a volumen de presupuesto, en 2020 incluye topics de demostración dirigidos a incrementar la capacidad de la red eléctrica europea para acoger mayor cantidad de energías renovables variables y acelerar su descarbonización. Se aborda la integración de sistemas de energías locales, la descarbonización de islas geográficas y servicios de red innovadores a través de la gestión de demanda, almacenamiento e integración de renovables a pequeña escala.

La financiación total en esta área fue de 96,5 M€. De esta cantidad 15 M€ fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supuso un retorno del 15,6% del total (16,8% UE) situando a España en el primer puesto en captador de fondos por delante de Francia (15,5% UE) y Alemania (10,2% UE). La cantidad adjudicada a esta área ha sido menor en este ejercicio que en el anterior donde se adjudicaron 125 M€, pero la contribución española sigue la muy buena línea de 2019, con una participación empresarial por encima del 60%.

### ***Ciudades y comunidades inteligentes***

En 2020, se siguió la misma línea que en 2019 con grandes proyectos de demostración (proyectos FARO) pero este año en dos áreas: se mantuvo el concepto de Distritos de Energía Positiva dentro de una ciudad y se incluyó también como novedad el concepto de proyecto faro en Aeropuertos.

En esta convocatoria se financia un solo proyecto en distritos de energía positiva, con ciudades faro en Francia y Finlandia, y con 6 ciudades seguidoras, siendo una de ellas Zaragoza. En el tema de aeropuertos, se ha financiado también un solo proyecto, con el aeropuerto de Copenhague como faro y los de Roma y Lituania como seguidores. En este proyecto la participación española ha sido muy baja. En total, en esta convocatoria del 2020, las entidades españolas recibieron financiación por 2,6 M€ de los 31,9 M€ adjudicados, lo que suponen un 8% de retorno global (8,34% UE). Los países con mayor retorno en esta área han sido Dinamarca, Finlandia y Francia, donde han tenido lugar los grandes demostradores.

### ***Baterías***

En este año 2020 se recogieron dos materias específicas de Baterías para aplicaciones estacionarias. Se adjudicó un importe de 34,1 M€ de los cuáles las entidades españolas consiguieron 3,5 M€, que representa un 10,3% de retorno (12% UE). Aunque buenos resultados, disminuyeron con respecto a los obtenidos en 2019, situando a España el tercero en el ranking de países por retorno conseguido por detrás de otros países con gran trayectoria en desarrollos tecnológicos en baterías como Alemania (30,2% UE) y Francia (19,8% UE). La participación empresarial de las entidades españolas en los proyectos financiados alcanzó el 71%.

### ***Captura, almacenamiento y uso de CO<sub>2</sub> (CCSU)***

En el área de CCSU, los retornos españoles fueron más bajos que en las áreas anteriores. Se adjudicó un total de 23 M€, habiendo conseguido las entidades españolas 1,9 millones lo que supone un retorno del 8,2% global y de la UE. La participación española en esta área se repartió a partes iguales entre los Centros Públicos de Investigación, y el sector empresarial. En esta área se incluyeron temas de incorporación de tecnologías de captura de CO<sub>2</sub> en plantas industriales y de pilotos de almacenamiento geológico.

### ***Acciones conjuntas y acciones transversales***

En las áreas más trasversales de acciones conjuntas y “Cross-Cutting”, se han adjudicado en 2020 un total de 37,8 M€, habiendo recibido las entidades españolas 0,9 millones, lo que supone un 2,3% de retorno total (3% UE). Esta área recoge este año sólo dos temas, uno de colaboración internacional con África en tecnologías renovables y otro en apoyo de un Foro de modelización de energía y clima a nivel europeo.

### ***Eficiencia Energética y consumidores***

En esta área se recogieron varias sub-áreas: temas de eficiencia energética en edificios y en la industria, temas de involucración de consumidores y de pobreza energética, temas relacionados con soluciones inno-

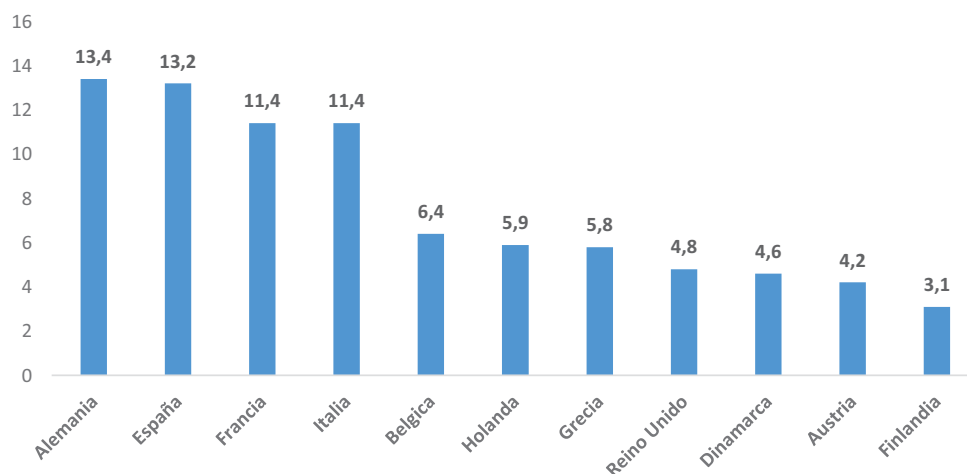
## 12. La I+D+i del sector energético

vadoras para financiar y valorizar la eficiencia energética y temas de nuevos de servicios energéticos innovadores. Los resultados de 2020 reflejaron una buena participación de entidades españolas. Se adjudicó un total de 198,8 M€, habiendo conseguido las entidades españolas 22,2 millones, lo que supone un 11,2% de retorno (11,9% UE). España figura en la segunda posición en cuanto a retornos conseguidos, detrás de Italia con un 13,4% UE y seguida de Grecia (10,1% UE). Estos resultados incluyen los temas procedentes de los partenariados contractuales de Eficiencia energética en edificios (EeB) y en industria (Spire).

De forma global, los retornos conseguidos por España en el reto de Energía en el año 2020 fueron la consecuencia de la activa participación de las entidades españolas. Sus niveles de retornos, aunque menores que los conseguidos en 2019, siguieron siendo muy significativos: del total de los 647,1 M€ adjudicados, 76,2 millones han ido a entidades españolas, esto es, un retorno total del 11,8% y un 13,2% UE. De un total de 151 proyectos financiados, las entidades españolas estuvieron presentes en 87 proyectos (57,6%) y lideraron 24 proyectos (16,0%).

En la figura 12.9 se muestra el ranking de los países con mayor retorno UE-28 conseguido en 2020. España, (13,2% de retorno UE en el reto de Energía) se situó en segunda posición en el ranking de países por detrás de Alemania con un retorno de 13,4% UE.

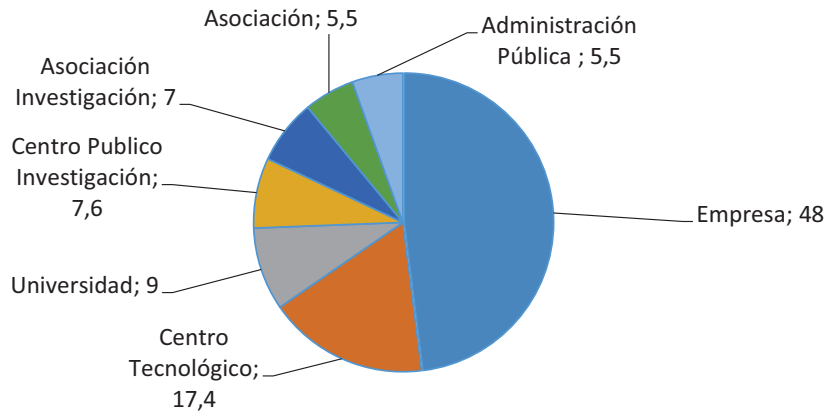
**FIGURA 12.9. RANKING DE PAÍSES EN FUNCIÓN DEL PORCENTAJE DE RETORNO UE-28 CONSEGUIDO EN 2020, PROGRAMA RETO SOCIAL: ENERGÍA LIMPIA, SEGURA Y EFICIENTE – HORIZONTE 2020**



FUENTE: M<sup>o</sup>. Ciencia y Tecnología.

La orientación de Horizonte 2020, con un marcado sesgo hacia la innovación y la llegada a mercado, tuvo su reflejo en la distribución de los perfiles de los participantes españoles, figura 12.10, donde el sector empresarial representa el 48%, seguido de los centros tecnológicos con el 17,4%, y a mayor distancia las Universidades con alrededor del 9% y los Centros Públicos de Investigación con el 7,6%.

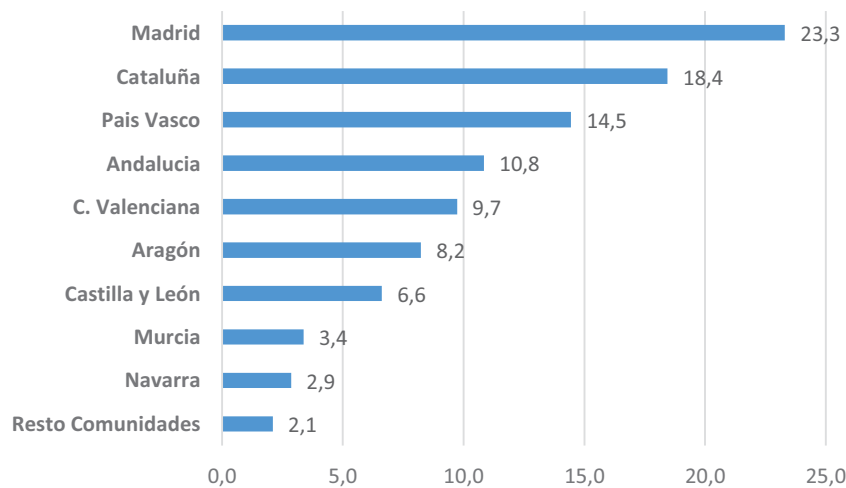
**FIGURA 12.10. % RETORNO UE-28 CONSEGUIDO POR ENTIDADES ESPAÑOLAS EN 2020 DISTRIBUIDO POR TIPO DE ENTIDAD, EN EL RETO SOCIAL: ENERGÍA LIMPIA, SEGURA Y EFICIENTE – HORIZONTE 2020**



FUENTE: M<sup>o</sup>. Ciencia y Tecnología.

Por Comunidades Autónomas, en la figura 12.11 se indica el reparto de retorno conseguido por entidades españolas en función de la Comunidad Autónoma (CCAA) a la que pertenecen. Hay que destacar que la mayor parte de los retornos de los participantes españoles se ha distribuido entre Madrid (23,3%), Cataluña (18,4%), País Vasco (14,5%), Andalucía (10,8%), Comunidad Valenciana (9,7%) y Aragón (8,2%).

**FIGURA 12.11. % RETORNO UE-28 CONSEGUIDO POR ENTIDADES ESPAÑOLAS EN 2020 DISTRIBUIDO POR COMUNIDADES AUTÓNOMAS, EN EL RETO SOCIAL: ENERGÍA LIMPIA, SEGURA Y EFICIENTE – HORIZONTE 2020**



FUENTE: M<sup>o</sup>. Ciencia y Tecnología.

Las entidades participantes más destacadas del año 2020 fueron Fundación CIRCE, Fundación CARTIF, Fundación TECNALIA, CSIC, UPC, LEITAT, MAGTEL Operaciones S.L. e IDENER. Las entidades más destacadas en cuanto a liderazgo fueron la Fundación Circe, con 3 proyectos y la Fundación Tecnalia con 2.

---

## 12. La I+D+i del sector energético

---

Hidrógeno y Pilas de Combustibles (en inglés: Fuel Cell and Hydrogen-FCH):

Estos temas específicos se implementan a través del partenariado público-privado institucional (Joint Technology Initiative-JTI), gestionado por una sociedad conjunta "Joint Undertaking- JU", y en su estructura de gobierno participa la Unión Europea a través de la CE, el grupo industrial (Hydrogen Europe) y el grupo académico (Hydrogen Europe Research).

El objetivo de esta JTI-FCH es el impulsar y promover el despliegue de tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible en el mercado con su horizonte en el 2020. Sus actividades se dividen en dos grandes áreas: área de transporte y área de energía, que recoge actividades de uso del hidrógeno como vector energético en apoyo a la gestionabilidad de las energías renovables (principalmente eólica y solar), desarrollo de pilas de combustibles, uso del hidrógeno en cogeneración, y transporte y almacenamiento del hidrógeno.

La JTI-FCH lanza convocatorias anuales, y los resultados de la convocatoria 2020, adjudicados en ese mismo año, arrojaron una financiación total concedida en esta área de 91,8 M€. De esta cantidad, 19,2 M€ fueron adjudicados a entidades españolas, lo que supuso un retorno del 20,9% del total (23,9% UE) situando a España en el primer puesto en captador de fondos por delante de Alemania (17,8% UE) y Francia (17,3% UE). Estos resultados excepcionales en comparación con el 3%-4% de retorno EU anual de años precedentes, se debieron en cierta medida a dos proyectos grandes de demostración con gran participación de entidades españolas, uno de Valles de Hidrógeno (Hydrogen Valley), que se ha financiado en Mallorca liderado por la empresa Enagas, con gran arrastre de entidades españolas en su consorcio, y otro proyecto en el área de hidrógeno en el sector ferroviario, con participación elevada de las entidades españolas Construcciones y Auxiliar de Ferrocarriles, S.A. (CAF) y Renfe Operadora.

El éxito de participación en este partenariado institucional se basa principalmente en dos hechos: primero, una buena involucración de entidades empresariales en el grupo industrial (Hydrogen Europe), que, junto con el grupo académico (Hydrogen Europe Research) son los que deciden los temas a incluir en cada programa de trabajo anual; y segundo, la existencia de estrategias nacionales que permitan el desarrollo e implementación de las tecnologías del hidrógeno y pilas de combustible y su aplicación.

---

### 12.5. EJECUCIÓN DE LA INVESTIGACIÓN EN EL SECTOR ENERGÉTICO

---

#### 12.5.1. CIEMAT

El CIEMAT es un Organismo Público de Investigación adscrito al Ministerio de Ciencia e Innovación. Desde 1951, como Junta de Energía Nuclear (JEN), y a partir de 1986 como CIEMAT, lleva a cabo proyectos de I+D+i

sobre las fuentes de energía (renovables, fusión, fisión y combustibles fósiles), su impacto en el medio ambiente, el desarrollo de nuevas tecnologías, la física de altas energías y la biomedicina. La I+D+i se complementa con actividades de formación, de transferencia de tecnología, la prestación de servicios técnicos, el asesoramiento a las distintas administraciones y la representación de España en diversos foros internacionales.

Su equipo humano de 1.295 personas está diversificado tecnológica y geográficamente. Su sede está en Madrid y cuenta con otros cinco centros: la Plataforma Solar de Almería (PSA), gran instalación científica de reconocido prestigio internacional en tecnologías solares; el Centro de Desarrollo de Energías Renovables (CEDER) y el Centro Internacional de Estudios de Derecho Ambiental (CIEDA) ubicados en Soria; el Centro Extremeño de Tecnologías Avanzadas (CETA) en Trujillo; y el Centro de Investigación Socio-Técnica (CISOT) en Barcelona.

Por su naturaleza como OPI, una parte sustancial de los gastos del CIEMAT son cubiertos a través de los presupuestos generales del Estado. Además, los grupos de investigación reciben financiación para el desarrollo de los proyectos de I+D+i a través de las subvenciones obtenidas en convocatorias competitivas nacionales e internacionales, de colaboraciones con empresas y entidades y por la prestación de servicios técnicos. Los ingresos exteriores obtenidos por estas vías en 2020 fueron 31,42 millones de €.

En cuanto los proyectos vigentes en el ámbito de la Energía, los ingresos exteriores han procedido en su mayoría de programas europeos (Horizonte 2020 y EURATOM), de otros programas internacionales (AECID, CONACyT, CYTED, DEBRA International, ERASMUS PLUS/MUNDUS, EURAMET-EMRP, EUREKA, F4E, IAEA, INTERREG V, ITER, LIFE, RFCS, Service Contracts - Tenders, UNEP, UNIDO y WORLD BANK) y convocatorias del Plan Estatal (en los programas estatales: I+D+i orientada a los retos de la sociedad, Fomento de la investigación científica y técnica de excelencia e Impulso empresarial en I+D+i).

En 2020 de los 98,72 M€ de gastos del CIEMAT, el 39% se dedicó al área de Energía.

El CIEMAT, a través de sus prestigiosos expertos, tiene una relevante participación en comités, comisiones, grupos de trabajo, plataformas tecnológicas, asociaciones, redes, etc. En el ámbito de la energía el CIEMAT participa en 323 comités, mayoritariamente con carácter consultivo (53%). De ellos, el 64% (207) son de ámbito internacional. El 25% (81) son comités estratégicos (de alto nivel, con carácter político o estratégico) y científicos o técnicos de alto nivel, lo que nos da la oportunidad de contribuir en la definición de la política científica.

### 12.5.2. CSIC

El Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) es el OPI más grande de España y se encuentra adscrito al Ministerio de Ciencia e Innovación. Cuenta con 120 Centros e Institutos, con un total de 11.046 personas como personal propio. La investigación es realizada por 1.585 grupos de investigación, que se en-

---

## 12. La I+D+i del sector energético

---

cuentran integrados en tres grandes áreas globales: Sociedad, Vida y Materia. Aunque parte de la financiación del organismo proviene de los presupuestos generales del estado, otra gran parte proviene de fondos obtenidos en convocatorias e iniciativas, tanto públicas como privadas.

En el área de Energía, el CSIC cuenta con grupos interdisciplinarios e investigadores de referencia a nivel global, por ejemplo, en las áreas de almacenamiento de energía, captura de CO<sub>2</sub>, combustibles sostenibles, superconductores o hidrógeno. El CSIC desarrolla actividades en el área de Energía tanto a nivel de investigación fundamental como aplicada, llevando a cabo actividades demostrativas con plantas piloto, con roles clave en proyectos internacionales.

En el año 2020 el CSIC participó en un total de 371 proyectos colaborativos correspondientes al Programa Marco Europeo H2020, de los cuales 25 pertenecen al campo de la Energía limpia, segura y eficiente con una financiación de 11,8 M€. A esto se suman otras 19 acciones individuales (MSCA, ERC, etc.) en temática de energía por un importe global de 12,2 M€.

Dentro de las acciones de promoción y colaboración, el CSIC ha impulsado las **Plataformas Científicas Interdisciplinarias (PTI)**, esfuerzo coordinado de diversos grupos del CSIC, otras instituciones, empresas y la Administración, que pretenden dar respuesta desde la investigación y la innovación a los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de las Naciones Unidas, acelerando la madurez tecnológica y promoviendo la transferencia al sector industrial.

En el campo de la Energía y los Materiales, el CSIC contaba con 6 PTIs ya establecidas y una adicional en proceso de gestación:

- Detectores (Detectores por radiación (RADDET))
- Volcanología (PTIVOLCAN)
- Teledetección (TELEDETEC)
- Sostenibilidad (Plásticos sostenibles (SUSPLAT))
- Economía circular (SOSECOCIR) y
- Almacenamiento de energía (Baterías de flujo Redox (FLOWBAT2021)).
- Transición Energética Sostenible, PTI+TransEner, que se comenzó a gestar a finales de 2020 para impulsar tecnologías clave para la transición hacia un modelo energético más asequible, fiable, competitivo y sostenible, mediante proyectos con un alto desarrollo tecnológico que permitan acelerar la transferencia al sector industrial.

En el año 2020 el CSIC elaboró un Libro Blanco con el objetivo de posicionar al CSIC en el contexto nacional e

internacional. Está estructurado en 14 capítulos correspondientes las Temáticas Estratégicas con sus correspondientes Desafíos Científicos identificados en base al impacto positivo esperado en la sociedad y en la generación de conocimiento. Una de estas Temáticas estratégicas es la de Energía limpia, segura y eficiente<sup>4</sup>, en la que se identifican 9 Desafíos específicos directamente relacionados con la energía y su impacto en el medioambiente, la economía y la sociedad. En la elaboración de este capítulo de energía han participado 23 centros del CSIC y más de 70 investigadores.

### 12.5.3. CENER

El Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) es un centro tecnológico especializado en la investigación aplicada en energías renovables de alta cualificación y reconocido prestigio nacional e internacional. Con un presupuesto de 16,5 M€, CENER cuenta con unos 200 trabajadores entre doctores, ingenieros, personal técnico y de apoyo. Gracias a la competitividad y su amplia red de clientes y socios nacionales, europeos e internacionales CENER se autofinancia en un 70% por contratos privados de desarrollo y transferencia tecnológica y proyectos de concurrencia competitiva.

Su Patronato está formado por instituciones públicas, como: el Ministerio de Ciencia e Innovación, CIEMAT, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y el Gobierno de Navarra.

Realiza trabajos de investigación en las áreas de interés asociadas a las renovables y la transición energética: energía eólica, solar térmica, termoeléctrica y fotovoltaica, biomasa y residuos para uso energético y bioproductos, uso de la energía en edificios y ciudades, gestión de la demanda, almacenamiento térmico y eléctrico, gestión de redes e integración en las redes energéticas de las energías renovables.

CENER enfoca su actividad hacia el progreso tecnológico y el apoyo a las empresas del sector:

- Capta conocimiento trabajando en consorcios con empresa y centros de referencia internacional para ofrecer un valor tecnológico diferencial que pueda ser incorporado por la industria.
- Desarrolla y transfiere a la industria conocimiento y conceptos aplicables dentro de su actividad investigadora.
- Presta servicios de alto valor mediante la aplicación de conocimientos muy especializados o infraestructuras de ensayo singulares.

---

<sup>4</sup> [http://libros.csic.es/product\\_info.php?products\\_id=1484](http://libros.csic.es/product_info.php?products_id=1484)



## 12. La I+D+i del sector energético

CENER opera importantes infraestructuras tecnológicas, con modernos laboratorios e instalaciones de referencia para el sector a nivel internacional, destacando especialmente su Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores “LEA”, el parque eólico para prototipos de Aláiz, la Biorrefinería “BIO2C” y la microrred “ATENEA”.

Adicionalmente a éstas CENER ofrece al sector para llevar a cabo I+D+i otras infraestructuras de gran relevancia: ensayos de módulos fotovoltaicos e inversores, ensayos de tubos receptores de plantas cilindro-parabólicas, ensayos de captadores planos, desarrollo de células y procesos de fabricación fotovoltaica.

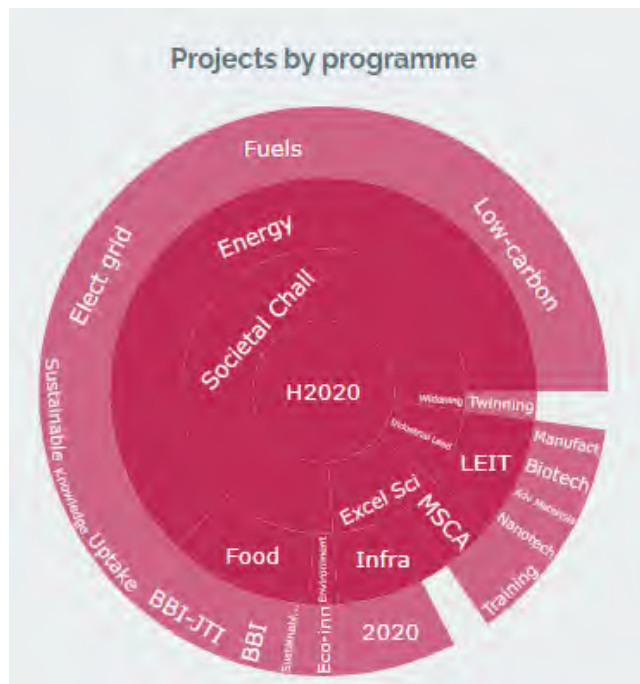
CENER es un participante habitual en los foros de planificación y coordinación de I+D tanto nacionales como europeos o internacionales como la AIE y sus TCP, plataformas tecnológicas europeas o los diferentes Subprogramas de la EERA. Es además un participante relevante en los consorcios nacionales y europeos destacando especialmente en H2020 donde está entre las entidades nacionales con mayor retorno en el reto de Energía. CENER cuenta con una red de socios europeos en programas europeos de más de 725 colaboradores.

**FIGURA 12.12. MAPA DE CALOR DE COLABORACIONES DE CENER EN PROGRAMAS EUROPEOS**



En el año 2020, CENER ha financiado un total de 8 proyectos del programa H2020 con presupuestos de más de 83M€, apalancando para CENER 3.8 M€. CENER participa en 46 proyectos el programa H2020, 7 de ellos como coordinador. Este diagrama de tarta muestra las áreas y programas en los que CENER ha participado. En 2020 CENER tiene un total de 26 proyectos en ejecución.

**FIGURA 12.13. DISTRIBUCIÓN TEMÁTICA EN H2020**



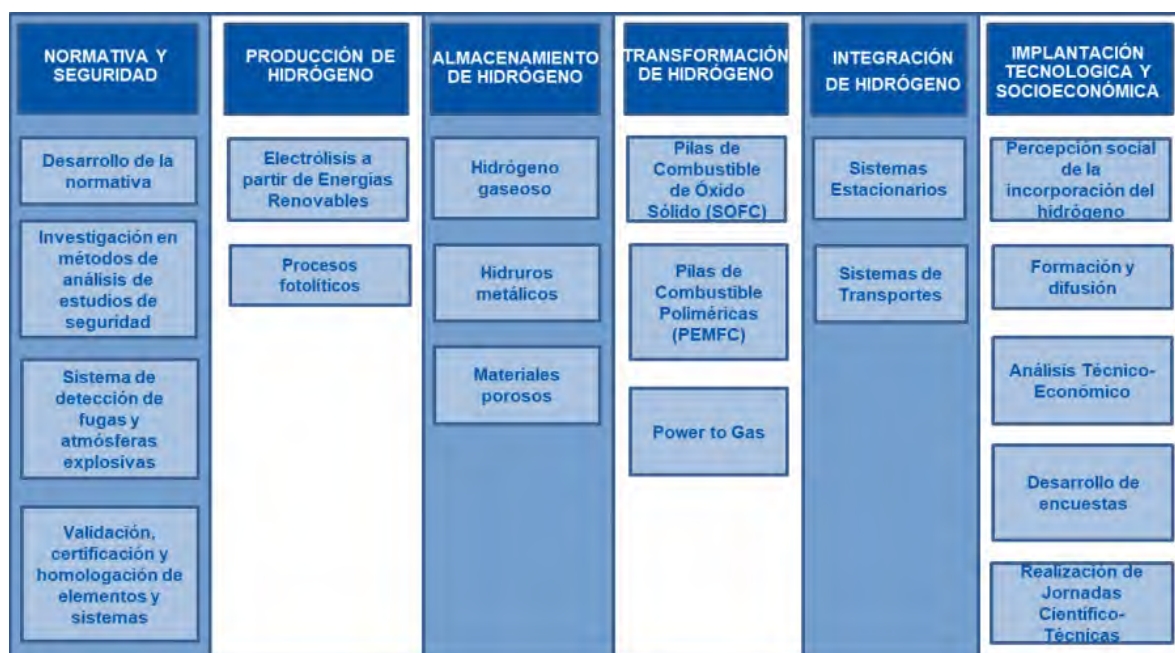
FUENTE: CIEMAT.

Estos valores se suman a los más de 115 proyectos europeos en los que CENER viene participando desde 2001, 13 de ellos como coordinadores.

#### 12.5.4. Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2)

El CNH2 es un consorcio público de I+D+i que depende a partes iguales del Ministerio de Ciencia e Innovación y de la Junta de Comunidades de Castilla La Mancha. Creado en el año 2007, en 2020 contaba con 51 personas que cubren toda la cadena de valor del hidrógeno y las pilas de combustible. Dispone de un plan estratégico 2019-2022 que se centra en la producción, almacenamiento, transformación, integración, seguridad y aspectos sociales y económicos. Sus líneas estratégicas se reflejan en la Figura 12.14.

FIGURA 12.14. ESTRUCTURA DEL PLAN ESTRATÉGICO DE CNH2



FUENTE: CIEMAT.

Los principales objetivos a alcanzar con el desarrollo del Plan Estratégico son:

- Integrar y desarrollar nuevas infraestructuras y equipos que le permitan reforzar y complementar sus instalaciones actuales para seguir aportando valor al sector, aumentando sus capacidades y conocimiento.
- Potenciar las sinergias y colaboraciones entre todos los actores de la cadena de valor del sector.
- Mejorar y potenciar nuestro conocimiento y recursos a partir de un aumento de la consecución de proyectos de I+D+i tanto nacionales como europeos y/o internacionales, un aumento en la calidad de las publicaciones, una integración en la plantilla de mayor número de doctores, potenciar las estancias internas y externas para el desarrollo de actividades estratégicas, entre otras medidas.
- Mejorar nuestras capacidades para poder aportar y desarrollar más proyectos de prestación de servicios (I+D+i, certificación, desarrollo tecnológico, ingeniería, escalado, integración, formación, etc) a empresas tanto nacionales como internacionales.

La CNH2 dispone de 13 laboratorios y 5 instalaciones auxiliares que le permiten cubrir toda la cadena de valor de cada una de las líneas estratégicas definidas. Las capacidades actuales disponibles en infraestructuras y conocimiento son las siguientes:

Servicios de consultoría orientados a apoyar a entidades para implantar tecnologías relacionadas con el hidrógeno y pilas de combustible.

- Servicios integrales de ingeniería para el diseño, desarrollo, ejecución y puesta en marcha de instalaciones basadas en el uso del hidrógeno como vector energético, desde pequeñas instalaciones a nivel de laboratorio hasta plantas industriales cubriendo toda la cadena de valor.
- Producción de hidrógeno; Electrólisis Alcalina. Desarrollo y caracterización de membranas y componentes, el diseño y mejora de celdas electrolíticas mediante simulación CFD y la experimentación de stacks y sistemas de electrólisis a escala industrial, con el objetivo de analizar su durabilidad y optimizar su funcionamiento.
- Sistemas de almacenamiento. Desarrollo de las diferentes líneas de trabajo relacionadas con el almacenamiento de hidrógeno en sus diversas modalidades y tipologías (hidrógeno comprimido, líquido y almacenamiento químico).
- Producción de hidrógeno y transformación. Tecnología PEM. Fabricación y escalado de conjuntos membrana electrodo (MEAs) y de componentes de electrolizadores y pilas de combustible como en la realización de ensayos y en la caracterización electroquímica de monoceldas y stacks de baja-media potencia.
- Electrónica de potencia. Desarrollo de sistemas de control y comunicaciones para la monitorización de instalaciones y bancos de ensayos.
- Microrredes. Desarrollo y testeo de sistemas basados en las tecnologías del hidrogeno y su integración en microrredes y redes inteligentes.
- Modelado y Simulación. Electrolisis, pilas de combustible y equipos auxiliares. Realización de simulaciones relacionadas con la gestión térmica y fluidodinámica de electrolizadores, pilas de combustible y equipos auxiliares mediante el uso de software especializado tipo CFD.
- Fabricación de pilas de combustible y electrolizadores de tecnología PEM de baja potencia y desarrollar sus BoPs y su control.
- Caracterización de materiales. Caracterización química, morfológica y estructural de materiales y componentes de diversa naturaleza.
- Producción de hidrógeno y transformación. Tecnología de óxidos sólidos SO. Investigación, desarrollo y la operación de tecnologías de pilas de combustible y electrolizadores de óxido sólido contemplando desarrollo, integración y caracterización de materiales y sistemas.
- Transformación de hidrógeno. Testeo de Tecnología PEM. Desarrollo de procedimientos de ensayos para pilas de combustible de membrana polimérica, contando con el equipamiento especializado necesario derivado tanto de desarrollos propios del centro como de soluciones comerciales.
- Aplicaciones de movilidad. Investigación y el desarrollo de las distintas configuraciones de la planta de potencia, su dimensionamiento y optimización de las estrategias de control de la energía, los convertidores de potencia y de motor, así como la integración de los sistemas de hidrógeno en vehículos.

---

## 12. La I+D+i del sector energético

---

- Aplicaciones domésticas. Testeo de integración de sistemas de producción de hidrógeno y transformación en entorno real para la demostración y el uso de las tecnologías de hidrógeno en el sector residencial.
- Fabricación de bancos de ensayo y componentes de sistemas de hidrógeno y pilas de combustible. Desarrollo y la fabricación de componentes y elementos de sistemas de hidrógeno y pilas de combustible, placas terminales, placas bipolares, colectores de corriente y estructuras metálicas, así como el montaje de bancos de ensayo y estructuras soporte de sistemas.

Tal y como se recoge en la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”, el papel del CNH2 es esencial para el apoyo científico-técnico a las empresas y su participación en proyectos innovadores. Por eso, una de las medidas establecidas en dicha hoja de ruta es reforzar el papel del Centro Nacional del Hidrógeno (CNH2) como centro de I+D+i público de referencia.

### 12.5.5. Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN)

La Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN) es una infraestructura contenida en el Mapa Nacional de Instalaciones Científico Técnicas Singulares (ICTS) vigente, aprobado por el Consejo de Política Científica, Tecnológica y de Innovación el 6 de noviembre de 2018. La ICTS PLOCAN es gestionada desde 2007 por un Consorcio Público en el que participan al 50% el Ministerio de Ciencia e Innovación (MCIN) y el Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias (CAC). Está adscrito a la Administración General del Estado desde 2015.

Ubicada en la costa Este de la isla de Gran Canaria, la ICTS-PLOCAN ofrece un conjunto de infraestructuras y servicios especializados, en el mar y en tierra, para contribuir en los procesos de diseño, desarrollo, validación y demostración de nuevos conceptos, materiales, metodologías y prototipos de nuevas tecnologías marino-marítimas, con el objetivo último de acelerar su maduración tecnológica y comercial y, de esta forma, facilitar su integración y aplicación futura en los mercados de sectores claves de la Economía Azul. Cuenta con una plataforma oceánica off-shore, un banco de ensayos y un observatorio oceánico.

PLOCAN busca ser centro de referencia a nivel nacional en su ámbito a través de las siguientes vías:

- Transformar la excelencia científica y el conocimiento en tecnologías funcionales, ensamblando tecnologías en modelos de negocio rentables y desarrollo de normativas y procedimientos innovadores acordes con el conocimiento científico y los valores sociales que demanda el siglo XXI.
- El fomento del desarrollo de nuevas tecnologías relacionadas con el aprovechamiento de las energías marinas, en línea con los objetivos del Pacto Verde, la estrategia de crecimiento azul establecido en el ámbito de la Unión Europea, y los objetivos de la agenda 2030 de Naciones Unidas.

- La transformación del conocimiento en diversificación económica a corto y medio plazo, dirigido a la generación de empleo y actividad económica, la solución de los retos de una sociedad que necesita encontrar nuevas vías para crear valor económico y social, nuevos productos y servicios acordes con los tiempos y el estado del conocimiento.
- Ofrecer infraestructuras singulares a la comunidad científica y empresarial.

En materia de proyectos, PLOCAN es una institución activa y reconocida por su participación en los diferentes programas de financiación competitiva europea (FP7, H2020, Horizonte Europea 21-27, INTERREG MAC, INTERREG ATLANTIC, etc.). Durante el periodo 2012-2020, PLOCAN ha participado en la preparación y diseño de 327 propuestas siendo el 78% (257) de ámbito Europeo, lo que suponen un promedio de 28 propuestas europeas presentadas anualmente. En este periodo, ha ejecutado con éxito 95 proyectos, 70 internacionales europeos y en 19 de ellos como entidad coordinadora. Esta actividad supone unos ingresos medios para la institución de más de 2M€ en financiación competitiva, igualando su financiación estructural y emprendiendo una media de 11 nuevos proyectos de I+D+i anuales.

En el sector de las Energías, PLOCAN participa activamente en diferentes comités, comisiones, grupos de trabajo, plataformas tecnológicas, asociaciones y redes, a través de su personal especializado en ámbitos nacionales e internacionales. En este aspecto es destacable, en colaboración con las entidades nacionales que componen la ICTS-MARHIS, el papel destacado de PLOCAN en la preparación y ejecución, como representante nacional, del proyecto europeo MARINENERG-i, para la creación y consolidación de una infraestructura europea distribuida, integrando las instalaciones especializadas en el desarrollo, validación y demostración de las energías renovables marinas en sus diferentes etapas de maduración tecnológica. MARINENERG-I ha sido recientemente aprobada como parte integrante de la Hoja de Ruta ESFRI, de la Comisión Europea, para iniciar su consolidación como infraestructura pan-europea "ERIC" (Consorcio Europeo de Infraestructuras de Investigación).



