GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO

IDAE
Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES 2011-2020

Este Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 ha sido aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011, estableciendo objetivos acordes con 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, y atendiendo a los mandatos del Real Decreto 661/2007, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial y de la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible.

INDICE GENERAL

INDICE GENERAL I
ÍNDICE DE TABLAS IV
ÍNDICE DE FIGURAS V
GLOSARIO DE SIGLAS Y ACRÓNIMOS VI
RESUMEN EJECUTIVO XVII

1 INTRODUCCIÓN *1*
1.1 Necesidad de elaboración del plan 2
1.2 Proceso participativo 4
1.3 Evaluación Ambiental Estratégica 5
1.4 Estructura del documento 10

2 LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESPAÑA *12*
2.1 Ejes de la política energética española en el marco de la Unión Europea; evolución de la política energética española en el futuro 13
2.2 Evolución del marco normativo de las energías renovables en España 17
2.3 Balance del PER 2005- 2010 19

3 ESCENARIOS EN EL HORIZONTE DEL AÑO 2020 ..... *32*
3.1 Evolución histórica y situación en el Año Base 2010 34
3.2 Escenarios de precios de la energía y del CO_2 49
3.3 Descripción del escenario de referencia 57
3.4 Descripción del escenario de eficiencia energética adicional: El escenario del PER 2011-2020 67

4 ANÁLISIS POR TECNOLOGÍAS *85*
4.1 Sector de los Biocarburantes 86
4.2 Sector del Biogás 133
4.3 Sector de la Biomasa 160
4.4 Sector de las Energías del Mar 214
4.5 Sector Eólico 248
4.6 Sector Geotérmico y otras energías del ambiente 293
4.7 Sector Hidroeléctrico 332
4.8 Sector de los Residuos 356
4.9 Sector Solar Fotovoltaico 396
4.10 Sector Solar Térmico 432
4.11 Sector Solar Termoeléctrico 470

5 OBJETIVOS DEL PLAN HASTA EL AÑO 2020 ..... *503*
5.1 Criterios para la asignación de objetivos por tecnologías 504
5.2 Comparativa de costes por tecnologías 507
5.3 Comparativa de potenciales por tecnologías 520
5.4 Objetivos globales 523
5.5 Objetivos por sectores de consumo 529
5.6 Objetivos en el sector de los edificios 542

6 PROPUESTAS PARA LA CONSECUCIÓN DE LOS OBJETIVOS *548*
6.1 Propuestas por sectores 553
6.2 Propuestas por tipología 571

7 INFRAESTRUCTURAS ENERGÉTICAS *575*
7.1 Introducción de la electricidad de origen renovable en el sistema eléctrico 576
7.2 Introducción del biogás en las redes de transporte de gas natural 593
7.3 Uso del sistema logístico de hidrocarburos para la distribución de biocarburantes 598

8 MARCOS DE APOYO A LAS ENERGÍAS RENOVABLES *605*
8.1 Régimen especial de generación eléctrica 606
8.2 Balance neto 613
8.3 Sistema de incentivos al calor renovable (ICAREN) 615
8.4 Sistemas de subvenciones directas a la inversión 618
8.5 Financiación 628
8.6 Mecanismos de fomento del uso de los biocarburantes 638
8.7 Fomento de las Energías Renovables en los edificios 644

9 BALANCE ECONOMICO DEL PLAN *650*
9.1 Evaluación económica del Plan 651
9.2 Impacto de las energías renovables en los costes del sistema eléctrico 655

10 I+D+i *680*
10.1 Situación de los instrumentos de apoyo a la I+D+i energética en España y Europa 681
10.2 Análisis sectorial de las líneas prioritarias de I+D+i 690
10.3 Propuestas para fomentar el desarrollo de la I+D+i en España 723

11 IMPACTO SOCIOECONÓMICO Y CLIMÁTICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES *725*
11.1 Impacto económico de las energías renovables en España 726
11.2 El empleo y las energías renovables 744
11.3 Emisiones evitadas de CO2 753

12 UTILIZACIÓN DE LOS MECANISMOS DE COOPERACIÓN *761*
12.1 Consideraciones generales 762
12.2 Transferencias estadísticas 764
12.3 Proyectos conjuntos con terceros países 765

13 SEGUIMIENTO Y CONTROL *772*
13.1 Órganos de seguimiento 773
13.2 Informes a elaborar 773
13.3 Revisión del Plan 775

ANEXO I Fichas de propuestas *777*
ANEXO II Prospectiva a 2030 de los costes de generación de las tecnologías de generación de electricidad renovable *865*
ANEXO III Unidades **870**

INDICE DE TABLAS

INDICE DE FIGURAS

GLOSARIO DE SIGLAS Y ACRONÍMOS

SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AAI	Autorización Ambiental Integrada
A-CAES	Adiabatic compressed air energy storage (almacenamiento adiabático de energía en forma de aire comprimido)
ACS	Agua Caliente Sanitaria
ACV	Análisis de Ciclo de Vida
ADHAC	Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frio
AECI	Agencia Ejecutiva de Competitividad e Innovación
AEE	Asociación Eólica Empresarial (Española)
AEF	Asociación Empresarial Fotovoltaica
AENOR	Asociación Española de Normalización y Certificación
AESA	Agencia Estatal de Seguridad Aérea
AGE	Administración General del Estado
AICIA-GTER	Asociación de Investigación y Cooperación Industrial de Andalucía-Grupo de Termodinámica y Energías Renovables
AIE	Agencia Internacional de la Energía
ALINNE	Alianza para la Investigación e Innovación Energéticas
AM	Calidad de la Masa de Aire
ANP	Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APPA	Asociación de Productores de Energías Renovables
ASIF	Asociación de la Industria Fotovoltaica
ASIT	Asociación de la Industria Solar Térmica
AVEBIOM	Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa
AVR	Automatic Voltage Regulator (regulador automático de tensión)
B10	Mezcla en volumen de 10% de biodiesel en gasóleo
BCG	Boston Consulting Group
BD	Biodiesel
BE	Bioetanol
BICEs	Bienes Inmuebles de Características Especiales
BIMEP	Biscay Marine Energy Platform (Plataforma vasca de energías marinas)

bio-ETBE	Etil ter-butil éter producido a partir del bioetanol
BIOPLAT	Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
BOE	Boletín Oficial del Estado
BtL	Biomass to Liquid
CAES	Compressed air energy storage (almacenamiento de energía en forma de aire comprimido)
CA-RES	Acción concertada de la Directiva de Renovables
CBP	Consolidated BioProcessing (Bioprocesamiento consolidado)
CCA	Coeficiente de Cortas Actuales
CCAA	Comunidades autónomas
CCGT	Combined cicle gas turbine (ciclos combinados a gas natural)
CCHH	Centrales hidroeléctricas
CCLF	Concentradores Compactos Lineales de Fresnel
CCP	Colectores Cilindroparabólicos
CCRE	Centros de control regionales
CDR	Combustible Derivado de Residuos
CdTe	Telururo de Cadmio
CDTI	Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial
CE	Comisión Europea
CECOEL	Centro de Control Eléctrico Nacional
CECRE	Centro de Control de Régimen Especial
CECRE	Centro de Control del Régimen Especial de REE
CEDER	Centro de Desarrollo de Energías Renovables
CEDER-CIEMAT	Centro de Desarrollo de Energías Renovables del CIEMAT
CEN	Comité Europeo de Normalización
CENER	Centro Nacional de Energías Renovables
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CESI	Centro Elettrotecnico Sperimentale Italiano
CF	Captadores lineales Fresnel
CFB	Consumo final bruto
CGEE	Centro de Gestão e Estudos Estratégicos
CIEMAT	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas

CIGS	Copper indium gallium (di)selenide (Diseleniuro de indio, cobre y galio)
CIP	Competitiveness and Innovation Program (Programa Marco de Competitividad e Innovación)
CIRCE	Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos
CIS	Copper Indium Diselinide (Diseleniuro de indio y cobre)
CLF	Concentrador Lineal Fresnel
CLH	Compañía Logística de Hidrocarburos
CNE	Comisión nacional de la energía
CNIG	Centro Nacional de Información Geográfica
CO_2	Dióxido de carbono
CORES	Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos
CP	Centrales de canales parabólicos
CSP	Concentrated solar power (energía solar de concentración)
CSR	Combustible Sólido Recuperado
CT	Carbon Trust
CTAER	Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables
CTE	Codigo Tecnico de la Edificacion
DDGS	Dried Distillers Grains with Solubles (Granos de destilería)
DFIG	Doubly-Fed Induction Generator (Generador de inducción doblemente alimentado)
DMA	Directiva Marco de agua
DME	Dimetil éter
DNDC	Denitrification / Decomposition (Desnitrificación/descomposición)
DNI	Direct Normal Irradiance (Irradiación directa)
DP	Discos parabólicos tipo SES
E2I	Estrategia Española de Innovación
E4	Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética
EAPER	Explotación Agraria Productora de Energías Renovables

EBB	European Biodiesel Board (Consejo Europeo de Biodiesel)
EBTP	European Biofuels Technology Platform (Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles)
EC	European Commission (Comisión Europea)
ECN	Energy Research Center of the Netherlands (Centro para la Investigación de la energía de los Países Bajos)
EDAR	Estación Depuradora de Aguas Residuales urbanas
EDARI	Estación Depuradora de Aguas Residuales Industriales
EEA	European Environment Agency (Agencia Europea de Medio Ambiente)
EEAL	Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español
EECyT	Estrategia Española de Ciencia y Tecnología
EEPR	European Energy Programme for Recovery (Programa Energético Europeo para la Recuperación)
EER	Energy Efficency Ratio (Coeficiente de Eficacia Frigorífica)
EERA	European Energy Research Alliance (Alianza Europea de Investigación en energía)
EERR	Energías Renovables
EEUU	Estados Unidos
EGEC	European Geothermal Energy council (Consejo Europeo de Enegía Geotérmica)
EGS	Enhanced Geothermal Systems (sistemas geotérmicos estimulados)
EIA	Energy Information Administration (Agencia de Información de la energía, del dpt. De energía de los EEUU)
EIBI	European Industrial Bioenergy Initiative (Iniciativa industrial europea en Bioenergía)
EICI	Entidades de Inspección y Control Industrial
EIIs	European Industrial Initiatives (Iniciativas Industriales Europeas)
EMEC	European Marine Energy Centre (Centro Europeo de Energías Marinas)
ENAGÁS	Empresa nacional del gas
ENP	Espacios Naturales Protegidos

EnR	European Energy Network
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity (Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad)
EPA	U.S. Environmental Protection Agency (Agencia de protección del medio ambiente de EEUU)
EPC	Engineering, Procurement, and Construction (Ingeniería, Adquisiciones y Construcción)
EPIA	European Photovoltaic Industry Association (Asociación de la Industria Europea Fotovoltaica)
ePURE	European Renewable Ethanol Asociation (Asociación de la industria europea del etanol renovable)
ESCOS	Energy Service Companies (Empresa de Servicios energéticos)
ESE	Empresa de Servicios Energéticos
ESTELA	European Solar Thermal Electricity Association (Asociación Europea Solar Termoeléctrica)
ESTIF	European Solar Thermal Industry Federation (Federación de la Industria Solar Térmica Europea)
ESTTP	European Solar Thermal Technology Platform (Plataforma Europea de la Tecnología Solar Térmica)
ESYRCE	Encuesta sobre Superficies y Rendimientos de Cultivos
ETBE	etil ter-butil éter
EWEA	European Wind Energy Association – Asociación Europea de Energía Eólica
EWI	European Wind Iniciative (Iniciativa eólica europea)
FAEE	Fatty Acid Ethyl Ester (Etiléster de ácidos grasos)
FAME	Fatty Acid Methyl Ester (Metiléster de ácidos grasos)
FAO	Food and Agriculture Organization of the United Nations (Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura)
FORS	Fracción Orgánica Recogida Separadamente
FT	Fischer-Tropsch
FV	Fotovoltaica
GDV	Generación Directa de Vapor
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GEOELEC	Geothermal Electricity (Electricidad geotérmica)

GEOPLAT	Plataforma Tecnológica Española de la Geotermia
GEREGRAS	Asociación Nacional de Gestores de Residuos de Aceites y Grasas Comestibles
GIRO	Gestión Integral de Residuos Orgánicos
GNL	Gas natural licuado
GWEC	Global Wind Energy Council (Consejo Mundial de Energía Eólica)
H_2	Molécula de hidrógeno
HCPV	High Concentration Photovoltaics (Alta Concentración fotovoltaica)
HE4	Exigencia básica sobre contribución solar mínima de agua caliente sanitaria del Código Técnico de la Edificación
HE5	Çexigencia básica sobre contribución solar fotovoltaica mínima de energía eléctrica del Código Técnico de la Edificación
HORECA	Hostelería, Restauración y Catering
HTF	Heat Transfer Fluid (Fluidos Térmicos)
HVDC	High Voltage Direct Current - Alta tensión en corriente continua
HVO	Hydrotreated Vegetable Oil (Aceite vegetal hidrogenado)
I+D	Investigación y desarrollo
I+D+i	Investigación, desarrollo e innovación
I+D+i+d	Investigación, desarrollo, innovación y demostración
IBI	Impuesto de Bienes Inmuebles
IC	Índice de cobertura
ICAREN	Sistema de incentivos al calor renovable
ICIO	Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras
ICONA	Instituto para la Conservación de la Naturaleza
ICTS	Instalación Científica y Técnica Singular
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	International Energy Agency (Agencia Internacional de la Energía)
IEC	International Electrotechnical Commission (Comisión Electrotécnica Internacional)
IEE	Intelligent Energy Europe (Energía inteligente para Europa)
IEEE	Institute of Electrical and Electronic Engineers (Instituto de ingenieros eléctricos y electrónicos)

IES	Instituto de Energía Solar
IGME	Instituto Geológico y Minero de España
IGN	Instituto Geográfico Nacional
INE	Instituto Nacional de Estadística
INTA	Instituto Nacional de Técnica Aeroespacial
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change (Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático)
IPI	Indice de producción industrial
IPPC	Integrated pollution prevention and Control (Prevención y Control Integrado de la Contaminación)
IREC	Institut de Recerca en Energia de Catalunya (Instituto de investigación energética de Cataluña)
ISFOC	Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración
ISO	International Organization for Standardization (Organización Internacional de Normalización)
ITC	Instituto Tecnológico de Canarias
ITC	Instrucción Técnica Complementaria [cuidado: su significado depende del contexto]
ITER	Instituto Tecnológico y de Energías Renovables
JTI	Joint Technology Initiative (Iniciativa Tecnológica Conjunta)
LEA-CENER	Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores del CENER
LER	Lista Europea de Residuos
MARM	Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino
MBA	Malaysian Biodiesel Association (Asociación Malaya del Biodiesel)
MD	Membrane distillation (Destilación por membrana)
MED	Multiple Effect Distillation (Proceso de Destilación multi-efecto)
MIBEL	Mercado Ibérico de la Electricidad
MICINN	Ministerio de Ciencia e Innovación
MITyC	Ministerio de Industria, Turismo y Comercio
MSF	Multi-stage flash (Evaporación súbita multietapa)
MTBE	metil ter-butil éter
NaS	Batería de sodio-azufre
NBB	National Biodiesel Board (Consejo Nacional del Biodiesel)
NBP	National Balancing Point

NER	New Entrants Reserve (Reserva para nuevos entrantes)
NFU	Neumáticos Fuera de Uso
NREL	National Renewable Energy Laboratory (Laboratorio nacional de energías renovables del Ministerio de Energía de USA)
NTC	Net transfer capacity (capacidad neta de Intercambio)
O+M, O&M	Operación y Mantenimiento
O_2	Molécula de oxígeno
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico
OES	Ocean Energy System (Sistemas de energías oceánicas o marinas)
OPEP	Organización de Países Exportadores de Petróleo
OPT	Ocean Power Technologies
ORC	Organic Rankine Cycle (Ciclo Rankine Organico)
OTEC	Ocean Thermal energy Conversion (conversion de la energía térmica del océano)
PAC	Politica Agraria Comun
PANER	Plan de Acción Nacional de Energías Renovables
PCI	Poder Calorífico Inferior
PER	Plan de Energías Renovables
PIB	Producto interior bruto
PLOCAN	Plataforma Oceánica de Canarias
PM	Programa Marco
PNIR	Plan Nacional Integrado de Residuos 2008-2015
PO	Procedimento de operación
PO	Procedimiento de Operación (del Sistema Eléctrico)
ppm	partes por millón
PREFO	Registro de preasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica
PSA	Plataforma Solar de Almería
PSA	Pressure Swing Adsorption (Adsorción por variación de presión)
PSE	Proyecto Singular Estratégico
PTE	Plataformas Tecnológicas
PYME	Pequeña y Mediana Empresa
RC	Centrales de receptor central

RCD	Residuos de Construcción y Demolición
RD	Real Decreto
RDL	Real Decreto-Ley
RE	Régimen especial
REBT	Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión
Redox	Procesos de oxidación/reducción
REE	Red Eléctrica de España, S.A.
REOLTEC	Red Tecnológica española del sector Eólico
REOLTEC	Red Científico-Tecnológica Eólica Española
RFA	Renewable Fuels Association (Asociación de combustibles renovables)
RFS	U.S. National Renewable Fuel Standard Program (Programa de Estándar Nacional de combustibles renovables de EEUU)
RHC	Renewable Heating and Cooling (Calefacción y refrigeración renovable)
RIPRE	Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial
RITE	Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios
RO	Régimen ordinario
RPR	Registro de preasignación de retribución
SANDACH	Subproductos Animales No Destinados A Consumo Humano
SAT	Sistema de almacenamiento térmico
SDH	Solar District Heating (Calefacción de Distrito por energía Solar)
SENASA	Servicios y Estudios para la Navegación Aérea y la Seguridad Aeronáutica S.A.
SES	Stirling Energy Systems
SET-PLAN	Strategic Energy Tecnology Plan (Plan Estratégico Europeo de Tecnología Energética)
SSCF	Simultaneous Saccharification and Cofermentation (sacarificación y co-fermentación simultáneas)
SSF	Simultaneous Saccharification and Fermentation (sacarificación y fermentación simultáneas)
TPWind	Plataforma Tecnológica Eólica Europea
UE	Unión Europea
UHV	Ultra High Vacuum (Ultra alto vacío)

UNESCO	United Nations Educational, Scientific and Cultural Organisation (Organización de las Naciones Unidas para la educación, la ciencia y la cultura)
UNICA	União da Indústria de Cana-de-Açúcar
UPS	Uninterruptible power supply (sistemas de potencia ininterrumpida)
UTES	Underground thermal Energy storage (almacenamiento subterráneo de energía térmica)
VRB	Vanadium redox battery (Batería redox de vanadio)

RESUMEN EJECUTIVO

Se avecinan grandes cambios en el entorno energético mundial

A pesar de la incertidumbre actual respecto de la evolución de la economía mundial y su recuperación en el futuro, la demanda energética mundial sigue creciendo a un ritmo considerable: un +5% en el año 2010. En los escenarios elaborados por la Agencia Internacional de la Energía al año 2035, la demanda energética mundial aumentaría un tercio, básicamente en países que no pertenecen a la OCDE.

Según estos escenarios, los combustibles fósiles continuarán teniendo un papel preponderante aunque se prevé que su participación global disminuya ligeramente del 81% de la energía primaria mundial en 2010 al 75% en 2035. Esta demanda se concentrará más, si cabe, en el sector de los transportes, a pesar de los grandes esfuerzos en la mejora de la eficiencia energética realizados por los países desarrollados. Si en el futuro no se introducen en el mercado del transporte nuevos vehículos que puedan reducir la dependencia de este sector de los productos petrolíferos, esta demanda cautiva será poco sensible a las fluctuaciones del precio del petróleo en el futuro, con lo que la demanda de petróleo en 2035 puede aumentar desde los 87 millones de barriles diarios del año 2010 hasta los 99 millones de barriles diarios en 2035, según la Agencia Internacional de la Energía.

Teniendo en cuenta que se prevé que la producción de petróleo convencional en el futuro se mantenga en los niveles actuales para ir descendiendo posteriormente hasta los 68 millones de barriles diarios en 2035, buena parte de la demanda deberá cubrirse con fuentes alternativas de petróleo: líquidos del gas natural y fuentes no convencionales de petróleo.

Tener que recurrir a esta fuentes más costosas de petróleo implicará una subida del precio del petróleo en el futuro, que la Agencia Internacional de la Energía evalúa en 120 USD/barril en el año 2035 y que según el estudio prospectivo elaborado en el marco de la realización del PER 2011-2020 se situaría en unos 110 USD/barril en el año 2020 (en cifras constantes de 2010), manteniéndose, probablemente, una elevada volatilidad de los precios del petróleo en el futuro.

Contrariamente a lo que se prevé que ocurra en el sector del petróleo, el sector del gas natural ofrece unas perspectivas más positivas. Se está produciendo un aumento de la participación de este combustible en el consumo energético mundial y la entrada en el mercado del denominado gas no convencional, según la AIE, podría representar un 20% de la producción mundial de gas natural en 2035.

No obstante, la proyección de esta situación global a la realidad española desvela algunas realidades distintas. Los principales suministros de gas a largo plazo de las empresas españolas están indexados a los precios del petróleo con lo que la prospectiva de precios del gas en España pueden seguir una tendencia distinta.

El estudio antes mencionado estima que el precio del gas natural en España va a experimentar un aumento en el período de aplicación del Plan, que le llevaría de los 24

€/MWh en 2011 hasta los 27€/MWh en el año 2020. Esta estimación de los precios energéticos en el futuro es una cuestión clave para evaluar la competitividad de las energías renovables y para cuantificar el esfuerzo económico que supone la consecución de los objetivos que se proponen en este plan.

El impulso a las energías renovables y a la eficiencia energética como herramientas fundamentales de la política energética

A la luz de las perspectivas inciertas en el sector energético a nivel mundial y al papel fundamental que juega la energía en el desarrollo de las sociedades modernas, la política energética se desarrolla alrededor de tres ejes: la seguridad de suministro, la preservación del medio ambiente y la competitividad económica.

Para cumplir con estos requerimientos de la política energética la mayoría de los países desarrollados aplican dos estrategias, fundamentalmente: la promoción del ahorro y la mejora de la eficiencia energética, por un lado, y el fomento de las energías renovables, por el otro.

Por ser fuentes energéticas autóctonas, la introducción de las energías renovables mejora la seguridad de suministro al reducir las importaciones de petróleo y sus derivados y de gas natural, recursos energéticos de los que España no dispone, o de carbón, fuente energética de la que se cuenta con recurso autóctono.

En cuanto a la afectación ambiental de las energías renovables, está claro que tienen unos impactos ambientales mucho más reducidos que las energías fósiles o la nuclear, especialmente en algunos campos como la generación de gases de efecto invernadero o la generación de residuos radiactivos y, por lo tanto, su introducción en el mercado da plena satisfacción al segundo eje de la política energética antes mencionado.

Sin embargo, esto no significa que las energías renovables no tengan impactos ambientales de carácter más local. Habrá que tener en cuenta estas afectaciones en el desarrollo de los objetivos propuestos en este plan.

Tal como se analiza a lo largo de este PER 2011-2020, las energías renovables han recorrido un largo camino en nuestro país que las ha acercado mucho –a algunas de ellas– a la competitividad con las energías fósiles. En el ámbito de la generación eléctrica los casos más destacables son la energía hidráulica y la eólica, y en el ámbito de los usos térmicos, la biomasa. Además, la prospectiva realizada indica que otras tecnologías renovables pueden llegar a esa situación en los próximos años. Algunas en el período de aplicación de este plan y otras en la década siguiente.

Por lo tanto, las energías renovables también van a contribuir al tercer eje de la política energética, al mejorar la competitividad de nuestra economía según las distintas tecnologías renovables vayan consiguiendo esta posición competitiva. Pero además de analizar la influencia de las energías renovables sobre nuestra economía considerando que la energía es un factor de coste de las actividades productivas,

también hay que tener en cuenta la aportación del sector de las energías renovables a la economía desde el punto de vista de que es un sector productivo más, generador de riqueza y de empleo. Teniendo en cuenta esto, la influencia de las energías renovables sobre la competitividad de nuestra economía es y será mucho más positiva.

La introducción de las energías renovables debe descansar en la optimización de nuestra demanda energética. Debemos ser capaces de desarrollarnos de una manera que provoque unas menores necesidades energéticas y debemos usar la energía (todas las fuentes energéticas a nuestra disposición) con la mayor eficiencia posible.

Si se utiliza menos energía se mejora nuestra seguridad de suministro, reducimos los impactos ambientales del sector energético, independientemente de las energías que utilicemos, y mejoramos nuestra competitividad económica al reducir uno de los factores de costes de nuestra economía.

Así, tal como propone la Directiva 2008/28/CE, de energías renovables, las propuestas del Plan de Energías Renovables se desarrollan en un escenario denominado de eficiencia energética adicional, entendiendo que los objetivos en eficiencia energética son consustanciales a los de energías renovables.

El marco de realización del PER: el paquete 20-20-20

La Comunicación de la Comisión, "Programa de trabajo de la energía renovable - Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible", de 10 de enero de 2007, concluyó que un objetivo del 20% para la cuota global de energía procedente de fuentes renovables y del 10% para las renovables en el transporte serían metas adecuadas y factibles, que necesitarían para ser alcanzadas de un marco de promoción que proporcionase a las inversiones estabilidad a largo plazo.

Esos objetivos se enmarcarían en el contexto por una parte, de una mejora del 20% de la eficiencia energética hasta 2020 que se establecía en la Comunicación de la Comisión de 19 de octubre de 2006 titulada "Plan de acción para la eficiencia energética: realizar el potencial", que recibió el respaldo del Consejo Europeo de marzo de 2007, y por otra de los compromisos de la Unión Europea en el ámbito de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, que alcanzan a una reducción unilateral del 20% en 2020 ampliable al 30% en el contexto de un acuerdo global.

El Consejo Europeo de marzo de 2007 aprobó el objetivo obligatorio de alcanzar una cuota del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo total de energía de la UE en 2020 y un objetivo vinculante mínimo del 10%, para todos los Estados miembros, con relación al porcentaje de biocarburantes sobre el conjunto de los combustibles (gasóleo y gasolina) de transporte consumidos en 2020, condicionado a que la producción de estos sea sostenible (aspecto en el que incidieron los Consejos Europeos de marzo y junio de 2008).

Ese mismo Consejo Europeo de marzo de 2007 invitó a la Comisión a presentar una propuesta de directiva global sobre el uso de todas las fuentes de energía renovables, que podría contener criterios y disposiciones para garantizar la producción y el uso sostenibles de la bioenergía, propuesta que ésta presentó el 23 de enero de 2008 y que se aprobó 23 de abril de 2009.

La Directiva 2009/28/CE asumió los objetivos energéticos citados anteriormente y requirió de los Estados Miembros la redacción de Planes de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER), que serían publicados en la plataforma de transparencia. Con fecha 30 de junio de 2010 el plan español fue enviado a la Comisión, en un esfuerzo paralelo a la realización del Plan de Energías Renovables 2011-2020, cuyos trabajos habían comenzado meses atrás.

En el curso de los mismos la Secretaría de Estado de Energía, a través del IDAE, contactó con todos los agentes relacionados en mayor o menor medida con lo dispuesto en el plan, de forma individual o a través de la formación de grupos de reflexión temáticos. Este proceso de consultas culminaría entre julio y septiembre de 2011 con la exposición a información pública del borrador del Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020 y de su informe de sostenibilidad ambiental.

Escenarios de demanda de energía reducida, e inciertos

Probablemente asistimos al periodo de mayor incertidumbre económica y energética mundial vivido desde hace décadas, y es en ese contexto en el que se ha elaborado el PER y los dos escenarios en él contemplados: el de referencia y el de eficiencia energética adicional.

Ambos comparten la evolución futura de los precios del petróleo, del gas y de los derechos de emisión del CO2, así como las proyecciones de población, perspectivas de crecimiento económico y desarrollo de las energías renovables. En lo que se refiere a la población, se ralentiza el crecimiento con respecto a los últimos años, pasando de los 47 millones de habitantes en 2010 a 48,3 millones en 2020 y para el PIB se ha contemplado un crecimiento del 2,3% medio anual en ese mismo periodo.

La evolución prevista de los consumos de energía marca la diferencia entre los dos escenarios energéticos. Mientras el de referencia tiene en cuenta únicamente las medidas adoptadas hasta el año 2010, el escenario de eficiencia energética adicional se configura a partir de las propuestas y mejoras recogidas en el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 recientemente aprobado, dando lugar a una reducción de la intensidad energética final del 2% anual medio entre 2010 y 2020, una importante reducción para un escenario de crecimiento económico moderado.

De esta forma, y de acuerdo con la mencionada directiva, el consumo final bruto de energía apenas crece en el escenario de eficiencia energética adicional durante el horizonte temporal del plan, pasando de 96,4 Mtep en 2010 a 98,7 Mtep en 2020, con

un ahorro en este último año cercano a los 20 Mtep con respecto al escenario de referencia.

Es este escenario de demanda de energía, el plan propone que las energías renovables representen en 2020 un 20,8% del consumo final bruto de energía en España, con una contribución de estas fuentes al consumo del transporte del 11,3% en ese mismo año, superando así los objetivos mínimos obligatorios establecidos para España en la directiva de energías renovables, que coinciden con los objetivos globales medios de la Unión Europea.

La elaboración de escenarios entraña una incertidumbre en sí misma, a la que se añade la que se deriva del momento en que vivimos. En períodos de crisis económica generalizada, de volatilidad de los precios de la energía y, en general, de cuestionamiento de las prácticas "bussiness as usual", la estimación de la evolución de los parámetros troncales de los escenarios es una tarea difícil. Para minimizar los efectos de esta incertidumbre y asegurar el cumplimiento de los objetivos planteados, el plan establece un riguroso planteamiento de seguimiento y control.

Las energías renovables: el principal activo energético de España

La evaluación del potencial total de cada fuente de energía renovable es una labor compleja dada la diversa naturaleza de estos recursos. Para la elaboración del PER 2011-2020 se han realizado un buen número de estudios para evaluar el potencial de la mayor parte de las energías renovables. Entre ellos, cabe destacar, la realización del mapa eólico de España, el estudio realizado para evaluar los potenciales de la biomasa mediante un Sistema de Información Geográfica, los estudios realizados para las distintas tecnologías solares y el estudio del potencial de energía de las olas en España, realizado por primera vez a nivel nacional. Estos estudios, que están disponibles en la página web del IDAE, constituyen una parte esencial del PER 2011-2020.

La principal conclusión de estos estudios es que el potencial de las energías renovables en España es amplísimo y muy superior a la demanda energética nacional y a los recursos energéticos de origen fósil existentes. Las energías renovables son el principal activo energético de nuestro país.

El potencial de la energía solar es el más elevado. Expresándolo en términos de la potencia eléctrica instalable, resulta ser de varios TW. En segundo lugar está la energía eólica, con un potencial evaluado en unos 340 GW. El potencial hidroeléctrico, evaluado en unos 33 GW también es muy elevado, si bien la mayor parte de este potencial ya ha sido desarrollado. El resto de tecnologías acredita un potencial cercano a los 50 GW, destacando el potencial de las energías de las olas y de la geotermia, del orden de los 20 GW en ambos casos.

La comparación de estos valores de potencial de generación eléctrica, expresados en términos de potencia eléctrica, con el pico máximo de demanda de electricidad en el

horizonte del año 2020, previsto en unos 66 GW, permiten evaluar la dimensión del potencial de las energías renovables en España.

En el ámbito de los usos térmicos, el potencial también es muy elevado, destacando el potencial superior a los 20 Mtep de la biomasa, el potencial superior a los 15 Mtep de la solar térmica o los 12 Mtep de la geotermia. A diferencia del caso eléctrico, los potenciales en el ámbito térmico están estrechamente relacionados con la demanda de energía térmica, al no poder transportar la energía térmica a grandes distancias como en el caso eléctrico.

Unos objetivos ambiciosos pero factibles para 2020…

El desarrollo de las energías renovables en España empezó a obtener resultados positivos en los años 90, fruto de una política estratégica de promoción y apoyo a las energías renovables, alcanzándose un notable crecimiento en la segunda mitad de la pasada década, sobre todo en tecnologías de generación eléctrica como la eólica y solar fotovoltaica y en el consumo de biocarburantes. La participación de las renovables en el consumo de energía primaria casi se ha duplicado desde 2004 hasta alcanzar el 11,3% a finales del 2010 y han convertido a España en uno de los países líderes en materia de energías renovables.

El volumen alcanzado por las energías renovables es ya muy importante y en la elaboración del PER 2011-2020 se han tenido que analizar en mayor profundidad las implicaciones de la implantación de estas energías en el diseño y gestión de las infraestructuras energéticas o en el equilibrio económico del sector eléctrico.

El objetivo mínimo obligatorio del 20% para la participación de las energías renovables en el consumo final de energía en España para el año 2020 era el punto de partida para la determinación del objetivo a proponer en este Plan de Energías Renovables. La coyuntura actual que atraviesa toda la economía mundial y la española y la necesidad de que el sistema energético debe integrar de manera económicamente sostenible las energías renovables aconsejaba establecer un objetivo ajustado al mínimo obligatorio; por todo ello, a finales de 2010 la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados, recomendó, en un documento aprobado con el apoyo de la mayoría de los grupos parlamentarios, que la participación de las energías renovables al 2020 fuera del 20,8%, que ha sido finalmente el objetivo recogido por este Plan y que suponía rebajar el 22,7%, notificado en junio de 2010 a la Comisión Europea en el Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER).

Se trata un objetivo global ambicioso para España, aunque posible de alcanzar desde la consideración de la eficiencia y las fuentes de energía renovables como elementos estratégicos desde el punto de vista energético, económico, social, político y medioambiental.

… que van a producir grandes beneficios socioeconómicos para España

Las inversiones asociadas al plan a lo largo del período 2012-2020 se elevan a 62.797 M€, dedicadas en un 89% a la generación de electricidad. Para estimular estas inversiones, el plan prevé unos costes para la Administración de 1.259 M€ para todo el periodo, tanto en ayudas públicas a la inversión y a la ejecución de actuaciones diversas de información, difusión, estudios, etc., como en líneas de financiación pública. No obstante, la mayor parte de los costes provienen del sector privado, fundamentalmente de las primas asociadas al régimen especial de generación eléctrica, con un total acumulado en el período de 23.426 M€.

Un plan de estas características presenta múltiples ventajas de muy diversa índole, entre las que cabe destacar las económicas, sociales y ambientales, que es preciso tomar en consideración para hacer un balance equilibrado de los efectos del Plan. De éstas, hay algunas que tienen efectos económicos directos y que son cuantificables como los ahorros para el país que suponen la reducción de importaciones de gas natural, gasóleo o gasolina o la reducción de emisiones de CO2. Una evaluación de estos efectos alcanza una cifra superior a los 29.000 M€.

Por lo tanto, los beneficios económicos directos para el país derivados de la consecución de los objetivos establecidos en el PER 2011-2020 superan los 4.000 M€ acumulados en el período de aplicación del plan.

Hay otros impactos socioeconómicos beneficiosos derivados de la ejecución del plan de más difícil cuantificación pero que serán sin duda muy importantes. Por ejemplo, la creación de riqueza acumulada por los incrementos de contribución al PIB del sector de las energías renovables que se evalúan en más de 33.000 M€ a lo largo del período.

Es muy relevante también el beneficio derivado de la creación de empleo total vinculado a las energías renovables que en el año 2020 se estima en más de 300.000 empleos directos e indirectos. Otro efecto de difícil cuantificación pero sin duda muy importante es el reequilibrio de la balanza de pagos debido a las exportaciones de tecnología derivadas de la posición de liderazgo de las empresas en algunos sectores renovables.

Las energías renovables tienen un papel protagonista en el cumplimiento de los compromisos ambientales de España

Desde el punto de vista medioambiental, el uso y fomento de las energías renovables presenta una serie de ventajas evidentes frente a las energías convencionales, como la minoración, reversibilidad y sencillo restablecimiento de los impactos generados y la minimización de emisiones a la atmósfera de gases de efecto invernadero.

En un escenario en el que se frenara abruptamente el desarrollo de las energías renovables no sólo se potenciarían los impactos medioambientales por las nuevas

instalaciones basadas en combustibles fósiles, sino que significaría un retroceso en la lucha contra el cambio climático, haciendo insostenible nuestro actual modo de vida.

En materia medioambiental, además, cabe destacar que este Plan de Energías Renovables es el primero en España para el que se ha llevado a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica. Este proceso representa un instrumento de integración del medio ambiente en las políticas sectoriales para garantizar un desarrollo que permita afrontar los grandes retos de la sostenibilidad como son el uso racional de los recursos naturales, la prevención y reducción de la contaminación, la innovación tecnológica y la cohesión social.

En este sentido, el Plan se acompaña de un Informe de Sostenibilidad Ambiental que identifica, describe y evalúa los potenciales efectos significativos sobre el medio ambiente, concretando las propuestas preventivas y correctoras -a escala general, en función de los posibles impactos sobre los medios físico, biótico y socioeconómico-, para acotar los impactos del Plan sobre el medio ambiente y su sistema de seguimiento.

El proceso de la evaluación ambiental estratégica ha culminado con la elaboración de una memoria ambiental conjunta que contiene una serie de determinaciones ambientales con el objeto de facilitar la consecución de los objetivos ambientales establecidos, la integración de los aspectos medioambientales en el PER, y que dicho Plan no tenga repercusiones negativas sobre el medio ambiente.

Se estima que gracias a la incorporación de nuevas instalaciones de energías renovables durante el período de aplicación del PER 2011-2020, se producirán importantes ahorros de emisiones de CO2. Aplicando una metodología propia del MITYC, basada en la comparación de emisiones de las tecnologías de referencia pero que no se corresponde con la metodología requerida para informar en la CMUNCC, se estima una reducción de emisiones acumulada en España en el período de aplicación del plan superior a los 170 millones de toneladas de CO2.

Objetivos ambiciosos en cuanto a la participación de las energías renovables en la generación eléctrica…

Las tecnologías de generación eléctrica con energías renovables, en general, se han desarrollado en España con mayor velocidad que las orientadas a usos térmicos, principalmente por haber podido acceder a unos sistemas de apoyo adecuados, que se han mantenido durante un largo período. Esto ha permitido que algunas tecnologías eléctricas ya presenten un buen grado de competitividad en costes respecto a las tecnologías que utilizan fuentes convencionales. Esta situación, relativamente mejor en cuanto a evolución tecnológica y costes, justifica que el PER 2011-2020 asigne a este grupo de tecnologías el mayor esfuerzo para el cumplimiento del objetivo final.

Efectivamente, plantear el objetivo del 38,1% en la generación bruta de electricidad mediante energías renovables es un objetivo ambicioso pero que es factible por la

rápida evolución tecnológica experimentada en la última década. Esta cantidad representa el 61% de objetivo total del plan.

Desde un punto de vista sectorial, el Plan plantea la necesidad de explotar en lo posible el potencial todavía disponible de energía hidroeléctrica. Cabe subrayar el desarrollo esperado de la potencia instalada de bombeo, cuyo incremento se considera que será un factor esencial de cara a facilitar la integración en la red de las energías renovables, aunque esta tecnología no se considere una tecnología de generación eléctrica. Se continúa apostando por la tecnología eólica terrestre, ya madura y muy cercana a la competitividad con la generación eléctrica convencional, con un objetivo de 35 GW. Así mismo, se espera un desarrollo progresivo de la eólica marina, especialmente al final de la década.

Respecto a las tecnologías solar fotovoltaica y solar termoeléctrica se prevé un incremento significativo, que en conjunto las llevará hasta los 12 GW, bastante equilibrado entre ambas en cuanto a producción energética, con un gran incremento del aporte energético al balance eléctrico español. Para la biomasa, teniendo en cuenta la abundancia del potencial disponible y el desarrollo previsto de la cogeneración con esta tecnología, se estima que en 2020 la potencia instalada sea unas dos veces y media la existente a finales de 2010.

Con el objetivo de conseguir un desarrollo proporcionado de toda la cesta de tecnologías renovables, el plan prevé que ya en la segunda mitad de la década se empiecen a incorporar tecnologías como la geotermia o las energías del mar, de cara a preparar su progresiva maduración durante la siguiente década 2020–2030.

El apoyo a la generación de electricidad a partir de energías renovables, en instalaciones conectadas al sistema eléctrico, se ha basado y se continuará basando en el período de aplicación del plan, en un marco jurídico que permita priorizar el aprovechamiento de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables y en un marco económico estable y predecible que incentive la generación a partir de tales recursos, al tiempo que permita que las inversiones asociadas obtengan unas tasas razonables de rentabilidad.

Este sistema ha demostrado un alto grado de eficacia en el desarrollo de la generación de electricidad con renovables, tanto en España como internacionalmente. El Plan propone que el futuro sistema de apoyo a la generación de electricidad de fuentes renovables tenga como base los principios citados, arbitrando los mecanismos necesarios para conjugar las mejoras tecnológicas y la evolución de los mercados con los incentivos para la producción de electricidad procedente de fuentes renovables.

… sin desequilibrar el balance económico del sistema eléctrico

La evaluación del impacto económico de los objetivos propuestos en el plan sobre el sistema eléctrico parte de la hipótesis de que la tecnología del ciclo combinado de gas natural va a ser la tecnología de orden de mérito dominante y que sus costes de

entrada serán un estimador razonable del precio del mercado eléctrico. A partir de esta aproximación se ha elaborado una estimación del precio del mercado eléctrico que aumenta hasta los 73,2 €/MWh en el año 2020 (en cifras constantes de 2010).

Por otro lado, del estudio de prospectiva tecnológica realizado, se desprende que la mayoría de las tecnologías de energías renovables van a experimentar reducciones importantes en sus costes que las van a acercar a una situación de competitividad respecto del mercado eléctrico. Algunas tecnologías como la hidráulica, la biomasa o la eólica terrestre, ya más maduras, experimentan reducciones modestas o muy pequeñas mientras que otras tecnologías más incipientes, como la solar fotovoltaica, la solar termoeléctrica o la energía de las olas, presentan importantes reducciones de sus costes en los próximos años, que las acercan con decisión a la competitividad.

Estas tendencias contrapuestas, costes de las energías renovables a la baja y precio del mercado eléctrico al alza, implican que los costes añadidos al sistema eléctrico debidos a la introducción de las energías renovables se van a reducir a lo largo del período. Analizando los costes globales de este apoyo, se observa que éstos aumentan un 20% en el período 2010-2020.

Sin tener en cuenta el sector hidroeléctrico adscrito al régimen ordinario, puesto que percibe el precio del mercado eléctrico, el plan propone un aumento del 87% de la potencia eléctrica instalada con energías renovables y un aumento del 100% de la producción pero, en cambio, sólo se prevé un aumento de los costes del 20%.

Además, analizando el impacto que estos costes añadidos al sistema provocan sobre los costes totales del sistema eléctrico y, por extensión, sobre el precio de la electricidad, resulta que este impacto se reduce del 17% en 2010 hasta un 13% en el año 2020.

Es importante señalar que dado el escenario de precios de la energía elaborado, los costes de la energía van a tener un peso cada vez mayor en la estructura de costes del sistema eléctrico, pasando de un 41% en 2010 a un 57% en 2020. Este cambio se produce porque los costes de acceso van a tener un comportamiento estable mientras que los costes de la energía van a tener una tendencia al alza.

El gran reto pendiente: la introducción de las energías renovables para usos térmicos

En su conjunto, el PER 2005-2010 ha conseguido sus objetivos, especialmente en el área de generación eléctrica, donde la penetración de las renovables se ha situado en el 32,3% del consumo bruto de electricidad en el año 2010. También es cierto que, a nivel sectorial, las previsiones no se han cumplido porque se han superado los objetivos en tecnologías solares y no se han alcanzado los previstos para la biomasa.

En el ámbito de los biocarburantes, la participación conseguida en el sector del transporte se ha aproximado al 5,83% previsto en el PER 2005-2010. En cambio, en el

área de los usos térmicos de las energías renovables los resultados obtenidos han quedado muy lejos de los previstos.

Durante años se han ido eliminado un gran número de barreras a través de normativas, sistemas de subvenciones y programas de fomento y desarrollo tecnológico. Pero la falta de información y de confianza de los usuarios finales, la necesidad de un mayor desembolso inicial y las dificultades administrativas para obtener ayudas, siguen frenando su desarrollo.

La Directiva 2009/28/CE, de fomento de las energías renovables, da relevancia a sus aplicaciones térmicas y expone la necesidad de fomentar estos usos. Igualmente la Directiva 2010/31/UE, sobre eficiencia energética de los edificios, considera necesaria la integración de las fuentes renovables en la edificación para reducir la dependencia energética y las emisiones de gases de efecto invernadero.

El PER 2011-2020 establece unos objetivos en el campo de los usos de calor/frío que representan un 25% del objetivo global. Los usos térmicos, pues, van a tener que contribuir con una aportación muy importante y, en el caso de no conseguir los objetivos en este ámbito sería muy difícil que el sector eléctrico pudiera aumentar su participación para asegurar el cumplimiento de los objetivos obligatorios que nos fija la Directiva de energías renovables.

Por todo ello, para alcanzar los objetivos planteados en estos documentos, es apremiante el desarrollo de propuestas novedosas que aceleren y aseguren el crecimiento de todas las tecnologías renovables para usos térmicos. En este sentido, se ha comprobado que el fomento de las aplicaciones térmicas a través de Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESEs) es un método efectivo para solventar las barreras detectadas.

Por lo tanto, una de las propuestas más destacadas del PER 2011-2020 es el establecimiento de un nuevo mecanismo de incentivos al uso del calor renovable, denominado ICAREN. Se trataría de un sistema de apoyo directo a la producción de energía térmica donde una empresa de servicios energéticos (ESE), que transmite energía a un consumidor realizando una actividad económica, tiene derecho a recibir un incentivo por la energía renovable producida y facturada. Este mecanismo abarcaría la actividad de suministro de energía térmica renovable, para distintas aplicaciones y a través de distintos fluidos, siempre que la energía sea facturada por una ESE a un consumidor final.

La base de este sistema sería establecer el incentivo adecuado para cada fuente energética, haciendo viable la actividad de las ESEs y generando un ahorro económico al usuario.

Es necesario hacer un esfuerzo adicional en el sector de los transportes

El sector de los transportes es el mayor consumidor de energía final en España, representando aproximadamente el 40% del total. El transporte por carretera es el responsable del 80% de este consumo. Además, este sector depende en su práctica totalidad del consumo de derivados del petróleo (en torno al 98%), representando la mayor parte de todas las importaciones anuales de crudo. Esta elevada dependencia del consumo de productos derivados del petróleo, le confiere la responsabilidad de la cuarta parte de las emisiones totales en España de CO_2, principal gas de efecto invernadero. Por todo ello, resulta indispensable el planteamiento de políticas y estrategias encaminadas a la mejora de la competitividad y sostenibilidad del sector.

En este sentido, en el marco de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y del Plan de Acción 2008-2012 se proponen actuaciones orientadas a promover el cambio modal, potenciando el transporte ferroviario tanto de viajeros como de mercancías. Asimismo merece especial mención el compromiso del Gobierno con el impulso al desarrollo e implantación del vehículo eléctrico en España, mediante la Estrategia de Impulso del Vehículo Eléctrico 2010-2014.

Los biocarburantes tendrán un papel fundamental para la consecución de los objetivos en este ámbito ya que supondrán la principal aportación de las fuentes renovables en el transporte, alcanzando en 2020 un 9,2% del consumo total de energía en dicho sector, cuando la aportación en conjunto de las energías renovables se situará en el 11,3%.

Los biocarburantes constituyen la principal alternativa ya disponible a los carburantes de origen fósil con presencia significativa en el mercado. Además de reducir la dependencia energética y ayudar a combatir el cambio climático, presentan otras ventajas, como su contribución al desarrollo del medio rural. Por todo ello desde las Administraciones se ha ido consolidando durante estos años un marco de apoyo al sector productor nacional mediante disposiciones como la tributación a tipo cero en el impuesto especial de hidrocarburos y, en España, se ha implantado la obligación de uso de biocarburantes en el transporte, que será la principal herramienta para asegurar la contribución de los biocarburantes a la consecución de los objetivos fijados en este plan.

Una exigencia añadida a las empresas de este sector, que emana de la Directiva de energías renovables, es que deben acreditar que la producción se hace de forma sostenible a lo largo de toda su cadena de valor.

La búsqueda de nuevas materias primas que sean compatibles con las actuales y futuras tecnologías de conversión, como es el caso de la utilización de materiales lignocelulósicos, son áreas de trabajo de gran actividad. En lo que se refiere a los procesos de conversión, la hidrogenación de grasas y la producción de alcoholes y BtL por vía bioquímica o termoquímica buscan acortar los plazos para su disponibilidad comercial. En cuanto a los mercados, los objetivos son expandir la presencia en el tradicional mercado de la automoción así como introducirse en áreas nuevas como la aviación.

Algunas de las propuestas previstas en el PER 2011-2020, como la obligación de comercializar mezclas etiquetadas o el desarrollo de especificaciones para esas mezclas, se dirigen a consolidar y ampliar el mercado. Otras, como los programas de desarrollo agroenergético y tecnológico, buscan reforzar el liderazgo de nuestro país en el ámbito de la innovación, que es la auténtica clave para entender el futuro de este sector.

Las tecnologías renovables van a experimentar importantes reducciones de costes en los próximos años

Aunque las diferentes tecnologías renovables presentan una tipología muy variada en cuanto a la composición y nivel de sus costes actuales, los análisis realizados coinciden en que la mayoría de ellas comparten un amplio potencial de reducción de los mismos en los próximos años. Entre los factores que influyen en la evolución de costes, aparte del desarrollo tecnológico y de la cadena de valor de cada una de las tecnologías, se encuentra la evolución de los precios de las distintas materias primas, tanto energéticas (crudo, gas natural, etc.), como no energéticas (acero, polisilicio, etc.). Los estudios realizados indican que, en general, el impacto en los costes de generación de las materias primas empleadas en la construcción de equipos, es bastante menor que el de las materias primas utilizadas para la producción de electricidad, calor o biocarburantes.

En el ámbito de las tecnologías renovables de generación eléctrica, se estima que serán las tecnologías solar termoeléctrica, solar fotovoltaica y, en menor medida, la eólica marina, aquéllas que más reducirán sus costes a lo largo de la presente década; las dos primeras superando el 50% de reducción de los mismos. La energía hidráulica y la eólica terrestre seguirán manteniendo, al menos hasta final de la década, los costes más bajos del conjunto de las renovables. Por otro lado, los distintos tipos de biomasas, así como el biogás, no presentan reducciones significativas y sus costes se encontrarán entre los más elevados. En cualquier caso, se debe señalar que para algunas aplicaciones eléctricas, como las aisladas de la red eléctrica, las tecnologías renovables son totalmente competitivas y, en algunas ocasiones, la única opción.

Dentro de las tecnologías de producción de calor/frío proveniente de fuentes de energía renovables cabe destacar que algunas de ellas ya son competitivas, como la biomasa en muchos casos, la solar térmica en algunas aplicaciones y la geotermia en planteamientos sobre edificios nuevos. Por otra parte, se espera una reducción de costes significativa con el uso de instalaciones de mayor escala (uso industrial y district heating), aunque la tecnología solar térmica para uso residencial también presenta, hasta el final de la década, una reducción de costes importante, de alrededor de un 20%.

Respecto a los costes de producción de los biocarburantes, muy ligados a las materias primas necesarias para su producción, se espera una reducción en el corto-medio plazo de los costes de inversión y explotación que permitirán a las primeras plantas de

bioetanol de segunda generación, obtenido a partir de lignocelulosa, alcanzar la escala comercial.

Como consecuencia de la evolución a la baja de los costes de las energías renovables y de la tendencia alcista del mercado eléctrico que se prevé en el horizonte del año 2020, algunas de ellas podrían ser competitivas en del periodo de aplicación del PER. Así, la minihidráulica y la eólica terrestre podrían tener unos costes competitivos con el mercado eléctrico a partir de 2015 y 2017 respectivamente, y la eólica marina, en 2020.

El consumidor como protagonista del sistema eléctrico: el balance neto

La tendencia a la baja de los costes de las tecnologías de generación eléctrica en los próximos años va a permitir que en aplicaciones en edificios algunas también entren en competitividad puesto que el valor de referencia no es el precio del mercado eléctrico sino las tarifas aplicada a los consumidores finales. Una vez superada esta barrera, el diferencial de precios va a impulsar el autoconsumo de electricidad.

Surgen de esta manera nuevos conceptos y aplicaciones de generación renovable, que propiciarán un cambio progresivo del modelo de generación centralizada actual hacia otro donde la generación distribuida de electricidad se integre de manera eficaz en la red.

Las Redes Inteligentes (*"Smart Grids")* jugarán en el futuro un papel destacable en esta integración, haciendo posible una mejor gestión de la demanda, con canales de comunicación eficaces entre consumidores y operadores de las redes eléctricas.

Así, el PER 2011-2020 propone avanzar hacia la generación distribuida mediante el fomento del autoconsumo, conectando las instalaciones de producción con energías renovables a las redes interiores de los consumidores, de manera que la producción se realice en el mismo punto en el que se consume la energía.

Las tecnologías que mejor se adaptan a la producción para autoconsumo por sus costes, características modulares y posibilidades de integrarse donde se produce el consumo, no son gestionables, como la fotovoltaica o la mini-eólica.

Cuando la demanda del consumidor es superior a la generación de su instalación, toda la energía generada se consumirá de manera instantánea. Sin embargo, en los momentos en que la producción supere a la demanda, la energía excedente debe ser almacenada para optimizar el aprovechamiento de la instalación. Surge así la necesidad de gestionar estos excedentes, y el sistema propuesto es el balance neto de energía.

El balance neto es, por tanto, un mecanismo de compensación de saldos de energía que permite a un consumidor que autoproduce parte de su consumo, utilizar el

sistema eléctrico para "almacenar" los excedentes puntuales de su producción, y recuperarlos posteriormente.

Con este sistema de compensación de saldos se evita la necesidad de incorporar sistemas de acumulación en las propias instalaciones, que actualmente tienen costes que no permiten su viabilidad económica, a la vez que se descongestionan las redes de transporte y distribución, permitiendo un mejor aprovechamiento de las mismas.

La integración de las energías renovables en el sistema energético nacional

El desarrollo previsto en materia de energías renovables en España durante esta década debe ir acompañado por una evolución y adaptación de las infraestructuras energéticas, con el objeto de asegurar la calidad del suministro de la energía al consumidor final independientemente de su sector de utilización (eléctrico, calor/frío o transporte).

La creciente importancia del biogás reflejada en el PER, unida a la mayor eficiencia energética de su uso directo como calor/frío, hace necesario avanzar en las propuestas normativas necesarias de cara a permitir la inyección de biometano en las redes de gas natural, con especial atención a las redes de distribución; y al mismo tiempo salvaguardar la seguridad del sistema y garantizar el acceso a la red de gases de origen renovable. En este sentido, la definición de las especificaciones de calidad que han de cumplir los gases procedentes de fuentes no convencionales (incluido el biogás purificado) para poder ser introducidos en el sistema gasista, ha supuesto un paso en la dirección adecuada.

Igualmente, el creciente uso de los biocarburantes a lo largo de la década, acorde con los objetivos previstos en el PER, debe acompasarse con un incremento a corto-medio plazo de la incorporación de manera eficiente de estos combustibles renovables a la red logística española de hidrocarburos, aspecto éste en el que juega un papel determinante la red de oleoductos de CLH. Para ello, el PER 2011-2020 realiza propuestas en relación al diseño de normalizaciones y certificaciones a nivel europeo y nacional para la caracterización de mezclas de hasta un 10% de biodiésel en gasóleo (B10), así como a la realización de estudios técnicos con el objeto de impulsar el desarrollo del transporte de B10 por oleoducto.

En cualquier caso, debido a la elevada penetración actual de la electricidad de origen renovable y a sus importantes proyecciones de desarrollo en la presente década, las infraestructuras eléctricas son las que presentan una mayor necesidad de evolución y adaptación a la integración de este tipo de electricidad. Adaptación que se debe reflejar tanto en su gestión como en su diseño.

En cuanto a las actuaciones propuestas en el plan con objeto de permitir la correcta gestión de la cantidad de electricidad renovable prevista en el mismo, todas ellas están principalmente enfocadas a aumentar la gestionabilidad de aquellas energías renovables, especialmente la eólica o la fotovoltaica. En un primer grupo de

propuestas destacan, la adaptación del Centro de control de régimen especial (CECRE) al mix previsto de energías renovables, la mejora en los modelos de predicción del recurso energético, la modificación de los requisitos técnicos exigidos a algunas de las tecnologías renovables con el objeto de que participen activamente en la gestión y en el mantenimiento de la seguridad del sistema eléctrico, etc.

En un segundo grupo se pueden englobar las propuestas relacionadas con la gestión de la demanda, entre las que se incluyen las denominadas "redes inteligentes", las cuales se apoyan en las tecnologías de la información y son un nuevo concepto que se integra en la gestión y diseño del sistema eléctrico. Entre las propuestas de este grupo se encuentran la modulación del consumo industrial, la implantación de los contadores inteligentes, con funciones de telemedida y telegestión, etc.

Finalmente, de cara a integrar en la red la energía renovable no gestionable es de suma importancia el mayor desarrollo de los sistemas de acumulación de electricidad en distintas formas, de entre los cuales se hace hincapié a corto-medio plazo en la energía hidráulica de bombeo, gracias a su madurez tecnológica y comercial, a su gran flexibilidad y a la óptima calidad de la electricidad vertida. Su función principal sería la contribución a la gestión del sistema y no la generación eléctrica, por lo que se deberán establecer las señales económicas necesarias para realizar esta función.

También, más a largo plazo, existen otras posibilidades tecnológicas prometedoras de almacenamiento energético para servir a la gestión del sistema, como son las baterías, para instalaciones a media y gran escala, y el almacenamiento de hidrógeno, para el almacenamiento de la energía proveniente principalmente de grandes parques eólicos.

Los edificios serán el espacio donde se dirimirá el reto energético del futuro

El sector de los edificios (residenciales o comerciales) es el mayor consumidor de energía y el mayor emisor de CO_2 de la UE, responsable de un 40% del consumo de energía final y de las emisiones de CO_2 aproximadamente. Esto convierte a los edificios en un campo estratégico de actuación, siendo vital establecer estrategias de mejora de la eficiencia energética y de fomento de las energías renovables.

Por otro lado, el desarrollo tecnológico de las aplicaciones térmicas con energías renovables (biomasa, energía solar térmica, geotermia y aerotermia) ha despegado en los últimos años, contando actualmente con un amplio abanico de posibilidades para su integración en la edificación.

Por ello, estas fuentes de energía son un elemento clave en los edificios para alcanzar los requisitos mínimos de eficiencia energética y más aún si éstos tienen que evolucionar hacia un consumo energético casi nulo en el futuro. Conceptualmente, los edificios están empezando a pasar de ser un consumidor de energía a un productor-consumidor de energía, que puede ser autosuficiente e incluso excedentario.

Para que el sector de la edificación juegue un papel importante en el fomento de las energías renovables es necesaria la implicación de distintas administraciones que, impulsen su uso en los edificios públicos y redes urbanas de climatización, y modifiquen las normas y códigos del sector incluyendo las fuentes de energía renovable. El desarrollo del mercado de las empresas de servicios energéticos en los edificios puede ser un estímulo muy eficaz para la introducción de las energías renovables en los edificios, ofreciendo productos de calidad que den seguridad a los usuarios.

La modificación del Código Técnico de la Edificación es la principal actuación propuesta en el plan para impulsar las energías renovables en los edificios. Este impulso normativo y reglamentario, además de una aportación solar para agua caliente sanitaria, incluiría la obligación de una contribución renovable mínima para usos térmicos en los edificios de nueva construcción o que se rehabiliten, de forma que una parte de sus necesidades previstas de calefacción, agua caliente sanitaria o climatización se cubra mediante distintas opciones posibles de energías renovables.

También se propone el establecimiento de mecanismos legales para que las redes de calor y frío tengan prioridad sobre otros sistemas de abastecimiento, siempre que se verifique que sean técnicamente posibles y económicamente viables para todos los agentes involucrados, como una vía imprescindible para acercar las energías renovables a los ámbitos urbanos en los que la densidad edificatoria y otros condicionantes propios de estas zonas dificultan su implantación.

La apuesta por la investigación, el desarrollo, la innovación y la demostración (I+D+i+d) en energías renovables es la clave del éxito

Alcanzar los objetivos energéticos establecidos por este plan para 2020 y preparar el camino para un papel más relevante de las energías renovables más allá de ese año requiere de un esfuerzo notable en la I+D+i energética de nuestro país. En él deberán participar de la mano los sectores público y privado, dentro de un marco de promoción que deberá garantizar el apoyo económico adecuado al grado de desarrollo técnico y comercial de cada área y cada proyecto, desde la investigación básica hasta la fase comercial. Sólo así será posible avanzar en la curva de aprendizaje de cada una de las tecnologías renovables, reduciendo los costes asociados a la producción energética.

En ese sentido, la diversidad de tecnologías que se engloban dentro del ámbito de las energías renovables presenta necesidades muy diferentes en lo que respecta al I+D+i. Así, más próximo al I+D existen áreas que presentan grandes potenciales de desarrollo, como son las energías del mar y en buena parte la geotermia, pero que necesitan de inversiones cuantiosas para facilitar su desarrollo tecnológico. En el ámbito del i+d se encuentran tecnologías como las de los biocarburantes avanzados, donde los esfuerzos deberían destinarse a facilitar su implantación comercial por los elevados costes de inversión que suponen hoy en día. Por último, otras tecnologías como la eólica, se encuentran en una fase plenamente comercial y sus demandas son de un cariz totalmente diferente a las de los casos anteriores.

Con el objeto de conseguir que el conocimiento se transforme en riqueza y bienestar para nuestra sociedad, las políticas públicas de I+D+i pretenden aumentar la capacidad tecnológica de nuestro sector productivo. En esta línea, es fundamental el apoyo a la I+D+i en tecnologías energéticas promovido desde el Ministerio de Ciencia e Innovación. Buen ejemplo de este apoyo es la creación en los últimos años de las Plataformas Tecnológicas, estructuras público-privadas lideradas por la industria y con la participación de todos los agentes del sistema ciencia-tecnología-innovación.

Para llevar a buen término este impulso innovador, España cuenta con un importante capital humano en las universidades, el sector industrial y los centros tecnológicos que se reparten por todo el país. Varios de ellos son referencia mundial en la I+D tecnológica en energías renovables.

Los mecanismos de cooperación: una posibilidad de valorar nuestros recursos energéticos que debe ser tenida en cuenta

La directiva de energías renovables permite a los estados miembros cooperar para alcanzar los objetivos energéticos. Esta cooperación puede tomar varias formas: proyectos conjuntos (entre estados miembros o entre estos y países terceros), mecanismos de apoyo conjunto y transferencias estadísticas. Éstas últimas, junto con los proyectos conjuntos con países terceros, son los mecanismos de mayor interés para nuestro país.

En el caso de las transferencias estadísticas, la cantidad de energía transferida se resta del objetivo a cumplir por el Estado de origen y suma al objetivo del Estado receptor de la transferencia. Su interés se justifica por el alto potencial de renovables de nuestro país, que permitiría generar un superávit en el cumplimiento del objetivo mínimo fijado por la Directiva 2009/28/CE.

Para llevar a buen término este mecanismo será necesario diseñar un sistema de precios específico, puesto que la energía transferida tiene un valor de compra por el país interesado, que deberá contemplar aspectos como los costes anuales de producción eléctrica, los informes elaborados por la CNE y las proyecciones del PER.

Si los 777 ktep excedentes de energías renovables de los que podrá disponer España en 2020 por superar la participación mínima obligatoria, se transfirieran a un precio mínimo que cubriera el sobrecoste generado y otros costes derivados del mantenimiento de redes, infraestructuras, almacenamiento, etc., el importe obtenido por las transferencias superaría los 500 M€.

Por último, y en lo que respecta a los proyectos conjuntos con países terceros, su interés deriva de la situación geográfica de España y de tener la única conexión eléctrica existente a día de hoy entre África y Europa, a través del estrecho de Gibraltar. En este marco, el desarrollo del Plan Solar Mediterráneo constituye una apuesta de futuro para la región mediterránea.

El Plan de Energías Renovables es una apuesta abierta que deberá adaptarse a los cambios que se producirán en un futuro energético incierto

El PER 2011-2020 se basa en un diagnóstico sobre la situación de las energías renovables en España en un momento determinado, el año 2010, y en la definición de unos escenarios de futuro que contienen hipótesis sobre la evolución de un buen número de parámetros en el horizonte del año 2020, determinantes para la implantación de estas tecnologías. La evolución de parámetros como el PIB, la población, la intensidad energética, el IPC, los precios del petróleo, el precio de la electricidad, los costes de las diferentes tecnologías, la construcción de viviendas, la introducción del vehículo eléctrico, etc., van a determinar el escenario en el que las energías renovables van a tener que desarrollarse.

A pesar del esfuerzo realizado para realizar el diagnóstico y para estimar la evolución de estos parámetros en el futuro de la manera más precisa, es muy improbable que el escenario no sufra variaciones importantes a lo largo del período, especialmente en la actual coyuntura de crisis económica y de gran incertidumbre respecto del futuro energético. Es por ello que hay que considerar este plan como un documento vivo, que deberá adaptarse a los cambios que sin duda se van a producir en los planteamientos utilizados en su elaboración.

El plan propone un conjunto de 87 propuestas que se han dimensionado desde la perspectiva actual pero que deberán ser objeto de una permanente supervisión para asegurar su efectividad y, así, cumplir con los objetivos obligatorios establecidos para España. Pero el seguimiento del plan debe asegurar también que se preservan los criterios ambientales definidos en la memoria ambiental, como parte consustancial del PER 2011-2020.

Este plan es un compromiso del Gobierno por un mayor desarrollo de las energías renovables en España, con el convencimiento de que es un objetivo estratégico para nuestra sociedad, que va a aportar grandes beneficios a nuestro desarrollo. La introducción de energías renovables en nuestro sistema energético aumenta la seguridad de suministro, reduce nuestra dependencia energética, reduce nuestro déficit comercial, reduce nuestras emisiones de gases de efecto invernadero y, en general, el impacto ambiental del ciclo energético, impulsa la creación de empleo de calidad y estimula la creación de riqueza de nuestra economía.

1 INTRODUCCIÓN

Capítulo 1

1.1 NECESIDAD DE ELABORACIÓN DEL PLAN

El consumo acelerado de unos recursos energéticos finitos, el impacto ambiental asociado a la producción y uso de las energías tradicionales, la distribución de las reservas de energía, y los precios de las materias primas energéticas, confieren a las fuentes renovables de energía una importancia creciente en la política energética de la mayoría de los países desarrollados. La utilización de la energía procedente de recursos renovables constituye una parte muy importante en la estrategia de las políticas energética y medioambiental. Las cada vez mayores evidencias de la injerencia humana en el sistema climático, en gran medida debido al consumo de combustibles fósiles.

Para la Unión Europea, que tiene una fuerte dependencia energética, es sumamente importante aumentar progresivamente el grado de autoabastecimiento energético y solo será posible con la implantación progresiva de energías de futuro, sostenibles e inagotables, como las energías renovables. Para España, con una dependencia energética exterior aún mayor, resulta todavía más apremiante y estratégico avanzar con paso firme en este campo, mediante la transición y transformación del modelo energético hacia un nuevo "mix", en el que el papel de las energías renovables sólo puede ser creciente a medio y largo plazo.

Por otra parte, la lucha contra el cambio climático es una prioridad política en materia de medio ambiente, tanto para la Unión Europea como para España. En este contexto, el uso de las energías renovables constituye una parte fundamental del paquete de propuestas necesarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y para cumplir con el Protocolo de Kioto y otros compromisos internacionales.

Con objeto de promover y facilitar el uso de los recursos renovables, desde mediados de los años ochenta, la Administración española ha publicado como herramienta principal sucesivos planes de energías renovables. Estos planes incluyen unos objetivos cuyo propósito es proporcionar seguridad a los inversores y promover el desarrollo de las tecnologías asociadas a estos recursos. La fijación de objetivos concretos en cada sector renovable exige un análisis específico de las barreras que se detectan en cada grupo y subgrupo, de manera que los Planes de Energías Renovables contemplen propuestas específicas para afrontarlas. Un posterior seguimiento de cada objetivo -en los balances anuales de los Planes- permite una correcta monitorización de cada sector y subsector, evaluando la necesidad de implantar actuaciones adicionales.

Finalizado el período de vigencia del PER 2005-2010 y atendiendo al mandato establecido en la legislación vigente procede, por lo tanto, la elaboración de un nuevo Plan, con el diseño de nuevos escenarios y la incorporación de objetivos acordes con la Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de fuentes renovables, la cual establece objetivos mínimos vinculantes para el conjunto de la Unión Europea y para cada uno de los Estados miembros, y la necesidad de que cada Estado miembro elabore y notifique a la Comisión Europea (CE), a más tardar el 30 de junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables (PANER) para el periodo 2011-2020, con vistas al cumplimiento de los objetivos vinculantes que fija la Directiva. Dicho PANER, tal y como prevé la Directiva, debía ajustarse al modelo de planes de acción nacionales adoptado por la Comisión Europea a través de la Decisión de la Comisión,

de 30 de junio de 2009. El Estado Español, a través de la Secretaría de Estado de la Energía, presentó dicho Plan dentro de los plazos establecidos por la Directiva.
La Directiva establece como objetivos generales, conseguir una cuota mínima del 20% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la Unión Europea, el mismo objetivo establecido para España, y una cuota mínima del 10% de energía procedente de fuentes renovables en el consumo de energía en el sector del transporte en cada Estado miembro para el año 2020.

El PANER respondió a los requerimientos y metodología de la Directiva de energías renovables y se ajustó al modelo de planes de acción nacionales de energías renovables adoptado por la Comisión Europea.

El PER 2011-2020, que ha elaborado la Secretaría de Estado de Energía del Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, a través del IDAE, que se constituye en Oficina del Plan y responsable de su seguimiento, incluye los elementos esenciales del PANER así como análisis adicionales no contemplados en el mismo y un detallado análisis sectorial que contiene, entre otros aspectos, las perspectivas de evolución tecnológica y la evolución esperada de costes.

Además, tras la elaboración del PANER, y en el marco de una evolución muy negativa de la economía mundial y española, tuvieron lugar los trabajos de la Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años, constituida en el seno de la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de la Diputados, que el 21 de diciembre de 2010 aprobó un documento con el apoyo de la mayoría de los grupos parlamentarios, en el que se recomendaba que la participación de las energías renovables fuera del 20,8% en el año 2020.

Y ése es el objetivo global que se recoge en este plan, que da respuesta, a su vez, al artículo 78 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que fija los mismos objetivos de la Directiva 2009/28/CE como los objetivos nacionales mínimos de energías renovables en 2020, estableciendo además que el Gobierno aprobará planes de energías renovables que hagan posible el cumplimiento de los objetivos fijados y que permitan la posibilidad efectiva de desarrollo de las energías renovables en todas las Comunidades Autónomas.

La Directiva 2009/28/CE es parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que establece las bases para que la UE logre sus objetivos para 2020: un 20% de mejora de la eficiencia energética, una contribución de las energías renovables del 20% y una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del 20%. Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, podría materializarse un aumento en el objetivo de reducción de GEI hasta alcanzar el 30% en 2020. En ese caso habrá que modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

Para la redacción del plan se han realizado quince estudios generales y sectoriales en los que se han analizado en profundidad los diversos aspectos técnicos, económicos, sociales y medioambientales que han sido fundamentales a la hora de la elaboración de los distintos capítulos de este plan. Los estudios realizados han sido:

- Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020-2030, incluido análisis de estructura actual de costes.

- Estudio sobre el empleo asociado al impulso de las energías renovables en España 2010.
- Estudio del impacto económico de las energías renovables en el Sistema Productivo Nacional.
- Asistencia técnica para la redacción de las propuestas específicas del PANER para cumplir los requisitos de los artículos 13, 14 y 16 y de los artículos 17 a 21 de la Directiva 2009/28/CE.
- Evolución del balance de gases de efecto invernadero de los biocarburantes producidos en España.
- Situación actual y potencial de generación de biogás en España.
- Potencial y herramienta informática para valoración de recursos de biomasa:
    - Evaluación del potencial energético de la biomasa agrícola.
    - Evaluación del potencial energético de la biomasa forestal.
- Evaluación del potencial de la energía de las olas en España.
- Estudio del recurso y elaboración del atlas eólico de España.
- Evaluación del potencial de energía geotérmica en España.
- Situación actual y potencial de valorización energética directa de residuos en España.
- Evaluación del potencial en España de la energía solar térmica y fotovoltaica derivados del cumplimiento de las secciones HE4 y HE5 del CTE para la elaboración del PER 2011-2020
- Evaluación del potencial en España de climatización con energía solar térmica en edificios del sector residencial y sector servicios para la elaboración del PER 2011-2020.
- Evaluación del potencial de aplicación de la energía solar térmica al sector industrial para la elaboración del PER 2011-2020.
- Evaluación del potencial en España del área solar termoeléctrica para la elaboración del PER 2011-2020

1.2 PROCESO PARTICIPATIVO

Uno de los aspectos fundamentales a la hora de la elaboración del plan ha sido la apertura de un proceso participativo en el que se ha abierto el plan tanto a los sectores directamente implicados en él, como al resto de la sociedad.

En síntesis, el proceso llevado a cabo se resume de la siguiente manera:

- **Marzo 2009:** reunión de lanzamiento PANER/ PER 2011- 2020 con agentes económicos y sociales
- **Junio 2010:** finalización del PANER y puesta a información pública y envío a la CE. Objetivo 2020: 22,7% del consumo de energía final con EERR
- **Noviembre- diciembre 2010:** reuniones sectoriales con agentes económicos y sociales
- **Diciembre 2010:** Presentación del borrador del PER a las Comunidades Autónomas en la Comisión Consultiva de Ahorro y Eficiencia energética del IDAE.

- **Marzo 2011:** reuniones con la Administración General del Estado
- **Julio 2011:** se pone el PER 2011- 2020 a información pública hasta finales de septiembre
- **Septiembre- octubre 2011:** reuniones con agentes económicos y sociales

Como una etapa fundamental en la elaboración del PANER, y con el objetivo de obtener el mayor consenso social, se realizó un proceso de consulta pública anterior a su remisión a la Comisión Europea. Numerosas administraciones, empresas y agentes sociales, así como la sociedad en su conjunto, realizaron un gran esfuerzo de análisis del borrador del documento, concretándose en una abundante cantidad de observaciones y comentarios, los cuales sirvieron de inestimable ayuda para la elaboración de su versión final.

El 17 de junio del 2009 se constituye en el **Congreso de los Diputados la Subcomisión de política energética para los próximos 25 años**, en la cual estaban representados todos los grupos parlamentarios de la Cámara. El resultado final de esta Subcomisión, que fue publicado el 17 de noviembre del 2010 en el "Informe de la Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años", ha sido fundamental a la hora de establecer los parámetros del Plan de Energías Renovables.

1.3 EVALUACIÓN AMBIENTAL ESTRATÉGICA

La **Ley 9/2006**, de 28 de abril, sobre evaluación de los efectos de determinados planes y programas en el medio ambiente, establece la necesidad de llevar a cabo una Evaluación Ambiental Estratégica, entendida como un instrumento de prevención que permita la integración de los aspectos ambientales en la toma de decisiones de los planes y programas públicos.

La evaluación ambiental **tiene como fin orientar desde el principio la elaboración del plan hacia los objetivos ambientales, integrando éstos con los de la planificación, para hacerla más sostenible**. Se fundamenta en el principio de cautela y en la necesidad de protección del medio ambiente a través de la integración de esta componente en las políticas y actividades sectoriales. Y ello para garantizar que las repercusiones previsibles sobre el medio ambiente de las futuras actuaciones inversoras sean tenidas en cuenta durante la preparación del plan en un proceso continuo, desde la fase preliminar, antes de las consultas, a la última fase de propuesta de dicho plan. Este proceso representa un instrumento de integración del medio ambiente en las políticas sectoriales para garantizar un desarrollo sostenible más duradero, justo y saludable que permita afrontar los grandes retos de la sostenibilidad como son el uso racional de los recursos naturales, la prevención y reducción de la contaminación, la innovación tecnológica y la cohesión social.

De acuerdo con la citada Ley 9/2006, en su artículo 18, el proceso de evaluación ambiental estratégica comienza con la preparación, por parte del órgano de la Administración promotor del plan, de un documento mediante el cual se informa a las autoridades ambientales sobre el inicio de un proceso de planificación que deberá ser sometido al procedimiento de evaluación de sus efectos ambientales y de

participación pública. En este sentido, el 20 de abril de 2010 se dio entrada en la Subdirección General de Evaluación Ambiental -del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino- el Documento para la iniciación del procedimiento de Evaluación Ambiental Estratégica del Plan de Energías Renovables 2011-2020, sometido al procedimiento previsto. Mediante este documento se presentaban los objetivos y alcance de la planificación de energías renovables para el periodo 2011 a 2020, así como un análisis de su desarrollo previsible, los potenciales efectos ambientales, y aquellos de índole territorial y sectorial.

Como resultado del examen de este Documento de Iniciación, y tras la consulta a las Administraciones Públicas afectadas y al público interesado, el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino –como órgano ambiental-, a través de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental, emitió mediante resolución del 30 de noviembre de 2010, el **Documento de Referencia** formulando los criterios ambientales estratégicos y el contenido y alcance del **Informe de Sostenibilidad Ambiental** a realizar por el órgano promotor -el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio-, y el modo, amplitud y plazos en los que se efectuará la consulta pública.

Atendiendo al principio de fomento de la transparencia y participación ciudadana, al tiempo que se publicó la versión preliminar del Plan de Energías Renovables 2011-2020, de fecha 26 de julio de 2011, igualmente se acompañaba el Informe de Sostenibilidad Ambiental del mismo, de fecha 30 de junio de 2011, dando inicio a la **fase de consultas** asociada, en los términos que establece la mencionada Ley 9/2006. Ambos fueros expuestos a información pública mediante Anuncio de la Secretaría de Estado de Energía en el B.O.E. de fecha 27 de julio de 2011.

Finalizado el período de Consulta Pública, se ha elaborado, de acuerdo con los artículos 12 y 22 de la Ley 9/2006, una **Memoria Ambiental** que valora la integración de los aspectos ambientales en la propuesta de Plan, analizando igualmente el proceso de evaluación ambiental estratégica, evaluando el resultado de las consultas realizadas y su toma en consideración, y analizando la previsión de impactos significativos de la aplicación del Plan. Esta Memoria Ambiental contiene las determinaciones finales que se incorporan al Plan de Energías Renovables 2011-2020, siendo preceptiva y de obligada consideración previo a la aprobación definitiva del presente Plan de Energías Renovables 2011-2020.

El **Informe de Sostenibilidad Ambiental del PER 2011-2020 presenta la siguiente estructura y capítulos**:

1. Introducción. Dedicado a contextualizar el ISA, incorporando y desarrollando los antecedentes, el marco normativo, un breve resumen de los sectores energéticos implicados en el PER 2011-2020, los principios de sostenibilidad y un resumen de la situación actual de la política energética en España.
2. Plan de Energías Renovables 2011-2020. Se realiza una síntesis de los antecedentes al PER y de los objetivos que establece. Igualmente se enumeran los planes y programas que han sido analizados en relación con su compatibilidad con la planificación en el horizonte 2020, así como las decisiones que adopta, en particular, la relacionada con el necesario esquema de evaluación ambiental estratégica en cascada, dado que las competencias para establecer una zonificación del territorio para los distintos tipos de energías renovables reside en muchos casos en las Comunidades Autónomas.
3. Diagnóstico Ambiental del ámbito territorial de aplicación del PER 2011-2020. Este capítulo describe aquellos elementos ambientales y áreas en el territorio a tener en cuenta durante el desarrollo del PER 2011-2020 –con particular

atención a los espacios naturales protegidos y otras áreas de especial interés para la conservación- y que, en su caso, requerirán un estudio de mayor detalle cuando se desarrollen planes a nivel autonómico y local.

4. Objetivos de protección ambiental. Presentación de la normativa vinculante y de relevancia en el marco de la planificación de las energías renovables –en los ámbitos internacional, comunitario y nacional- que se ha tenido presente para la elaboración del ISA y para las consideraciones derivadas de la evaluación de los efectos ambientales de las áreas tecnológicas recogidas en el PER 2011-2020.
5. Aspectos ambientales relevantes para la planificación. Identificación de los aspectos ambientales considerados relevantes para la planificación de las energías renovables con un horizonte a 2020. Se consideran los efectos del PER 2011-2020 sobre la calidad del aire, sobre la calidad del medio acuático y marino, sobre el suelo, sobre los elementos ambientales considerados en el capítulo anterior, así como sobre otros aspectos ambientales significativos de necesaria consideración en el desarrollo de cada sector renovable, estos son, la Red Natura 2000, el cambio climático y la existencia de áreas sobresaturadas de tecnologías renovables.
6. Planteamiento y análisis de las alternativas del PER 2011-2020. Selección de la alternativa final y efectos significativos en el Medio Ambiente. Argumentación y justificación de la alternativa de "mix energético" que contempla el PER 2011-2020, se realiza una comparativa entre ésta y la denominada "alternativa cero" (entendida como aquella sin desarrollo de energías renovables a partir de 2011), y se identifican y evalúan en lo posible los efectos ambientales previsibles generados por los distintos sectores energéticos renovables derivados del PER 2011-2020 durante las acciones de desarrollo de cada tecnología: obtención del recurso, construcción y desmantelamiento de las instalaciones y aprovechamiento y explotación del recurso. Finalmente, incluye un apartado de conclusiones con particular atención al balance de emisiones de CO_2 y a la generación de empleo.
7. Propuestas previstas para prevenir, reducir y eliminar, probables efectos negativos sobre el Medio Ambiente. Este capítulo recoge, en primer lugar, los criterios ambientales estratégicos, tanto en relación a su distribución sostenible sobre el territorio, como en relación con el consumo de recursos, producción de residuos, emisiones y vertidos. Adicionalmente, se presentan las diferentes actuaciones propuestas, a escala general, en función de los impactos posibles sobre los medios físico, biótico y socioeconómico, correspondiendo a los sucesivos niveles de programación y ejecución (planes autonómicos y proyectos particulares) la particularización de medidas preventivas, correctoras y compensatorias aplicables.
8. Seguimiento ambiental del Plan. Propuesta del sistema de seguimiento ambiental estratégico en cascada para el PER 2011-2020, planes autonómicos derivados y proyectos de ejecución, incluyendo las tablas de objetivos ambientales e indicadores –tanto generales como específicos a cada sector renovable- asociados a la evaluación periódica de los efectos ambientales durante el período de aplicación. Se incluye información adicional en el Capítulo 13 del presente PER 2011-2020, dedicado a su seguimiento y control.
9. Resumen no técnico. El último capítulo realiza una síntesis del Informe y de los objetivos que persigue el Plan de Energías Renovables.

Anexos. Por último, el ISA incluye información adicional sobre la relación del PER 2011-2020 con otros planes y programas, un resumen de las consultas recibidas

por distintos organismos y agentes, el compendio de cartografía incluida en el ISA, y la evaluación del potencial de las fuentes de energía renovables en España consideradas en el PER 2011-2020.

El Informe de Sostenibilidad Ambiental se ha elaborado de forma simultánea al presente PER 2011-2020, por lo que las cuestiones derivadas de factores ambientales, que pudieran mejorar las acciones incluidas en el Plan, se han ido incorporando en el documento final. Según se ha mencionado, el capítulo 7 del ISA plantea los **criterios ambientales estratégicos**, como recomendaciones a implementar en las evaluaciones ambientales tanto de la administración central como de las administraciones autonómicas. Estos criterios están incorporados igualmente en la Memoria Ambiental, y debido a su relevancia, se recogen íntegramente a continuación:

"a) Criterios ambientales estratégicos en relación a su distribución sostenible sobre el territorio

I. La búsqueda de un sistema energético equilibrado territorialmente que acerque los centros productores a los puntos de consumo, de forma que se minimicen globalmente los efectos ambientales. Se asegurará, siempre que sea posible, la existencia de vías para la evacuación, transporte y alimentación de las demandas de electricidad existente y futura, garantizando una salvaguarda de capacidad de conexión de las instalaciones de generación de energía con criterios de sostenibilidad.

II. En aquellos espacios que pertenezcan a Red Natura 2000, que tengan carácter de espacios naturales protegidos o que sean áreas protegidas por instrumentos internacionales según la definición de al Ley 42/2007, de 13 de diciembre, del Patrimonio Natural y Biodiversidad, se restringirá, la ubicación de infraestructuras relacionadas con el PER, y en su caso, se garantizará una adecuada evaluación de los potenciales impactos. Se tendrán en cuenta complementariamente las normas que hayan podido establecer las Comunidades Autónomas al respecto.

III. Conforme al mandato establecido en el artículo 20 de la Ley 42/2007, no se fomentarán sectores/áreas que causen fragmentación en corredores biológicos, particularmente en áreas de montaña, cursos fluviales, humedales, bosques, medio marino y otros elementos lineales y continuos.

IV. Minimizar la afección sobre paisajes naturales y culturales con altos valores socioambientales y poco antropizados.

V. En el caso de las energías del mar, excluir zonas donde predominen praderas de *Posidonia oceánica* y otras fanerógamas marinas, así como zonas identificadas como de alto valor para la biodiversidad, por ejemplo: rutas de migración y zonas de reproducción o alimentación de aves marinas, áreas de interés para cetáceos o tortugas marinas.

VI. Considerar las zonas de exclusión definidas en virtud del Estudio Estratégico Ambiental del Litoral para la Instalación de Parques Eólicos Marinos.

VII. Minimizar sectores y áreas en zonas con elevadas pendientes, con riesgo de erosión actual o potencial.

VIII. Excluir actividades contaminantes del suelo y aguas subterráneas en zonas vulnerables y próximas a zonas sensibles para tecnologías que conlleven el uso de fertilizantes.

IX. Priorizar las zonas donde existan infraestructuras eléctricas cercanas y aptas para la evacuación de energía generada, considerando las vías de acceso, la orografía

y la existencia de elementos ambientales sensibles a las líneas eléctricas (aves, quiróptedos, paisaje, núcleos urbanos, etc.).

X. Restringir ubicaciones que afecten al patrimonio cultural.

XI. Restringir ubicaciones que afecten a la pesca, al turismo rural y a la agricultura tradicional.

XII. Restringir posibles afecciones del sector eólico sobre las Zonas de Especial Protección para las Aves (ZEPA) así como sobre aquellas zonas consideradas corredores migratorios para las aves. Evitar la existencia de áreas sobresaturadas de tecnologías renovables, teniendo presente con carácter previo el nivel de desarrollo en el territorio (posible saturación y acumulación de impactos por efectos sinérgicos y por impactos acumulativos debidos a infraestructuras asociadas con caminos de acceso, zanjas o sistemas de evacuación), la planificación de la infraestructura de evacuación de energía eléctrica y la evaluación previa de los flujos de aves.

XIII. Evitar la ubicación de centrales hidroeléctricas en ríos con estado ecológico muy bueno o bueno, en los tramos con fauna y flora asociada a ambientes fluviales incluida en los anexos II, V y VI de la Ley 42/2007, en el Catálogo Español de Especies Amenazadas y en los Catálogos Autonómicos. Se fomentará preferentemente la instalación de centrales hidroeléctricas en infraestructuras hidráulicas ya existentes. En cualquier caso se atenderá a lo dispuesto en la Directiva Marco del Agua, en el Real Decreto Legislativo 1/2001, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Aguas, y sus posteriores modificaciones, así como a lo dispuesto en la planificación hidrológica correspondiente.

XIV. Fomentar preferentemente la ubicación de los cultivos para la producción de biocarburantes y biomasa en áreas agrícolas que no tengan valores ambientales relevantes.

XV. Fomentar ubicaciones en emplazamientos urbanos, favoreciendo las sinergias industriales, operacionales y de localización geográfica tendentes al ahorro energético."

b) Criterios ambientales estratégicos en relación con el consumo de recursos, producción de residuos, emisiones y vertidos

XVI. Minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero, considerando en lo posible el ciclo de vida de las tecnologías. Al tiempo, internalizar costes relativos tanto a las emisiones de gases de efecto invernadero derivadas del aprovisionamiento o producción, como a los efectos en términos de balance de CO_2 del cambio de usos del terreno (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).

XVII. Fomentar sectores/áreas que conlleven ahorro o reducción efectivos del consumo de suelo y agua.

XVIII. Minimizar la generación de vertidos, emisiones, ruido y residuos, y reducir su peligrosidad. Incentivar el reciclaje, la reutilización o el tratamiento con métodos no perjudiciales para el medio ambiente.

XIX. Promover las sinergias industriales, operacionales y de localización geográfica tendentes al ahorro energético.

XX. Incentivar sectores que impliquen mayor generación de nuevos empleos relacionados con el desarrollo sostenible y el respeto al medio natural."

1.4 ESTRUCTURA DEL DOCUMENTO

El plan se estructura en doce capítulos y varios anexos. El listado de los capítulos y su contenido fundamental se reproduce a continuación:

1. Introducción.

2. La política energética en España.

En el que se analiza la estrategia de la política energética española, así como los resultados que esta política ha obtenido a lo largo de los últimos años plasmados en el balance del PER 2005-2010.

3. Escenarios en el horizonte del año 2020.

Capítulo dedicado al estudio de los distintos escenarios, tanto energéticos como económicos, con el fin de fijar un escenario que sirva como base para el establecimiento de los objetivos del plan.

4. Análisis por tecnologías.

Estudio exhaustivo de todas las tecnologías implicadas en el plan, incluyendo un estudio del estado actual de cada una y sus perspectivas de evolución, del potencial total, fijación de objetivos, análisis de las barreras para alcanzar los objetivos propuestos y actuaciones necesarias para vencer dichas barreras.

5. Objetivos del plan hasta el año 2020.

Análisis justificativo de la asignación de objetivos, tanto entre generación de energía y eléctrica térmica, como la distribución de los objetivos entre las distintas tecnologías renovables.

6. Propuestas para la consecución de los objetivos.

En este capítulo se realiza un compendio de todas las actuaciones propuestas en el capítulo 4, realizando una clasificación de las mismas según su tipología.

7. Infraestructuras energéticas.

Para alcanzar los objetivos del plan es estrictamente necesario un análisis de las necesidades de desarrollo de las infraestructuras energéticas, tales como redes eléctricas, gaseoductos, oleoductos…, que permitan la incorporación de la energía producida con fuentes de energía renovable al sistema energético nacional. En este apartado se estudian los desarrollos necesarios para incorporar al sistema la producción de energía renovable establecida en este plan.

8. Marcos de apoyo a las energías renovables.

Dentro del plan es de vital importancia definir los marcos de apoyo con los que se va a contar a la hora de incentivar la implantación de las energías renovables. En este capítulo se establecen los distintos marcos de apoyo propuestos, tanto económicos como normativos.

9. Balance económico del plan.

Evaluación de los costes y beneficios económicos que la consecución de los objetivos establecidos en el Plan van a suponer a la sociedad española.

10. I+D+i.

Uno de los pilares fundamentales para la consecución de la integración de las energías renovables, es la consecución de unos costes acordes con los de las energías convencionales y esto pasa por un importante esfuerzo en investigación y desarrollo. En este capítulo se analizan las herramientas de apoyo a la investigación y desarrollo existentes, y de las necesidades de los distintos sectores implicados en la consecución de los objetivos establecidos.

11. Impacto socioeconómico y climático de las energías renovables.

El Plan de Energías Renovables no va a suponer tan solo un beneficio desde el punto de vista energético, muy al contrario el alcanzar los objetivos energéticos va a suponer una serie de benéficos asociados, tales como aportación directa al PIB, generación de empleo, balanza comercial, etc., aspectos estos que son analizados detalladamente en este capítulo.

12. Utilización de los mecanismos de cooperación.

Recoge los mecanismos de cooperación establecidos en la Directiva 2009/28/CE.

13. Seguimiento y control.

Este capítulo fija los mecanismos de control para el correcto seguimiento del plan.

2 LA POLÍTICA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

Capítulo 2

2.1 EJES DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ESPAÑOLA EN EL MARCO DE LA UNIÓN EUROPEA. EVOLUCIÓN DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ESPAÑOLA EN EL FUTURO

2.1.1 La política energética europea y española

La evolución de los precios del petróleo y la distribución geográfica de las reservas de energía han condicionado las opciones energéticas de los países desarrollados desde hace más de tres décadas. De manera más reciente, las preocupaciones ambientales, el intenso proceso de crecimiento de los países emergentes, con el consiguiente efecto inflacionario sobre las fuentes de energía primaria y la liberalización del sector de la energía en Europa, han venido caracterizando el nuevo marco de referencia para la instrumentación de la política energética.

La Unión Europea ha remarcado la necesidad de un avance coordinado en la liberalización de los mercados, la garantía del suministro, el desarrollo de las infraestructuras de interconexión y la reducción de emisiones contaminantes.

La política energética en España ha avanzado a lo largo de estos ejes comunes de manera armonizada con los países europeos y al mismo tiempo se ha singularizado para dar respuesta a los principales retos que han caracterizado tradicionalmente el sector energético español, que de manera resumida pueden sintetizarse en los siguientes:

- **Un consumo energético por unidad de producto interior bruto más elevado**. Para producir una misma unidad de producto interior bruto, España consume más energía que la media de los países europeos, incluso en comparación con aquellos dotados con una estructura industrial y productiva y de un grado de desarrollo económico similar. Esta situación responde a factores de diversa índole, pero no se trata de una situación irreversible, sino del efecto de la acumulación de patrones de crecimiento económico muy intensivos en el consumo de energía. Para corregir esta tendencia, durante los últimos años, se han realizado importantes esfuerzos en materia de ahorro y eficiencia energética, que han permitido iniciar el camino hacia la convergencia con los valores medios europeos en intensidad energética, camino que es necesario recorrer en los próximos años.

- **Elevada dependencia energética**. La escasa presencia de yacimientos de energía primaria fósil ha supuesto históricamente una elevada tasa de dependencia energética en España. Esta mayor dependencia introduce fuentes de riesgo adicionales sobre los procesos productivos, como los relacionados con la garantía del suministro energético o con la volatilidad de los precios de los mercados internacionales.

- **Elevadas emisiones de gases de efecto invernadero**, explicadas fundamentalmente por el fuerte crecimiento de la generación eléctrica y de la demanda de transporte durante las últimas décadas.

Para dar respuesta a estos retos, la política energética en España se ha desarrollado alrededor de tres ejes: el incremento de la seguridad de suministro, la mejora de la competitividad de nuestra economía y la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente.

2.1.2 Estrategias para afrontar los retos planteados

El camino emprendido por España, y por la mayoría de países desarrollados, para afrontar los retos señalados, se basa en el desarrollo de estrategias que de manera simultánea permitan el avance a lo largo de los tres ejes señalados: en el caso de España, de manera prioritaria la política energética se ha dirigido hacia la liberalización y el fomento de la transparencia en los mercados, el desarrollo de las infraestructuras energéticas y la promoción de las energías renovables y del ahorro y la eficiencia energética.

La liberalización y la transparencia de los mercados, mediante el establecimiento de los mecanismos que garanticen que los usuarios adoptan sus decisiones con la mayor información disponible, es un paso hacia la eficiencia en la adopción de las decisiones por los agentes.

Por su parte, el desarrollo de las infraestructuras energéticas refuerza la seguridad y diversifica las fuentes del suministro energético. En los últimos años se han dado importantes pasos mediante la mejora de los índices de cobertura, la modernización de las redes, el desarrollo de las plantas de regasificación de GNL, de los almacenamientos subterráneos de gas natural y de los almacenamientos de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

Deben destacarse de manera singular las interconexiones internacionales. Su desarrollo está previsto durante los próximos años, en el sector eléctrico incrementando las interconexiones con Francia y Portugal, y en el sector gasista a través de Francia y con la entrada en funcionamiento del gasoducto de Medgaz. Sin embargo, es imprescindible una mayor interconexión, especialmente eléctrica, para incrementar la participación renovable en el mix de generación de una manera sostenible técnica y económicamente. Las interconexiones permiten una gestión más eficiente del equilibrio entre la producción y el consumo, contribuyendo a la integración de la generación renovable en horas valle, y reforzando, al mismo tiempo, la seguridad de suministro en las horas punta.

Las dos nuevas conexiones eléctricas planificadas con Francia —una de las cuales tiene prevista su entrada en funcionamiento en 2014 y la otra aún requiere una definición más precisa del proyecto y de su horizonte temporal— no son suficientes para alcanzar el objetivo de disponer en 2020 de una capacidad en las interconexiones del 10% de la potencia instalada, que se traduciría en unos 10.000 MW.

La promoción del ahorro y la eficiencia energética constituye un instrumento decisivo, ya que su valor neto es positivo para la sociedad desde su mismo origen, al implicar simplemente consumir menos energía para producir lo mismo, gracias a las mejoras en los patrones de consumo o en los métodos productivos. Por este motivo, se han adoptado políticas decididas de promoción del ahorro y la eficiencia que están mostrando resultados significativos, a través de la aprobación de los Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012, y posteriormente, del Plan de Activación 2008-2011, que refuerza los anteriores. Estos esfuerzos se han traducido en un descenso de la intensidad energética final superior al 10% durante los últimos cinco años, con reducciones en todos los ejercicios.

Finalmente, el desarrollo de las energías renovables constituye una apuesta prioritaria de la política energética española. Las energías renovables tienen múltiples efectos positivos sobre el conjunto de la sociedad: entre otros, la sostenibilidad de sus fuentes, la reducción en las emisiones contaminantes, el cambio tecnológico, la posibilidad de avanzar hacia formas de energía más distribuidas, la reducción de la dependencia energética y del déficit de la balanza comercial, el aumento del nivel de empleo y el desarrollo rural.

Lógicamente, estas ventajas implican la asunción de un mayor esfuerzo económico, que tiende a remitir en el tiempo gracias al desplazamiento de las tecnologías a lo largo de sus curvas de aprendizaje. Por otro lado, las tecnologías renovables presentan en algunos casos cuestiones relevantes en cuanto a su predictibilidad y gestionabilidad. No obstante, estas últimas dificultades son superables gracias a los avances en la gestión del sistema, a la utilización de técnicas de almacenamiento como el bombeo, o al desarrollo de instalaciones renovables con capacidad de almacenamiento.

En general, los análisis realizados para el sistema español indican que los beneficios de las energías renovables son elevados y estables mientras que los mayores costes son limitados y tienden a remitir con el tiempo. Por tanto, los beneficios futuros en su conjunto exceden ampliamente a los costes presentes y justifican el marco regulatorio de apoyo a las energías renovables.

Respecto al marco regulatorio para la generación eléctrica con energías renovables, en el caso español, se vertebra a través de un mecanismo conocido como *feed-in tariff*, cuyo funcionamiento se basa en garantizar el cobro de una remuneración por tecnología superior al precio del mercado mayorista. La financiación de este sobrecoste se produce a través de la propia tarifa eléctrica. No se trata de un sistema clásico de subvención directa a los productores, sino que el coste se reparte entre los productores con energías convencionales y los consumidores, ya que como resultado de la priorización de la entrada en el sistema de la electricidad de origen renovable, el precio resultante en el mercado de producción de energía eléctrica se reduce. Sólo en la parte no cubierta por este efecto, están los consumidores financiando a los productores renovables.

Como ha reconocido la Comisión Europea, los resultados del modelo español constituyen un ejemplo de éxito en el diseño de las políticas de promoción de las renovables. El principal resultado es el volumen alcanzado por las energías renovables eléctricas, que han consolidado una posición estructural de primer orden. Durante 2010, las tecnologías renovables supusieron alrededor del 32,3% de la generación eléctrica total. Asimismo, las energías renovables representaron un 13,2% de la energía final bruta consumida en España.

Superada esta primera fase, de lanzamiento, es necesario instrumentar una segunda fase, de consolidación y desarrollo de las energías renovables. Esta nueva fase presenta elementos distintos, tanto en la estructura como en la conducta de los agentes. Las energías renovables ya no son un elemento minoritario en el sistema, sino un elemento básico del mismo, y a esta circunstancia deben adaptarse tanto las políticas de apoyo como la conducta de los agentes.

La Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible ha incorporado algunos de los elementos de los marcos de apoyo a las energías renovables que deben estar presentes para garantizar la sostenibilidad de su crecimiento futuro. Brevemente, éstos son:

- Estabilidad, mediante la garantía de un retorno adecuado de las inversiones que incentive un volumen de instalación compatible con los objetivos establecidos en los planes de energías renovables.

- Flexibilidad, que permita considerar las curvas de aprendizaje de las distintas tecnologías hasta alcanzar el punto de competitividad con el coste del consumo de la energía, con el fin de fomentar los cambios tecnológicos que mejoren la estabilidad de la aportación de energía al sistema eléctrico por las energías renovables.

- Progresiva internalización de los costes que asume el sistema energético para garantizar la suficiencia y estabilidad en el suministro.

- Priorización en la incorporación de aquellas instalaciones que incorporen innovaciones tecnológicas, que optimicen la eficiencia de la producción, el transporte y la distribución, que aporten una mayor gestionabilidad a los sistemas energéticos y que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero.

En cierta manera, se puede afirmar que el Plan de Energías Renovables 2005-2010 ha constituido un éxito indudable, pues no sólo ha transformado el modelo energético español en el sentido pretendido, sino que ha permitido el desarrollo de una industria que se ha posicionado como líder en muchos segmentos de la cadena de valor a nivel internacional.

En 2020, el grado de éxito del nuevo Plan deberá medirse en atención a otros parámetros. Las estrategias a desarrollar deben representar un impulso a la investigación, desarrollo e innovación de las tecnologías renovables, profundizar en la implantación de las tecnologías más maduras e incorporar a nivel experimental otras nuevas menos desarrolladas. Pero, principalmente, el éxito de la política de fomento de las energías renovables durante los próximos años, deberá medirse por la consecución de los objetivos de desarrollo establecidos, y en particular por alcanzar los mismos de manera compatible con la sostenibilidad técnica, económica y ambiental del sistema energético en su conjunto, fomentando la competencia entre las tecnologías y su competitividad con las fuentes tradicionales, objetivo que en última instancia constituye la mejor garantía para que una tecnología permanezca de manera estable e indefinida en la matriz energética. Para el seguimiento de todo ello, se definirán indicadores específicos.

2.1.3 Competencias y estructuras del Estado

La configuración competencial derivada de la Constitución española, ha provocado que nos encontremos ante una pluralidad de Administraciones competentes para la regulación de estos procedimientos.

Así, a *nivel industrial,* la Administración Estatal resulta competente, en virtud del artículo 149.1.13º y 25º de la Constitución española, para dictar la normativa básica en materia de energía. Si bien, el ejercicio de esta competencia no permite a la Administración General del Estado regular los procedimientos de autorización de las instalaciones cuando la competencia para la concesión de la misma dependa de las

Comunidades Autónomas. De ahí, que en la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico se indique al regular las autorizaciones y procedimiento para la autorización de las instalaciones de generación de energía eléctrica que dichas disposiciones no tienen carácter de disposiciones básicas.

Por su parte, en los Estatutos de Autonomía las Comunidades Autónomas han asumido la competencia sobre las instalaciones de producción, distribución y transporte de energía, así como la competencia para el desarrollo legislativo y de ejecución en materia de régimen energético.

A *nivel urbanístico,* el artículo 148.1.3º de la Constitución española establece que la competencia en materia de "ordenación del territorio, urbanismo y vivienda" puede ser asumida por las Comunidades Autónomas. Pues bien, en los Estatutos de Autonomías de todas las Comunidades Autónomas se otorga en exclusiva esta competencia a las Comunidades Autónomas.

Por lo tanto, la regulación en esta materia se realizará por las respectivas Comunidades Autónomas.

En último lugar y a ***nivel medioambiental***, debemos indicar que de conformidad con lo dispuesto en el artículo 149.1.23º de la Constitución española, corresponde al Estado dictar la normativa básica en materia de protección de medio ambiente.

Además, los Estatutos de Autonomías de todas las Comunidades Autónomas han otorgado de forma concreta a éstas la competencia de desarrollo legislativo y ejecución en esta materia. De ahí que nos encontremos con normativa autonómica regulando bien los procedimientos de concesión de las autorizaciones que la normativa estatal exige para la implantación de estas autorizaciones, o bien nuevos requisitos o supuestos en los que se exige la obtención de estas autorizaciones, o bien la exigencia de nuevas autorizaciones (como sucede, entre otras, en la Comunidad Valenciana y Cataluña, donde se regula la figura de la "licencia ambiental" y la "comunicación ambiental" que no tienen correspondencia en la normativa básica estatal).

2.2 EVOLUCIÓN DEL MARCO NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA

Poco después de producirse la segunda crisis internacional del petróleo, la promulgación de la Ley 82/1980, sobre conservación de energía, representó el punto de partida para el desarrollo de las energías renovables en nuestro país. Desde entonces, un abundante desarrollo normativo ha ido configurando un marco de apoyo sostenido a la implantación de estas fuentes de energía, que ha dado confianza a los inversores y ha permitido a las empresas promotoras y a los fabricantes de equipos disponer de la financiación necesaria para realizar fuertes inversiones y colocar a las energías renovables españolas en puestos de cabeza en el concierto mundial. La Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, estableció la liberalización del sector de la electricidad en España y fijó como objetivo para 2010 alcanzar un 12% del consumo de energía primaria a partir de fuentes renovables. La ley preveía, a tal fin, la elaboración de un Plan de Fomento de las Energías Renovables, que fue aprobado en diciembre de 1999. El Plan analizaba la situación y el potencial de estas energías y fijaba objetivos concretos para las diferentes tecnologías.

En 2005, cuando se estaba alejando la posibilidad de cumplir ese objetivo, el Gobierno aprobó un nuevo Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010 y un Plan de Acción para la mejora de la eficiencia energética, con la intención de aumentar la velocidad de crucero de implantación de estas fuentes y moderar el aumento de la demanda de energía. El PER 2005-2010 mantuvo el objetivo del 12% de energías renovables en el consumo de energía primaria para 2010 e incorporó dos nuevos objetivos para ese año: un 5,83% de biocarburantes en el consumo de gasolina y gasóleo en el transporte y una contribución mínima de las fuentes renovables al consumo bruto de electricidad del 29,4%.

Durante la última década, pero especialmente desde 2005, la aportación de las energías renovables no ha dejado de crecer en España, arropadas por un marco regulatorio que ha aportado estabilidad a su desarrollo.

Una de las claves para entender el éxito de España en el ámbito de las energías renovables radica en el sistema de apoyo elegido. Todos los países entienden que las energías renovables son limpias, principalmente autóctonas y prácticamente inagotables, lo que las libra en gran medida de los vaivenes de precios que caracterizan a los combustibles fósiles, y que pueden suponer auténticos quebraderos de cabeza para países tan dependientes de recursos externos como España, donde esa dependencia ronda el 80%.

A juzgar por los resultados obtenidos, puede decirse que la elección del modelo adecuado de retribución económica a la energía producida es, probablemente, la clave del éxito de las renovables para generación eléctrica. España ha elegido el apoyo al precio de venta de la electricidad renovable, bien mediante el cobro de una tarifa fija (diferente para cada tecnología), bien mediante la percepción de una prima que se añade al precio de mercado, para las instalaciones que opten por esta forma de venta. El esquema se enmarca dentro de los comúnmente denominados *"feed- in tariff"* y es básicamente el mismo sistema de países como Alemania o Dinamarca que, junto con España, dibujan los escenarios de éxito de las energías renovables. Las primas están justificadas por las ventajas estratégicas y ambientales de las renovables y pretenden garantizar una rentabilidad razonable de las inversiones mientras las curvas de aprendizaje y las economías de escala van colocando a las diferentes tecnologías en condiciones óptimas para pelear codo con codo con las fuentes convencionales.

Otra medida que ha tomado el Gobierno de España para la introducción de energías renovables que puede resultar trascendente es la obligación del uso de los biocarburantes en el transporte. Esta medida, recogida en la modificación de la Ley de Hidrocarburos en el año 2007 y desarrollada posteriormente en el año 2008, establece la obligación para todos los operadores y distribuidores de productos petrolíferos de acreditar en cómputo anual la incorporación de biocarburantes en un porcentaje mínimo de sus ventas. La obligación de uso ha permitido incrementar significativamente la contribución de los biocarburantes al consumo en el transporte durante los últimos años, que se elevará al 6,5% en 2012.

En junio de 2009 entró en vigor la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables. Esta Directiva establece objetivos nacionales vinculantes, que para España coinciden con los del conjunto de la Unión Europea (un 20% de consumo final bruto de energías renovables para 2020 y un 10% en transporte) e insiste en la integración de las renovables en otros sectores como la edificación y el urbanismo. Además, se hace un reconocimiento expreso de las externalidades positivas de estas fuentes (energías limpias y autóctonas) y se

garantiza la utilización, y el control, de los sistemas de apoyo por parte de los Estados Miembros, a fin de alcanzar los objetivos establecidos.

La Directiva forma parte del denominado Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático, que incluye como objetivos para el año 2020 el aumento de la contribución de las energías renovables hasta alcanzar un 20%, de una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero del 20% con respecto a los niveles de 1990, .y de una mejora del 20% de la eficiencia energética hasta el año 2020. Es el llamado paquete 20-20-20, que integra diferentes medidas para reducir la dependencia energética exterior de la Unión Europea y luchar contra el cambio climático. Por todo ello, los expertos consideran la Directiva de extraordinario valor para que las renovables sigan creciendo y ganando cuota de mercado.

Sin embargo, teniendo en cuenta las conclusiones adoptadas por los Jefes de Estado y de Gobierno de la Unión Europea, podría materializarse un aumento en el objetivo de reducción de GEI hasta alcanzar el 30% en 2020. En ese caso habrá que modificar los objetivos nacionales de reducción de estos gases y las políticas para conseguirlos, lo que podría suponer la revisión de los objetivos del PER.

2.3 BALANCE DEL PER 2005-2010

El ya finalizado Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010 tenía por objetivo mantener el compromiso de cubrir con fuentes renovables al menos el 12% del consumo total de energía en 2010. Asimismo, el PER 2005-2010 incorporó otros dos objetivos indicativos establecidos en sendas directivas comunitarias para el año 2010:

- 29,4% mínimo de generación eléctrica con renovables sobre el consumo nacional bruto de electricidad.
- 5,75% mínimo (5,83% en el desarrollo normativo posterior) de biocarburantes en relación con el consumo de gasolina y gasóleo en el transporte.

A continuación, podremos observar el grado de cumplimiento de estos objetivos a lo largo del periodo 2005-2010 y compararlo con la situación en el año base utilizado para la elaboración de este PER, el año 2004.

2.3.1 Energía renovable respecto a energía primaria

Contabilizando la evolución de todas las áreas renovables, la contribución de estas fuentes al balance nacional de energía primaria en 2010 resultó ser del 11,3%. La suma de todas las contribuciones renovables en 2010 ascendió a 14.892 ktep –casi 15 millones de tep- sobre una demanda primaria total de 131.728 ktep.

La contribución de energías renovables en 2010 en términos de energía primaria fue cubierta en cerca de dos terceras partes por energías renovables destinadas a la generación eléctrica, alrededor de un 26% mediante la utilización de recursos renovables para usos térmicos finales y cerca de un 10% por el consumo de biocarburantes en el transporte.

La tabla siguiente muestra la evolución seguida por el consumo de las diferentes fuentes renovables y por el consumo de energía en España, medidos en términos de energía primaria, desde 2004 hasta 2010.

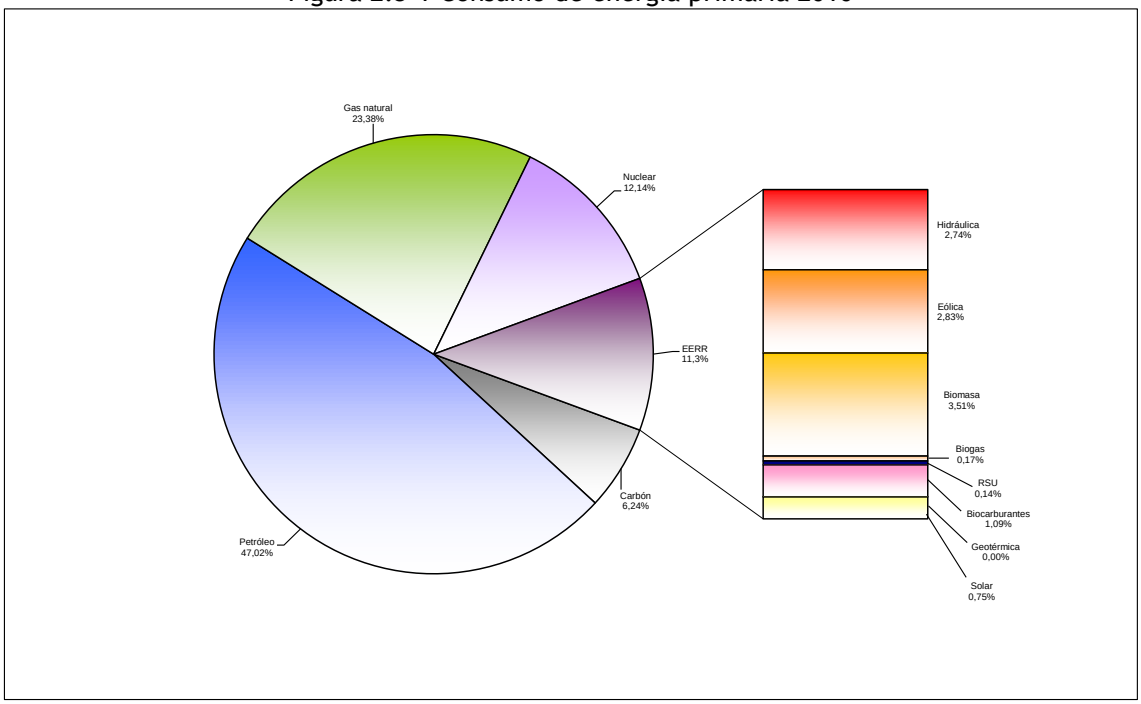
Tabla 2.3.1. Porcentaje de energías renovables sobre producción en términos de energía primaria

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Generación de electricidad							
Hidráulica	2.725	1.597	2.200	2.342	2.004	2.266	3.630
Biomasa	561	564	574	567	682	838	1.006
R.S.U.	244	124	166	203	256	249	183
Eólica	1.383	1.821	2.004	2.370	2.795	3.276	3.759
Solar fotovoltaica	2	4	10	43	219	511	540
Biogás (1)	231	156	151	153	144	156	186
Solar termoeléctrica	0	0	0	3	6	40	271
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**5.146**	**4.266**	**5.105**	**5.681**	**6.106**	**7.336**	**9.574**
Usos térmicos							
Biomasa	3.428	3.441	3.513	3.548	3.583	3.551	3.655
Biogás	28	27	62	62	26	29	34
Geotermia	8	4	4	4	4	4	4
Solar térmica de baja temperatura	53	61	73	93	129	156	183
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**3.517**	**3.533**	**3.652**	**3.707**	**3.742**	**3.740**	**3.876**
Biocarburantes (Transporte)							
TOTAL BIOCARBURANTES	**228**	**137**	**171**	**385**	**619**	**1.074**	**1.442**
TOTAL ENERGÍAS RENOVABLES	**8.891**	**7.936**	**8.928**	**9.774**	**10.468**	**12.151**	**14.892**
CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (ktep)	**141.985**	**145.535**	**144.132**	**147.043**	**142.338**	**130.505**	**131.728**
Energías Renovables/Energía Primaria (%)	**6,3**	**5,5**	**6,2**	**6,6**	**7,4**	**9,3**	**11,3**

Fuente: IDAE/MITyC

En el siguiente gráfico se puede ver la estructura por fuentes del consumo de energía primaria en el año 2010

Figura 2.3-1 Consumo de energía primaria 2010



Fuente: IDAE

Como se podía observar en la tabla anterior, en 2004 las energías renovables cubrían el 6,3% del consumo de energía primaria, por lo que durante el periodo de vigencia del PER 2005-2010, este porcentaje se ha visto incrementado en cinco puntos, hasta alcanzar el 11,3% señalado más arriba.

Si bien esta contribución ha sido ligeramente inferior al objetivo del PER del 12%, para llevar a cabo un adecuado balance y valoración del desarrollo experimentado por las energías renovables durante la vigencia del recientemente finalizado Plan de Energías Renovables, conviene tener en cuenta la evolución sectorial registrada por las diferentes energías renovables, así como ciertos aspectos metodológicos que se mencionan a continuación.

Durante estos años, ha habido un bajo crecimiento de la biomasa, tanto para usos térmicos como eléctricos, sin embargo se ha registrado un crecimiento del área fotovoltaica muy superior al previsto. Pero, la metodología internacionalmente usada para el cálculo de la energía primaria, penaliza las áreas de generación directa de electricidad (hidráulica, eólica y fotovoltaica), cuyos procesos de transformación a electricidad se considera tienen rendimientos del 100%, frente a las que incluyen procesos térmicos (entre ellas, la biomasa), que al tener rendimientos muy inferiores, requieren cantidades muy superiores de energía primaria para producir la misma electricidad.

Para ilustrar esa penalización consideremos el siguiente ejemplo: si la generación de electricidad que ha habido en 2010 en España con energía solar fotovoltaica, se hubiera producido en centrales de biomasa, su energía primaria asociada habría sido cerca de cinco veces mayor, y la contribución de las energías renovables al consumo de energía primaria habría resultado más de 1,5 puntos porcentuales superior al 11,3% registrado.

Precisamente, para resolver ese sesgo metodológico, la Directiva 2009/28, de energías renovables, ha establecido una nueva metodología para el cálculo de los objetivos a 2020 de contribución de las fuentes de energía renovables, y ésta se basa en el llamado consumo final bruto de energía. Pues bien, de acuerdo con esa nueva metodología, las energías renovables han representado el 13,2% del consumo final bruto de energía en 2010.

2.3.2 Objetivo de generación de electricidad con renovables

La generación de electricidad con fuentes de energía renovables ha experimentado un fuerte crecimiento durante la vigencia del PER 2005-2010, en especial en las áreas eólica, solar fotovoltaica y más recientemente en solar termoeléctrica, área esta última que se encuentra en pleno crecimiento.

En la tabla siguiente figura la generación de electricidad por fuentes en el periodo 2005-2010, con desglose para cada una de las energías renovables según los datos reales de producción, así como el porcentaje que representa la generación de electricidad de origen renovable sobre el consumo bruto de electricidad, calculado este porcentaje de dos formas distintas: a partir de los datos reales de producción, y a partir de valores medios normalizados para la generación hidroeléctrica y eólica. De acuerdo con los datos reales de producción, la aportación de electricidad de origen renovable al consumo bruto de electricidad en 2010, un año muy húmedo, fue de un 33,3%, frente al 17,9% de aportación que hubo en el año 2004.

Cabe destacar la variabilidad de este porcentaje en función, principalmente, del recurso hidroeléctrico. Es por ello que también se haya calculado este porcentaje considerando valores de producción medios para energía hidroeléctrica y eólica, utilizando la metodología de normalización que establece la Directiva 2009/28, en la que la generación hidráulica para el año de estudio se calcula considerando valores medios de los últimos quince años de producción, excluyendo la producción procedente de agua previamente bombeada aguas arriba, y la generación eólica se calcula a partir de los últimos cinco años de producción. De esta forma, el porcentaje de energías renovables sobre el consumo final bruto para el año 2010 fue del 29,2%, (frente al 18,5% de 2004).

Tabla 2.3.2. Generación y consumo bruto de electricidad en España

Generación y consumo bruto de electricidad en España							
	Datos reales de producción (GWh)						
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010*
Carbón	**80.639**	**81.458**	**69.850**	**74.666**	**49.892**	**36.864**	**25.493**
Nuclear	**63.606**	**57.539**	**60.126**	**55.102**	**58.971**	**52.761**	**61.788**
Gas natural	**56.556**	**82.819**	**94.706**	**98.272**	**122.964**	**109.565**	**96.216**
Productos petrolíferos	**22.427**	**24.261**	**22.203**	**21.591**	**21.219**	**20.074**	**16.517**
Energías renovables	**49.324**	**42.441**	**51.772**	**58.205**	**62.049**	**74.362**	**97.121**
- Hidroeléctrica (1)	30.957	18.573	25.582	27.230	23.301	26.353	42.215
- Eólica	16.193	21.175	23.297	27.568	32.496	38.091	43.708
- Fotovoltaica	54	41	119	501	2.541	5.939	6.279
- Termoeléctrica	0	0	0	8	16	103	691
- Biomasa, biogás, residuos domésticos y otras (2)	2.120	2.652	2.774	2.898	3.696	3.876	4.228
Generación hidroeléctrica procedente de bombeo (no renovable)	**2.885**	**4.452**	**3.940**	**3.289**	**2.817**	**2.831**	**3.106**
Total generación bruta	**277.881**	**292.970**	**302.597**	**311.125**	**317.912**	**296.457**	**300.241**
Saldo de intercambios (Imp.-Exp.)	-3.038	-1.344	-3.279	-5.751	-11.039	-8.106	-8.338
Consumo bruto	**274.843**	**291.626**	**299.318**	**305.374**	**306.873**	**288.351**	**291.903**
Renovables s/ Consumo bruto (%) (datos reales de producción año en curso)	***17,9***	***14,6***	***17,3***	***19,1***	***20,2***	***25,8***	***33,3***
Renovables s/ Consumo bruto (%) (año medio normalizado según metodología Directiva 2009/28)	***18,5***	***18,4***	***19,1***	***20,7***	***23,0***	***27,1***	***29,2***

(*): Datos provisionales

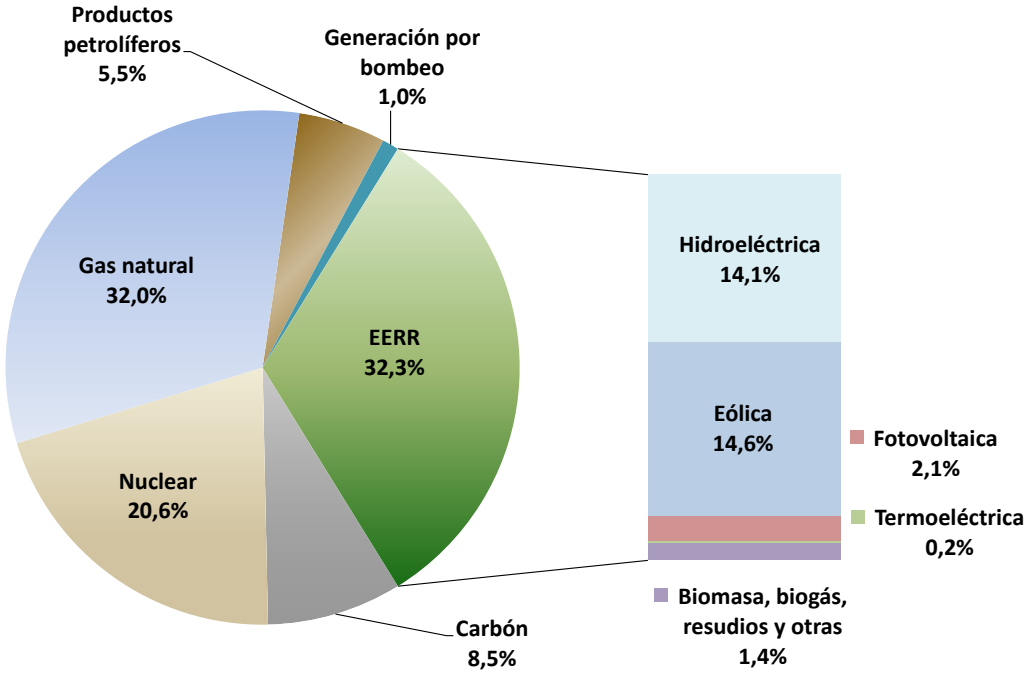
(1): No incluye la generación procedente de bombeo.

(2): Se incluyen 50% residuos domésticos

Fuente: IDAE/MITyC

La contribución de la electricidad renovable a la producción bruta de electricidad en España en 2010 fue de un 32,3% y su distribución por fuentes se puede observar en la siguiente figura. En relación a la contribución de electricidad renovable del 33,3% en 2010 que se observa en la tabla precedente, es conveniente aclarar que dicha contribución ha sido calculada de acuerdo a la metodología de establecimiento de objetivos del PER 2005-2010, esto es, sobre el consumo bruto de electricidad, el cual se calcula restando las exportaciones y sumando las importaciones de electricidad a la producción bruta. En la figura se puede ver que la producción asociada a las energías renovables superó a la producción nuclear, siendo la primera fuente en importancia, seguida de cerca por el gas natural y aventajando con creces a los productos petrolíferos y al carbón.

Figura 2.3.2. Estructura de producción eléctrica 2010



Fuente: IDAE

2.3.3 Consumo de biocarburantes respecto al consumo de gasolina y gasóleo en el transporte

En la tabla que se muestra a continuación se realiza un desglose en términos energéticos (millones de toneladas equivalentes de petróleo) del consumo de gasolinas, gasóleos y biocarburantes en el periodo 2004-2010.

Tabla 2.3.3. Porcentaje de consumo de biocarburantes en el sector de transporte

Datos referentes a la evolución del sector del transporte							
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo de gasolina ygGasóleo (Mtep)	***29,78***	***31,84***	***32,69***	***33,78***	***31,92***	***30,15***	***28,94***
Consumo de biocarburantes (Mtep)	***0,12***	***0,14***	***0,17***	***0,38***	***0,62***	***1,07***	***1,44***
Bioetanol	0,11	0,11	0,11	0,11	0,09	0,15	0,23
Biodiésel	0,01	0,02	0,06	0,27	0,53	0,92	1,22
Consumo total de carburantes (Mtep)	***29,89***	***31,97***	***32,86***	***34,17***	***32,54***	***31,22***	***30,38***
Consumo de biocarburantes s/(gasolina+gasóleo) (%)	***0,39***	***0,43***	***0,52***	***1,14***	***1,94***	***3,56***	***4,99***

Fuente: IDAE

Con objeto de asegurar que las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles lleguen al consumidor y por lo tanto incrementar el consumo de los biocarburantes, mediante la Ley 12/2007, de 2 de julio, se estableció una obligación de uso de biocarburantes, incluida como reforma de la Ley del Sector de Hidrocarburos. Esta obligación, que se ha desarrollado mediante la Orden Ministerial ITC/2877/2008, de 9 de octubre, pretende conseguir un uso mínimo obligatorio de biocarburantes en 2010 equivalente al objetivo establecido en el Plan de Energías Renovables para ese año. En la tabla siguiente se indica la evolución de la obligación de uso de biocarburantes de acuerdo con la reforma de la Ley anterior.

Tabla 2.3.4. objetivos del contenido en biocarburante como porcentaje del consumo en el sector transporte

	2008	2009	2010
Contenido de biocarburante, como porcentaje del consumo en el sector del transporte, medido en términos energéticos	1,9%	3,4%	5,83%

Fuente: IDAE

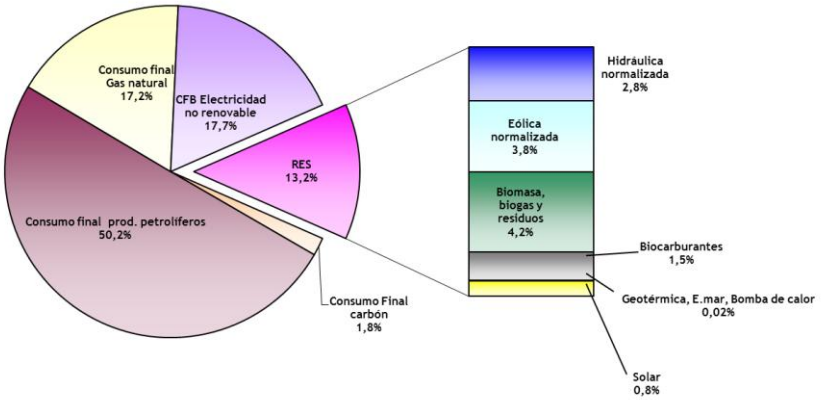
Gracias a la Orden Ministerial citada en el párrafo anterior, en los últimos años el consumo de biocarburantes en España siguió una senda de crecimiento constante, pasando de representar el 0,39% del consumo energético en el sector del transporte en 2004 al 4,99% en 2010 (el objetivo para 2010 era del 5,83%). No obstante, perviven importantes barreras a la comercialización de biocarburantes en España, que están ligadas principalmente al bajo desarrollo de los canales de logística y comercialización necesarios para que los consumidores puedan acceder a las mezclas de biocarburantes con carburantes fósiles.

2.3.4 Energía renovable respecto al consumo de energía final bruto de acuerdo a la nueva metodología contenida en la Directiva Europea sobre energías renovables

La Directiva establece una nueva metodología —basada en el llamado consumo final bruto— para el cálculo de la cuota global de energías renovables, que solventa el sesgo metodológico que existía en contra de las energías eólica, hidroeléctrica y solar fotovoltaica, al calcular la cuota de energías renovables sobre el consumo de energía primaria.

En el siguiente gráfico se realiza una estimación del porcentaje de energía renovable sobre el consumo de energía final bruto, calculado en un 13,2%, que muestra la situación actual respecto al objetivo nacional vinculante para 2020 de acuerdo con la propuesta de Directiva que en el caso de España es de un 20%.

Figura 2.3.3. Consumo final bruto de energía en 2010



Fuente: IDAE

En resumen, podemos decir que estos cinco años de vigencia del PER 2005-2010 se han caracterizado por:

- Un fuerte desarrollo global de las energías renovables.
- Crecimientos muy importantes en algunas áreas de generación de electricidad, como eólica y fotovoltaica, y en pleno crecimiento la solar termoeléctrica.
- Un elevado crecimiento de la capacidad de producción del sector de biocarburantes, aunque su industria afronta una coyuntura problemática.
- Un menor crecimiento que lo esperado de los usos térmicos y de la biomasa eléctrica.
- Serán necesarias nuevas actuaciones para alcanzar objetivos a 2020.

2.3.5 Análisis de los efectos derivados de la aplicación del PER 2005-2010 sobre el medio ambiente

En este punto se evalúa la reducción de emisiones de CO_2 asociada a la aplicación del PER 2005-2010. Cabe señalar que esta evaluación se corresponde con cálculos efectuados *ad hoc* para realizar el balance del mencionado plan, de acuerdo con la metodología que se describe, y no tiene por qué coincidir con los realizados con enfoques o bases contables distintos, y en particular con los correspondientes a los informes periódicos realizados en relación con la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

Aunque durante la elaboración del plan se hizo la hipótesis de que la nueva generación de electricidad con energías renovables sustituiría a la nueva generación con ciclos combinados a gas natural y, por tanto, se estimaron las emisiones a evitar por las áreas eléctricas del PER comparando con las emisiones asociadas a los mencionados ciclos combinados, los cambios en la estructura de generación eléctrica durante estos años muestran otra realidad, ya que se ha reducido de forma muy importante la producción de electricidad con carbón y, en menor medida, también con productos petrolíferos.

A lo largo del periodo 2005-2010, la producción de energía eléctrica a partir de fuentes fósiles ha disminuido, en el caso del carbón ha sido de un 68,4% y en los productos petrolíferos de un 26,35%.

La metodología de cálculo empleada para evaluar las emisiones evitadas de CO_2 ha sido diferente en función del sector de actividad considerado, de la naturaleza de la energía y del tipo de tecnología utilizada.

En el caso de generación eléctrica se ha asumido que de no haberse producido esa energía eléctrica con renovables, ésta se hubiese generado con centrales térmicas de carbón, centrales térmicas de productos petrolíferos y con centrales de ciclo combinado con gas natural.

Por tanto, para la actual evaluación de emisiones evitadas, las reducciones en la generación de electricidad con carbón y productos petrolíferos, se ha supuesto que ha sido sustituida tanto por ciclos combinados a gas natural, como por energías renovables, de forma proporcional a los crecimientos de unos y otras. Y para el resto del crecimiento de generación eléctrica con renovables (por encima del que ha sustituido a carbón y a productos petrolíferos), se ha supuesto que ha sustituido a

ciclos combinados a gas natural, evitando una mayor construcción de esas instalaciones.

Para las energías renovables térmicas, se ha analizado a qué combustible sustituirían las renovables y la energía sustituida se ha multiplicado por el coeficiente de emisión asociado a la fuente energética en cuestión.
Las emisiones evitadas en el año 2010 han sido 33,9 Mt de CO_2 (frente a los 27,3 Mt previstos en el PER) y a lo largo de todo el periodo de vigencia del plan han sido casi de 83 Mt de CO_2 (frente a los 77 Mt previstos). En las tablas siguientes se puede observar el detalle de esas emisiones.

Tabla 2.3.5. Emisiones de CO_2 evitadas en el año 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005-2010

EMISIONES DE CO_2 EVITADAS EN EL AÑO 2010 POR EL PLAN **Emisiones evitadas en el 2010 por el incremento de fuentes renovables entre 2005 - 2010**	
	Emisiones de CO_2 evitadas (t CO_2/año)
Energías Renovables - GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	
EERR sustituyen a CT carbón	24.574.272
EERR sustituyen a CT ppetrolíferos	2.041.677
EERR sustituyen a CCGT	2.403.954
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**29.019.902**
Energías Renovables - CALEFACCIÓN/ REFRIGERACIÓN	
Solar	405.242
Biomasa	515.762
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**921.004**
Biocarburantes - TRANSPORTES	
Biodiesel	3.710.418
Bioetanol	339.809
TOTAL ÁREA TRANSPORTE	**4.050.227**
TOTAL CO_2 evitado en el año 2010 (toneladas/año)	**33.991.133**

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

Tabla 2.3.6. Total acumulado entre 2005 y 2010 por el incremento de fuentes renovables a lo largo del plan

EMISIONES TOTALES DE CO_2 EVITADAS POR EL PLAN HASTA 2010 **Total acumulado entre 2005 y 2010 por el incremento de fuentes renovables a lo largo del Plan**	
	Emisiones de CO_2 evitadas (t CO_2/año)
Energías Renovables - GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD	
EERR sustituyen a CT carbón	48.482.763
EERR sustituyen a CT ppetrolíferos	3.011.373
EERR sustituyen a CCGT	19.486.556
TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS	**70.980.692**
Energías Renovables - CALEFACCIÓN/ REFRIGERACIÓN	
Solar	1.194.235
Biomasa	1.132.835
TOTAL ÁREAS TÉRMICAS	**2.327.070**
Biocarburantes - TRANSPORTES	
Biodiesel	9.113.640
Bioetanol	467.633
TOTAL ÁREA TRANSPORTE	**9.581.273**
TOTAL CO_2 evitado en el año 2010 (toneladas)	**82.889.035**

Fuente: Elaboración IDAE con metodología propia

En consecuencia, se estima que las instalaciones de energías renovables puestas en marcha en el periodo 2005-2010, el año 2010 supusieron evitar las emisiones del orden del 10% de las que se hubieran producido de no llevarse a cabo las mismas (último dato valor de emisiones disponible, referido a 2009: 367,5 millones de t).

3. ESCENARIOS EN EL HORIZONTE DEL AÑO 2020

Capítulo 3

En este capítulo se presentan los dos escenarios de evolución energética considerados para el periodo 2011-2020: el Escenario de Referencia, que se corresponde con un escenario que únicamente tiene en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta el año 2010, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012 y su Plan de Acción 2008-2012, y el Escenario de Eficiencia Energética Adicional, que contempla además nuevos ahorros desde el año 2011 derivados del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de julio de 2011, y que es el escenario al que se asocian los objetivos de este Plan de Energías Renovables.

Es necesario considerar que todo ejercicio de planificación requiere la elaboración de escenarios, y que estos llevan incorporadas diferentes hipótesis sobre un conjunto de variables consideradas exógenas, como los precios de las materias primas energéticas, la población, el crecimiento económico, o sobre las políticas sectoriales, como la de vivienda, la de residuos, la de transporte, etc. Por tanto, si durante el periodo de planificación se produjeran evoluciones significativamente diferentes de estas variables con respecto a las consideradas en los escenarios, podría ser necesaria su reformulación y, en su caso, revisión de objetivos —tal y como se recoge en el capítulo 13 de seguimiento y control—, a fin de asegurar el cumplimiento de los mismos para el año 2020.

En particular, los escenarios de demanda energética y de crecimiento económico están sujetos constantemente a revisión, tanto de las predicciones para los siguientes años, como de los balances pasados que efectivamente han tenido lugar, debido a que el proceso de elaboración de las estadísticas es iterativo y va perfeccionándose conforme se obtiene más información al respecto. Es por ello que para realizar un ejercicio de planificación a largo plazo es necesario fijar la información disponible en un momento determinado, para construir a partir de ella los escenarios de evolución hacia el futuro. Debido a la obligación de someter a un proceso de consulta pública la versión preliminar del Plan de Energías Renovables 2011-2020, junto a su Informe de Sostenibilidad Ambiental, los datos del balance de energía de 2010 y las hipótesis exógenas utilizadas toman como referencia los supuestos del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, aprobado por el Consejo de Ministros del 29 de julio de 2011.

Por lo que se refiere a las cifras de crecimiento económico incluidas en el PER para 2014 y a partir de 2015, difieren ligeramente de las previstas en el Programa de Estabilidad 2011-2014, siendo en el primer caso ligeramente inferiores (crecimiento del 2,4 frente al 2,6%) y en el segundo caso ligeramente superiores (2,4% frente a 2,1%). En consecuencia, de acuerdo con el resto de hipótesis, la demanda energética en el año 2020 sería un 1,6% menor a la prevista, y con ella la producción de energía renovable y la potencia necesaria para alcanzar los objetivos agregados señalados.

Sin duda, durante los próximos años no sólo las previsiones de escenarios variarán, sino que la evolución real de las macromagnitudes será diferente a la prevista inicialmente. Los escenarios energéticos descritos, incluida la producción y la potencia renovable, están asociados a la evolución de estas macromagnitudes. Por este motivo, en el capítulo 13 se incluyen los procedimientos de revisión para que, en el caso de que se produzcan evoluciones significativamente diferentes de las variables a las consideradas en los escenarios, se revisen los escenarios energéticos, incluida la potencia renovable necesaria para el cumplimiento de los objetivos.

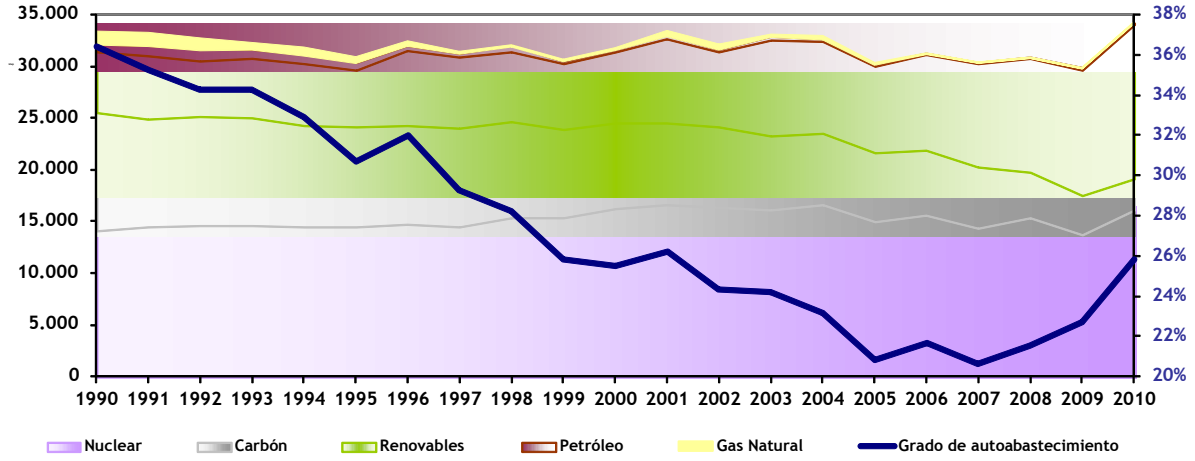
Pero antes de describir esos dos escenarios se presenta, en primer lugar, la evolución histórica y la situación energética en 2010 —año base—, así como los escenarios de precios de la energía y de CO_2 utilizados en esta planificación.

3.1 EVOLUCIÓN HISTÓRICA Y SITUACIÓN EN EL AÑO BASE 2010

3.1.1 Evolución de la producción de energía y grado de autoabastecimiento

España se caracteriza, desde un punto de vista energético, por presentar una estructura de consumo dominada por la presencia de productos petrolíferos, importados en su mayoría del exterior, lo que, junto a una reducida aportación de recursos autóctonos, ha contribuido a una elevada dependencia energética, del orden del 80%, superior a la media europea (55%) que se traduce en un reducido grado de autoabastecimiento.

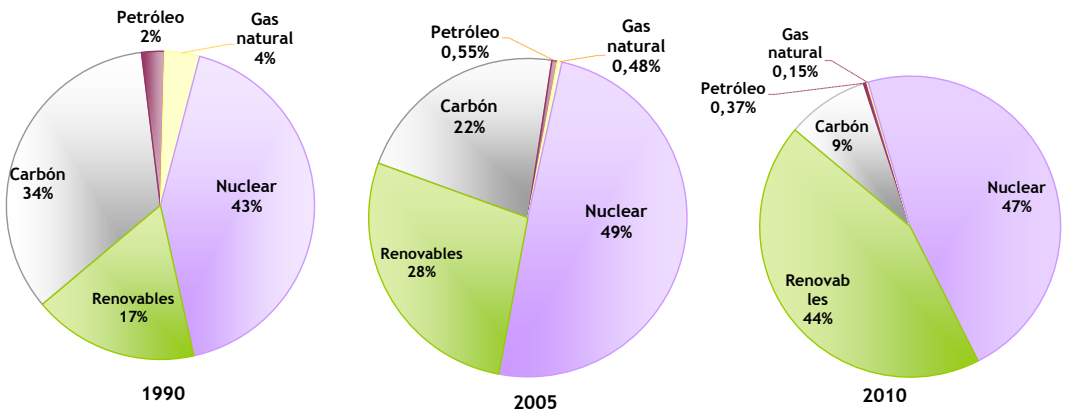
Figura 3.1.1. Evolución de la producción interior de energía y del grado de autoabastecimiento



Fuente: MITyC/IDAE

Esta situación experimenta un cierto cambio de tendencia a partir del año 2005, en el marco de las políticas actuales de planificación en materia de energías renovables y de eficiencia energética, que han posibilitado una mayor penetración de energías renovables en la cobertura a la demanda interior, y con ello, un aumento en el grado de autoabastecimiento, que en el año 2010 nos lleva a recuperar la situación existente once años atrás, en 1999, registrando un incremento en términos absolutos del 11,8% en la producción interior de la energía, lo que ha ido de la mano de la aportación renovable, que en dicho periodo ha experimentado un crecimiento del 137%, concentrándose la mitad de este crecimiento en los últimos cinco años, según se puede apreciar en la figura 3.1.2, donde se muestra la creciente representación actual de las fuentes de energías renovables. Si bien es un hecho que la dependencia energética nacional aún sigue siendo considerable, es incuestionable el efecto positivo que la intensificación y sinergia de las políticas antes mencionadas en las áreas de eficiencia energética y de renovables ha tenido en la mejora de nuestro grado de abastecimiento, al posibilitar una mayor cobertura, con recursos autóctonos, de la demanda energética nacional.

Figura 3.1.2. Evolución de la producción interior de energía por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

Es en el período comprendido entre 2005 y 2010 cuando los recursos autóctonos renovables experimentan un mayor impulso, con un incremento en su participación en la producción nacional de la energía equiparable al de los quince años precedentes.

3.1.2 Caracterización energética del consumo de energía primaria

Evolución y estructura del consumo de energía primaria

La demanda energética ha venido experimentando una tendencia al alza en las tres últimas décadas, a lo largo de las cuales han tenido lugar cuatro crisis económico – energéticas (1973, 1979, 1993 y 2008) a nivel mundial con impacto negativo en la actividad económica y en la demanda energética de la mayoría de los países desarrollados. No obstante, a primeros de los años 70, esta circunstancia sirvió de catalizador en la mayoría de los países occidentales para acometer políticas orientadas a la reducción de la dependencia energética y la mejora de la eficiencia en sus consumos. En España, esta reacción se manifestó con casi una década de retraso, hacia finales de la década de los 70, que repercutió en la reconversión industrial de mediados de los 80.

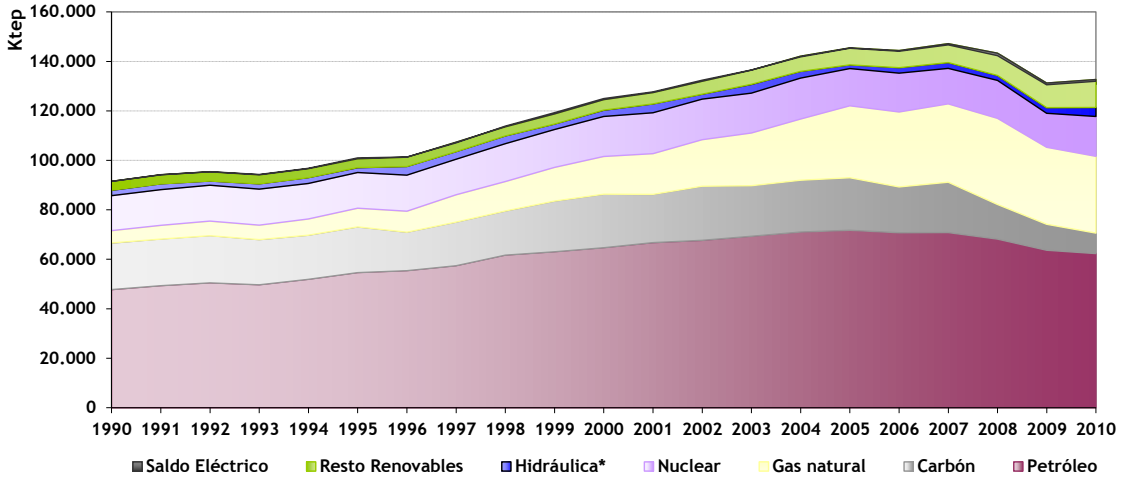
La posterior expansión económica de nuestro país, desde nuestra incorporación a la UE, trajo como consecuencia un incremento en la capacidad de poder adquisitivo que tuvo su reflejo en un mayor equipamiento automovilístico y doméstico, así como en un fuerte desarrollo del sector inmobiliario, factores, entre otros, que han sido decisivos en las tendencias al alza del consumo energético. Al inicio de la década de los 90, una nueva crisis, de carácter financiero, tuvo eco en una leve atenuación de la demanda energética. La evolución posterior mantuvo una tendencia ascendente hasta el año 2004, iniciándose a partir de entonces una nueva etapa en la evolución de la demanda energética, propiciada, entre otros, por la puesta en marcha de actuaciones al amparo de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 más estrictas en el área de la eficiencia energética. Este punto de inflexión marca una divergencia en la evolución del Producto Interior Bruto y de los consumos energéticos necesarios para el sostenimiento de la actividad económica.

Estos rasgos se mantienen en la actualidad, si bien se ha visto reforzados por el efecto de la crisis financiera internacional, iniciada hacia el segundo semestre del año 2008. En España, el efecto de esta crisis se evidencia a través de la experimentada en el sector de la construcción, que tradicionalmente ha constituido uno de los motores de la economía nacional. La crisis de este sector y, en general, de

la economía española, se ha visto acompañada de un descenso aún más acusado de la demanda energética, lo que permite confirmar la existencia de factores ligados a la eficiencia energética, ajenos y anteriores a esta crisis, que repercuten en la mejora de la intensidad energética.

Las tendencias actualmente observadas, véase la figura 3.1.3, presentan, por tanto, la sinergia de los efectos derivados de, una parte, del cambio registrado a partir del 2004 en la mejora de la eficiencia, y de otra, de la crisis, que conjuntamente inciden en un acusado descenso de la demanda energética. En consecuencia, con relación a todo lo anterior, a todos los efectos, cabe subrayar el carácter coyuntural y excepcional del año 2010, año base de referencia del nuevo *Plan de Energías Renovables 2011-2020*.

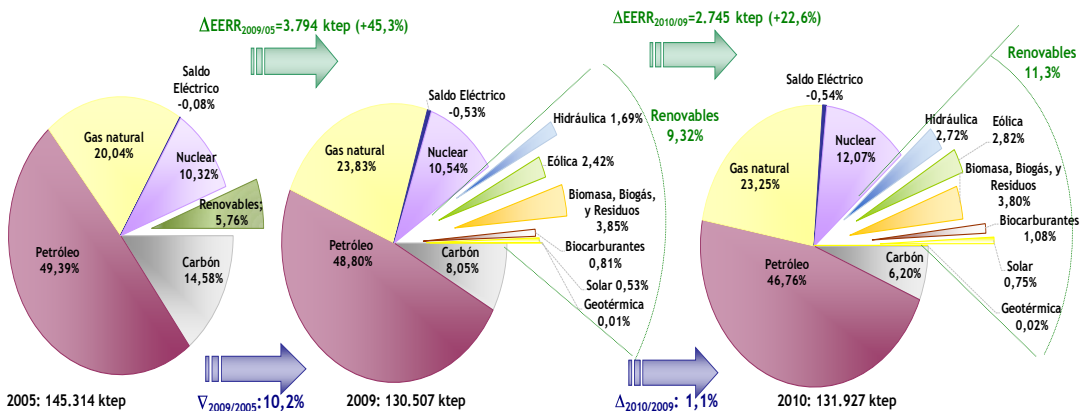
Figura 3.1.3. Evolución del consumo de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

La estructura de la demanda nacional de energía primaria, véase la figura 3.1.4, se ha venido transformando en las últimas décadas, si bien este cambio resulta más evidente a partir de la segunda mitad de los años 90, en que fuentes energéticas como las energías renovables y el gas natural han entrado con fuerza en escena, ganando terreno frente al carbón y petróleo, tradicionalmente más dominantes en nuestra cesta energética, lo que ha incidido en una mayor diversificación del abastecimiento energético.

Figura 3.1.4. Evolución de la estructura de consumo de energía primaria por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

Esto ha sido posible en gran parte por las actuaciones recogidas en las distintas *Planificaciones de los Sectores del Gas y Electricidad*, que han supuesto un mayor desarrollo de las infraestructuras energéticas necesarias para la integración de la nueva energía de origen renovable.

En el año 2010, el consumo de energía primaria en España fue de 131.927 ktep, lo que representa un leve incremento de consumo respecto a 2009, año en el que España registró una disminución record en la demanda del 8,3% respecto al año precedente. El periodo 2009-2010 representa una situación anómala causada por la crisis, lo que explica la fuerte caída en la demanda energética del año 2009 y la tímida recuperación posterior del año 2010. No obstante, en lo esencial, se mantiene la tendencia global de moderación de la demanda iniciada con posterioridad al año 2004.

En esta coyuntura marcada por la crisis que supone una alteración en el ritmo de la evolución de la demanda y de su estructura según fuentes energéticas, es una constante excepcional la trayectoria de las energías renovables, que constituyen las únicas fuentes cuya demanda no decae, manteniendo incrementos anuales superiores al 9% desde el año 2006, superando este umbral en 2009, e incluso duplicándolo en 2010, lo que ha supuesto un crecimiento del 23% en 2010 en la demanda de estos recursos. Esta situación ha llevado a una cobertura del 11,3% en la demanda de energía primaria, con un consumo absoluto de 14.910 ktep. A ello ha contribuido principalmente la energía eólica, los biocarburantes y la energía solar, que durante el año 2010 han dado muestras de una gran actividad, con incrementos respectivos en su consumo primario del 15, 34 y 41%.

El gran dinamismo mostrado con posterioridad al año 2005 en las áreas ligadas a los biocarburantes y a la energía solar, ha sido propiciado por el Plan de Energías Renovables, PER 2005-2010, lo que ha conducido a un cambio radical desde una participación marginal a una creciente visibilidad, especialmente en sectores como el transporte y la edificación, tanto en los ámbitos residencial como terciario. Esto último se ha visto reforzado por los avances experimentados en la legislación ligada a los edificios, además de por otras iniciativas paralelas recogidas por los Planes de Acción de la Estrategia E4.

Asimismo, en el transcurso de estos últimos años, otras variedades de aprovechamiento energético renovable, como la geotermia y especialmente la solar termoeléctrica, han empezado a cobrar entidad, si bien la participación de la primera es aún incipiente. No obstante, en términos absolutos, es la biomasa el recurso renovable más relevante, con más del 30% de toda la producción de energía primaria procedente de las energías renovables.

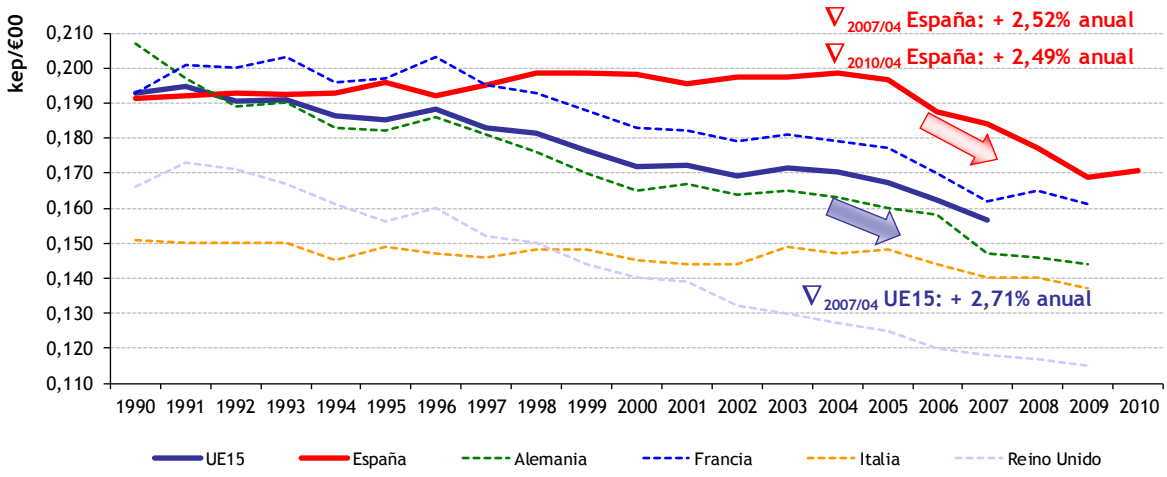
La trayectoria recorrida por los biocarburantes en nuestro país, unida a su carácter estratégico en cuanto a su doble contribución a la mitigación del cambio climático y a la reducción de la dependencia energética nacional, causada principalmente por la demanda de productos petrolíferos en el sector transporte, merece consideración especial. Mientras ha aumentado significativamente el consumo de estos carburantes de origen no fósil, hasta 1,4 millones de tep en 2010, que representan el 5% del consumo de gasolina y gasóleo del sector en ese año, la capacidad de producción ha crecido en nuestro país hasta cifras que triplican ese consumo.

Intensidad de la Energía Primaria

Un análisis similar de la evolución de la intensidad de la energía primaria permite constatar el efecto de las distintas crisis y políticas de reacción respectivas en este indicador. Un claro ejemplo son las actuaciones implementadas a finales de los 70, como reacción a la crisis energética del 79, que dieron como resultado una mejora en la intensidad energética. No obstante, esta mejora no duró mucho, volviendo a registrar un empeoramiento en el indicador tras la posterior recuperación y expansión económica. Esta situación continuó durante la década de los 90, y hasta principios del nuevo siglo, mostrando una divergencia creciente respecto a la tendencia media observada en el conjunto de la UE. El año 2004 marca un nuevo hito, al romperse la tendencia anterior debido a la confluencia de efectos estructurales y otros de naturaleza tecnológica, que conducen a una mejora de la intensidad de energía primaria.

Desde entonces, se ha venido registrando una mejora continua, que perdura en la actualidad, viéndose reforzada por la coyuntura de la crisis, lo que ha llevado a una reducción en 2009 del 4,77% en el indicador mencionado, resultado de la acusada disminución de la demanda de la energía primaria, por encima de la del Producto Interior Bruto (PIB), quien, a su vez, en 2009 ha registrado una caída del 3,7% como resultado de la menor actividad económica ocasionada por la crisis. Actualmente, el periodo transitorio que se viene produciendo a posteriori ha supuesto un leve incremento de la demanda y una ralentización en la caída del PIB, circunstancia que ha llevado a un leve empeoramiento del 1,2%, que en principio, parece ser coyuntural, sin afectar en lo esencial a la tendencia general iniciada hace cinco años.

Figura 3.1.5. Evolución de la intensidad primaria en España y la UE



Fuente: EnR/IDAE

Como balance global del periodo 2009-2010, el descenso más acusado en la demanda de energía primaria parece indicar la existencia de factores que, independientes a la

crisis, desde el año 2004 vienen ejerciendo una influencia positiva en la mejora de la intensidad energética. Entre estos factores destaca la incorporación al mix energético de tecnologías de generación más eficientes —renovables, cogeneración y ciclos combinados. Esta situación ha llevado, desde entonces, a una reducción acumulada del 15% en el consumo energético necesario para la obtención de una unidad de PIB.

Por otra parte, es a partir del momento señalado cuando se comienza a apreciar una progresiva convergencia en la evolución del indicador nacional de intensidad de energía primaria respecto al correspondiente a la media europea, según se indica en la figura 3.1.6, lo que indica una aproximación en las tendencias registradas en los últimos años en cuanto a mejora de la eficiencia energética a nivel de la media europea, y de países de nuestro entorno.

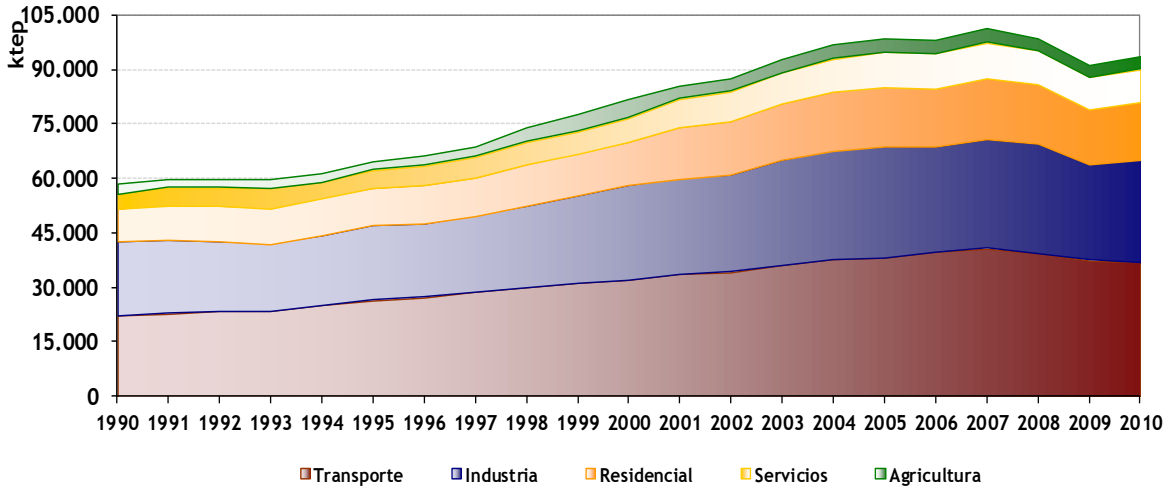
En un contexto como el actual marcado por la incertidumbre, cabe esperar que la crisis actúe como elemento catalizador estimulando cambios necesarios orientados a mejoras potenciales en la eficiencia y ahorro energético, que a más largo plazo supondrán un ahorro económico y mejora en la competitividad de nuestra economía.

3.1.3 Caracterización energética y sectorial del consumo de energía final

Evolución y estructura del consumo de energía final

Respecto al consumo de energía final, la evolución ha seguido una tendencia similar a la observada en la energía primaria, véase la figura 3.1.7, manifestando de igual modo una tendencia a la estabilización y contracción en la demanda a partir del año 2004, así como el efecto de la actual crisis en el periodo 2009-2010.

Figura 3.1.6 Evolución del consumo final de energía por sectores



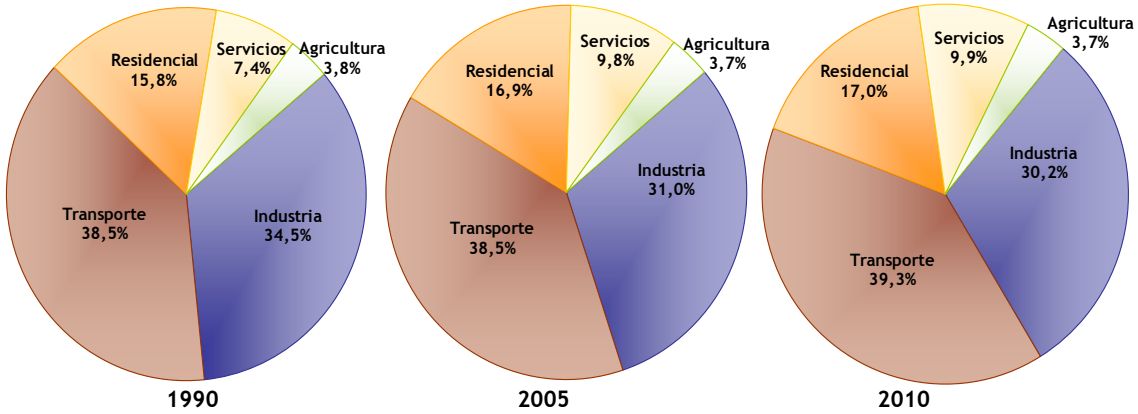
Nota: Sectorización 2010 provisional.

Fuente: MITyC/IDAE

Atendiendo a la distribución sectorial de la demanda, véase la figura 3.1.8, el sector transporte es el mayor consumidor, con el 39,3% del consumo final total, principalmente basado en productos petrolíferos, lo que en gran parte determina la elevada dependencia energética nacional. El siguiente orden de magnitud lo presenta la industria, con un 30,2% del consumo, a la que siguen los sectores de usos diversos,

entre los que destacan el creciente protagonismo de los sectores residencial y servicios.

Figura 3.1.7. Evolución de la estructura sectorial de la demanda de energía final

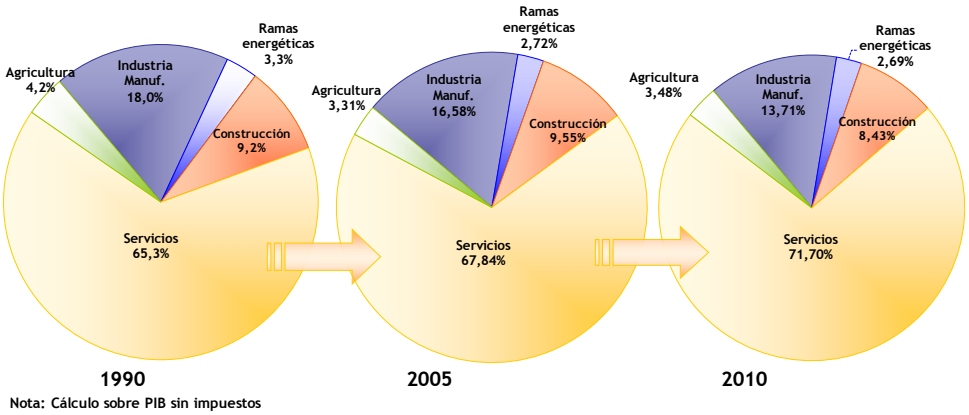


Nota: Sectorización 2010 provisional.

Fuente: MITyC/IDAE

En particular, la expansión del sector servicios, especialmente vinculado al turismo, con su impacto en la demanda energética y en la productividad nacional, contribuye a reforzar el fenómeno iniciado en los 70 de terciarización de la economía española, véase la figura 3.1.9, lo que actúa como factor amortiguador de la intensidad energética a nivel global. Esto es así dada su elevada aportación al Producto Interior Bruto, seis veces superior a la correspondiente contribución a la demanda energética total.

Figura 3.1.8. Evolución de la estructura sectorial del PIB



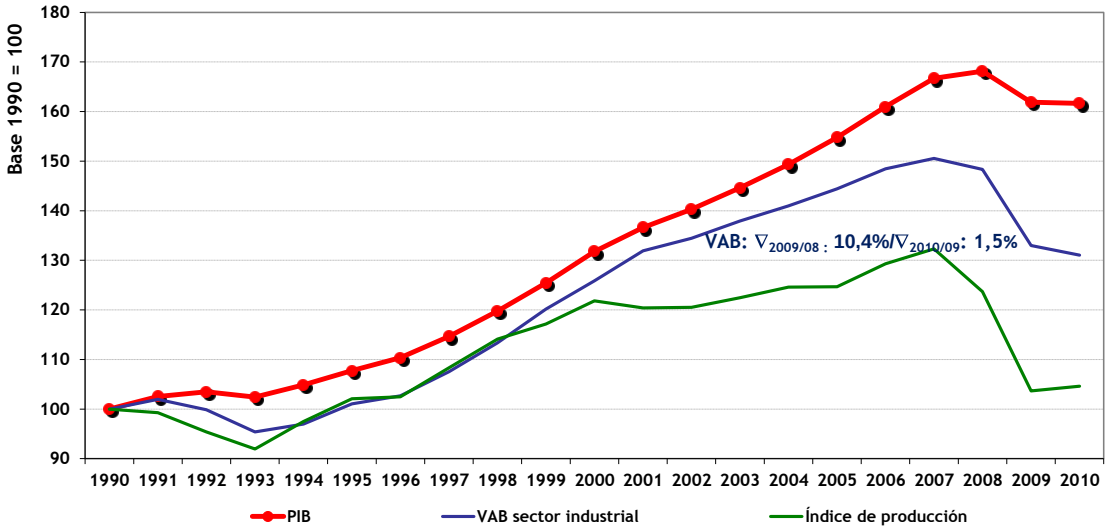
Nota: Cálculo sobre PIB sin impuestos

Fuente: INE/IDAE

En la actualidad, en lo esencial las tendencias sectoriales se mantienen, si bien la industria, especialmente los sectores de la construcción y de la automoción, ha resultado especialmente afectada por la crisis, véase la figura 3.1.9, experimentando un fuerte retroceso en su actividad económica en 2009, visible a través de las caídas del 16,2% en su *Índice de Producción Industrial (IPI)* y del 10,4% en el *Valor Añadido*

Bruto, por encima de la caída del PIB, lo que en definitiva repercute en una mayor terciarización. La tendencia actual apunta a una tímida recuperación, igualmente manifiesta a través de los indicadores antes mencionados, si bien el efecto de la crisis es aún persistente, especialmente en el sector industria.

Figura 3.1.9. Evolución de la actividad industrial



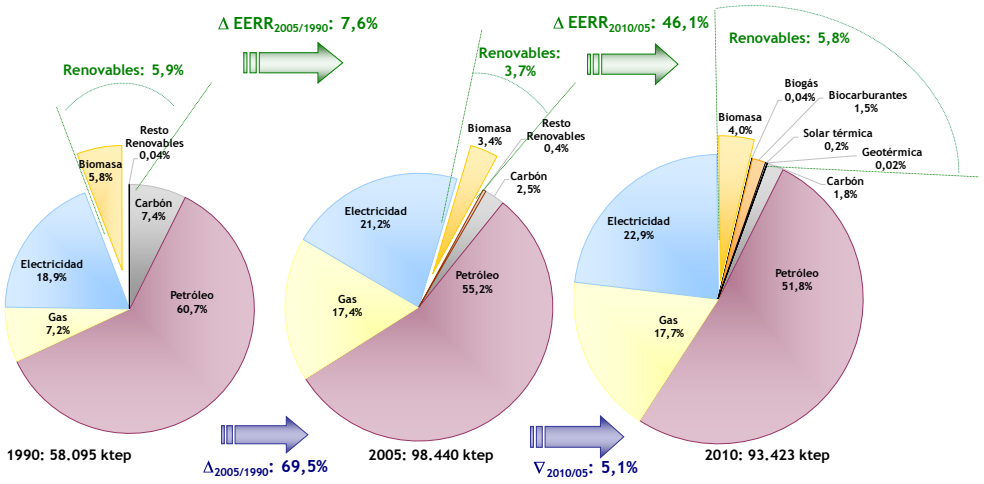
Fuente: INE/IDAE

No obstante lo anterior, la estructura sectorial del consumo de energía final apenas presenta cambios, dado que en el contexto coyuntural de la actual crisis todos los sectores de uso final han moderado su demanda energética, lo que, en términos relativos, se traduce en una cierta estabilidad en cuanto a la participación de los distintos sectores en la demanda energética.

Una valoración de la evolución del consumo energético desglosado según fuentes energéticas permite observar, véase la figura 3.1.10, nuevamente una aceleración en la demanda de los recursos renovables a lo largo de los últimos cinco años. Ello obedece a una apuesta decidida a favor de una mayor incorporación de estos recursos en nuestra cesta energética, especialmente a partir del 2005, así como a una mayor moderación en la demanda por parte de los sectores consumidores, resultado de actuaciones como las enmarcadas dentro de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012.

Así, el crecimiento del consumo de las fuentes de energía renovables en el periodo 2005-2010 sextuplica al existente en los quince años precedentes, lo cual unido a la evolución de la demanda energética global, sitúa las energías renovables en una posición cada vez más destacada, tanto en términos absolutos como en la cobertura a la demanda. Esta circunstancia convierte al año 2005 en un hito en el análisis de la evolución de las energías renovables.

Figura 3.1.10. Evolución de la estructura de consumo de energía final por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

En el año 2010, el consumo de energía final ha experimentado un incremento del 2,8% respecto al año 2009, en el cual la demanda retrocedió un 7,7%. Esta recuperación se manifiesta prácticamente en todas las fuentes energéticas, a excepción de los productos petrolíferos, cuya demanda continua disminuyendo como resultado, principalmente, de la desaceleración del sector transporte.

De manera análoga al análisis anterior en términos de energía primaria, cabe destacar la contribución favorable de las energías renovables, siendo las únicas fuentes que mantienen en todo momento una tendencia al alza, representando la demanda térmica de estas fuentes cerca del 6% de la demanda total, lo que triplica la contribución del carbón a la demanda final. Como ya se comentó con anterioridad, la buena evolución registrada en las energías renovables ha sido impulsada por las demandas de los sectores de transporte y edificios, especialmente en los ámbitos ligados al sector residencial.

Un análisis detallado de la demanda sectorial de la energía permite destacar a la industria, al ser el sector que mayor sensibilidad muestra al efecto de la crisis, como se desprende de la información disponible al 2009 sobre la estructura del consumo de energía final según fuentes y sectores.

Dado el carácter singular de dicho año, merece una especial consideración. Así, en dicho año, en un contexto generalizado de moderación de la demanda energética, este sector es el que mayor contracción ha experimentado, disminuyendo su demanda en 2009 un 12,5%, muy por encima a lo observado en el conjunto de los sectores de uso final. Esto responde, como ya se ha mencionado, a la mayor sensibilidad de este sector a la crisis, debido en parte a la estructura de la industria nacional, donde se integran ramas relacionadas con la industria de la construcción, que como es sabido ha constituido el motor de nuestra economía.

Tabla 3.1.1. Estructura de consumo de energía final por sectores y fuentes energéticas en 2009

	Estructura (%) de Consumo por Fuentes y Sectores					TOTAL (ktep)	Δ 2009/08 (%)					
	Carbón	Petróleo	Gases	Energías Renovables	Energía Eléctrica		TOTAL	Carbón	Petróleo	Gases	Energías Renovables	Energía Eléctrica
Industria	5,5%	15,2%	40,2%	6,0%	33,0%	26.468	-12,5%	-30,5%	-11,5%	-14,5%	-4,5%	-9,3%
Transporte	--	95,9%	--	2,8%	1,3%	37.464	-4,7%	--	-6,0%	--	73,1%	-0,8%
Usos Diversos	0,1%	32,2%	15,7%	8,6%	43,4%	26.975	-6,6%	5,0%	-10,3%	-6,2%	2,3%	-2,9%
Residencial	*0,1%*	*29,5%*	*22,1%*	*14,2%*	*34,0%*	*15.754*	*-4,2%*	*2,7%*	*-10,9%*	*-6,1%*	*2,0%*	*-2,9%*
Servicios	*0,04%*	*21,7%*	*7,3%*	*1,4%*	*69,6%*	*9.150*	*-2,9%*	*17,1%*	*-7,8%*	*-6,2%*	*1,9%*	*-2,9%*
Agricultura	*--*	*76,1%*	*8,5%*	*1,4%*	*14,0%*	*3.155*	*-8,2%*	*--*	*-11,3%*	*-6,1%*	*19,3%*	*-3,0%*
TOTAL (ktep)	1.427	49.032	14.639	4.828	20.980	90.906	-7,7%	-31,4%	-7,3%	-13,2%	10,4%	-5,7%

Fuente: MITyC/IDAE. Datos provisionales

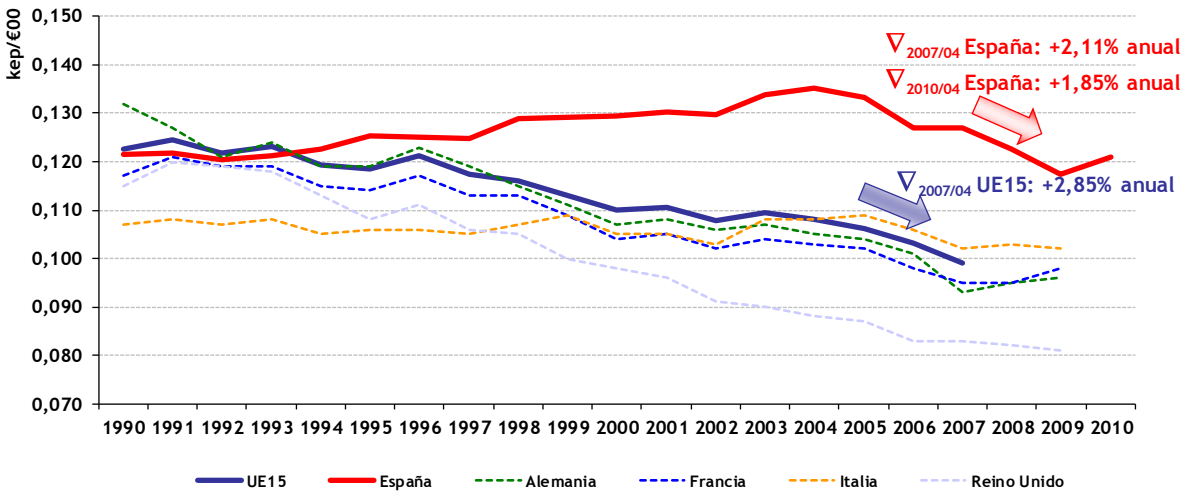
En general, la crisis ha provocado un freno en la producción ligada a todas las vertientes de la actividad de este sector, y de manera muy especial, en la de las ramas vinculadas a la industria de la construcción, como los minerales no metálicos y la siderurgia, además de en otras como la química, quienes conjuntamente representan más del 50% de toda la demanda energética de este sector. Por otra parte, estos sub-sectores se caracterizan por una elevada demanda de productos petrolíferos y de gas natural, equivalente a dos tercios de la demanda global de estas fuentes energéticas por parte de la industria. El impacto de la crisis, sobre todo en los citados sub-sectores de la industria, se ha traducido en una importante disminución del consumo del petróleo y de gas, lo que explica, si no todo, gran parte del retroceso registrado en 2009 en la demanda global de estos productos energéticos.

Otro sector crítico, con repercusión en la demanda energética nacional, es el transporte, dada su alta dependencia de recursos fósiles, así como la complejidad asociada a su naturaleza atomizada y vinculación a otros sectores de actividad económica, como la industria, comercio y turismo, todo ello sin olvidar su elevado impacto medioambiental. Este sector, al igual que la industria, se ha visto muy afectado por la crisis durante el año 2009, registrando una menor movilidad ligada sobre todo al transporte de mercancías en carretera, modo donde se absorbe el grueso del consumo de productos petrolíferos tanto a nivel del transporte como a nivel global. Esto explica la reducción del 6% de la demanda de petróleo en este sector en 2009, reforzándose el efecto negativo de la crisis industrial sobre estos combustibles.

Intensidad de la energía final

Al igual que ocurre en el balance al 2010 de la intensidad de energía primaria, este contexto ha ocasionado un comportamiento algo anómalo y errático en la intensidad en términos de energía final, con una disminución del 3,9% en 2009 seguida de un incremento posterior del 2,4% en 2010. Remontándose a las últimas dos décadas, la tendencia seguida por la intensidad de energía final ha sido paralela a la del indicador homólogo de intensidad primaria, mostrando una mayor convergencia con la media europea con posterioridad al año 2004.

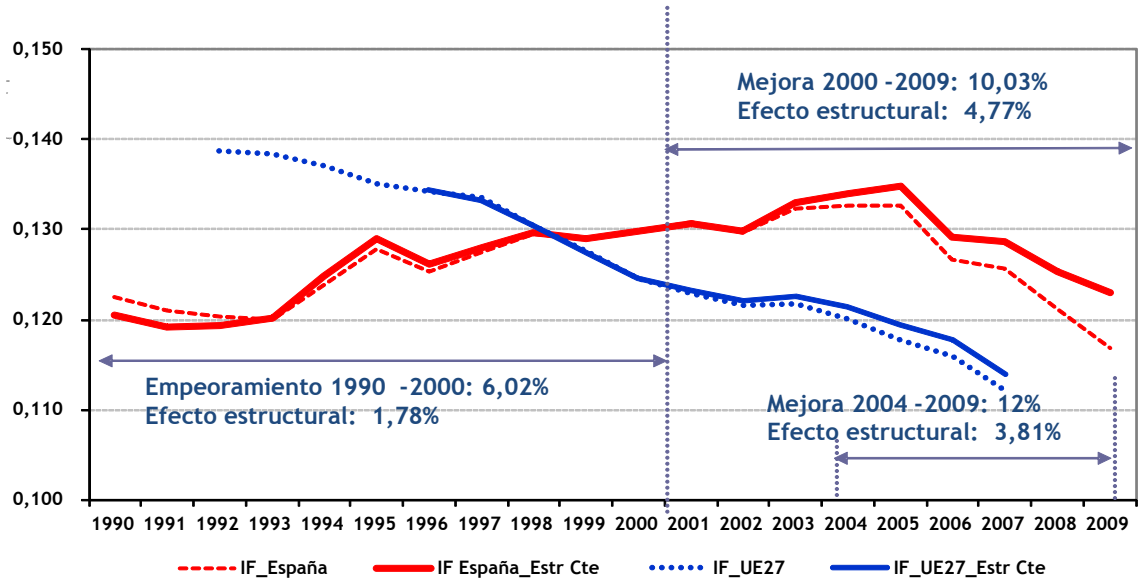
Figura 3.1.11. Evolución de la intensidad final en España y la UE



Fuente: EnR/IDAE

La mejora observada no sólo obedece a la crisis, ya que con anterioridad al inicio de la misma se han venido identificando mejoras en la intensidad impulsadas por políticas de eficiencia en el uso final de la energía, mejoras tecnológicas y cambios estructurales. Estos fenómenos siguen ejerciendo un impacto positivo en la mejora de la intensidad energética, aún en el contexto de la crisis, como se desprende de la evolución de la demanda energética, por debajo del de la productividad económica. Esto último se constata a partir de la observación de la evolución del indicador de intensidad final en España con correcciones climáticas y a estructura constante, lo que permite diferenciar el efecto de distintos factores en la mejora registrada en la intensidad energética en los últimos años.

Figura 3.1.12. Evolución de la intensidad final a estructura constante con correcciones climáticas



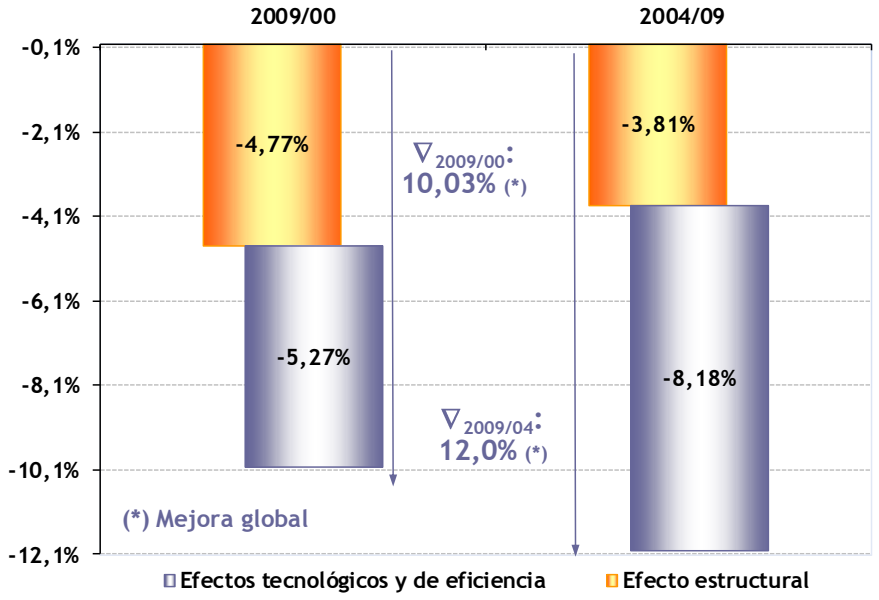
Nota: Intensidades con corrección climática

Fuente: EnR/IDAE

Del análisis diferenciado de los distintos factores determinantes de la mejora de la intensidad, se puede inferir, véase la figura 3.1.13, el efecto favorable de la sinergia

de distintos factores, destacando la importancia que la tecnología y eficiencia energética parecen adquirir en los últimos años.

Figura 3.1.13. Evolución de la intensidad final a estructura constante

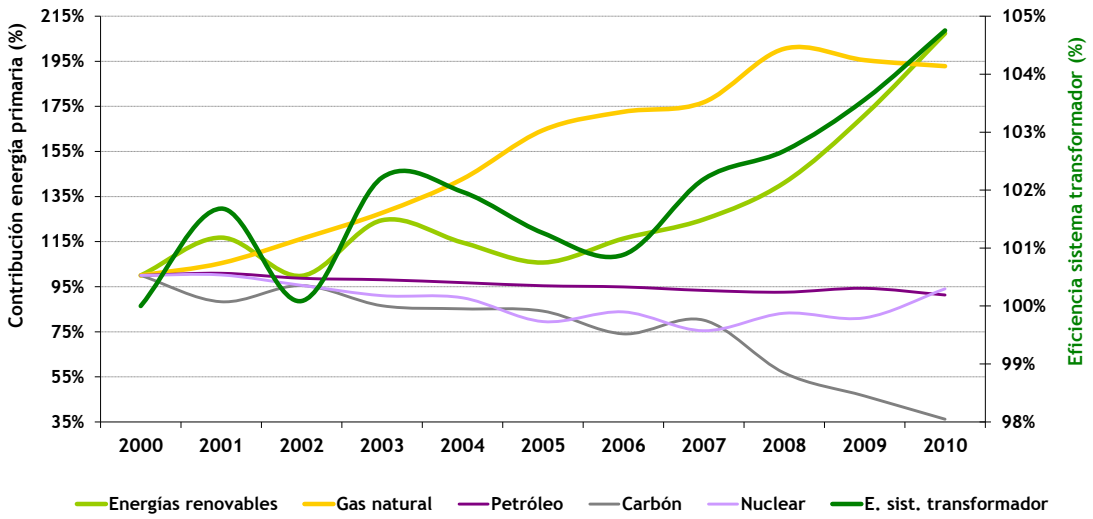


Nota: Intensidades con corrección climática

Fuente: EnR/INE/IDAE

En definitiva, la participación progresiva en el mix energético de las energías renovables, junto al gas natural, unida a políticas de eficiencia en el consumo de energía final, ha supuesto una contribución positiva en la mejora de eficiencia de nuestro sistema transformador, expresada ésta como la relación entre las demandas totales de energía final y primaria.

Figura 3.1.14. Efecto de las energías renovables en el sistema transformador



Fuente: MITyC/IDAE

Prueba de ello es la correlación que parece existir en la evolución de la contribución de estas fuentes a la demanda de energía primaria y la mejora de la eficiencia del sistema transformador. Así, el mayor rendimiento asociado a las tecnologías de generación eléctrica basadas en energías renovables y gas natural —cogeneración y ciclos combinados— y la participación progresiva de estas tecnologías en el mix energético, ha llevado a una reducción en las necesidades de energía primaria, potenciada asimismo por la moderación en la demanda final de la energía derivada de actuaciones en eficiencia energética orientadas a los sectores consumidores de energía final.

3.1.4 Consumo final bruto de energía

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, a la vez que fija los objetivos a alcanzar por la Unión Europea (UE) en el año 2020 —tanto globales, como en el sector transporte— y los objetivos obligatorios y trayectorias indicativas para cada uno de los Estados miembros, establece una metodología para el cálculo de su cumplimiento, introduciendo el concepto de consumo final bruto de energía, sobre el que se calcula el objetivo global del 20% de participación de las energías renovables en ese año. El mismo objetivo para el caso particular de España que para el conjunto de la UE.

La Directiva define el consumo final bruto de energía como "los productos energéticos suministrados con fines energéticos a la industria, el transporte, los hogares, los servicios, incluidos los servicios públicos, la agricultura, la silvicultura y la pesca, incluido el consumo de electricidad y calor por la rama de energía para la producción de electricidad y calor e incluidas las pérdidas de electricidad y calor en la distribución y el transporte". En el capítulo 5 del presente documento se tratan con más detalle los distintos conceptos y metodología para el cálculo de los objetivos.

En lo que respecta a España, la situación de las energías renovables en 2010, año base para la elaboración de este Plan de Energías Renovables, alcanza el 13,2% del consumo final bruto de energía, valor de partida que sirve como referencia de cara al cumplimiento del objetivo nacional del 20% en 2020. En la tabla 3.1.2, en la que aparece la evolución de ese porcentaje desde 2005, se puede apreciar el fuerte crecimiento experimentado por las energías renovables durante los últimos años, con un incremento del orden del 60% de la cuota renovable en el periodo indicado.

Tabla 3.1.2. Consumo final bruto de energías renovables según la metodología de la Directiva de renovables

Consumo final de energías renovables (ktep)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Energías renovables para generación eléctrica (Art. 5.1.A)	3.590	4.479	5.006	5.328	6.395	8.352
Energías renovables para calefacción/refrigeración (Art. 5.1.B)	3.541	3.660	3.716	3.755	3.755	3.933
Energías renovables en transporte (Art. 5.1.C)	137	171	385	619	1.074	1.442
TOTAL renovables	7.268	8.310	9.107	9.703	11.223	13.728
TOTAL renovables_corrección según la Directiva 2009/28/CE	8.302	8.754	9.526	10.434	11.571	12.698

Consumo de energía final (ktep)	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Consumo de energía bruta final (Art. 5.6)	*101.719*	*100.995*	*104.540*	*101.804*	*94.027*	*96.382*
% Energías renovables/ consumo de energía bruta final	*8,16%*	*8,67%*	*9,11%*	*10,25%*	*12,31%*	*13,17%*

Fuente: MITyC/IDAE

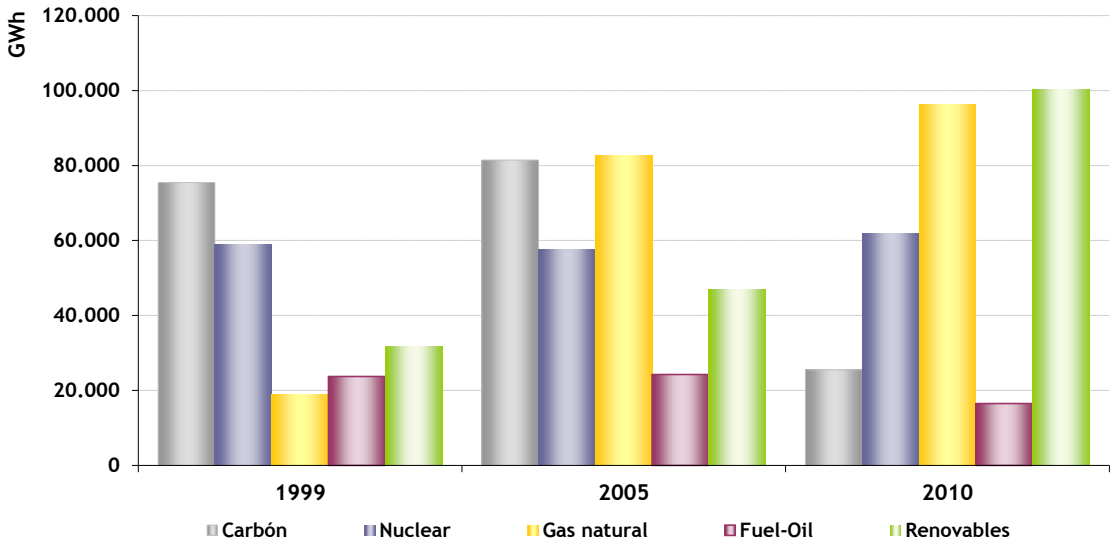
El esfuerzo realizado en materia de energías renovables se ha dirigido principalmente a las áreas eléctricas que actualmente representan alrededor del 65% de la cobertura renovable a la demanda de energía final bruta. Con respecto a la demanda energética en transporte, es de destacar el progreso efectuado en los últimos cinco años, a lo largo de los cuales se ha multiplicado por diez su consumo, con el consecuente desplazamiento y sustitución de carburantes fósiles.

El camino a recorrer hasta el 2020 pasa por continuar el esfuerzo ya emprendido, así como por potenciar aquellas áreas, como las térmicas, donde queda margen para la mejora, algo a lo que contribuirá la legislación de edificios en cuanto al establecimiento de normas y obligaciones en materia de requisitos mínimos para el aprovechamiento de energías renovables en edificios nuevos y rehabilitados, abriendo paso a la incorporación de nuevas fuentes y tecnologías como la geotermia, las bombas de calor, etc.

3.1.5 Evolución al 2010 del mix de generación eléctrica

La generación eléctrica nacional ha experimentado una importante transformación desde finales de los años 90, véase la figura 3.1.15, a lo que ha contribuido la progresiva penetración del gas natural, principalmente en centrales de ciclo combinado y en cogeneración, además de las energías renovables, cuya cobertura evoluciona al alza, representando en la actualidad más del 32% de la producción eléctrica nacional.

Figura 3.1.15. Participación de las fuentes de energía en la generación eléctrica

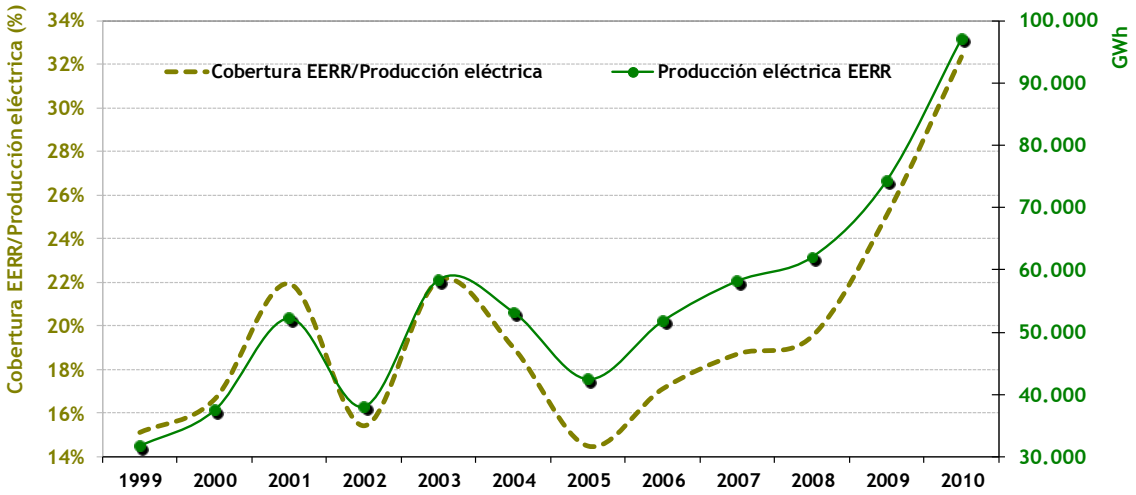


Nota: Bombeo excluido de la producción eléctrica a partir de 2005

Fuente: MITyC/IDAE

En los últimos años, la generación eléctrica renovable ha evolucionado de manera muy favorable, véase la figura 3.1.16, ganando terreno progresivamente frente a fuentes tradicionales de generación eléctrica, tal y como ya ocurre con el carbón y la energía nuclear, superando la producción de estas fuentes desde el año 2006, lo que constituye un hito en la historia de las energías renovables, especialmente en lo relativo a la producción nuclear.

Figura 3.1.16. Evolución de producción eléctrica renovable en el mix eléctrico

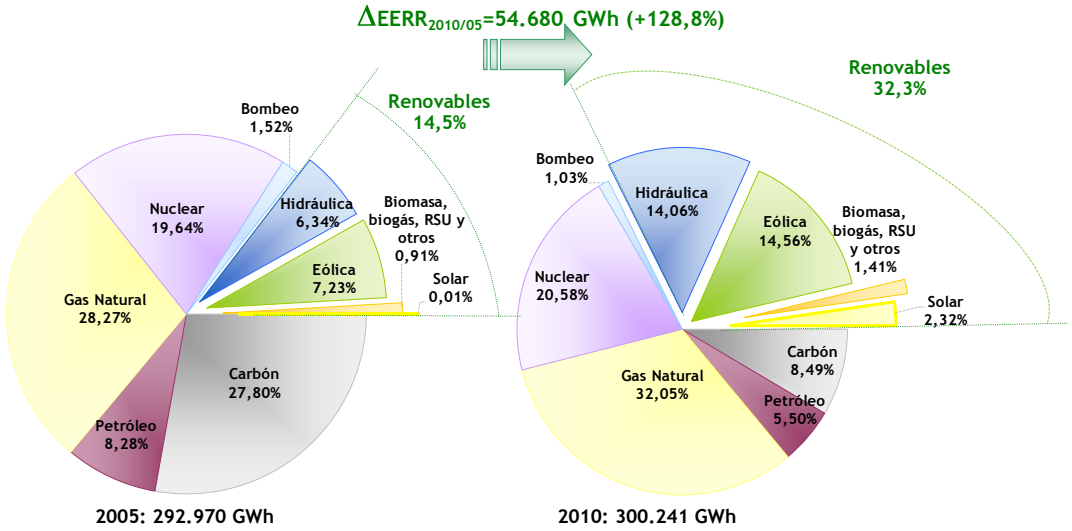


Nota: Bombeo excluido de la producción eléctrica renovable a partir de 2005

Fuente: MITyC/IDAE

Es importante destacar el crecimiento registrado desde el 2005 en la producción eléctrica renovable, tanto en términos absolutos como relativos, véase la figura 3.1.15. Así, la producción se ha incrementado en un 128,8%, a un ritmo medio anual del 18%. Esto se ha traducido en un crecimiento similar en cuanto a su cobertura a la demanda eléctrica, a una tasa media anual del orden del 17,4% en el periodo 2005-2010. Ninguna otra fuente energética presenta una evolución similar. Esta situación ha sido posible a pesar de la intermitencia inherente a la producción eléctrica renovable que afecta especialmente a la producción hidroeléctrica, que supone más del 40% de la producción eléctrica renovable.

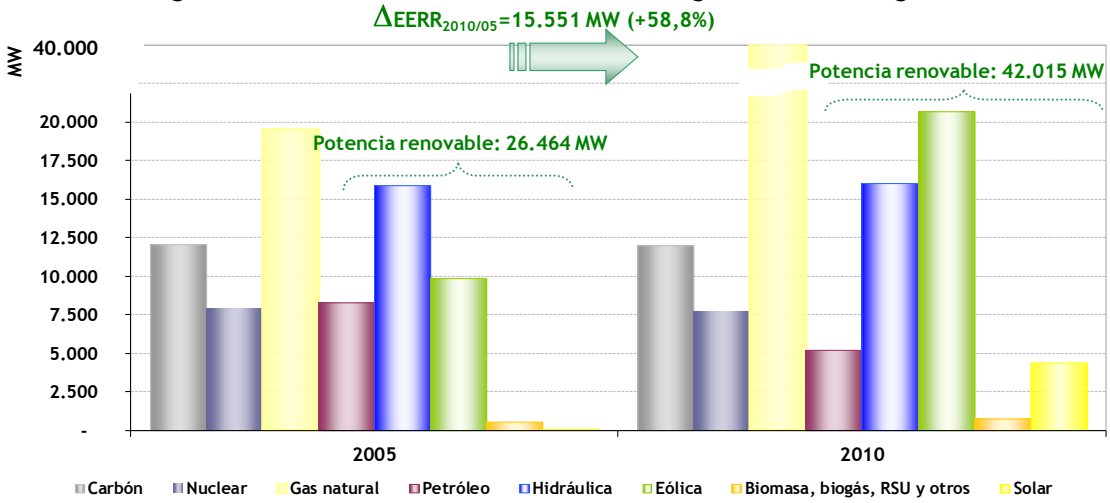
Figura 3.1.17. Evolución de la estructura de generación eléctrica por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

Como ya es sabido, a ello ha contribuido en especial la producción eólica, véase la figura 3.1.18, que actualmente representa el 45% de la producción eléctrica renovable, así como la mitad de toda la potencia instalada en el conjunto de las fuentes de energía renovables. La madurez de esta tecnología ha propiciado el desarrollo de un elevado número de instalaciones a lo largo de los últimos años.

Figura 3.1.18. Potencia eléctrica instalada según fuentes energéticas



Nota: Excluida la potencia de bombeo y de RSU no renovable

Fuente: MITyC/IDAE

La evolución de la energía eólica ha ido acompañada por la incorporación reciente de otras tecnologías como la solar termoeléctrica, ausentes del panorama energético hasta hace poco. El impulso dado a esta tecnología desde el año 2008 ha permitido que empiece a cobrar visibilidad. Actualmente son numerosas las instalaciones en construcción, cuya puesta en marcha dará lugar a una potencia de unos 600 MW, cifra que supera el objetivo del PER 2005-2010. El potencial de esta tecnología unido a la alta disponibilidad de recurso solar en España permitirá que esta tecnología juegue un papel importante en los años sucesivos.

3.2 ESCENARIOS DE PRECIOS DE LA ENERGÍA Y DEL CO_2

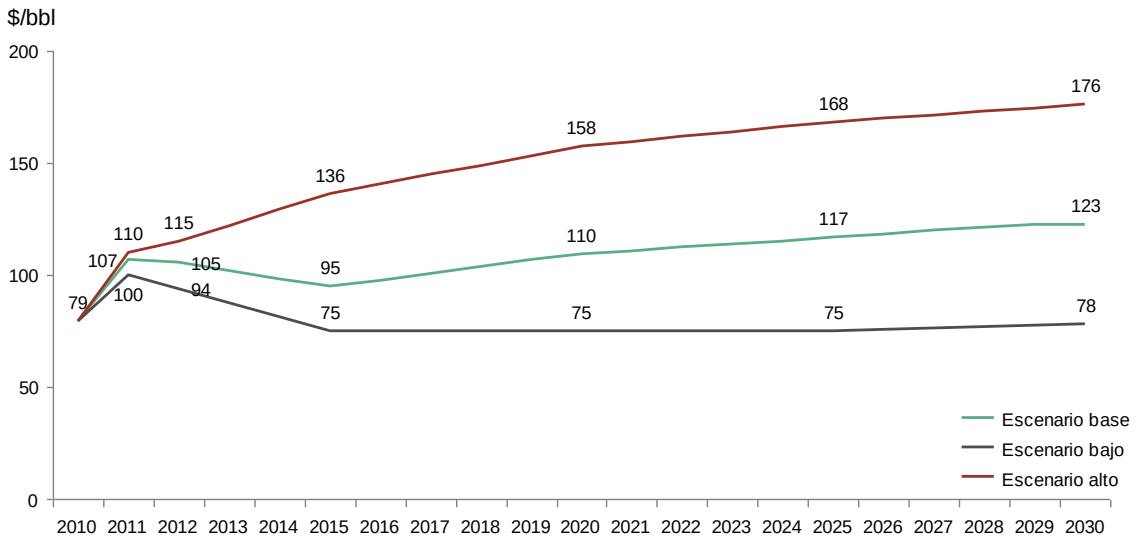
Los precios del petróleo y la distribución de las reservas de energía vienen condicionando las políticas energéticas de los diferentes países desde hace casi cuatro décadas.

La evolución de los pecios de las materias primas energéticas influirá en el desarrollo de las tecnologías renovables. Escenarios de precios altos de petróleo y gas harán a las tecnologías renovables más competitivas en costes y viceversa. Asimismo, también influirá en ese desarrollo la evolución del precio de los derechos de emisión de CO_2.

Por ello, a comienzos de 2010 —y dentro de los estudios llevados a cabo como apoyo al desarrollo del Plan— se elaboraron diferentes escenarios de evolución de los precios del petróleo, del gas y de los derechos de emisión de CO_2.

Un resumen de estos escenarios se presenta a continuación. A este respecto, es importante destacar que desde su elaboración se ha producido en distintos países de África y Asia una serie de acontecimientos que, además de los cambios de orden social y político que se están produciendo y puedan producirse, tendrán con toda probabilidad influencia en la evolución futura del precio de las materias primas energéticas y en el diseño de las políticas energéticas del futuro. Por ese motivo, se

encuentra en curso una actualización de las proyecciones correspondientes a los mencionados escenarios, que se tendrá en consideración tan pronto esté disponible.



3.2.1 Escenarios de evolución de precios del crudo de petróleo Brent

Para inferir los precios de las principales materias primas energéticas, petróleo y gas natural, aunque se han barajado tres posibles escenarios (alto, base y bajo), en línea con las previsiones de los principales organismos internacionales, los análisis para la elaboración del PER se han llevado a cabo a partir del escenario base de precios, que contempla un crecimiento moderado de los mismos en el periodo del plan. De acuerdo con esto, el precio del crudo de petróleo Brent cotizaría en 2020 alrededor de los 110 $ por barril —a precios constantes de 2010— en el escenario base, mientras que en los escenarios bajo y alto el barril se situaría en cifras del orden de los 75 $ y 158 $, respectivamente. Véase la figura 3.2.1.

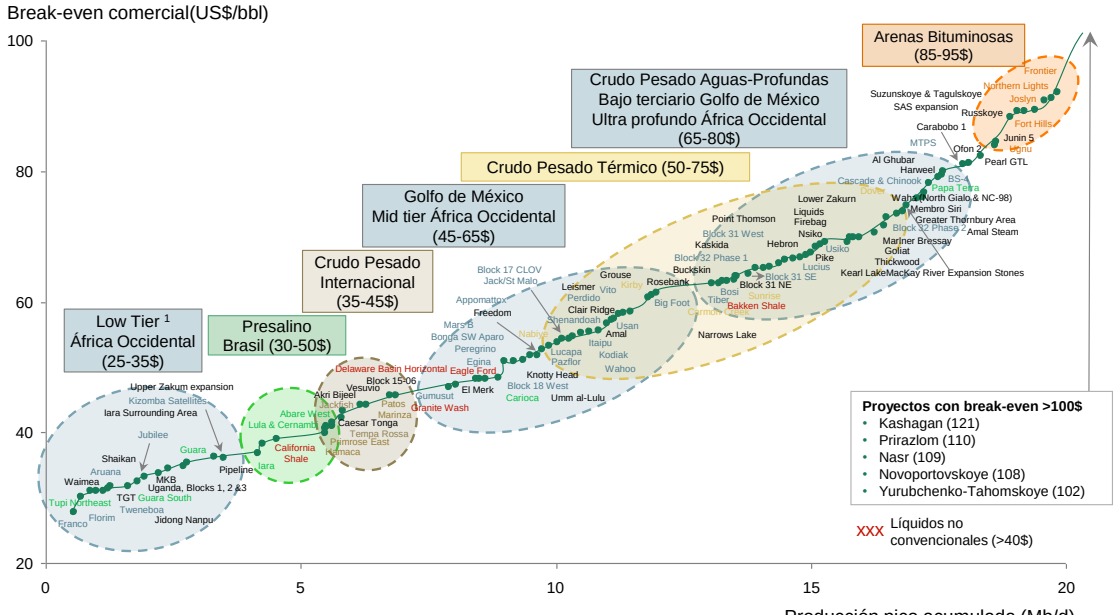
Figura 3.2.1. Escenarios de precio del barril de crudo de petróleo Brent (en $ constantes de 2010)

Fuente: BCG

En el escenario base, el precio del crudo previsto está alineado con la evolución esperada del coste de producción del proyecto marginal, incluyendo costes de capital, de los nuevos yacimientos necesarios para satisfacer la demanda futura de crudo. En otras palabras, el escenario base refleja el precio requerido para satisfacer la demanda futura de crudo. El escenario ácido alto, asume un coste superior del crudo derivado de una mayor demanda de crudo y una mayor dificultad y por tanto coste para el reemplazo de las reservas de crudo. Una recuperación económica más rápida de lo esperado, una demanda por parte de las potencias emergentes superior a la prevista, o mayores dificultades de las previstas para reemplazar las reservas de crudo llevarían a esa situación. El escenario ácido bajo, por el contrario, estaría alineado con una debilidad del consumo de crudo y una mayor facilidad que la prevista en el acceso a nuevas reservas.

Efectivamente, tal y como se puede ver en la gráfica adjunta, los yacimientos marginales con los costes más elevados necesitan un precio del crudo de los 100 $/barril para llegar a cubrir estos costes.

Figura 3.2.2. Coste de explotación de los 230 proyectos de explotación y producción más importantes

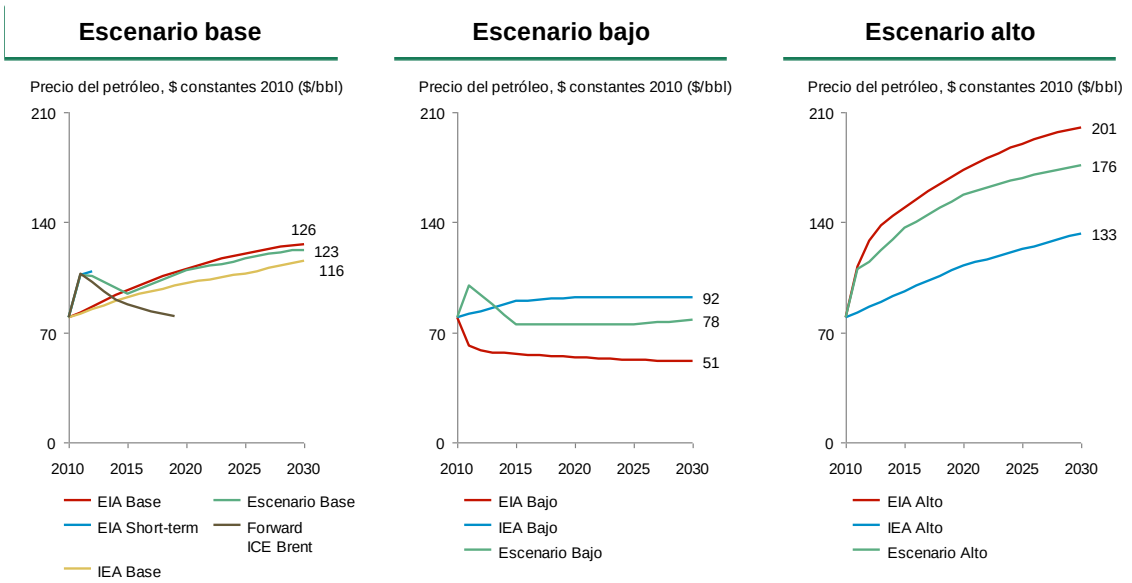


1. Proyectos con buenos "economics" (pozos conectados directamente a campos cercanos, buenos yacimientos)
Nota: Las estimaciones de break-even no incluyen el coste de adquisición/exploración del área que si son incluidos conducirían a break-evens mayores. Esto puede ser particularmente importante para los campos onshore en Norteamérica
Fuente: Goldman Sachs, análisis BCG

Fuente: BCG

Como se puede apreciar en las siguientes gráficas, los escenarios definidos están en línea con los manejados por instituciones internacionales como la Agencia Internacional de la Energía (IEA, en sus siglas en inglés), y la Energy Information Administration (EIA) del Departamento de Energía de Estados Unidos y con los precios de los futuros sobre el crudo (estos últimos para los primeros años de proyección).

Figura 3.2.3. Precios del crudo Brent en los escenarios base, alto y bajo



Fuente: BCG

3.2.2 Escenarios de evolución de precios del gas natural en España

Para la realización de escenarios de precios de gas en España es necesario comprender las dinámicas que determinan los precios del mismo. El gas natural es un *commodity* energético que se puede adquirir o bien en el mercado spot o bien a través de contratos a largo plazo.

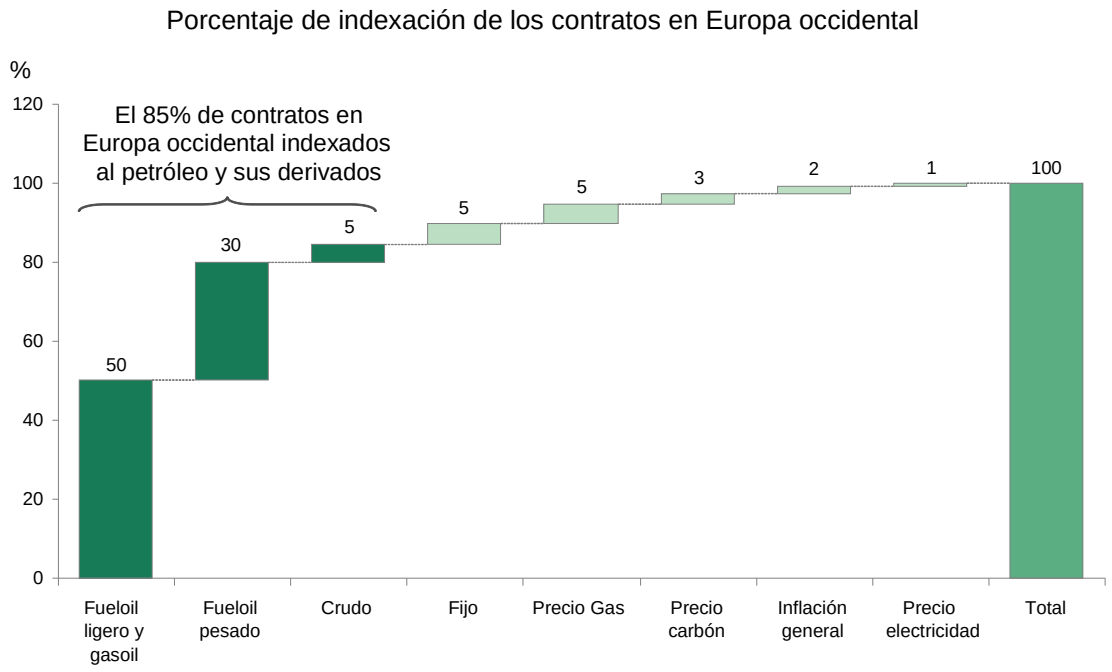
Para el primer caso, el precio del gas natural en los mercados spot viene determinado en mercados internacionales a través de marcadores líquidos como son el Henry Hub en EE.UU. el NBP (National Balancing Point) en el Reino Unido o el Zeebrugge en Bélgica.

Sin embargo, una parte significativa del aprovisionamiento de gas se produce a través de contratos de larga duración con productores de gas natural. Dichos contratos tienen típicamente duraciones en el rango de 20-25 años. En este caso, el precio del gas responde a fórmulas polinómicas acordadas entre las partes, vinculadas a índices energéticos tales como el crudo, fueloil, gasoil, mercados líquidos de gas natural, el precio del pool de electricidad, carbón. etc. Dichos contratos vienen asociados además a cláusulas tipo *take-or-pay*, que obliga al comprador a comprar la cantidad pactada independientemente de las condiciones de mercado locales.

Para el caso de España, el aprovisionamiento de gas natural ha venido determinado fundamentalmente por los contratos a largo plazo y en menor medida por los mercados spot. De hecho, los contratos a largo plazo han representado recientemente alrededor del 90% de las importaciones de gas natural en España.

Respecto a la naturaleza de los contratos en España, la mayoría están indexados al precio del crudo y sus derivados, con lo que el precio pagado por el gas en España está muy correlacionado con el precio del crudo, incluyendo decalajes. De hecho, el *Energy Sector Inquiry* de la UE estima que el 85% de contratos en Europa Occidental se encuentra indexado al crudo y/o a sus derivados, tal y como se puede ver en la siguiente figura. Para España, se estima una relación similar del precio del gas respecto al precio del crudo.

Figura 3.2.4. Indexación de los contratos de gas natural en Europa occidental según el *Energy Sector Inquiry*



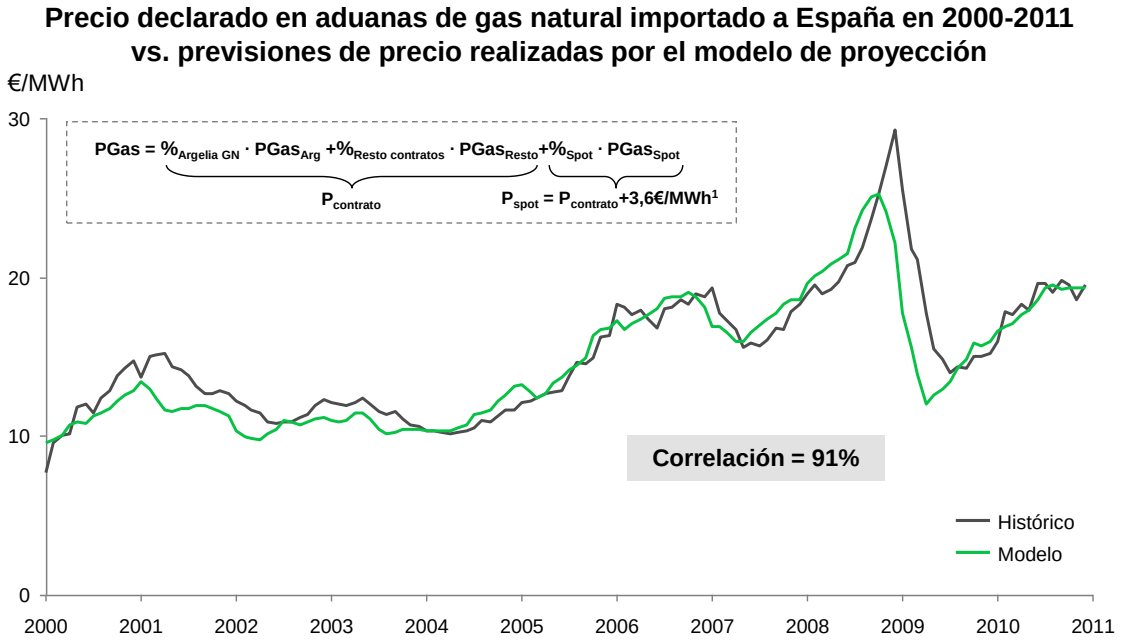
FUENTE: BCG

Dada esta relación entre el precio del gas en España y el precio del crudo, se ha desarrollado un modelo de proyección de los precios del gas basado en regresiones del precio del gas con el precio del crudo. El modelo realizado muestra un elevado nivel de ajuste con los precios del gas históricos, con lo que puede considerarse que el modelo es un predictor razonable del precio del gas ante diferentes escenarios de precio del crudo. En cualquier caso, las proyecciones se verán afectadas tanto por la indexación real de los contratos que se firmen o renegocien a futuro, con las posibles modificaciones en el mix de materias primas y relación temporal, como por la existencia de pivotes al precio del crudo u otras materias primas que no son contempladas en regresiones históricas. Como se puede entender fácilmente, el impacto de las desviaciones sobre las proyecciones del modelo será mayor cuanto más alejado en el tiempo nos encontremos.

Cabe destacar que, tal y como se ha indicado anteriormente, el modelo de precios de gas —cuya metodología se puede consultar en el estudio correspondiente[1]— muestra un elevado nivel de ajuste. De hecho aplicando el modelo a datos históricos del precio del crudo se obtiene una correlación del 91% entre el precio del gas real y el estimado, tal y como se puede observar en la figura adjunta.

[1] Evolución tecnológica y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020 – 2030

Figura 3.2.5. Modelización del precio del gas importado en España



Fuente: BCG

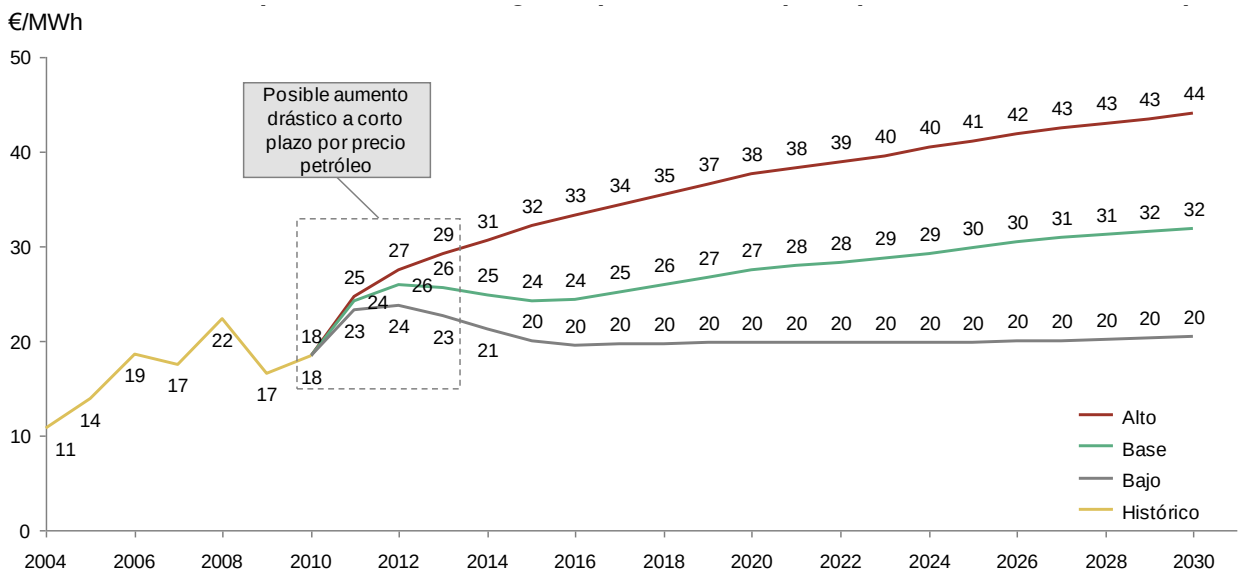
Para la realización de las proyecciones, de igual forma que en el caso del crudo de petróleo, se han elaborado tres escenarios (escenario base y escenarios ácido alto y bajo) con una serie de hipótesis clave comunes a todos los escenarios de crudo, como son las siguientes:

- Se asume un crecimiento de la demanda de gas en España a una tasa media del 2% anual desde 2010 y 1% anual hasta 2030.
- Los gasoductos Magreb y MedGaz funcionan con una utilización del 90% (el modelo considera que MedGaz incrementará gradualmente el volumen transportado durante los primeros tres años), ajustando las importaciones de GNL para asegurar la cobertura de la demanda.
- Como hipótesis simplificadora, se asume que la compra de gas spot es marginal en los próximos cinco años (5%), y que éstas posteriormente aumentan hasta alcanzar el 15% de las importaciones.
- La estructura contractual de los contratos a largo plazo en España en este horizonte se mantiene esencialmente indexado al precio del crudo y con valores similares a los históricos.
- El modelo considera que las importaciones adicionales de GNL se realizan con un esquema de indexación igual al promedio declarado en aduanas en las importaciones históricas
- La tasa de inflación de 2010 en adelante es 2,3% (en línea con la hipótesis de IEA) y el tipo de cambio USD/Euro se ajusta a 1,28 $/€ a medio-largo plazo.

En cualquier caso, en el largo plazo se ha estimado que los precios del gas en bases DES[2] estarán por encima de 17,7 €/MWh, precio necesario para cubrir los costes del proyecto marginal, incluyendo costes de exploración y producción, licuación y transporte. De forma efectiva, esto pondrá un suelo en los precios de GNL, y por tanto del gas marginal que se importe en España.

La siguiente gráfica muestra la evolución esperada de los precios de gas en los tres escenarios propuestos:

Figura 3.2.6. Proyecciones del precio del gas natural importado en España (en euros constantes de 2010)



Nota: Los precios de 2004 a 2010 son precios nominales

Fuente: BCG

En el escenario base, el gas natural importado en España alcanzaría un precio en 2020, también a precios constantes de 2010, de 27,5 €/MWh, para una tasa de cambio de 1,28 dólares USA por euro.

3.2.3 Escenario de evolución del precio de los derechos de emisión de CO_2

Análogamente a lo realizado en la proyección de precios de gas natural se han definido tres posibles escenarios futuros de evolución del precio de los derechos de emisión CO_2, en función de los diferentes grados de ambición en las políticas de reducción de emisiones, tanto en la UE como a nivel mundial: escenario base, escenario exigente y escenario bajo.

[2] DES es un *incoterm* que significa Delivered Ex –Ship. El vendedor ha cumplido su obligación de entrega cuando ha puesto la mercancía a disposición del comprador, o en un trasporte multimodal o a bordo de un buque, en el puerto de destino convenido, sin despacharla en aduana para la importación. Se utiliza cuando las partes deciden que es el vendedor quien asume los costes y riesgos de descargar la mercancía.

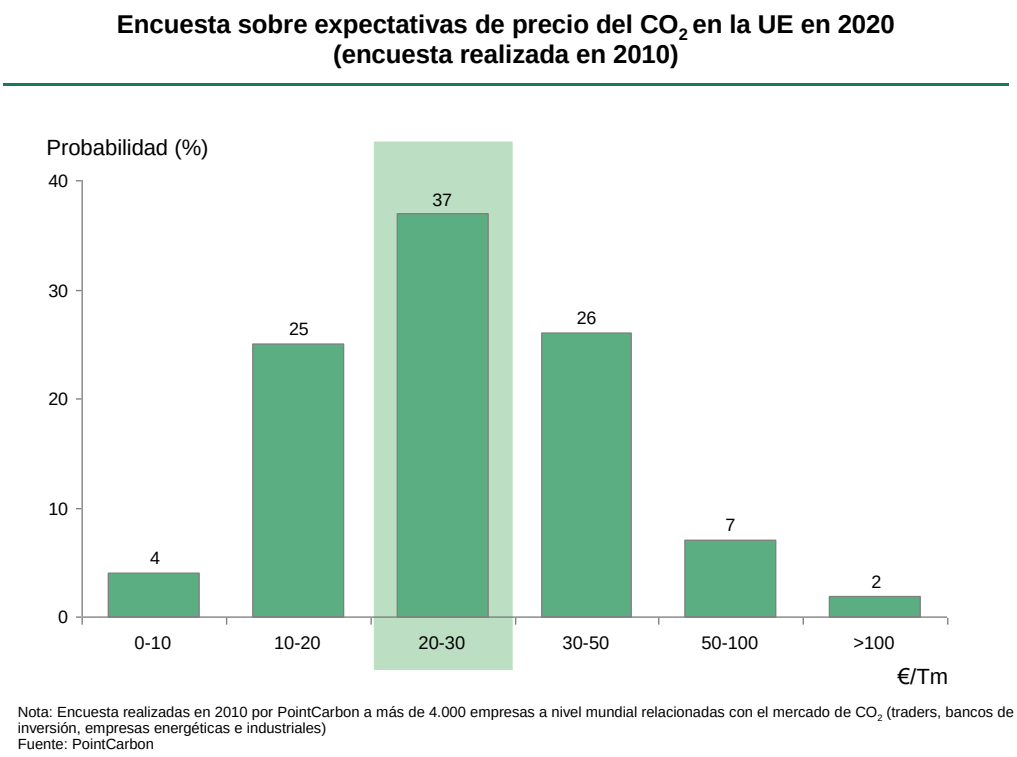
El escenario base representa el escenario continuista en la UE con los objetivos de reducción del 20% respecto a las emisiones de 1990 y con tratamiento restrictivo de los mecanismos de flexibilidad, lo cual se encuentra por debajo del objetivo exigente que supone una reducción de 30% de emisiones respecto a las emisiones de 1990.

En el escenario base, otros países relevantes fuera de la UE fijan objetivos similares de reducción de emisiones, siguiendo anuncios recientes:

- EE.UU. reducirá un 14-17% de emisiones respecto a las emisiones de 2005.
- Japón ha anunciado la reducción de 25% de emisiones respecto a 1990.
- La Federación Rusa ha anunciado una reducción de 15-25% respecto a 1990.
- Las potencias emergentes también fijan compromisos de reducción de emisiones de CO_2.

En este escenario los precios se encontrarán en torno a 30 €/ton en el largo plazo y están determinados fundamentalmente por el escenario europeo. Como se puede ver en el gráfico adjunto el precio del CO_2 en el escenario base está en línea con las expectativas de los agentes de la UE de 25-30 €/Tm CO_2.

Figura 3.2.7. Expectativas de precio del CO_2 en la UE



Fuente: BCG

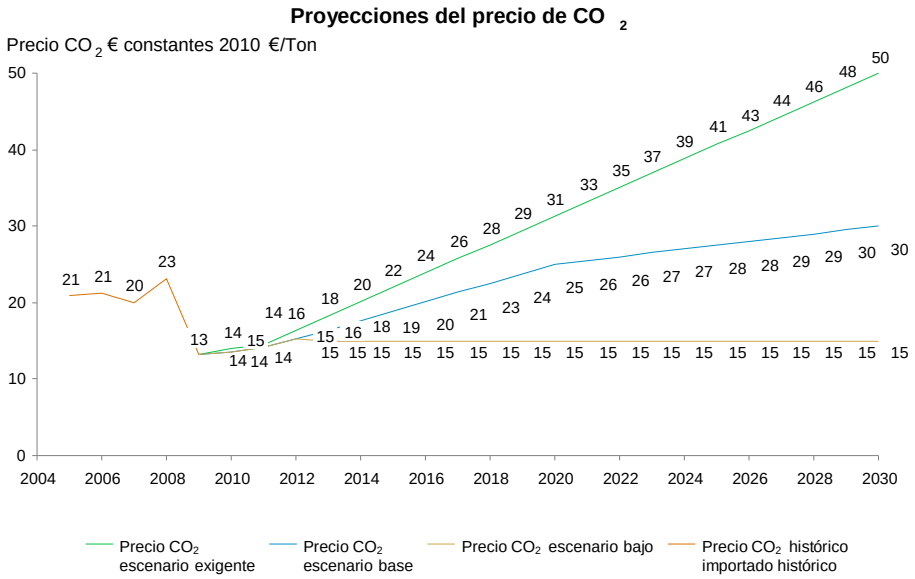
En el escenario exigente se asume una mayor ambición a nivel global de reducción de emisiones para alcanzar la propuesta del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, según sus siglas en inglés) de concentración de CO_2 de 445 ppm en 2050, lo cual requería eliminar 22 GigaTm de emisiones para el 2030. En este caso el análisis demanda-oferta de mecanismos de reducción de emisiones requerido para la reducción de las 22 GigaTm resulta en un coste marginal de reducción para 2030 de 50 €/Tm CO_2.

En el escenario bajo se produce relajamiento general de los objetivos de restricción de las emisiones de CO_2. En este escenario se han estimado unos costes de CO_2 en línea con el nivel de precios del mercado de CO_2 existentes en marzo de 2010 y que estaban en torno a 15 €/Tm CO_2.

Adicionalmente a estos tres escenarios, el precio del CO_2 podría incluso ser "0" de encontrarnos en un entorno en que se abandonaran las políticas de reducción de emisiones de CO_2. En cualquier caso, no se ha considerado esta hipótesis.

La siguiente gráfica muestra la evolución esperada del precio del CO_2 en los tres escenarios descritos:

Figura 3.2.8. Escenarios de precios de CO_2



Nota: el cambio de escenarios se puede producir en hitos como el COP 16 - Dic 2006 Mexico, COP 17 – Dic 2007 Sudáfrica o con el fin del periodo de exigencia del Protocolo de Kioto dic 2012

Fuente: BCG

De acuerdo con las proyecciones realizadas, el precio de los derechos de emisión del CO2 en el Escenario base se situaría en 25 euros por tonelada en el año 2020.

3.3 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE REFERENCIA

España viene realizando históricamente planificaciones en eficiencia energética y energías renovables, estando vigente en la actualidad la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España 2004-2012 (E4), instrumentada a través de sus Planes de Acción 2005-2007 y 2008-2012, el recientemente aprobado Plan de Acción de Eficiencia Energética de España 2011-2020, y ha finalizado recientemente la vigencia del Plan de Energías Renovables 2005-2010, antecedente inmediato del plan que ahora se presenta.

En sintonía con los requerimientos de la Directiva 2009/28/CE, de Energías Renovables, y con el modelo para la elaboración de planes de acción nacionales de energías renovables, de la Comisión Europea, se han inferido las evoluciones a futuro del consumo energético considerando dos escenarios: el Escenario de Referencia y el Escenario de Eficiencia Energética Adicional.

El escenario de referencia se corresponde con un escenario que únicamente tiene en cuenta las actuaciones de eficiencia energética llevadas a cabo hasta el año 2010, en el marco de las actuaciones de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética de España (E4) 2004-2012.

3.3.1 Evolución de las variables externas (población, PIB, vivienda, movilidad)

Al margen de las diferencias, ambos escenarios comparten, en su prospectiva a futuro, los principales parámetros socio-económicos —producto interior bruto (PIB) y población—, así como la evolución prevista de los precios internacionales del petróleo y del gas natural, diferenciándose en las de ahorro y eficiencia energética consideradas.

Por lo que se refiere al PIB, tras dos años de recesión, se prevén crecimientos medios anuales cercanos. Así, en cuanto a la evolución del PIB, se prevén crecimientos medios anuales del 1,3% para 2011; 2,3% en 2012; 2,4% en 2013 y del orden del 2,4% para el periodo 2014-2020.

La población por su parte experimentará, en el periodo 2010-2020, crecimientos mucho más suaves que los registrados durante la primera década de este siglo. Así, se infiere que en 2020 vivan en España cerca de 48 millones de habitantes, lo que representa un crecimiento de 1,3 millones de habitantes con respecto a 2010. Este incremento poblacional se produciría de manera ralentizada, no únicamente teniendo en cuenta un descenso de la natalidad en dicho periodo, sino también debido a dos fuerzas que actúan de forma contrapuesta: por un lado el incremento de la esperanza de vida media, y por otro y en contraposición, el progresivo envejecimiento de la estructura de población, que asegurará una tasa de reducción de la población cada año.

En cuanto al tamaño medio de una familia, se prevé que disminuirá paulatinamente, aumentando, en contraposición, el número de hogares y viviendas necesarias para albergar a dichas familias de menor tamaño.

Las previsiones sobre movilidad y sistemas de transporte con la que cuentan ambos escenarios muestran un incremento progresivo del consumo de energía en el sector transporte hasta 2020, que será satisfecho mediante productos petrolíferos, biocarburantes y de electricidad. Esta última estará en gran medida propiciada por la incorporación al parque de vehículos de nuevas unidades con sistemas de propulsión híbridos y eléctricos.

El escenario de referencia asume, como el de eficiencia, las hipótesis socioeconómicas anteriormente detalladas. Sin embargo, el escenario de referencia se distingue por asumir la hipótesis energética de mantener hasta 2010 las medidas previstas por la E4, para, posteriormente, no incorporar actuaciones adicionales de eficiencia energética. Las únicas ganancias de eficiencia en este último periodo se corresponden con las medidas adoptadas por la E4 hasta 2010, que continuarán

generando ganancias de eficiencia a lo largo de la vida útil de los equipamientos incorporados.

A continuación se detalla la evolución de varios indicadores energéticos globales y sectorizados, dentro del escenario de referencia.

3.3.2 Evolución 2010-2020 del consumo de energía primaria

En el contexto del escenario de referencia, el consumo de energía primaria alcanzará prácticamente los 166 Mtep, véase la tabla 3.3.1, con un incremento del 25,7% respecto al nivel del 2010. En este escenario, la falta de medidas de eficiencia adicionales conduce a un crecimiento progresivo de la demanda a una tasa media de un 2,3%.

Tabla 3.3.1. Escenario de referencia: consumo de energía primaria

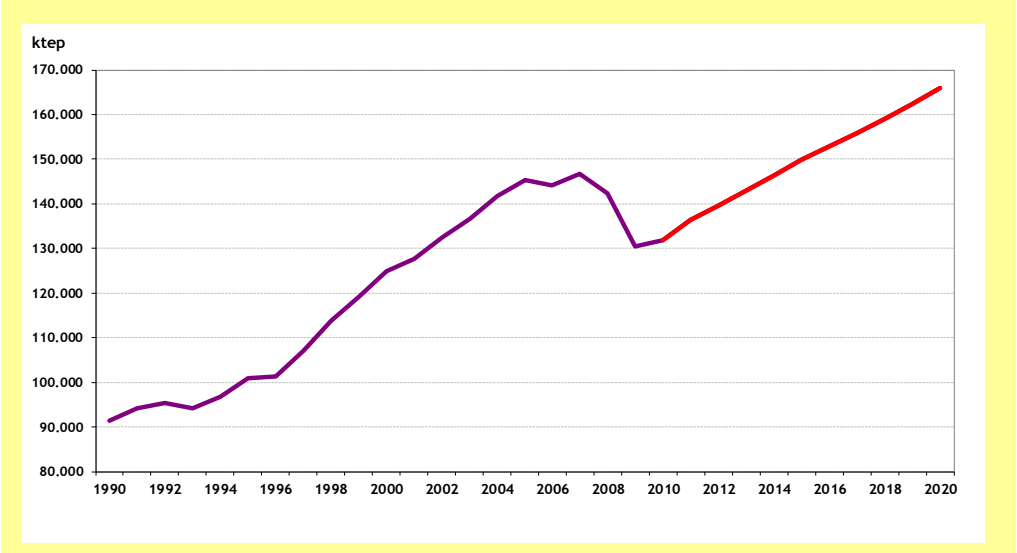
ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	21.183	8.271	10.536	10.046
Petróleo	71.765	62.358	61.046	62.199
Gas natural	29.116	31.003	44.190	52.341
Nuclear	14.995	16.102	14.490	14.490
Energías renovables	8.371	14.910	20.593	27.878
Saldo electr.(Imp.-Exp.)	-116	-717	-966	-1.032
Total energía primaria	**145.314**	**131.927**	**149.889**	**165.921**

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

La evolución al año 2020 de la demanda primaria de energía muestra el efecto coyuntural de la crisis, véase la figura 3.3.1. A partir del 2011 se constata un repunte progresivo en la demanda, algo moderado por el efecto inducido de las medidas de eficiencia implantadas en el marco del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia, 2008-2012. Con posterioridad al periodo señalado por este plan no se contemplan, como ya se mencionó anteriormente, medidas adicionales de eficiencia dentro de este escenario de referencia.

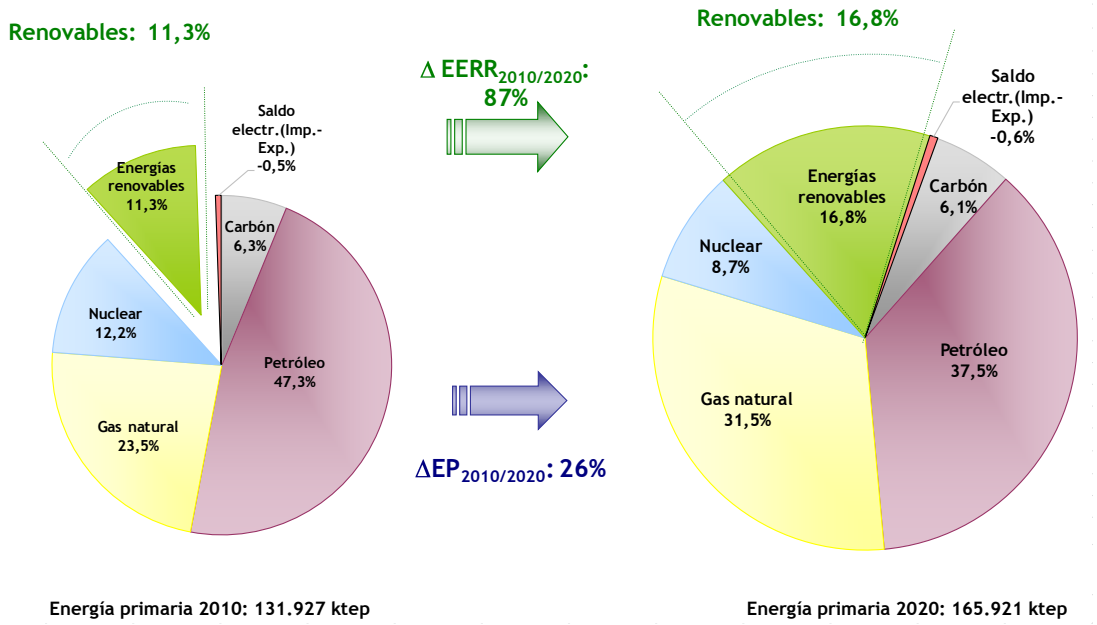
Figura 3.3.1. Escenario de referencia: evolución del consumo de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

Por fuentes energéticas, destaca la evolución de las energías renovables, cuya demanda llega a incrementarse en un 87% en el horizonte del 2020. A continuación le sigue el gas natural, con un incremento acumulado del 69% en el periodo 2010-2020. Desde un punto de vista estructural, las energías renovables y el gas natural incrementarán su presencia en la cobertura de la demanda energética primaria desplazando, por este orden, al petróleo, la nuclear y el carbón. Esta evolución de las cesta energética primaria es especialmente significativa en el caso de las energías renovables, cuyo porcentaje de contribución a la demanda primaria se incrementará desde un 11,3% en 2010, a prácticamente suponer el 16,8% en 2020, véase la figura 3.3.2.

Figura 3.3.2. Escenario de referencia: evolución de la estructura del consumo de energía primaria

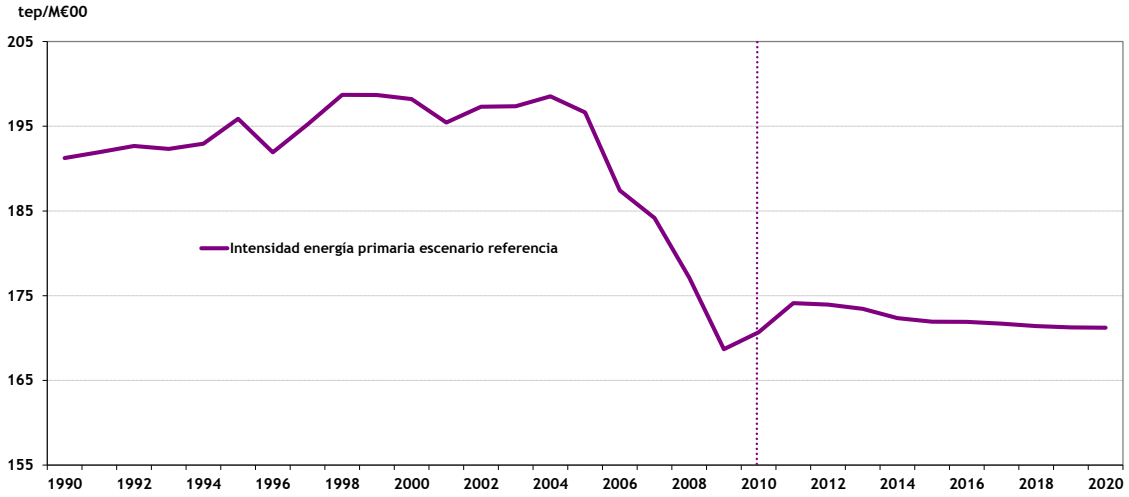


Fuente: MITyC/IDAE

Considerando conjuntamente las evoluciones de los consumos primarios de energía y del Producto Interior Bruto, se producirá un aumento del indicador en los dos primeros años de la década, para finalmente descender ligeramente, mostrando una

reducción acumulada de la intensidad energética primaria del 0,8% en el horizonte del 2020, véase la figura 3.3.3.

Figura 3.3.3. Escenario de referencia: evolución de la intensidad de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

3.3.3 Evolución 2010-2020 del consumo de energía final en el escenario de referencia

De acuerdo con las hipótesis de partida para la definición de este escenario, la falta de nuevas actuaciones de eficiencia energética a partir del año 2010 estimularía un incremento del consumo de energía final a una tasa media anual de un 2% entre 2010 y 2020, situándose la demanda final de energía en el año 2020 superior a 114 Mtep sin considerar los consumos no energéticos, véase la tabla 3.3.2.

Tabla 3.3.2. Escenario de referencia: consumo de energía final

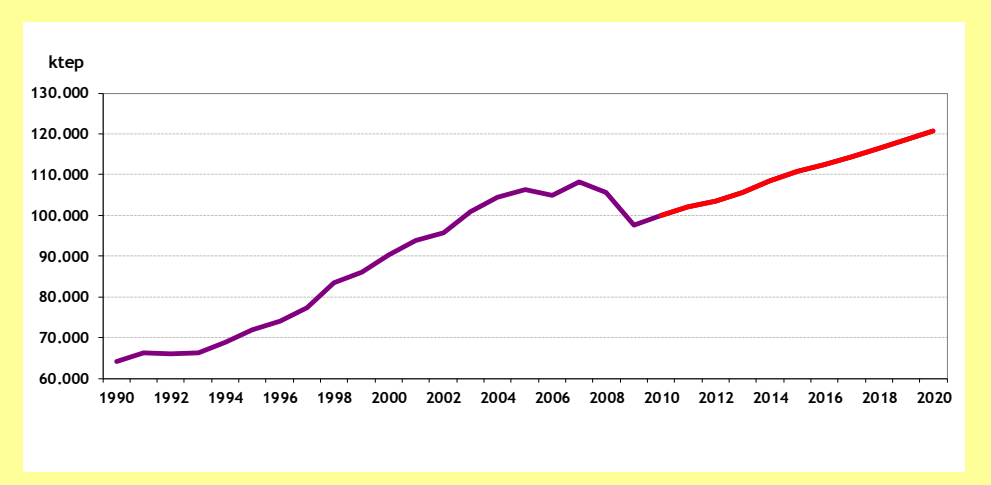
ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	2.424	1.693	2.163	2.134
Prod. petrolíferos	54.376	48.371	48.258	49.369
Gas natural	17.145	16.573	21.152	23.254
Electricidad	20.836	21.410	25.661	30.920
Energías renovables	3.678	5.375	6.675	8.070
Total usos energéticos	**98.458**	**93.423**	**103.908**	**113.748**
Usos no energéticos	**7.842**	**6.416**	**6.865**	**6.865**
Prod. petrolíferos	7.362	5.941	6.415	6.415
Gas natural	480	475	450	450
Total usos finales	**106.300**	**99.838**	**110.773**	**120.613**

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

También la demanda de energía final muestra el efecto coyuntural de la crisis, apreciándose, a partir de 2010, un repunte moderado derivado del efecto inducido de las medidas de eficiencia implantadas hasta 2009 en el marco del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia 2008-2012, véase la figura 3.3.4. La tasa de incremento anual para el consumo de energía final (considerando los usos no energéticos) en esta década es de un 1,91%.

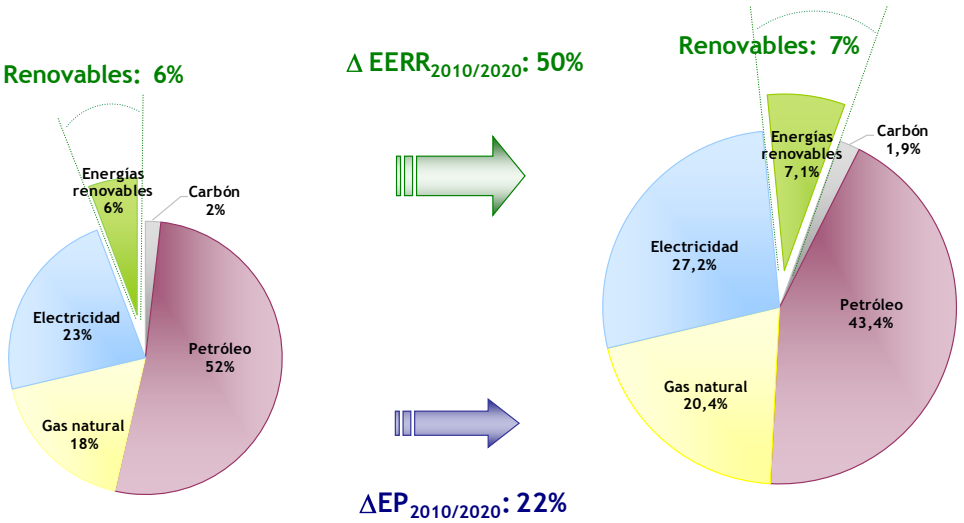
Figura 3.3.4. Escenario de referencia: evolución del consumo de energía final



Fuente: MITyC/IDAE

Por fuentes energéticas, véase la figura 3.3.5, destaca la contribución al crecimiento del consumo de energía final de la demanda asociada a las energías renovables, y la electricidad, que experimentarán incrementos acumulados en el periodo señalado del 50% y 44%, respectivamente. El mayor peso de estas energías en la cobertura de los consumos energéticos finales, junto con el gas natural que estabiliza su contribución, inducirán una menor participación de los consumos petrolíferos en la demanda de energía final, con una recesión en torno a los 8 puntos porcentuales. El carbón, por su parte, mantendrá prácticamente su presencia, al estar sus consumos asociados exclusivamente a determinados procesos industriales como el siderúrgico.

Figura 3.3.5. Escenario de referencia:
evolución de la estructura del consumo de energía final (usos energéticos)



E. final (usos energéticos) 2010: 93.423 ktep

E. final (usos energéticos) 2020: 113.748 ktep

Fuente: MITyC/IDAE

Por sectores, las tendencias detectadas en los últimos años apenas experimentarán cambios significativos, véase la tabla 3.3.3. El transporte continuará su tendencia alcista en la estructura de consumos, llegando a representar en 2020 el 43% de la demanda. Por su parte, los sectores de industria y usos diversos (residencial, servicios y agricultura) parten en 2010 con una participación muy igualada, del orden del 30%, estabilizando su peso a 2020 el sector de los usos diversos, mientras que el sector industria baja su peso a algo más del 26%.

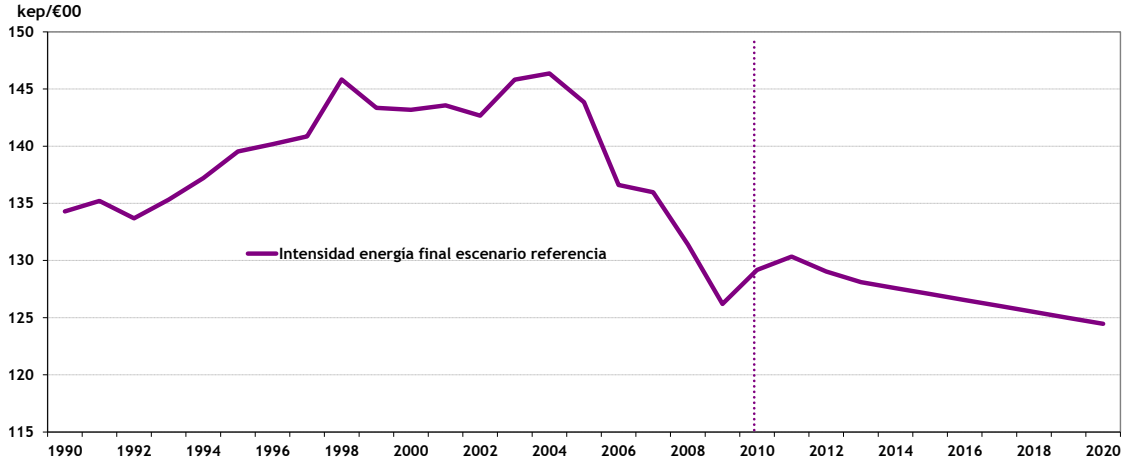
Tabla 3.3.3. Escenario de referencia: sectorización del consumo de energía final

ktep	2005	2010	2015	2020
Industria	30.558	28.208	28.956	30.178
Transporte	37.956	36.743	43.204	48.919
Residencial, servicios y otros	29.945	28.470	31.748	34.651
Total usos energéticos	**98.458**	**93.421**	**103.908**	**113.748**
Usos no energéticos	7.842	6.416	6.865	6.865
Total usos finales	**106.300**	**99.838**	**110.773**	**120.613**

Fuente: MITyC/IDAE

Con respecto a la intensidad de energía final, véase la figura 3.3.6, se espera una mejora acumulada superior a la primaria (3,6%) a lo que contribuirá, sin duda, las actuaciones de ahorro y eficiencia emprendidas dentro del anterior Plan de Acción, 2008-2012 de la E4 que, anualmente, seguirán generando ahorros inducidos a lo largo de la vida útil de las referidas actuaciones.

Figura 3.3.6. Escenario de referencia: evolución de la intensidad de energía final



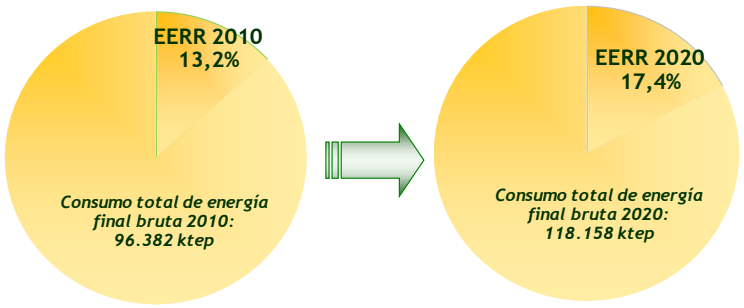
Fuente: MITyC/IDAE

3.3.4 Previsiones de consumo final bruto de energía

El nuevo indicador designado por la Directiva 2009/28/CE para contabilizar los progresos de las energías renovables en cada Estado miembro, es la aportación de las energías renovables al consumo final bruto de energía. Su metodología de cálculo ha sido definida dentro de la mencionada directiva, donde España ha adquirido un objetivo de un 20%, para el horizonte 2020.

Este nuevo indicador tiene por objetivo reflejar más fielmente la aportación renovable en todos los consumos finales de la energía, incorporando en su cálculo metodologías de normalización y armonización. En el escenario de referencia, este indicador se incrementaría un 32% con respecto al año base 2010, alcanzando en el año 2020, véase la figura 3.3.7, un valor del 17,4%. Valor insuficiente para cumplir con los objetivos de España para ese año.

Figura 3.3.7. Escenario de referencia: evolución energía final bruta 2010-2020



Fuente: MITyC/IDAE

3.3.5 Evolución 2010-2020 del mix de generación eléctrica

Un análisis del balance eléctrico, véase la tabla 3.3.4, señala a dos fuentes energéticas que, en el horizonte del 2020, se posicionarán de manera destacada en la estructura de la generación eléctrica: las energías renovables y el gas natural, que conjuntamente cubrirán casi tres cuartas partes de toda la demanda eléctrica nacional.

Tabla 3.3.4. Escenario de referencia: balance eléctrico nacional

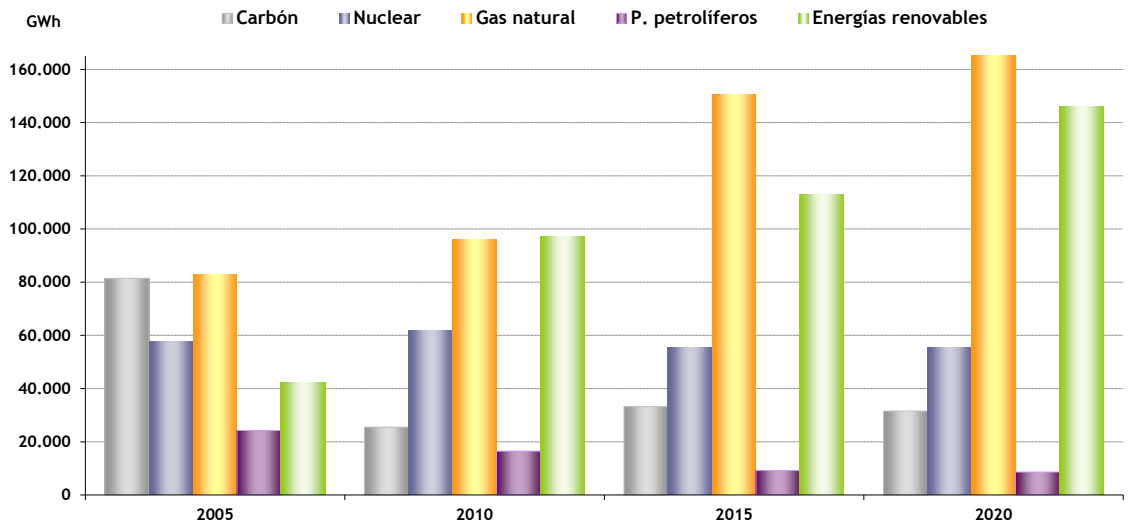
GWh	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	150.755	191.156
P. petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Energías renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	**292.970**	**300.241**	**368.123**	**441.497**
Consumos en generación	11.948	9.956	14.425	17.300
Producción neta	**281.022**	**290.285**	**353.698**	**424.197**
Consumo en bombeo	6.360	4.437	9.418	12.082
Saldo de intercambios	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000
Demanda (bc)	**273.319**	**277.510**	**333.049**	**400.115**
Consumo sectores transformadores	5.804	4.100	6.150	6.604
Pérdidas transp, distrib	25.965	24.456	28.518	33.977
Demanda final de electricidad	**241.550**	**248.954**	**298.381**	**359.534**
Incremento respecto año anterior (%)	**4,26**	**2,05**	**4,33**	**3,89**
% renovables s/prod bruta	**14,5**	**32,3**	**30,6**	**33,1**

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

Por su parte, el carbón y la energía nuclear, véase figura 3.3.8, en el periodo considerado 2010-2020, mantendrán pocas variaciones en su producción eléctrica; el carbón con cierta tendencia a aumentar, y la nuclear con un ligero decremento. Se destaca que, en cuanto a los productos petrolíferos, su aportación disminuirá a una tasa media anual del 6,3%.

Figura 3.3.8. Escenario de referencia: evolución de la producción eléctrica bruta por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

El caso de las energías renovables resulta especialmente relevante por su crecimiento medio anual en el periodo de análisis, del orden del 4%, lo que llevará a estos recursos autóctonos en 2020 a satisfacer la demanda eléctrica en un 33%; aún por debajo del gas natural (43%).

Dentro de las tecnologías de energías renovables, se mantendrá el protagonismo de la energía eólica e hidráulica, con más del 70% de toda la producción eléctrica renovable, con un claro predominio de la primera. A ellas se sumarán la tecnología solar termoeléctrica, y la fotovoltaica, cuyas aportaciones eléctricas seguirán creciendo a lo largo de los próximos años.

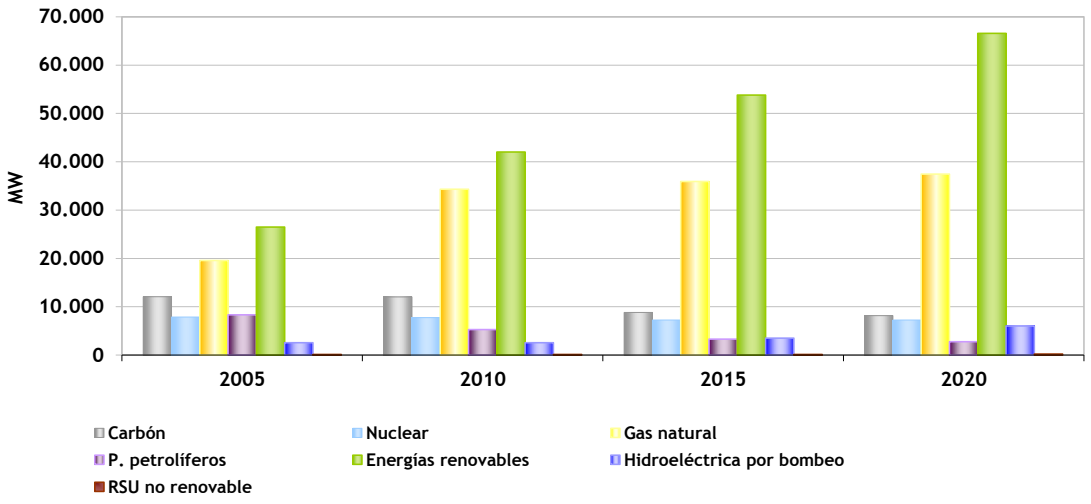
Destaca también la incorporación al mix eléctrico de tecnologías renovables emergentes que hasta ahora han estado ausentes o bien han tenido una representación marginal. Es el caso de nuevas tecnologías como la eólica marina, la geotermia y las energías del mar, que unidas alcanzarán una aportación de 2.365 GWh al final del periodo. De entre éstas, destaca la aportación en 2020 de la eólica marina, con una producción de 1.845 GWh.

Adicionalmente, merece especial mención el esfuerzo a realizar sobre tecnologías como el biogás, la biomasa y los residuos domésticos, de gran potencial energético, que hasta ahora han evolucionado por debajo de su potencialidad. En conjunto, estas fuentes aportarían una producción eléctrica mayor a 12.000 GWh en 2020.

En cuanto a la evolución de la potencia instalada de las distintas fuentes energéticas para el periodo 2010-2020, véase la figura 3.3.9, cabe destacar la previsión de un gran aumento relativo en potencia instalada de energías renovables, un 58% en 2020 con respecto a 2010, alcanzando al final del periodo una potencia total de cerca de 67 GW. Este hecho implica la instalación de más de 24 GW adicionales a los hoy existentes en una clara apuesta por un parque de generación eléctrica más libre de carbono.

Dentro del parque renovable al 2020 destaca el área eólica con 35 GW instalados, el área hidráulica con 16,6 GW, y en tercer lugar la energía fotovoltaica con más de 7 GW, al final del periodo.

Figura 3.3.9. Escenario de referencia: evolución de la potencia instalada por fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

En segundo lugar, aunque protagonizando un crecimiento más moderado, la potencia instalada basada en gas natural aumenta a lo largo de periodo 2010-2020 en torno a un 9% en términos relativos (especialmente la cogeneración). Este incremento de aportación, contrasta con la disminución del parque de generación basado en productos petrolíferos,-48% en términos relativos, seguido del parque basado en carbón y en la energía nuclear.

3.4 DESCRIPCIÓN DEL ESCENARIO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA ADICIONAL: EL ESCENARIO DEL PER 2011-2020

3.4.1 Descripción de las medidas adicionales de eficiencia energética

El escenario de eficiencia energética adicional parte del anterior escenario de referencia, y contempla además los nuevos ahorros desde el año 2011 derivados del Plan de Acción de Eficiencia Energética de España 2011-2020, , incorporando así un importante paquete de medidas de eficiencia energética al horizonte 2020 que permitirán reducir de la demanda de energía primaria desde los 165 millones de tep del escenario de referencia a una cifra cercana a 142 millones de tep, lo que supone una reducción, en términos relativos, del 14%.

El escenario de eficiencia energética adicional es el escenario al que se asocian los objetivos de este Plan de Energías Renovables 2011-2020.

Recientemente, ha sido aprobada la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible, que incorpora buena parte de las propuestas de tipo normativo enumeradas en el Plan de Acción 2008-2012, aprobado por el Gobierno español en julio de 2007, dentro de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012; básicamente, dentro del sector industrial, la evaluación específica *ex ante* de impactos energéticos exigida en todos los proyectos industriales. Dentro del sector transporte, lo incorporado en la Ley de Economía Sostenible supone el desarrollo de legislación básica sobre movilidad urbana. Con lo que se establecerá en ambos textos

legales, y lo ya aprobado con anterioridad a 2009 (*Real Decreto 1890/2008, de 14 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus Instrucciones Técnicas Complementarias EA-01 a EA-07*), se daría cumplimiento a lo establecido en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética.

La Ley de Economía Sostenible y el Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020 constituyen medidas normativas y de planificación fundamentales para la consecución de las ganancias de eficiencia referidas en el escenario de eficiencia energética adicional. Dentro de estos textos, es relevante lo relativo a la creación de las condiciones que hagan posible el funcionamiento eficiente de un mercado de servicios energéticos, estimulando la demanda de dichos servicios y potenciando la oferta, dotando a estas empresas de un marco jurídico estable a medio plazo.

Dentro de las medidas consideradas como nuevas en el escenario de eficiencia energética adicional, con posterioridad al año 2010, algunas de ellas constituyen enfoques nuevos o presupuestos nuevos aprobados para la consecución de los objetivos ya enunciados en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética para las medidas incluidas en dicho plan.

Independientemente del mayor o menor papel que la fiscalidad juegue en cada uno de los sectores, se considera que la fiscalidad ambiental y, en general, la discriminación fiscal a favor de la mejora de la eficiencia energética y de una mayor penetración de las energías renovables, son elementos fundamentales para contribuir a la reducción del consumo de energía previsto en el escenario de eficiencia y para alcanzar los objetivos de energías renovables planteados en este plan. Por ello, este es uno de los temas importantes que se encuentran en estudio, para su diseño y aplicación de forma coherente con la evolución del marco europeo de armonización fiscal.

El escenario de eficiencia puede, eventualmente, incorporar mecanismos adicionales que aseguren el funcionamiento eficaz del mercado de los servicios energéticos.

Las medidas específicas que se proponen por sectores son adicionales a las incluidas en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética, que deben seguir ejecutándose a partir de 2010, y que deben ser dotadas de los recursos necesarios para hacer posible la consecución de sus objetivos, respetando la estabilidad presupuestaria.

En el sector **industria**, resulta necesario asegurar la viabilidad económica de los proyectos de ahorro y eficiencia energética mediante la instrumentación de programas de ayudas públicas directas con las intensidades de ayuda máxima permitidas por la legislación comunitaria en materia de competencia, gestionados por los organismos competentes de las comunidades autónomas o por el propio IDAE. Como medida adicional, para alcanzar las mejoras previstas en el Escenario de Eficiencia, se precisa la continuidad del programa de ayudas IDAE a proyectos estratégicos de inversión en ahorro y eficiencia energética, autorizado por la Comisión Europea —de acuerdo con las Directrices comunitarias sobre ayudas en favor del medio ambiente— y dirigido a proyectos estratégicos plurirregionales y plurianuales de ahorro y eficiencia energética y a proyectos singulares e innovadores en el sector industrial que supongan la reconversión o el cambio de procesos productivos en la gran industria intensiva en energía.

En el sector **transporte**, se asume la tendencia a una cierta saturación en los consumos energéticos como consecuencia del impacto de las medidas de calidad del aire en las ciudades y de la presión social, lo que se traduce en una participación relativa de los consumos del sector estabilizada en torno al 40%.

Como medidas complementarias a las ya señaladas en los Planes de Acción de la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012 y, especialmente, en el Plan de Acción 2008-2012, se prevé como un elemento fundamental la reorientación de la fiscalidad en el sector con un mayor contenido ambiental.

De manera adicional a las medidas de carácter fiscal, debe potenciarse el etiquetado energético comparativo de turismos y primarse los vehículos con las más altas clases de eficiencia energética en los concursos públicos para la adquisición de vehículos. El etiquetado de vehículos debe potenciarse de manera paralela a la introducción del etiquetado de elementos básicos del automóvil (neumáticos, A/C, iluminación, etc.).

Con carácter obligatorio, y en lo que se refiere al transporte ferroviario, deben incorporarse sistemas de recuperación de la energía de frenada en el transporte metropolitano y en el ferroviario de cercanías.

Siguiendo con la clasificación de las medidas de ahorro y eficiencia energética que ya se estableciera en el Plan de Acción 2008-2012, las actuaciones adicionales propuestas para el sector transporte, en el horizonte del año 2020, son las siguientes:

- ***Medidas de cambio modal***

  Con carácter general a ambos escenarios, en los ámbitos interurbanos y durante el periodo 2010-2020, se comprobarán los ahorros energéticos derivados del aumento de las inversiones en el transporte ferroviario, tanto de viajeros como de mercancías.
  Con carácter diferencial, en el escenario de eficiencia energética adicional, la ejecución de las medidas y propuestas contenidas en los *Planes de Movilidad Urbana Sostenible* que se han venido elaborando deberá conducir a un claro traspaso modal hacia modos colectivos (transporte urbano) y modos no motorizados. Del mismo modo, la necesidad de alcanzar los objetivos de calidad del aire en las ciudades fijados por la Directiva 2008/50/CE se traduce en la mayor demanda de vehículos menos contaminantes para el acceso a determinadas áreas urbanas, que podrían restringirse al tráfico de determinados vehículos, con especial incidencia en el consumo asociado al transporte capilar de mercancías en las ciudades.

- ***Medidas de uso racional de medios de transporte***

  La incorporación generalizada de las nuevas tecnologías de la información a las flotas de transporte de personas y mercancías, para la gestión correcta de recorridos y cargas, será apoyada desde las administraciones públicas dentro de los programas de apoyo público que se diseñen, ya sean gestionados por las comunidades autónomas o, directamente, por la Administración General del Estado a través de IDAE. Las tecnologías de la información y comunicación suponen también un potencial de ahorro importante ligadas a la gestión del tráfico rodado para evitar congestiones.

  Los planes de ahorro y eficiencia energética que se diseñen, para garantizar la efectiva consecución de los objetivos previstos en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética, o que den continuidad al mismo para

garantizar el cumplimiento del objetivo de ahorro y eficiencia energética previsto en el escenario de eficiencia energética adicional, incluirán la formación continua en técnicas de conducción eficiente. No obstante, la aprobación de los textos normativos aludidos, actualmente en tramitación, garantiza que el conocimiento de estas técnicas se exigirá como competencia básica para la obtención del permiso de conducir de los nuevos conductores.

- ***Medidas de renovación de flotas***

La diferencia principal entre el escenario de referencia y el de eficiencia viene dada por una mayor apuesta, en este último, de la electrificación del transporte por carretera, lo que permitirá reducir en 2020 el objetivo fijado por el Reglamento 443/2009, de 95 gCO_2/km.

La incorporación en el periodo 2010-2020 de nuevos vehículos eléctricos e híbridos conectables hasta alcanzar en 2020 el 10% del parque supondrá disponer de una flota de estos vehículos de 2,5 millones de unidades en esta fecha. Considerando que un vehículo actual recorre 15.000 kilómetros anuales, con un consumo en ciclo urbano de 8 litros/100 km, el consumo energético anual puede estimarse en torno a 1,2 tep/año/vehículo. De acuerdo con lo anterior, los ahorros energéticos deberían seguir los siguientes patrones: los híbridos convencionales podrían ahorrar un 20-25% de esta cifra, mientras que los híbridos conectables se situarían en el 35-40%, estimándose el ahorro asociado a los vehículos eléctricos puros en el entorno del 50-55%.

De manera adicional, para los vehículos ahora excluidos del Reglamento 443/2009 (furgonetas y similares), se prevén disposiciones normativas análogas para conseguir ahorros energéticos coherentes con los previstos reglamentariamente para los vehículos ligeros en el horizonte del año 2020.

En el sector **edificación**, las medidas adicionales propuestas a partir de 2009 se agrupan de la forma en que ya lo hicieran en el propio Plan de Acción 2008-2012: las dirigidas al parque de edificios existentes y las dirigidas a los nuevos edificios, entendiendo como edificios, no sólo la envolvente térmica, sino también las instalaciones consumidoras de energía (calefacción, refrigeración, iluminación, etc.) y el equipamiento consumidor de energía (electrodomésticos, por ejemplo).

- ***Medidas propuestas para el parque de edificios existente***

El parque de edificios existentes tiene un importante potencial de ahorro de energía de difícil realización. El propio Plan de Acción 2008-2012 señalaba la dificultad de abordar medidas de rehabilitación energética que afectarán a un parque edificatorio significativo. Hasta 2009, la rehabilitación anual estaba afectando a un 0,2% del parque, habiéndose fijado como objetivo el 3,3%. La crisis del sector inmobiliario hace más difícil la consecución de estos objetivos, aunque el estancamiento de la construcción de obra nueva puede suponer una oportunidad para concentrar los esfuerzos en la rehabilitación energética del parque edificatorio existente, lo que tendrá indudables consecuencias positivas sobre la creación de empleo.

La rehabilitación energética de los edificios contemplada en el escenario de eficiencia energética adicional gira en torno a 4 medidas principales, donde se concentran los mayores potenciales de ahorro:

- Rehabilitación energética de la envolvente térmica de los edificios existentes;
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones térmicas existentes (calefacción, climatización y producción de agua caliente sanitaria);
- Mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de iluminación interior en los edificios existentes;
- Renovación del parque de electrodomésticos.

Las medidas anteriores se instrumentarán mediante la aprobación de Planes *Renove*, entendiendo que esta fórmula, exitosa hasta 2009 para la renovación de electrodomésticos ineficientes, resulta la más indicada para canalizar las ayudas públicas hacia los consumidores domésticos, y permite la participación activa de los comercializadores y distribuidores de equipos en la gestión de los programas públicos de apoyo a la adquisición de equipos eficientes. De esta forma, a partir de 2009, se continuará con los Planes *Renove* ya existentes (dotándoles de presupuesto nuevo) y se pondrán en marcha otros: Planes *Renove* de cubiertas, Planes *Renove* de fachadas, Planes *Renove* de ventanas, Planes *Renove* de calderas, Planes *Renove* de sistemas de aire acondicionado, Planes *Renove* de electrodomésticos, etc.

De manera adicional, la consecución de los objetivos de ahorro fijados en el escenario de eficiencia energética adicional exige la potenciación de planes de rehabilitación públicos o privados en cascos urbanos. Dado que una parte del parque edificatorio está sujeta, anualmente, a algún tipo de reforma (limpieza de fachadas, reparación de cubiertas, sustitución de carpinterías, etc.) por razones de seguridad, mejora de la habitabilidad o, simplemente, estéticas, la rehabilitación energética debiera verse integrada en estas actuaciones de acondicionamiento para garantizar la viabilidad económica de la misma.

La aprobación de la mencionada Ley de Economía Sostenible y del Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética 2011-2020, considerados en el escenario de eficiencia energética adicional, aumentarán el nivel de exigencia sobre el procedimiento de certificación energética de edificios, de forma que aquellos edificios que no alcancen una calificación energética por encima de un valor determinado tengan que realizar reformas para cumplir con unos requisitos mínimos de eficiencia energética. La legislación vigente incorporará, en ese escenario, requisitos mínimos de eficiencia energética para edificios existentes más exigentes que los actuales.

La realización de inversiones en ahorro y eficiencia energética en el sector de la edificación, especialmente, no residencial; se verá facilitada por el impulso que se dará al mercado de servicios energéticos y por el marco de apoyo previsto para los ahorros derivados de proyectos de inversión en ahorro y eficiencia energética. No obstante, el sector público debe ejercer el papel ejemplarizante que le corresponde estimulando la demanda de servicios energéticos y, por tanto, contribuyendo, con la contratación de servicios energéticos en sus propios edificios, al cambio en el modelo de contratación para la ejecución de inversiones en ahorro y eficiencia energética.

- ***Medidas propuestas para el nuevo parque de edificios***

Las actuaciones en el parque edificatorio nuevo, pese al repunte de la actividad económica que se incorpora en ambos escenarios, se prevén de

menor alcance que las propuestas para el parque edificatorio existente: la nueva Directiva de Eficiencia Energética en los Edificios prevé la obligación de que los edificios nuevos, en el año 2020, sean de bajo consumo de energía (clase A, por ejemplo) y los edificios públicos, en el año 2018; en el marco de esta Directiva, también están previstos objetivos intermedios más exigentes en el año 2015, aunque el impacto de la transposición de esta Directiva al ordenamiento jurídico español no se traducirá en ahorros cuantificados significativos, por el descenso en la construcción de obra nueva previsto, dentro del horizonte temporal de este Plan de Acción Nacional de Energías Renovables.

En el sector de los **servicios públicos,** se prevé, en el escenario de eficiencia energética adicional, la obligatoriedad de extender los requisitos mínimos de eficiencia energética fijados para las instalaciones nuevas en el *Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior* (aprobado en diciembre de 2009), a las instalaciones ya existentes.

En el sector **agricultura y pesca**, se prevé la continuidad de las medidas ya enunciadas en el Plan de Acción 2008-2012, potenciadas gracias a la aprobación de los presupuestos públicos anuales que hagan posible la ejecución de dicho Plan y su proyección después de 2012. El Plan de Acción 2008-2012, aun habiéndose aprobado en 2007, necesita de la aprobación de los presupuestos suficientes en cada ejercicio y, por tanto, a partir de 2009, para hacer posibles los ahorros incorporados en el escenario de eficiencia energética adicional. Estas medidas pasan por la realización de campañas de comunicación sobre técnicas de uso eficiente de la energía en la agricultura, la incorporación de criterios de eficiencia energética en los planes de modernización de la flota de tractores agrícolas, la migración de los sistemas de riego por aspersión a sistemas de riego localizado, la introducción de técnicas de mínimo laboreo y la mejora de la eficiencia energética en comunidades de regantes y en el sector pesquero.

En el sector **transformación de la energía,** las medidas consideradas en el horizonte del Plan de Energías Renovables 2011-2020 consisten en la continuación e intensificación de las medidas ya incorporadas en el Plan de Acción 2008-2012 de Ahorro y Eficiencia Energética, conducentes al desarrollo del potencial de cogeneración de alta eficiencia y a la mejora de la eficiencia energética de las cogeneraciones existentes con más de 16 años de antigüedad.

3.4.2 Evolución 2010-2020 del consumo de energía primaria

Las proyecciones de consumo en términos de energía primaria en el escenario de eficiencia energética adicional, véase tabla 3.4.1, apuntan al mantenimiento del petróleo como primera fuente en la demanda nacional, cuya participación, no obstante, experimenta una importante reducción. No se consideran cambios significativos en lo relativo a la energía nuclear, que seguirá presente en el panorama energético y cubrirá en torno a un 10% de la demanda energética a lo largo del periodo considerado.

Tabla 3.4.1. Escenario de eficiencia energética adicional:
consumo de energía primaria

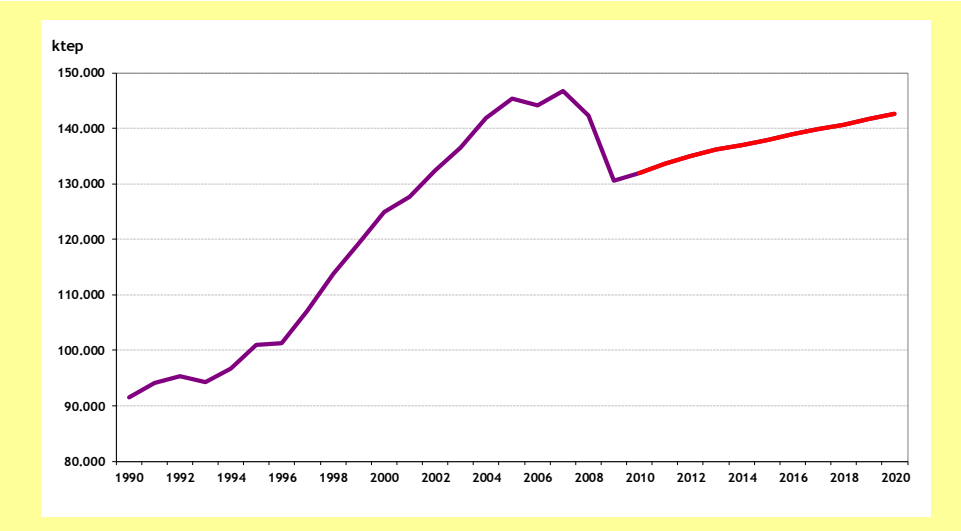
ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	21.183	8.271	10.548	10.058
Petróleo	71.765	62.358	56.606	51.980
Gas natural	29.116	31.003	36.660	39.237
Nuclear	14.995	16.102	14.490	14.490
Energías renovables	8.371	14.910	20.593	27.878
Saldo electr.(Imp.-Exp.)	-116	-717	-966	-1.032
Total energía primaria	**145.314**	**131.927**	**137.930**	**142.611**

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

En la evolución histórica desde 1990 y en las previsiones del consumo de energía primaria, véase la figura 3.4.1, puede observarse la reducción del consumo asociada al escenario de eficiencia energética adicional, derivado de las actuaciones de eficiencia energética que se impulsarán en el periodo de vigencia del nuevo PER. El ahorro previsible en el año 2020 derivado de las medidas de eficiencia energética supera ligeramente los 23 Mtep.

Figura 3.4.1. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

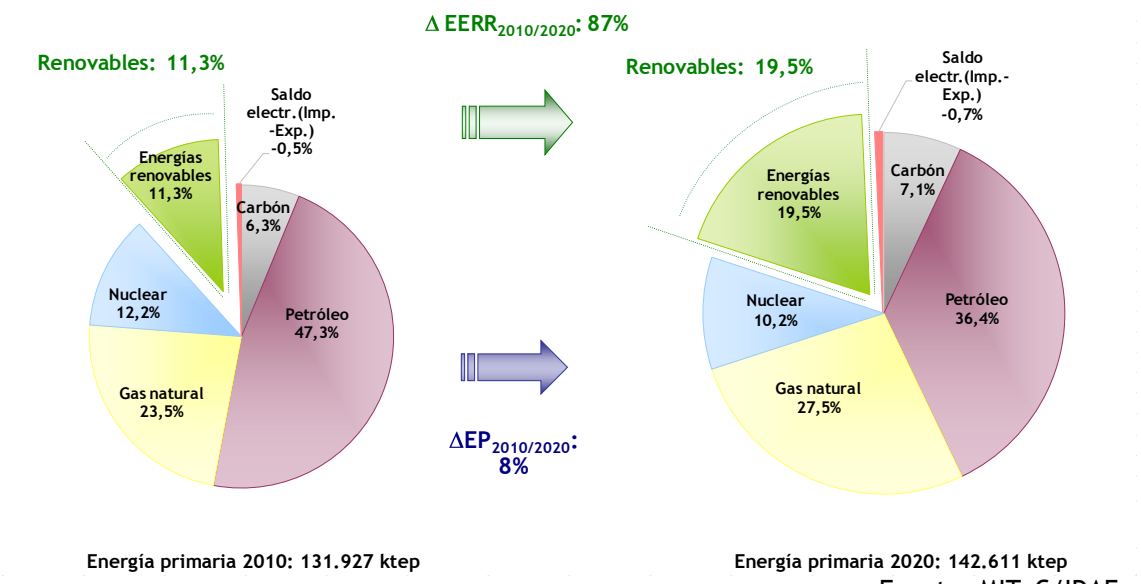
No obstante, la exigencia de los imperativos energéticos y medioambientales que condicionan nuestra política energética, unida a la necesidad de dar solución a la elevada dependencia, junto a las previsibles inversiones en infraestructuras energéticas de interconexión con los mercados europeos, a través de Francia, hacen prever que siga ganando importancia en la cesta energética el gas natural y las energías renovables. Estas energías irán ganando cuota progresivamente en la cobertura de la demanda primaria de energía, fundamentalmente en detrimento del petróleo, cubriendo conjuntamente cerca del 50% de la demanda de energía primaria en el horizonte del 2020, por encima de la aportación del petróleo, que en 2020 se estima que representará el 36,4% del consumo primario de energía.

Esta situación conducirá a una evolución notable de estas dos fuentes, especialmente en el caso de las energías renovables. Ello se sintetiza en un crecimiento medio anual respectivo del 2,38% y 6,46% en el consumo del gas natural y de las energías renovables, a contar desde el 2010. El crecimiento de la demanda de gas, a pesar de que algunas tecnologías convencionales, como los ciclos combinados, se mantienen constantes en el sistema peninsular durante toda la década, es debido al incremento de la tecnología de cogeneración y al aumento del consumo de la generación eléctrica con gas natural, especialmente en los sistemas eléctricos extrapeninsulares.

En el caso de las energías renovables, esto significa aumentar su participación en cuanto a cobertura a la demanda total, situándose ésta en 2020 en el 19,5%. Esto se verá favorecido por la aplicación de medidas y políticas rigurosas de ahorro y eficiencia energética, que incidirán en una moderación de la demanda energética nacional, posibilitando una mayor cobertura de la demanda por parte de los recursos renovables.

En resumen, el suministro de energía primaria evoluciona en general hacia una mayor diversificación en 2020, con una presencia más equilibrada de casi todas las fuentes, véase la figura 3.4.2. En términos de consumo primario de energías renovables, esto supone un incremento relativo 2010-2020 de 87%.

Figura 3.4.2. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía primaria 2010-2020:

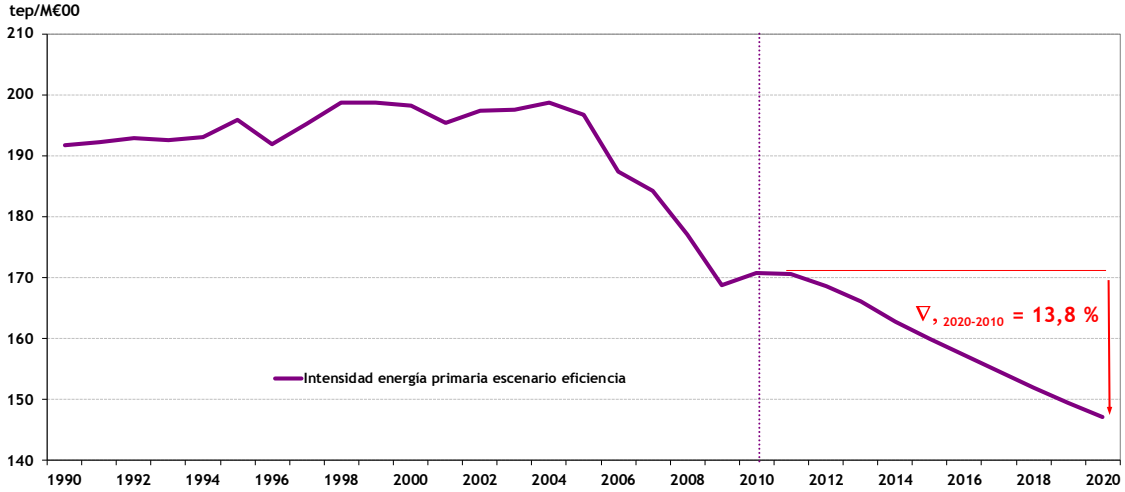


Fuente: MITyC/IDAE

Como resultado de la intensificación de las medidas de eficiencia energética se espera una moderación en la demanda de energía primaria, con crecimientos inferiores a una tasa media anual menor de 1%. Lo anterior se evidencia igualmente a través de la evolución del consumo energético per cápita, indicador que se mantendrá prácticamente estabilizado.

Esta situación, unida a la esperada evolución del *Producto Interior Bruto,* conducirá a una reducción acumulada de la intensidad energética primaria del 13,8% en el horizonte del 2020, equivalente a una mejora media anual del 1,47%; véase la figura 3.4.3. Con ello se da continuidad a la mejora de la eficiencia ya iniciada a partir del año 2004.

Figura 3.4.3. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la intensidad de energía primaria



Fuente: MITyC/IDAE

3.4.3 Evolución 2010-2020 del consumo de energía final

En términos de energía final, el patrón de evolución es similar al de energía primaria. El petróleo, con una posición dominante, irá perdiendo protagonismo a favor de las energías renovables y la electricidad, cuyas demandas experimentarán un notable crecimiento, véase la tabla 3.4.2, especialmente la demanda térmica de las energías renovables, que se incrementará a un ritmo medio anual del 4,1% (tomando como referencia el año 2010) lo que llevará en 2020 a posicionarse en una demanda del 8,5%. Por su parte, la demanda del carbón se mantendrá estabilizada en torno al 2%.

Tabla 3.4.2. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía final

ktep	2005	2010	2015	2020
Carbón	2.424	1.693	2.175	2.146
Prod. petrolíferos	54.376	48.371	43.882	39.253
Gas natural	17.145	16.573	17.960	18.800
Electricidad	20.836	21.410	23.717	27.085
Energías Renovables	3.678	5.375	6.675	8.070
Total usos energéticos	**98.458**	**93.423**	**94.408**	**95.355**
Usos no energéticos	**7.842**	**6.416**	**6.865**	**6.865**
Prod. petrolíferos	7.362	5.941	6.415	6.415
Gas natural	480	475	450	450
Total usos finales	**106.300**	**99.838**	**101.273**	**102.220**

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

A lo largo de todo el periodo considerado, apenas se esperan cambios en la estructura sectorial de la demanda de energía final, véase la tabla 3.4.3, la cual seguirá dominada mayoritariamente por el sector transporte, responsable del 40%.

Por su parte, la representatividad del sector industria en 2020 se ve ligeramente disminuida a causa del incremento paulatino de la demanda energética final por parte del sector residencial y servicios (suponiendo el 32% de la energía final demandada en 2020).

Tabla 3.4.3. Escenario de eficiencia energética adicional: sectorización del consumo de energía final

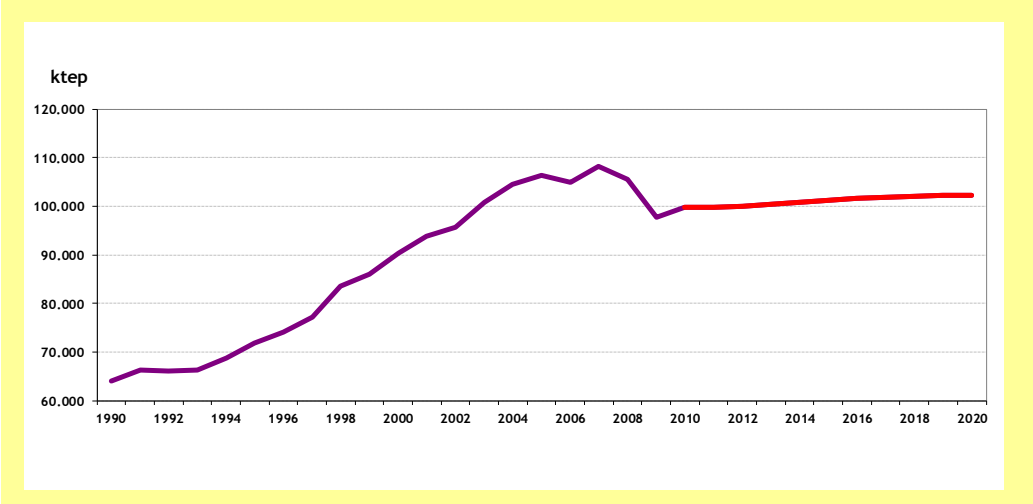
ktep	2005	2010	2015	2020
Industria	30.994	28.209	26.213	25.777
Transporte	38.100	36.744	38.429	38.752
Residencial, servicios y otros	29.365	28.470	29.766	30.827
Total usos energéticos	**98.459**	**93.423**	**94.408**	**95.355**
Usos no energéticos	7.842	6.416	6.865	6.865
Total usos finales	**106.301**	**99.838**	**101.273**	**102.220**

Fuente: MITyC/IDAE

No obstante, si bien es cierto que el reparto de la estructura sectorial se mantiene a grandes rasgos, sí que se experimentará un cambio en el mix energético final, siendo las renovables y la electricidad las que continuarán creciendo en peso en los usos finales, sobre todo a largo plazo. Un ejemplo es la renovación del sector transporte, el cual presenta una tendencia creciente de sustitución de combustibles fósiles por otros vectores energéticos como las renovables (biocarburantes) y la electricidad (penetración progresiva del vehículo eléctrico). Los usos de calefacción y refrigeración en edificios protagonizarán también un viraje hacia las energías renovables y la electricidad cada vez mayor. En la industria, a corto y medio plazo se incrementará el peso de la electricidad, y ya en un horizonte más lejano, concretamente para este sector se contemplarán sistemas de captura y secuestro de carbono, aplicable a fuentes estacionarias y con un volumen importante de emisiones (refinerías e instalaciones cementeras y siderúrgicas).

En cuanto a la evolución en sí del consumo de energía final, véase la figura 3.4.4, se observa al igual que en su curva homóloga de energía primaria, la reducción del consumo asociado al escenario de eficiencia energética adicional. De igual forma que en energía primaria, esta evolución supone la continuidad de una inercia tendencial, a partir de unos valores que ya han experimentado una fuerte reducción en los últimos años, uniendo esto a los efectos derivados de las futuras medidas de eficiencia energética adicionales que provocarán en 2020 un consumo menor respecto al de escenario de referencia de 18 millones de tep.

Figura 3.4.4. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía final

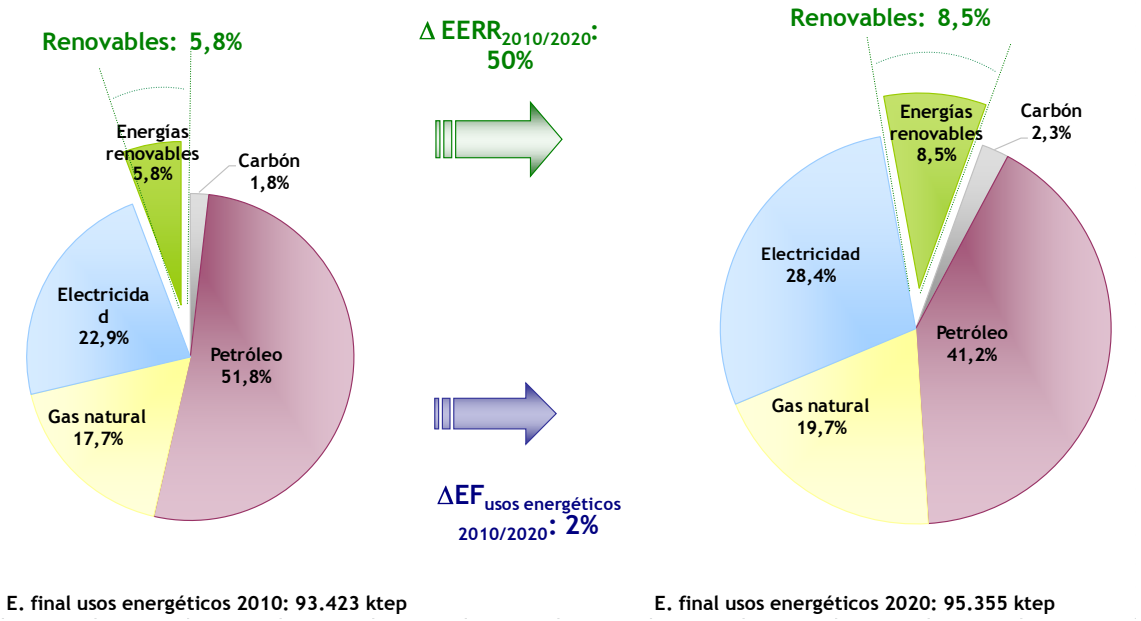


Fuente: MITyC/IDAE

Dentro de este consumo final, es necesario visualizar el esfuerzo cuantitativo que la aportación de las energías renovables ha de experimentar desde el año base 2010 a un horizonte objetivo 2020. Se evidencia, véase la figura 3.4.5, un incremento superior al 50% con respecto al año base, lo que supondría alcanzar un 8,5% de cobertura de energías renovables en términos de energía final.

Por último, cabe resaltar la trayectoria del indicador de intensidad de energía final. Como resultado de la intensificación de las medidas de eficiencia energética, la demanda de energía final presentará un crecimiento moderado inferior a una tasa media anual del 1%. Asimismo, la evolución del consumo energético per cápita se mantendrá prácticamente estabilizado en términos de energía final, al igual que en la energía primaria.

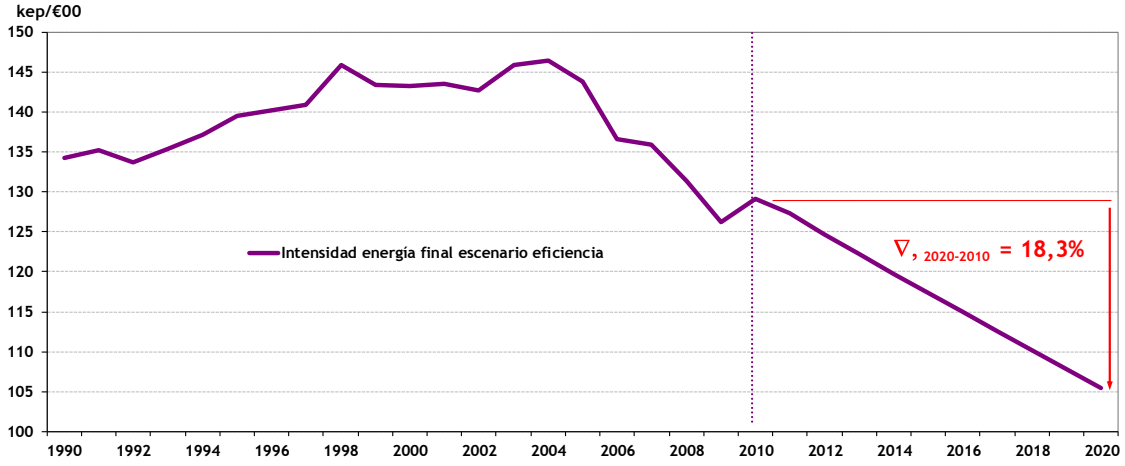
Figura 3.4.5. Escenario de eficiencia energética adicional: consumo de energía final 2010-2020



Fuente: MITyC/IDAE

La esperada evolución del *Producto Interior Bruto,* conducirá a su vez a una reducción acumulada de la intensidad energética final del orden del 18,3%, mayor que la reducción que experimentará por el indicador de intensidad primaria. Igualmente, en términos acumulados entre 2010 y 2020, esto corresponde a una mejora media anual del 2%, (véase la figura 3.4.6).

Figura 3.4.6. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la intensidad de energía final



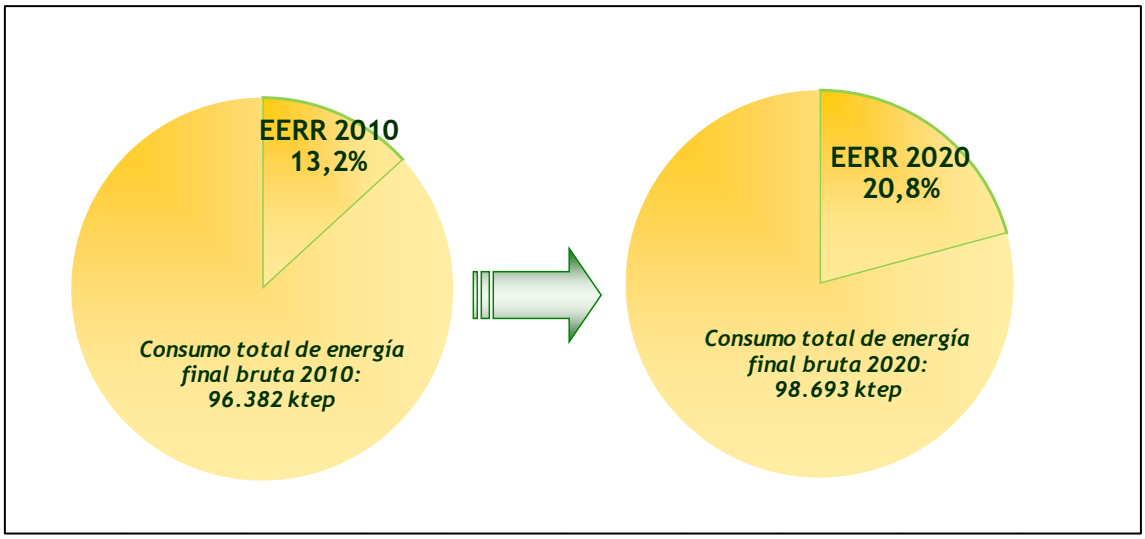
Fuente: MITyC/IDAE

En la nueva situación, la mejora de la intensidad de energía final, por encima de la primaria, pone de relieve el esfuerzo de las políticas energéticas orientadas a la mejora de la eficiencia en todos los sectores de uso final, donde habrá mayor margen de mejora de eficiencia en el horizonte 2010-2020.

3.4.4 Previsiones de consumo final bruto de energía en España 2010-2020

Al igual que en el escenario de referencia, el parámetro que evaluará los progresos de aportación de energías renovables al 2020 será el ***consumo final bruto de energía***. El esfuerzo cuantitativo que supone este escenario para alcanzar los objetivos propuestos en dicho horizonte pasa por incrementar la cobertura de este indicador en 7,6 puntos porcentuales, desde un 13,2% en el año base 2010, hasta alcanzar un 20,8% en el año objetivo, véase la figura 3.4.7.

Figura 3.4.7. Escenario de eficiencia energética adicional: cobertura EERR sobre consumo de energía final bruta 2010-2020



Fuente: MITyC/IDAE

De forma más detallada las previsiones del consumo final bruto de energía en España durante el periodo 2010-2020 se presentan en la tabla 3.4.4, comparando el escenario de referencia y el escenario de eficiencia energética adicional, de acuerdo con la metodología de la Directiva 2009/28/CE.

Téngase en cuenta que los valores recogidos bajo los epígrafes "Calefacción y refrigeración", "Electricidad", "Transporte conforme al art. 3.4a)" y "Consumo final bruto de energía" han sido calculados de acuerdo con dicha directiva y su adición no tiene por qué coincidir con el consumo final bruto de energía, al incluir este último concepto más parámetros que los anteriormente comentados.

Tabla 3.4.4: Previsiones de consumo final bruto de energía de España en calefacción y refrigeración, electricidad, y transporte hasta 2020, teniendo en cuenta los efectos de la eficiencia energética y de las medidas de ahorro energético 2010-2020 (ktep)
(Extracción del cuadro 1 del PANER según la Directiva 2009/28/CE)

Denominaciones y cálculos de acuerdo a la Directiva 2009/28/CE	2005	2010		2011		2012		2013		2014	
	Año de referencia	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional
1. Calefacción y refrigeración	39.982	35.780	35.758	36.424	35.439	35.794	34.608	35.762	34.092	35.784	33.558
2. Electricidad	25.080	25.104	25.104	26.085	25.361	26.973	26.082	28.218	26.857	29.480	27.473
3. Transporte	32.431	30.919	30.872	32.112	30.946	33.239	31.373	34.109	31.433	35.565	31.714
4. Consumo final bruto de energía	101.719	96.382	**96.382**	98.886	**96.381**	100.373	**96.413**	102.302	**96.573**	105.050	**96.955**

Denominaciones y cálculos de acuerdo a la Directiva 2009/28/CE	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional	Hipótesis de referencia	Eficiencia energética adicional
1. Calefacción y refrigeración	35.771	32.976	35.598	32.520	35.396	32.047	35.211	31.645	35.009	31.300	34.795	30.929
2. Electricidad	30.693	28.103	32.015	29.004	33.155	29.690	34.361	30.415	35.625	31.181	36.937	31.961
3. Transporte	36.874	32.208	37.816	32.397	38.833	32.476	39.909	32.468	41.020	32.357	42.159	32.301
4. Consumo final bruto de energía	107.601	**97.486**	109.498	**97.843**	111.494	98.087	113.629	98.321	115.862	98.538	118.158	98.693
Reducción para límite del sector de la aviación (5), artículo 5, apartado 6						58		124		210		250
Consumo total después de reducción para límite en el sector de la aviación						**98.028**		**98.198**		**98.328**		**98.443**

3.4.5 Evolución 2010-2020 del mix de generación eléctrica

La actual tendencia de transición hacia una "descarbonización" progresiva de la generación energética, especialmente para la producción eléctrica, sigue manifestándose en este nuevo PER. Ello implica indiscutiblemente la evolución hacia un nuevo mix eléctrico, véase la tabla 3.4.5, que combine una participación de las energías renovables, armonizada con tecnologías convencionales basadas en combustibles fósiles más eficientes y menos intensivos en carbono y en energía nuclear.

Tabla 3.4.5. Escenario de eficiencia energética adicional: balance eléctrico nacional

GWh	2005	2010	2015	2020
Carbón	81.458	25.493	33.230	31.579
Nuclear	57.539	61.788	55.600	55.600
Gas natural	82.819	96.216	120.647	133.293
P. petrolíferos	24.261	16.517	9.149	8.624
Energías renovables	42.441	97.121	112.797	146.080
Hidroeléctrica por bombeo	4.452	3.106	6.592	8.457
Producción bruta	**292.970**	**300.241**	**338.016**	**383.634**
Consumos en generación	11.948	9.956	8.897	8.968
Producción neta	**281.022**	**290.285**	**329.119**	**374.666**
Consumo en bombeo	6.360	4.437	9.418	12.082
Saldo de intercambios	-1.344	-8.338	-11.231	-12.000
Demanda (bc)	**273.319**	**277.510**	**308.470**	**350.584**
Consumo sectores transformadores	5.804	4.100	5.800	5.800
Pérdidas transp, distrib.	25.965	24.456	26.894	29.839
Demanda final de electricidad	**241.550**	**248.954**	**275.775**	**314.945**
Incremento respecto año anterior (%)	**4,26**	**2,05**	**2,53**	**2,73**
% renovables s/prod bruta	**14,5**	**32,3**	**33,4**	**38,1**

Fuente: MITyC/IDAE

Nota: En lo que respecta al uso del carbón y su aportación a la generación eléctrica y al suministro de energía primaria consignado en los cuadros de planificación energética, se ha supuesto que será compatible y conforme al marco europeo en la materia.

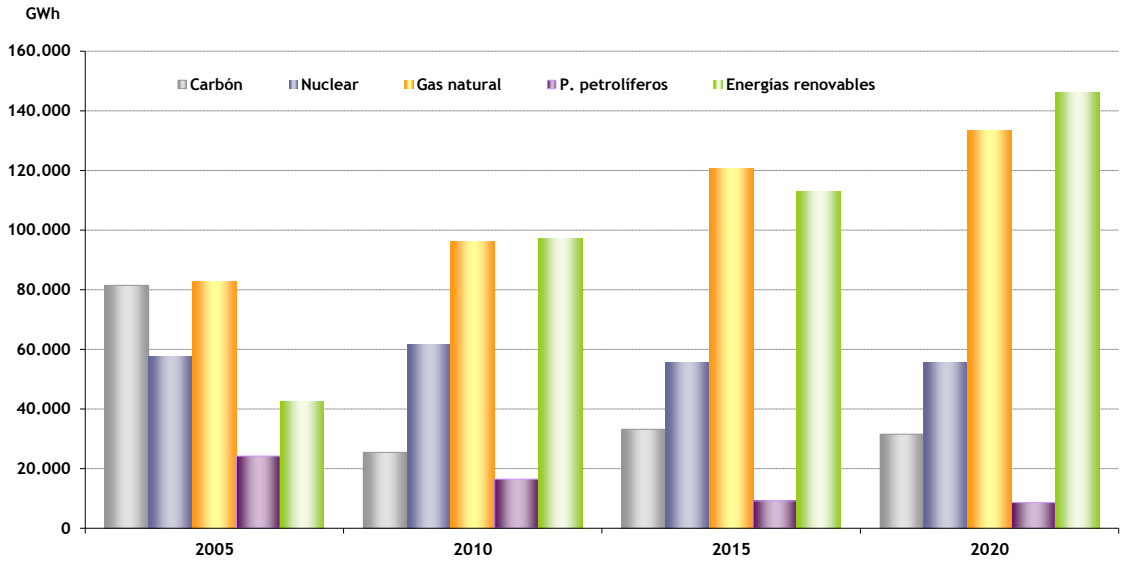
Como se puede observar, el intercambio internacional de electricidad en el año 2020 arroja un saldo exportador del orden de 12.000 GWh año. La mejora de la eficiencia incorporada sitúa las posibilidades de generación de electricidad por encima de las necesidades de consumo interior, lo que contribuye en buena parte a un superávit de energía eléctrica de origen renovable en nuestro país que puede ser transferido a otros Estados miembros, contribuyendo así al cumplimiento de los objetivos globales de la Unión Europea.

Atendiendo a la estructura de la generación eléctrica, el presente escenario de eficiencia energética adicional espera un incremento en la participación del gas natural y de las energías renovables, áreas que experimentarán un crecimiento medio anual del 3,3 y 4,2% en cuanto a su producción eléctrica. Por su parte, la producción eléctrica de origen nuclear se mantendrá estabilizada, si bien con cierta tendencia a la baja, registrando una leve pérdida de participación en cuanto a la cobertura a la demanda eléctrica global. El carbón se mantendrá prácticamente estabilizado, con un ligero aumento con respecto a 2010, mientras que la aportación de los productos petrolíferos a la producción eléctrica tenderá a disminuir.

En cualquier caso, son las energías renovables las fuentes destinadas a jugar un papel más relevante en nuestro mix de generación eléctrica, cuya producción eléctrica manifestará no sólo un crecimiento en términos absolutos, sino también relativos, lo que se evidencia a partir del esperado aumento en la cobertura a la demanda eléctrica (del orden de un 1,6% de media anual), que posibilitará alcanzar una cobertura próxima al 40% en 2020. En cuanto al gas natural, la nueva producción será debida principalmente a las instalaciones de cogeneración, las cuales evolucionarán a un ritmo superior al de los ciclos combinados, que en la actualidad representan el 71% de la producción eléctrica basada en este combustible, respecto al 25% de la cogeneración con gas natural. La situación esperada en el caso del gas natural es una mayor convergencia entre estas dos tecnologías a favor de la cogeneración. Por otra parte, la cobertura total de este combustible a la demanda eléctrica evolucionará dentro de unos márgenes más o menos estables, del orden del 35%.

Diferenciando según tecnologías de energías renovables, véase la figura 3.4.8, la energía eólica seguirá ocupando un lugar dominante, con el 50% de la producción eléctrica renovable en 2020 considerando conjuntamente la terrestre y la marina, lo que se aproxima al 19% de toda la producción eléctrica, por encima de la producción nuclear. Le siguen a más distancia la hidráulica, la solar termoeléctrica y la solar fotovoltaica, responsables respectivamente del 8,6, 3,7 y 3,2% de la producción eléctrica bruta total.

Figura 3.4.8. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la producción eléctrica bruta según fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

En referencia a la evolución de la producción eléctrica bruta en términos relativos destaca la solar termoeléctrica, con un fuerte incremento en su producción eléctrica, en un factor de 21 respecto al nivel de 2010. Le acompañan la biomasa y biogás cuyas producciones, se espera, pasen a experimentar significativos aumentos, entre un 11% y un 8,5% de media anual a lo largo del periodo 2010-2020. Asimismo, cabe citar la incorporación de nuevas tecnologías, aún poco visibles, como la eólica marina, la geotermia y las energías del mar, que irán cobrando cada vez un mayor protagonismo, especialmente en el caso de la eólica marina. Estas tecnologías emergentes, en conjunto, supondrán en el horizonte del 2020 una aportación al mix eléctrico algo menor, aunque comparable, a la producción eléctrica derivada de los productos petrolíferos.

Pero, para poder alcanzar un porcentaje de generación de electricidad con renovables cercano al 40%, y en buena medida de instalaciones no gestionables de carácter fluctuante, serán necesarios cambios sustanciales en la forma de gestión de los sistemas eléctricos. Asimismo, resulta imprescindible ampliar las interconexiones eléctricas hacia Europa central a través de Francia, de forma sensiblemente superior a lo actualmente planificado.

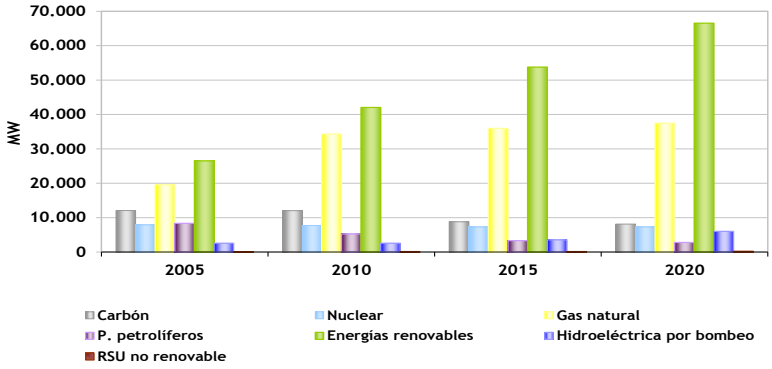
La mejora de las interconexiones eléctricas es un elemento fundamental del futuro escenario, de cara a estabilizar y crear un efecto de compensación de flujo entre las zonas excedentarias y las deficitarias de energía eléctrica. Este concepto de red internacionalizada (*super-grid*), se complementa con actuaciones sobre la demanda en el propio país a través de redes inteligentes (*smart-grid*), que a nivel más local o regional, activan el equilibrio entre oferta y demanda de este recurso eléctrico. La previsible implantación de redes inteligentes implica cambios significativos en las redes de transporte y distribución actuales.

Si contamos con una red internacional e interconexionada adecuada, el problema del almacenamiento de la energía se minimizará. No obstante, los avances en el almacenamiento energético seguirán siendo un punto clave a futuro de cara a poder aportar mayor estabilidad al sistema eléctrico, y permitir una mayor integración de las energías renovables en el mismo.

De cara a poder alcanzar dicha cobertura de renovables cercana al 40% en la demanda eléctrica, el parque instalado de energías renovables en este escenario de eficiencia energética adicional, presentará un incremento de una forma acorde y coherente con las previsiones de aumento de la producción. Así, en este escenario, véase la figura 3.4.9, destaca el gran crecimiento de potencia instalada de energías renovables por encima de cualquier fuente energética, casi alcanzando 67 GW de potencia instalada en 2020 (esto es, un 58% de crecimiento relativo entre 2010 y 2020). En segundo lugar se encuentra la evolución de las tecnologías de gas natural, que experimentarán un crecimiento hasta alcanzar los 37 GW de potencia instalada (mostrando un crecimiento más lento de un 9% en la próxima década).

Por el contrario, la potencia instalada del resto de fuentes energéticas participantes en la cobertura eléctrica, muestra una clara tendencia a la baja. Destaca el detrimento de la participación de las tecnologías basadas en productos petrolíferos (disminución de un 48%), seguido de la pérdida de la potencia basada en recursos como el carbón y la energía nuclear (decrecimiento relativo de un 32% y un 6%, respectivamente).

Figura 3.4.9. Escenario de eficiencia energética adicional: evolución de la capacidad eléctrica instalada según fuentes energéticas



Fuente: MITyC/IDAE

4 ANÁLISIS POR TECNOLOGÍAS

Capítulo 4

4.1 SECTOR DE LOS BIOCARBURANTES

4.1.1 Descripción del sector

Conforme a la definición recogida en el artículo 2 de 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, se consideran biocarburantes a los combustibles líquidos o gaseosos para transporte producidos a partir de la biomasa[3]. Para adecuar una definición tan genérica[4] a las necesidades de la planificación, se considerarán aquí como biocarburantes susceptibles de tener un desarrollo comercial en España durante el periodo 2011-2020 los siguientes:

a) Bioetanol, definido como alcohol etílico producido a partir de productos agrícolas o de origen vegetal, ya se utilice como tal o previa modificación o transformación química. A efectos prácticos, y aunque se trata de productos de naturaleza diferente, se incluirá en el análisis de este sector todo lo referente al Bio-ETBE (etil ter-butil éter producido a partir del bioetanol).

b) Biodiésel, esto es, éster metílico o etílico producido a partir de grasas de origen vegetal o animal.

Asimismo, es probable que durante esos años otros biocarburantes[5] que hasta la fecha no hay tenido un papel relevante en el mercado nacional de combustibles para el transporte, como el biogás (combustible gaseoso producido por digestión anaerobia de biomasa) o el HVO (del inglés *Hydrotreated Vegetable Oil,* hidrocarburo resultante del tratamiento de aceites vegetales o grasas animales con hidrógeno, bien en unidades dedicadas a ello, o bien mediante tecnologías de co-procesado en refinerías), adquieran una cierta presencia en ese mercado. Sin embargo, será difícil que durante el tiempo de vigencia del plan ésta pudiera llegar a ser significativa.

Bioetanol y biodiésel constituyen, pues, los principales mercados de biocarburantes tanto a escala global como nacional. Lo que sigue es una descripción de los rasgos más relevantes de estos, completada con el apunte de los elementos que condicionarán la evolución del sector en los próximos años, entre los que se encuentra en España la paulatina introducción de la electricidad en el transporte y el fomento del uso de biocarburantes en nuevos mercados, como el de la aviación o el del ferrocarril

[3] En el artículo 2.1 de la misma Orden se define "biomasa" como la fracción biodegradable de los productos, desechos y residuos procedentes de la agricultura (incluidas las sustancias de origen vegetal y de origen animal), de la silvicultura y de las industrias conexas, así como la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales.

[4] Precisamente por eso la Orden incluye en su artículo 2.2 un listado de productos susceptibles de ser considerados biocarburantes: bioetanol, biodiésel, biogás, biometanol, biodimetiléter, bioETBE, bioMTBE, biocarburantes sintéticos, biohidrógeno, aceite vegetal puro y otros.

[5] De hecho, existen países donde el consumo de biocarburantes que no son el bioetanol y el biodiésel tiene una presencia muy significativa. Es el caso del biogás en Suecia, Países Bajos o Noruega, o del aceite vegetal puro en Alemania, donde es utilizado en aplicaciones ligadas a la agricultura desde hace años (en 2009 el consumo de éste alcanzó el nivel de las 100.000 t). Y de cara al futuro resulta llamativa la apuesta realizada por el Bio-DME en Suecia.

Situación del mercado internacional de biocarburantes

De acuerdo con los datos de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), los biocarburantes cubrieron en 2010 el 2,08% de la oferta mundial de petróleo (entendida ya como suma de petróleo y biocarburantes), porcentaje que ascendió en el conjunto de países no pertenecientes a la OPEP al 3,44%. Para 2011, si bien los datos no son concluyentes, se espera que esos porcentajes sigan subiendo, confirmando la tendencia de crecimiento que la siguiente tabla muestra para el periodo 2005-2011.

Tabla 4.1.1. Oferta y demanda de petróleo en el mundo. Cuota de mercado de los biocarburantes (%)

Oferta y demanda de petróleo en el mundo							
En millones de barriles diarios	**2011**	**2010**	**2009**	**2008**	**2007**	**2006**	**2005**
Demanda total	**89,1**	**87,7**	**85,0**	**86,1**	**86,7**	**85,3**	**84,1**
Oferta total	**n.d.**	**87,3**	**85,2**	**86,4**	**85,5**	**85,4**	**84,7**
Oferta: países OPEP	n.d.	34,5	33,5	35,6	34,6	35,0	34,9
Oferta: países NO OPEP	53,4	52,8	51,7	50,8	50,9	50,4	49,8
De éstos son biocarburantes:	***2,0***	***1,8***	***1,6***	***1,4***	***1,1***	***0,9***	***0,7***
Bioetanol EE.UU.	*0,9*	*0,9*	*0,7*	*0,6*	*0,4*	*0,3*	*0,3*
Bioetanol Brasil	*0,5*	*0,5*	*0,4*	*0,4*	*0,4*	*0,3*	*0,3*
Otros	*0,6*	*0,5*	*0,4*	*0,4*	*0,3*	*0,2*	*0,1*
Cuota de mercado de los biocarburantes							
Sobre la oferta total	n.d.	2,08	1,83	1,64	1,28	1,00	0,77
Sobre la oferta de los países NO-OPEP	3,74	3,44	3,02	2,80	2,14	1,69	1,32

Fuente: AIE

El crecimiento del sector a escala global no habría sido posible sin el impulso decidido de muchos gobiernos, que han visto en él un instrumento para aumentar la independencia energética, luchar contra el cambio climático y generar riqueza, tanto dentro como fuera de sus fronteras. Entre los instrumentos desarrollados para dar ese impulso se encuentran los incentivos fiscales, principalmente reducciones o exenciones de los impuestos aplicados a los carburantes, un mecanismo eficaz a la hora de abrir el mercado, pues el incentivo actúa compensando el mayor coste de producción del biocarburante. Trasladar éste al consumidor final es el objetivo de las obligaciones de uso, instrumento que en muchos casos ha servido para consolidar el mercado, y que se concibe como un paso posterior al que representa el incentivo fiscal, aunque en muchos casos conviva con este. Actualmente existen obligaciones de uso en muchos mercados, aunque algunas de las más representativas son las vigentes en Estados Unidos en el marco de la *Energy Independence and Security Act*, la obligación que se deriva de la Directiva 2009/28/CE en la Unión Europea o los esquemas de apoyo al bioetanol y el biodiésel en Brasil[6].

Dentro de ese marco, el escenario internacional sobre el que se ha movido el sector durante 2009 y 2010 ha estado marcado, por una parte, por las consecuencias de la crisis económica global, que se ha traducido en cierres de plantas y demora o abandono en la decisión de acometer nuevos proyectos, y por otra por las primeras señales de recuperación económica ligadas al consumo de combustibles, en especial en mercados como el asiático.

[6] Desde el 1 de enero de 2010 está vigente la obligación de uso de B5. En cuanto al etanol, el Gobierno Federal decide el porcentaje obligatorio de mezcla con la gasolina (entre un 20-25%) como forma de regular los precios en el mercado del azúcar.

El análisis más detallado de las condiciones actuales y las perspectivas de los mercados de bioetanol y biodiésel se recoge a continuación.

a) Bioetanol

Las principales materias primas empleadas en la producción de bioetanol son la caña de azúcar, las melazas, la remolacha azucarera y los cereales. La primera es la más utilizada en Brasil, donde en la campaña 2008/2009 se procesaron[7] 569,1 millones de toneladas de caña, para producir 31,0 millones de toneladas de azúcar y 27,5 millones de metros cúbicos de etanol (9,3 millones de metros cúbicos de etanol anhidro y el resto de etanol hidratado). El otro país donde la producción de bioetanol a partir de caña es actualmente significativa, aunque a gran distancia de Brasil, es Colombia. En total, se calcula que en todo el mundo la producción de caña de azúcar dedicada a la fabricación de bioetanol ascendió en 2009 a 294 millones de toneladas[8].

Por su parte, la melaza empleada en algunos países (Brasil o Tailandia, entre ellos) como materia prima para la producción de bioetanol es un residuo del procesado de la caña de azúcar y tanto su precio como su disponibilidad están sometidos a fuertes vaivenes en cada campaña. En 2009 se estima que se dedicaron 17,7 millones de toneladas de este producto a la fabricación de bioetanol.

La remolacha azucarera es una materia prima que sólo es transformada en bioetanol en la Unión Europea, donde en 2009 se emplearon casi 7 millones de toneladas de tubérculos para este fin.

Por otro lado, y en lo que respecta al uso de cereales, en la campaña 2008/2009[9] aproximadamente un 6,0% de la cosecha mundial de cereales fue empleada en la producción de bioetanol, aunque teniendo en cuenta que un tercio de ese consumo vuelve al mercado alimentario en forma de DDGS[10], el consumo neto en 2008/09 ascendió a un 4% de la cosecha. En cuanto a la distribución geográfica de este consumo, la parte principal corresponde al consumo de maíz en Estados Unidos y China, aunque últimamente se observan apreciables incrementos de consumo de trigo en la Unión Europea y Canadá.

En el ámbito de la producción, los últimos datos disponibles muestran a escala global el liderazgo de Estados Unidos, seguido de Brasil y a mucha más distancia la Unión Europea y China. En el ámbito europeo son Francia y Alemania quienes han consolidado su posición de liderazgo, tras hacer una firme apuesta por el crecimiento, basada en el desarrollo del mercado de mezclas directas. Toda esa producción se encuentra sujeta al cumplimiento de estrictas normas de calidad, entre las que destacan la brasileña (Resolución nº 36/2005 de la ANP, que fija las especificaciones del etanol anhidro e hidratado), la europea (norma EN 15376, para etanol anhidro en mezclas con gasolina) y la norteamericana (ASTM D4806).

[7] Datos de UNICA.
[8] Datos de FO Licht.
[9] Datos de F.O. Licht.
[10] *Dried Distillers Grains with Solubles*, co-producto de la fabricación del etanol de cereales con alta concentración de fibra y proteína.

Tabla 4.1.2. Producción de bioetanol en el mundo y en la UE

Mundo **Año 2010**	**Producción de bioetanol** **(en miles de m^3)**
Estados Unidos	49.100
Brasil	26.200
Unión Europea	4.455
China	2.050
Canadá	1.350
Tailandia	410
Colombia	394
Otros	*1.675*
Total	**85.634**

Unión Europea **Año 2010**	**Producción de bioetanol** **(en miles de m^3)**
Francia	1.050
Alemania	900
España	580
Bélgica	300
Polonia	220
Suecia	210
Austria	190
Otros	*1.005*
Total	**4.455**

Fuente: F.O. Licht

Por áreas geográficas, las materias primas más utilizadas para la producción del bioetanol han sido el maíz en Estados Unidos y la caña de azúcar en Brasil. En la Unión Europea cereales y jugo de remolacha azucarera conforman la parte fundamental de la cesta de materias primas[11], que en China está formada por el maíz y en menor medida la yuca.

Por lo que respecta al tejido empresarial a escala internacional, éste se distribuye principalmente en los tres principales mercados señalados anteriormente. Así, en Estados Unidos, agrupadas en la *Renewable Fuels Association* (RFA) existen más de 200 plantas[12], con capacidades de producción que van desde los 100.000 m^3 hasta los casi 500.000 m^3 de la mayor, operada por Renew Energy, y que incluyen los en torno a 30 proyectos de demostración basados en el uso de la celulosa, de capacidad muy inferior al rango citado. Poet, Archer Daniels Midland, Green Plains Renewable Energy o Valero Renewable Fuels figuran entre los líderes del principal mercado mundial de bioetanol.

En Brasil, la *União da Indústria de Cana-de-Açúcar* (UNICA) es la mayor organización representativa del sector del azúcar y el bioetanol, con unas 120 empresas asociadas que suponen más del 50% del bioetanol y el 60% del azúcar producido en el país. Entre los principales actores de este mercado se encuentran Cosan, principal empresa productora, y la empresa Grupo Santelisa Vale - Louis Dreyfuss Commodities Bioenergia, junto con otras como ETH o Bunge.

[11] De acuerdo con ePURE y F.O. Licht, esta cesta estuvo formada en 2008 por un 28% de jugo de remolacha azucarera, un 28% de trigo, un 27% de maíz y un 17% de otras materias primas, principalmente otros cereales y alcohol vínico.
[12] Fuente: 2010 Ethanol Industry Outlook; RFA.

Por último, en la Unión Europea es la *European Renewable Ethanol Asociation* (ePURE) la entidad que agrupa a algunas de las principales empresas productoras de bioetanol del continente. Actualmente tiene más de 60 socios, entre los que se encuentran empresas como la española Abengoa Bioenergía, la alemana CropEnergies o las británicas Ensus y British Sugar. Otros actores relevantes en el escenario europeo son Tereos en Francia, Sekab en Suecia e INBICON en Dinamarca.

Por otro lado, entre los hechos recientes que marcarán el futuro inmediato del mercado internacional del bioetanol se encuentran, en Estados Unidos, la revisión del *National Renewable Fuel Standard Program* (RFS-2), con el desglose por tipo de biocarburante del objetivo marcado para 2022 por la *Energy Independence and Security Act* de 2007 y la decisión tomada en octubre de 2010 por la EPA con relación al uso de E15 como mezcla sin etiquetar. En Brasil, el desarrollo de infraestructuras ligadas al desarrollo de las exportaciones y en Europa la implementación de los criterios de sostenibilidad recogidos en la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, serán los elementos más relevantes a tener en cuenta a la hora de repensar este sector, junto con el resultado de los esfuerzos llevados a cabo entre los principales agentes del mercado en el ámbito de la normalización, con el objetivo de conseguir una especificación única del bioetanol utilizado como carburante.

b) Biodiésel

El biodiésel se define como un éster metílico o etílico de ácidos grasos, y por ello las materias primas empleadas principalmente en su fabricación son los aceites vegetales, bien de primer uso o bien usados, aunque en ocasiones también se usan grasas animales[13]. En la campaña 2008/2009 el consumo de aceites vegetales para la producción de biodiésel se estimó en el 9% de la producción mundial[14]; de cara al futuro las correcciones en el mercado internacional y los requerimientos de sostenibilidad actuarán como limitadores de esa demanda, en especial en lo que se refiere a la de aceite de soja y palma en la Unión Europea.

En términos cuantitativos, y por lo que respecta al uso de materias primas para la fabricación de biodiésel, se estima[15] que en 2009 se emplearon en el mundo con este fin 13,9 millones de toneladas de aceites vegetales y 1,6 millones de toneladas más de otras materias grasas, como las grasas animales o los aceites vegetales usados. Respecto a los aceites vegetales, los más usados fueron los de soja (5,40 Mt), colza (5,10 Mt) y palma (2,70 Mt), seguidos a distancia del aceite de girasol (0,45 Mt).

El elemento determinante a la hora de caracterizar el funcionamiento de un mercado nacional de biodiésel es la existencia o no de obligaciones de uso; de la mano de este instrumento (junto con los incentivos fiscales) la Unión Europea se ha constituido como el primer consumidor mundial, al que siguen Estados Unidos y Brasil. Sin embargo, a escala global la distribución de la capacidad de producción no guarda en muchos casos relación directa con la demanda local, y así se han configurado mercados netamente exportadores, como el argentino y el estadounidense, mientras que otros buscan la autosuficiencia (caso de Brasil). En la Unión Europea, por su parte, convive una amplia casuística, con diferentes grados de apertura de los mercados que quedan, por lo tanto, más o menos expuestos a las prácticas de comercio desleal[16] que han aflorado durante los últimos años.

---

[13] Las grasas animales son muy empleadas en algunos mercados, como el norteamericano.
[14] Datos de F.O. Licht.
[15] Datos de F.O. Licht.
[16] Es el caso, por ejemplo, de las exportaciones de B99 desde EEUU a la UE, que los Reglamentos 193 y 194 (publicados en marzo de 2009) de la Comisión Europea pretendieron atajar, sin conseguirlo del

En términos exclusivamente de producción, la Unión Europea, con casi 9 millones de toneladas, supera ampliamente el resultado de Estados Unidos en 2010 (algo más de 1 millón de toneladas). Brasil y Argentina en América Latina, e Indonesia y Malasia en Asia completan el dibujo de la distribución geográfica mundial de los principales actores de este mercado. Todo ese volumen de producción responde a la definición de biodiésel, si bien, de forma análoga a lo que ocurre con el gasóleo, no en todos los mercados responde a la misma especificación técnica, y así las normas de calidad más relevantes a escala internacional son la europea EN 14214 y la norteamericana ASTM D6751 (ésta, específica para biodiésel en mezclas con gasóleo de hasta el 20% en volumen).

Tabla 4.1.3. Producción de biodiésel en el mundo y en la UE

Mundo **Año 2010**	**Producción de biodiésel** **(en miles de t)**
Unión Europea	8.898
Estados Unidos	1.083
Brasil	2.067
Argentina	1.850
Indonesia	650
Malasia	110
Otros	*1.908*
Total	**16.566**

Unión Europea **Año 2010**	**Producción de biodiésel** **(en miles de t)**
Alemania	2.350
Francia	1.800
Italia	732
España	1.000
Reino Unido	330
Polonia	420
Otros	*2.266*
Total	**8.898**

Fuente: F.O. Licht

Las materias primas más utilizadas para la producción de biodiésel son el aceite de colza en la Unión Europea, el aceite de soja en Estados Unidos y América Latina, y el aceite de palma en el Sudeste Asiático. Otras materias primas con presencia relevante en algunos mercados nacionales son el aceite vegetal usado (en España o Estados Unidos, por ejemplo), el aceite de girasol (en Europa), el aceite de algodón (en Brasil), las grasas animales (en Estados Unidos o Brasil) o el aceite de coco (en Filipinas).

Por lo que respecta a la estructura empresarial del sector a escala internacional, sin duda la principal asociación de empresas la constituye la europea EBB (*European Biodiesel Board*), que agrupa a 73 socios, que representan el 80% de la producción europea de biodiésel. Entre sus socios se encuentran empresas líderes a escala internacional como la multinacional Novaol, la francesa Diester, ADM, Cargill y

todo. La extensión y ampliación de éstos mediante los Reglamentos 443 y 444 de 2011 tampoco resolvió completamente el problema. En ese capítulo entrarían también las Tasas Diferenciales a la Exportación aplicadas por la República Argentina.

Verbio en Alemania, o varias empresas españolas, además de la patronal del sector, la sección de biocarburantes de APPA.

En Estados Unidos, la NBB (*National Biodiesel Board*) es la asociación que agrupa a los principales productores, con casi 80 miembros de pleno derecho, entre los que destacan grandes productores como ADM, Fuel Bio One, Cargill, REG, Imperium, Owensboro Grain, Delta Biofuels, Green Earth, Louis Dreyfuss Commodities o Twin Rivers.

En Brasil, todas las empresas dedicadas a la producción o comercialización de biodiésel precisan una autorización de la ANP (*Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis*). Hasta la fecha 64 instalaciones tienen autorización para producir biodiésel, entre las que se encuentran actores tan relevantes como ADM, Agrenco, Biocapital, Bracol, Brasil Ecodiesel, Granol, Oleoplan o Petrobras Biocombustível. Una de las acciones más llamativas (si bien con escaso éxito) llevada a cabo en este ámbito por el Gobierno Federal fue la implantación en 2005 del sello "Combustible Social", destinado a favorecer la participación de la agricultura familiar en el mercado del biodiésel a través de incentivos fiscales o de acceso a líneas de créditos blandos. En Argentina, donde el mercado está segmentado entre pequeñas y medianas empresas cuya producción se destina a abastecer la obligación de uso en el país, y grandes compañías orientadas a la exportación, destaca el papel que juegan grandes productores como Renova, Dreyfus, Patagonia o Ecofuel.

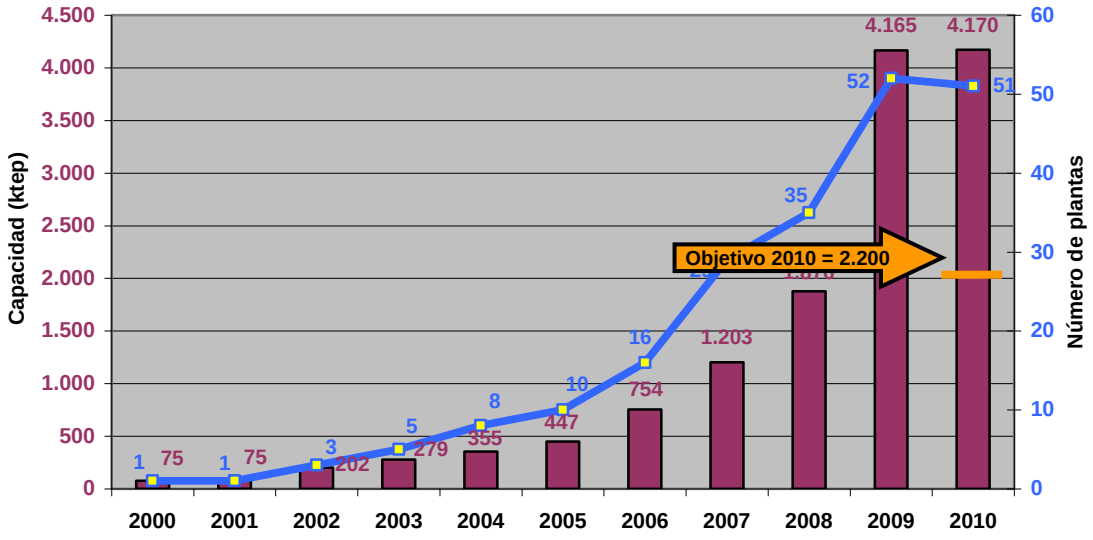
En cuanto a la producción de biodiésel en el sudeste asiático, la MBA (*Malaysian Biodiesel Association*) es la entidad, recientemente constituida, que agrupa a las empresas del sector. Actualmente existen 12 plantas en operación, de las cuales las más rentables son las que combinan la producción de biodiésel con la valorización de otros productos como el caroteno, la vitamina E y la glicerina. A ellas se añaden varias más actualmente en construcción. Vance Bioenergy, Carotech y Golden Hope Biodiésel son algunos de los actores más representativos de este mercado. El otro gran productor de aceite de palma de la región, Indonesia, vio durante 2009 como se producía una gran contracción del mercado de biodiésel, ligada a la recuperación del precio del aceite de palma. Sólo un productor, que combina la fabricación de biodiésel con otros productos, continuó con su actividad a mediados de 2009, con lo que la capacidad de producción utilizada se encontró durante ese año bien por debajo del 1%. Los problemas de sobrecapacidad y elevados precios del aceite de palma han persistido a lo largo de 2010 en ambos países.

De cara a la definición del sector a escala global en los próximos años, algunos de los factores más determinantes son comunes a los ya citados al hablar del bioetanol, como la aprobación de la RFS-2 en Estados Unidos o la implantación del control de la sostenibilidad en la Unión Europea. Otros, sin embargo, son específicos de este sector, como la expansión de un mercado orientado a la exportación en Estados Unidos, Argentina o el Sudeste Asiático, en ocasiones de la mano de prácticas comerciales desleales, o el papel que pueda jugar en los próximos años Brasil, que por el momento ha decidido acompasar el crecimiento del sector a los ritmos de una obligación de uso que es ya de B5 desde el 1 de enero de 2010.

Situación del mercado español de biocarburantes

En España, la capacidad de producción instalada a finales de 2010, de acuerdo con los datos del IDAE, ascendió a 464.000 t de bioetanol (4 plantas), y 4.318.400 t de biodiésel (47 plantas). En términos energéticos, la capacidad instalada a finales de 2010 superaba ya los 4 millones de tep, una cifra muy superior al objetivo de 2.200 ktep establecido por el PER 2005-2010, si bien éste se estableció en términos de consumo, no de capacidad de producción. La evolución de la capacidad instalada de biocarburantes en España durante los últimos años se muestra a continuación:

Figura 4.1.1. Capacidad instalada (ktep) y número de plantas de producción de biocarburantes



Fuente: IDAE

A pesar de lo que pudiera parecer por la evolución de las cifras de capacidad de producción, el sector de los biocarburantes, y en especial el del biodiésel, ha atravesado durante estos últimos años una delicada situación. Las causas de ello van más allá del contexto marcado por la crisis económica internacional, incluyendo aspectos específicos como la competencia desleal del biodiésel importado de EE.UU. (un tema parcialmente resuelto por los Reglamentos de la Comisión Europea 193 y 194 de 2009, extendidos y ampliados mediante los Reglamentos 443 y 444 de 2011) o el desarrollo de prácticas comerciales que distorsionan el mercado, en particular las Tasas Diferenciales a la Exportación aplicadas por países como Argentina e Indonesia.

Resultado de esta situación ha sido un volumen de producción muy por debajo de la capacidad instalada y una alta penetración de las importaciones en el mercado del biodiésel. Como consecuencia, actualmente se encuentran paradas muchas plantas productoras de biodiésel y el resto funciona muy por debajo de su capacidad productiva, una situación económicamente insostenible que ya está teniendo consecuencias.

Tal vez lo más paradójico de esta situación es que se produce en un momento en el que el marco normativo en el que se desenvuelve el sector ha recogido buena parte de las demandas tradicionales de éste. Así, vigente desde 2003 el incentivo fiscal en forma de tipo cero del impuesto de hidrocarburos, en 2008 se aprobó 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, que supone la introducción en nuestro país de un mecanismo de obligación de uso de biocarburantes siguiendo el modelo de otros países europeos como Alemania o el Reino Unido. En este marco, la Comisión Nacional de Energía (CNE) actúa como Entidad de Certificación.

Por otro lado, y en lo que respecta al control del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad, conforme a lo dispuesto por la Directiva 2009/28/CE, éste deberá centrarse sobre todo en las partes de la cadena de valor previas a la entrada de la materia prima en las plantas españolas, pues hasta la fecha la mayor parte de la materia prima empleada para la fabricación de biocarburantes es importada (básicamente cereales para la producción de etanol y aceites de soja y palma para la fabricación de biodiésel).

Aspectos normativos

Contextualizar adecuadamente la situación del mercado nacional de los biocarburantes exige una atención especial al marco normativo en el que se desenvuelve este mercado. En ese sentido, se pueden distinguir como elementos fundamentales de ese marco, a escala europea y nacional, los siguientes:

1. Marco general:

- 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 y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE.
- Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.

2. Calidad de carburantes:

- Directiva 2009/30/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009, por la que se modifica la Directiva 98/70/CE en relación con las especificaciones de la gasolina, el diésel y el gasóleo, se introduce un mecanismo para controlar y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en relación con las especificaciones del combustible utilizado por los buques de navegación interior y se deroga la Directiva 93/12/CE.
- Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, por el que se determinan las especificaciones de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo y se regula el uso de determinados biocarburantes.
- Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, utilización de biocarburantes y contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo.

3. Marco fiscal:

- Directiva 2003/96/CE, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.
- Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales (y sus modificaciones).

- Real Decreto 1165/1995, de 7 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de los Impuestos Especiales (y sus modificaciones).

4. Obligación de uso de biocarburantes:

- Ley 12/2007, de 2 de julio, por la que se modifica la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos.
- Orden Ministerial 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.
- Circular 2/2009, de 26 de febrero, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regula la puesta en marcha y gestión del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.
- Circular 1/2010, de 25 de marzo, de la Comisión Nacional de Energía, por la que se regulan los procedimientos de constitución, gestión y reparto del fondo de pagos compensatorios del mecanismo de fomento del uso de biocarburantes y otros combustibles renovables con fines de transporte.
- Real Decreto 459/2011, de 1 de abril, por el que se fijan los objetivos obligatorios de biocarburantes para los años 2011, 2012 y 2013.

5. Defensa contra prácticas comerciales desleales:

- Reglamento de ejecución (UE) Nº 444/2011 del Consejo de 5 de mayo de 2011 que amplía a las importaciones de biodiésel expedido desde Canadá, esté o no declarado como originario de Canadá, el derecho antidumping definitivo impuesto por el Reglamento (CE) nº 599/2009 a las importaciones de biodiésel originario de los Estados Unidos de América, amplía el derecho antidumping definitivo impuesto por el Reglamento (CE) nº 599/2009 a las importaciones de biodiésel en mezclas con un contenido igual o inferior al 20 % en peso de biodiésel originario de los Estados Unidos de América, y da por concluida la investigación sobre las importaciones expedidas desde Singapur.
- Reglamento de ejecución (UE) Nº 443/2011 del Consejo de 5 de mayo de 2011 que amplía a las importaciones de biodiésel expedido desde Canadá, esté o no declarado como originario de Canadá, el derecho compensatorio definitivo impuesto por el Reglamento (CE) nº 598/2009 a las importaciones de biodiésel originario de los Estados Unidos de América, amplía el derecho compensatorio definitivo impuesto por el Reglamento (CE) nº 598/2009 a las importaciones de biodiésel en mezclas con un contenido igual o inferior al 20 % en peso de biodiésel originario de los Estados Unidos de América, y da por concluida la investigación sobre las importaciones expedidas desde Singapur.

6. Participación del sector agroenergético nacional:

- Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.

El mercado español de los biocarburantes y el uso de la electricidad en el transporte

Actualmente el único sector del transporte donde existe una presencia significativa de la electricidad en su consumo energético es el del ferrocarril. Así, según datos del

IDAE, en 2009 aquella representó el 72% del consumo energético del ferrocarril en España (2.422,75 GWh sobre 3.289,43 GWh totales, la diferencia cubierta por el consumo de gasóleo). En el horizonte de 2020 la tendencia apunta a una participación aún mayor de la electricidad en este sector, de la mano de la construcción de nuevas infraestructuras ferroviarias. Así las cosas, la participación de las energías renovables en el consumo energético del sector del ferrocarril vendrá determinada por la presencia de aquellas en el mix de generación eléctrica nacional.

Por otro lado, y en lo que se refiere a la contribución del vehículo eléctrico, de acuerdo con la *Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España*, resultaría factible, con un plan adecuado de estímulos, alcanzar en 2014 una matriculación de 110.000 unidades (aproximadamente el 7% del mercado cifrado en 2008) y un volumen de vehículos de 250.000 unidades (aproximadamente el 1% del parque de 2008).

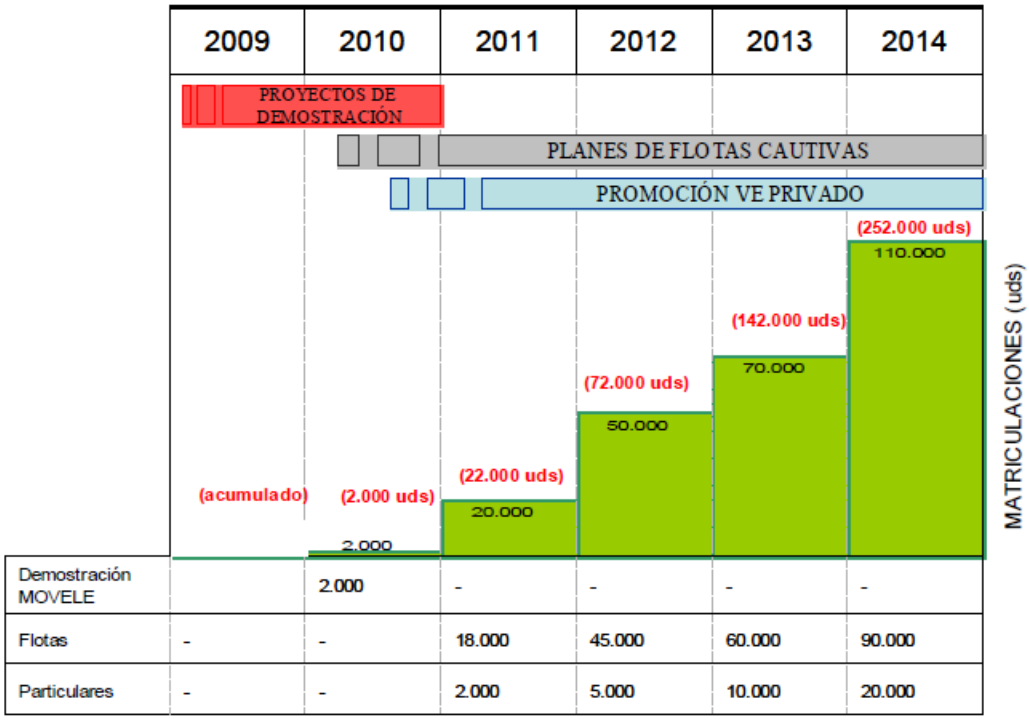


Figura 4.1.2. Mercado potencial de los vehículos eléctricos y objetivos de la EstrategiaFuente: Estrategia Integral para el Impulso del Vehículo Eléctrico en España

Conforme a esa tendencia, este plan considera que en 2020 podrían circular en España 2.500.000 vehículos eléctricos, si bien para que algo así sea posible se precisará de un esfuerzo de las administraciones, tanto por apoyar el desarrollo tecnológico en este ámbito (en el ámbito de las baterías, pero también de la adecuación de infraestructuras como estaciones de recarga o adaptaciones de la red eléctrica), como por impulsar las reformas necesarias en el marco normativo.

4.1.2 Perspectivas de evolución tecnológica

El sector de los biocarburantes se encuentra inmerso en un proceso de cambio que afecta, no sólo al diseño de las tecnologías de producción, sino también a la variedad de materias primas susceptibles de ser empleadas por aquellas e incluso a las tecnologías de uso final de estos combustibles. De acuerdo con la Plataforma Tecnológica Europea de los Biocarburantes[17], los objetivos de esta evolución, que también han sido recogidos ya en el Plan de Implementación a 2015 de la Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa[18], son:

1. Materias primas:

- Incremento del rendimiento por hectárea de los cultivos y desarrollo de una logística de suministro eficiente tanto para los cultivos como para los residuos.
- Gestión eficiente del uso de la tierra, tanto por lo limitado de los recursos como por la diversidad de los posibles usos de la biomasa (térmico, eléctrico, de transporte o como materias primas para la producción industrial).

2. Tecnologías de conversión:

- Desarrollo de procesos eficientes, eficaces y estables que permitan el uso de diversas materias primas y que generen productos de gran calidad.

3. Tecnologías de uso final:

- Optimización del funcionamiento de combustible y motor tanto en términos energéticos como ambientales, asegurando la compatibilidad del uso de los biocarburantes con el parque y la infraestructura existentes y futuros.

Para los objetivos de este PER, el análisis de cómo lograr esos objetivos se centrará en los dos primeros aspectos, materias primas y tecnologías de conversión, por ser los vinculados de forma más específica con el sector, y en los que la planificación puede tener más influencia.

Materias primas

La mejora genética de las materias primas actualmente empleadas por la industria de biocarburantes y la búsqueda de otras nuevas que sean compatibles con las tecnologías de conversión actuales son áreas de trabajo de gran actividad a escala global. La industria del biodiésel, en concreto, se ha mostrado muy activa en la búsqueda de nuevas oleaginosas que permitan conseguir altas producciones por hectárea de un aceite que sea idóneo para la producción de este biocarburante. Con este objetivo, la *Jatropha curcas,* el cocotero (*Cocos nucifera*), el algodón (*Gossypium spp.*), el ricino (*Ricinus communis*), o la pongamia (*Pongamia pinnata*), entre otros cultivos, han recibido mucha atención en diversas partes del mundo, junto con otros que, al menos teóricamente, tendrían cabida en las condiciones del campo español, como el cártamo (*Carthamus tinctorius*), la camelina (*Camelina sativa*), el cardo (*Cynara cardunculus*) o la colza etíope (*Brassica carinata*). De cara a

[17] Biofuelstp.eu – La cita se refiere al informe *Strategic Research Agenda & Strategy Deployment Document*, de fecha enero de 2008.

[18] Bioplat.org – El Plan de Implementación a 2015 toma en consideración la última versión de la *Agenda Estratégica* de la Plataforma Europea de Biocombustibles y actualiza las líneas estratégicas contextualizadas en función de la situación tecnológica a nivel europeo (Plataformas Europeas, resultados del 7º Programa Marco, SET-Plan, etc.) y de la evolución del sector a nivel nacional. A partir de esa información se definen siete cadenas de valor específicas para el sector transporte, detallando para cada una de ellas los retos tecnológicos, no tecnológicos y de uso final que se deben afrontar.

potenciar el papel del campo español en el cumplimiento de los objetivos del plan es imprescindible intensificar el trabajo en el ámbito agronómico, no sólo analizando el potencial de estos nuevos cultivos sino prestando especial atención a las posibilidades de mejora de cultivos tradicionales como el girasol, la colza o algunos cereales.

Por otro lado, y de acuerdo con todos los análisis de prospectiva del sector, entre las materias primas más empleadas en el medio y largo plazo se encontrarán los materiales lignocelulósicos de todo tipo (paja, astillas, residuos agrícolas, etc.), lo que supondrá un reto para la industria nacional, pues no existe como tal un mercado formal de estos productos, y por ello es previsible que existan problemas para que la demanda nacional pueda abastecerse en condiciones adecuadas de cantidad, calidad y precio.

A otro nivel, tanto temporal como de necesidad de desarrollo tecnológico, se sitúa la posibilidad de emplear algas para usos energéticos, y en concreto para la producción de biocarburantes. Tanto el potencial de este tipo de recurso como la existencia en España de personal científico y técnico de alto nivel en este campo aconsejan dedicarle una atención especial, aún cuando los resultados relacionados con el uso energético puedan demorarse más allá del horizonte de este plan.

En cualquier caso, un aspecto que deberá tenerse siempre en cuenta a la hora de evaluar la potencialidad de un cultivo para la producción de biocarburantes en la Unión Europea es el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad establecidos por la Directiva 2009/28/CE, y en especial el comportamiento de aquel en términos de su balance de gases de efecto invernadero, pues ese cumplimiento será una condición *sine qua non* para poder comercializar en la Unión Europea el biocarburante producido a partir de esa materia prima.

Tecnologías de conversión

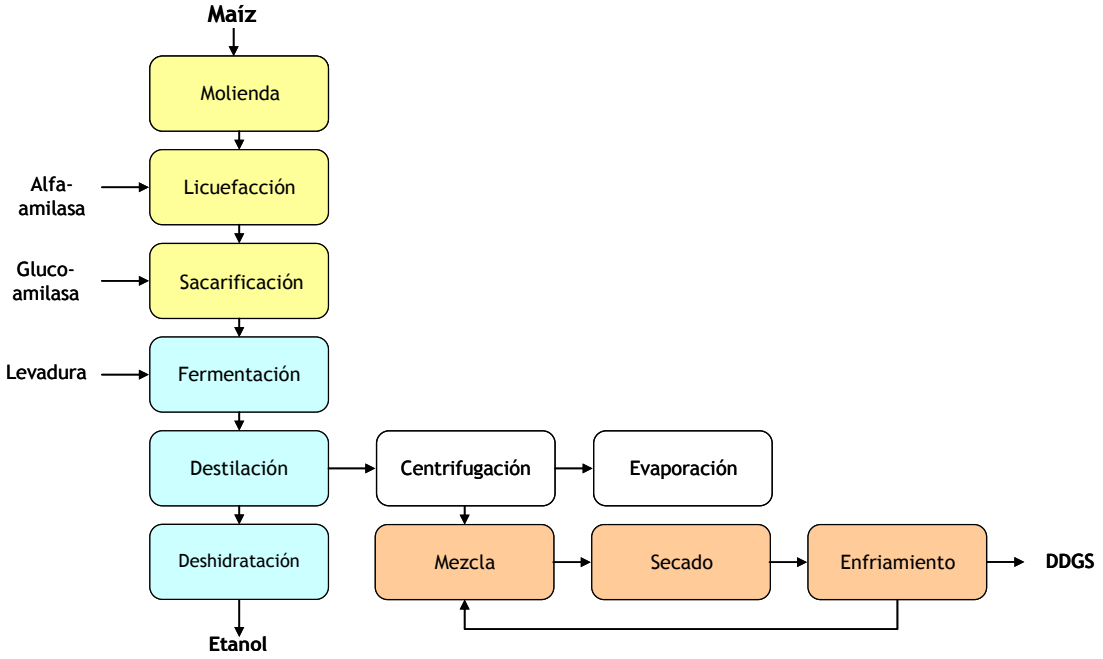
El desarrollo de las tecnologías de transformación de la biomasa para la producción de carburantes líquidos afecta tanto a aquellas que tienen ya una implantación comercial sólida como a las más novedosas. De acuerdo con la hoja de ruta dibujada por la Plataforma Tecnológica Europea de los Biocarburantes, esta evolución permitirá durante los primeros años de la década 2011-20 la mejora de los procesos actuales de fabricación de bioetanol, bio-ETBE y biodiésel, mientras que hacia la segunda mitad de aquella hará posible incorporar al mercado nuevos procesos de producción de bioetanol a partir de celulosa, así como nuevos biocarburantes como el Bio-DME o el BtL, entre otros. Al final del camino, y con un horizonte temporal más amplio, estaría un cambio de paradigma, pasando del concepto actual de instalación individual productora a uno más integrado de biorrefinería, en el que la producción de biocarburantes será sólo una opción más entre todas las posibles de obtención de productos a partir de biomasa.

Siguiendo esa línea temporal, durante los primeros años a los que se refiere este plan se asistirá a la mejora de las tecnologías de producción de los biocarburantes que ya tienen presencia en el mercado. En el caso del bioetanol estas tecnologías se basan en la fermentación directa del jugo o de la mezcla del jugo y las melazas, en el caso del uso de la caña de azúcar como materia prima o bien en los procesos de molienda seca y molienda húmeda cuando se parte del uso de cereales[19]. En todos los casos la

[19] En el mercado español dominan los procesos de molienda seca, si bien también se puede producir bioetanol a partir de alcohol vínico en todas las plantas actualmente en funcionamiento.

mejora tecnológica afectará no sólo a la eficiencia del propio proceso de conversión de la biomasa sino a la mejora de la cantidad y calidad de los co-productos (en especial del DDGS producido a partir del uso de cereales) y a la eficiencia energética de los procesos (por ejemplo, a través del uso de co-productos o residuos del proceso como combustible en plantas de cogeneración).

Figura 4.1.3. Diagrama del proceso de molienda seca para la producción de bioetanol con maíz

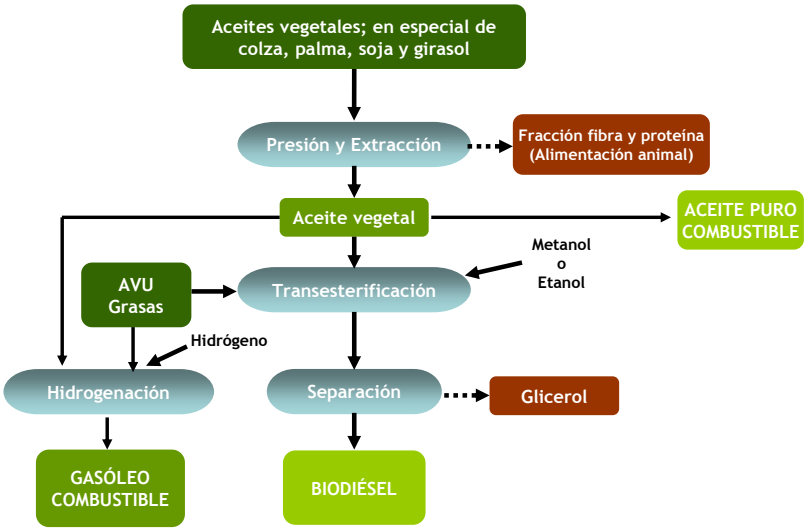


Fuente: BNDES, CGEE, CEPAL y FAO. *Bioetanol de caña de azúcar: energía para el desarrollo sostenible*. BNDES. Río de Janeiro, 2008.

Las tecnologías de producción de biodiésel, por su parte, están basadas en la actualidad en la transesterificación de aceites vegetales usando metanol como alcohol en el proceso y la sosa o la potasa como catalizadores. De cara a los próximos años es previsible que, tanto el uso de etanol[20] en sustitución del metanol como el de catalizadores heterogéneos (que presentan apreciables ventajas sobre los homogéneos en términos de gestión de aguas de lavado y posible formación de jabones en el proceso) en lugar de los homogéneos empiece a generalizarse, y que se empiece a aclarar el potencial real de uso de otro tipo de catalizadores, como los enzimáticos. Asimismo, las tecnologías de pretratamiento de aceites vegetales y grasas animales se harán cada vez más eficientes para poder absorber materias primas más complejas de gestionar pero mucho más baratas, como las grasas de gran acidez; y al final de la cadena es de esperar que nuevos desarrollos optimicen las posibilidades comerciales de los co-productos, en especial de la glicerina.

[20] En ese caso el biodiésel sería FAEE (*Fatty Acid Ethyl Ester*), en lugar de FAME (*Fatty Acid Methyl Ester*). Ambos están comprendidos dentro de la definición de "biodiésel" que da la Orden ITC 2877/2008.

Figura 4.1.4. Diagrama del proceso de producción de biodiésel



Fuente: European Biofuels Technology Platform. *Strategic Research Agenda & Strategy Deployment Document*. Biofuelstp, 2008.

Dentro del ámbito de los biocarburantes con implantación comercial y fuera del caso del bioetanol y el biodiésel, no es previsible que existan grandes avances en las técnicas de producción y adaptación al uso en el transporte del biogás y el aceite vegetal puro. Sí lo es, en cambio, que se produzcan importantes mejoras de eficiencia en los procesos relacionados con la producción de biocarburantes actualmente en fase de demostración, como el biobutanol y las grasas hidrotratadas, que permitan reducciones de sus altos costes actuales de producción.

Por otro lado, y en lo que se refiere a los nuevos procesos de conversión que se prevé estén en fase comercial al final de la década, estos pueden dividirse en dos grandes bloques:

a) Ruta bioquímica

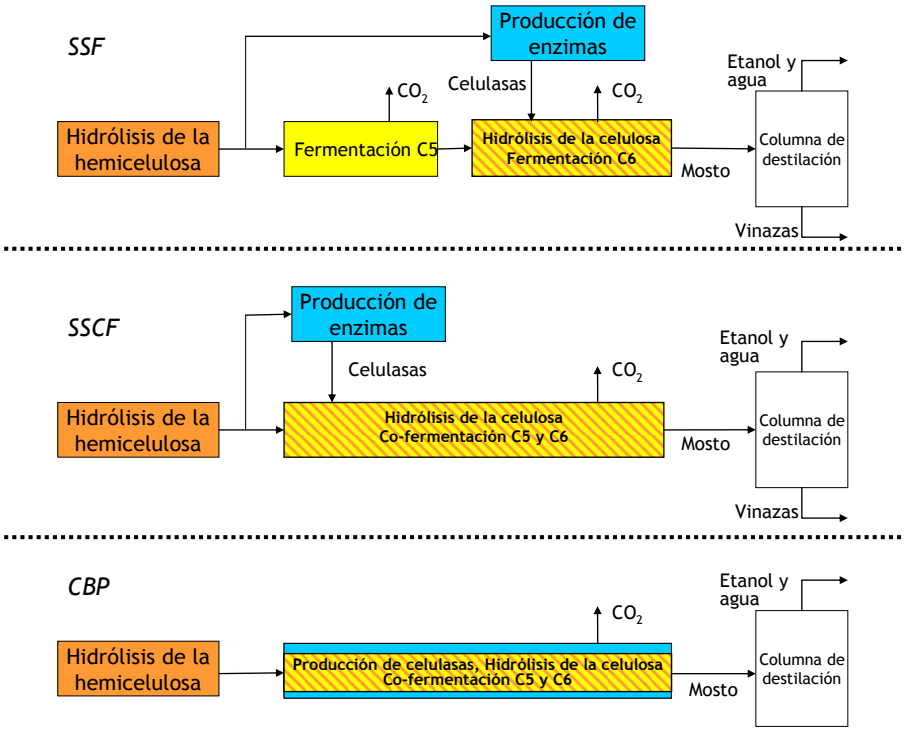
Afecta básicamente a la producción de bioetanol a partir de material lignocelulósico, empleando enzimas y microorganismos para romper aquel en celulosa, hemicelulosa y lignina, y después la primera en los azúcares simples que la componen. Finalmente, el bioetanol se obtendría de la fermentación de estos.

En este tipo de procesos el pretratamiento de la biomasa es siempre un elemento fundamental, y ahí se esperan grandes avances en los próximos años. Separar la lignina, conseguir aguas abajo un alto rendimiento en azúcares y eliminar la producción de inhibidores de forma eficiente tanto económica como energéticamente, es el objetivo de esta fase. Para conseguirlo los métodos a emplear pueden ser físicos, químicos, biológicos, o combinaciones de estos, y la idoneidad de unos u otros dependerá siempre del tipo de materia prima procesada.

Cuando aquella sale del pretratamiento, el objetivo principal es conseguir la mayor cantidad posible de azúcares fermentables, para lo que la elección del tratamiento de hidrólisis más eficiente (ácido o enzimático) es clave. Fermentar esos azúcares es el objetivo final del proceso, y para conseguir una mayor eficiencia del mismo deberá avanzarse en la fermentación de las pentosas a escala comercial, puesto que la de las hexosas se conoce desde antiguo.

En definitiva, pretratamiento de la biomasa, hidrólisis[21] de celulosas y hemicelulosas y fermentación de las pentosas son las áreas dentro de la ruta bioquímica donde se esperan mayores avances técnicos[22] y, en consecuencia, mayores reducciones de costes en los próximos años. En muchos casos los avances llegarán por la resolución de problemas comunes a varias de las fases anteriores, como plantean los desarrollos SSF (*Simultaneous Saccharification and Fermentation*), SSCF (*Simultaneous Saccharification and Cofermentation)* o CBP (*Consolidated BioProcessing*)[23], en los que tras un pretratamiento de la biomasa que hidroliza la hemicelulosa y hace accesible la celulosa a las enzimas, se realiza en un solo paso bien la hidrólisis de la celulosa y la fermentación de la glucosa (SSF), bien la hidrólisis de la celulosa y la fermentación simultánea de pentosas y hexosas (SSCF). La CBP, por último, plantea que el bioetanol y todas las enzimas necesarias sean producidos por una única comunidad de microorganismos en un único reactor.

Figura 4.1.5. Diagrama de los procesos SSF, SSCF y CBP para la producción de bioetanol a partir de material lignocelulósico



FUENTE: Hamelinck, Van Hooijdonk y Faai (2004). *Ethanol from lignocellulosic biomass: techno-economic performance in short, middle and long term*. Biomass & Bioenergy, 28(2005): 384-410.

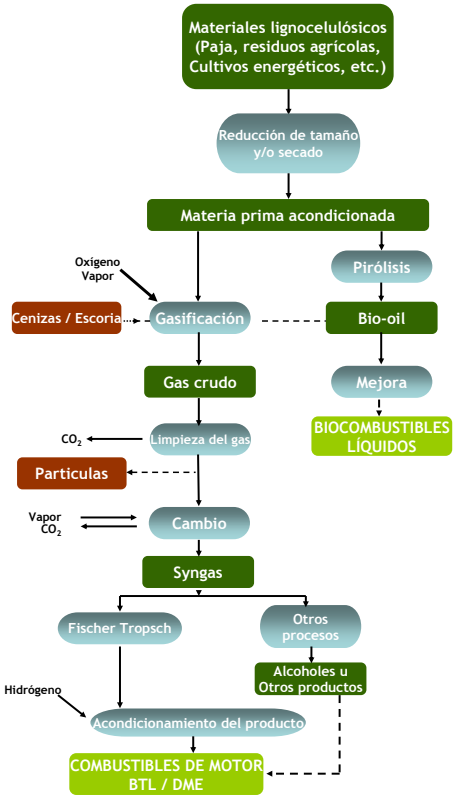
b) Ruta termoquímica

[21] La reducción en el coste de las enzimas necesarias para ello es, sin duda, uno de los elementos fundamentales de los que depende el éxito de la disponibilidad comercial del bioetanol de celulosa.
[22] Por ejemplo, introducir tecnologías de secuestro de carbono mejoraría el balance de GEI del proceso.
[23] SSF: Sacarificación y Fermentación Simultáneas; SSCF: Sacarificación y Cofermentación Simultáneas; CBP: Bioprocesamiento Consolidado.

Existen dos vías principales de tratamiento termoquímico de la biomasa para la producción de biocarburantes, según se usen tecnologías de pirólisis o de gasificación. Sin embargo, teniendo en cuenta que en el primer caso el producto obtenido es un líquido inestable con pocas opciones de ser utilizado como carburante en el sector del transporte, para lo que concierne a este plan se considerará exclusivamente el tratamiento de la biomasa mediante gasificación como el punto de partida de la producción de biocarburantes por ruta termoquímica. De este modo se obtiene un gas[24] de síntesis (*syngas*), formado principalmente por monóxido de carbono e hidrógeno y con algo de anhídrido carbónico, metano y otros hidrocarburos, que deberá ser limpiado de alquitranes y otras impurezas antes de ser sometido a un proceso biológico o catalítico.

Ejemplo de proceso biológico es el tratamiento del *syngas* limpio en un biorreactor, donde un conjunto de microorganismos lo convierten en bioetanol. Por lo que respecta a los procesos catalíticos, la tecnología Fischer-Tropsch (FT) permite obtener a partir del *syngas* productos químicos y carburantes que, al obtenerse a partir de biomasa, reciben el nombre genérico de BtL (*biomass to liquid*).

Figura 4.1.6. Ruta termoquímica para la producción de biocarburantes



Fuente: European Biofuels Technology Platform. *Strategic Research Agenda & Strategy Deployment Document*. Biofuelstp, 2008.

[24] Las características del *syngas* dependen del tipo de biomasa y el comburente. Así, cuando éste es aire se obtiene un gas pobre con una composición aproximada del 50% de N_2, 20% de CO, 16% de H_2, 12% de CO_2 y 2% de CH_4; cuando es oxígeno el *syngas* se compondrá fundamentalmente de CO y H_2, con diferentes cantidades de CO_2 e hidrocarburos; con vapor de agua el *syngas* estará enriquecido en CO y H_2, y si el comburente es hidrógeno el *syngas* tendrá un alto contenido en metano.

De los procesos citados anteriormente, es en aquellos relacionados con la aplicación de la tecnología FT en los que está depositada más esperanza para su desarrollo comercial a medio y largo plazo, dado que esa tecnología es conocida desde hace décadas y los carburantes producidos con ella son de gran calidad. Sin embargo, en su contra se unen las incertidumbres ligadas a la gasificación de la biomasa, las altas inversiones de capital necesarias y el hecho de que se trata de procesos que requieren de una gran cantidad de biomasa a tratar para poder alcanzar el umbral de rentabilidad económica[25].

c) Un nuevo paradigma: las biorrefinerías

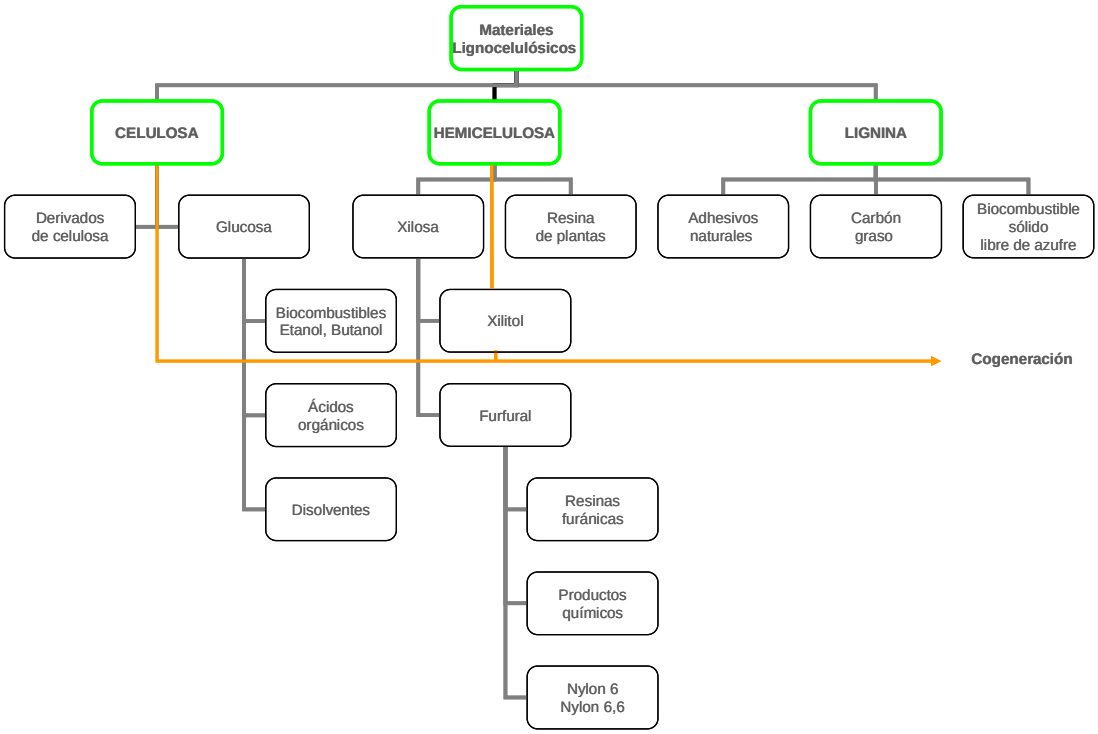
Integrar la producción de biocarburantes dentro de complejos industriales más amplios en los que la biomasa se transforme en unos productos u otros dependiendo de las condiciones del mercado es una visión a largo plazo del sector compartida por muchos de sus agentes, como demuestra la hoja de ruta esbozada en 2008 por la Plataforma Tecnológica Europea. Esos complejos industriales se conocen como "biorrefinerías"[26], y su interés radica en conseguir un aprovechamiento de la biomasa más eficiente y rentable, dotando a las plantas de mayor flexibilidad ante las oscilaciones del mercado.

El grado de integración de los procesos es precisamente la base de la clasificación más extendida de las biorrefinerías, que las divide en primera, segunda y tercera generación, siendo éstas las más integradas y con mayor flexibilidad, que permitirán generar a partir de la biomasa un amplio abanico de productos y un bajo nivel de residuos. De éstas existen tres tipos principales: las de material lignocelulósico, donde el punto de partida es el fraccionamiento de la biomasa en celulosa, hemicelulosa y lignina; las de cultivo completo, que emplean los cereales como materia prima (y tratan la fracción de la paja como las de material lignocelulósico); y las biorrefinerías verdes, que parten de cultivos verdes, hierbas y pastos. De las tres, las de material lignocelulósico son las más prometedoras, y por ello a continuación se recoge el esquema de los productos que podrían obtenerse de las mismas.

[25] Se estima que es necesario procesar 4 kg de biomasa para producir un kg de BtL. Por otro lado, es difícil pensar en una planta de BtL económicamente rentable con una capacidad de producción inferior a 100.000 t/año.

[26] Aunque no existe una definición única de biorrefinería, la utilizada por el National Renewable Energy Laboratory (EEUU) puede considerarse acertada. Es ésta: "biorrefinería es una instalación con el equipamiento necesario para integrar los procesos de conversión de biomasa en combustibles, energía y coproductos de valor añadido".

Figura 4.1.7. Esquema de los productos que pueden obtenerse a partir de las diferentes fracciones de la biomasa lignocelulósica



Fuente: Kamm y Kamm (2004). Biorefinery Systems. *Chemical and Biochemical Engineering Quarterly*, 18: 1-6.

Los sistemas de aprovechamiento de la biomasa en las biorrefinerías se denominan plataformas tecnológicas, y entre las descritas hasta la fecha destacan por su interés en el área de biocarburantes la de azúcares-lignina, la de gas de síntesis, la de biogás, la de cadenas ricas en carbono o la de pasta de papel. Todas ellas suponen la implicación de sectores industriales que, en el caso de España, se muestran en muchos casos ajenos a este nuevo planteamiento de uso integral de la biomasa, una situación que debe ser corregida con urgencia.

Aunque en la actualidad el concepto de biorrefinería se aplica a la actividad de algunos sectores industriales, como el de la industria alimentaria, la de pasta y papel o la de azúcar y almidón, su desarrollo hasta el punto esbozado en los párrafos anteriores requerirá de una actividad continua, al menos durante el periodo de tiempo al que se refiere este plan. Así, a corto plazo, y entre otras medidas, será necesario avanzar en los estudios de mercado y la definición de las plataformas tecnológicas (tanto a escala de laboratorio como en su escalado industrial), que permitan la integración más eficiente de los procesos. A más largo plazo, el foco deberá dirigirse principalmente hacia el aprovechamiento de nuevas materias primas (en especial las de origen marino) y la obtención y comercialización de coproductos de alto valor añadido.

Valoración

En las páginas anteriores se ha hecho un repaso a los puntos más relevantes en los que es de esperar un desarrollo tecnológico significativo en los próximos años, un tema especialmente sensible pues sin duda el futuro del sector se está decidiendo en el área de la innovación tecnológica, que permitirá emplear nuevas materias primas para conseguir, mediante procesos más eficientes e integrados con otras actividades

industriales, más y mejores biocarburantes. Entender este hecho será determinante para definir el papel que España pueda jugar en el futuro del sector, más aún cuando nuestro país ni es ni se espera que sea un gran productor de las materias primas tradicionales de las que se ha abastecido el sector transformador.

Alcanzar y mantener una posición de liderazgo en el contexto internacional requiere aprovechar la estructura empresarial y los recursos económicos, técnicos y humanos de que dispone nuestro país en este sector, aumentando su peso relativo en el contexto europeo, reforzando la cooperación entre los sectores público y privado, aumentando los recursos destinados a I+D+i en el sector y desarrollando un control estricto sobre los fondos destinados a ello con el fin de maximizar la eficacia y eficiencia en el uso de los mismos. En el apartado dedicado en este plan a las actuaciones a desarrollar, estos aspectos serán objeto de una mayor concreción.

4.1.3 Evaluación del potencial

En el sector de los biocarburantes, al tratar la cuestión del potencial, hay que considerar tanto el de producción como el de consumo.

El potencial de producción viene determinado fundamentalmente por los siguientes condicionantes, que a su vez dependen de otras circunstancias como la definición de estrategias y políticas de impulso al sector:

- Capacidad instalada de producción de biocarburantes.
- Disponibilidad de materias primas destinadas a la producción de biocarburantes, a precios que hagan viable la fabricación.

Por otra parte, en el consumo potencial de biocarburantes influyen aspectos como:

- Existencia de porcentajes mínimos obligatorios de uso.
- Puesta a disposición de los usuarios de estos productos (por ejemplo, número de estaciones de servicio que dispensan mezclas etiquetadas o parque de vehículos *flexi-fuel* que puedan emplear etanol en proporciones altas).

También en este caso, alguno de estos elementos se ve condicionado por otras cuestiones. Por ejemplo, el hecho de definir especificaciones técnicas para algunas presentaciones de mezclas etiquetadas permitiría incrementar la presencia de las mezclas altas en las estaciones de servicio.

Un aspecto que apoya la idea de que en el caso de los biocarburantes el potencial de producción y el de consumo deben analizarse por separado es la evolución del sector del biodiésel en España durante los últimos tres años. En ese periodo la capacidad de fabricación de biodiésel instalada se ha incrementado notablemente, pasando de 907 ktep/año en 2007 a 3.874 ktep/año a finales de 2010. Sin embargo, ni la producción real ni el consumo de biodiésel han seguido esa tendencia. El consumo ha crecido únicamente en los términos obligatorios establecidos por la legislación vigente, alcanzando un total de 1.217 ktep en 2010, esto es, un 31,4% de la capacidad instalada. Y la producción de las plantas españolas alcanzó tan sólo las 502 ktep, es decir, un 41,2% del consumo y un 12,9% de la capacidad total. El resto se cubrió con importaciones.

De esto se deduce otra conclusión que debe tenerse en cuenta en el análisis que se va a llevar a cabo en este apartado: en este sector, las importaciones (no sólo de

biocarburantes sino también de materias primas) tienen una relevancia muy considerable y, por lo tanto, la evaluación de los potenciales de producción y consumo debe tener en cuenta la previsible evolución del sector y de los mercados con una perspectiva internacional.

Finalmente hay que señalar que, aunque como se ha indicado, el estudio del potencial de producción y el de consumo debe realizarse por separado porque no hay una correspondencia unívoca entre ambos elementos, tampoco se trata de conjuntos disjuntos y siempre va a existir un grado de interrelación entre ambos que debe ser analizado.

Mercado del bioetanol

1. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN

a) Capacidad de producción instalada

A 31 de diciembre de 2010 había en explotación 4 plantas de producción de bioetanol. Tres de ellas utilizaban como materia prima principal cereales y la cuarta, la más pequeña, alcohol vínico. Existía, además, una quinta planta en construcción en Extremadura. Los datos de éstas se recogen a continuación, agregados por comunidades autónomas:

Tabla 4.1.5. Capacidad de producción de bioetanol en España (final 2010)

CCAA	t/año	Tep/año
Galicia	154.000	98.406
Murcia	118.000	75.402
Castilla y León	158.000	100.962
Castilla-La Mancha	34.000	21.726
Subtotal explotación	**464.000**	**296.496**
Extremadura	87.000	55.593
Subtotal ejecución	**87.000**	**55.593**
Total	**551.000**	**352.089**

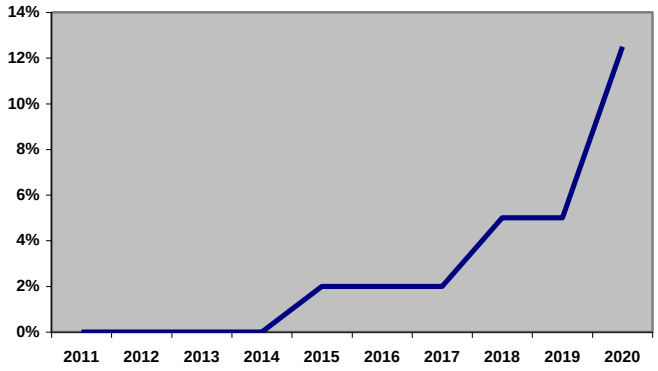
En el horizonte de 2020 se considera que se consolidará la capacidad actualmente existente (suma de las plantas ya puestas en marcha y la que está en construcción). A partir de ahí la capacidad de producción podría aumentar ligeramente, si bien exclusivamente con tecnologías de producción de bioetanol a partir de materiales lignocelulósicos (el llamado bioetanol de segunda generación o bioetanol 2G). Por lo

que respecta a la disponibilidad comercial de este producto[27], se asumen las siguientes hipótesis para el caso de España:

- Aparición en el mercado a mediados de la década.
- El bioetanol 2G podría suponer en 2020 un 13% del potencial total de producción de etanol. En este caso, además, se asume que este potencial de etanol 2G no provendría sólo de la instalación de nueva capacidad sino también parcialmente de la modificación de algunas plantas existentes.

La evolución de la contribución porcentual del bioetanol 2G sobre el total de bioetanol se muestra en las siguientes gráficas:

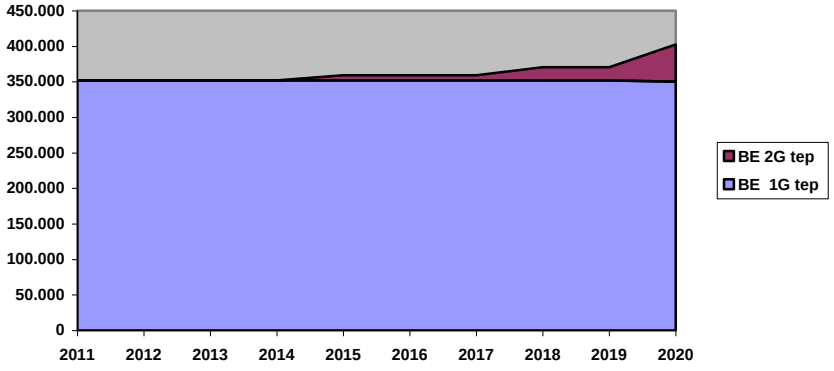
Figura 4.1.8. Evolución de la contribución porcentual del bioetanol 2G sobre el total de bioetanol



Fuente: IDAE

Así, la evolución prevista de capacidad productiva de bioetanol 2G sería la reflejada en el siguiente gráfico:

Figura 4.1.9. Evolución prevista de la capacidad de producción de bioetanol 2G (tep)



Fuente: IDAE

[27] Según la nota de la Comisión Europea *The Impact of a minimum 10% obligation for biofuel use in the EU-27 in 2020 on agricultural markets, AGRI G-2/WM D(2007)*, se estima asumible que la contribución de los biocarburantes de 2ª Generación pueda alcanzar en 2020 el 30% del consumo.

De este modo, la capacidad de producción instalada en el año 2020 alcanzaría las siguientes cifras:

Tabla 4.1.6. Capacidad de producción de bioetanol en España (estimación para 2020)

Biocarburante	Tep/año
Bioetanol 1G	350.089
Bioetanol 2G	52.312
Total	**402.401**

b) Disponibilidad de materias primas

La producción nacional de materias primas para la producción de bioetanol se ve condicionada por los siguientes factores:

- Se asume que tendrá continuidad la tendencia de las últimas décadas que refleja moderados incrementos en los rendimientos de cultivo. Un crecimiento, en promedio del 1 al 2%.

- La tendencia del crecimiento demográfico se espera que sea muy ligeramente creciente a lo largo del periodo considerado. Esto implica un incremento limitado del consumo de alimentos. Se espera, por tanto, un crecimiento del mercado alimentario menor que el que tuvo lugar en los últimos años. También por este motivo, el consumo de materias primas para producción ganadera seguirá una tendencia creciente a una menor tasa que durante la pasada década.

- Como consecuencia de una productividad creciente en los cultivos y de un estancamiento en los volúmenes de los mercados alimentario y ganadero, se producirá un aumento de la disponibilidad de materias primas para la producción de biocarburantes.

Para evaluar los rendimientos y potenciales de producción de cereales se ha partido de la información recogida en el Anuario de Estadística del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino correspondiente a los años 2004, 2005 y 2006. Se establecen las siguientes hipótesis para el cálculo del potencial de producción:

- Se consideran únicamente las producciones de trigo, cebada y sorgo.
- Se toma como rendimiento de producción la media aritmética de los rendimientos obtenidos en los tres años considerados. Este valor se considera suficientemente fiable habida cuenta de la baja desviación típica obtenida.

De acuerdo con el Avance de Superficies y Producciones Agrícolas publicado por el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino en diciembre de 2010, las superficies destinadas a los tres cultivos de referencia en 2009 fueron las siguientes:

Tabla 4.1.7. Superficies destinadas al cultivo de trigo, cebada y sorgo (año 2009)

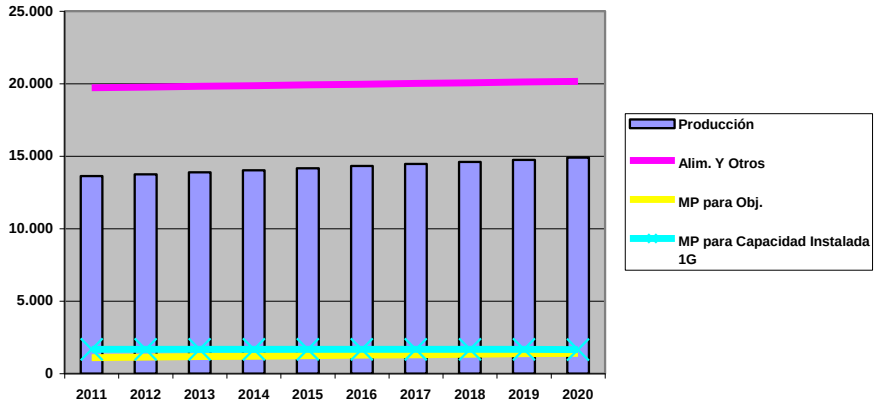
Cultivo	**Superficie (miles de hectáreas)**
Trigo	2.031,4
Cebada	3.002,8
Sorgo	7,9

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino

Se asume para el cálculo que a lo largo de la década próxima no se incrementarán las superficies de cultivo (puesto que se ha considerado que nuevas superficies aprovechables se destinarían a la producción de variedades energéticas oleaginosas).

Teniendo en cuenta lo anterior, se obtiene la producción potencial de cereales en España, reflejada en la siguiente gráfica en la que se señalan también las aplicaciones posibles:

Figura 4.1.10. Disponibilidad de potencial de cereales y aplicaciones posibles (kt)



Fuente: IDAE

En la gráfica se observa que España es deficitaria en cereales incluso para abastecerse de los necesarios en alimentación y ganadería. Por ello, la producción nacional seguirá siendo insuficiente para cubrir la demanda de estos sectores y otras aplicaciones como la fabricación de etanol. En consecuencia, como sucede ya en la actualidad, será necesaria la importación de cereales con el fin de satisfacer la demanda existente.

Dada la pequeña cuantía prevista para la producción de bioetanol 2G, no se considera que la obtención de la materia prima necesaria para fabricarlo presente dificultades. Se estima, por tanto, que el potencial de abastecimiento de dicha materia prima no es un factor limitante en la introducción del bioetanol 2G.

2. POTENCIAL DE CONSUMO

El potencial de consumo de bioetanol en el año 2020 se estima a partir de un escenario que contempla como única mezcla etiquetada de uso generalizado el E85 (85% de etanol y 15% de gasolina). Además se establecen las siguientes consideraciones con relación a la estructura del mercado en 2020:

- El consumo de carburantes en motores de ciclo Otto ascenderá a 6.351 ktep.
- El objetivo de consumo de bioetanol previsto para 2020 asciende a 400 ktep.
- La distribución del consumo de esos carburantes por tipo de vehículo será:

Tabla 4.1.8. Distribución del consumo de carburantes empleados en motores de ciclo Otto por tipo de vehículo

Tipo de vehículo	Consumo de carburantes en motor Otto
Autobuses	0,4 %
Camiones	10,2 %
Turismos	73,7 %
Motos	8,8 %
Otros	6,9 %

Fuente: IDAE

- El contenido de bioetanol en la gasolina (producto no etiquetado) será del 7% (contenido energético).
- El E85 será consumido en los porcentajes que se indican en la tabla siguiente:

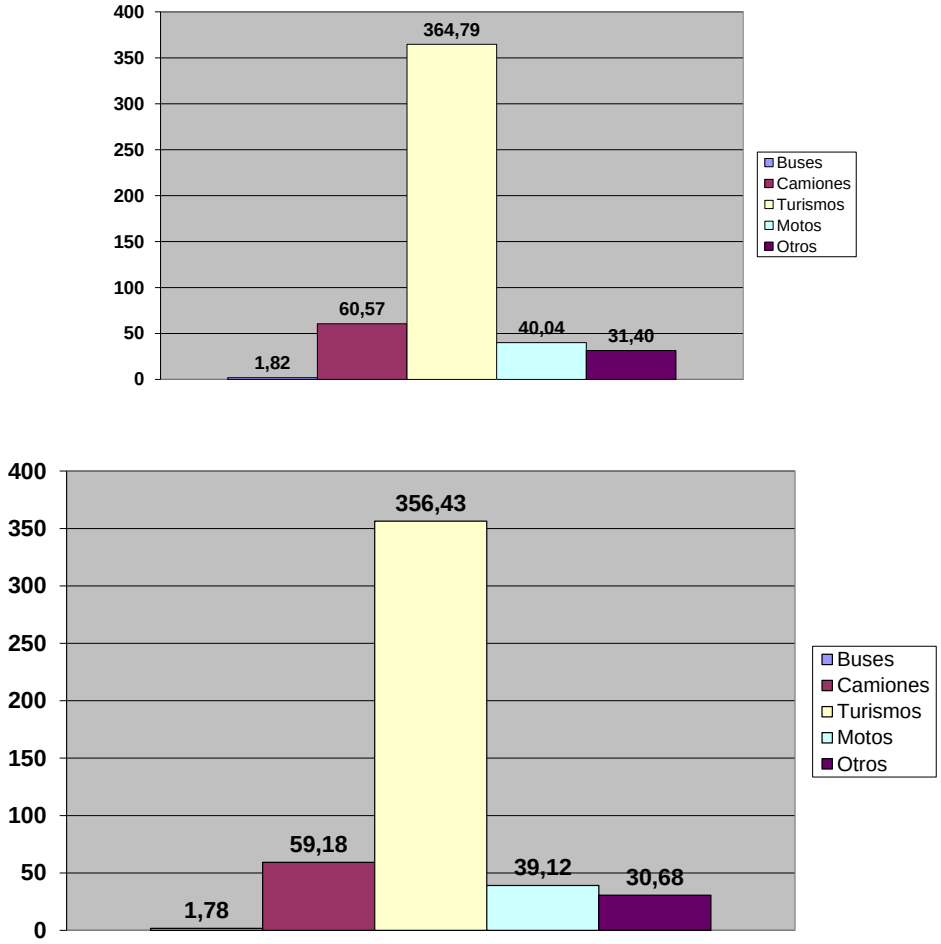
Tabla 4.1.9. Porcentaje de consumo del E85

Tipo de vehículo	Consumo de E85
Buses	0,0 %
Camiones	2,3 %
Turismos	0,7 %
Motos	0,0 %
Otros	0,0 %

Fuente: IDAE

Teniendo en cuenta lo anterior, el potencial de consumo de etanol en 2020 se sitúa en 487 ktep, distribuidas por tipo de vehículo tal como se muestra en la siguiente gráfica:

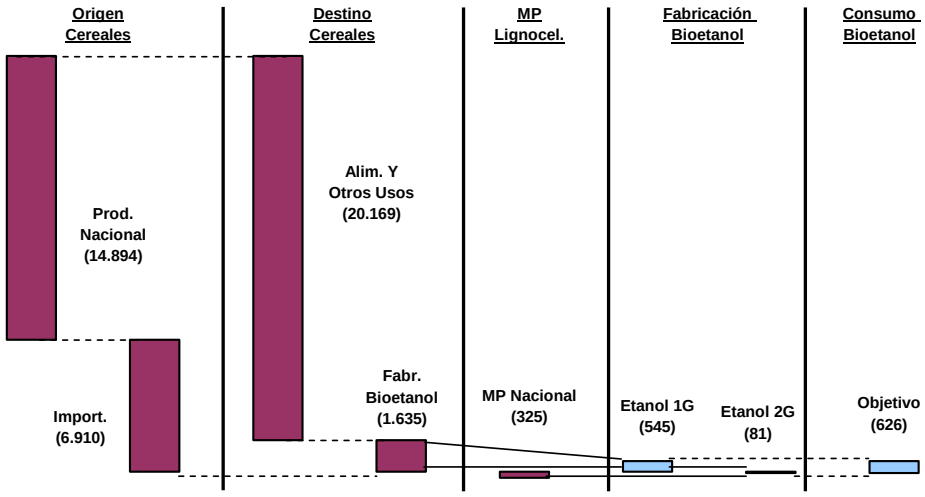
Figura 4.1.11. Consumo de etanol 2020 por tipo de vehículo (ktep)



Fuente: IDAE

En este escenario se alcanza el objetivo previsto (400 ktep en 2020, que equivalen a 626 kt de bioetanol consumido), que además se podría cubrir con la capacidad de fabricación nacional. Esto se refleja en el gráfico siguiente:

Figura 4.1.12. Balance de Potencial Cereales. Bioetanol para el objetivo de consumo de bioetanol en 2020 (kt)



Fuente: IDAE

Mercado del biodiésel

1. POTENCIAL DE PRODUCCIÓN

a) Capacidad de producción instalada

A 31 de diciembre de 2010 había en explotación 47 plantas de producción de biodiésel. La mayor parte de las que operaron ese año lo hicieron con aceite vegetal importado, si bien el aceite vegetal usado de procedencia nacional tuvo una presencia notable entre las materias primas utilizadas. Junto a aquellas, existían otras plantas en construcción en diversos lugares del país. Los datos de todas ellas se recogen a continuación, agregados por comunidades autónomas:

Tabla 4.1.10. Capacidad de producción de biodiésel en España (final 2010)

CCAA	t/año	Tep/año
Andalucía	742.000	665.574
Aragón	170.000	152.490
Asturias	25.000	22.425
Baleares	33.000	29.601
Castilla y León	159.900	143.430
Castilla-La Mancha	448.000	401.856
Cataluña	86.000	77.142
Extremadura	360.000	322.920
Galicia	575.000	515.775
Madrid	15.000	13.455
Murcia	200.000	179.400
Navarra	98.500	88.355
La Rioja	250.000	224.250
Valenciana, Com.	720.000	645.840
País Vasco	436.000	391.092
Subtotal explotación	**4.318.400**	**3.873.605**
Andalucía	185.000	165.945

Castilla-La Mancha	50.000	44.850
Castilla y León	22.000	19.734
Galicia	200.000	179.400
Subtotal ejecución	**457.000**	**409.929**
Total	**4.775.400**	**4.283.534**

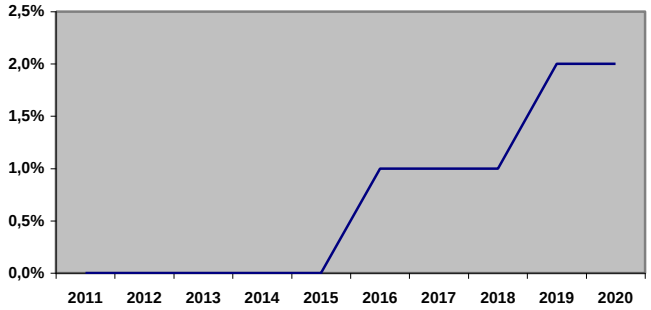
Teniendo en cuenta que la capacidad de producción de biodiésel se encuentra actualmente sobredimensionada con respecto a las necesidades reales de consumo, se puede asumir que en el horizonte de 2020 no se iniciarán más proyectos que los incluidos en la tabla anterior. Por ello, suponiendo que todos ellos estuvieran disponibles para producir en 2011, la capacidad de producción de biodiésel a finales de ese año ascendería a 4.283.534 tep/año.

Por otro lado, la evolución tecnológica del sector permite pensar que durante la década que terminará en 2020 entren en el mercado de los biocarburantes que sustituyen al gasóleo otros productos distintos al biodiésel, principalmente aquellos obtenidos a partir de biomasa lignocelulósica a través de procesos termoquímicos y conocidos como BtL. Por lo que respecta a la disponibilidad comercial de estos productos, se asumen las siguientes hipótesis para el caso de España:

- Aparición en el mercado a finales de la década.
- Cuota del mercado en 2020 en torno al 2% de la producción de biocarburantes para motores diésel.

La evolución de la contribución porcentual del BtL sobre el total de estos biocarburantes se muestra en las siguientes gráficas:

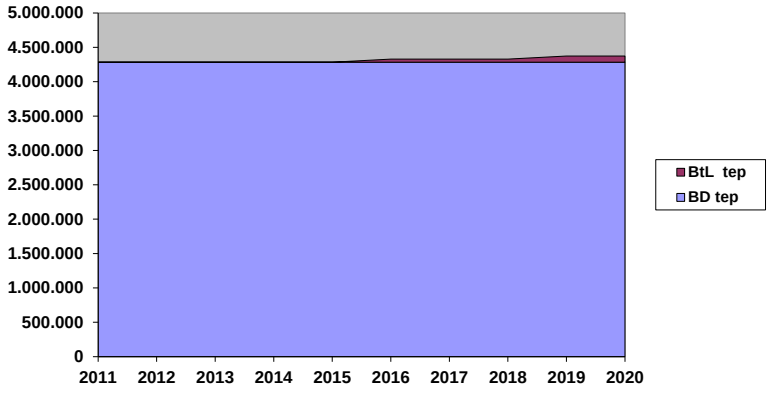
Figura 4.1.13. Evolución de la contribución porcentual del BtL sobre el total de biocarburantes para motores diésel



Fuente: IDAE

Así, la evolución prevista de capacidad productiva de BtL sería la reflejada en el siguiente gráfico:

Figura 4.1.14. Evolución prevista de la capacidad de producción de BtL (tep)



Fuente: IDAE

De este modo, la capacidad de producción instalada en el año 2020 sería:

Tabla 4.1.11. Capacidad de producción de biodiésel y BtL en España (estimación para 2020)

Biocarburante	Tep/año
Biodiésel	4.283.534
BtL	89.700
Total	4.373.234

b) Disponibilidad de materias primas

El planteamiento de partida con relación a la producción nacional de materias primas para la producción de biodiésel es el mismo que el citado en el caso del bioetanol: incrementos moderados de los rendimientos (entre el 1 y 2%), incremento limitado del consumo de alimentos y, en definitiva, aumento de la disponibilidad de materias primas para la producción de biocarburantes.

Para evaluar los rendimientos y potenciales de producción de cultivos oleaginosos se ha partido de la información recogida en el Anuario de Estadística del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino para los años 2004, 2005 y 2006 (últimos tres años con datos completos). De esa información se concluye que:

- Las plantas oleaginosas cultivadas en España en cantidades significativas son: algodón, lino, cáñamo, cacahuete, girasol, cártamo, soja y colza.
- En los tres años citados la suma de las superficies correspondientes a algodón, girasol, soja y colza representa casi el total de la dedicada a oleaginosas.
- En esos tres años la suma de las producciones correspondientes a los mismos cuatro cultivos representa casi el total de la de oleaginosas.

A partir de las conclusiones anteriores se establecen las siguientes hipótesis para el cálculo del potencial de producción:

- Se consideran para el cálculo del potencial únicamente las producciones de los cuatro cultivos citados: algodón, girasol, soja y colza.
- Se toma como rendimiento de producción la media aritmética de los rendimientos obtenidos en los tres años considerados. Este valor se considera suficientemente fiable habida cuenta de la baja desviación típica obtenida.
- Se asume que la cantidad destinada a molturación de la producción total es igual al porcentaje promedio de los tres años considerados (la desviación típica es aceptable para esta hipótesis).

De acuerdo con el Avance de Superficies y Producciones Agrícolas publicado por el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino en diciembre de 2010, las superficies destinadas a los cuatro cultivos de referencia en 2009 fueron:

Tabla 4.1.12. Superficies destinadas a los diferentes cultivos

Cultivo	Superficie (miles de hectáreas)
Algodón	63,2
Girasol	711,6
Soja	0,5
Colza	15,5
Total	790,8

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino.

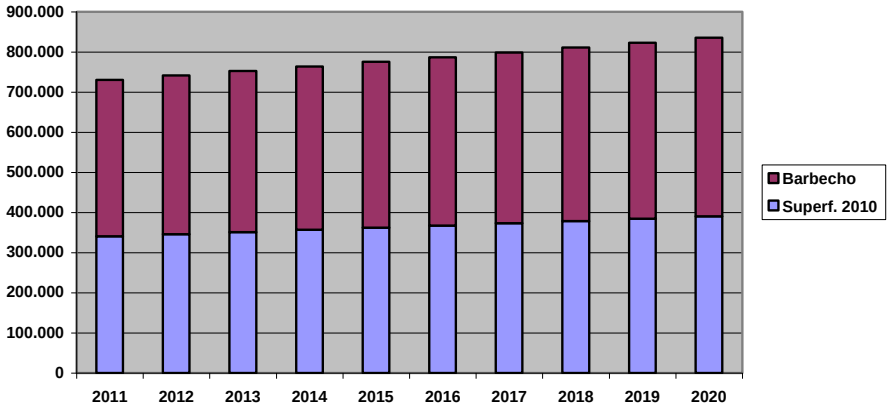
Por otra parte, según la Encuesta sobre Superficies y Rendimientos de Cultivos del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (ESYRCE 2009), las áreas de barbecho que podrían aprovecharse para incrementar la producción de oleaginosas (cubierta vegetal espontánea y sin mantenimiento) ascienden a 900.424 ha.

Se establece un escenario de aprovechamiento de estas zonas en que el 50% se dedicará a colza y el otro 50% a girasol.

Como hipótesis final se considera que las superficies destinadas a estos cultivos permanecen constantes y se toman como base para el cálculo de potencial en la década 2011-2020. Los rendimientos de producción serán los obtenidos anteriormente incrementados de acuerdo con las previsiones de mejora anual expuestas. En el caso de las superficies de barbecho se considera el rendimiento más bajo (correspondiente a secano) reflejado en el Anuario. El porcentaje destinado a molturación será el obtenido de acuerdo con las consideraciones descritas.

Teniendo en cuenta lo anterior se obtiene la producción potencial de aceite a partir de los cuatro cultivos oleaginosos mayoritarios que se refleja a continuación:

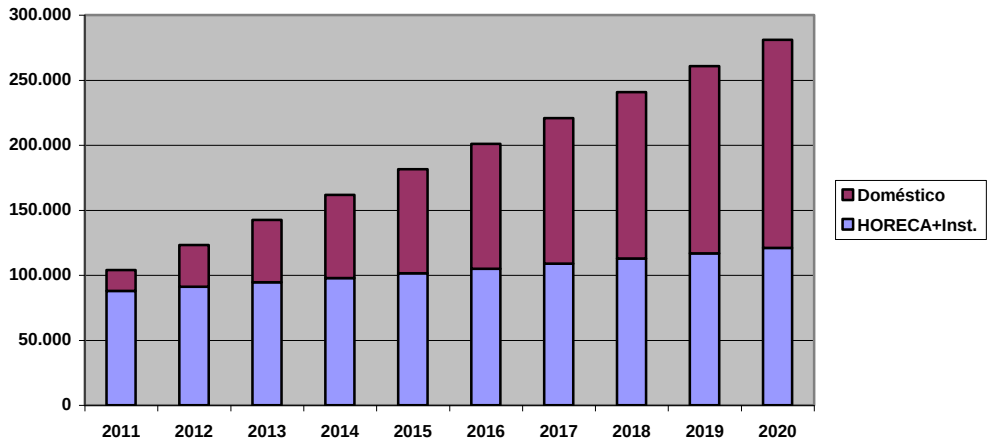
Figura 4.1.15. Producción potencial de aceite por procedencia de las materias primas (t)



Fuente: IDAE

Por otro lado, y según los datos de la Asociación Nacional de Gestores de Residuos de Aceites y Grasas Comestibles (GEREGRAS), el potencial de recogida de aceites vegetales usados en España es de unas 280.000 t. De ellas, algo más de 120.000 t procederían del sector hostelero (HORECA) e instituciones y unas 160.000 t del sector doméstico[28]. En la siguiente gráfica se muestra la evolución potencial de la recogida de aceite usado en el periodo 2011-2020, recogida que en la actualidad asciende a unas 90.000 t, procedentes principalmente del sector hostelero e instituciones.

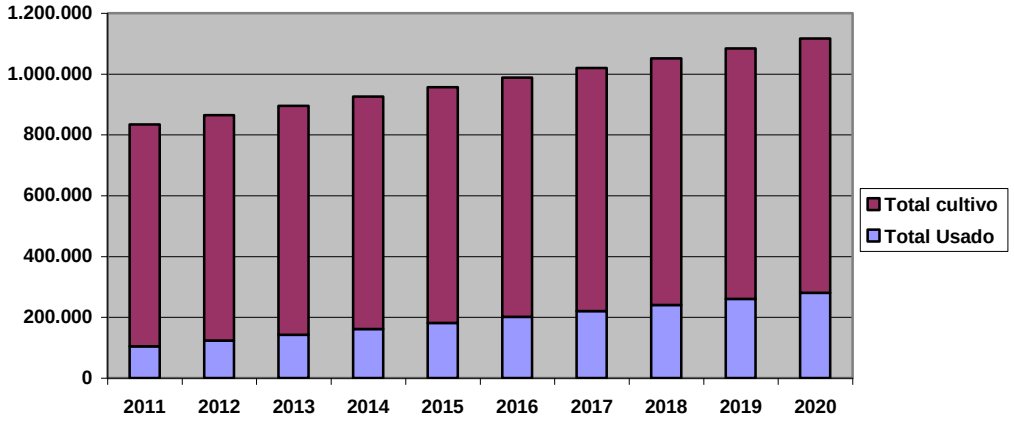
Figura 4.1.16. Recogida de aceite usado (t)



Fuente: IDAE

Teniendo en cuenta lo anterior, el potencial total de aceite que podría obtenerse en España, dado por la suma del procedente de cultivos oleaginosos nacionales y la recogida de residuos de cocina, se refleja en la siguiente gráfica:

Figura 4.1.17. Potencial aceite de procedencia nacional (t)



Fuente: IDAE

[28] GEREGRAS estima que con campañas de concienciación y con la puesta a disposición de los ciudadanos de los medios adecuados se podrían recoger unos 4 litros por persona y año.

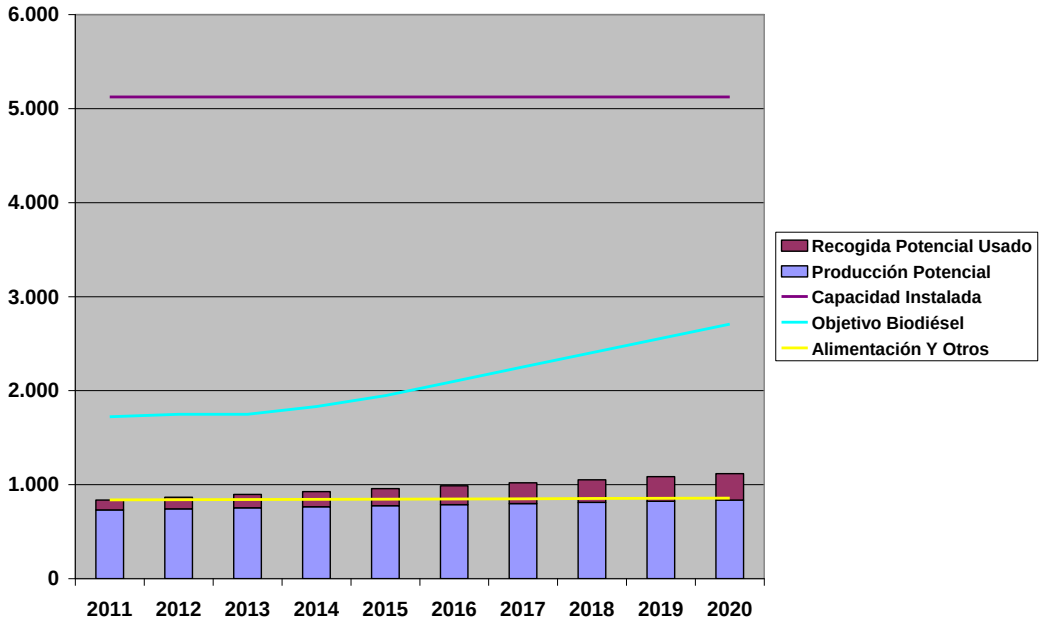
En el gráfico siguiente se compara esta disponibilidad total de aceite de procedencia nacional con la que se necesitaría para las distintas aplicaciones posibles. Las líneas indican:

- Alimentación y otros: cantidad total de aceite requerida de acuerdo con las hipótesis señaladas anteriormente. Para estos usos sólo no sería aplicable el aceite reciclado. En el gráfico se observa que ni siquiera dedicando la producción nacional íntegramente para este fin se cubriría la demanda prevista (por un escaso margen, cada vez más reducido a lo largo de la década).

- Objetivo biodiésel: cantidad total de aceite necesaria para fabricar el biodiésel previsto en los objetivos. Como se ve en el gráfico, aunque todo el aceite disponible se dedicara a la producción de biodiésel el cumplimiento de los objetivos requeriría además la importación de aceites (o materias primas para la producción de éstos).

- Capacidad instalada: cantidad total de aceite que haría falta para abastecer a la industria nacional de fabricación de biodiésel de modo que se aprovechara el 100% de la capacidad instalada. En este caso, el aceite disponible de origen nacional apenas alcanzaría para cubrir la quinta parte de lo necesario. El resto debería realizarse con aceite importado.

Figura 4.1.18. Disponibilidad potencial de aceite y aplicaciones posibles (kt)



Fuente: IDAE

2. POTENCIAL DE CONSUMO

Para analizar el potencial de consumo alcanzable en el año 2020 se consideran diferentes escenarios en función del nivel de generalización del uso de mezclas altas. Se asume que la mezcla etiquetada que se empleará de forma estándar será el B30 (30% de biodiésel y 70% de gasóleo).

En los cuatro escenarios que se presentan a continuación hay una serie de aspectos comunes:

- El consumo de carburantes diésel (gasóleo y biodiésel) en 2020 ascenderá a 24.123 ktep.
- El objetivo de consumo de biodiésel previsto para 2020 asciende a 2.313 ktep, que equivalen a 2.578 kt.
- La distribución del consumo de carburantes diésel por tipo de vehículo es la indicada en la siguiente tabla:

Tabla 4.1.13. Distribución del consumo de carburantes diésel por tipo de vehículo

Tipo de vehículo	Consumo de carburantes en motor Diésel
Autobuses	4,5 %
Camiones	59,8 %
Turismos	30,5 %
Motos	0,0 %
Otros	5,2 %

Fuente: IDAE

- El contenido de biodiésel en el gasóleo (producto no etiquetado) será del 9% en contenido energético (es decir, la especificación del gasóleo debe admitir un 10% en volumen de biodiésel).
- El biodiésel puro (B100) será consumido en los porcentajes que se indican en la siguiente tabla según el tipo de vehículo:

Tabla 4.1-14: Porcentajes de consumo de biodiésel puro

Tipo de vehículo	Consumo de B100
Autobuses	0,5 %
Camiones	2,0 %
Turismos	0,2 %
Motos	0,0 %
Otros	0,5 %

Fuente: IDAE

En función del grado de penetración comercial alcanzado por el B30 se definen cuatro escenarios: Escenario 0, Escenario B30 Bajo, Escenario B30 Medio y Escenario B30 Alto. Además de las premisas comunes para todos ellos señaladas anteriormente, específicamente en cada uno se asume un porcentaje diferente de uso del B30 por tipo de vehículo. Estos valores se recogen en la tabla siguiente:

Tabla 4.1.15. Porcentaje de uso del B30 por tipo de vehículo

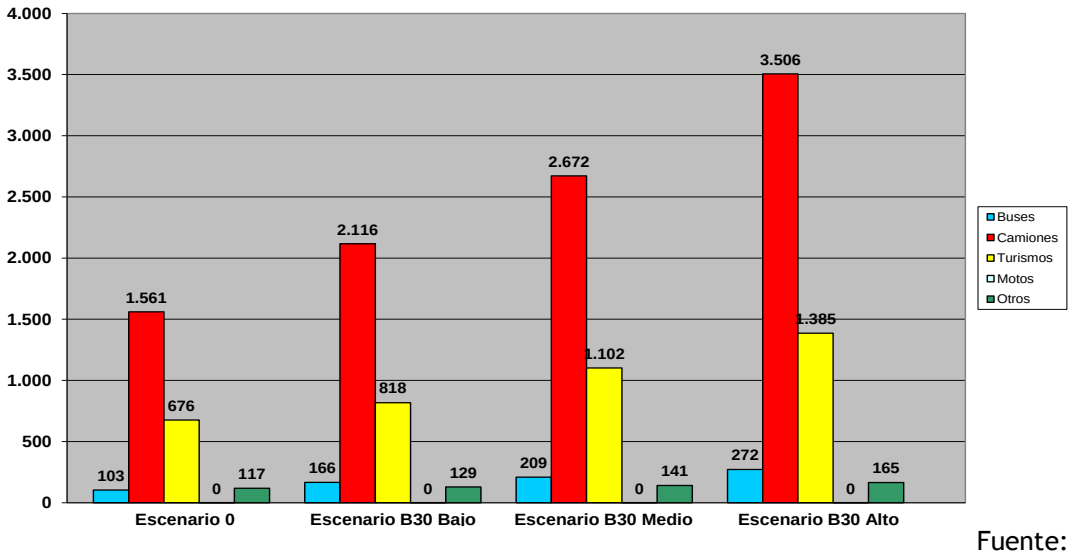
Tipo de vehículo	Escenario 0	Escenario B30 Bajo	Escenario B30 Medio	Escenario B30 Alto
Autobuses	0,0 %	30,0 %	50,0 %	80,0 %
Camiones	0,0 %	20,0 %	40,0 %	70,0 %
Turismos	0,0 %	10,0 %	30,0 %	50,0 %
Motos	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %
Otros	0,0 %	5,0 %	10,0 %	20,0 %

Fuente: IDAE

Las distribuciones porcentuales tanto del B30 como del B100 se entienden como promedios. Por ejemplo, un valor del 30% no significa necesariamente que el 30% de los vehículos emplean siempre la mezcla y el 70% restante no la emplea nunca. En el extremo opuesto, tampoco significa que todos los vehículos utilizan la mezcla el 30% de las veces que llenan el depósito. El escenario describe una situación intermedia entre ambas que, como resultado promedio, da un uso del 30% de esa mezcla para ese tipo de vehículo.

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores se obtienen los consumos de biodiésel por tipo de vehículo, reflejados en el siguiente gráfico para los distintos escenarios señalados:

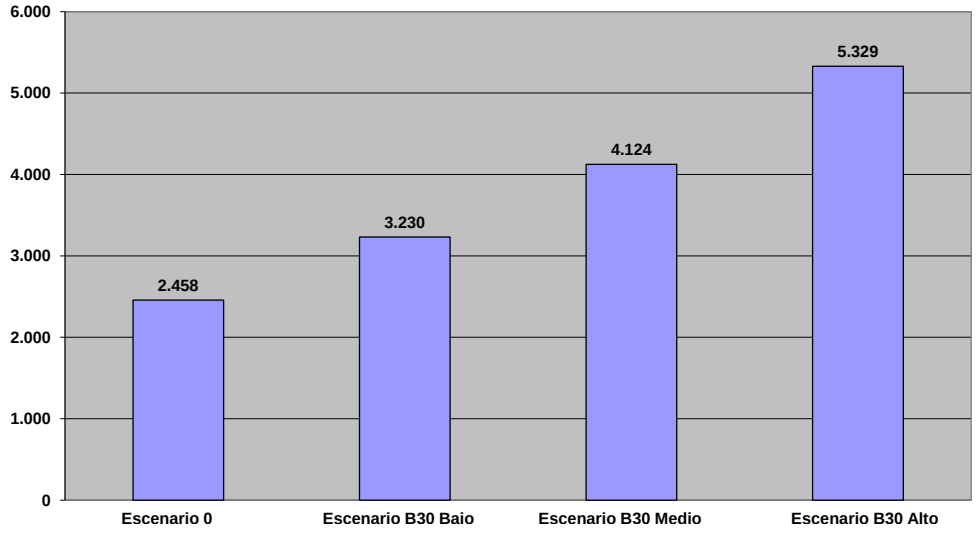
Figura 4.1.19. Potencial de consumo de biodiésel en 2020 (ktep)



Fuente: IDAE

El consumo total de biodiésel en los distintos escenarios se muestra a continuación:

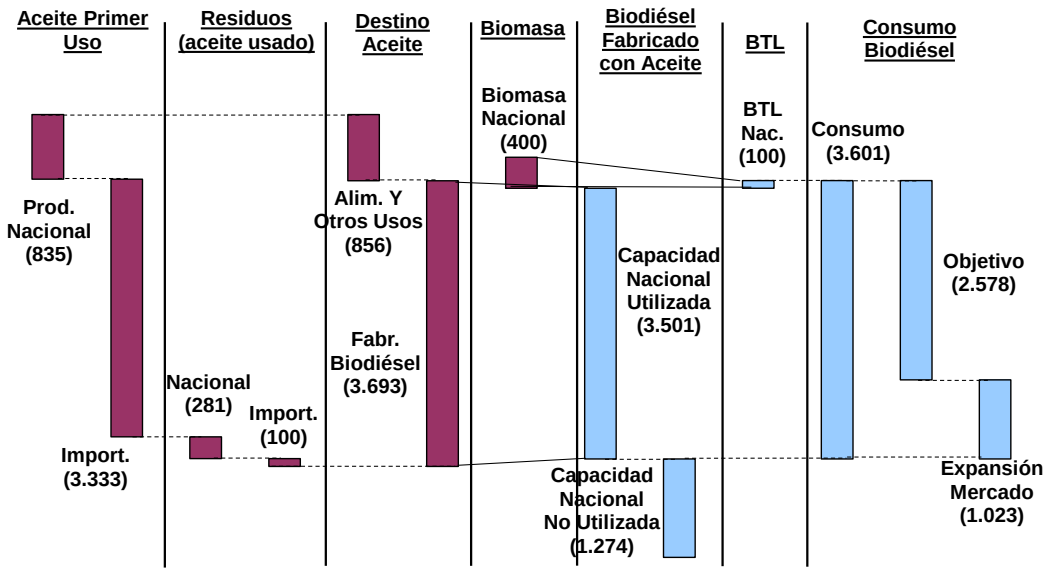
Figura 4.1.20. Consumo total de biodiésel según escenarios 2020 (ktep)



Fuente: IDAE

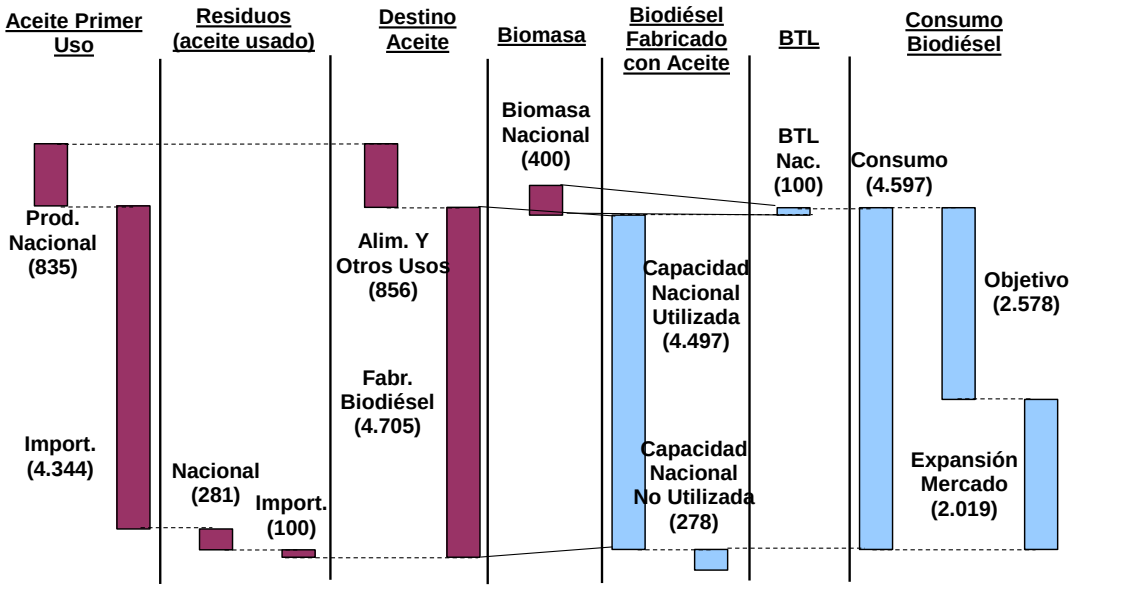
En el Escenario 0 prácticamente se alcanzaría una cifra de consumo en el entorno del objetivo establecido. La consecución de éste, por tanto, pasa necesariamente por la adopción del B10 como especificación del gasóleo, tal como se ha descrito en las hipótesis planteadas. En el Escenario B30 Bajo se superaría ya el valor fijado. El escenario B30 Medio correspondería a una situación de mercado en la que la demanda se cubriría con la práctica totalidad de la capacidad productiva nacional. El Escenario B30 Alto permitiría, además, dar entrada a producto importado. Estas situaciones se reflejan gráficamente a continuación:

Figura 4.1.21. Escenario B30 Bajo. Balance potencial aceite- biodiésel 2020 (kt)



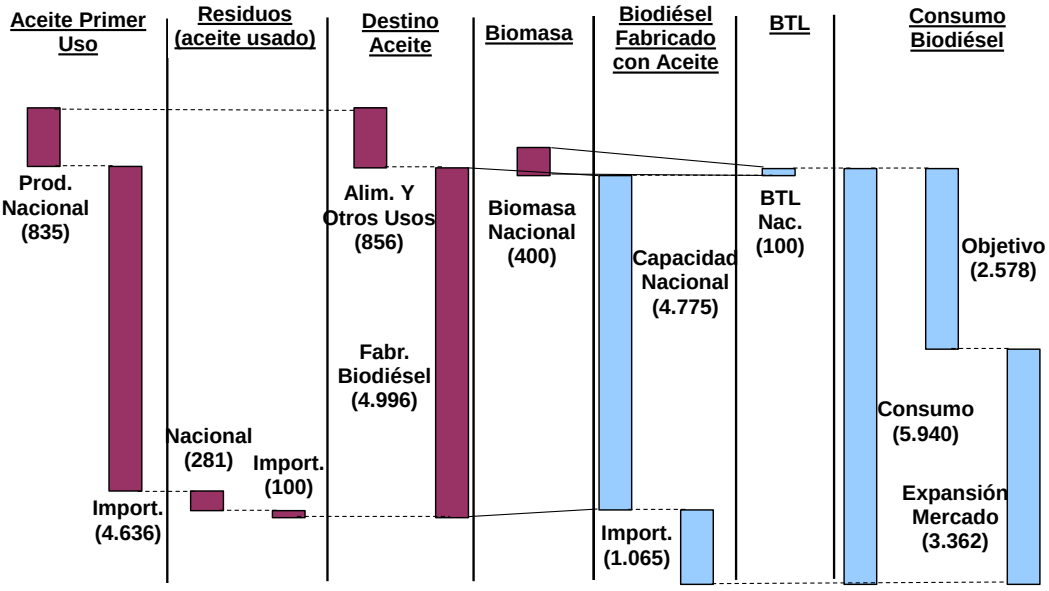
Fuente: IDAE

Figura 4.1.22. Escenario B30 Medio. Balance potencial aceite-biodiésel 2020 (kt)



Fuente: IDAE

Figura 4.1.23. Escenario B30 Alto. Balance potencial aceite-biodiésel 2020 (kt)

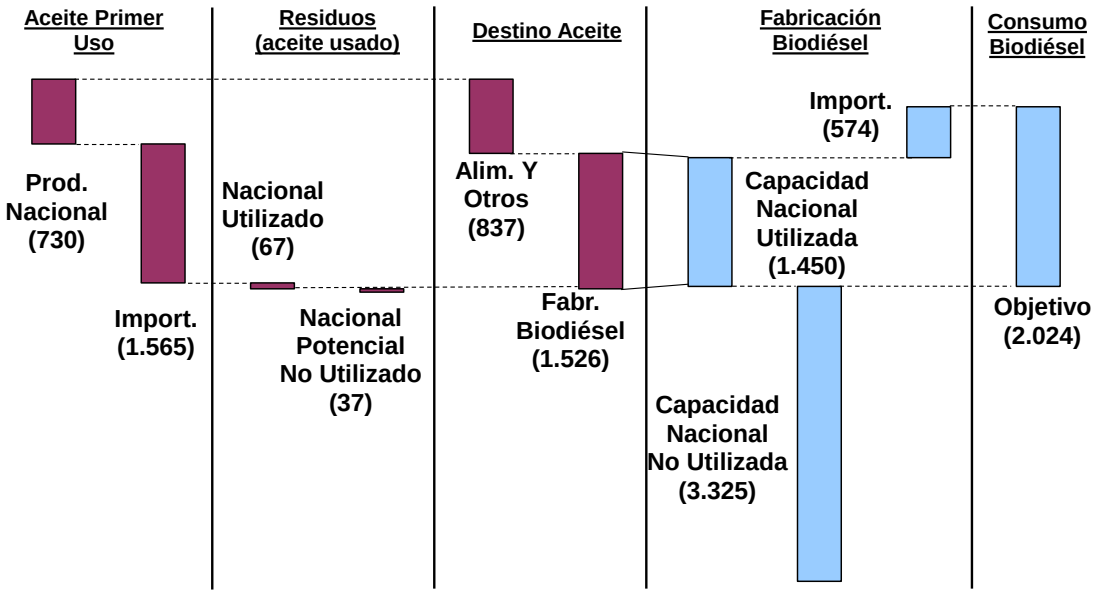


Fuente: IDAE

Finalmente, a continuación se muestran los balances resultantes entre materias primas y biodiésel para los escenarios de cumplimiento de objetivos en los años 2011 y 2020, en las circunstancias previstas como más probables:

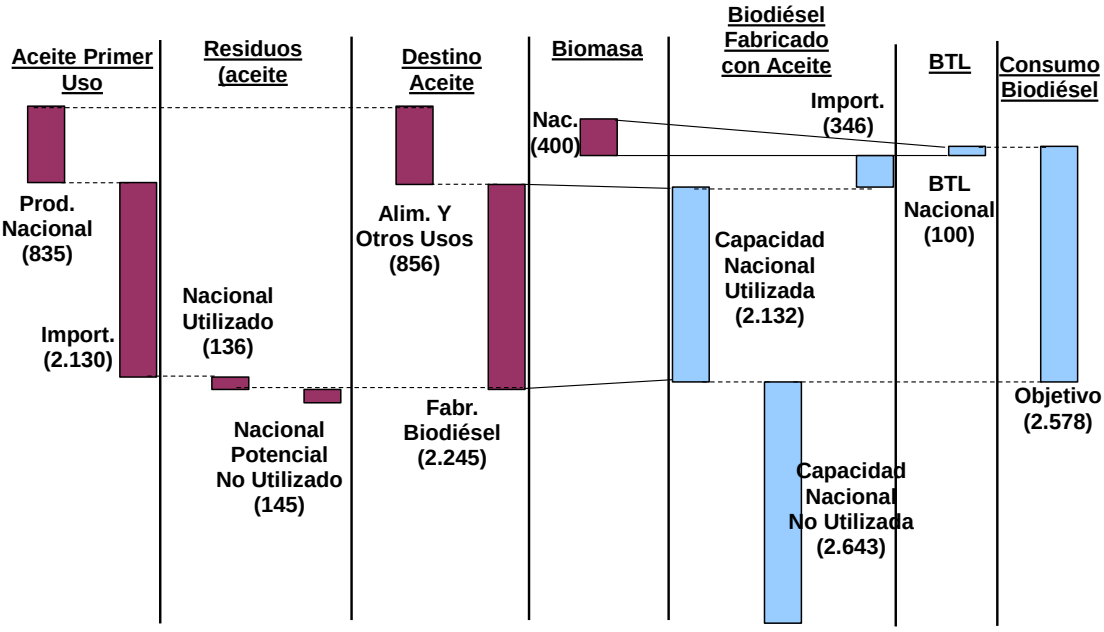
- Una cantidad del consumo se cubrirá con importaciones (515 ktep en 2011 y 310 ktep en 2020).
- Aunque el potencial de recogida de aceites usados sea mayor, sólo se aprovechará para la fabricación de biodiésel una parte.

Figura 4.1.24. Escenario previsto objetivo: balance materias primas-biodiésel 2011 (kt)



Fuente: IDAE

Figura 4.1.25. Escenario previsto objetivo: balance materias primas - biodiésel 2020 (kt)



Fuente: IDAE

4.1.4. Análisis de costes

Costes de inversión

a) Bioetanol

La inversión típica para una planta de bioetanol de 200 kt/año que utilice cereales como materia prima asciende a 180 M €.

b) Biodiésel

A continuación se detalla un presupuesto típico de inversión para una planta de biodiésel de 50.000 t/año que utilice como materia prima aceites crudos. Se considera que en la planta se realiza un proceso de pretratamiento de dichos aceites y, naturalmente, la fabricación de biodiésel a partir de ellos.

Tabla 4.1.16. Presupuesto típico de inversión para una planta de biodiésel de 50.000 t/año que utilice como materia prima aceites crudos

Descripción	Inversión (M€)
Movimientos de tierra	**0,18**
Urbanización	**2,97**
Obra civil	1,48
Cubetos, tuberías, zona de carga	0,32
Edificios	1,05
Instalaciones auxiliares	0,12
Estructura	**1,91**
Zona de carga, tuberías	0,31
Edificios	1,58
Otros	0,02
Arquitectura e instalaciones interiores	**0,21**
Instalaciones	**2,17**
Equipos de aire comprimido	0,11
Instalación eléctrica	0,75
Climatización y ventilación	0,19
Instrumentación y control	0,49
Abastecimiento y saneamiento	0,10
Instalaciones de gas natural	0,08
Sistemas contra incendios	0,46
Equipos de proceso	**3,70**
Tuberías	1,35
Equipos auxiliares	1,06
Tanques	1,13
Equipos de bombeo	0,16
Tecnología de pretratamiento de aceite	**5,05**
Tecnología de producción de biodiésel	**3,65**
Seguridad y Salud	**0,12**
TOTAL	**19,95**

Fuente: IDAE

En el caso de las instalaciones de fabricación de biodiésel, la inversión relativa es decreciente con respecto a la capacidad de producción de la planta. Típicamente

este ratio inversión/capacidad se sitúa en el rango 0,4-0,3 tal como se señala para distintos ejemplos en la tabla siguiente:

Tabla 4.1.17. Capacidad, ratio de inversión, inversión de instalaciones de fabricación de biodiésel

Capacidad (kt)	Ratio Inv. (M€/kt)	Inversión (M€)
50	0,40	20
100	0,35	35
200	0,30	60

Fuente: IDAE

Costes de explotación

En general, tanto para el bioetanol como para el biodiésel, la mayor parte de los costes de explotación de una planta corresponde a la adquisición de las materias primas. Esta partida, además, se caracteriza por su gran volatilidad. Seguidamente se ofrecen desgloses típicos de los costes de explotación de una fábrica de bioetanol y una de biodiésel teniendo en cuenta la situación del mercado en el momento de elaborar este documento.

a) Bioetanol

Se considera una planta con una capacidad de producción de 200 kt/año de bioetanol obtenido a partir de cereal. Los valores que se indican están expresados en € por tonelada de bioetanol fabricado. Se incluyen con signo negativo los ingresos estimados procedentes de la venta de subproductos.

Tabla 4.1.18. Costes de explotación de una planta de bioetanol obtenido a partir de cereal

Descripción	Coste (€/t de BE)
Cereal	500,0
Costes Variables de Producción (1)	196,7
Transporte y Distribución	21,0
Otros Costes de Explotación (2)	25,0
Costes Financieros, Amortizaciones y de Personal	285,0
Ingresos por subproductos	-325,0
TOTAL	**702,7**

(1) Incluye los correspondientes a enzimas y productos químicos,así como los procedentes del consumo de electricidad, gas y agua, entre otros.

(2) Incluye conceptos como mantenimiento, depuración de vertidos, etc.

Fuente: IDAE

b) Biodiésel

Se considera una planta con una capacidad de producción de 100 kt/año de biodiésel obtenido a partir de aceite crudo. Los valores que se indican están expresados en €

por tonelada de biodiésel fabricado. Se incluyen con signo negativo los ingresos estimados procedentes de la venta de subproductos.

Tabla 4.1.19. Costes de explotación de una planta de biodiésel obtenido a partir de aceite crudo

Descripción	Coste (€/t de BD)
Aceite	800,0
Costes Variables de Producción (1)	77,5
Transporte y Distribución	30,0
Otros Costes de Explotación (2)	30,0
Costes Financieros, Amortizaciones y de Personal	105,0
Ingresos por subproductos	-12,5
TOTAL	**1.030,0**

(1) Incluye los correspondientes a metanol, catalizadores, aditivos y diversos productos químicos,así como los procedentes del consumo de electricidad, gas y agua, entre otros.

(2) Incluye conceptos como mantenimiento, depuración de vertidos, etc.

Fuente: IDAE

4.1.5 Barreras al desarrollo del sector

En este apartado se recogen las principales barreras que afectan a la consolidación y desarrollo del sector de los biocarburantes en España, tanto las de carácter general como aquellas que afectan específicamente a alguno de los subsectores de esta industria.

Materias primas

- Escasa aportación de la agricultura española al mercado de materias primas para la producción de biocarburantes.

  Hasta ahora todos los estudios de evaluación de potencial de producción de materias primas para la producción de biocarburantes se han centrado en cultivos tradicionales considerados bajo una óptica de nulo desarrollo tecnológico. Es necesario superar esa visión, e integrar nuevos cultivos y mejoras tecnológicas (tanto en las técnicas de cultivo como en el ámbito de la mejora genética) en el escenario de futuro de la agroenergética destinada a biocarburantes.

- Desconocimiento de las repercusiones que las exigencias europeas en materia de sostenibilidad tienen para la oferta de materias primas de origen nacional.

Calidad

- Ausencia de un esquema independiente de aseguramiento de la calidad.

- Ausencia de especificaciones técnicas para mezclas etiquetadas.

  En la actualidad el número de presentaciones comerciales de las mezclas etiquetadas en las estaciones de servicio españolas es muy elevado, lo que genera

en el consumidor final cierta desconfianza hacia la calidad real del producto. Urge, pues, disponer de un número reducido de presentaciones comerciales para este tipo de mezclas (no más de dos por carburante fósil de referencia), presentaciones que deberían estar respaldadas por la existencia de una especificación técnica incorporada a la normativa.

Sostenibilidad

- Ausencia de un esquema nacional de control de la sostenibilidad adaptado a los requisitos de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril.

Comercio

- Existencia de prácticas comerciales desleales en el comercio internacional de biocarburantes que afectan a la supervivencia del sector productor de biocarburantes español.

  Durante 2007, 2008 y 2009 los productores europeos sufrieron las consecuencias de las importaciones de biodiésel subvencionado desde Estados Unidos (el conocido como B99), a las que los reglamentos de la CE 193 y 194, de 11 de marzo de 2009, pusieron coto. Sin embargo, los problemas de prácticas comerciales desleales no acabaron entonces, sino que adoptaron nuevas formas, como la de las tasas diferenciales a la exportación aplicadas por Argentina.

  Atajar este tipo de problemas es de vital importancia para la supervivencia del sector productor de biocarburantes en España, y para ello puede ser útil contrastar la experiencia de nuestro país con la de otros mercados importantes de biocarburantes en Europa que se han visto menos afectados por este tipo de problemas.

Oferta de biocarburantes

- La oferta de biocarburantes está poco diversificada con relación a su potencial y a las posibilidades que ofrece la Orden ITC/2877/2008. Barreras técnicas y económicas impiden que otros biocarburantes, además del bioetanol y el biodiésel, lleguen al consumidor español, al contrario de lo que ocurre en otros países europeos.

- Escaso apoyo al desarrollo tecnológico en el área de la producción de biocarburantes. El elemento fundamental en la definición del futuro del sector lo constituye el salto tecnológico hacia nuevas tecnologías de transformación que puedan usar materias primas distintas a las empleadas hasta ahora. España tiene un gran potencial humano y técnico para estar en el grupo de países que lideren esa evolución, sin embargo las condiciones del mercado y del acceso al crédito, así como las restricciones en el apoyo público pueden echar a perder esa posibilidad.

- Incertidumbre acerca del tratamiento fiscal del biocarburante más allá de 2012.

  En este sentido, la legislación de impuestos especiales establece que el incentivo fiscal desaparecerá completamente el 31 de diciembre de 2012; sin embargo, otros países europeos, como Alemania, han ampliado ese plazo en algunos supuestos, lo que deja abierta la posibilidad de reconsiderar la situación fiscal de los biocarburantes en España más allá de 2012.

Demanda de biocarburantes

- Las estaciones de servicio abanderadas, que representan el grueso de la oferta de carburantes al consumidor final y están fuertemente vinculadas a los principales operadores petrolíferos, no dan cabida en su oferta de productos a las mezclas etiquetadas de biocarburantes.

  Sacar de la marginalidad al consumo de las mezclas etiquetadas exige actuaciones decididas en el ámbito del aseguramiento de la calidad, de la disponibilidad en las estaciones de servicio y de la responsabilidad de los fabricantes de vehículos ante este tipo de producto. Éstas se concretan en el apartado de "propuestas" de este plan.

- La normativa no reconoce los beneficios ambientales del uso de biocarburantes a la hora de establecer incentivos económicos o fiscales a la adquisición de vehículos garantizados para su uso con mezclas etiquetadas de biocarburantes.

- Los fabricantes de vehículos no han integrado el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes entre sus prioridades de desarrollo tecnológico.

- El liderazgo de las administraciones públicas en la promoción del consumo de biocarburantes ha sido inferior al necesario para conseguir un efecto multiplicador en el conjunto de la sociedad.

4.1.6 Actuaciones propuestas

A continuación se describe el catálogo de actuaciones propuestas para impulsar el desarrollo del sector de los biocarburantes y la expansión del consumo de estos en el sector del transporte.

Propuestas normativas

- Definición de la Explotación Agraria Productora de Energías Renovables (EAPER) (HGL-001): requisitos mínimos que debe cumplir una explotación agraria para poder ser calificada como EAPER y establecimiento del tipo de incentivos y beneficios que, en su caso, podrá disfrutar. Articulación en torno a la EAPER de las medidas de apoyo a la producción nacional de materia prima en el marco de la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural.

- Elaborar un plan a nivel nacional de desarrollo agroenergético (HGL-003) que acometa las siguientes actividades: 1) la mejora de la productividad de biomasa con fines energéticos, 2) el uso de la biomasa lignocelulósica como materia prima para la fabricación de biocarburantes, 3) la valorización energética de las algas y 4) fomento del biogás agroindustrial.

- Desarrollo de especificaciones técnicas para determinadas mezclas etiquetadas de biocarburantes (SBC-005). La mezcla de biodiésel y gasóleo considerada es la denominada B30, que contiene un 30% (en volumen) de biodiésel. La mezcla de bioetanol y gasolina considerada es la denominada E85, que contiene un 85% (en volumen) de bioetanol. Una vez desarrolladas

las especificaciones se procederá a su incorporación inmediata a la normativa española de calidad de carburantes.

- Modificación del Reglamento de Impuestos Especiales con el fin de detallar de forma explícita los requisitos que deben cumplir los establecimientos autorizados a realizar mezclas de carburantes (SBC-013).

- Diseño e implantación de un sistema AENOR de control de calidad en los procesos de producción de biocarburantes (SBC-004). Realizar todas las actuaciones necesarias para la implantación y la difusión pública del mismo.

- Diseño e implantación de un sistema de control de la sostenibilidad en toda la cadena de valor de los biocarburantes y biolíquidos comercializados en España, de acuerdo con los requisitos de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril (SBC-001). Elaboración periódica de guías, modelos y otra documentación necesaria para mantener actualizado el sistema de sostenibilidad de biocarburantes y biolíquidos.

- Realización de un análisis comparativo en los principales mercados europeosdel impacto del comercio internacional en los mismos. En función de sus resultados, desarrollar un mecanismo que permita al mercado español un desarrollo armónico de las variables de capacidad de producción, producción y consumo de biocarburantes (SBC-006).

- Unificación de los listados de productos considerados como biocarburantes en las diferentes normativas que afectan al sector (SBC-007). En particular, en la legislación de impuestos especiales se asumirá el listado de biocarburantes existente en la ORDEN ITC/2877/2008.

- Establecimiento de una obligación para que los fabricantes e importadores de vehículos informen sobre el grado máximo garantizado de mezcla de biocarburante que aquéllos admiten (SBC-010). Desarrollo de mecanismos adecuados para la publicación de esa información con el fin de facilitar su conocimiento por parte de los consumidores.

- Establecimiento de una obligación progresiva de comercialización de mezclas etiquetadas de biocarburantes en las estaciones de servicio (SBC-009). La implantación de la obligación se realizará de forma gradual (en tres fases), comenzando por las estaciones de servicio que comercialicen mayores volúmenes de carburantes.

- Establecimiento de la obligación de introducir en los pliegos de condiciones de los concursos para otorgar concesiones de líneas de transporte por carretera la necesidad de que la empresa concesionaria realice un consumo de biocarburantes igual o superior a una cantidad determinada (SBC-014). Como criterio adicional para otorgar la concesión se valorará asimismo que los vehículos estén garantizados para el uso de mezclas etiquetadas.

- Impulsar la creación de un Programa de Desarrollo Tecnológico (SBC-008) que aborde el conjunto de la cadena de valor de los biocarburantes, prestando especial atención a los siguientes aspectos: 1) Mejoras en la eficiencia de los procesos, 2) Transformación de materias primas no alimentarias, 3) Incorporación de los biocarburantes en el sector de la aviación y 4) Integración de la producción de biocarburantes en biorrefinerías. La creación

de este Programa se llevará a cabo mediante la coordinación entre los diferentes sectores implicados, desde las empresas privadas hasta los organismos públicos de investigación, Administración, etc. para detectar líneas de actuación y optimizar los recursos destinados a dichas actividades.

Propuestas de promoción

- Restringir la adquisición por las Administraciones públicas de nuevos vehículos a aquéllos cuyos fabricantes garanticen el uso de mezclas etiquetadas de biocarburantes (SBC-011).

- Elaboración de un programa de actuación para incrementar la presencia de los biocarburantes en el consumo energético ligado a las actividades de la Defensa Nacional (SBC-012).

Propuestas de información

- Desarrollo de un mecanismo destinado a intensificar el control sobre las empresas generadoras de grasas residuales para poder obtener un inventario fiable y actualizado de las mismas que permita realizar un seguimiento completo y preciso de este mercado (SBC-002).

Propuestas de estudios

- Realización de un estudio a escala nacional (SBC-003) que permita:

  1. Obtener una base sólida de datos de emisiones de gases de efecto invernadero (CO_2, CH_4 y N_2O) de los cultivos más representativos en distintas comarcas agrícolas españolas, relacionándolo con las prácticas de cultivo, en especial con la fertilización.

  2. Modelización de datos a escala de parcela utilizando modelos matemáticos o estadísticos para estimar los flujos de CO_2, CH_4 y N_2O y potencial almacenaje de C en el suelo en dichos cultivos. Comparación de resultados de DNDC con otros métodos de estimación de GEI.

  3. Modelizar a escala comarcal utilizando modelos matemáticos o estadísticos (DNDC, Stephest Bowman, etc.).

4.1.7 Objetivos

Del análisis de la situación actual y de la proyección hacia 2020 de un escenario de desarrollo del sector que incorporaría las actuaciones propuestas en el capítulo anterior, se desprenden los objetivos nacionales de consumo de biocarburantes en el transporte que se desglosan a continuación.

Tabla 4.1.20. Objetivo nacional de consumo de energías renovables en el transporte

ktep	2011	2012	2016	2020

Bioetanol	*232*	*281*	*300*	*400*
Biodiésel	*1.816*	*1.878*	*2.020*	*2.313*
Biocarburantes en el transporte: TOTAL	**2.048**	**2.159**	**2.320**	**2.713**

Fuente: IDAE

Las cifras anteriores deben tomarse con cautela, en especial por lo que respecta a su distribución por sectores de mercado. Así, desde la aprobación del *Biofuels flightpath* por la Comisión Europea en julio de 2011, parece muy probable que en el horizonte de 2020 se produzca el despegue del consumo de biocarburantes en el sector de la aviación, objetivo al que se dirige la iniciativa española que lideran SENASA, AESA, IDAE y el MARM. De igual forma, la introducción de biocarburantes en el consumo del sector de transporte por ferrocarril da ahora sus primeros pasos y es lógico pensar en que se desarrolle en los próximos años de la mano de una reducción de los costes de producción de aquellos.

4.1.8 Criterios de sostenibilidad

Para evaluar el cumplimiento de los objetivos energéticos nacionales sólo se considerarán aquellos biocarburantes y biolíquidos que cumplan los siguientes criterios de sostenibilidad, establecidos en las Directivas 2009/28/CE, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, y 2009/30/CE, relativa a la calidad de los carburantes:

1. Reducción mínima de las emisiones de gases de efecto invernadero con relación a la de los carburantes fósiles de referencia[29]:

   - 35% desde 1/ene/2011 hasta 31/dic/2016 (en el caso de los biocarburantes y biolíquidos producidos por instalaciones operativas el 31/dic/2008, la reducción será exigible sólo desde el 1/abr/2013).
   - 50% desde 1/ene/2017 (a partir del 1/ene/2018 será del 60% para los biocarburantes y biolíquidos producidos en instalaciones cuya producción haya comenzado a partir del 1 de enero de 2017).

   Éste es el único criterio que deberán cumplir los biocarburantes y biolíquidos producidos a partir de desechos y de residuos, con la excepción de los residuos forestales, agrícolas, de la acuicultura y de las pesquerías.

2. Que las materias primas empleadas en su producción no provengan de zonas de alto valor en términos de biodiversidad. Esta categoría la forman tierras que a partir del 1 de enero de 2008 pertenecían a una de las siguientes categorías:

   - Superficies boscosas de especies nativas, cuando no hay signos claros de actividad humana y los procesos ecológicos no están perturbados significativamente.
   - Zonas designadas por ley o por las autoridades competentes con fines de protección de la naturaleza o para la protección de ecosistemas o especies escasas, amenazadas o en peligro, reconocidas por acuerdos internacionales o incluidas en listas elaboradas por organizaciones intergubernamentales o la

[29] A efectos del cálculo de esta reducción, el valor del combustible fósil de referencia será el último valor disponible para las emisiones medias reales procedentes de la parte fósil de la gasolina y del diésel consumido en la Unión Europea.

Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza, a menos que se demuestre que la producción de tales materias primas no ha interferido con dichos fines de protección de la naturaleza.

- Prados y pastizales con una rica biodiversidad, naturales o no[30]. En este último caso, salvo que se demuestre que la explotación de las materias primas es necesaria para preservar su condición de prados y pastizales.

3. Que las materias primas empleadas en su producción no provengan de zonas con elevadas reservas de carbono, es decir, tierras que el 1 de enero de 2008 pertenecían a una de las siguientes categorías pero que ya no se encuentran en dicha situación:

   - Humedales, es decir, tierras cubiertas de agua o saturadas por agua permanentemente o durante una parte importante del año.
   - Turberas, a no ser que se pruebe que el cultivo y la recolección de esta materia prima no han implicado el drenaje de suelos no drenados con anterioridad.
   - Zonas arboladas continuas, es decir, tierras con una extensión superior a una hectárea, con árboles de una altura superior a cinco metros y una fracción de cabida cubierta superior al 30%.
   - Tierras con una extensión superior a una hectárea, con árboles de una altura superior a cinco metros y una fracción de cabida cubierta de entre el 10 y el 30%, o con árboles que pueden alcanzar dichos límites *in situ*, salvo si se prueba que las reservas de carbono de la zona en cuestión antes y después de la conversión no disminuyen.

Verificación del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad

En línea con lo establecido en la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril, los agentes económicos con participación en el mercado de biocarburantes y biolíquidos deberán demostrar el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad anteriormente expuestos, para lo cual:

1. Deberán utilizar un sistema de balance de masas que:

   - Permita mezclar las partidas de materias primas o biocarburantes con características diferentes de sostenibilidad.
   - Exija la información relativa a las características de sostenibilidad ambiental y al volumen de las partidas a que se refiere el apartado anterior, para que permanezcan asociadas a la mezcla.
   - Prevea que la suma de todas las partidas retiradas de la mezcla tenga las mismas características de sostenibilidad, en las mismas cantidades, que la suma de todas las partidas añadidas a la mezcla.

   Para lo que tenga que ver con el control del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad en el sistema logístico de la Compañía Logística de Hidrocarburos, se considerará a éste como un único depósito.

[30] Por naturales se entienden aquellos que seguirían siéndolo a falta de intervención humana y que conservan la composición en especies naturales y las características y procesos ecológicos. Los no naturales serían los que dejarían de serlo a falta de intervención humana, que son ricos en especies y no están degradados.

2. Deberán garantizar la presentación de información fiable. Ésta se referirá al cumplimiento de los criterios de sostenibilidad mencionados anteriormente, pero también incluirá información sobre medidas adoptadas para la protección del suelo, del agua y del aire, así como, si procede, relativa a los temas de sostenibilidad social a que alude el artículo 17 de la Directiva 2009/28/CE, de 23 de abril.

3. Deberán garantizar un nivel adecuado de auditoría independiente de la información que presenten. La auditoría verificará que los sistemas utilizados por los agentes económicos son exactos, fiables y protegidos contra el fraude. Evaluará la frecuencia y la metodología de muestreo, así como la solidez de los datos.

En lo que respecta a la cadena de custodia se busca la trazabilidad completa de las condiciones de sostenibilidad desde el cultivo de la materia prima hasta la puesta en mercado del biocarburante, para lo que se definirá la longitud de esta cadena (con especial atención a las peculiaridades del sistema español de distribución de hidrocarburos), se prestará especial atención al control de los flujos de entrada y salida de productos, así como de los inventarios, y se organizará una gestión administrativa que contemple:

- Registros internos de entradas y salidas para cada agente de la cadena.
- Expedición de documentos acreditativos a lo largo de la cadena.
- Periodo mínimo de mantenimiento de registros.

4.2 SECTOR BIOGÁS

4.2.1 Descripción del sector

El biogás es un gas que se obtiene por descomposición microbiológica de la materia orgánica en ausencia de oxígeno. Se genera principalmente en vertederos controlados y en depósitos cerrados, denominados digestores anaerobios, en los que se mantienen determinadas condiciones de operación destinadas a optimizar la producción. Su composición depende del sustrato digerido, siendo los componentes mayoritarios el metano y el dióxido de carbono, y apareciendo en muy pequeñas proporciones ácido sulfhídrico, hidrógeno y otros gases. En función del sustrato y el tipo de tecnología utilizada, su contenido en metano varía entre un 50 y un 70%.

Los principales sustratos a partir de los cuales obtener esta fuente renovable de energía son las deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales, la fracción orgánica de los residuos domésticos y similares, los lodos de estación depuradora de aguas residuales urbanas (EDAR) o los cultivos energéticos.

El aprovechamiento del biogás se produce de forma mayoritaria a través de motores de combustión interna, generándose electricidad y calor. La inyección a la red del biogás depurado hasta obtener una calidad similar a la del gas natural (biometano) es, entre las nuevas aplicaciones existentes, la que mayor eficiencia y potencial presenta, existiendo ya experiencias a escala industrial en países como Alemania, Suecia o Dinamarca. El uso de pilas de combustible precisa un mayor desarrollo para poder considerarse una opción económicamente competitiva, y también reviste interés la posibilidad de emplear el biogás purificado como combustible de respaldo en centrales solares termoeléctricas.

Los beneficios asociados a la digestión anaerobia de residuos son por un lado una reducción significativa de los malos olores, la estabilización y mineralización de la materia orgánica facilitando su gestión posterior, y por otro la posibilidad de aprovechar una energía renovable si el biogás es valorizado mediante alguna de las vías anteriormente comentadas. Al mismo tiempo, contribuye a diversificar las fuentes energéticas y a reducir la dependencia energética exterior. Además contribuye al desarrollo del medio rural y, de forma significativa, a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. Por todo ello, su desarrollo debe ser apoyado con igual énfasis por las administraciones públicas competentes en materia de medioambiente, energía, agricultura y desarrollo rural.

La normativa relacionada con las plantas de biogás es especialmente compleja en el caso del biogás procedente de deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales, ya que estas instalaciones se ven afectadas no solo por las disposiciones relativas a la gestión de residuos, sino también por las del uso de los digestatos, la gestión de los SANDACH (subproductos animales no destinados a consumo humano), la ordenación de explotaciones porcinas, etc.

En cuanto a la normativa en materia de residuos, la nueva Ley 22/2011, de 28 de julio, de residuos y suelos contaminados, establece que aquellos estiércoles que sean empleados en actividades de valorización como la digestión anaerobia, deberán someterse a lo establecido en la Ley, en particular, a los procesos administrativos de autorización recogidos en la misma.

En la actualidad, el uso de los digestatos producidos en este tipo de plantas está condicionado tanto por la Ley 22/2011 como por el Real Decreto 261/1996, sobre protección de las aguas contra la contaminación producida por los nitratos procedentes de fuentes agrarias.

Por otro lado, en las instalaciones en las que se empleen SANDACH como co-sustratos, se tendrá que tener en consideración el Reglamento 1069/2009, por el que se establecen las normas sanitarias aplicables a los subproductos animales no destinados al consumo humano, y que determina los requisitos necesarios para poder valorizar este tipo de residuos en procesos de digestión anaerobia. A nivel nacional, el Real Decreto 1429/2003, que regula las condiciones de aplicación de la normativa comunitaria en materia de SANDACH, estableció la creación de la Comisión Nacional de SANDACH. Esta Comisión ha elaborado el Plan Nacional Integral de SANDACH, en el que se incluye el reconocimiento de la prioridad de procesos de valorización (como la generación de biogás) frente a los de eliminación.

Hay que tener en cuenta además los cambios previstos en la Directiva 2008/1 relativa a la prevención y control integrado de la contaminación (IPPC). Si bien a día de hoy ya hay algunas disposiciones de ámbito regional que incluyen las instalaciones de biogás agroindustrial en el ámbito IPPC, ni la Directiva 2008/1 ni su transposición a la legislación española, las recogían en su alcance. En la Directiva 2010/75 sobre las emisiones industriales, que integra la Directiva 2008/1 con directivas como la 2000/76 o la 2001/80, ya se incluyen en el ámbito IPPC las instalaciones de digestión anaerobia que traten más de 100 t/día.

Situación actual en el mundo

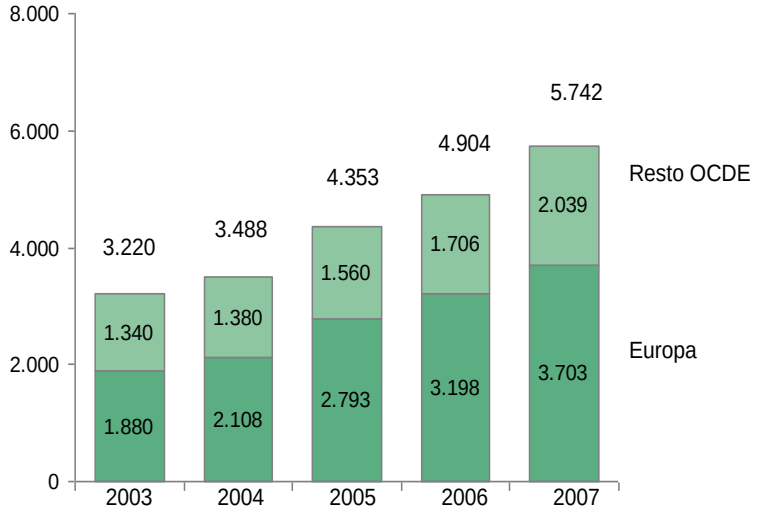
La producción de biogás tuvo en USA su mayor referente hasta bien entrados los años 90, siendo la desgasificación de vertederos la principal actividad generadora de biogás. En la pasada década, el protagonismo lo ejerce Europa, donde países como

Alemania, Dinamarca, Austria y, más recientemente, Italia, han conseguido desarrollar en mayor o menor medida el biogás procedente de residuos ganaderos en co-digestión con otros residuos agroindustriales y/o cultivos energéticos.

Países como China o India han optado también por el uso del biogás como herramienta de desarrollo rural que permite el acceso a la energía en zonas desfavorecidas. El número de plantas a escala industrial para tratamiento de deyecciones ganaderas en China es de aproximadamente 2.000, con una producción anual de 90 millones de m^3, teniendo en 2005 además alrededor de 17 millones de digestores "caseros", con una producción de más de 6.500 millones de m^3. La inclusión en los mecanismos de desarrollo limpio del Protocolo de Kioto de proyectos relacionados con el biogás, tanto con la desgasificación de vertederos como con el procedente de digestores anaerobios, puede facilitar el acceso al gran potencial existente.

La capacidad instalada de generación eléctrica con biogás en países OCDE es:

Figura 4.2.1. Capacidad instalada en países OCDE en MW



Fuente: AIE

Situación actual en UE

En Europa, la energía primaria procedente del biogás rozó en 2008 los 8 millones de tep, lo cual supuso un aumento del 4,4% respecto al año anterior.

El biogás de vertedero contribuía con un 36,1% del total, seguido por las plantas depuradoras (tanto urbanas como industriales) con un 11,9%, quedando el 52,0% restante para plantas que tratan deyecciones ganaderas y residuos agroindustriales y la fracción orgánica de residuos domésticos y similares. Los países dominantes, que

copan más del 70% de la producción primaria, son Alemania y Reino Unido, si bien con modelos completamente distintos, ya que mientras Alemania ha optado por promover el desarrollo de plantas que traten residuos agroindustriales y cultivos energéticos, Reino Unido se ha centrado en la producción de biogás a partir de la desgasificación de vertederos:

Tabla 4.2.1. Producción primaria de biogás en la UE en ktep

	2008				2009*			
	Vertedero	EDAR	Otros	Total	Vertedero	EDAR	Otros	Total
Alemania	291,7	384,7	3.553,1	4.229,5	265,5	386,7	3.561,2	4.213,4
Reino Unido	1.416,9	208,6	0,0	1.625,4	1.474,4	249,5	0,0	1.723,9
Francia	379,3	45,5	28,3	453,1	442,3	45,2	38,7	526,2
Italia	339,8	3,0	67,2	410,0	361,8	5,0	77,5	444,3
Holanda	44,4	48,8	132,5	225,7	39,2	48,9	179,8	267,9
España	157,0	19,7	26,6	203,2	140,9	10,0	32,9	183,7
Austria	4,8	21,9	147,8	174,5	4,9	18,9	141,2	165,1
Rep.Checa	29,4	33,7	27,0	90,0	29,2	33,7	67,0	129,9
Bélgica	46,7	1,5	39,4	87,6	44,3	2,1	78,2	124,7
Suecia	32,9	56,3	13,3	102,4	34,5	60,0	14,7	109,2
Dinamarca	6,4	20,2	67,2	93,8	6,2	20,0	73,4	99,6
Polonia	34,2	59,4	2,6	96,1	35,5	58,0	4,5	98,0
Grecia	28,3	5,1	0,2	33,6	46,3	12,2	0,2	58,7
Finlandia	34,1	10,9	0,0	45,0	30,6	10,7	0,0	41,4
Irlanda	25,9	8,1	1,4	35,4	23,6	8,1	4,1	35,8
Hungría	2,1	8,0	11,7	21,8	2,8	10,3	17,5	30,7
Portugal	0,0	0,0	23,0	23,0	0,0	0,0	23,8	23,8
Eslovenia	8,2	3,1	2,7	14,1	8,3	3,0	11,0	22,4
Eslovaquia	0,2	9,5	0,6	10,3	0,8	14,8	0,7	16,3
Luxemburgo	0,0	0,0	9,2	9,2	0,0	0,0	12,3	12,3
Letonia	6,6	2,2	0,0	8,8	7,0	2,7	0,0	9,7
Lituania	0,4	1,7	0,9	3,0	1,3	2,1	1,2	4,7
Estonia	2,0	0,9	0,0	2,8	2,0	0,9	0,0	2,8
Rumanía	0,0	0,0	0,6	0,6	0,1	0,7	0,5	1,3
Chipre	0,0	0,0	0,2	0,2	0,0	0,0	0,2	0,2
Total UE	2.891,1	952,8	4.155,3	7.999,3	3.001,6	1.003,7	4.340,7	8.346,0

Fuente: EurObserv´ER

*Dato estimado

En cuanto a la producción de electricidad, estos dos mismos países producen también alrededor del 70% del total de electricidad producida en la UE a partir de biogás:

Tabla 4.2.2. Producción de electricidad a partir de biogás en la UE en GWh

	2008			2009*		
	Inst eléctricas	Inst cogeneración	Electricidad total	Inst eléctricas	Inst cogeneración	Electricidad total
Alemania	8.837,0	1.142,0	9.979,0	11.325,0	1.237,0	12.562,0
Reino Unido	4.844,9	460,0	5.304,9	5.064,7	526,8	5.591,5
Italia	1.290,8	308,7	1.599,5	1.347,1	365,5	1.739,6
Holanda	83,0	651,0	734,0	82,0	833,0	915,0
Francia	605,6	94,7	700,3	671,4	175,0	846,4
Austria	557,0	45,0	602,0	602,0	36,0	638,0
España	540,0	44,0	584,0	479,0	48,0	527,0
Bélgica	174,2	159,1	333,3	175,2	286,7	461,8

República Checa	63,2	203,7	266,9	241,6	199,6	441,3
Dinamarca	1,5	297,2	298,7	1,3	323,5	324,7
Polonia	0,0	251,6	251,6	0,0	319,2	319,2
Grecia	171,0	20,3	191,3	183,5	34,0	217,5
Irlanda	110,0	17,0	127,0	100,0	17,0	117,0
Hungría	0,0	68,2	68,2	0,0	95,2	95,2
Portugal	63,0	8,0	71,0	73,0	10,0	83,0
Eslovenia	9,7	46,2	55,9	9,7	59,2	68,8
Luxemburgo	0,0	43,8	43,8	0,0	53,4	53,4
Letonia	2,3	37,3	39,6	3,0	42,0	45,0
Suecia	0,0	30,0	30,0	0,0	34,0	34,0
Finlandia	0,0	29,0	29,0	0,0	31,0	31,0
Eslovaquia	1,0	14,0	15,0	1,0	20,0	21,0
Lituania	0,0	9,0	9,0	0,0	15,0	15,0
Chipre	0,0	12,0	12,0	0,0	12,0	12,0
Estonia	9,3	0,0	9,3	10,0	0,0	10,0
Rumanía	1,0	0,0	1,0	1,0	0,0	1,0
Total UE	17.364,5	3.991,8	21.356,3	20.397,4	4.773,0	25.170,4

Fuente: EurObserv´ER

*Dato estimado

Debido a la previsible disminución de los residuos biodegradables a depositar en vertedero, la tendencia actual a nivel europeo es promover, allí donde haya potencial disponible, que el biogás agroindustrial pase a ser el principal protagonista. Países como Dinamarca o Alemania ya apostaron hace años por esta opción.

En el caso de Dinamarca, el modelo escogido fue el de co-digestión de residuos ganaderos e industriales, siendo el principal ejemplo en el mundo de aplicación de plantas centralizadas. Así, en 2008, había 81 plantas basadas en este tipo de co-digestión (21 centralizadas y 60 individuales), 64 digestores de lodos de EDAR, 5 plantas de tratamiento de aguas residuales industriales y 25 desgasificaciones en vertederos.

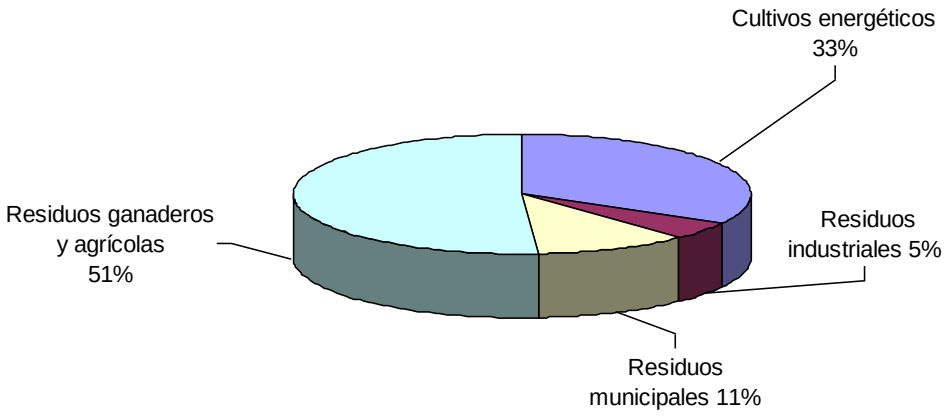
Las plantas centralizadas danesas surgieron a mitad de los años 80 para valorizar residuos de granjas situadas en un radio aproximado de 20 km unas de otras, diseñando la logística de forma que se evitara acumular purines frescos en las granjas. En estas plantas, los co-sustratos procedentes de industrias alimentarias se incluyen como máximo hasta un 25% sobre materia seca, siendo mayor el radio de recogida asumible (unos 100 km).

Como se puede apreciar en la Tabla 4.2.2, prácticamente toda la generación con biogás se realiza mediante cogeneraciones. Esto es en buena parte así porque el calor generado en muchas de estas plantas se asocia a *district heatings* en municipios cercanos.

En el caso de Alemania, que ocupa sin lugar a dudas el primer puesto en el ranking europeo, existen en la actualidad alrededor de 5.000 plantas de biogás, con una potencia eléctrica instalada superior a 1.600 MW. Las plantas de potencia inferior a 500 kW contribuyen a más del 80% de ese total de potencia instalada.

Los sustratos utilizados en estas plantas son:

Figura 4.2.2. Sustratos utilizados en plantas de biogás alemanas



Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

Mención aparte merece el objetivo que se ha impuesto Alemania de cubrir el 10% de su consumo de gas natural con biometano en el año 2030. Esta aplicación permite un aprovechamiento más eficiente del biogás. Las dos primeras plantas de valorización e inyección de biometano en red se pusieron en marcha en 2006, y a finales de 2010 había ya más de 40 instalaciones conectadas a la red. Según datos de la Agencia de Energía Alemana, el caudal de inyección promedio de las instalaciones de inyección construidas y planificadas es de 650 Nm^3/h, que equivaldría, en términos eléctricos, a una planta de potencia notablemente superior a 500 kW.
Es decir, el modelo alemán parece apuntar a plantas de generación eléctrica de potencia instalada inferior a 500 kW y a plantas de inyección de biometano aplicables a plantas de un tamaño superior.

Para concluir la descripción de la situación actual en la UE, merece la pena reseñar el caso italiano, que ya ha adoptado diversas normativas (fiscales, energéticas, ambientales) para promover el cambio del biogás de vertedero al biogás agroindustrial y el caso de Suecia, donde ya se alimenta con biogás purificado una flota de autobuses urbanos de Estocolmo.

Situación actual en España

A finales de 2010, la potencia eléctrica instalada con biogás en España era de 177 MW, correspondiendo alrededor del 65% de la potencia instalada y del 70% de la generación a biogás de vertedero. Estos porcentajes han mostrado una evolución descendente desde la aparición del Real Decreto 661/2007, en el que se recogía un cambio significativo en el régimen tarifario de las instalaciones de digestión anaerobia.

El desarrollo de plantas de co-digestión con deyecciones ganaderas y otros residuos se halla en una etapa muy incipiente, con alrededor de 15 instalaciones llevadas a cabo hasta la fecha. Cataluña, la Comunidad Valenciana y Navarra son, por ahora, las comunidades autónomas donde se han ido implantando este tipo de instalaciones, siendo inminente también la puesta en marcha en Aragón de varias plantas. El tamaño medio de las instalaciones es igual o inferior a 500 kW.

Hasta la fecha y debido principalmente a la poca implantación de la recogida selectiva en origen de la fracción orgánica de residuos domésticos y similares, las plantas de digestión anaerobia trataban la fracción orgánica contenida en residuos mezclados por lo que han tenido dificultades de funcionamiento, que se han traducido en un número de horas de funcionamiento al año reducido. Es razonable pensar que la consolidación legal de lo establecido en el artículo 24 de la Ley 22/2011 sobre biorresiduos puedan contribuir a mejorar este aspecto.

En cuanto a los lodos de EDAR, la digestión anaerobia permite estabilizar e higienizar los lodos para facilitar su gestión posterior, si bien en la actualidad la producción de biogás asociada es baja debido a que dicho tratamiento no esta orientado a maximizar la producción de biogas, ni a minimizar la producción de lodos. Con carácter general se trata de digestión anaerobia mesofilica.

Marco de desarrollo

La retribución a las instalaciones de biogás está recogida en el Real Decreto 661/2007, grupo b.7, diferenciándose entre biogás procedente de vertederos (subgrupo b.7.1) y biogás procedente de digestores anaerobios (subgrupo b.7.2). Además, dentro del subgrupo b.7.2 se distingue entre instalaciones de menos de 500 kW e instalaciones de más de 500 kW.

Sector industrial

El sector de la industria del biogás en España está fuertemente desarrollado en aplicaciones como la desgasificación de vertederos, existiendo también empresas españolas con experiencia tanto a nivel nacional como internacional en procesos de digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos domésticos y similares procedente tanto de recogida separada como de recogida mezclada, que disponen de tecnología propia.

En cuanto al tejido empresarial asociado a la producción de biogás a partir de deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales, la publicación del Real Decreto 661/2007, con su marco económico mejorado para las instalaciones de biogás procedente de digestores anaerobios, provocó la aparición de numerosas empresas, muchas de ellas asociadas a tecnólogos procedentes de países con mayor experiencia en este sector (como Alemania).

Con el fin de promover el desarrollo de este sector, la Asociación para el Desimpacto Ambiental de los Purines (ADAP) y APPA constituyeron a finales de 2008 la "Unión por el biogás". Además, la existencia de un número elevado de empresas y el interés por el desarrollo del sector del biogás agroindustrial, dio lugar a que en 2009 se constituyese la Asociación Española de Biogás (AEBIG), centrada exclusivamente en el biogás agroindustrial. Esta asociación cuenta con 21 socios y es socia de la European Biogas Association (EBA).

En cuanto a las actividades de investigación, en España hay numerosos centros trabajando tanto en dar a conocer las productividades de un amplio abanico de mezclas de residuos como en las nuevas aplicaciones del biogás. Así, centros tecnológicos como AINIA y GIRO, instituciones como el CEBAS-CSIC y el CIEMAT o universidades como, entre otras, las de Santiago de Compostela, Cádiz, Oviedo, Valencia, León, Elche, Valladolid y Barcelona son muy activos en esta materia.

En este sentido, el proyecto singular estratégico PROBIOGAS, apoyado por el Ministerio de Ciencia e Innovación y en el que participan más de 30 agentes tanto públicos como privados, está aportando información valiosa para el desarrollo del sector.

4.2.2 Perspectivas de evolución tecnológica

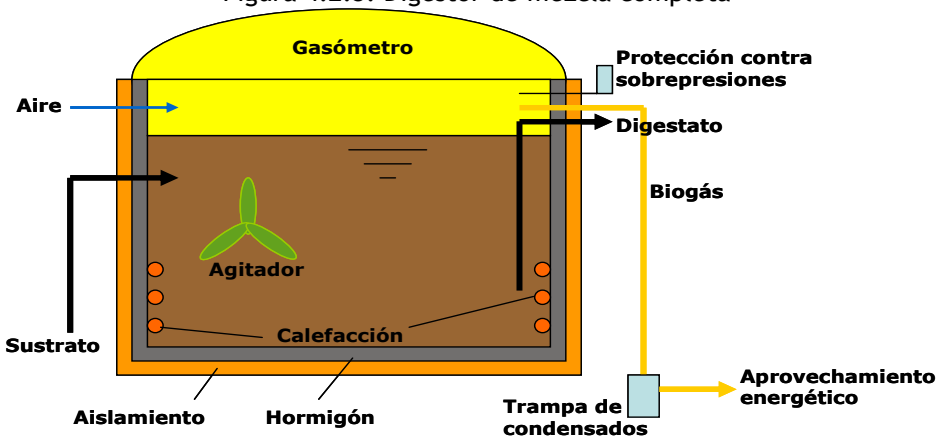
Técnicas para la digestión anaerobia

Las técnicas para la digestión anaerobia de residuos agroindustriales se clasifican en función del tipo de digestor, la temperatura de trabajo y el número de etapas.

Los tipos de digestores más habituales son el de mezcla completa y el de flujo pistón.

El digestor de mezcla completa se caracteriza porque la concentración de cualquier sustancia es parecida en todos los puntos del depósito, consiguiéndose esto gracias a un sistema de agitación. Este tipo de digestor es el más ampliamente utilizado en Europa, se suele aplicar a procesos en vía húmeda (menos del 10% de materia seca en el interior del digestor, lo cual implica menos del 20% de sólidos totales) y la alimentación se suele realizar de forma continua o semicontinua. Las principales ventajas que ofrece son su simplicidad, buen funcionamiento, coste reducido y versatilidad, y como inconvenientes la mayor dificultad de control del tiempo de retención hidráulico, el riesgo de formación de costra y que las operaciones de mantenimiento requieren la evacuación completa del digestor. Se muestra un esquema de este tipo de digestores en la figura adjunta:

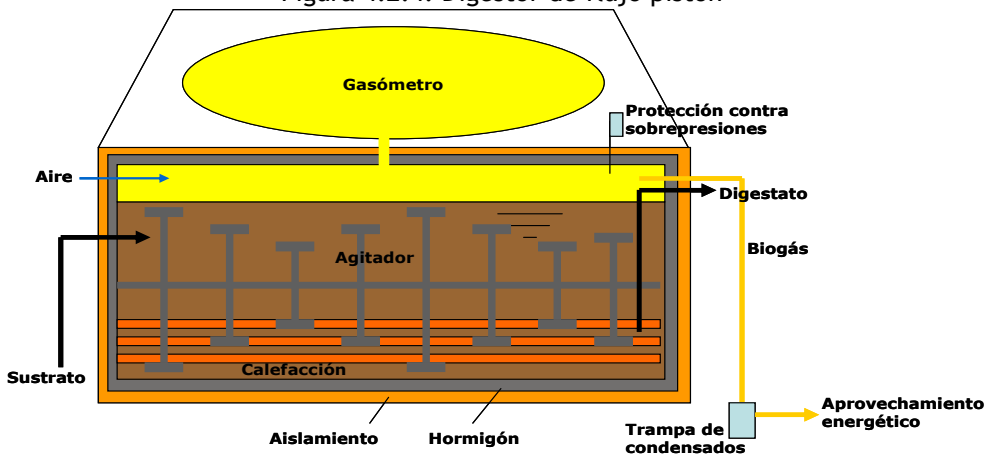
Figura 4.2.3. Digestor de mezcla completa



Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

En cuanto a los reactores de flujo pistón, la concentración de cualquier sustancia, al contrario que los de mezcla completa, varía en cada sección transversal del digestor. También suele disponer de un sistema de mezclado y permiten altas concentraciones de sólidos totales (20-40% sólidos totales). Las principales ventajas son un menor riesgo de formación de costra, menor tiempo de retención (y por tanto menor volumen) y una reducción de las pérdidas de calor. Como inconveniente, cabe destacar que es necesaria una mayor inversión por unidad de volumen. Un esquema de este tipo de digestor se muestra en la figura adjunta:

Figura 4.2.4. Digestor de flujo pistón



Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

En lo relativo a la temperatura, dos son los rangos habituales de funcionamiento: mesofílico (35-40 ºC) y termofílico (55-60 ºC). Mientras el rango mesofílico redunda en procesos más estables (siendo el más utilizado), el termofílico permite obtener mayores productividades de biogás.

Los procesos en una sola etapa concentran las cuatro fases de la digestión anaerobia en un único digestor. Con esta opción se renuncia a operar en el óptimo de cada una de las fases a cambio de simplificar la construcción y el manejo. En los procesos en dos etapas se realiza en un primer digestor parte del proceso (principalmente la hidrólisis) y en un segundo digestor se lleva a cabo la metanogénesis.

Técnicas de pretratamiento

Además, en función del tipo de sustrato con que se alimente el digestor, puede ser necesario acondicionarlo previamente. Entre los pretratamientos más comunes están:

- Trituración: es apropiado para residuos con un tamaño de partícula superior a 5 cm, de cara a aumentar su producción de biogás, y es sobre todo recomendable en el caso de residuos con alto contenido en fibra como plantas enteras, paja, etc.
- Pasteurización: suele aplicarse tras una operación de trituración, y consiste en mantener el sustrato a una temperatura mínima de 70 ºC durante al menos 60 minutos. Los residuos apropiados para este pretratamiento son todos los materiales de categoría 3 del Reglamento 1069/2009 por el que se establecen las normas sanitarias aplicables a los subproductos animales no destinados al consumo humano (SANDACH).
- Esterilización: consiste en un tratamiento a alta temperatura y presión (130 ºC, 3 bar, 20 minutos), siendo los residuos más indicados para este tipo los SANDACH de categoría 2.
- Ensilado: se aplica como tratamiento de conservación para cultivos energéticos y sustratos similares, ya que la cosecha es estacional y esta técnica ayuda a hacerlo compatible con una alimentación continuada.

Otras técnicas de pretratamiento, que contribuyen a aumentar la producción de biogás, son la inyección rápida de vapor, tratamiento térmico con adición de NaOH, tratamiento químico consistente en la adición de ácidos o bases y tratamientos biológicos (fúngicos o enzimáticos).

Tecnologías de aprovechamiento energético del biogás

En cuanto al aprovechamiento energético del biogás generado en los digestores, el modo actualmente implantado de forma mayoritaria es su uso en motores de combustión interna para producción, principalmente, de electricidad. El moderado rendimiento eléctrico de estos motores (en torno al 35%) unido a la dificultad de aprovechar el calor generado (normalmente se destina únicamente al proceso de generación de biogás, a través del calentamiento de los digestores, aunque también podría aprovecharse para procesos ajenos al de generación de biogás, como el district heating, el pretratamiento de SANDACH, el secado de digestatos, etc.) aconseja buscar nuevas alternativas más eficientes de aprovechamiento.

La tecnología que mayores expectativas de crecimiento presenta en la actualidad es la purificación del biogás hasta contenidos en metano cercanos al 100% para su inyección en la red de gas natural o su uso como combustible de vehículos de transporte. Como se ha comentado anteriormente, en países como Alemania existe ya a día de hoy un alto número de instalaciones de purificación e inyección en red del biogás.

Para poder obtener biometano se suele incluir en primer lugar un filtrado de partículas y una etapa de deshumidificación y desulfuración. Para separar el CO_2 se pueden emplear tecnologías como la PSA (*pressure swing adsorption)*, el lavado (*scrubbing)* con agua a presión, la absorción química o la separación con membranas. La PSA y los procesos de lavado con agua a presión son los que disponen de más referencia a nivel europeo.

La PSA es un proceso usado en múltiples aplicaciones para la separación de gases, siendo el carbón activo y las zeolitas los medios adsorbentes más empleados. En términos generales, bajas temperaturas y altas presiones facilitan la adsorción de gases en la fase sólida. Para poder separar el CO_2 y el CH_4 en un proceso de PSA, es necesario que el biogás sea previamente desulfurado y deshumidificador. El proceso de PSA consta de 4 etapas:

- Adsorción a alta presión.
- Desorción mediante reducción de presión y flujos en paralelo y contracorriente.
- Desorción mediante purga con gas.
- Aumento de la presión.

En cuanto los procesos de absorción, se busca que los componentes no deseados sean fijados en medio líquido. El agua ha sido el medio por excelencia hasta la fecha, y solo recientemente se han comenzado a usar medios orgánicos. Las condiciones de operación más habituales para el lavado con agua a presión son presiones entre 5 y 10 bar y temperaturas inferiores a 30 º C (hay que tener en cuenta que, aunque bajar la temperatura del agua de 25 a 7 ºC puede permitir doblar la capacidad de tratamiento del proceso, esto implicaría unos mayores requisitos de regeneración). El agua puede absorber el CO_2 con una alta selectividad frente al CH_4, ya que la solubilidad del CO_2 es 70 veces mayor. El SH_2 tiene una solubilidad en agua aún mayor, y por tanto también es absorbido.

Técnicas de gestión de los digestatos

El digestato se caracteriza por generar menos olores, menor presencia de microorganismos patógenos y un mayor grado de mineralización del nitrógeno y fósforo orgánico tras la fermentación. Esto lo hace semejante en comportamiento a un fertilizante mineral, por lo que puede dosificarse en el suelo de forma directa o bien previo tratamiento. Lo deseable es la primera opción pues implica un menor coste tanto de inversión para este tipo de instalaciones como de gestión

En el caso de que el digestato requiera tratamiento, es necesario también tener en consideración las distintas tecnologías existentes. Se dividen en tres grandes grupos:

- Acondicionamiento físico: consiste en una separación sólido-líquido, para la cual se suelen emplear tornillos prensa, centrífugas o la simple decantación. Es un proceso previo recomendado si se quiere realizar un acondicionamiento del digestato, y facilita el manejo en campo del material resultante. Otras opciones, aunque de mayor coste, como la ultrafiltración y la ósmosis inversa, también proporcionan buenos resultados.
- Recuperación de nutrientes: en este caso se recupera el nutriente de cara a su posterior valorización agronómica. Las dos principales tecnologías son la precipitación (en la que se adiciona óxido de magnesio para que se forme una sal llamada estruvita, que será valorizable en la formulación de fertilizantes minerales) y el *stripping*. El proceso de *stripping* se basa en la volatilización del amoniaco contenido en la fracción líquida del digestato, haciendo circular aire a contracorriente en una columna de deserción. El amoniaco y otros compuestos volátiles que han sido arrastrados con la corriente de aire, pasan posteriormente en la columna de absorción a formar parte de una corriente líquida acidificada (generalmente con H_2SO_4), obteniendo un líquido con una alta concentración de amoniaco. Como resultado de este proceso se obtiene agua amoniacal o una sal de amonio (como el sulfato de amonio) que puede ser cristalizada y valorizada separadamente, y la fracción líquida de digestato con una concentración reducida de nitrógeno amoniacal (ver diagrama adjunto de un proceso típico de *stripping*).
-

Figura 4.2.5. Pasos previos al *Stripping*

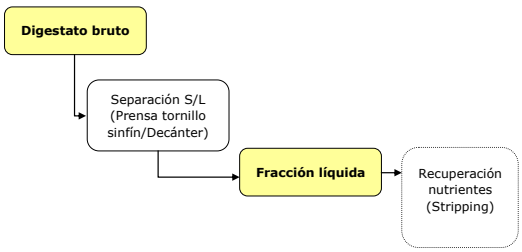
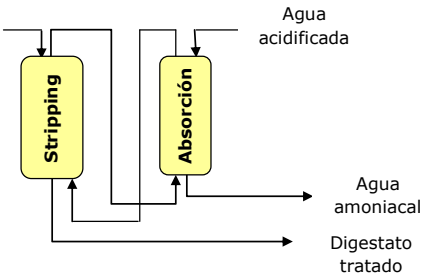


Figura 4.2.6. *Stripping*

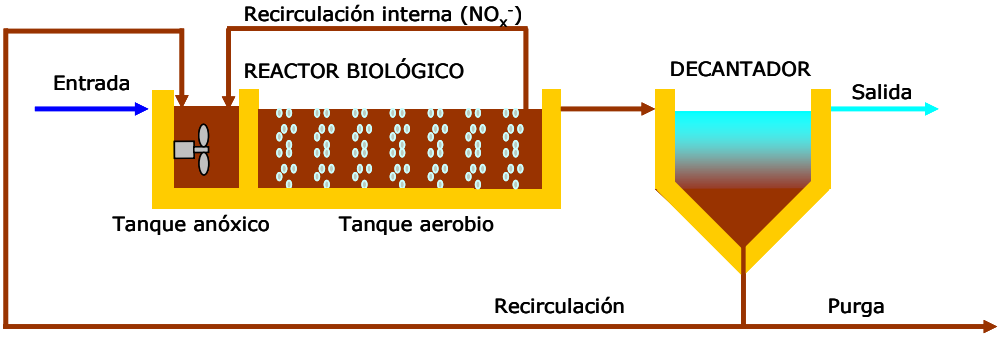


Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

- Eliminación de nutrientes: en estos procesos el objetivo principal es reducir la concentración de nitrógeno, y su aplicación suele ir asociada a zonas con elevada concentración ganadera o vulnerables a la contaminación por nitratos. El tratamiento más empleado comúnmente es el de nitrificación-desnitrificación, en el que se transforma el nitrógeno amoniacal en nitrógeno gas en dos etapas. En la primera, nitrificación (proceso aerobio), el amonio se oxida a nitrito y éste a nitrato. En la segunda, desnitrificación (proceso

anóxico) el nitrato se reduce a nitrógeno gas. Así pues, el proceso requiere de condiciones tanto aerobias como anaerobias, lo cual puede conseguirse con un sistema discontinuo (un único reactor cuya operación está basada en secuencias de tratamiento o ciclos que se repiten a lo largo del tiempo) o un sistema continuo (dos reactores y un decantador final para separar los fangos biológicos del líquido tratado; ver diagrama adjunto):

Figura 4.2.7. Proceso de nitrificación-desnitrificación



Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

En general, las tecnologías de digestión anaerobia se consideran tecnologías maduras, por lo que no se prevé que puedan variar sustancialmente de aquí al año 2020. Donde más margen de evolución se estima es en el área de la valorización energética del biogás generado. En este sentido, la inyección de biometano en las redes de gas es la nueva aplicación con mayor potencial, sin olvidar el uso como biocarburante. Otras opciones, como el uso de pilas de combustible, requiere de una mayor inversión en I+D de cara a optimizar inversiones y costes de operación que permitan considerarla una opción económicamente viable. También existe margen de desarrollo para el pretratamiento de los sustratos antes de su entrada al digestor, dirigido a mejorar las posteriores producciones de biogás en el mismo.

4.2.3 Evaluación del potencial

Para conocer el potencial procedente de esta fuente renovable de energía, IDAE, entre otras fuentes, ha contratado dos estudios específicos y se ha apoyado además en los resultados del proyecto singular estratégico PROBIOGAS, del cual es participante, y en un estudio sobre valorización energética de residuos.

A la hora de hablar de potenciales, se distinguen tres tipos: potencial total, potencial accesible y potencial disponible. La definición de estos potenciales es la siguiente:

- Potencial total: es el derivado de materias primas que técnicamente pueden ser objeto de digestión anaerobia para la producción de biogás.

- Potencial accesible: es la parte del potencial total que puede ser objeto de gestión (recogida, transporte y almacenamiento). Se descartarían por tanto materiales cuya recogida y transporte son prácticamente imposibles (por

ejemplo, las deyecciones procedentes de la ganadería extensiva estarían en el potencial total pero ya no tendrían cabida en el potencial accesible).

- Potencial disponible: es la parte del potencial accesible una vez descontados los usos alternativos. Se trata de descartar residuos y subproductos que podrían usarse para generar biogás pero que, en términos generales, pueden encontrar salidas más atractivas en otros mercados (alimentación animal, por ejemplo).

La evaluación del potencial se ha realizado para cada una de las distintas fuentes de biogás consideradas:

Biogás de deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales

El tipo de residuos agroindustriales a partir de los cuales puede producirse biogás agroindustrial es variado ya que, entre otros, se encuentran: deyecciones ganaderas, residuos de la industria alimentaria (incluidos SANDACH), residuos de plantas de biocombustibles líquidos y residuos de distribución alimentaria y HORECA (hoteles, restauración y catering).

La cuantificación se ha llevado a cabo mediante indicadores estadísticos y coeficientes de generación de los materiales considerados. Las principales fuentes de datos de cálculo para extraer los valores de los indicadores estadísticos han sido:

- Cartografía básica de límites administrativos y otros (IGN, SEIS.net, Instituto Nacional de Estadística).
- Instituto Nacional de Estadística.
- Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (Anuario Agroalimentario 2007).
- Registro EPER (European Pollutant Emision Register).
- DUNS: 75.000 empresas.
- ALIMARKET: 10.000 empresas agroalimentarias.

En cuanto a las fuentes utilizadas para la definición de los coeficientes de generación, se han tenido en cuenta:

- Guías de Mejores Técnicas Disponibles y BREF (sector cárnico, lácteos, vegetales, azúcar).
- IPPC y estudios específicos sobre residuos ganaderos.
- FEGA, MERCASA.
- Estudios sectoriales diversos (estimaciones de retiradas, vegetales no conformes…).
- Estudios y proyectos previos (BIOVAL, BIODER).
- Datos proporcionados por socios del proyecto PROBIOGAS.

El potencial de las deyecciones ganaderas se ha calculado en base al uso de coeficientes de generación según especie, edad fisiológica y orientación productiva (kg sólido volátil/cabeza y día), a lo que se añaden los coeficientes de productividad de biogás específicos de cada residuo. Además, también se ha tenido en cuenta la diferenciación entre explotaciones intensivas y extensivas según la densidad en cabezas por hectárea de la explotación. Las provincias claramente extensivas o intensivas se han utilizado para fijar densidades “de

corte" (4 cabezas/ha para porcino y 2 cabezas/ha para bovino). Todas aquellas explotaciones cuya densidad sea menor que la densidad de corte fijada, son consideradas extensivas y han sido eliminadas del potencial accesible.

Atendiendo a estas hipótesis, el potencial total procedente de las deyecciones ganaderas es de 2.925,5 ktep, mientras que el potencial accesible (descontadas las explotaciones extensivas) es de 1.361,6 ktep.

Los residuos de la industria alimentaria, a su vez, pueden dividirse en dos grandes grupos en función de su origen: animal (subproductos cárnicos, subproductos lácteos y subproductos de pescado) o vegetal (subproductos hortofrutícolas excedentes, subproductos hortofrutícolas no conformes, subproductos de transformación de productos hortofrutícolas, paja de cereal, lodos EDARI, etc.). Para cada uno de estos subgrupos y en base a los parámetros anteriores se ha estimado un potencial, obteniéndose un potencial total de energía primaria de residuos de la industria alimentaria así calculado de 367,5 ktep. En este caso, se ha considerado que el potencial total coincide con el accesible.

En cuanto a los subproductos procedentes de las plantas de biocarburantes, se han tenido en cuenta los materiales generados en las plantas de biodiésel (glicerina) y bioetanol (residuos del aprovechamiento como materias primas de remolacha azucarera, trigo o maíz). La metodología empleada está basada en la aplicación de factores de generación de residuos según la capacidad de producción de biocarburante instalada. El potencial total de energía primaria es de 93,3 ktep. En este caso, se ha considerado que el potencial total coincide con el accesible.

Por último en lo que a residuos agroindustriales se refiere, para estimar el potencial de los residuos de la distribución alimentaria y HORECA, se han empleado bases de datos del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino y del Instituto Nacional de Estadística, y la aplicación de diversos coeficientes, tanto de producción de residuo como de productividad de biogás. El potencial total de energía primaria es de 81,2 y el accesible se considera en este caso el 80%, 64,9 ktep.

Una vez estimados los potenciales accesibles es necesario discriminar aquellas aplicaciones (producción de compost, alimentación para el ganado, uso en otros procesos productivos, etc.) que compiten con la producción de biogás por el uso de estos residuos, para lo cual se hizo un análisis de disponibilidad.

Para las deyecciones ganaderas de estiércol de vaca, gallinaza y restos de otras especies se ha estimado disponible un 80%, mientras que para el purín de cerdo, debido a los altos volúmenes generados, se han tomado valores específicos por provincia (el coeficiente de disponibilidad para el conjunto de las deyecciones ganaderas resulta un 83%).

La disponibilidad de los residuos de la industria alimentaria se ha estimado en un 60% para los de origen animal, habiéndose determinado valores específicos para los alimentarios de origen vegetal (excepto los lodos de aguas residuales de industrias agroalimentarias, que se ha estimado un 80%). Considerando este tipo de residuos como un conjunto, su coeficiente de disponibilidad frente al accesible es del 57,5%.

Respecto a los materiales procedentes de plantas de biocombustibles se ha considerado disponible tan solo un 20%, y un 100% para los residuos procedentes de la gran distribución y el canal HORECA.

Así, los potenciales de energía primaria (totales, accesibles y disponibles) para el biogás procedente de residuos agroindustriales, son los siguientes:

Tabla 4.2.3. Potenciales de biogás procedente de residuos agroindustriales

	Potencial total (ktep)	Potencial accesible (ktep)	Potencial disponible (ktep)
Deyecciones ganaderas	2.925,5	1.361,6	1.130,3
Residuos industria alimentaria	367,5	367,5	211,2
Plantas biocombustibles	93,3	93,3	18,7
Gran distribución y HORECA	81,2	64,9	64,9
Total	3.467,5	1.887,4	1.425,1

Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*, PROBIOGAS

Biogás de digestor de fracción orgánica de residuos domésticos y similares

La legislación española en materia de residuos, apoyada en la legislación comunitaria (Directiva 1999/31 y Directiva 2008/98), apunta a reducir progresivamente los residuos biodegradables que se depositan en vertedero. Este desvío del vertedero de los residuos biodegradables requiere que se tomen medidas para, entre otros, aumentar la recogida selectiva de materia orgánica, lo cual a su vez conlleva aumentar las posibilidades de procesar con éxito en digestores anaerobios el contenido orgánico de los residuos domésticos y similares.

Para el cálculo del potencial total se ha partido de la estimación de generación de residuos en el año 2020 y se ha calculado cuánto biogás teórico podría obtenerse a partir de su contenido en materia orgánica (44% en peso). No se ha tenido en cuenta el total del contenido biodegradable de los residuos domésticos (65% en peso) porque los tiempos de operación de los digestores anaerobios no permiten tratar adecuadamente otros residuos biodegradables distintos a la materia orgánica, como puedan ser papel o textiles (si será necesario, en cambio, tener en cuenta este tipo de residuos al considerar el potencial total de biogás de vertedero).

En cuanto al potencial accesible de este tipo de biogás, es necesario tener en consideración que la experiencia demuestra que la digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos domésticos y similares es más viable si se ha realizado una separación en origen, dado que en caso contrario el alto contenido en impropios suele conducir a múltiples problemas de operación que dificultarían que la instalación pueda funcionar durante las horas estimadas en el caso de recogida selectiva de la materia orgánica (7.200 horas/año)[31]. Así,

[31] El número de horas de funcionamiento de aquellas instalaciones de digestión anaerobia que traten residuos orgánicos que no han sido separados en origen es sustancialmente inferior, entre las 3.500 y las 4.500 horas, según fuentes del sector.

para este tipo de biogás, se ha considerado como potencial accesible principalmente aquel que proceda de la materia orgánica separada en origen.

Por último, el criterio para obtener el potencial disponible ha sido considerar otros usos alternativos (principalmente la producción de compost).

Así, los distintos potenciales de biogás procedente de digestión anaerobia de fracción orgánica recogida separadamente (FORS) son:

Tabla 4.2.4. Potenciales de biogás procedente de FORS

	Potencial total (ktep)	Potencial accesible (ktep)	Potencial disponible (ktep)
FORS	778,1	311,2	124,5

Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

Biogás de lodos de EDAR

La información relativa a los lodos de depuración de plantas depuradoras municipales se ha tomado del registro nacional de lodos de depuración del Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Medio Marino, que los clasifica en función de cuatro destinos: vertedero, incineración, uso agrícola y otros (sin especificar). Se ha considerado que todos los lodos con uso agrícola son susceptibles de producción de biogás, y que los lodos con destino a vertedero o a incineración tienen una composición que puede hacer difícil su reciclado o reutilización (posibles problemas de toxicidad), por lo que solo se considera accesible un determinado tanto por ciento.

Se ha considerado un contenido medio del 70% de sólidos volátiles y una producción de metano de 0,3 m^3 CH_4/kg SV. Con estas hipótesis se han calculado los potenciales total y accesible, asimilando el potencial disponible al accesible:

Tabla 4.2.5. Potenciales de biogás procedente de lodos EDAR

	Potencial total (ktep)	Potencial accesible (ktep)	Potencial disponible (ktep)
Lodos EDAR	164,4	123,3	123,3

Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

Biogás de vertedero

La ya comentada legislación comunitaria y nacional, tendente a reducir el depósito en vertedero de residuos biodegradables, condiciona fuertemente este potencial. En concreto, el Real Decreto 1481/2001 (transposición de la Directiva 1999/31) por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero, estipula que, a más tardar el 16 de julio de 2016, la cantidad total (en peso) de los residuos urbanos biodegradables destinados a vertedero no superará el 35% de la cantidad total de residuos urbanos biodegradables generados en 1995. Traducido a cifras, esto quiere decir que la cantidad de residuo urbano biodegradable admisible como máximo en vertedero a partir de esa fecha será de 4.176.950 t. Además, las disposiciones contenidas en el Real Decreto 1481/2001 se ven reforzadas por la Ley 22/2011, en la que se define el concepto de biorresiduo ("residuo biodegradable de jardines y parques, residuos alimenticios y de cocina procedentes de hogares, restaurantes, servicios de restauración colectiva y establecimientos de consumo

al por menor, así como residuos comparables procedentes de plantas de procesado de alimentos") y se establece (artículo 24) que las autoridades ambientales promoverán medidas para impulsar la recogida separada de biorresiduos para destinarlos al compostaje o a la digestión anaerobia . Todo esto implicará que sea previsible que la potencialidad del biogás de vertedero vaya disminuyendo a medida que se avance en el periodo 2011-2020.

Para el cálculo del potencial total se ha partido, al igual que en el caso del biogás de FORS, del total de domésticos y similares de competencia municipal previstos en España en 2020, aunque en este caso se ha considerado no solo la materia orgánica, sino toda la fracción biodegradable presente en ellos (65% en peso).

El potencial accesible ha sido calculado partiendo del supuesto, conservador, de que la cantidad de residuos biodegradables depositada en vertedero en 2020 sea, como máximo, la dispuesta en el RD 1481/2001 (4.176.950 t residuos biodegradables). Este supuesto es conservador porque dicho RD establece esa limitación para el año 2016, habiéndose llevado dicho valor hasta el año 2020.

En cuanto al potencial disponible, ha sido estimado teniendo en cuenta otros potenciales que deben priorizarse según la jerarquía de gestión de residuos comunitaria (potencial disponible biogás FORS, potencial disponible CSR/CDR producidos a partir de residuos de competencia municipal, potencial máximo previsto de incineración de residuos de competencia municipal), y asumiendo distintos porcentajes de implantación de la captación de biogás en vertedero en función del tamaño del mismo. Atendiendo a todos estos criterios, los potenciales para biogás de vertedero son:

Tabla 4.2.6. Potenciales de biogás procedente de vertedero

	Potencial total (ktep)	Potencial accesible (ktep)	Potencial disponible (ktep)
Biogás vertedero	957,9	208,8	145,6

Fuente: AINIA/GIRO, Estudio *Situación y potencial de generación de biogás*

A modo de resumen, se presentan a continuación los potenciales para las distintas tipologías de biogás consideradas:

Tabla 4.2.7. Potenciales de biogás

	Potencial total (ktep)	Potencial accesible (ktep)	Potencial disponible (ktep)
Biogás agroindustrial	3.467,5	1.887,4	1.425,1
Biogás de FORSU	778,1	311,2	124,5
Biogás de lodos EDAR	164,4	123,3	123,3
Biogás de vertedero	957,9	208,8	145,6
Total	4.589,8	2.321,9	1.818,5

Es necesario hacer notar que los potenciales totales y accesibles de biogás de FORS y vertedero no se pueden sumar, ya que son opciones de gestión que compiten entre sí (y con otras tecnologías) por valorizar un mismo residuo. De cara a calcular el potencial total y accesible del conjunto del sector del biogás, se ha considerado el más alto de los dos. En cuanto a los potenciales disponibles, en este caso sí se pueden sumar porque ya incluyen discriminación de usos competitivos (el potencial

disponible de biogás de vertedero así definido con quien competiría es con el potencial disponible de incineración).

No obstante, a la luz de los nuevos compromisos incluidos en la Ley 22/2011 relativos a la prevención (objetivo de reducción del 10%) y a la preparación para la reutilización y el reciclado para los residuos domésticos y similares (50%), y de la evaluación del grado de cumplimiento de estos objetivos conforme a los métodos que se determinen comunitariamente, el MARM establecerá las orientaciones de la política de residuos necesarias para cumplir con las nuevas exigencias comunitarias.

4.2.4 Análisis de costes

Tipos de plantas

En lo que a biogás agroindustrial se refiere, se puede distinguir entre instalaciones de tratamiento individual e instalaciones de tratamiento centralizado, en las que el sustrato principal usualmente serán las deyecciones ganaderas.

Las primeras podrían estar asociadas a una única granja, no suelen requerir instalaciones adicionales de gestión o tratamiento del efluente y aplican el digestato en suelos adyacentes.

Por el contrario, las instalaciones de tratamiento centralizado suelen ubicarse en zonas de alta concentración ganadera en las que es necesario una gestión posterior de los efluentes tratados debido a la limitación existente en zonas declaradas como vulnerables. Por tanto, es necesario, incluir en los estudios de viabilidad de este tipo de instalaciones donde se generan importantes volúmenes de digestato, los costes asociados a la gestión posterior del mismo,
En ambos casos, es esencial para la viabilidad económica de las instalaciones el uso de co-sustratos que mejoren las producciones de biogás de las deyecciones ganaderas.

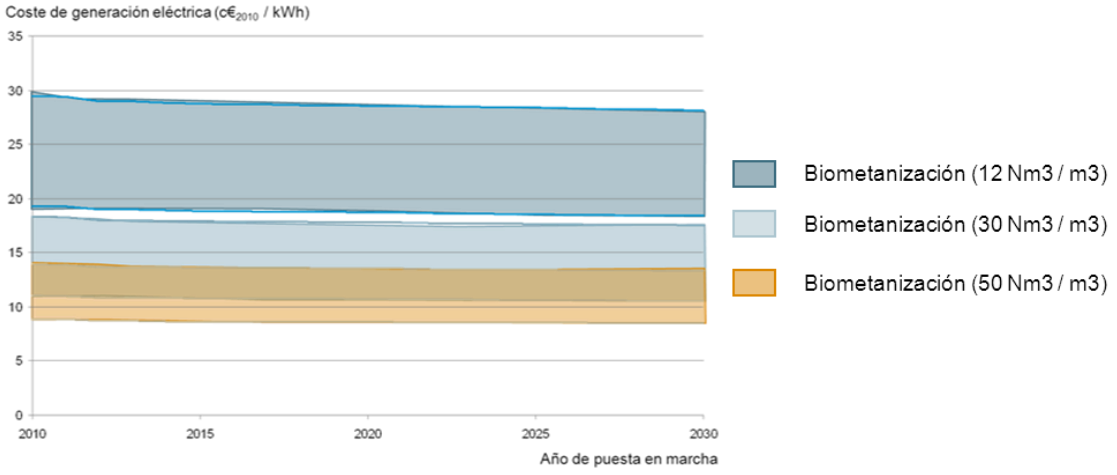
Evolución de la inversión y costes de operación

Salvo la incorporación de elementos innovadores que a día de hoy no se vislumbran, la tecnología de biometanización puede considerarse una tecnología madura, por lo que no es de esperar que se produzca una reducción significativa ni de la inversión ni de los costes de operación.

Descontándose costes iniciales de comercialización, la inversión en este tipo de instalaciones se prevé que se mantenga aproximadamente constante, equilibrándose las disminuciones previstas asociadas a la curva de experiencia en costes (equipos e instalación e ingeniería y dirección de obra) con el escenario considerado de aumento del precio real del acero.

También se ha contemplado un aumento del rendimiento eléctrico neto del motor en un 2% hasta 2020.
Partiendo de estos supuestos, la evolución estimada de los costes de generación eléctrica para las instalaciones de biogás agroindustrial, en función de distintas productividades medias de biogás, es la siguiente:

Figura 4.2.8. Costes normalizados para la generación eléctrica a partir de biogás agroindustrial (la variación para una misma productividad es función de la cantidad tratada)



Fuente: BCG

Es preciso resaltar que el escenario de mayores costes, que recoge la posibilidad de que la alimentación a los digestores sea únicamente de deyecciones porcinas, parece poco eficiente, dadas las bajas productividades de biogás de este tipo de residuos. La co-digestión aparece como herramienta imprescindible para que el sector del biogás agroindustrial pueda desarrollarse.

Como prueba del impacto que tienen en estos costes tanto la productividad de biogás como las economías de escala, en la siguiente figura se recoge la variación de un elemento tan determinante como es la inversión específica:

Figura 4.2.9. Ratios de inversión en k€2010/kWel en función del potencial energético y la cantidad tratada

Potencial energético del residuo (m^3 de biogás por Tm de residuo)	Cantidad de residuo anual tratado (miles de Tm por año)				
	10	50	100	150	200
10	13,7	9,6	8,8	8,4	8,2
20	10,7	6,0	5,2	4,9	4,7
30	9,6	4,8	3,9	3,7	3,5
40	9,0	4,1	3,3	3,0	2,8
50	8,6	3,7	2,9	2,6	2,5
60	8,3	3,4	2,6	2,4	2,2
70	8,1	3,2	2,4	2,2	2,0
80	7,9	3,0	2,3	2,0	1,8
90	7,8	2,9	2,2	1,9	1,7
100	7,6	2,8	2,1	1,8	1,6

Fuente: BCG

Por otro lado, de forma aproximada, teniendo en cuenta el análisis de potencial realizado y las necesidades de recurso, se considera necesario movilizar sustratos con una relación en peso de la deyección ganadera y los co-sustratos del 80-20% (asumiendo una productividad media de 12 m^3/m^3 para el purín porcino y 80 m^3/m^3 para los co-sustratos y un contenido medio en metano del 56%). Esta consideración implica una producción mínima de 25-30 m^3 biogás/t residuo alimentado, que deberá alcanzarse teniendo en cuenta las posibles inhibiciones que pudieran surgir entre los distintos tipos de co-sustratos.

Mención aparte merecerían las plantas de menos de 250 kW, en las que serían necesarias productividades de biogás inalcanzables en la práctica. El fuerte impacto de las economías de escala en este tipo de instalaciones hace que sea necesario ofrecer soluciones específicas. La importancia de considerar de forma específica instalaciones menores de 250 kW radica en que, en España, el tamaño de muchas granjas se traduce en una generación de residuos tal que, considerando unos ratios de co-digestión razonables, no permitiría alcanzar mayores potencias.

4.2.5 Barreras al desarrollo del sector

Para poder identificar adecuadamente las barreras existentes en el sector del biogás, se han dividido las mismas en las distintas fases donde se pueden encontrar.

Barreras para el uso de los recursos

- Falta de coordinación entre las distintas administraciones involucradas.

En el proceso de autorización de una planta de biogás (sobre todo en el caso del biogás agroindustrial) intervienen varios agentes de la administración, que incluyen competencias de medio ambiente, agricultura, industria, urbanismo y, en ocasiones, sanidad. Es necesario mejorar la coordinación entre estos departamentos y fijar objetivos y directrices claras a nivel estatal, autonómico e interdepartamental, compatibles en el tiempo, que garanticen la aplicación de políticas autonómicas coherentes con los objetivos nacionales y permitan agilizar los trámites de obtención de permisos.

- Falta de vínculos entre el productor del residuo y el productor de energía.

De cara a mejorar las productividades de biogás, el promotor de la planta de biogás necesitará recurrir a determinados tipos de residuos que no son los producidos en sus instalaciones. Esto conlleva que el promotor deba establecer una colaboración mantenida en el tiempo con el generador de los residuos, con las dificultades de suministro que esto conlleva.

- Competencia por el recurso.

Las cantidades en peso de los residuos que aportan mayores productividades de biogás (residuos industria alimentarias, residuos de plantas de biocombustibles y HORECA) son mucho más limitadas que los residuos que aportan menores productividades (deyecciones ganaderas). Esta limitación puede hacer que haya plantas que vean comprometida su viabilidad por la no disponibilidad de recursos que hayan ido a parar o bien a otras plantas o bien a usos alternativos.

- Estacionalidad en la generación del recurso.

Tanto los residuos domésticos y similares de competencia municipal como los lodos de EDAR o las deyecciones ganaderas son residuos que, aunque pueden verse afectados por cierta estacionalidad, se generan de forma continuada a lo largo de todo el año.

En cambio, otro tipo de residuos, como los residuos de matadero o los cultivos energéticos, pueden estar sujetos a una estacionalidad que será preciso considerar a la hora de diseñar los *inputs* de la planta y planificar alternativas.

Barreras tecnológicas

- Asociación de la tecnología de digestión anaerobia con el vertedero.

Al estar incluidos todos los tipos posibles de biogás, independientemente de su origen, en el mismo grupo del Real Decreto 661/2007 (b.7), el crecimiento de ambas tecnologías (desgasificación de vertederos y digestión anaerobia) no es paralelo sino competitivo: cuanto más crezca una, menos podrá crecer la otra.

- Ausencia de incentivos de origen no energético para el desarrollo del biogás agroindustrial.

Para que el sector del biogás agroindustrial pueda desarrollarse con arreglo a su potencial debe verse apoyado por todas las partes involucradas. En este sentido, solo recientemente se han establecido medidas (Real Decreto 949/2009 que establece las bases reguladoras de las subvenciones estatales para fomentar la aplicación de los procesos técnicos del Plan de Biodigestión de Purines) para apoyar al sector, con la limitación de que dichas medidas tienen un plazo de vigencia muy reducido (año 2012)

- Tecnologías comerciales para producción eléctrica.

Los motores de combustión interna que se emplean comúnmente para valorizar energéticamente el biogás tienen unos rendimientos eléctricos moderados. Si esto se une al hecho de que, por lo general, no se da un uso a la energía térmica generada, se tiene que gran parte del contenido energético del biogás se desaprovecha.

- Desconocimiento de la tecnología por parte de determinados agentes.

A pesar de que la tecnología de digestión anaerobia es una tecnología plenamente madura, el que hasta la fecha de elaboración de este Plan se hayan llevado a cabo en España pocas instalaciones con determinadas tipologías de residuos agroindustriales, ha provocado, en ocasiones, dudas entre agentes cuya participación es imprescindible. Es de esperar que, a medida que proliferen este tipo de plantas, dichos agentes podrán adquirir la información necesaria para eliminar estas dudas.
Asimismo, la falta de experiencia en España con tecnologías que posibiliten aplicaciones no eléctricas más eficientes (inyección en red y uso en vehículos) tampoco ha ayudado al desarrollo del sector.

- Existencia de tecnologías competidoras.

Se consideran tecnologías competidoras otros tratamientos como es el secado térmico de purines o el compostaje.

Barreras en las aplicaciones

- Limitaciones técnicas establecidas en el Régimen Especial.

En el RD 661/2007 que regula el actual Régimen Especial se establecieron una serie de limitaciones que pretendían evitar el uso abusivo de ciertos combustibles convencionales o de los mecanismos de hibridación con renovables.

Pero estas limitaciones también han impedido la mejora de los sistemas de producción, que en algunas circunstancias justifican sobrepasar estos límites. Este es el caso del uso del gas natural (menos del 10% de la energía primaria) cuya liberación del límite permitiría ciclos más eficientes bajo ciertos esquemas de operación. Así mismo, la limitación al uso conjunto de biogás (50%) con solar en las hibridaciones de tipo 2 del RD 661 impide el aprovechamiento de los recursos combinados de la energía solar y el biogás en todo su potencial.

- Complejidad y demora de los trámites administrativos.

Los trámites para la construcción y operación de plantas, especialmente en el caso de energías renovables, son múltiples, largos, complejos y no armonizados.

El desarrollo de una planta de biogás puede demorarse excesivamente, debido, entre otros, a la multitud de agentes administrativos que intervienen en el proceso y a la falta de experiencia de las administraciones públicas con plantas de este tipo. Otros factores que demoran el proceso de construcción de una planta de biogás son la obtención del punto de conexión a red y la dificultad para obtener financiación.

- Dificultades para la evacuación de la electricidad generada.

Como se ha comentado anteriormente, el acceso a la red eléctrica en las condiciones actuales supone un serio problema para la viabilidad de determinados proyectos, especialmente de aquellos que están más aislados y/o son de menor potencia.

Los proyectos de biogás se sitúan allí donde está el recurso, algo que en muchas ocasiones implica la implantación de instalaciones en zonas con una densidad muy baja de líneas de alta tensión. En ocasiones también se rechaza al acceso en los puntos más cercanos y razonables por motivos de saturación de la red, cuando el rango de potencia típico de las plantas de biogás agroindustrial es inferior a 500 kW.

- El digestato.

El uso del digestato en España no está muy extendido por varias razones, en primer lugar porque la digestión anaerobia no es un tratamiento generalizado de los residuos, y en segundo lugar porque la calidad del digestato procedente de lodos de depuradora con posible contaminación de origen industrial o de residuos domesticos no recogidos separadamente es baja.
Por ello, es importante fomentar la producción de un digestato de calidad, asegurando que las materias primas proceden de recogida separada para así garantizar un uso ambientalmente seguro de los materiales obtenidos en el suelo y que pueda ser promovido por las administraciones públicas.

- Cogeneraciones.

Las dificultades para combinar proyectos de generación eléctrica y usos térmicos en numerosas ocasiones se deben a la dificultad para encontrar oportunidades realistas de utilizar la energía térmica, lo cual se ve agravado por la limitación física que se pone a menudo de un mínimo de 2 kilómetros hasta otras instalaciones (amparándose en el Real Decreto 324/2000). La inexistencia de redes de calefacción en España como fórmula habitual de obtener este servicio y el déficit cultural a todos los niveles (administraciones, promotores y usuarios) no hace sino agravar la situación.

- Infraestructuras y normativa poco favorecedoras.

En la actualidad no existe un marco normativo y fiscal que regule aplicaciones no eléctricas del biogás, como la inyección de biometano en red. Esta ausencia de marco normativo desincentiva cualquier iniciativa en este sentido, haciendo que los promotores que quieran llevar a cabo una planta de este tipo tengan que abrir camino mediante procesos lentos y complejos.

- Dificultad para obtener financiación.

El desconocimiento de las entidades financieras y la incertidumbre por el suministro de residuos agravan las ya de por sí grandes dificultades actuales de acceso al crédito.

- Competencia entre energías renovables.

Actualmente, a pesar de la mayor capacidad de producción de las plantas de generación eléctrica de biogás, cuya posibilidad de operación varía con el recurso y que para residuos como los agroindustriales está por encima de las 7.000 horas al año, otras energías renovables que han alcanzando mayores cotas de desarrollo copan gran parte de los puntos de conexión.

4.2.6 Actuaciones propuestas

Las propuestas específicas en el campo del biogás son:

Propuestas normativas

- Adaptación del marco legal del Régimen Especial, mediante el establecimiento de objetivos específicos y diferenciados para las tecnologías de digestión anaerobia y la de desgasificación de vertederos, la eliminación de la limitación al uso de gas natural, permitiendo hibridaciones en cualquier proporción y la creación de un nuevo umbral de potencia (250 kW) para el biogás procedente de digestores anaerobios **(HEL-004).**

- Simplificación de trámites administrativos. Las variadas normativas que afectan a las plantas de biogás agroindustrial hacen que los procesos de obtención de permisos sean complejos, largos y sujetos a una discrecionalidad significativa. La adopción de medidas encaminadas a simplificar y homogeneizar dichos procesos (con especial atención a instalaciones de pequeño tamaño), contribuirá a disminuir las reticencias a desarrollar proyectos de este tipo. Se incluye aquí la reducción de barreras administrativas a proyectos de I+D+i **(HEL-011)**.

- Fomento del uso de los digestatos de calidad en las prácticas de fertilización. **(SBG-002)**.

- Desarrollo de la normativa necesaria para facilitar la inyección del biogás purificado en red **(SBG-006)**.

Propuestas de subvención

- Es necesario que las ayudas actualmente existentes para reducir emisiones de gases de efecto invernadero mediante la implantación de instalaciones de digestión anaerobia que traten residuos ganaderos y otros co-sustratos (Plan de Biodigestión de Purines), se doten económicamente de una forma suficiente para el aprovechamiento del potencial y se prolonguen al menos hasta 2020 y haciendo hincapié en las instalaciones de menos de 250 kW **(SBG-001)**.

- Sistema de ayudas e incentivos a la inversión de usos térmicos del biogás **(HTE-002, HGL-010)**.

- Ayudas a proyectos de I+D+i (por ejemplo, pretratamientos que mejoren las productividades de biogás, nuevos diseños de digestores, sistemas de inyección a red, etc.) **(HGL-011)**.

Propuestas de financiación

- Promoción de proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores (línea de financiación tipo B): inyección en red, uso en vehículos, pilas de combustibles. El desarrollo de las tecnologías de depuración de biogás e inyección a red es aún incipiente, por lo que se está a tiempo de aprovechar la oportunidad de promover el desarrollo de tecnologías propias **(HGL-013)**.

- Desarrollo de proyectos de tecnologías maduras altamente representativos del conjunto del potencial (línea de financiación tipo C). A pesar de que la digestión anaerobia es una tecnología ampliamente contrastada, su escasa aplicación hasta la fecha en España a mezclas de residuos ganaderos con otros co-sustratos suscita dudas entre potenciales promotores de proyectos. Así, el apoyo a la ejecución de proyectos en los que se utilicen una tipología amplia de residuos serviría de catalizador para el desarrollo del sector **(HGL-012)**.

- Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESE (línea de financiación tipo F) energéticos dentro del ámbito del biogás. La participación de este tipo de empresas permitiría hacer viables proyectos en los que el titular de la instalación generadora de los residuos no esté interesado en ser el promotor de la planta **(HTE-007)**.

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

- Estudiar y analizar el actual marco retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas con biogás y adaptación a las condiciones actuales y previstas dentro del marco de desarrollo de Plan de Energías Renovables 2011–2020 **(HEL-015)**.

- Estudiar y analizar la creación de un marco económico que incentive aplicaciones no eléctricas del biogás, a fin de promover el desarrollo de tecnologías más eficientes energéticamente, como la depuración del biogás y la inyección del biometano obtenido en la red. Es necesario establecer un reconocimiento económico en función del contenido energético inyectado **(SBG-006)**.

Propuestas de información/formación

- Difusión de resultados de las plantas de biogás agroindustrial existentes y de proyectos de demostración, a fin de aumentar la confianza de posibles promotores y administraciones públicas en este recurso renovable **(HGL-004)**.

- Impulso de la formación en biogás del personal de las distintas administraciones públicas. Aparte de los agentes ya mencionados (potenciales promotores, entidades financieras), también sería deseable que se facilitara la labor de los implicados en los procesos de autorización de este tipo de plantas mediante cursos de formación específicos **(SBG-003)**.

- Promoción de la creación de empresas de gestión y aplicación de digestatos **(SBG-004)**.

Medidas de planificación

- Desarrollo de un instrumento de coordinación de los objetivos energéticos del biogás con las políticas medioambientales, mediante la creación de una Comisión técnica, ya que se trata de un sector con implicaciones no únicamente energéticas, sino también relacionadas con las políticas medioambientales, agrícolas, de desarrollo rural y de lucha contra el cambio climático **(SBG-005)**.

4.2.7 Objetivos

Tomando como base el potencial disponible descrito en el apartado 4.2.3, se ha estudiado qué cantidades serían alcanzables en el año 2020.

La evolución prevista para las instalaciones de generación eléctrica a partir de biogás tiene en cuenta que el biogás agroindustrial jugará un papel predominante, y que su actual escasa implantación irá aumentando de forma sustancial a lo largo del periodo de vigencia del plan, hasta suponer más del 50% del total en el año 2020. La previsión de crecimiento es más lenta en los primeros años, y se considera que, a medida que se vaya instalando potencia, la velocidad de instalación irá aumentando. No obstante, también se ha contemplado que las ayudas del Plan de Biodigestión de Purines 2009-2012 pueden contribuir positivamente a facilitar el desarrollo de plantas de biogás agroindustrial en los primeros años.

Para el caso del biogás agroindustrial, informes previos apuntan que es preciso buscar productividades medias de biogás del conjunto de los sustratos alimentados a la planta de alrededor de 25-30 m^3 biogás/t. Dicha productividad mínima no puede alcanzarse tan solo con residuos ganaderos, por lo que es necesaria la co-digestión de

las deyecciones ganaderas con otro tipo de sustratos que aporten mayores productividades de biogás. Por ello, para el periodo 2012-2020, se ha estimado que el modelo de planta agroindustrial incluirá co-digestión del sustrato principal en peso (deyecciones ganaderas) con otro tipo de co-sustratos (residuos agroindustriales allá donde estén disponibles).

A la hora de analizar el potencial disponible para obtener un valor de objetivo, se ha tenido en cuenta la existencia y proximidad de co-sustratos: en aquellas comarcas con menor disponibilidad de posibles co-sustratos es de esperar una evolución más lenta, mientras que en aquellas zonas con disponibilidades altas de co-sustratos el ritmo de implantación de instalaciones de biogás agroindustrial puede ser mayor.
Para estimar su aportación al objetivo, se ha tenido también en cuenta el efecto positivo que tendrá el Plan de Biodigestión de Purines elaborado por el MARM y se ha considerado que su aplicación se prolongará con dotación económica suficiente a lo largo de todo el periodo de vigencia de este plan. En el caso de los residuos de la distribución alimentaria y HORECA, el crecimiento previsto en estos años, dada la necesidad de desarrollar redes logísticas adecuadas, es menor.

En cuanto al biogás procedente de la digestión de FORS de residuos domésticos y similares, se ha partido del potencial disponible anteriormente descrito y se han tenido en cuenta las previsiones de infraestructuras de digestión anaerobia previstas en las distintas planificaciones autonómicas de gestión de residuos. Además, se ha tenido en cuenta un posible aumento debido a la implantación progresiva de la recogida selectiva de biorresiduos.

En lo relativo al biogás procedente de lodos de EDAR, se estima que su baja productividad de biogás permitirá aprovechar solo parcialmente el potencial disponible descrito.

Del potencial disponible procedente del biogás de vertedero se espera que continúe aumentado su aportación en el corto plazo. No obstante, teniendo en cuenta la fuerte tendencia prevista a la disminución de depósito de residuos biodegradables en vertedero y a pesar de que España parte de una posición débil (con un alto porcentaje de residuos depositados actualmente en vertedero), se estima que las distintas políticas de promoción de la prevención, el reciclado y la valorización energética de los residuos irán dando sus frutos y que la aportación del biogás de vertedero disminuirá de forma progresiva a partir del año 2014. Si bien es cierto que actualmente hay vertederos capaces de valorizar biogás un número elevado de horas al año, hay que reseñar que vertederos actualmente en funcionamiento para entonces estarán ya al final de su vida útil, por lo que se hace necesario adoptar unas horas medias que representen el funcionamiento de todos los vertederos

En cuanto a los objetivos térmicos (en cuya consecución puede ser especialmente relevante la inyección de biometano en red), es necesario lograr superar las barreras identificadas en el apartado 3 de este capítulo.

Así, una estimación de la distribución de los objetivos del biogás en el año 2020 sería:

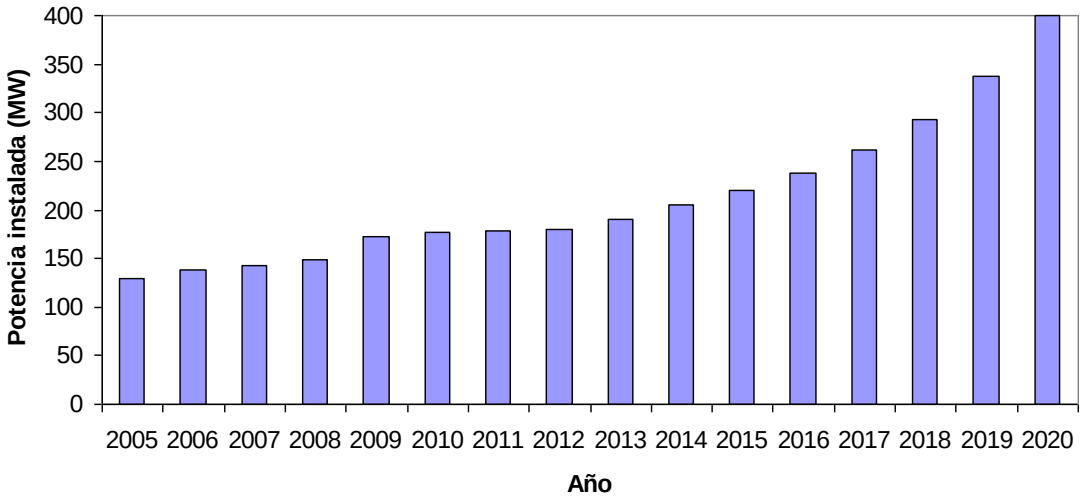
Tabla 4.2.8. Estimación de la distribución de los objetivos de valorización energética del biogás

	Potencia instalada acumulada a 2020	Generación eléctrica en	Usos térmicos en 2020

	(MW)	2020 (GWh/año)	(ktep/año)
Biogás deyecciones ganaderas y otros residuos agroindustriales	400	1.728	60
Biogás vertedero		450	5
Biogás digestor residuos domésticos		242	5
Biogás lodos EDAR		180	30
Total	400	2.600	100

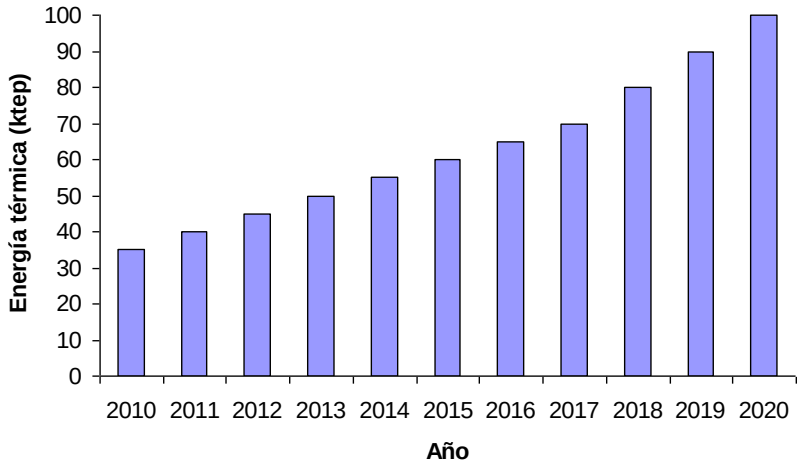
La evolución anual necesaria para conseguir el objetivo de potencia instalada, puesta en el contexto de la situación del sector durante estos últimos años, es la siguiente:

Figura 4.2.10. Objetivos para el biogás (potencia eléctrica instalada en MW)



Y la evolución anual necesaria para conseguir el objetivo de usos térmicos es la siguiente:

Figura 4.2.11. Objetivos de usos térmicos para biogás (ktep)



4.3 Sector de la biomasa

4.3.1 Descripción del sector

Introducción

Dentro del sector biomasa se engloba toda materia orgánica susceptible de aprovechamiento energético, en concreto la Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR), utiliza la definición de la Especificación Técnica Europea CEN/TS 14588 para catalogar la "biomasa" como "todo material de origen biológico excluyendo aquellos que han sido englobados en formaciones geológicas sufriendo un proceso de mineralización". Este hecho implica que los recursos de biomasa provengan de fuentes muy diversas y heterogéneas. Además, esta heterogeneidad, y las tecnologías disponibles o en desarrollo, permiten que los productos energéticos obtenidos puedan sustituir a cualquier energía convencional, ya sea un combustible sólido, líquido o gaseoso, tanto en usos térmicos como en usos eléctricos.

De acuerdo con su procedencia podemos establecer los siguientes subsectores:

- Forestal: sector productor de biomasa generada en los tratamientos y aprovechamientos de las masas vegetales. Vinculado directamente con el sector forestal y sus actividades en los montes.

- Agrícolas: sector productor de biomasa generada en las labores de cultivos agrícolas, leñosos y herbáceos, tanto en las labores de poda de árboles como en la cosecha y actividades de recogida de productos finales. Vinculado directamente con el sector agrícola y sus actividades.

- Industrial forestal y agrícola: sector productor de biomasa a partir de los productos, subproductos y residuos generados en las actividades industriales forestales y agrícolas. Vinculado directamente con los sectores industriales mencionados. También puede considerarse en este apartado la biomasa de parte de la madera recuperada.

- Cultivos energéticos: sector productor de biomasa a partir de cultivos y/o aprovechamientos (árbol completo) de especies vegetales destinados específicamente a la producción para uso energético. Vinculado tanto con el sector forestal como con el sector agrícola.

Los productos obtenidos pueden utilizarse tanto para usos térmicos como para usos eléctricos, de esta forma podemos realizar una segunda división según su aplicación:

Biomasa térmica: aplicaciones tecnológicas dedicadas al suministro de calor para calefacción, producción de ACS y/o procesos industriales. Está claramente dividida en aplicaciones para edificios y otros y aplicaciones para procesos industriales. Los tipos de biomasa más comunes en los usos térmicos proceden de las industrias agrícolas (huesos de aceitunas y cáscaras de frutos secos), de las industrias forestales (astillas, virutas,…) y de actividades silvícolas y de cultivos leñosos (podas, leñas,…). Estos materiales se pueden transformar en pelets y briquetas, astillas molturadas y compactadas que facilitan su transporte, almacenamiento y manipulación.

Biomasa eléctrica: aplicaciones para generación de energía eléctrica tanto de forma exclusiva como mediante sistemas de cogeneración o sistemas de co-combustión.

Situación actual en el mundo

La Agencia Internacional de la Energía, en su publicación "Word Energy Outlook 2008" se hacía eco del Fondo de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) exponiendo que "algunos países pobres obtienen el 90% de su energía de la leña y otros biocombustibles". Esta fuente de energía supone un tercio del consumo energético en África, Asia y Latinoamérica, siendo la principal fuente de energía en los hogares de 2.000 millones de personas. El problema de este uso de biomasa, en ocasiones de supervivencia, es su falta de desarrollo tecnológico y de eficiencia energética, situándose fuera de una planificación sostenible de su aprovechamiento, lo que conlleva la deforestación de grandes áreas con su consecuente grave impacto ambiental asociado.

De los 13,2 Gha de superficie mundial, más del 10% (1,5 Gha) se utilizan actualmente para cultivos y un 25% (3,54 Gha) para pastos de ganadería y otras producciones animales. Anualmente, alrededor de 7 u 8 Mha forestales se convierten en agrícolas.

Es evidente que, un desarrollo de las tecnologías y una planificación adecuada de los aprovechamientos de biomasa permitiría contrarrestar los efectos perniciosos de este mal uso generalizado y promovería un mercado maduro internacional, generando empleo, mejoras ambientales y el correspondiente desarrollo rural de zonas degradadas.

Las previsiones establecidas, entre otros, por el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático, establecen que antes de 2100 la cuota de participación de la biomasa en la producción mundial de energía debería estar entre el 25 y el 46%.

Según la publicación "2010 Survey of Energy Resources", del World Energy Council, en el año 2008, la contribución de la biomasa (incluyendo usos tradicionales no eficientes) a nivel mundial alcanzaba los 1.194 Mtep de energía primaria, lo que suponía un 10% del total mundial, prácticamente el mismo porcentaje que en el año 2006 donde la biomasa sumaba 1.186 Mtep. Si descontamos la biomasa mediante usos tradicionales, la contribución de todas las energías renovables a nivel mundial baja significativamente, situándose alrededor del 7% del consumo de energía primaria mundial.

Del total de la contribución en 2008, el 75% provenía de leñas, carbón vegetal o restos forestales, el 10% de biomasa agrícola (residuos animales, vegetales y cultivos energéticos), un 12% correspondía a residuos de industrias forestales, licores negros o madera recuperada, y el biogás suponía una contribución del 3%.

La AIE dividía la contribución de la biomasa en 2006 según la siguiente división por aplicaciones:

Usos tradicionales (calefacción y cocina): 724 Mtep

Usos modernos: 462 Mtep, divididos en:
- Biocarburantes: 24,4 Mtep.
- Calor utilizado directamente: 293 Mtep (188,6 Mtep industriales y 104,4 Mtep en edificios).
- Electricidad y redes de calefacción: 80,7 Mtep (239 TWh).
- Pérdidas: 63,9 Mtep.

Fuente: AIE. "Word Energy Outlook 2008"

La AIE indica que, de los 239 TWh eléctricos generados con biomasa en 2006, aproximadamente el 44,4% correspondían a plantas de generación eléctrica exclusiva con un rendimiento medio del 20%. El resto eran plantas de cogeneración con uso de la energía térmica tanto en la industria como en redes de calefacción centralizada.

No obstante, en general las estadísticas de biomasa son poco fiables no sólo en España sino en el resto de países del mundo, dada la heterogeneidad de aplicaciones y su dispersión.

Situación en la UE

En la Unión Europea, cinco países aportan el 56,7% de la energía primaria producida con biomasa: Francia, Suecia, Alemania, Finlandia y Polonia. Los principales consumidores de biomasa (consumo "per cápita") son los países nórdicos y bálticos, junto con Austria, encabezados por Finlandia.

La energía primaria producida con biomasa en los estados de la Unión Europea según Eurobserv'er, en los años 2008 y 2009, fue la siguiente:

Tabla 4.3.1. Energía primaria producida con biomasa en los estados de la Unión Europea (2008 y 2009)

Estado	2008	2009*
Alemania	10.007	11.217
Francia	9.551	9.795
Suecia	8.306	8.608
Finlandia	7.327	6.469
Polonia	4.739	5.191
España	4.281	4.315
Austria	4.112	3.917
Rumania	3.750	3.224
Italia	2.092	2.760
Portugal	2.788	3.038
República Checa	1.961	1.968
Letonia	1.474	1.737
Dinamarca	1.412	1.428
Hungría	1.312	1.534
Reino Unido	1.095	1.307
Holanda	961	1.004
Grecia	893	797
Lituania	765	824
Bulgaria	750	800
Estonia	739	750
Bélgica	768	800
Eslovaquia	502	647
Eslovenia	454	407
Irlanda	165	183
Luxemburgo	40	34
Chipre	11	11
Malta	0,2	0,4
Total UE	**70.258**	**72.767**

Unidades: ktep
Nota: La importaciones y exportaciones no están consideradas.

* Estimación

Fuente: Eurobserv'er

Respecto a la producción eléctrica con biomasa, Eurobserv'er presenta los siguientes datos para 2008 y 2009 en TWh:

Tabla 4.3.2. Producción eléctrica con biomasa (2008 y 2009)

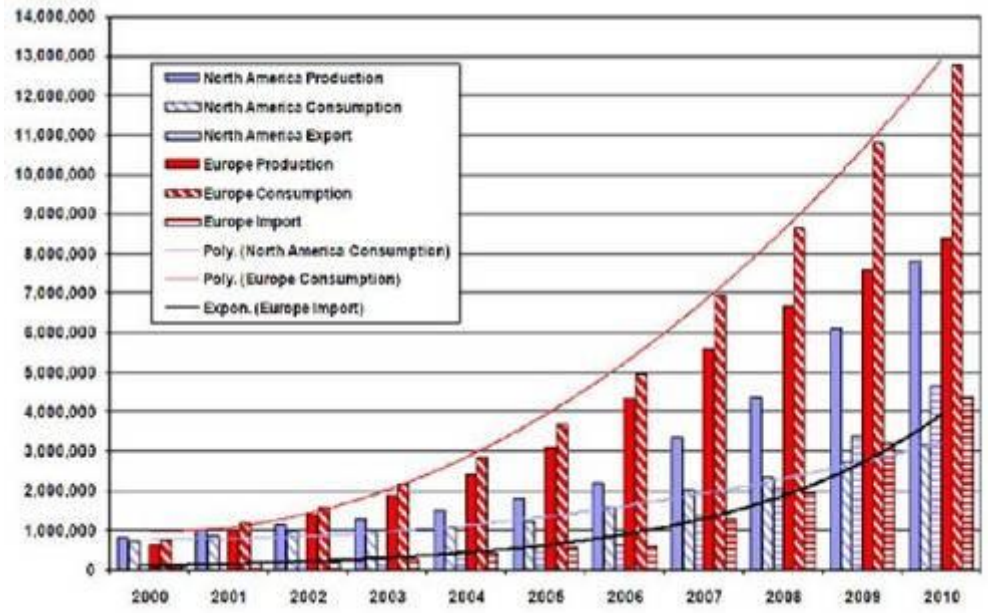
Estado	2008	2009*
Alemania	11,293	11,356
Finlandia	10,057	8,387
Suecia	8,932	10,057
Austria	3,330	3,321
Polonia	3,200	4,907
Reino Unido	2,768	3,535
Italia	2,746	2,828
Holanda	2,563	3,550
Bélgica	2,484	2,659
España	1,888	2,139
Dinamarca	1,803	1,963
Hungría	1,876	2,238
Francia	1,408	1,279
Portugal	1,501	1,713
República Checa	1,171	1,396
Letonia	0,005	0,004
Eslovaquia	0,480	0,493
Eslovenia	0,232	0,120
Lituania	0,060	0,087
Rumania	0,034	0,060
Estonia	0,028	0,028
Irlanda	0,033	0,065
Total UE	**57,891**	**62,186**

* Estimación

Fuente: Eurobserv'er

Por su importancia cualitativa, merece la pena destacar que las aplicaciones para calefacción y ACS abastecidas con pelets son una práctica habitual en muchos países europeos. En algunos de ellos, el crecimiento en la instalación de calderas de biomasa ha sido muy significativo desde el año 2004. Ejemplo de ello es Austria, donde se pasó de 28.000 instalaciones con potencias inferiores a 100 kW en 2004 a 47.000 en 2006. Estos desarrollos unidos a la creciente producción de pelets han dado lugar a un mercado europeo de biomasa térmica, donde la existencia de países demandantes de pelets se ve alimentada por la existencia de países excedentarios en la producción de este tipo de biomasa. En el cuadro adjunto se observa la evolución del mercado norteamericano y europeo de pélet, en los últimos años.

Figura 4.3.1. Evolución mundial del mercado del pélet



Fuente: 44 ISO/TC 238 Business Plan, second draft 2009

Por otro lado, la producción eléctrica con biomasa se sitúa en torno a los 60 TWh en la Europa de los 27, lo que supone alrededor del 2% de la producción eléctrica europea.

Situación en España

España, al igual que gran parte de los países desarrollados, sustituyó la mayoría de los consumos basados en biomasa, primero por carbón a finales del siglo XIX y luego por combustibles derivados del petróleo o aplicaciones eléctricas durante el siglo XX. De hecho, este consumo quedó relegado solamente a algunos sectores directamente relacionados con la biomasa, como el sector forestal y en algunos casos el agroalimentario o las cerámicas. Aparte de estos sectores, el mayor consumo de biomasa se centró en sistemas tradicionales de calefacción, producción de ACS y cocina, como las antiguas chimeneas o estufas de leña.

La mayor parte de la biomasa proviene del sector forestal, que ha sido utilizada tradicionalmente en el sector doméstico mediante sistemas poco eficientes (uso de leñas en equipos obsoletos), pero también las calderas de industrias forestales.

La siguiente tabla muestra la distribución del consumo de biomasa según orígenes y aplicaciones en el año 2006, reflejando la importancia de los usos de las leñas forestales y las podas de olivos y otros subproductos del sector de producción de aceite (orujos y orujillos). Asimismo, se puede comprobar la importancia de combustibles procedentes de las industrias del sector forestal, en especial las papeleras (lejías negras y cortezas) en la producción de energía eléctrica a partir de biomasa.

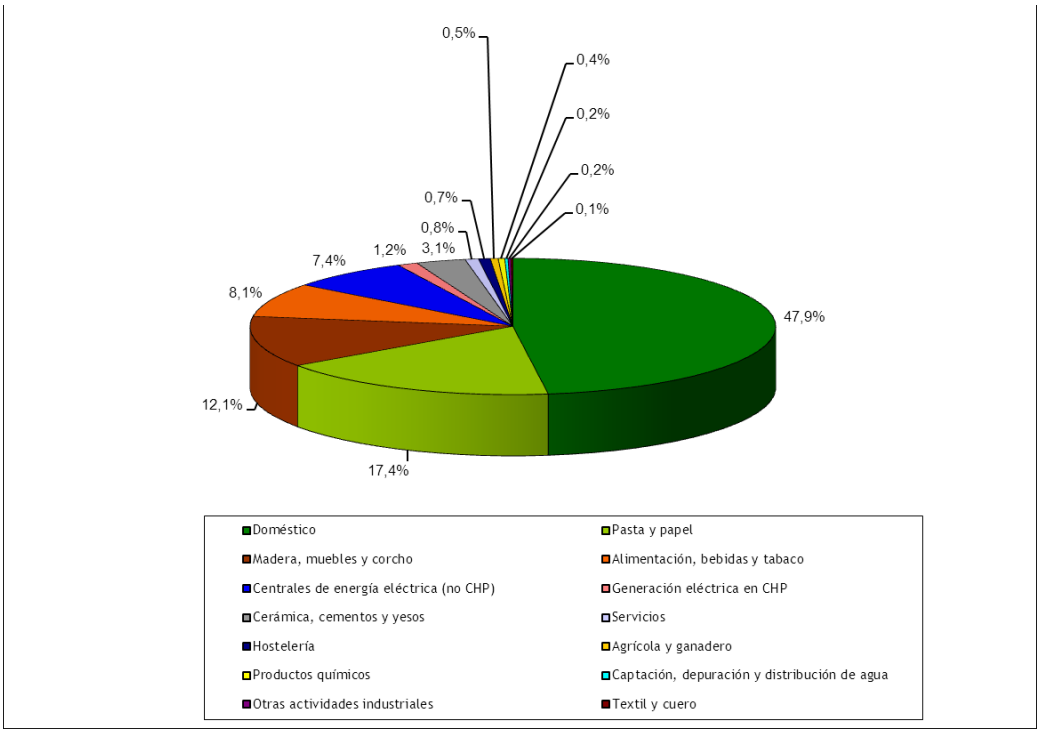
Tabla 4.3.3. Distribución del consumo de biomasa según orígenes y aplicaciones en 2006

				Aplicación	
	tep	PCIh (tep/t)	toneladas	Eléctrica (ktep)	Térmica (ktep)
Leñas tallares	950.000	0,2500	3.800.000	0	950
Leñas podas	250.000	0,2500	1.000.000	0	250
Leñas olivos y c .agrícolas	400.000	0,2500	1.600.000	0	400
Paja cereral	100.000	0,3000	333.333	80	20
Lejias negras	600.000	0,3000	2.000.000	600	0
Serrines y virutas	450.000	0,3000	1.500.000	0	450
Cortezas	550.000	0,3200	1.718.750	170	380
Orujo	700.000	0,4000	1.750.000	250	450
Otros alimentarios	200.000	0,3200	625.000	0	200
Total	4.200.000		14.327.083	1.100	3.100

Fuente: elaboración propia

Estos mismos datos quedan reflejados en el siguiente gráfico, donde además de comprobar la gran contribución en el consumo de biomasa de los usos domésticos tradicionales se establece la alta participación de las industrias forestales (en el entorno del 40%) y de los subproductos de la producción de aceite y frutos secos (8%).

Figura 4.3-2: Contribución del consumo de biomasa a los diversos sectores



Fuente: IDAE

A pesar del descenso a lo largo de las últimas décadas las circunstancias han cambiado en la actualidad, y la subida de precios de los combustibles convencionales, las necesidades de autosuficiencia energética y los objetivos medioambientales de nuestra sociedad han impulsado el desarrollo de nuevos proyectos tanto de generación eléctrica como de producción de energía térmica. Este hecho, unido al desarrollo tecnológico de la biomasa, presenta unas expectativas de crecimiento importantes para el sector de la biomasa en España,

incluidas las aplicaciones térmicas eficientes (tanto calderas industriales y domésticas como chimeneas y estufas modernas) o pequeñas cogeneraciones.

El periodo comprendido entre los años 2005 y 2009 ha supuesto en España una época de transición y de sentar las bases para impulsar el despegue del sector de la biomasa. Aunque durante estos años han sido mayores las expectativas de desarrollo que los resultados alcanzados, el conocimiento, sensibilización favorable y acercamiento a la biomasa del sector empresarial y de las administraciones con competencias relacionadas con la misma, han comenzado a producirse.

Son pocas las plantas de producción eléctrica que existen en España y la mayor parte de la potencia instalada procede de instalaciones ubicadas en industrias que tienen asegurado el combustible con su propia producción. Es el caso de la industria papelera y, en menor medida, de otras industrias forestales y agroalimentarias, que aprovechan los subproductos y residuos generados en sus procesos de fabricación para reutilizarlos como combustibles.

En el área eléctrica de biomasa, después de un periodo de dudas, ajustes y aclaraciones sobre las posibilidades, los procedimientos y las primas y tarifas principalmente por parte de los agentes intervinientes no directamente energéticos, que se iniciaron al establecerse el marco retributivo necesario con la publicación del RD 661/2007, están en trámites dos puntos esenciales para la definición de los proyectos: por un lado el proceso de certificación de biomasa y por otro, una vez definidos claramente los cultivos energéticos, avanzar suficientemente en la puesta en práctica de los pasos necesarios para ser considerados como tales. A esto hay que añadir que, a efectos de la promoción de proyectos de generación eléctrica, el establecimiento del marco retributivo adecuado ha venido seguido de forma casi inmediata de la crisis financiera, agravada en el caso de la biomasa por algo específico de la misma como es la necesidad de asegurar un suministro estable en calidad, cantidad y precio a lo largo de la financiación de los proyectos.

El desarrollo de la co-combustión necesariamente está pasando en España por la realización de estudios en profundidad y experiencias piloto sobre la tecnología y disposición de biomasa. Estas actividades están llegando a su fin y se espera que, dependiendo de la coyuntura energética general y con las expectativas de los grupos de generación eléctrica de carbón en particular y con la cual la co-combustión se encuentra directamente relacionada, en los próximos años se inicie el desarrollo de las primeras plantas comerciales.

En lo que se refiere a la cogeneración con biomasa, a pesar del trato retributivo diferenciado respecto a la generación eléctrica sin aprovechamiento térmico, resulta difícil avanzar. En los casos en que existen consumos térmicos adecuados, a algunos sectores industriales, por ejemplo, sus problemáticas específicas les mantienen alejados de analizar esta alternativa. En otras ocasiones los promotores que parten de un primer objetivo de generación eléctrica no pueden ver complementado el proyecto con un aprovechamiento térmico cuantitativamente interesante debido la lejanía de los consumos, la escasa cultura de redes calefacción de edificios o las dificultades para prestar un servicio energético en el sector industrial.

El uso térmico de la biomasa se ha visto favorecido durante estos años debido al desarrollo de normativa en el sector edificios. La inclusión de las instalaciones de biomasa en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE) y la aparición de la biomasa como la tecnología que posibilita alcanzar la calificación

energética A en edificios, han supuesto o pueden suponer un empuje muy importante para el sector.

Debido al creciente interés de la biomasa térmica doméstica se han promovido un gran número de plantas de producción de pelets, de forma que en los últimos tres años la capacidad de producción se ha visto multiplicada por diez, pasando de 60.000 t/año a unas 600.000 t/año. Deben destacarse dos hechos que han ralentizado este crecimiento espectacular: la crisis financiera que ha afectado a las plantas que estaban en promoción y desarrollo y, por último, la bajada de precios de los combustibles experimentada entre 2008 y 2009, que ha restado parte de la rentabilidad de estas instalaciones.

La evolución de la potencia eléctrica instalada para biomasa en los últimos años ha sido la siguiente:

Tabla 4.34. Evolución de la potencia eléctrica instalada para biomasa

Potencia instalada a final de año	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total energías renovables	26.464	28.441	32.085	36.606	39.423	42.015
Potencia instalaciones biomasa	354	388	396	374	492	533

Unidades MW

Fuente: IDAE

En el caso de las aplicaciones térmicas puede verse la disminución que han sufrido en los últimos años, debido principalmente a inviernos cálidos que han dado lugar a una menor demanda energética:

Tabla 4.3.5. Evolución de la energía consumida en aplicaciones térmicas con biomasa

Energía consumida	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Total usos térmicos energías renovables	3.537	3.656	3.712	3.750	3.754	3.932
Biomasa para aplicaciones térmicas	3.441	3.513	3.548	3.583	3.551	3.655

Unidades: ktep

Fuente: IDAE

Respecto al sector industrial, dada la diversidad de situaciones y tipologías de los proyectos de biomasa, en la promoción de los mismos se deben ver implicados una gran variedad de agentes. En los últimos años han comenzado a estar presentes como promotores, principalmente de proyectos de generación eléctrica entre 10 y 50 MW, entre otros, grandes o medianas empresas energéticas, o procedentes de otra actividad, pero sobre todo con experiencia previa en otras tecnologías renovables, así como industriales de sectores afines a la biomasa. Pero para que el sector de la biomasa se desarrolle en todas sus posibilidades, adicionalmente, deben implicarse suficientemente empresas de suministro de combustible, empresas de servicios energéticos, industriales de los diversos sectores, administraciones, particulares, etc.

Agrupando a los promotores, APPA, en su sección de biomasa, constituye la asociación que representa a este tipo de agentes, no sólo a los promotores, sino a todos los agentes involucrados en el desarrollo de la biomasa (ingenierías, proveedores de equipos, entidades financieras y aseguradoras, otras asociaciones/confederaciones, etc.). AVEBIOM constituye la asociación específica de biomasa que agrupa una variedad de actividades e intereses dentro del sector.

En España existen suministradores de equipos principales específicos con presencia en todas las tipologías; desde grandes calderas acuotubulares hasta chimeneas y estufas eficientes para el uso de leñas o las estufas de pelets. La presencia

internacional de estas empresas es alta, en ocasiones, debido al bajo nivel de demanda del mercado interior. No obstante, sería deseable que el sector industrial español, en un entorno globalizado altamente competitivo y presente en España en muchas ocasiones a través de grandes empresas suministradoras de bienes de equipos, vea crecer su dimensión en número y en volumen de actividad de las mismas.

4.3.2 Perspectivas de evolución tecnológica

El esfuerzo en desarrollo tecnológico llevado a cabo en los últimos años por algunas empresas del sector de biomasa español ha sido apreciable. Se han realizado con éxito proyectos y prototipos de nuevos equipos, pero estos desarrollos en muchas ocasiones no han logrado alcanzar todavía el nivel comercial. La falta de mercado para los mismos por escasa rentabilidad de los proyectos ha sido una de las causas.

La Plataforma Tecnológica Española de la Biomasa, BIOPLAT, es una herramienta del Ministerio de Ciencia e Innovación para canalizar las prioridades de investigación en el sector bioenergía. El trabajo de las casi 300 entidades que conforman BIOPLAT ha permitido definir distintas líneas de actuación y la participación de esta plataforma en distintos foros europeos de biocombustibles, climatización renovable, etc.

BIOPLAT presentó en 2008 el documento de Líneas Estratégicas de Investigación en el que se recogen las barreras tecnológicas del sector. Desde octubre de 2010, esta Plataforma ha trabajado en la definición del Plan de Implementación de BIOPLAT siendo actualizadas y contextualizadas las líneas de investigación de acuerdo con el marco europeo de I+D. Esta actualización se ha basado en la Agenda Estratégica de Investigación de la Plataforma Tecnológica Europea de Biocombustibles, EBTP en 2010, en el documento Visión a 2020, 2030 y 2050 de la Plataforma Tecnológica Europea de Climatización Renovables RHC-Platform en 2011 y otros como los resultados del 7º Programa Marco, etc. En general, los resultados de este estudio de BIOPLAT se presentan en el apartado correspondiente a I+D del presente Plan.

Estas actividades también han permitido adquirir un valioso conocimiento sobre el comportamiento de las distintas biomasas frente a los tratamientos y aplicaciones.

a) Producción, sistemas de manejo y tratamiento de biomasa

En los últimos años se están llevando a cabo en España numerosas experiencias de implantación de cultivo de biomasas, tanto de naturaleza leñosa como herbácea, llevados a cabo por empresas y otras entidades, en distintas condiciones de estación. Estos trabajos, que necesariamente precisan un cierto periodo de experimentación, van a contribuir a complementar al sector agroforestal de un nivel de conocimientos elevado. La selección genética de variedades, orientándolas a la finalidad energética, es uno de los retos más relevantes en el campo de la biomasa.

La mecanización específica de la recogida y extracción de biomasa o la adecuada adaptación de la existente es una de las claves para el desarrollo de esta área. Este problema ha destacado especialmente en el caso de los restos forestales, ya que los montes españoles tienen grandes impedimentos para la mecanización de sus labores por su naturaleza y otros aspectos como su pendiente y la fragilidad de sus suelos. Por ello, los trabajos a realizar requieren mucha mano de obra, lo que implica altos precios asociados al uso de este tipo de restos. En España, en estos últimos años se ha avanzado en maquinaria tanto de extracción de restos como de astillado y compactado, aplicables a material forestal y a restos agrícolas leñosos (olivar).

Por su parte, el desarrollo de cultivos energéticos leñosos necesita en muchos casos el diseño y la construcción de maquinaria adaptada para la recogida del recurso, por ser insuficiente la empleada actualmente. Se ha visto una evolución en el diseño de maquinaria específica, tanto en el sector agrícola como en el forestal, que nos permite tener buenas expectativas de evolución en un futuro próximo.

En la misma línea, para lograr una reducción importante de los costes de transporte, mejorar la manipulación de la biomasa en las plantas de transformación y ofertar un producto limpio y cómodo para el sector doméstico, se han desarrollado procesos que permiten transformar la biomasa obtenida, muy heterogénea sin acondicionar, en productos elaborados de mayor calidad y fácil utilización.

El aprovechamiento de la biomasa requiere que sus características físicas cumplan una serie de especificaciones técnicas que permitan su correcta manipulación y combustión en un sistema de generación (caldera o motor). El desarrollo de equipos para este tratamiento se ha realizado en paralelo a la evolución de los sistemas de aprovechamiento de la biomasa, destacando últimamente el elevado crecimiento de los proyectos de plantas de peletizado.

La peletización tiene como objetivo la incorporación de la biomasa en el mercado doméstico, ofreciendo productos con características competitivas frente a los combustibles convencionales, cuya manipulación es cómoda y limpia. Estos sistemas no solo deben producir un biocombustible sólido de calidad sino que deben hacerlo con el mínimo coste económico y energético. Para ello, se está produciendo una optimización no sólo en los equipos de tratamiento sino también de los procedimientos, un punto básico a la hora de reducir el consumo energético.

La comunicación de la Comisión Europea, COM(2006) 848 final, de 10 de enero de 2007, **"Renewable Energy Road Map",** indicaba que además de las mejoras genéticas y agronómicas de los cultivos, los puntos con mayor impacto para el desarrollo de la materia prima de las centrales de biomasa es la optimización de la logística para recolección, del almacenamiento y de la combinación de distintos materiales que puedan utilizarse en diversas aplicaciones.

Para ello, se prevé un desarrollo enfocado a las mejoras en las tecnologías de densificación y reducción de la humedad de la biomasa. Además, es necesaria una mejora de las técnicas de control y mantenimiento, a tiempo real, de la biomasa que llega a las instalaciones, facilitando su recepción y manipulación en planta. También está prevista la optimización de las prácticas de recolección y almacenamiento de materias primas mediante sistemas que reduzcan sus costes de operación.

Según el citado informe de la Comisión Europea las líneas de investigación para los próximos años en logística y manipulación de materias primas son las que aparecen en la siguiente tabla:

Tabla 4.3.6. Líneas de investigación en logística y manipulación de materias primas

0 a 3 años	4 a 10 años	Más de 10 años
Evaluación de oportunidades de alargamiento del tiempo de almacenamiento de las materias primas	Examen y desarrollo de sistemas que permitan dos o más años de almacenamiento sin degradación de la materia prima	
Investigación para superar mayores retos en manipulación de materiales (por ejemplo reducción de tamaño, secado,…)	Examen y demostración de los métodos mejorados para la reducción de tamaño, secado, y otras mejoras en manipulación de materiales para el uso mixto de varias biomasas como materia prima	Comercialización de sistemas de alimentación multicombustibles
Identificar métodos analíticos para sensores aplicables a sistemas de biomasa	Examen y demostración de los sensores de bajo coste mejorados para biomasa que permitan los análisis a tiempo real de las características de la materia prima. Uso de sistemas integrados para corta y recolección de materias primas	
Sistemas de investigación para la reducción de los costes de corta y almacenamiento	Examen y demostración de sistemas alternativos y/o avanzados para la corta, almacenamiento y transporte	Desarrollo de maquinaria y métodos que reduzcan los costes de corta, almacenamiento y transporte hasta el 50%
Evaluación de las innovaciones de transporte y revisión de las lecciones aprendidas en otras industrias y países		

Fuente: "Renewable Energy Road Map" Comisión Europea

Además de lo expuesto en la tabla, deben considerarse nuevas tecnologías de transformación de la materia prima, entre los que cabe señalar los esfuerzos dedicados a la torrefacción en los últimos años.

La torrefacción es una tecnología incipiente como tratamientos de transformación de la biomasa. Consiste en un proceso a media temperatura (250–300 ºC), en condiciones deficitarias de oxígeno, para convertir la biomasa en un material frágil, fácil de pulverizar (semejante a un carbón biológico pero sin llegar a los contenidos en carbono del carbón vegetal) que puede tratarse como el carbón. Este material puede peletizarse fácilmente para aumentar su densidad y facilitar su transporte. Además, el tratamiento de torrefacción dota a la materia resultante de características hidrofóbicas que facilitan su logística e impiden el aumento de humedad en el combustible. Su similitud con el carbón permite tratarlo conjuntamente con él de forma que facilita la transición de un combustible a otro en instalaciones existentes.

Aunque el proceso de torrefacción es muy común en otros sectores (como la producción de café) no está optimizado para el tratamiento de biomasa. El rendimiento estimado para esta tecnología se sitúa actualmente entre el 90 y el 95%. Los gases producidos en la torrefacción pueden dedicarse a usos térmicos del proceso.

b) Aplicaciones

<u>Usos térmicos</u>

<u>Sector residencial y terciario</u>

Las aplicaciones térmicas para producción de calefacción y agua caliente sanitaria son las más comunes dentro del sector de la biomasa.

Estos usos térmicos pueden ser a pequeña escala, en calderas o estufas individuales utilizadas tradicionalmente en los hogares; a mediana escala, en calderas para edificios públicos, bloques de viviendas u otros usos; o a gran escala en redes de climatización.

Respecto a la pequeña escala, existen aparatos tanto de aire que calientan una única estancia, como de agua que permiten su adaptación a un sistema de radiadores o de suelo radiante y a otros sistemas con producción de agua caliente sanitaria. En España existe un sector muy dinámico en equipos de este tipo que vienen realizado mejoras tecnológicas en ganancia de rendimientos y adaptación eficiente a los nuevos combustibles (pélet). De esta forma, existe una oferta variada de sistemas eficientes desde chimeneas y estufas de leña hasta equipos alimentados con pelets que permiten aprovechar cualquier tipo de biomasa con alto rendimiento.

Las calderas diseñadas para un bloque o edificio de viviendas son equiparables en su funcionamiento a las habituales de gasóleo C o gas natural, generando calefacción y agua caliente. El nivel tecnológico ha avanzado fuertemente en los últimos años en términos de rendimiento energético, emisiones y operatividad de los equipos, especialmente en aquellos países con mercados interiores más desarrollados.

Debido a que el interés durante muchos años se ha centrado en la promoción e introducción de otros combustibles, la falta de realización de instalaciones de biomasa térmica para el sector doméstico ha pesado, durante mucho tiempo, sobre la industria española, que no estaba motivada para mejorar sus equipos. Ello ha supuesto, con algunas notables excepciones, un retraso en el desarrollo de la tecnología española frente a la existente en otros países europeos. A su vez estas carencias interiores también han dado lugar a la pérdida de competitividad tecnológica frente al avance de los sistemas térmicos convencionales para el sector doméstico y de esta forma la biomasa no podía competir contra equipos más baratos, cómodos y limpios.

Esta situación está cambiando en los últimos años, dado el inicio de una creciente demanda de equipos de biomasa para calefacción y ello ha propiciado la entrada de equipos de biomasa térmica de otros países europeos como Austria o Dinamarca, modernos y capaces de competir con los equipos convencionales. A su vez, las empresas españolas están iniciando un proceso de mejora de sus equipos para alcanzar el nivel de los sistemas importados en lo que se refiere a eficiencia energética, automatización y aspectos medioambientales.

Las redes de climatización centralizada, muy extendidas en el Centro y Norte de Europa, no son habituales en España. La red de calor y agua caliente puede llegar a urbanizaciones, otras viviendas residenciales, edificios públicos, centros deportivos, complejos comerciales y un amplio elenco de edificios e incluso industrias. El mayor tamaño, tanto de las calderas como de los silos de almacenamiento del combustible requiere, en muchos casos, instalaciones exclusivas para estas centrales térmicas. Dadas las características de nuestro país, en España están iniciándose las primeras redes de climatización centralizada alimentadas con biomasa, las cuales no sólo proveen de calefacción en invierno a los usuarios sino que permiten la distribución de frío para la climatización de las viviendas y otros edificios en verano.

Sector industrial

Como se ha indicado anteriormente, los consumos térmicos de determinados sectores industriales también son abastecidos de forma habitual por calderas de biomasa. Se trata principalmente del aprovechamiento de subproductos y residuos de las industrias agroforestales para producción de calor que, en ocasiones, es acompañado de producción eléctrica (cogeneración con biomasa).

Los proyectos realizados en biomasa térmica, dentro el sector industrial, se han centrado durante muchos años en industrias que tradicionalmente utilizaban sus subproductos y residuos, como las industrias forestales de pasta de papel y tableros o las industrias del sector oleícola y alcoholero. Las tecnologías empleadas son el resultado de la evolución tecnológica de las históricamente disponibles para combustibles sólidos.

En este segmento de aplicación y especialmente en el de equipos de pequeñas o medias potencias generando aceite térmico, vapor saturado, agua sobrecalentado o en el caso de secaderos, existen desarrollos específicos en España, llevados a cabo desde hace 30 o 40 años. En este mercado el sector español de bienes de equipo es altamente competitivo, con una destacada presencia internacional.

Actualmente, los desarrollos en sistemas de cogeneración con biomasa mediante gasificación están planteando un nuevo escenario para el uso de los subproductos y residuos de estas y otras industrias que el simple uso térmico de los mismos.

Usos eléctricos

La producción de electricidad con biomasa precisa de sistemas más complejos que otros combustibles sólidos, dado el bajo poder calorífico de la biomasa, su alto porcentaje de humedad y su gran contenido en volátiles. Para ello se necesitan centrales térmicas específicas con grandes calderas, con volúmenes de hogar mayores que si utilizaran un combustible convencional, que conllevan inversiones elevadas y reducen su rendimiento. Todo ello, unido a la dificultad de aprovisionamiento de la biomasa, explica todas las barreras que este sector ha tenido que solventar en los últimos años y que han retrasado su crecimiento, siendo el peso actual de la biomasa eléctrica inferior al que debería ser respecto de sus aplicaciones térmicas, más sencillas de promover. Después de este periodo de desarrollo, el sector de la biomasa eléctrica ha alcanzado un alto grado de madurez y está preparado para impulsar su crecimiento en los próximos años. Por otro lado, la gran demanda de combustible de este tipo de plantas obliga a asegurar un abastecimiento continuo, que tiene la dualidad de encarecer su precio por la distancia a la que se debe buscar el suministro pero también puede reducirlo al adquirir grandes cantidades, por ello las soluciones encontradas para producción eléctrica han sido muy variadas según las circunstancias que rodean al suministro, desde grandes centrales (superiores a los 30 MW) en papeleras hasta pequeños sistemas de cogeneración (en torno a 1 MW) asociados a plantas de pelets.

En las aplicaciones eléctricas más tradicionales para biomasa, con esquemas de caldera-turbina de vapor, deben solventarse las barreras derivadas de unos bajos rendimientos en comparación con otras tecnologías, unidos a altos niveles de inversión para pequeños rangos de potencia, rangos en los que se concentran las posibilidades de desarrollar proyectos habida cuenta del problema de la disponibilidad de biomasa, salvo en las grandes industrias vinculadas al sector del papel o ciertas industrias agroalimentarias.

Por otro lado, entre otros motivos, la escasa demanda ha provocado la desmotivación de la industria española de bienes de equipo en llevar a cabo desarrollos en este sector. En algunos casos, la política corporativa ha dado lugar a que ciertos grandes fabricantes de equipos en España no empleen a día de hoy tecnologías propias, utilizando patentes de otros países. Este hecho es similar a lo que ocurre en otros sectores de producción de bienes de equipo.

Históricamente, las tecnologías tradicionales de generación o cogeneración para biomasa con turbinas de vapor sólo habían permitido la implantación de proyectos como las instalaciones de pasta de papel, dado que las inversiones eran elevadas y se necesitaban grandes consumos de energía térmica. Recientemente se han llevado a cabo centrales para generación eléctrica a condensación y solo en algunos casos aislados se han realizado instalaciones más pequeñas de cogeneración (en torno a 1 MW de potencia) con altas inversiones y consumos térmicos insuficientes que impedían alcanzar un rendimiento eléctrico equivalente adecuado.

Actualmente, el desarrollo tecnológico de sistemas de gasificación con biomasa a pequeña escala, asociados a motores, permite nuevos planteamientos de producción en régimen de generación o cogeneración para pequeñas potencias y consumos, alcanzando rendimientos eléctricos equivalentes suficientes. Es muy destacable el esfuerzo tecnológico realizado por algunas empresas españolas, pioneras en la puesta en valor comercial de desarrollos propios de gasificación a pequeña escala.

Otro componente de las aplicaciones eléctricas es la co-combustión. Como se ha indicado, en los últimos 2 años se han realizado, entre otras actividades, diversos estudios sobre este tipo de tecnologías por parte de las grandes empresas. Estudios que se han enfocado inicialmente en la revisión de las tecnologías de co-combustión instaladas en otros países europeos, como Reino Unido, Bélgica, Italia o Finlandia, donde existía la posibilidad de introducir biomasa en centrales de carbón hace tiempo y donde se han realizado programas específicos de promoción de la misma.

Respecto a los avances tecnológicos en procesos y tecnologías de conversión la comunicación de la Comisión Europea, COM(2006) 848 final, de 10 de enero de 2007, **"Renewable Energy Road Map",** se orienta hacia la mejora de rendimientos, así como a los aspectos que se indican a continuación.

Las líneas de investigación para conversión termoquímica pretenden desarrollar tecnologías eficientes económica y medioambientalmente para la conversión de la biomasa en energía eléctrica, calor, productos y combustibles.

La necesidades de investigación en conversión termoquímica pasan por las mejoras en gasificación de distintos tipos de biomasa, la integración de los sistemas de conversión con los equipos de generación eléctrica, la posibilidad de aprovechar gases de baja calidad para generación eléctrica, el estudio de métodos para superar las barreras de la conversión termoquímica de los alquitranes y la limpieza de cenizas así como el estudio analítico de costes, ejecución y ciclo de vida, finalizando con el paso a plantas comerciales.

En el caso de gasificación, es previsible una reducción de los costes de inversión y una mejora del rendimiento de los equipos. Además se pretende ampliar las materias primas para gasificación desde productos forestales a agrícolas, pasando por los licores negros.

En general, las líneas de investigación para los próximos años en conversión termoquímica son las siguientes:

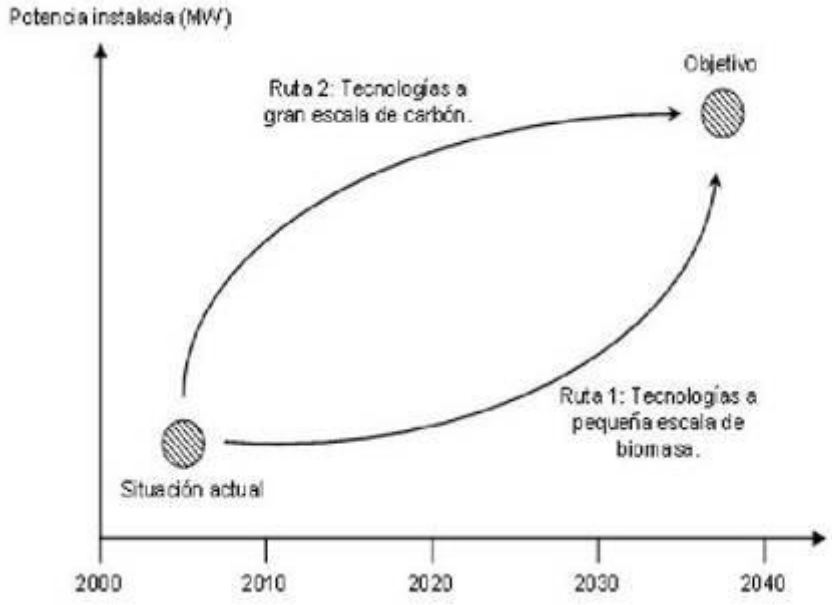
Tabla 4.3.7. Líneas de investigación en conversión termoquímica

0 a 3 años	4 a 10 años	Más de 10 años
Mejora del rendimiento de las tecnologías de co-combustión		Demostración de los sistemas de co-combustión con mayor rendimiento que los actuales (se plantea el 40%)
Mejora de la eficiencia en sistemas de combustión directa		Permitir el despliegue comercial de los sistemas de combustión directa competitivos
Métodos de reducción del contenido de agua de la materia prima para sistemas de combustión directa		
Reducción de costes de capital en los sistemas de gasificación y demostraciones tecnológicas	Demostrar y utilizar ciclos combinados de biomasa (forestal y agrícola) hasta capacidades de 1.000 t/día	Permitir sistemas de gasificación de biomasa competitivos a nivel comercial
	Demostrar y utilizar la gasificación de productos forestales y licor negro en ciclos combinados hasta capacidades de 900.000 kg/día o mayores de licor negro	
Demostración de tecnologías de gasificación avanzada y biosíntesis de gas para uso integrado en generación eléctrica a gran escala y sistema distribuidos, en biorefinerías y para fabricación de productos químicos y otros		Desarrollo de centros de ensayo para gasificación, fermentación y pirólisis para producción de hidrógeno a partir de biomasa
Evaluación de estándares industriales para conexión a red. Establecimiento de estándares para sistemas modulares de biomasa que les permitan conectarse a red	Permitir el desarrollo de sistemas modulares que puedan operar en redes reguladas	Mejora del rendimiento eléctrico con biomasa con nuevas tecnologías como pilas de combustible, microturbinas y otros sistemas de distribución
Investigación para mejora del rendimiento de sistemas modulares	Examen de sistemas modulares	
	Demostración de instalaciones autónomas de generación eléctrica entre 5 y 50 MWe de cultivos energéticos con costes medios de 0,05$/kWh o menores	

Fuente: "Renewable Energy Road Map" Comisión Europea

De acuerdo con los estudios de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Centro para la investigación de la Energía de los Países Bajos (ECN), existen dos posibles rutas para la evolución de las tecnologías asociadas a la gasificación de biomasa para producción de gas de síntesis. La primera se basa en el aumento de escala de las tecnologías existentes para cogeneración distribuida con biomasa que, en principio, tardará más en despegar. La segunda ruta está vinculada a la adaptación de las tecnologías a gran escala de gasificación de carbón ya en operación, lo que implica un crecimiento más rápido pues se basa en tecnologías maduras a nivel comercial. Además, existe una sinergia entre esta segunda ruta y el desarrollo de los ciclos combinados de carbón IGCC, lo que permitirá un mayor impulso y por tanto rapidez en su desarrollo.

Figura 4.3-3: Hoja de ruta para desarrollo a gran escala de la producción de gas de síntesis de biomasa



Fuente: ECN

4.3.3 Evaluación del potencial. Importación de materias primas. Competencia con usos no energéticos

Los orígenes de la biomasa son muy heterogéneos, de forma que para evaluar los potenciales de cada uno de ellos ha sido necesario realizar una serie de trabajos en paralelo con una primera clara división entre la biomasa de origen industrial (subproductos de industrias agroforestales) y el resto (cultivos energéticos, herbáceos o leñosos y restos de origen agrícola y forestal).

Los datos de la biomasa de origen industrial se han obtenido de los balances energéticos del MITyC y de las encuestas a sectores industriales del INE. En este sentido se han evaluado, por separado las industrias forestales, la producción de lejías negras y las industrias agroalimentarias, obteniéndose una estimación conservadora de 12.000.000 t/año de media que permitirán alcanzar los objetivos planteados.

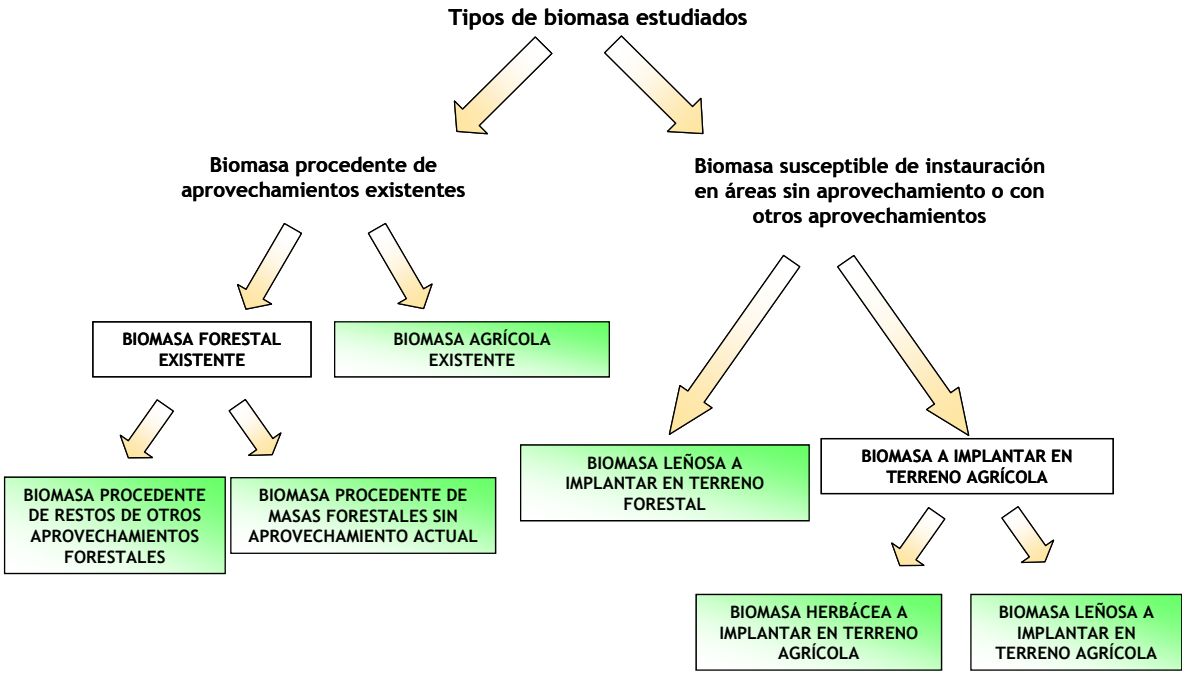
Para conocer los potenciales de la biomasa de origen no industrial ha sido necesario desarrollar una herramienta informática basada en un Sistema de Información Geográfica, que ha permitido evaluar, comparar y obtener los datos de cada uno de los orígenes.

Se han desarrollado dos estudios distintos para cada fuente de biomasa no industrial (forestal o agrícola), que permitieran establecer los potenciales generados por los distintos tipos, en los que se distingue entre tres tipos de potenciales:

- Potencial total: biomasa procedente de todas las superficies cubiertas por masas arboladas de interés forestal, excluyendo los parques nacionales.
- Potencial accesible: biomasa procedente de superficies consideradas como aprovechables debido a razones ecológicas (altitud), mecánicas (pendiente), etc. Además, se ha tenido en cuenta la eficacia en la recogida.
- Potencial disponible: biomasa accesible que no entra en competencia con otros usos como es, por ejemplo, el maderero.

Los tipos de biomasa estudiados lo han sido según la existencia o no de aprovechamientos y según el tipo de superficie donde se generan, de acuerdo con el siguiente esquema:

Figura 4.3-4: Tipos de biomasa estudiados



Fuente: Elaboración propia

a) Biomasa producida en terreno forestal

En España existen 27,6 millones de hectáreas forestales (más del 50% de la superficie total), de las cuales 18,2 millones se encuentran arboladas (incluidas las formaciones abiertas). Las existencias totales en 2008 se cuantificaron en 927,7 millones de m^3 con corteza mientras que el crecimiento anual fue aproximadamente de 46,5 millones de m^3. Además se contabilizó una extracción de 987.997 de toneladas de las leñas, aunque, tal y como recoge el Anuario de Estadística Forestal, estos valores sólo son estimaciones dada a dificultad de recoger información al respecto. El volumen de cortas en ese mismo año fue de 17 millones de m^3 c.c., por tanto la tasa de extracción en España es del 36,5%. Pero este índice varía extraordinarimente según la zona de España donde se aplique, siendo mucho mayor en la cornisa cantábrica que en la cuenca mediterránea. Estas tasas son muy inferiores a su capacidad productiva y se encuentran muy alejadas del 69% de media de la Unión Europea.

Esta situación, mantenida con tendencia creciente en los últimos años es debida, entre otras razones, a que los usos energéticos han descendido fuertemente. El uso de leñas, que en su mayor parte procedían de montes con especies del género *Quercus*, que se aprovechaban tradicionalmente, ha decaído radicalmente en las últimas décadas al expandirse las aplicaciones con combustibles fósiles. Este menor consumo también se debe al abandono rural sufrido a finales del siglo XX.

Adicionalmente las repoblaciones, principalmente de genero *Pinus* llevadas a cabo ligadas a la política hidrológica de los años 50/60, están precisadas de tratamientos, no encontrando mercado para sus productos.

Esta falta de extracción de los recursos del monte, de limpieza del sotobosque, así como el abandono de restos procedentes de los tratamientos selvícolas sobre la masa arbolada, contribuye a la acumulación de combustible en el monte de forma que los incendios encuentran mayor cantidad de materia seca acumulada, incrementando su virulencia.

Actualmente, al margen de los usos energéticos y otros no maderables (corcho, resinas etc.), los montes sirven, principalmente, como fuente de suministro a tres grandes sectores: papel, tablero y sierra, pero cuya demanda de productos forestales, como se ha indicado, no alcanza a cubrir la oferta disponible.

Sin embargo, esta situación es compatible con fuertes importaciones de madera (que se han duplicado en los últimos quince años). Esta situación se debe, o bien a que la industria demanda productos que no puede conseguir en el mercado interior, o bien a la fuerte competencia en precio de productos exteriores frente a los cuales la estructura forestal española no puede competir.

El desarrollo de la "Estrategia Española para el Desarrollo del Uso Energético de la Biomasa Forestal Residual", aprobado por la Comisión Estatal para el Patrimonio Natural y la Biodiversidad, permitirá el seguimiento de la movilización de los recursos energéticos forestales procedentes de restos. Esta estrategia se está ampliando a todos los productos forestales susceptibles de aprovechamiento energético a través de una "Estrategia de Uso Energético de la Biomasa Forestal" cuyo borrador ya ha sido finalizado por el MARM y cuyos objetivos están en consonancia con los definidos en el presente PER 2011–2020. Por otro lado, el MARM también está desarrollando una serie de medidas específicas vinculadas a la Ley 45/2007, de 13 de diciembre, para el desarrollo sostenible del medio rural, a través del Programa de Desarrollo Rural Sostenible (PDRS) 2010-2014 que pretende llevar a cabo un impulso de desarrollo en las zonas rurales. Entre las medidas destacadas en este programa se encuentran aquellas destinadas al fomento de las energías renovables, con especial mención de la biomasa.

Estos programas, tanto a nivel forestal como a nivel agrícola, no sólo pretenden el desarrollo de la biomasa sino que plantean un desarrollo conjunto de las actividades agroforestales tradicionales junto a nuevas actividades como es la producción de biomasa. Esto implicará un seguimiento de los objetivos que deberá ser realizado a través de una estrecha colaboración entre el MARM, el MITyC y los correspondientes Departamentos de Medio Ambiente, Agricultura y Energía de las Comunidades Autónomas.

a.1) Biomasa forestal existente

Se ha elaborado la metodología para la cuantificación de la biomasa forestal así como la estimación de costes de aprovechamiento en función de los distintos sistemas logísticos propuestos.

En primer lugar se han estudiado las técnicas de producción utilizadas, desarrollando los itinerarios selvícolas, sistemas de selvicultura y aprovechamiento para los restos forestales. Apoyados en estudios previos y en expertos se han definido las tablas de productividad de la biomasa forestal española, por especies y en algunos casos por

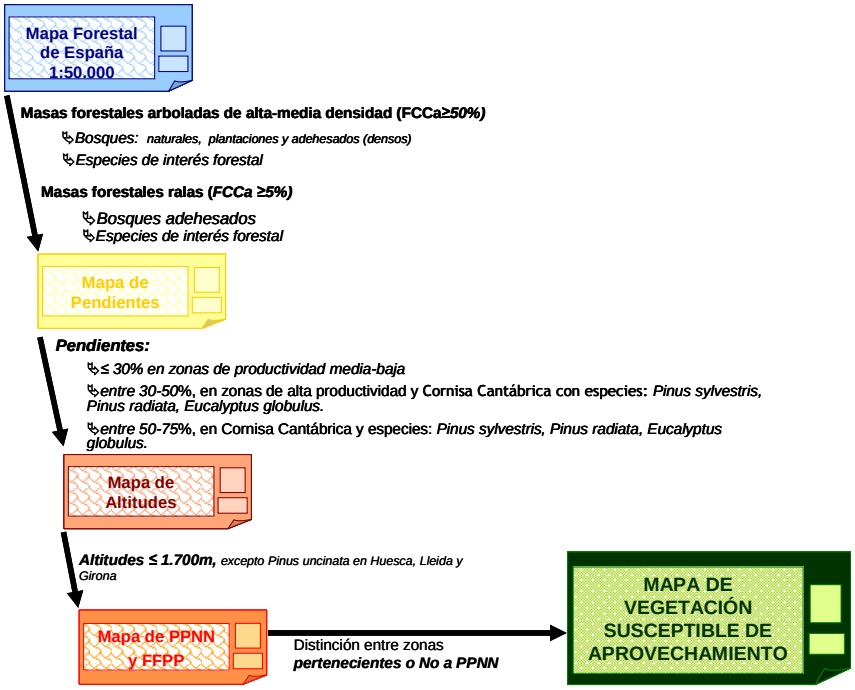
zona geográfica, estableciendo la potencialidad anual en toneladas por hectárea y en distintas unidades energéticas para cada tipo de biomasa.

Se ha definido la biomasa aprovechable de acuerdo con el estado actual de la posibilidad anual maderera y el aprovechamiento anual realizado. Para ello, se han considerado las siguientes variables:

- Fracción de Cabida Cubierta (FCC): FCC igual o superior al 50% en masas arboladas de alta o media densidad (bosques) y FCC igual o superior al 5% en masas forestales ralas (montes adehesados).
- Pendientes: según localidades y especies se han distribuido en tres grupos, menor o igual al 30%, 30-50 % y 50–75 %.
- Altitudes: se han considerado altitudes inferiores o iguales a 1.700 metros, salvo para el *Pinus unicinata* en Huesca y para el *Eucaliptus globulus*.
- Coeficiente de Recogida: Se ha considerado una eficiencia en la recogida del 65%, dejando el resto de biomasa en el monte.

Estos coeficientes actúan de la siguiente forma:

Figura 4.3.5. Actuación de los coeficientes de recogida



Fuente: elaboración propia

El cálculo de costes de aprovechamiento de la biomasa forestal se ha realizado a partir de los distintos itinerarios necesarios, organizándolos por tipo de intervención (clareo, clara, resalveo, aclareo y cortas a hecho) y en posibles tipos de situaciones según la orografía del terreno, estableciendo los equipos necesarios para ello. Además, se han elaborado tablas y funciones de productividad de los equipos que intervienen en los distintos itinerarios para el aprovechamiento de la biomasa, dispuestos en función de los diferentes parámetros de los que depende (densidad de la biomasa, pendiente del terreno, etc.) que junto con los costes horarios de esos equipos, también dispuestos en función de los distintos parámetros de los que depende (coste de la mano de obra local, coste de los combustibles, intereses, etc.)

permite el cálculo del coste del aprovechamiento de la biomasa hasta el centro industrial correspondiente.

Para poder distinguir la biomasa disponible de aquella que aún siendo accesible tiene otros usos distintos a la energía se ha incluido un Coeficiente de Cortas Actuales (CCA) que determina la madera extraída de las superficies actuales para usos no energéticos.

- Restos de aprovechamientos forestales

  Las superficies que actualmente están siendo gestionadas por sus propietarios y vendidos sus productos a industrias forestales, es decir, aquellas incluidas dentro del Coeficiente de Cortas Actuales, sólo pueden aprovechar como biomasa los restos de los distintos aprovechamientos forestales con fines maderables.

  Por ello, para la obtención del potencial disponible se han considerado sólo aquellas operaciones dentro del itinerario selvícola que dan lugar a productos no maderables, mientras que para las operaciones con productos maderables sólo se han considerado los restos generados en las mismas.

- Movilización de masas forestales sin aprovechamiento actual

  Este potencial se ha obtenido de las superficies forestales que actualmente no se encuentran en producción y que con una correcta selvicultura y aprovechamiento por árbol completo podrían convertirse directamente en masas forestales productoras de biomasa. El procedimiento para evaluar este potencial ha sido el mismo que para los restos de aprovechamientos forestales, considerando que todo el aprovechamiento (el árbol completo) se destinará a uso energético.

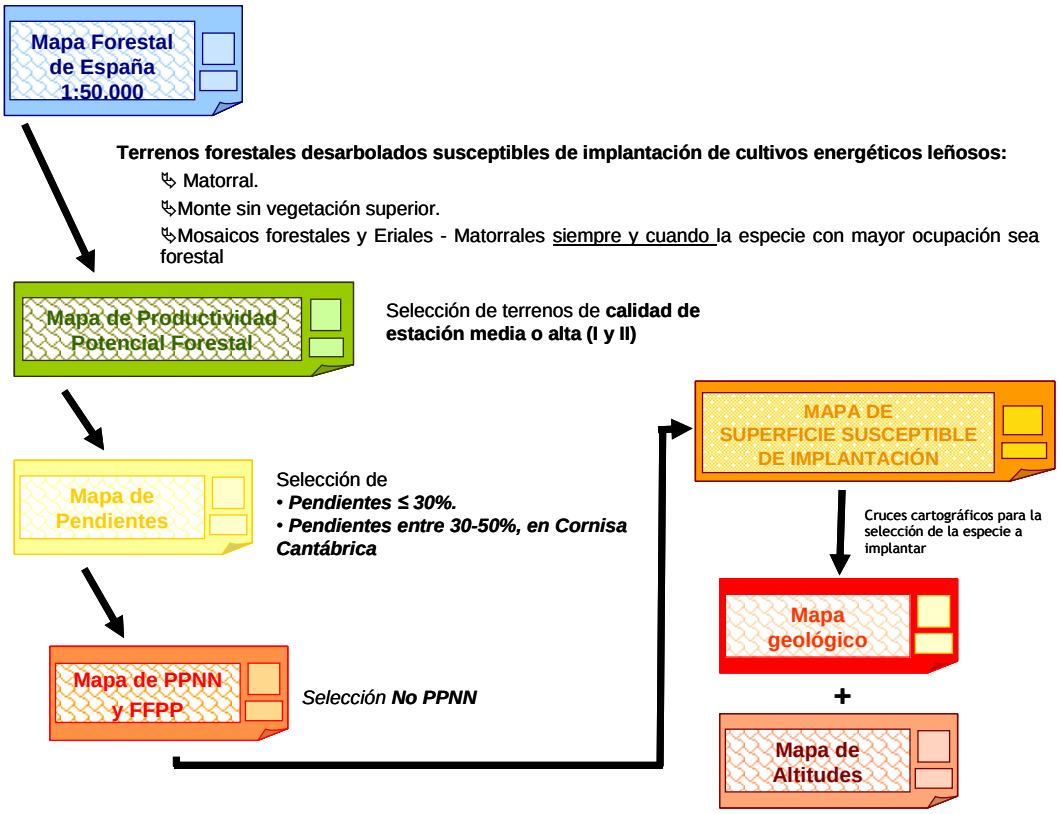
a.2) Biomasa leñosa a implantar en terreno forestal

El potencial se ha evaluado a través de la implantación de las especies adecuadas en ciertos terrenos forestales actualmente improductivos y desarbolados.

Los sistemas de selvicultura y aprovechamiento para estas masas han tenido su base inicial en las consultas a expertos y en las experiencias reales en campo. También se ha tenido en cuenta la problemática tanto técnica como administrativa que todavía tienen estos aprovechamientos para su verdadera implantación. Aunque existe un amplio abanico de especies que podrían considerarse, en este grupo el estudio se ha centrado en las masas tradicionales de la mayoría de especies del género *Quercus* y su posible extensión, en el cultivo de chopo y eucalipto en regadío y en el cultivo del eucalipto en secano, habiendo realizado un estudio también de las posibilidades de algunas especies del género *Pinus*. Estas hipótesis también se han utilizado para evaluar la implantación de biomasa leñosa en terrenos agrícolas como se verá más adelante.

El siguiente gráfico muestra la secuencia utilizada para la determinación de las superficies susceptibles de implantación de biomasa:

Figura 4.3.6. Secuencia utilizada para la determinación de las superficies susceptibles de implantación de biomasa



Fuente: elaboración propia

b) Biomasa producida en terreno agrícola

Más del 50% del suelo agrícola español está clasificado con un riesgo medio-alto de erosión, alcanzando el 70% en algunas regiones como Andalucía. Según un estudio del Instituto para la Conservación de la Naturaleza (ICONA), en los años 90 se estimaba que los costes directos derivados de la erosión en España ascendían a 280 M€ anuales, debido a la pérdida de producción agrícola, el deterioro de los embalses y los daños causado por las inundaciones, calculándose en 3.000 M€ el coste de las medidas contra la erosión y la recuperación del suelo durante un periodo de 15 a 20 años. Desde entonces se han desarrollado varios trabajos sobre técnicas de Agricultura de Conservación, evitando la quema de rastrojos, manteniendo el resto de la cosecha sobre la superficie y técnicas de mínimo laboreo, entre otras.

Actualmente el Ministerio de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino (MARM) está desarrollando el Inventario Nacional de Erosión de Suelos 2002–2012, en base a lo previsto en el Plan Forestal Español, la Ley 43/2003 de Montes y la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y la Biodiversidad. Los objetivos de este Inventario son:

- Detectar, cuantificar y reflejar cartográficamente, en soporte digital y gráfico, los principales procesos de erosión en el territorio nacional.
- Estudiar su evolución en el tiempo, mediante su inventariación continua.
- Establecer áreas prioritarias de actuación para el control de la erosión.
- Servir como instrumento de coordinación de políticas, planes y programas de conservación y protección de suelos.

Este inventario está estudiando la erosión laminar y en regueros, la erosión en cárcavas y barrancos, la erosión en profundidad, la erosión en cauces y la erosión eólica. A día de hoy se encuentra disponible parcialmente; es decir, solo para determinadas provincias.

Entre las superficies con mayor riesgo de degradación se encuentras aquellas improductivas que han quedado en estado de abandono. Según el anuario de estadística agraria (2004) aproximadamente 5,4 millones de hectáreas, más del 10% del territorio total de España, son superficies de eriales y terrenos que se encuentran improductivos. En muchos casos esas superficies no ocupadas por la agricultura o la ganadería podrían acoger nuevas masas arboladas.

En relación a las zonas agrícolas, de los datos obtenidos de las declaraciones de la PAC, año 2006, se desprende que en España existían 1.093.420 hectáreas en retirada y además 928.267 hectáreas en barbecho.

Respecto al barbecho, en primer lugar indicar que a partir de 2010 sólo es obligatorio para aquellos agricultores que se acojan a las ayudas a la Rotación de Cultivos en zonas con regionalización igual o inferior a 2 t/ha. Adicionalmente señalar que no es fácil que en estos barbechos tradicionales se produzcan cambios y se movilicen hacia otros usos pues donde existen es porque son necesarios, bien por climatología, suelos pobres o exigencias ganaderas.

Por otro lado, en las campañas 2008 y la 2009 ha habido las siguientes superficies de retirada en España:

Tabla 4.3.8. Superficies de retirada en España, Campaña 2008 y 2009 (hectáreas)

Campaña	secano	regadío	TOTAL
2008	1.066.852	97.776	1.164.628
2009	1.629.675	129.790	1.759.465
2010	Se estima que han aumentado debido a los bajos precios de los cereales		

Fuente: IDAE

Es decir, existe una tendencia creciente en la retirada de tierras que es muy posible que se mantenga ya que, aunque a partir de 2010 las retiradas han desaparecido, se cobran derechos igual en lo sembrado que en lo no sembrado. Según los expertos, posiblemente las superficies que se queden sin cultivar en España se sitúen entre 1 y 2 millones de hectáreas dependiendo de los precios de los cereales en los años próximos o de la rentabilidad de otras ofertas de nuevos cultivos o nuevos usos. Estas superficies, por normas de condicionalidad, tienen que ser cuidadas y rotadas por los agricultores, lo cual puede suponer un estímulo a su movilización.

Entre las medidas que se están analizando para el fomento de los cultivos energéticos se encuentran aquellas destinadas a la introducción de especies forestales con carácter energético en tierras agrícolas en zonas con escasa capacidad productiva o zonas forestales desarboladas e improductivas, donde podrían implantarse algunas especies forestales con fines energéticos como especies del género *Quercus*, *Eucaliptus*, *Acacia*, etc.

El desarrollo de nuevos cultivos energéticos tanto en terreno forestal como en superficies agrícolas supone un conjunto de actuaciones que se desarrollarían a

través de programas de introducción de cultivos energéticos en terrenos forestales, actualmente improductivos, y programas de introducción de cultivos energéticos de origen forestal en terrenos agrícolas con índices de productividad inferiores a 1,2 t/ha.año, ya abandonados o en proceso de retirada.

Para el cálculo del potencial de biomasa producida en terreno agrícola se ha utilizado una herramienta de decisión, que permite identificar las superficies susceptibles de implantación de cultivos, herbáceos o leñosos, destinados a la producción de biomasa. Los resultados de esta herramienta permiten obtener los potenciales de biomasa según los siguientes orígenes:

- Restos herbáceos de cultivos agrícolas: procedentes principalmente de cereales.

- Restos leñosos de cultivos agrícolas: generados básicamente por frutales, olivo y vid.

- Cultivos herbáceos para producción de biomasa en terreno agrícola: considerando cereales de otoño (avena y triticale), brasicas forrajeras anuales de otoño (*Brasica napus*, *Brasica carinata*, *Sinapis alba*, etc.), asociaciones de gramíneas y leguminosas, cultivos herbáceos plurianuales (*Cynara cardunculus*, miscanto, etc.) y cultivos de verano normalmente en regadío (sorgo bicolor).

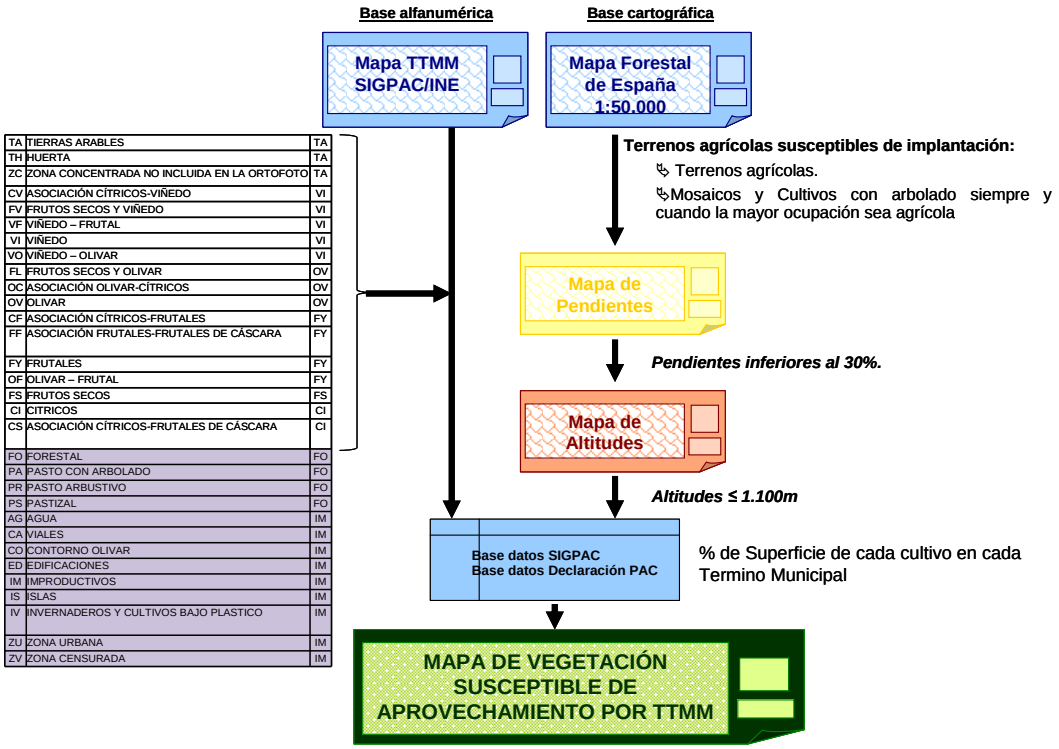
- Cultivos leñosos para producción de biomasa en terreno agrícola: géneros *Quercus*, *Populus*, *Eucaliptus* y *Pinus*.

Las superficies consideradas como disponibles para producir biomasa se obtienen teniendo en cuenta una serie de criterios como la no interferencia con los mercados alimentarios, sostenibilidad de los sistemas productivos y limitaciones en el uso del agua de riego. También se han excluido del estudio las praderas con usos ganaderos extensivos tradicionales.

Esta herramienta utiliza los datos de la base de la PAC, desagregándolos a través de la Declaración de Pago Único, llegando a obtener las superficies de los distintos cereales, oleaginosas, proteaginosas y barbechos o retiradas.

En el siguiente gráfico se muestra la secuencia de actividades para la determinación de la superficie susceptible de aprovechamiento energético:

Figura 4.3-7: Secuencia de actividades para la determinación de la superficie susceptible de aprovechamiento energético



Fuente: elaboración propia

A través de una base de datos de regionalización productiva se obtienen los rendimientos de los distintos cultivos alimentarios, forrajeros y energéticos.

El cálculo de rendimientos de los cultivos se ha basado en comparar el Rendimiento Medio Histórico del Cultivo en España con el Rendimiento de Regionalización Media asignado para ese cultivo en el conjunto de España. De esta comparativa se ha obtenido un Coeficiente de Rendimiento para cada cultivo como cociente de los anteriores.

El coeficiente obtenido, multiplicado por cada Índice de Regionalización, ha dado lugar al Rendimiento del Cultivo en cada municipio.

Para la realización de los estudios económicos se han tomado los itinerarios de cultivo con la descripción de las cantidades de materias primas utilizadas para la producción por hectárea, las labores necesarias relacionadas con la maquinaria que se debe utilizar y el transporte por caminos agrícolas hasta un centro logístico de carga.

Una herramienta técnico-económica permite evaluar y comparar las productividades e ingresos de cada cultivo para una zona determinada, procediendo a la selección del cultivo óptimo según la renta que obtendría el agricultor y una serie de coeficientes de corrección que evalúan la disposición al cambio de cultivo. Los coeficientes de disposición al cambio son dos, uno relativo al riesgo de la innovación y otro ligado a la sencillez o complejidad del cambio de cultivo.

Esta herramienta realiza los cálculos de decisión según se trata de comercializar todo el cultivo para uso energético o sólo se trata de la venta de los restos de cultivos con otros fines.

Además, esta evaluación lleva una serie de limitadores agronómicos y ambientales como son la adaptación a sequías y a tipos de riego y limitaciones de superficie donde se puedan realizar cultivos plurianuales herbáceos (no deben superar el 10% de la tierra arable) o cultivos leñosos en terrenos agrícolas (porcentaje de tierra arable según sea secano o regadío y según los rendimientos del terreno). También se establecen restricciones para el uso de restos de cultivos existiendo unos porcentajes de restitución de los mismos al suelo.

- Resumen del potencial total disponible de biomasa en España.

La siguiente tabla presenta un resumen de la biomasa disponible en España según su procedencia. Para poder presentar unos datos comparables que puedan agregarse, se han tomado unos valores medios correspondientes al 45% de humedad (cuando el tipo de biomasa no alcanza o excede este valor en su producción real se ha calculado el dato equivalente), coste medio de transporte idéntico en todos los casos (distancia media 60 km) y costes asociados a la obtención de biomasa según lo expuesto más bajo para todos los casos.

Tabla 4.3.9. Resumen del potencial total disponible de biomasa no industrial en España

Biomasa potencial disponible y Coste medio de las operaciones de obtención de biomasa en verde				
Procedencia		**Biomasa (t/año)**	**Biomasa (tep/año)**	**Coste medio (€/t)**
Masas forestales existentes	**Restos** de aprovechamientos madereros	2.984.243	636.273	26,59
	Aprovechamiento del **árbol completo**	15.731.116	3.414.158	43,16
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	6.392.631	19,98
	Leñosos	16.118.220		
Masas herbáceas susceptibles de implantación en **terreno agrícola**		17.737.868	3.593.148	45,62
Masas leñosas susceptibles de implantación en **terreno agrícola**		6.598.861	1.468.173	34,73
Masas leñosas susceptibles de implantación en **terreno forestal**		15.072.320	1.782.467	42,14
Total biomasa potencial en España		**88.677.193**	**17.286.851**	

Datos en toneladas en verde (45% de humedad).
Coste de obtención de biomasa en verde, el precio de venta puede incrementarse entre 1,5 a 2,2 veces según la distancia de transporte, el margen de los agentes que intervienen hasta su puesta en planta y la humedad con la que se venda.

Fuente: elaboración propia

Se trata, por tanto de los costes asociados directamente a los procesos de producción y extracción de la misma sin considerar aquellos costes que deberían imputarse a la producción de madera o cultivos agrícolas para usos no energéticos, los costes específicos de transporte a una planta concreta (solo se imputa un coste medio) o los márgenes de los productores y operadores de biomasa.

Teniendo en cuenta las consideraciones del párrafo anterior, los costes de extracción medios para los distintos tipos de biomasa existente, al 45 % de humedad, se sitúan en torno a los 26,6 €/t para los restos de aprovechamientos madereros, en 43,2 €/t para el aprovechamiento del árbol completo, en 20 €/t para restos agrícolas.

En el caso de masa susceptibles de implantación los costes medios, en las mismas condiciones de los anteriores, son de 45,6 €/t para herbáceas en terreno agrícola,

34,7 €/t para leñosas en terreno agrícola y 42,1 €/t para masas leñosas en terreno forestal.

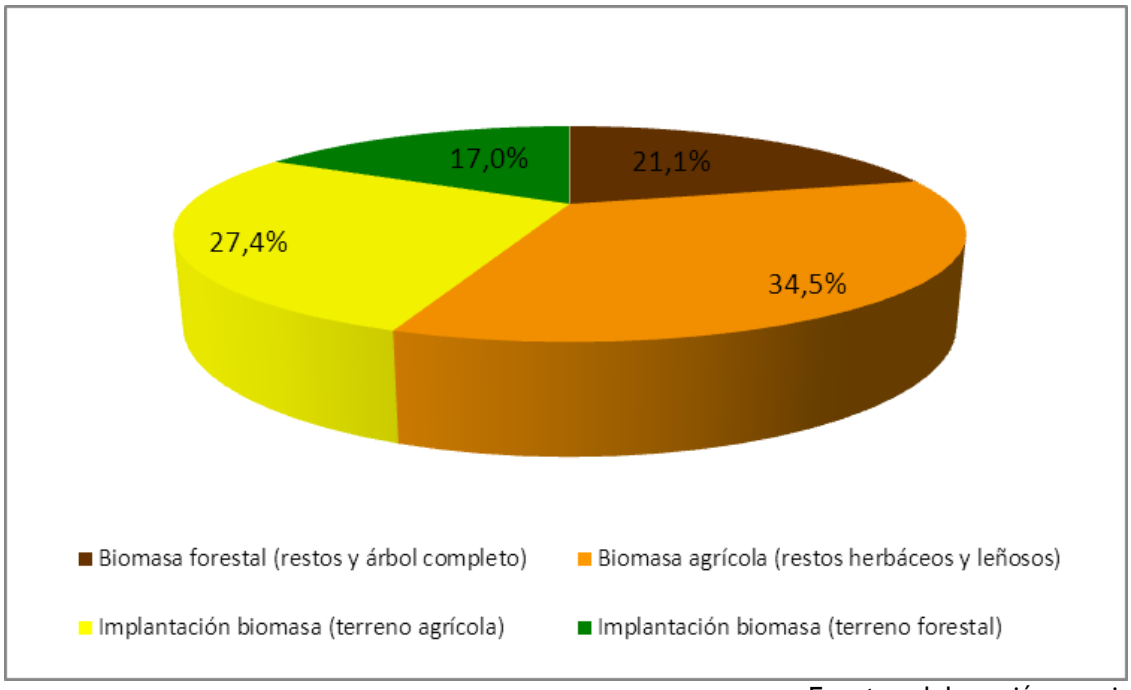
Al tratarse de costes medios de biomasa potencial disponible esto significa que existirán ciertas cantidades de biomasa que podrían obtenerse a un coste inferior, pero también habrá una buena parte que tenga asociados unos costes de obtención mayores a los aquí expuestos.

Por otro lado, si se quiere evaluar cuál es la cantidad real de biomasa que podrá movilizarse debe tenerse en cuenta que el precio de venta en una planta, de producción de energía o producción de pélets, elevará entre 1,5 y 2,2 veces los valores presentados, según la distancia de transporte, el margen de los agentes que intervienen hasta su puesta en planta y de la humedad con la que se venda.

En el siguiente apartado pueden consultarse algunos de los precios que, desde el lado de la demanda en las actuales circunstancias de mercado, podrían llegar a pagar los distintos productores de energía con la biomasa en sus plantas. Evidentemente estos precios de compra están sujetos a las fluctuaciones de los precios de las energías convencionales con los que tienen que competir y con los sistemas públicos de ayudas a la inversión o a la producción que se establezcan.

La distribución de esta disponibilidad de biomasa según su posible procedencia es la siguiente:

Figura 4.3.8. Distribución de biomasa potencial disponible



Fuente: elaboración propia

Considerando el consumo de biomasa no industrial existente en el año 2006, puede verificarse en la siguiente tabla el amplio potencial de expansión disponible para la biomasa.

Tabla 4.3.10. Potencial de expansión disponible para la biomasa no industrial

Procedencia		Biomasa potencial disponible	Consumo biomasa 2006
Masas forestales existentes	**Restos** de aprovechamientos madereros	2.984.243	5.545.287
	Aprovechamiento del **árbol completo**	15.731.116	
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	478.011
	Leñosos	16.118.220	1.912.046
Masas herbáceas susceptibles de implantación en **terreno agrícola**		17.737.868	0
Masas leñosas susceptibles de implantación en **terreno agrícola**		6.598.861	
Masas leñosas susceptibles de implantación en **terreno forestal**		15.072.320	
Total biomasa potencial en España		**88.677.193**	**7.935.343**

Datos en toneladas en verde (45% de humedad y PCI aproximado de 2.100 kcal/kg)

Fuente: elaboración propia

4.3.4 Análisis de costes

En el apartado 4.3.3 se han analizado los costes desde el lado de la oferta de biomasa. En este apartado se analizan los precios que se pueden llegar a pagar por la biomasa los productores de energía; es decir se analizan los precios desde el lado de la demanda de biomasa.

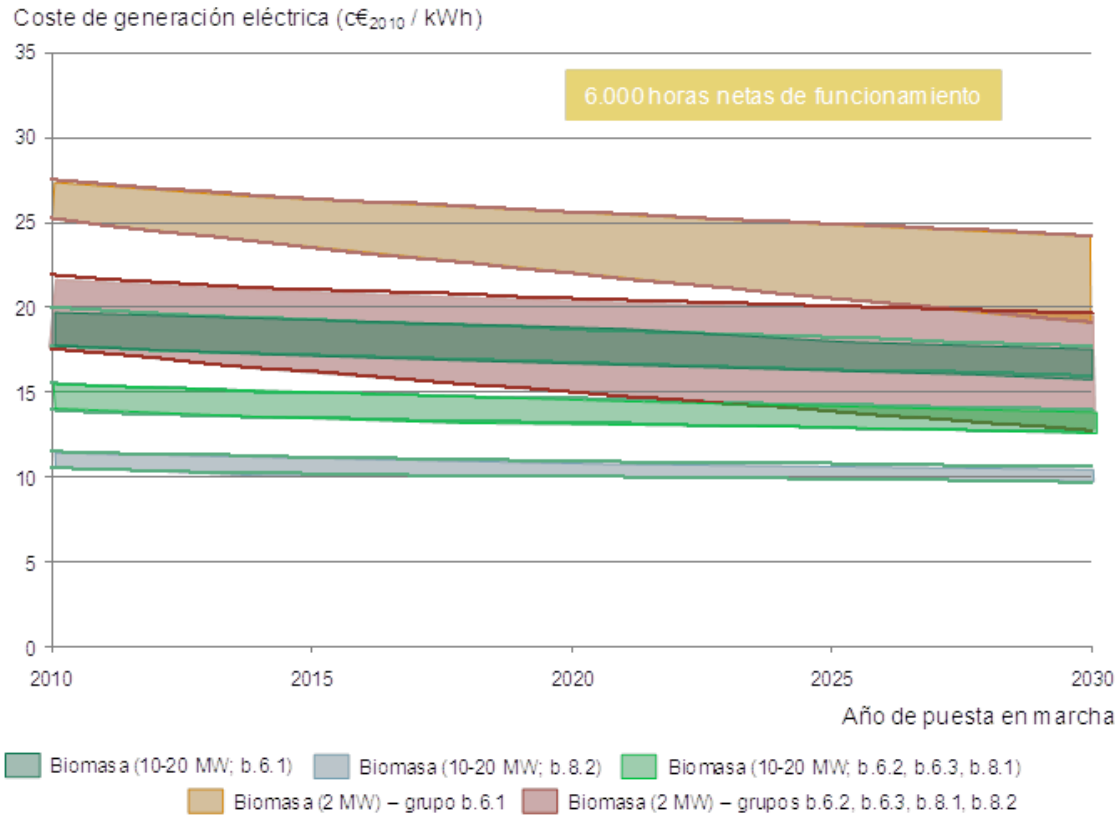
En general, los costes de inversión para instalaciones de biomasa son superiores a sus homólogos para instalaciones de combustibles convencionales. Esto se debe, no sólo a la falta de desarrollo de sistemas de producción en serie para algunos componentes, sino que también influyen las características especiales requeridas por los equipos para poder utilizar biomasa de forma eficiente.

En cambio, cuando nos referimos a los costes de operación o explotación de plantas de biomasa, su comparación frente a combustibles convencionales puede ser favorable o no según el tipo de aplicación. La principal componente de los costes de explotación en este tipo de instalaciones es la compra de la biomasa. Los costes debidos al suministro de la biomasa varían según la cantidad demandada, la distancia de transporte y los posibles tratamientos para mejorar su calidad, como el secado, el astillado o la peletización. A ello hay que añadir la disponibilidad del combustible, su estacionalidad y la variación de los precios, íntimamente ligados al comportamiento de las cosechas, en el caso de restos agrícolas y de la industria agroalimentaria.

La evolución esperada de los costes normalizados de energía **eléctrica** con biomasa durante las próximas décadas experimentará una reducción en términos reales según se expresa en la siguiente figura. En la misma se presenta la evolución de estos costes, considerando para, cada año, el intervalo de costes entre la tecnología con mayor coste y la de menor coste para el tamaño de planta y tipo de biomasa indicados.

.

Figura 4.3.9. Evolución costes normalizados de energía eléctrica con biomasa



Fuente: Boston Consulting Group

Tabla 4.3.11. Costes normalizados de energía eléctrica con biomasa

	Coste de generación (c€$_{2010}$/kWh)		
Tecnología	**2010**	**2020**	**2030**
Escala – 10/20 MW. Grupo b.6.1	17,7/20,0	16,8/18,7	16,0/17,7
Escala – 10/20 MW. Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	13,6/15,5	12,9/14,6	12,4/13,9
Escala – 10/20 MW. Grupo b.8.2	10,5/11,5	10,0/11,0	9,7/10,6
Escala – 2 MW. Grupo b.6.1	25,2/27,6	22,0/25,7	19,2/24,3
Escala – 2 MW. Grupos b.6.2, 6.3, 8.1	20,8/21,9	18,0/20,6	15,5/19,6
Escala – 2 MW. Grupo b.8.2	16,9/17,5	16/15	15,6/12,8

Fuente: Boston Consulting Group

La principal palanca para la reducción de costes normalizados de energía con biomasa en plantas con caldera y turbina es la mejora de la eficiencia, responsable de aproximadamente el 80% de la bajada del coste de generación. En concreto se estima una mejora de 0,4 puntos porcentuales por año en el rendimiento eléctrico de las plantas, en línea con la mejora histórica y la esperada para plantas de generación térmica maduras. Respecto a los costes de inversión, se espera una reducción alrededor del 5% cada 10 años en términos reales debido a la bajada de precios de los equipos principales y la estandarización de las tecnologías punteras. El coste de operación se reducirá un 8% entre 2010 y 2020 y otro 5% adicional entre 2020 y 2030. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia de un menor coste de seguros y de

personal, y de un coste constante de la biomasa. Menor coste de los seguros como consecuencia de una reducción de las primas de riesgo medias, desde el 1,0% hasta el 0,5% de la inversión, y de una menor inversión.

La reducción esperada del coste de inversión en plantas de gasificación se puede estimar de acuerdo a una curva de aprendizaje del 96%, propia de instalaciones de generación eléctrica. El resultado es un ahorro del 7% hasta 2020 y del 13% hasta 2030 en términos reales, frente a los valores de 2010. El coste de operación se reducirá sobre el 20% entre 2010 y 2020 y otro 20% adicional entre 2020 y 2030. Esta evolución tendrá lugar como consecuencia de un menor coste de mantenimiento, de seguros y de personal, y de un coste constante de la biomasa. El coste de mantenimiento se reduce al 15% hasta 0,045 M€$_{2010}$/MW, en línea con los valores de plantas de ciclo de vapor. Aproximadamente 0,01 €$_{2010}$/MW correspondería al mantenimiento de los motores y el resto al mantenimiento del gasificador y otros. El rendimiento de la planta tipo de gasificación aumentará 25 puntos básicos cada año desde 2010 hasta 2030, en línea con las estimaciones realizadas por los agentes del sector.

No obstante la tecnología de gasificación es un procedimiento emergente, con una gran dispersión de costes en la actualidad y una gran incertidumbre sobre su posible evolución en el futuro. Adicionalmente la gasificación, al igual que la tecnología de ORC (Ciclo Rankine Orgánico), presenta gran disparidad de los costes normalizados de energía eléctrica en función del grado de aprovechamiento térmico que pueda presentar en procesos de cogeneración.

La evolución esperada de los costes normalizados de energía **térmica** con biomasa durante las próximas décadas permanecerá aproximadamente constante en términos reales salvo en el caso de generación de calor y frío. La siguiente tabla muestra el coste de generación medio estimado para 2020:

Tabla 4.3.12. Costes normalizados de energía térmica con biomasa

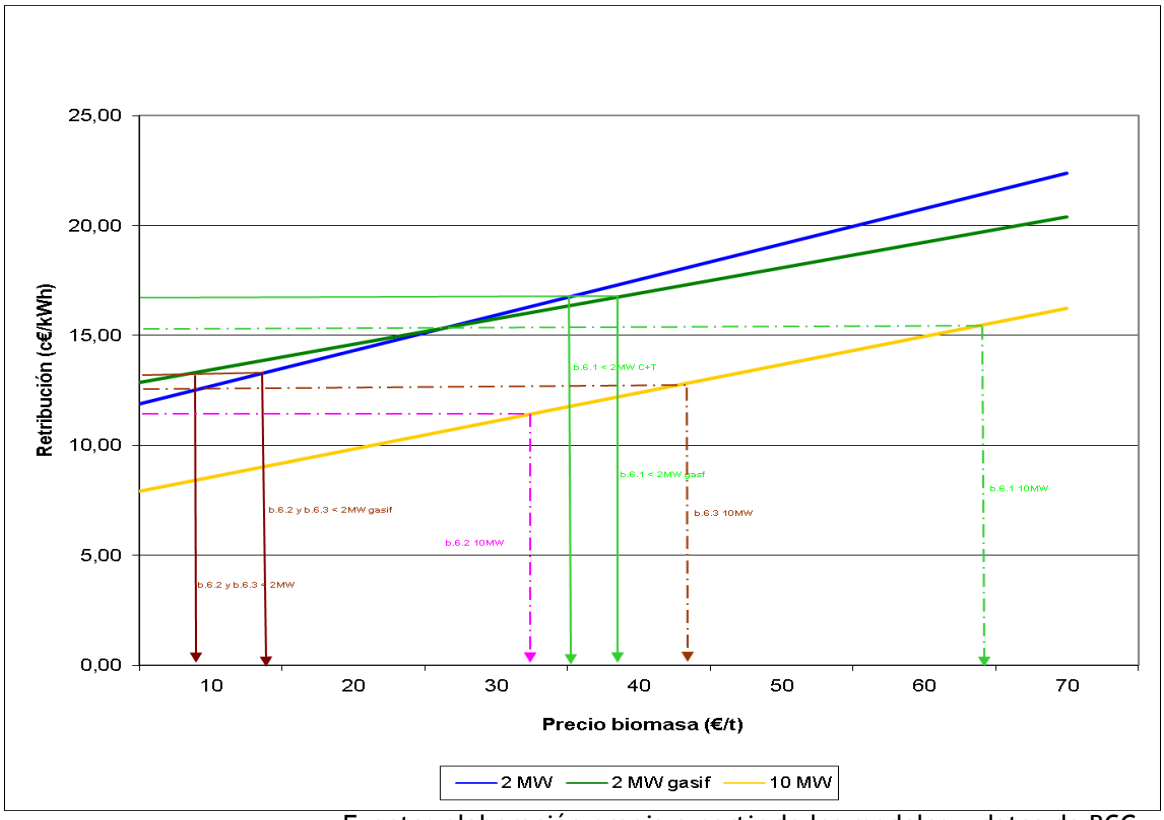
	Coste de generación (c€$_{2010}$/kWh)		
Tecnología	**Residencial calor**	**Residencial calor y frío**	**Industrial calor**
25 kW	15,7	12,8	-
200 kW	7,4	7,9	-
500 kW	6,8	7,5	3,9
1.000 kW	-	-	3,7
2.000 kW	-	-	3,6

Fuente: Boston Consulting Group

Tanto para los proyectos de generación térmica como para los de eléctrica no se prevé que durante el periodo se produzcan alteraciones técnico-económicas relevantes.

Considerando el modelo anterior y considerando 7.500 horas de operación, los precios máximos que podía pagar un productor eléctrico en 2010 según la tecnología utilizada y la retribución recibida se expresan en el siguiente gráfico, donde se han destacado los casos correspondientes a la retribución de las plantas abastecidas con biomasa no industrial (grupo b.6):

Figura 4.3.10. Retribución vs precio biomasa



Fuente: elaboración propia a partir de los modelos y datos de BCG

Particularizando para el esquema y niveles retributivos actuales, los precios a los que se podría comprar biomasa según el tipo de central de generación son los siguientes:

Tabla 4.3.13. Precios de compra de biomasa según tipos de centrales de generación

Precio biomasa (€/t)	10 MW (C+T)	20 MW (C+T)
b.6.1 (15,5084 c€/kWh)	64,45	79,85
b.6.2 (11,3771 c€/kWh)	32,00	42,23
b.6.3 (12,5148 c€/kWh)	41,02	52,68
b.8.1 (11,3771 c€/kWh)	32,00	42,23
b.8.2 (6,8851 c€/kWh)	0,00	1,32
b.8.3 (8,4635 c€/kWh)	9,35	15,73

C+T: Caldera + Turbina

Precio biomasa (€/t)	2 MW (C+T)	2 MW (Gasificación)
b.6.1 (16,8096 c€/kWh)	35,52	39,04
b.6.2 (13,2994 c€/kWh)	13,74	8,80
b.6.3 (13,2994 c€/kWh)	13,74	8,80
b.8.1 (13,2994 c€/kWh)	13,74	8,80
b.8.2 (9,8177 c€/kWh)	0,00	0,00
b.8.3 (9,8177 c€/kWh)	0,00	0,00

C+T: Caldera + Turbina
Gasificación: Gasificador + Motor

Fuente: elaboración propia

Estos precios expresan lo que podría pagar un productor de energía eléctrica por biomasa con un PCI de 3.000 kcal/kg puesta en planta (humedad en torno al 20%).

Para calcular la biomasa disponible que podría movilizarse considerando que las plantas pueden pagar los precios antes mencionados ha sido necesario introducir dentro de la herramienta de cálculo del potencial de biomasa los costes de obtención de biomasa asociados a los precios presentados anteriormente. Para ello, se ha detraído del valor del precio los costes de transporte adicionales y los márgenes estimados de los agentes que intervienen en la producción y logística de abastecimiento de biomasa a las plantas. Estos valores, en euros por tonelada seca (20 % de humedad) se han transformado en costes por tonelada húmeda obtenida (45 % de humedad).

Considerando lo expuesto en el párrafo anterior y que las plantas de gran tamaño se situarán, generalmente, en el entorno de los 10 MW de potencia, utilizando la herramienta de cálculo del potencial disponible de biomasa explicada en al apartado anterior, se ha evaluado la cantidad de biomasa por tipologías que podría movilizarse según el tipo de planta:

Tabla 4.3.14. Cantidad de biomasa por tipologías que podría movilizarse según el tipo de planta

Tipo biomasa (t/año)	10 MW (C+T)	2 MW (Gasificación)	2 MW (C+T)
Forestal árbol completo	391.462	0	0
Masa leñosa a implantar en terreno forestal	6.460.089	0	0
Masas herbáceas a implantar en terreno agrícola	0	0	0
Masas leñosas a implantar en terreno agrícola	2.876.476	793.743	248.160
Restos agrícolas herbáceos	9.652.772	0	0
Restos agrícolas leñosos	5.147.870	0	0
Restos de aprovechamientos madereros	430.173	0	0
Total	**24.958.842**	**793.743**	**248.160**

Nota: toneladas de biomasa al 45% de humedad y PCI de 2.100 kcal/kg.

Fuente: elaboración propia

Según los datos presentados como consecuencia del cruce de ambos modelos, por un lado la movilización de biomasa para plantas de pequeña potencia sería escasa y por otro en el caso de restos forestales, no podría utilizarse el gran potencial existente ni siquiera promoviendo plantas de gran tamaño.

Si se despliega una hipótesis de desagregación de los objetivos de producción eléctrica establecidos en el apartado 4.3.7, por procedencia de biomasa y por centrales puras o de cogeneración, y los comparamos con la biomasa primaria movilizable de acuerdo con los niveles de retribución actuales, se produce una discordancia que aparece presentada en las siguientes tablas:

Tabla 4.3.15. Cantidad de biomasa necesaria. Desagregación

Biomasa (t/año necesarias)	Total 2020	Centrales puras	Cogeneración
Cultivos energéticos	2.518.563	1.978.308	540.255
Biomasa agrícola	1.915.266	1.658.164	257.102
Biomasa forestal	2.283.926	1.872.222	411.703
Biomasa industrias agrícolas	1.879.815	1.189.677	690.138
Biomasa industrias forestales	1.264.785	749.447	515.338
Lejías negras	1.772.481	333.305	1.439.176
Total	**11.634.836**	**7.781.124**	**3.853.712**

Datos biomasa no industrial en toneladas en verde (45% de humedad)

Fuente: elaboración propia

Dado que es previsible que las cogeneraciones de mayor tamaño se realicen con biomasa de origen industrial, simplificando, se ha supuesto que las cogeneraciones con biomasa primaria se van a asociar a pequeños consumos térmicos en plantas de menos de 2 MW eléctricos.

Tabla 4.3.16. Cantidad de biomasa necesaria. Comparación

Biomasa movilizable vs necesaria (t/año)	Centrales puras		Cogeneración	
	Movilizable	Necesaria	Movilizable	Necesaria
Forestal árbol completo	391.462	1.978.308	0	540.255
Masa leñosa a implantar en terreno forestal	6.460.089		0	
Masas herbáceas a implantar en terreno agrícola	0		0	
Masas leñosas a implantar en terreno agrícola	2.876.476		793.743	
Restos agrícolas herbáceos	9.652.772	1.658.164	0	257.102
Restos agrícolas leñosos	5.147.870		0	
Restos de aprovechamientos madereros	430.173	1.872.222	0	411.703
Total	**24.958.842**	**5.508.695**	**793.743**	**1.209.060**

Toneladas en verde (45% de humedad)

Fuente: elaboración propia

De la información de las tablas anteriores se desprende que la mayoría de la biomasa potencialmente movilizable con las retribuciones actuales corresponde a masas leñosas a implantar o a restos agrícolas. Esto genera dos problemas a la hora de asegurar el abastecimiento de las centrales de generación eléctrica:

- Las masas leñosas energéticas a introducir no existen prácticamente en la actualidad, por tanto para alcanzar esta dimensión es necesario primero conseguir una mayor receptividad e implicación de los agentes correspondientes, en segundo lugar elaborar una serie de planes y programas de implantación, y posteriormente esperar a que las masas nuevas produzcan la biomasa necesaria. Esto significa que no podrán considerarse como fuentes de suministro relevante durante los primeros años de vigencia del PER 2011-2020.

- Por otro lado, los restos agrícolas herbáceos, aun siendo abundantes, tienen mercados paralelos muy fluctuantes que impiden a los proyectos asegurar el abastecimiento en cantidad y precio durante toda la vida útil de las centrales. Por ello, en la actualidad, cuando se pretenden utilizar estos restos se promueven plantas mixtas capaces de valorizar restos forestales y en zonas con una gran sobreabundancia de biomasa.

Todo esto lleva a considerar que sería necesario movilizar, como mínimo, la biomasa procedente de restos forestales y agrícolas asociada al coste medio de dichas tipologías en España.

4.3.5 Barreras al desarrollo del sector

Para poder identificar adecuadamente las barreras existentes en el sector de la biomasa se han dividido las mismas en las distintas fases donde se pueden encontrar.

a) Barreras para el uso de los recursos

- Falta de vínculos entre productor de biomasa y productor de energía.

Los proyectos de biomasa, especialmente los vinculados con la producción eléctrica en centrales de gran tamaño, están supeditados al aseguramiento de un suministro constante, en calidad, cantidad y precio, de biomasa. En este sentido debe considerarse la fragmentación de la propiedad agroforestal española y la deficiencia estructural que afecta a muchas superficies agroforestales. Por ello, el suministro de biomasa puede estar vinculado a uno o varios productores, lo que aumenta el riesgo de las inversiones y dificulta la promoción de proyectos, más aún si consideramos que todavía no existe un mercado maduro y fuerte de biomasa dentro de nuestro país.

En muchas ocasiones el productor del recurso no realiza la aplicación energética y no existe un vínculo contractual suficientemente fuerte para asegurar el suministro. Esto obliga a reforzar estos vínculos mediante una colaboración mantenida en el tiempo.

- Gestión del recurso en régimen de competencia.

La biomasa es uno de los pocos sectores dentro de las energías renovables donde existe o puede existir competencia entre los diversos agentes, energéticos o no, por conseguir el recurso. Los proyectos de biomasa necesitan un suministro asegurado de biomasa y para algunas de las materias primas utilizadas existen mercados alternativos que influyen en el desarrollo de sus aplicaciones energéticas.

Las astillas de madera, principalmente las procedentes de la industria forestal, han sido utilizadas habitualmente por las fábricas de tableros aglomerados y tableros de fibra como base de su producción. Durante los años noventa y principios del siglo XXI, el gran desarrollo de la construcción propició la expansión de las fábricas de tableros con una gran demanda de astillas de este origen. Esta demanda disminuyó las posibilidades de uso energético de las astillas y frenó el desarrollo de muchos proyectos.

Los subproductos de industrias agroalimentarias (hueso de aceituna, orujillo, granilla de uva,…) han abastecido tradicionalmente mercados de usos térmicos industriales y domésticos. El desarrollo de las cogeneraciones con gas en las últimas décadas del siglo pasado sustituyeron estos usos en muchas industrias como las cerámicas. Ello puso en el mercado importante cantidades de orujillo y otros productos promoviendo el desarrollo de plantas de generación eléctrica, sobre todo en Andalucía. Pero el desarrollo de la co-combustión en países como Bélgica, Italia o Gran Bretaña desvió una importante cantidad de biomasa a exportación, sobre todo hacía las centrales térmicas.

El uso de paja de cereales como combustible en plantas de producción eléctrica se encuentra siempre en competencia con los usos de la paja para alimentación y cama de ganado. Dadas las grandes fluctuaciones anuales de la producción de cereales, y por tanto de paja, las centrales de biomasa deben tener esquemas de suministro con combustibles alternativos y sistemas de logística que aseguren su abastecimiento.

Además, dado que las centrales de biomasa se abastecen de los recursos próximos a su localización, la competencia por el recurso entre centrales cuya área de influencia se solape puede afectar a su viabilidad y seguridad de suministro elevando artificialmente los precios de la biomasa.

Por otro lado, y como se ha comentado, la competencia por el recurso también se produce en el ámbito internacional, con la particularidad de no existir un sistema retributivo, de precios o fiscal armonizados.

- Estacionalidad en la generación del recurso.

Una gran parte de los recursos de biomasa existentes en nuestro país dependen de actividades ajenas al aprovechamiento energético, con un marcado aspecto de estacionalidad.

Los restos de cultivos herbáceos agrícolas (como la paja) se generan exclusivamente en los periodos de cosecha del cultivo principal, ya sea especies de verano o de invierno. Esto supone que, por lo general, en periodos inferiores a tres meses, se genere la biomasa que luego deberá consumirse todo el año. Esto mismo sucede si son cultivos energéticos, dado que en el momento de la "cosecha" se obtendrá casi la totalidad de la producción anual.

Las podas de olivos, viñedos y árboles frutales también son una fuente importante de biomasa (las "leñas agrícolas") y generan gran cantidad de combustible en épocas del año muy concretas. Esto también puede suceder con los restos forestales ya que el aprovechamiento maderero de los montes y su limpieza y conservación se rigen por normas que impiden una actividad continua durante todo el año, más aún cuando se consideran los problemas climatológicos derivado de las lluvias que impiden la entrada de maquinaria en muchos de nuestros montes.

Los subproductos de las industrias agroforestales también están sometidos a la estacionalidad de la actividad industrial que los genera, algo que afecta fuertemente a la producción española de biomasa si tenemos en cuenta que la industria oleícola tiene un periodo muy marcado de actividad (invierno y primavera) y es una de las fuentes más importantes de biomasa industrial en España.

La estacionalidad en la producción de biomasa aconseja, e incluso obliga, la promoción de centros de acopio de biomasa donde centralizar su tratamiento y distribución.

- Mercado inmaduro de biomasa.

La inexistencia de un mercado desarrollado para muchos tipos de biomasa da lugar a la inexistencia de unos precios de referencia, "de mercado", que permitan establecer límites máximos y mínimos de oferta, regulados por la demanda y por los costes de producción. Esto crea tensiones y discordancias en precios, propias del posicionamiento inicial de los agentes vendedores y compradores.

- Falta de un marco regulatorio para el uso de las microalgas.

Los últimos desarrollos tecnológicos están ampliando el potencial de recursos de generación de biomasa a los cultivos de microalgas. Pero dado su carácter innovador no están recogidos en ninguna de las regulaciones e incentivos establecidos hasta el

momento, como por ejemplo el Régimen Especial de Producción Eléctrica. Esto impide la promoción de proyectos que sitúen en fase comercial esta nueva fuente de biomasa.

- Falta de coordinación entre las distintas administraciones involucradas.

Dada la heterogeneidad de las fuentes de biomasa y de los distintos orígenes de la misma, el número de administraciones implicadas en su regulación y control es muy elevado. Los restos agrícolas así como los cultivos energéticos agrícolas dependen de los correspondientes departamentos de agricultura y desarrollo rural; la biomasa originada en los montes (ya sean restos, aprovechamiento de árbol completo o introducción de especies forestales con carácter energético) son competencia de las administraciones forestales; los subproductos procedentes de industrias agroforestales, además de estar vinculados a los departamentos de agricultura o montes, también se regulan por industria; y a todo esto se suma el distinto reparto de competencias existente entre la Administración Central y las Administraciones Autonómicas. La biomasa debe acopiarse en centros de tratamiento y almacenamiento, y desde ellos debe distribuirse entre los consumidores, esto obliga a tener en cuenta otros departamentos lo que aumenta su complejidad.

Este hecho implica, además de las dificultades de coordinación de las actuaciones, problemas a la hora de canalizar los criterios de actuación y los fondos dedicados a actividades agroforestales y a actividades energéticas, tanto en materia de restos agroforestales como para cultivos.

- Ausencia de incentivos para el desarrollo de la biomasa en origen.

Los costes derivados tanto de la extracción de restos de operaciones silvícolas, atribuibles a la gestión del monte, como de la implantación y desarrollo de masas leñosas con fines energéticos aportan amplios beneficios que van más allá de la aplicación energética, dado que el monte es un fin en sí mismo y el carácter multifuncional de las masas arboladas. Por otro lado, igualmente, en el ámbito agrícola la finalidad y actividad energética supone aportar valor en diversas vertientes no energéticas (actividad y desarrollo rural, desarrollo de nuevos mercados, creación de empleo, etc.).

La ausencia de incentivos fuera del ámbito energético para obtención de biomasa en origen, que permitan afrontar estas actividades hace que, en muchas ocasiones, zonas con alto potencial de aprovechamiento de la biomasa vean frenado o mermado fuertemente su desarrollo.

- Autorizaciones para la gestión de residuos.

En algunas ocasiones, cuando se utilizan o gestionan recursos de biomasa y residuos, los titulares de las instalaciones se ven abocados, en función de criterios particulares de ámbito geográfico, a convertirse en gestores de residuos para llevar a cabo determinadas operaciones de valorización.

b) Barreras para el desarrollo tecnológico

- Competencia frente a combustibles convencionales.

Los combustibles convencionales para usos térmicos utilizan tecnologías plenamente asentadas y aceptadas industrial y socialmente. Esto implica que la elección de un

nuevo sistema, como es la biomasa, genere reticencias en los clientes potenciales, más aún cuando se trata de usos domésticos donde todavía no existe suficiente información ni formación en el uso de esta energía renovable.

El desconocimiento de estas tecnologías impide que los posibles usuarios de las mismas las consideren como una opción más a tener en cuenta en su toma de decisiones. Por ello, gran parte de los gestores municipales, prescriptores y de los usuarios a nivel general no evalúan las posibilidades de esta tecnología, a pesar de su alto grado de desarrollo para aplicaciones térmicas en edificios (edificios o redes de calefacción, sin o con cogeneración). De igual forma, el desconocimiento de los usuarios industriales les hace optar por soluciones menos rentables y más contaminantes en lugar de elegir sistemas de biomasa para uso térmico, con o sin cogeneración.

Además, este desconocimiento se extiende a las entidades financieras que ven con recelo su apoyo a una tecnología que no conocen suficientemente, tanto para grandes proyectos como para pequeñas instalaciones.

- Falta de desarrollo tecnológico, implantación y madurez para determinadas tecnologías y proyectos.

Aunque actualmente existen varios proyectos de investigación y desarrollo en el ámbito de los cultivos energéticos a nivel nacional, regional y local, estas experiencias requieren un cierto periodo de años para obtener resultados concluyentes. A pesar de ello, existen proyectos que están planteados con cultivos energéticos y que están terminando sus estudios en campo sobre el tema.

No obstante, todavía existen puntos poco desarrollados en el proceso de aprendizaje sobre implantación de cultivos energéticos (genética, itinerarios de cultivos, maquinaria y métodos de aprovechamiento) y de gestión de restos forestales y agrícolas (maquinaria y métodos).

La falta de desarrollo de ciertas aplicaciones alternativas a la combustión (motor Stirling, ciertos procesos de gasificación, etc.), o de referencias de proyectos en operación (ciclos ORC, ciertos procesos de gasificación, torrefacción, etc.) plantea dudas sobre su capacidad a los usuarios potenciales.

Algunas de las tecnologías utilizadas para biomasa de forma específica, como la gasificación o los ciclos ORC, no han conseguido desarrollar suficientes proyectos a nivel comercial que permitan demostrar la viabilidad técnica y económica de la tecnología.

Además en España existe una escasa experiencia en procesos de co-combustión, muy desarrollados en otros países europeos pero todavía en estudio en nuestro país.

- Tecnologías comerciales para producción eléctrica.

El perfil de proyecto comúnmente promovido por las empresas energéticas consiste en la generación eléctrica a condensación. Esta tecnología está limitada por su rendimiento en la transformación y por un umbral técnico y económico que sólo permite su desarrollo para grandes centrales, pero que a su vez genera problemas de suministro.

c) Barreras en las aplicaciones

- Apoyo económico a combustibles fósiles.

Tanto para producción eléctrica, a través de la prima para cogeneración con combustibles fósiles, como para producción térmica, mediante líneas de ahorro y eficiencia o ayudas a la sustitución de calderas de carbón por otras de gasóleo C o gas, existen diversas líneas de apoyo económico a instalaciones que emplean combustibles fósiles y que compiten directamente con las energías renovables. En el caso de producción eléctrica, actualmente las primas para instalaciones de cogeneración con gasóleo C o gas natural en plantas de pequeña potencia igualan e incluso superan, en algunos casos, a las establecidas para instalaciones homólogas abastecidas con biomasa.

Esto hace que los apoyos empleados para el fomento de las energías renovables vean mermada su capacidad de promoción de proyectos, ya que las ayudas dadas a sus competidores directos de origen fósil tiene valores altos y en algunos casos (sustitución de calderas de carbón por gas natural) incluso superiores a los de las energías renovables.

A esto debe añadirse que algunas empresas del sector energético están lanzando programas propios de promoción de instalaciones con financiaciones sin coste para el usuario o incluso sin costes de instalación o de alta de los contratos.

Para ahondar más aún en esta cuestión, en muchos casos existen dificultades para realizar una ágil tramitación de las ayudas de renovables o los plazos de estas ayudas a fondo perdido son mucho más cortos que para convencionales (llegando incluso a existir dos meses para solicitar ayudas a renovables mientras que las ayudas a convencionales están abiertas todo el año).

- Falta de tradición en el uso de biomasa térmica por parte de los agentes sociales.

Mientras en otros países europeos el uso de biomasa térmica para calefacción y producción de ACS es una aplicación conocida y utilizada comúnmente, en España estos usos han quedado relegados a chimeneas y estufas durante muchos años. Ello ha dado lugar a un gran desconocimiento de estas tecnologías, tanto para usuarios domésticos como para técnicos de las distintas administraciones, generando desconfianza de las prestaciones, rendimientos energéticos, suministro del combustible, aspectos medioambientales, evoluciones de precios, etc.

Por ello, para numerosos agentes sociales plantearse la aplicación térmica de combustibles no convencionales presenta escasa relevancia frente a problemas más inmediatos de su actividad.

Además, la inexistencia de redes de calefacción en España como fórmula habitual de obtener este servicio, unido al déficit cultural a nivel de administraciones, promotores y usuarios, hace que los planteamientos de este tipo de proyectos sean difíciles de introducir en los decisores locales, regionales y nacionales.

Respecto a las aplicaciones industriales, este desconocimiento de las posibilidades de la biomasa térmica para procesos y cogeneración genera también desconfianza sobre las prestaciones reales de su aplicación.

- Escasa rentabilidad económica en relación al riesgo para algunos inversores.

La rentabilidad económica de una inversión está íntimamente relacionada con el riesgo que percibe el inversor de acuerdo con la información que dispone sobre el proyecto. Por un lado, cuanto mayor es el proyecto más biomasa necesita y mayor es la inseguridad de suministro, en cantidad, calidad y precio, parámetros básicos para el desarrollo del mismo. Por otro lado, la falta de información de las entidades financieras respecto a los procesos asociados con la producción, suministro y uso de la biomasa para generación eléctrica, o térmica, genera una percepción de inseguridad y por tanto de aumento del riesgo.

Esta sensación en los inversores hace que en muchos casos no se encuentre la financiación necesaria para el desarrollo de plantas, en otros da lugar a la petición de unas garantías (avales, etc.) no asumibles por el proyecto y en los demás implica unas exigencias de rentabilidad muy altas, que dadas las actuales retribuciones de la energía eléctrica generada con biomasa no pueden alcanzarse.

- Complejidad y demora de los trámites administrativos.

Los trámites para la construcción y operación de plantas, especialmente en el caso de energías renovables, son múltiples, largos, complejos y no armonizados.

El desarrollo de una planta de biomasa, una vez que se ha tomado la decisión de construirla, puede demorarse un mínimo de dos años y las razones se explican principalmente en el tiempo necesario para la promoción de la instalación que es significativamente superior a lo necesario en otras tecnologías renovables. La necesidad de un periodo mayor de tiempo para la promoción de proyectos derivado de la complejidad en la tramitación de permisos, algo que afecta a todas las energías renovables, se une a la falta de experiencia de las administraciones públicas y a la diversidad de competencias administrativas de los proyectos de biomasa. Otros factores que demoran el proceso son la solicitud del punto de conexión y la dificultad de obtención de los permisos.

- Deficiencia en las líneas eléctricas para la evacuación de la energía eléctrica generada con biomasa.

El acceso a la red eléctrica en las condiciones actuales supone un serio problema para la viabilidad de determinados proyectos, especialmente de aquellos que están más aislados y/o son de menor potencia.

Debe recordarse que los proyectos de biomasa se sitúan próximos a donde está el recurso, algo que en muchas ocasiones implica la implantación de centrales en zonas con una densidad muy baja de líneas de alta tensión, limitando la potencia que puede instalarse. En este sentido, aparece una competencia directa con las instalaciones fotovoltaicas o eólicas que también se sitúan en las mismas zonas rurales.

- Barreras a la introducción de la cogeneración con biomasa.

Las dificultades para combinar proyectos de generación eléctrica y usos térmicos en numerosas ocasiones se deben a la dificultad para encontrar oportunidades realistas de utilizar la energía térmica producida. Los requerimientos establecidos en el Régimen Especial para obtener la prima de cogeneración implican alcanzar unos niveles de consumo de la parte térmica que o bien se cumplen limitando la potencia eléctrica instalada o bien obligan a plantear los proyectos sin la prima para cogeneración, salvo en algunas industrias agroforestales muy definidas.

- Dificultades para el despegue de la co-combustión.

Después de la cogeneración, la tecnología para generación eléctrica con biomasa más eficiente es la desarrollada mediante co-combustión. Pero son pocas las empresas con centrales térmicas de carbón donde pueda implantarse esta tecnología, y el perfil de estas empresas (grandes compañías eléctricas) es ajeno al ámbito de generación del recurso necesario para abastecerlas. Esto implica reticencias de las grandes instalaciones de combustión a usar otros combustibles no convencionales, principalmente por desconfianza de la garantía de suministro y por quedar condicionada la aplicación de la biomasa al régimen de funcionamiento de la central según mercado.

- Limitaciones técnicas establecidas en el Régimen Especial.

En el RD 661/2007 que regula el actual Régimen Especial se establecieron una serie de limitaciones que pretendían evitar el uso abusivo de ciertos combustibles convencionales o de los mecanismos de hibridación con renovables.

Pero estas limitaciones también han impedido la mejora de los sistemas de producción, que en algunas circunstancias justifican sobrepasar estos límites. Este es el caso del uso del gas natural (menor del 10% de la energía primaria) cuya liberación del límite permitiría ciclos más eficientes bajo ciertos esquemas de operación. Así mismo, la limitación al uso conjunto de biomasa (50%) con solar en las hibridaciones de tipo 2 del RD 661 impide el aprovechamiento de los recursos combinados de la energía solar y la biomasa en todo su potencial.

4.3.6 Actuaciones propuestas

Para la elaboración de las propuestas se han analizado las barreras según la fase del aprovechamiento de la biomasa existiendo acciones dirigidas a la movilización y gestión del recurso y otras dirigidas a las aplicaciones del mismo, ya sean térmicas o eléctricas, considerando tanto la fase de producción de la energía como la de consumo.

Como criterio general aplicable a las diferentes propuestas se considera necesario el establecimiento de un orden de prelación de los usos de biomasa favoreciendo los usos más eficientes. Aunque la biomasa es una energía renovable, su producción anual y, por tanto su disponibilidad de consumo, es limitada. Por ello, la planificación y promoción del uso de biomasa debería primar las aplicaciones más eficientes, como los consumos térmicos, frente a soluciones con menor rendimiento.

Propuestas normativas

- Impulso normativo de los planes plurianuales de aprovechamientos forestales o agrícolas con uso energético de productos, subproductos o restos. La necesidad de un suministro estable y garantizado durante la vida de las instalaciones debería asegurarse mediante planes de aprovechamiento donde queden establecidos los productos energéticos procedentes de biomasa que van a generarse durante todo el periodo de planificación dentro del marco administrativo y económico necesario (SBM-007).

- Impulso a la regulación y normalización de los combustibles de biomasa. A través de la elaboración de los reglamentos y normas necesarios para la normalización de los distintos tipos de biomasa para usos domésticos. Esto permitirá la mejora de la calidad de la biomasa y desarrollo de procedimientos para su control (SBM-005).

- Análisis de acciones de optimización técnico-económicas del transporte de biomasa en colaboración con las CCAA y la Administración Local. Estudio de actuaciones que permitan el transporte de biomasa de forma más eficaz incidiendo en mejoras de la red viaria y en la normativa asociada a las mismas, así como en los sistemas y métodos de transporte. Esta medida implicará una disminución en el coste de transporte (SBM-006).

- Reconocimiento expreso de las microalgas como biomasa en el Régimen Especial. Para impulsar la evolución de los nuevos combustibles derivados de biomasa se propone la realización de las correspondientes modificaciones en la legislación vigente de forma que cubran estas nuevas capacidades de generación (HEL-004).

- Modificación de la normativa sobre límites de emisión de gases adaptándolo para las instalaciones de biomasa. Las características de la biomasa como combustible y de los sistemas específicos para su valorización energética implican que, en términos generales, las emisiones de los mismos no sean comparables a las provocadas por el uso de combustibles fósiles. Por ello, deberían establecerse unos valores específicos para el caso de biomasa, regulados de forma independiente a los combustibles fósiles y que no la penalice respecto a estos. Todo ello, garantizando que el desarrollo de la biomasa para usos térmicos no contribuirá a un empeoramiento de la calidad del aire en zonas urbanas (HGL-008).

- Acceso y conexión a la red eléctrica en régimen especial para P < 1 MW. El desarrollo de proyectos de pequeña potencia con biomasa es clave para lograr un impulso decidido en la generación eléctrica con esta fuente renovable. La complejidad para la conexión a la red de estos proyectos es equivalente a la derivada de grandes proyectos pero su incidencia en la viabilidad y desarrollo del proyecto es mucho mayor. Por ello, teniendo en cuenta las regulaciones equivalentes para otras aplicaciones, se cree necesario el desarrollo de un Decreto de conexión a la red eléctrica en régimen especial para P < 1 MW. En este aspecto se actuará principalmente en los sistemas de cogeneración, considerando no sólo los usos térmicos industriales sino también otros como el abastecimiento de las demandas térmicas de los edificios (HEL-005).

- Simplificación de trámites normativos para obtención de permisos y acceso a redes de las energías renovables. Como ya se ha explicado es necesario facilitar la realización de proyectos de biomasa en el lugar de origen. Dado que actualmente la demora en los trámites pone en riesgo el desarrollo final de los proyectos, se hace necesaria una urgente simplificación de trámites que, además, en la línea de lo recogido en la Directiva 28/2009, equipare a España con otros países europeos. Se incluye aquí la reducción de barreras administrativas a proyectos de I+D+i (HEL-011 y HEL-012).

- Establecimiento y publicación del sistema de certificación de biomasa expuesto en el RD 661/2007 para control de las instalaciones de biomasa y elaboración de estadísticas. Este sistema estará completado con las actividades que está

realizando el Comité Forestal para armonizar los certificados de biomasa en las distintas Comunidades Autónomas (SBM-010).

- Desarrollo de un marco normativo y regulatorio adaptado a la introducción de las instalaciones de biomasa en el sector edificios, donde se tengan en cuenta las ventajas que supone su implantación. Para ello, de realizarán las correspondientes modificaciones y ampliaciones en el Código Técnico de la Edificación, en la certificación energética de edificios y en el Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (HGL-014, HGL-016, HTE-003 y HTE-005).

- Establecimiento de un sistema de certificación y cualificación de instaladores, que asegure la correcta ejecución de las instalaciones de biomasa (HGL-007).

Propuestas de subvención

- Incorporación del área de biomasa a las líneas de ayudas con combustibles fósiles, en régimen, al menos, de igualdad. Como ya se ha mencionado en el apartado de las barreras, la falta de uniformidad en las ayudas a los usos térmicos implica situaciones descompensadas que deberían ser evitadas a través de una reglamentación específica de ayudas que equipare todas las posibles subvenciones estableciendo un adecuado intervalo de ayudas según tipología de proyecto (HTE-002).

- Sistema de ayudas e incentivos a los usos térmicos. A fin de optimizar los sistemas de apoyo a las instalaciones térmicas se pretenden combinar los programas de ayudas a la inversión con un sistema de incentivos, a través de empresas de servicios energéticos, que impulse los proyectos de biomasa tanto en el sector doméstico y edificios como en el sector industrial (HTE-002).

- Ayudas a la I+D+i. El desarrollo de nuevos prototipos que mejoren el rendimiento así como el impulso de nuevos procesos de producción de combustibles renovables, como la torrefacción, necesitan líneas específicas dentro de los programas de apoyo a la I+D+i y las líneas de innovación y demostración (HGL-011 y HGL-010).

- Ayudas a proyectos de producción eléctrica no incluidos en el Régimen Especial. Como las aplicaciones de biomasa de pequeña potencia con motores Stirling, aisladas de la red o acogidas al esquema de “balance neto” (HEL-001).

Propuestas de financiación

- Fomento de las empresas de producción y logística de biomasa a través de líneas de apoyo y financiación, con la finalidad de incorporar a entidades financieras. A fin de desarrollar un mercado maduro de la biomasa, se estudiará la adecuada canalización de los actuales incentivos regionales para el desarrollo de una estructura productiva en el sector de la biomasa mejoraría el desarrollo de la economía rural. Para generar un sistema estable a nivel empresarial se plantea respaldar una línea de financiación gestionada por entidades financieras privadas mediante acciones tales como la reducción de las garantías exigidas (por ejemplo, mediante líneas de avales o sociedades de garantía recíproca), la cobertura de parte del tipo de interés, etc. Considerando la fragmentación de la propiedad agroforestal en España, así como el déficit estructural de este sector, se desarrollarán estímulos a la creación de agrupaciones de propietarios forestales y agrícolas que permitan una planificación adecuada de los

aprovechamientos y por consiguiente una mayor eficacia en el suministro (HGL-012).

- Desarrollo de un programa para la investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos, por ejemplo, equipos térmicos (HGL-002).

- Desarrollo de programas específicos de promoción de proyectos de desarrollo tecnológico o demostración, referidos a las diversas caracterizaciones de combustibles y en las distintas fases de actividad, relacionadas con biomasa. De acuerdo con lo expuesto en el apartado de barreras, el impulso de tecnologías más eficientes es uno de los pilares para el cumplimiento de los objetivos de biomasa, planteándose el diseño de programas de permitan ofertar a las industrias españolas productos adecuados para los nuevos proyectos o mercados (HGL-013).

- Desarrollo de un programa para proyectos de tecnologías maduras que encuentran barreras para su desarrollo (HGL-012).

- Desarrollo de un programa de medidas para la incorporación del sistema financiero a la financiación de proyectos de biomasa. La experiencia adquirida ha permitido establecer que en el caso de los proyectos de biomasa las acciones dedicadas a favorecer la financiación de proyectos ha logrado resultados muy positivos en un corto periodo de tiempo, aún en tiempos de crisis financiera. Por ello, se considera una opción especialmente deseable replicar programas piloto de financiación pública, como los programas Biomcasa, Geotcasa y Solcasa, que posteriormente se pretende tengan su continuación a través de entidades financieras, convirtiéndose en un producto más del mercado financiero (HTE-007).

- Promoción de las sociedades de servicios energéticos dentro del ámbito de biomasa. Las ESEs son uno de los medios para la introducción de la biomasa en el ámbito de los usos térmicos ya que eliminan todas las incertidumbres sobre seguridad de suministro y mantenimiento que tienen los usuarios finales. Por ello, su promoción puede ser uno de los pilares para el despegue de las aplicaciones de la biomasa en el sector residencial y edificios. La promoción de estas ESEs se realizará tanto por la vía de programas de financiación e incentivos como por la vía de normativas adecuadas que favorezcan y regulen su introducción en el mercado. Dicha promoción se llevará a cabo tanto integrada en los programas y acciones de carácter general destinados a consolidar esta figura en el ámbito de la eficiencia energética y/o de las energías renovables como a través de mecanismos específicos relativos a biomasa (HTE-004 y HTE-001).

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

- Estudiar y analizar el actual marco retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas con biomasa y adaptación a las condiciones actuales y previstas dentro del marco de desarrollo de Plan de Energías Renovables 2011–2020, especialmente para las instalaciones menores de 2 MW de potencia, sobre todo aquellas ligadas a aplicaciones de cogeneración en sectores difusos, tanto industrial como las destinadas a actividades no industriales, de acuerdo a lo establecido en la Directiva 2009/28/CE (HEL-015).

- Modificación de las limitaciones de uso de gas natural en plantas de generación eléctrica con biomasa y de uso de biomasa en hibridaciones con energía solar para generación eléctrica. Las actuales limitaciones para la inclusión de instalaciones dentro del régimen especial dan lugar a proyectos menos eficientes por lo que se recomienda la eliminación de estas limitaciones sustituyéndolas por una correcta retribución de cada contribución según la fuente renovable (HEL-004 y HEL-015).

Propuestas de información/formación

- Promocionar la biomasa y los sistemas de calefacción centralizada a través de ordenanzas municipales. Ante el éxito obtenido con las ordenanzas solares se plantea como medio para impulsar las aplicaciones en edificios de la biomasa el uso de ordenanzas municipales (HGL-005).

- Propuestas de difusión para aplicaciones térmicas de la biomasa doméstica e industrial, dando a conocer sus particularidades técnicas, económicas, etc. a la amplia variedad de agentes que es necesario que tomen decisiones y actúen para que la biomasa se desarrolle en todas sus vertientes. Campañas específicas para la introducción de estufas eficientes de pelets (HGL-004).

- Impulso de la formación en biomasa del personal de las distintas administraciones públicas. Una de las causas que impiden la implantación de la biomasa y su desarrollo es el desconocimiento de esta fuente energética y sus aplicaciones por parte de los técnicos y decisores de las distintas administraciones. Al igual que se ha realizado para el fomento de los sistemas de ahorro y eficiencia energética se plantea la impartición de cursos dirigidos a este sector que doten de la información necesaria a los distintos técnicos y decisores de las Administraciones General, Regional y Local. Su formato podría ser similar al diseñado para los cursos de ahorro y eficiencia energética (SBM-008).

Propuestas de planificación

- Redefinición e impulso de la Comisión Interministerial de la Biomasa, dinamizada desde una visión multifuncional de la actividad y que permita complementar equilibradamente los esfuerzos desde la AGE. Establecimiento de mecanismos adicionales de coordinación con las CCAA a través de la participación de los organismos regionales correspondientes dentro de ésta (SBM-004).

- Integración de la biomasa dentro de los edificios públicos. Dado el carácter ejemplarizante de las administraciones públicas se considera que los edificios vinculados a las mismas deben ser un punto de partida para la expansión de las aplicaciones térmicas de la biomasa (HTE-006).

Propuestas de estudios

- Seguimiento de los mercados de biomasa a nivel internacional en coordinación con todos los agentes del sector. Al no existir un mercado armonizado de la biomasa, especialmente grave en el caso de la Unión Europea, se hace necesario un seguimiento coordinado de todos los agentes del sector que permitan actuar ante las fluctuaciones de la oferta y la demanda internacional, fomentando el uso nacional de la biomasa a través de los mecanismos de mercado flexibles y ágiles (SBM-009).

- Análisis de instrumentos de fomento de los cultivos energéticos forestales . Como se ha visto en los estudios de potencial, el 17% del potencial disponible se basa en la implantación de masas forestales con aprovechamiento energético. Para poder generar este potencial es necesario realizar los correspondientes programas de introducción dentro del marco administrativo y económico necesario. Para ello se analizarán los medios legales y económicos necesarios. Estas actuaciones se definirán de acuerdo a objetivos económicos, energéticos, medioambientales y sociales (SBM-001).

- Integración de los objetivos de fomento de la biomasa con los aspectos ambientales en las políticas nacionales, autonómicas y locales, analizando la mejora de su marco económico:

  - ✓ Análisis de los instrumentos necesarios para la mejora del marco económico para instalaciones que usen biomasa procedente de masas forestales a implantar o cultivos agrícolas, herbáceos o leñosos, con fines energéticos. Este análisis se enfocará en el reparto del esfuerzo económico entre los agentes públicos que se benefician de las mismas a fin de solventar las barreras ligadas al suministro de biomasa en cantidad, calidad y precio, especialmente en centrales de generación eléctrica. Dado que la implantación de cultivos energéticos constituye una de las bases para la movilización de biomasa en el futuro, con la consiguiente mejora tanto medioambiental como económica de los sectores agroforestales, la incentivación de su producción y uso desde el ámbito forestal, agrícola y del desarrollo rural ayudará a paliar esa barrera (SBM-003).

  - ✓ Análisis de los instrumentos necesario a para la mejora del marco económico para instalaciones que utilicen como combustible restos de operaciones forestales o cultivos agrícolas, así como biomasa procedente del aprovechamiento del árbol completo de masas forestales existentes. Este análisis se enfocará en el reparto del esfuerzo económico entre los agentes públicos que se benefician de las mismas y de solventar las barreras ligadas al suministro de biomasa en cantidad, calidad y precio, especialmente en centrales de generación eléctrica. Dado que el uso de restos procedentes de actividades agroforestales y el uso del árbol completo de masas forestales existentes no sólo constituye una de las bases para la movilización de biomasa en el futuro sino que permite facilitar las actividades de prevención de incendios y plagas, así como otras acciones de mejora tanto medioambiental como económica de los sectores agroforestales, la incentivación de su producción y uso desde el ámbito forestal, agrícola y del desarrollo rural ayudará a paliar esa barrera (SBM-002).

4.3.7 Objetivos

La formulación de objetivos en el área de biomasa se ha dividido inicialmente según sus aplicaciones básicas: biomasa térmica y biomasa eléctrica.

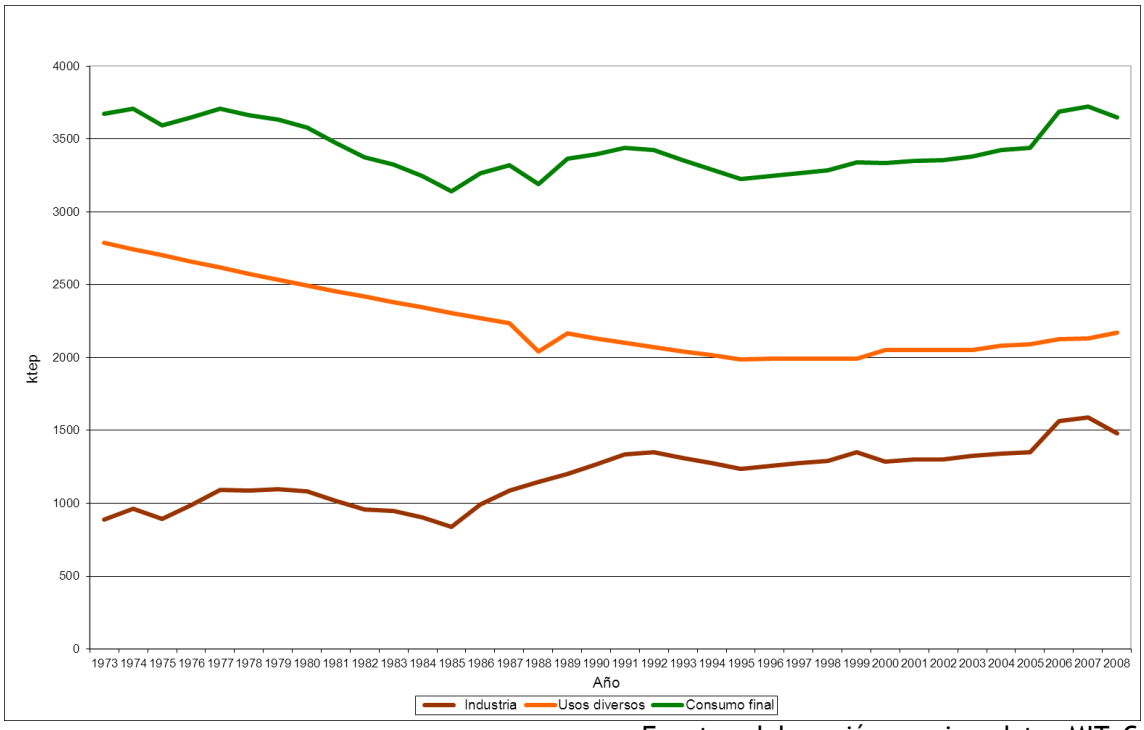
Para esta formulación se han establecido una serie de hipótesis iniciales. Estas hipótesis sólo deben considerarse, a título informativo, como bases de cálculo para la obtención de los objetivos finales. En ningún caso se consideran previsiones de la forma de evolución de las aplicaciones de la biomasa, sino que permiten establecer cuáles serán los objetivos finales considerando una entre las muchas formas de alcanzarlos.

a) Objetivos de biomasa térmica

Estos objetivos se han elaborado analizando los balances de consumo final de biomasa por sectores del MITyC, mediante el estudio y división de los distintos periodos de evolución del consumo de biomasa térmica entre 1973 y 2008, que sirve de base para analizar las tendencias de crecimiento considerando la aplicación de las actuaciones propuestas.

La fuente de datos indicada permite establecer el siguiente gráfico, dividiendo el consumo en el sector industrial y el consumo en usos diversos (principalmente en el sector doméstico):

Figura 4.3.11. Consumo final biomasa



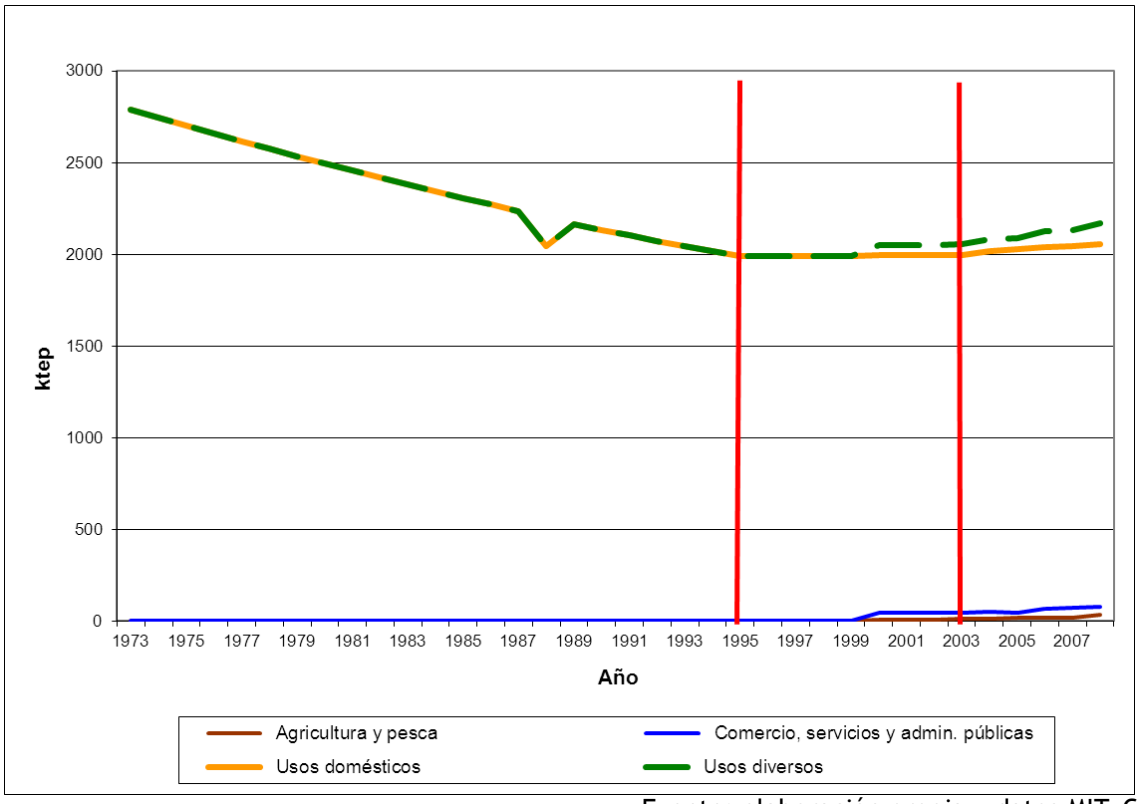
Fuente: elaboración propia y datos MITyC

Como puede verse, tanto en la evolución del consumo total como en la evolución por sectores, existen varios periodos claramente diferenciados.

- <u>Consumo de biomasa en el sector doméstico</u>

Segregando los datos de usos diversos y representando el correspondiente gráfico separado por subsectores se obtiene el siguiente gráfico:

Figura 4.3.12. Evolución biomasa térmica (otros usos)



Fuente: elaboración propia y datos MITyC

Puede comprobarse el gran peso relativo cuantitativo de los consumos domésticos en este sector. Estos consumos, inicialmente tradicionales, con equipos poco eficientes tuvieron un periodo de abandono y sustitución por instalaciones basadas en energías convencionales (gasóleo C y gas natural principalmente) durante dos décadas (1973 a 1995). Esta reducción del consumo de biomasa supuso una disminución de casi un tercio del consumo existente en 1973.

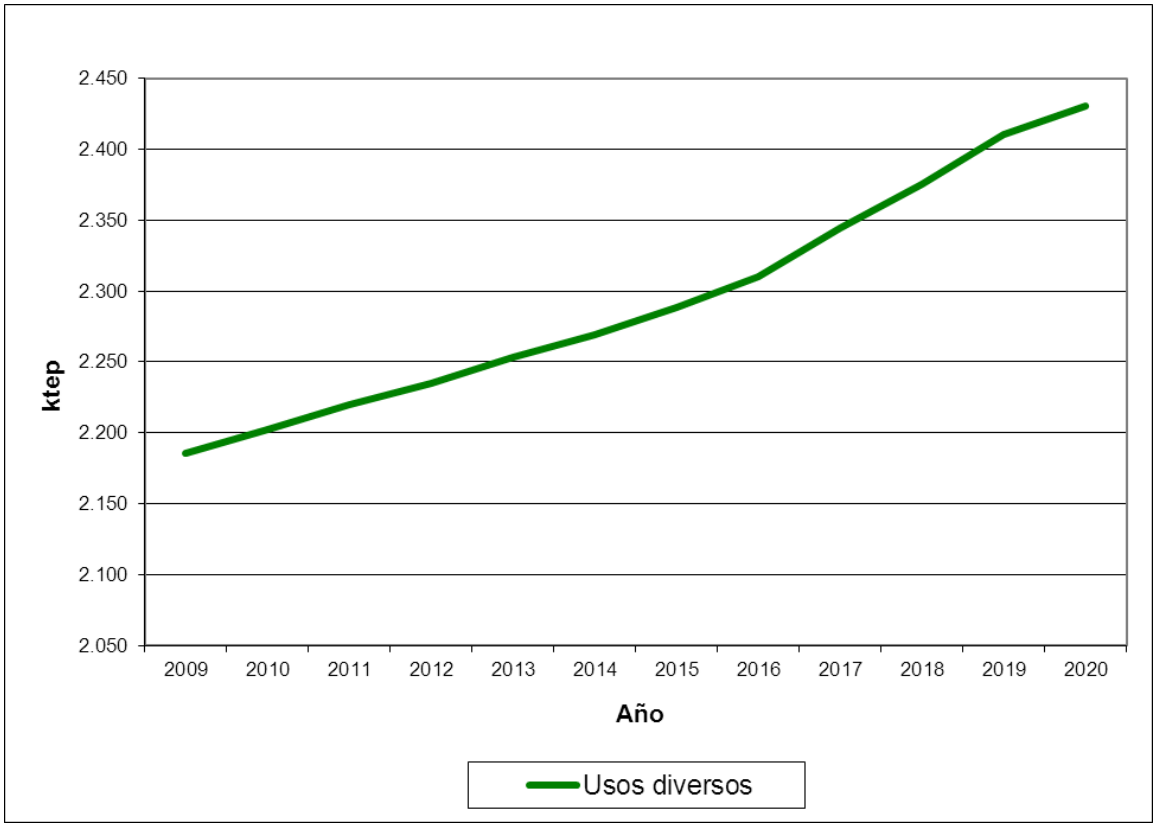
Existe un segundo periodo de estabilización y aparición de nuevas aplicaciones entre 1995 y 2003. Este periodo se caracteriza por el inicio de una producción de pelets dedicado fundamentalmente a viviendas unifamiliares y el desarrollo de los primeros proyectos de biomasa térmica con tecnologías modernas en edificios y redes de calefacción centralizada como las construidas en Cuéllar y Molins de Reig. Además empiezan a desarrollarse los usos de biomasa en edificios públicos, servicios y aplicaciones del sector agrícola (invernaderos). Todo ello da lugar a una estabilización en el consumo iniciándose un crecimiento incipiente del mismo.

A partir de 2003, hasta 2008, se comprueba el moderado inicio del despegue del mercado de biomasa térmica moderna para usos domésticos, aplicaciones en agricultura y desarrollos en la Administración Pública y el sector servicios.

Este último periodo apunta la tendencia actual de crecimiento, apoyada por las líneas de ayudas y financiación preferente existentes, los cambios en el marco regulatorio de instalaciones térmicas (RITE, CTE y calificación energética) y la evolución de la producción de pelets a usos en edificios y bloques de viviendas.

Utilizando la tendencia de crecimiento establecida en los últimos años podemos extrapolar las previsiones de consumo para los próximos años, hasta 2020, obteniendo el siguiente gráfico:

Figura 4.3.13. Usos diversos



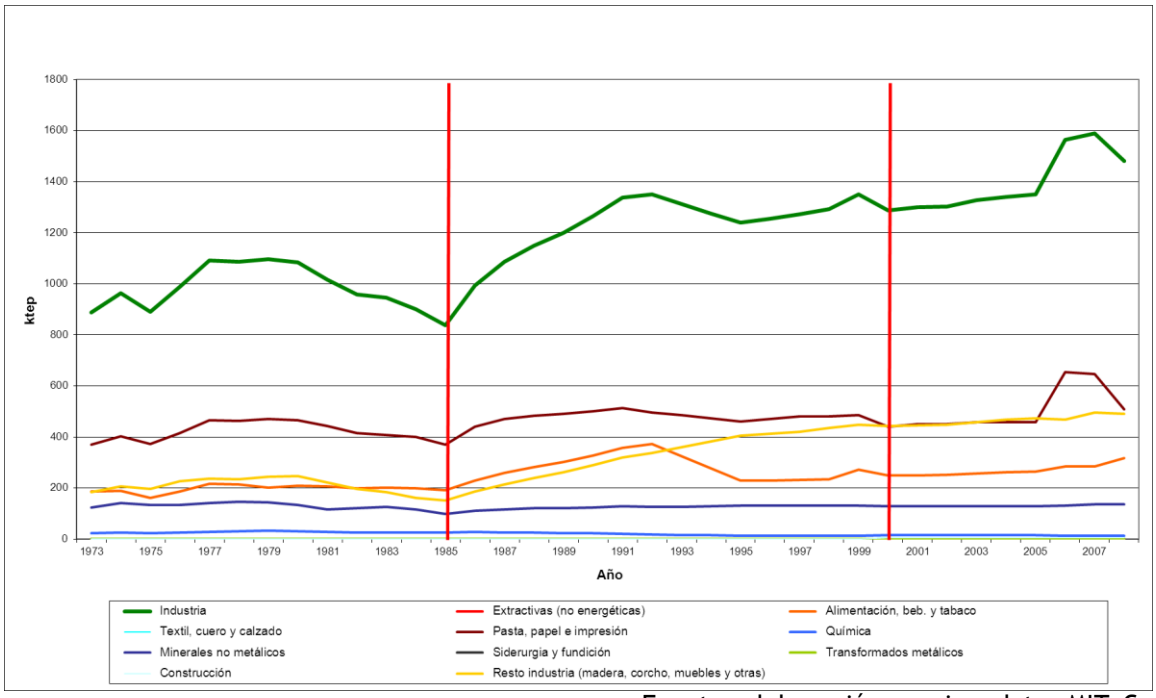
Fuente: elaboración propia y datos MITyC

Esta evolución lleva a un consumo previsto para 2020 en el sector de usos diversos de 2.430.000 tep con un aumento relativo del consumo de un 12% respecto a 2008.

- <u>Consumo de biomasa en el sector industria</u>

Segregando los datos de industria y representando el correspondiente gráfico separado por subsectores obtenemos:

Figura 4.3-14: Evolución consumo en industria



Fuente: elaboración propia y datos MITyC

Dentro del sector industria los subsectores más significativos en cuanto a consumo de biomasa son:

- ✓ Pasta, papel e impresión.
- ✓ Resto de Industria. Entendiendo como tal las aportaciones del subsector madera, corcho y muebles fundamentalmente.
- ✓ Alimentación, bebidas y tabaco.
- ✓ Minerales no metálicos.

El resto de subsectores tienen aportaciones poco significativas aunque, en conjunto, no pueden subestimarse.

En general las fluctuaciones en el consumo de biomasa térmica para la industria han estado ocasionadas por las variaciones en la producción de los subsectores mencionados influyendo, en algunos casos, la entrada de la cogeneración con gas en industrias.

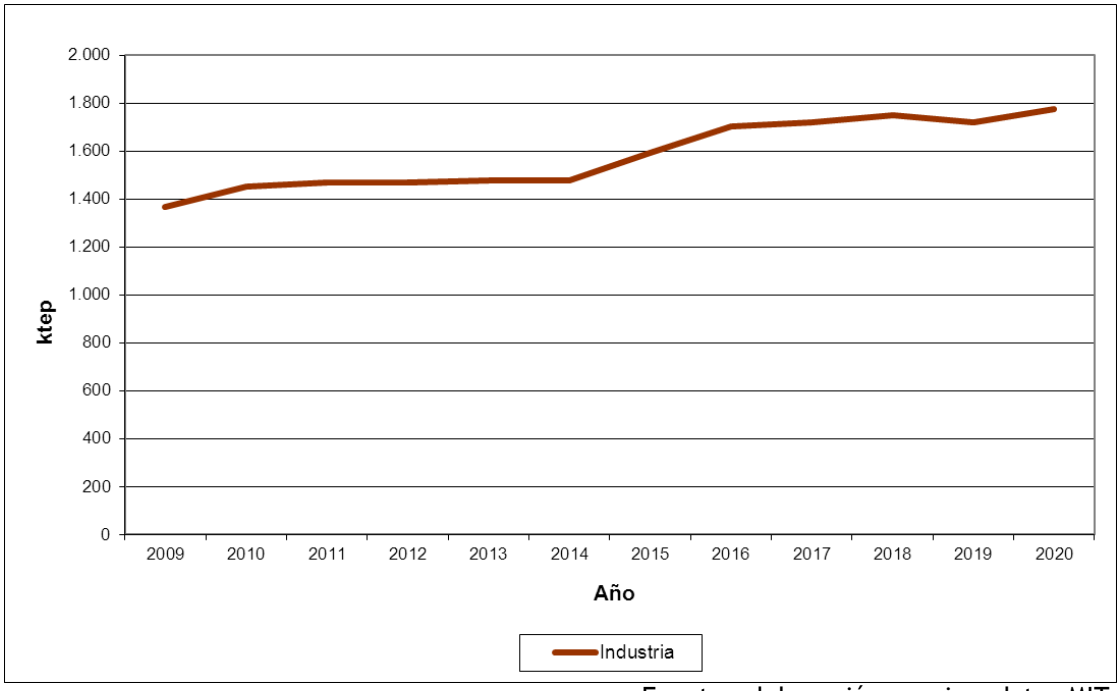
Podemos distinguir tres periodos de evolución. Uno inicial de 1973 a 1985 donde las fluctuaciones en las industrias forestales, tanto del papel como de la madera, marcaban claramente la tendencia del consumo de biomasa.

A partir de 1985 y hasta el año 2000 el incremento sectorial y el inicio del uso generalizado de los subproductos del sector de la industria de la madera provoca un aumento del consumo de biomasa, a pesar de la ligera disminución relativa del consumo en la industria agroalimentaria y de pasta y papel. Durante este periodo la industria de pasta y papel, así como las cerámicas, centran sus inversiones de desarrollos de cogeneración con gas, lo que limita el crecimiento del consumo de biomasa.

Desde el año 2000 hasta 2008 los crecimientos en el consumo de biomasa han estabilizado su tendencia creciente en los principales subsectores, pero los cambios producidos a partir de 2005 en algunas empresas destacadas del sector pasta y papel hacia grandes inversiones en cogeneración con biomasa dan lugar a grandes expectativas de crecimiento de estas aplicaciones. Este hecho, unido a los nuevos proyectos de cogeneración para plantas de pelets y en el sector agroalimentario permite establecer un previsible crecimiento de la cogeneración con biomasa en el sector industrial.

Utilizando la tendencia de crecimiento desde el año 2000, e incluso desde 1985, se presentan las siguientes previsiones de consumo para los próximos años, hasta 2020:

Figura 4.3.15. Previsión de consumo de biomasa en el sector industrial



Fuente: elaboración propia y datos MITyC

Esta evolución lleva a un consumo previsto para 2020 en el sector de industria de 1.773.000 tep con un aumento relativo del consumo de un 20% respecto a 2008.

En cualquier caso la evolución del consumo de biomasa en los sectores industriales se encuentra íntimamente ligada a la marcha económica general y a la de los sectores usuarios en particular.

- Formulación de objetivos

Como consecuencia de lo anterior, se han establecido los siguientes objetivos al 2020:

Tabla 4.3.17. Objetivos de energía final bruta a 2020

Energía final bruta	Incremento 2011-2020 (tep)	Total 2020 (tep)
Biomasa Industria	320.000	1.773.000
Biomasa Usos diversos (edificios)	228.000	2.430.000
Total	**548.000**	**4.203.000**

Fuente: IDAE

Respecto a las aplicaciones, la implantación de tecnologías modernas para la biomasa térmica en edificios y los desarrollos tecnológicos en gasificación y ciclos ORC para la implantación de cogeneraciones hacen prever para los próximos años una importante expansión de la biomasa en el sector térmico en edificios e instalaciones industriales. Por consiguiente, en los próximos años además de avanzar en una mayor aportación cuantitativa de la biomasa, se producirá un cambio cualitativo a tecnologías actualizadas y eficientes.

b) Objetivos de biomasa eléctrica

A efectos de cálculo se establece una distribución entre centrales de generación y proyectos de cogeneración sin carácter vinculante.

- Desarrollo de centrales de generación con biomasa

Considerando una media cercana a los 15 MW por planta, la realización en torno a 35 plantas durante todo el periodo de planificación equivale a un incremento de potencia instalada de 518 MW, con una generación aproximada de 6.000 horas/año, produciendo alrededor de 3.110.000 MWh al año de energía eléctrica.

- Desarrollo de la cogeneración

De acuerdo con los análisis realizados para establecer los objetivos de biomasa térmica en el sector industria, se supone que una parte importante de este consumo se realice mediante sistemas de cogeneración.

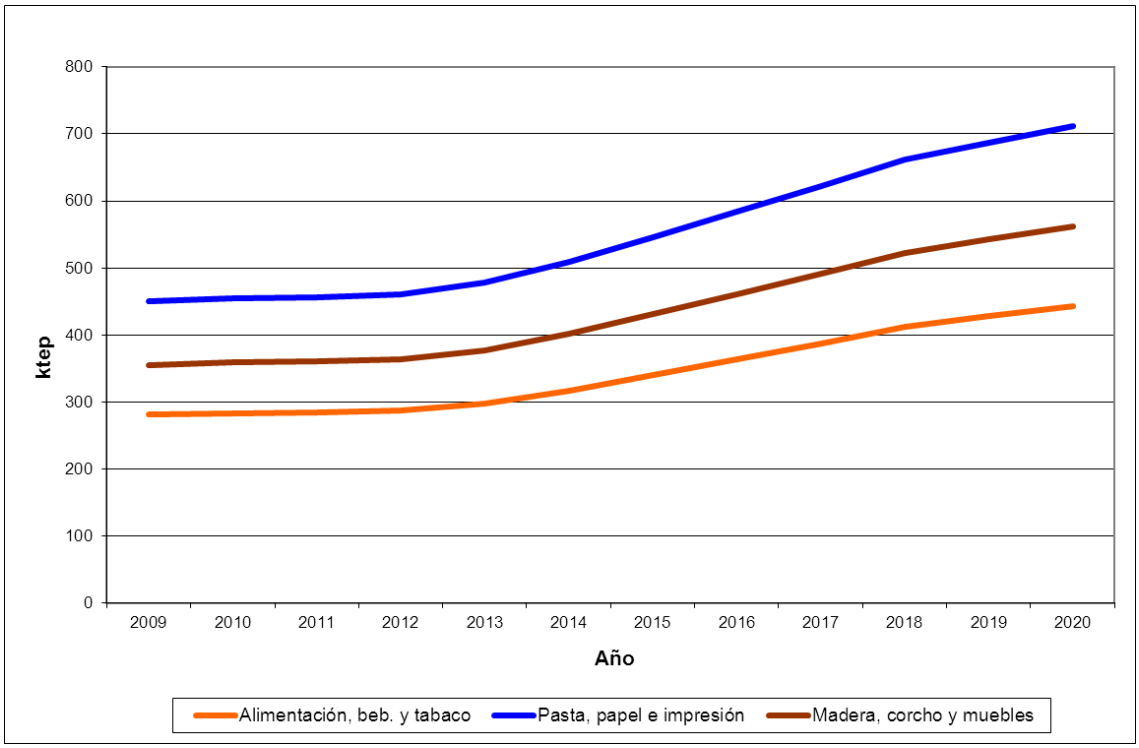
Los sistemas de cogeneración utilizados dependerán del tipo de establecimiento industrial y de los consumos térmicos del mismo. Se establecen como hipótesis básicas simplificadoras:

- Ciclo Rankine con extracción de vapor. Utilizado en grandes instalaciones, a partir de 10 MWe, principalmente en el sector pasta y papel y en algunas industrias agroalimentarias (alcoholeras, etc.).
- Gasificación. Utilizado en instalaciones inferiores a 10 MWe con consumos moderados de energía térmica e importante producción eléctrica.
- Ciclo Rankine Orgánico. Utilizado en instalaciones con gran demanda térmica estable durante el año y baja producción eléctrica. Potencias eléctricas inferiores a 5 MWe.

Para poder establecer los crecimientos de potencia entre estos tipos se ha realizado una segregación de la evolución de la demanda térmica en los subsectores donde se prevé el uso de cogeneración:

- ✓ Pasta, papel e impresión.
- ✓ Madera, corcho y muebles, incluyendo plantas de pelets.
- ✓ Alimentación, bebidas y tabaco.

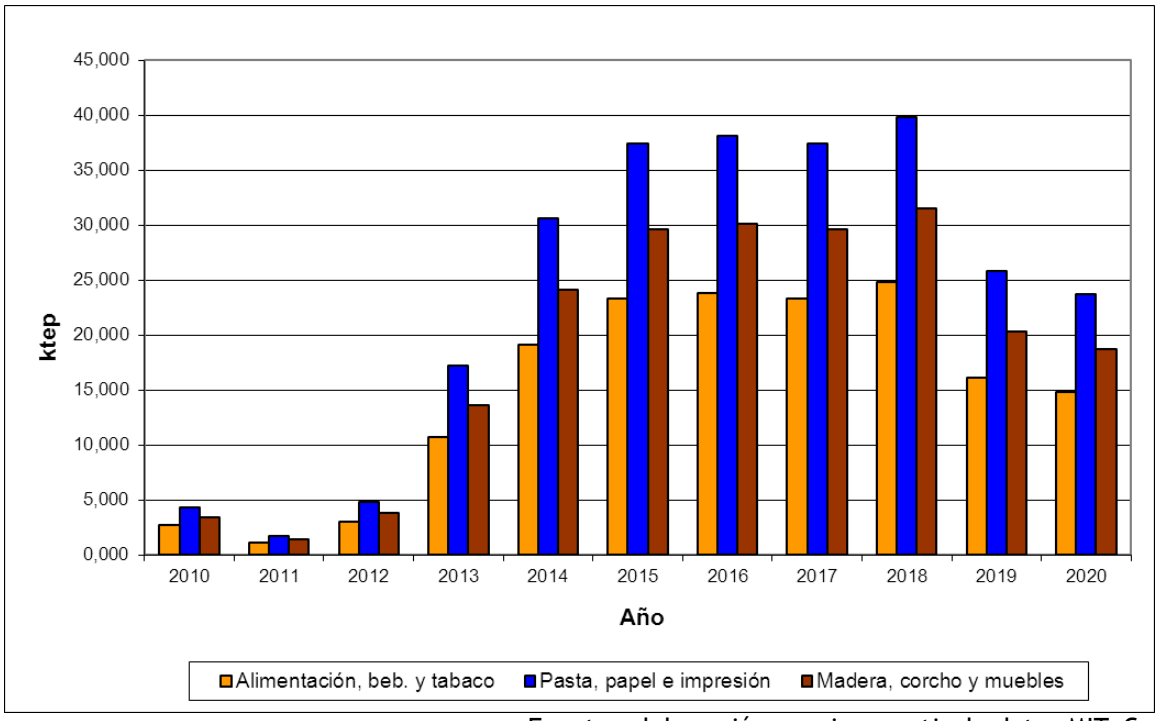
Figura 4.3.16. Consumo térmico por subsectores



Fuente: elaboración propia a partir de datos MITyC

Estas proyecciones suponen los siguientes incrementos anuales en el consumo de biomasa térmica:

Figura 4.3.17. Incremento de consumo térmico por sectores



Fuente: elaboración propia a partir de datos MITyC

De las proyecciones obtenidas se establece que:

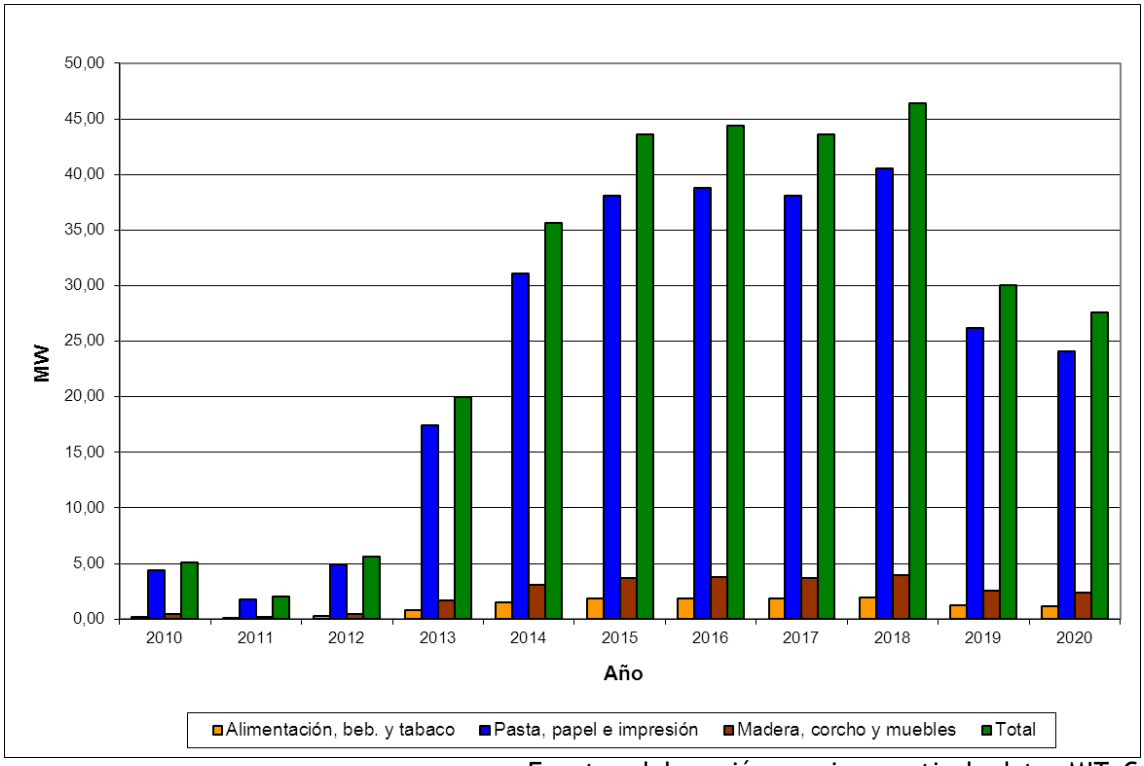
- El 35% del incremento de la energía térmica consumida por el sector pasta, papel e impresión se producirá mediante cogeneración con Ciclo Rankine.
- El 10% del incremento de la energía térmica consumida por el sector madera, corcho y cuebles, incluyendo plantas de pelets se producirá mediante cogeneración con gasificación.
- El 20% del incremento de la energía térmica consumida por el sector alimentación, bebidas y tabaco se producirá mediante cogeneración con Ciclo ORC.

De los análisis realizados puede establecerse que las instalaciones de cogeneración en sectores difusos, a través de plantas de pequeña potencia cercanas al recurso, es una de las bases para alcanzar los objetivos previstos en biomasa eléctrica ya que los parámetros de configuran las mismas implican una mayor agilidad a la hora de desarrollar estos proyectos.

Además de la cogeneración en el sector industrial, cabe esperar el inicio del desarrollo de sistemas de cogeneración dentro de los sectores residencial y servicios con aplicaciones térmicas para climatización. Aunque inicialmente estos sectores no supondrán un incremento significativo frente a las cogeneraciones industriales puede considerarse que existirá un apoyo a la consecución de objetivos derivado de estas aplicaciones.

Para un total de 6.000 horas de operación, la potencia incrementada anualmente por sectores será la siguiente:

Figura 4.3.18. Incremento de potencia de cogeneración con biomasa



Fuente: elaboración propia a partir de datos MITyC

De lo que se obtiene un incremento de potencia de 299 MW en el año 2020.

- Formulación de objetivos

Bajo estas hipótesis, consideradas con escenario conservador, se han establecido los siguientes objetivos a 2020:

Tabla 4.3.18. Objetivos de cogeneración y generación pura a 2020

Potencia	Incremento de potencia 2011-2020 (MW)	Potencia total 2020 (MW)
Cogeneración	299	541
Generación pura	518	809
Total	**817**	**1.350**

Energía final bruta	Incremento de energía 2011-2020 (MWh)	Energía total 2020(MWh)
Cogeneración	1.965.546	3.247.699
Generación pura	3.314.351	4.852.301
Total	**5.279.897**	**8.100.000**

FUENTE: IDAE

Es de esperar que, desde el punto de vista tecnológico, la generación de energía eléctrica distribuida mediante pequeñas cogeneraciones y las plantas en el entorno de los 10 MW de potencia de generación pura sean las que jueguen un papel más determinante en la consecución de estos objetivos.

c) **Comparativa de objetivos y potenciales de biomasa**

Considerando el consumo final de biomasa de procedencia no industrial necesario para cumplir los objetivos a 2020 y comparándolo con el potencial de biomasa disponible calculado puede afirmarse que existe suficiente recurso para alcanzar los objetivos fijados.

Tabla 4.3.19. Biomasa potencial vs Biomasa necesaria para cumplimiento de objetivos (t/a)

Procedencia		Biomasa Potencial	Objetivo PER 2020	Incremento 2006-2020
Masas forestales existentes	**Restos** de aprovechamientos madereros	2.984.243	9.639.176	4.093.889
	Aprovechamiento del **árbol completo**	15.731.116		
Restos agrícolas	Herbáceos	14.434.566	5.908.116	3.518.059
	Leñosos	16.118.220		
Masas herbáceas susceptibles de implantación en **terreno agrícola**		17.737.868	2.518.563	2.518.563
Masas leñosas susceptibles de implantación en **terreno agrícola**		6.598.861		
Masas leñosas susceptibles de implantación en **terreno forestal**		15.072.320		
Total biomasa potencial en España		**88.677.193**	**18.065.855**	**10.130.512**

Datos en toneladas en verde (45% de humedad)

Biomasa Industrial. Procedencia	Objetivo PER 2020 (t/a)
Biomasa industrias agrícolas	5.102.115
Biomasa industrias forestales	4.487.085
Lejías negras	1.772.481
Total biomasa industrial	**11.361.681**

Fuente: elaboración propia

4.4 Sector de energías del mar

4.4.1 Descripción del sector

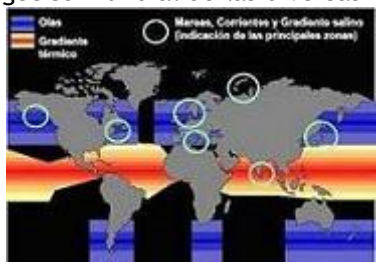
Los mares y océanos constituyen el mayor colector solar y el sistema de almacenamiento de energía más grande del mundo, lo que supone un enorme potencial energético que, mediante diferentes tecnologías, puede ser transformado en electricidad y contribuir a satisfacer las necesidades energéticas actuales.

El recurso energético existente en el mar se manifiesta de distintas formas: oleaje, corrientes marinas, mareas, diferencias de temperaturas o gradientes térmicos y diferencias de salinidad, lo que da lugar a las diferentes tecnologías claramente diferenciadas para el aprovechamiento de la energía del mar:

- Energía de las mareas o mareomotriz.
- Energía de las corrientes.
- Energía maremotérmica.
- Energía de las olas o undimotriz
- Energía azul o potencia osmótica.

En el siguiente gráfico se muestra la distribución de las diferentes tipologías de energías del mar a lo largo del mundo:

Figura 4.4.1. Recurso energético mundial de las diversas formas de energías del mar



Fuente: Agencia Internacional de la Energía–Ocean Energy System OES, 2006

El potencial mundial estimado de producción anual de energía eléctrica procedente de las energías del mar es de 120.000 TWh/año*. Según fuentes de la Agencia Internacional de la Energía, el potencial de producción anual según las distintas tipologías de aprovechamientos de energías del mar se puede ver en el siguiente esquema:

Figura 4.4.2. Clasificación aprovechamiento de la energía del mar y cuantificación del recurso

Fuente: Agencia Internacional de la Energía – Ocean Energy System OES, 2006

A pesar de que el potencial energético del mar es enorme, el aprovechamiento de las energías del mar están en una etapa relativamente temprana de desarrollo tecnológico, en comparación con otras fuentes renovables, lo que unido a las características intrínsecas del mar, hacen que para el aprovechamiento de esta fuente de energía no se haya impuesto una tecnología concreta y que exista una amplia y diversa variedad de dispositivos en diversos grados de desarrollo que deberán confirmar su viabilidad en los próximos años.

A raíz de la crisis energética de 1970, una serie de programas de investigación y desarrollo en las energías del mar se establecieron a nivel internacional, pero estos esfuerzos no fueron sostenidos y durante la década de los 80 y 90 la innovación en este sector fue muy limitada.

En la última década, la combinación de la necesidad de encontrar una fuente extensa de energía limpia y los nuevos conocimientos en ingeniería marítima ha provocado un renovado interés en las energías del mar, lo que ha llevado a un resurgimiento de la actividad de innovación y la aparición de diseños de múltiples prototipos. Estos proyectos han sido llevados a cabo inicialmente por la mediana y pequeña empresa en consorcios con las universidades, aunque las grandes empresas privadas y los programas público-privados a gran escala están cada vez más implicados.

El interés internacional y la actividad de desarrollo ha crecido rápidamente en los últimos años, y más de una docena de países tienen ahora políticas de apoyo específico para el sector de la energía del mar. Además, centros de pruebas a escala real se han establecido en el Reino Unido, España y Europa continental, y nuevos centros de pruebas están en construcción en los EE.UU. y Canadá. Además, este interés internacional y su crecimiento han conducido a la elaboración de normas internacionales específicamente para las energías del mar.

A continuación se describen las distintas tipologías de energías del mar y del sector:

Energía de las mareas o mareomotriz:

El aprovechamiento energético de la mareas tiene su fundamento en el ascenso y descenso del agua del mar producido por la acción gravitatoria del Sol y la Luna, aunque sólo en aquellos puntos de la costa en los que la mar alta y la baja difieren más de cinco metros de altura es rentable instalar una central mareomotriz.

Un proyecto de una central mareomotriz está basado en el almacenamiento de agua en un embalse que se forma al construir un dique con unas compuertas que permiten la entrada de agua o caudal a turbinar en una bahía, cala, río o estuario para la generación eléctrica. El proceso es el siguiente: cuando sube la marea, las compuertas se abren y se llena el embalse y cuando comienza a bajar la marea las compuertas se cierran; pasado un tiempo hasta alcanzar la diferencia de nivel adecuado entre el mar y el embalse, se procede a pasar el agua por las turbinas para generar electricidad.

El tamaño de estas centrales es importante, teniendo que cerrar en algunos casos la bahía, estuarios, etc., por lo que suponen un gran impacto visual y estructural sobre el paisaje costero, y normalmente retrasa la marea alrededor de tres horas, lo que implica otra serie de fenómenos en el entorno.

De entre todas las posibilidades de aprovechamiento de la energía del mar, la *energía mareomotriz o de las marea*s es la que se encuentra en un estado más maduro y en fase comercial, ya que ha sido empleada desde tiempos remotos en toda la costa.

La utilización de las mareas como fuente de energía se remonta a los molinos de marea, de los que en el Reino Unido se tiene noticias desde el siglo XI. No obstante los primeros molinos de marea aparecieron en Francia, y estaban instalados en el centro de un dique que cerraba una ensenada y la energía se obtenía una vez por marea. Hoy en día, todavía existen algunos de estos molinos en las costas normandas, francesas y en el Cantábrico.

El primer proyecto para el aprovechamiento de las mareas se realizó en Francia en 1996, en la ría del Rance, en las costas de Bretaña, con 240 MW de potencia y al que sucedieron otros, de menor tamaño, como la central de Kislaya ubicada en el mar de Barents, Rusia y la central de la Bahía de Fundy en el río Annápolis, en la frontera de Estados Unidos y Canadá.

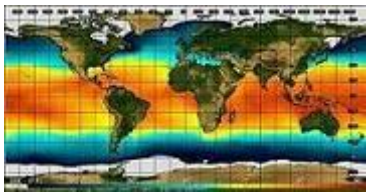
Actualmente hay cerca de 9 proyectos en realización pero su localización, el desembolso de obra civil que supone la construcción de un dique, así como el impacto visual y estructural sobre el paisaje costero, se presentan como barreras importantes para el desarrollo de nuevos proyectos de esta tecnología.

En lo que se refiere a energía mareomotriz, España no dispone de localizaciones con las características necesarias para instalar una central de este tipo, a excepción de alguna zona portuaria, cuyo aprovechamiento chocaría con restricciones asociadas a conflictos de uso con otras actividades.

Energía maremotérmica

La energía maremotérmica es la energía basada en el gradiente térmico oceánico definido por la diferencia de temperaturas entre la superficie del mar y las aguas profundas, como resultado del grado de penetración del calor solar en el agua del mar. Para su aprovechamiento se requiere que el gradiente térmico sea de, al menos, 20ºC, por lo que las zonas térmicamente favorables se encuentran en las regiones ecuatoriales y subtropicales.

Figura 4.4.3. Mapa mundial de temperaturas en el agua del mar



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

En las centrales maremotérmicas o de ciclo OTEC (Ocean Thermal Energy Conversion) se transforma la energía térmica en energía eléctrica utilizando el ciclo termodinámico de Rankine en el que se emplea calor para evaporar un líquido, que posteriormente se utiliza en el accionamiento de una turbina, la cual se acopla a un generador eléctrico para producir energía eléctrica. En el proceso, el agua superficial del océano actúa como fuente de calor, mientras que el agua extraída de las profundidades actúa como refrigerante. Estas centrales se pueden instalar en tierra firme, en zonas cercanas a la costa o en estructuras flotantes en el océano.

La tecnología es todavía muy ineficiente y un reto importante para la ingeniería es el diseño de tuberías de gran volumen que lleguen hasta el fondo del océano.

Actualmente, sí es factible aprovechar el gradiente térmico a pequeña escala, debido a la transferencia de tecnología asociada a las explotaciones petrolíferas fuera de costa.

La primera planta de este tipo se realizó en 1930 en la bahía de Matanzas (Cuba) mediante una central de ciclo abierto de 22 kW. Desde 1970 empezaron a construirse plantas experimentales en Hawai, el Caribe, en la isla de Nauru, sin embargo eran demasiado pequeñas para extrapolar los resultados a sistemas comerciales de mayor tamaño. A partir del año 1999 se han desarrollado plantas experimentales de mayor potencia y algunos países como Alemania, Francia, Italia y México están realizando estudios e investigaciones sobre este tipo de centrales.

En España no existe recurso explotable para instalar una planta maremotérmica, debido a la ausencia de suficiente diferencia temperatura en nuestras costas.

Energía de las corrientes

Un recurso energético, de enorme potencial, de los océanos reside en la energía cinética contenida en las corrientes marinas, que proporcionan un flujo energético constante y predecible, a diferencia de otros sistemas. Su origen está ligado, entre otras causas, a diferencias de temperatura o de salinidad, a las que se añade la influencia de las mareas. Estos efectos se amplifican cuando la corriente atraviesa zonas estrechas limitadas por masas de terreno, incrementándose la velocidad.

El aprovechamiento de este tipo de energía tiene un inconveniente principal, que es el impacto para la navegación, ya que las mejores corrientes se

encuentran en zonas ubicadas principalmente en estrechos o desembocaduras de ríos con gran transito marino.

A nivel mundial se están desarrollando estudios de potencial de energía de las corrientes del mar y se conocen algunos ya como el Estrecho de Bósforo en Turquía, el del Estrecho de Torres en Australia, el Estrecho de Malaca entre Indonesia y Singapur, el Estrecho de Cook en Nueva Zelanda y el Estrecho de Gibraltar.

En Europa se han identificado más de 100 lugares con corrientes marinas importantes. El potencial energético se estima en 48 TW/año, equivalentes a una potencia instalada de 12,5 GW con los factores de capacidad esperados. Los emplazamientos más prometedores están en el Reino Unido, Irlanda, Francia, España, Italia y Grecia. Existen zonas que ofrecen potencial para extraer de más de 10 MW/km^2.

Respecto a la situación del sector, en los años 80 tuvo lugar el desarrollo de una turbina para corriente fluvial y posteriormente la primera instalación experimental en lecho marino instalada en el estrecho de Kurashima, Japón. Algunos proyectos experimentales se han realizado en el Estrecho de Mesina, entre la Italia continental y Sicilia y en el Golfo de la Costa de Florida.

A nivel mundial, existen diversas iniciativas que trabajan para aprovechar la energía producida por las corrientes submarinas en Corea del Sur, Taiwán, Estados Unidos y Australia.

A nivel europeo, varios países son pioneros en turbinas para corrientes marinas.

En el año 2008, se puso en operación la primera planta comercial del mundo de energía de las corrientes conectada a red en el norte de Irlanda ”Seagen”, con una potencia de 1,2 MW con posible ampliación a 10,5 MW.

En Francia existen varias iniciativas: una, la construcción del primer parque de energía de corrientes marinas con tecnología Openhydro, con una capacidad total de entre 2 a 4 MW y, otra, el proyecto “Sabella” desarrollado por la empresa HydroHelix Energies y la Agencia del Medioambiente y la Energía (ADEME), formado por cinco turbinas con hélices de tres metros de diámetro de giro más lento y estable respecto a otras turbinas.

Para el año 2011, la compañía Scottish Power tiene previsto tres instalaciones iguales, a ubicar en las costas escocesas e irlandesas, formadas cada una por 20 turbinas de tipo Lànstrom, diseñadas por la empresa noruega Hammerfest Strom, a cien metros de profundidad.

A nivel nacional, también existen puntos estratégicos para el aprovechamiento, esta vez de corrientes submarinas y mareas, como son el Delta del Ebro y el Estrecho de Gibraltar y se han realizado distintas iniciativas

Existe un proyecto de investigación y desarrollo en Galicia, realizado a tres bandas entre la Xunta, la empresa GAMESA y la Universidad de Santiago, para estudiar la energía producida por las corrientes submarinas en esta Comunidad Autónoma.

La Agencia Andaluza de Energía ha realizado un estudio en el que se evalúan las posibilidades de aprovechamiento de energía de las corrientes y existen iniciativas en el desarrollo de dispositivos de producción de energía eléctrica mediante las corrientes de mares y ríos.

Potencia osmótica

La p*otencia osmótica o energía azul* es la energía obtenida por la diferencia en la concentración de sal entre el agua de mar y el agua dulce de los ríos mediante los procesos de ósmosis.

Figura 4.4.4. Esquema de funcionamiento de una planta de producción de energía eléctrica mediante potencia osmótica

Fuente: Statkraft

Una planta osmótica se alimenta de agua dulce y salada en cámaras separadas por una membrana artificial. El agua dulce fluye hacia el lado de agua salada produciendo un incremento de presión que se corresponde con una columna de agua de unos 120 m, que puede ser utilizada en una turbina hidráulica y generar electricidad.

Como en tecnologías comunes, el costo de la membrana supone una importante barrera. La aparición de un tipo nuevo de membrana barata, basada en un plástico eléctricamente modificado del polietileno, puede suponer para estos proyectos una oportunidad para su desarrollo comercial.

El gradiente salino de los mares es la tecnología más nueva y por lo tanto menos madura dentro de las posibilidades de aprovechamiento de las energías del mar. Para su avance habrá que superar las dificultades de instalación, pues requieren emplazamientos con la presencia simultánea de agua dulce y salada.

El desarrollo de esta tecnología ha sido ya confirmado en laboratorio y en los Países Bajos y Noruega se están empezando a desarrollar los primeros proyectos. La primera y única planta de potencia osmótica, realizada a pequeña escala, ha sido desarrollada por la empresa noruega Statkraft, y el prototipo tiene una potencia de entre 2 y 4 kW.

Para el desarrollo de esta tecnología es preciso afrontar aún un esfuerzo para alcanzar la escala comercial competitiva. Su futuro tecnológico se basa en mejorar distintos aspectos como el desarrollo de membranas competitivas, certificaciones de procesos competitivos y escalado a grandes plantas comerciales.

Energía de las olas o undimotriz

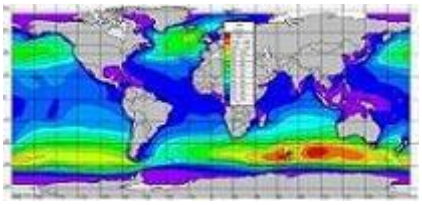
La energía de las olas es la energía producida por el movimiento ondulatorio de la superficie del agua del mar.

Las olas del mar son un derivado terciario de la energía solar. El calentamiento de la superficie terrestre genera viento y el viento genera olas, por lo tanto, el oleaje es una consecuencia del rozamiento del aire sobre la superficie del mar. La energía de las olas se concentra en las costas y tiene la propiedad característica de desplazarse a grandes distancias sin apenas perder energía.

La intensidad del oleaje depende de la intensidad del viento, de su duración y de la longitud sobre la cual se transmite la ola. Se trata de una energía constante y predecible con un impacto en el entorno menor que otro tipo de instalaciones.

A nivel mundial, la mayor parte de la energía undimotriz se concentra en los Océanos Atlántico y Pacífico, entre las latitudes 40º y 65º y con un potencial de entre 50-100 kW por metro de frente de ola.

Figura 4.4.5. Distribución mundial media anual de la energía de las olas en mar abierto (kW/m)



Fuente: IH Cantabria

La primera patente de energía de las olas se realizó en Francia en 1799, si bien no fue hasta principios de los años 70 del pasado siglo cuando surgieron proyectos financiados por empresas y gobiernos como los de Japón y Reino Unido. Sin embargo, el lento desarrollo de la tecnología y los enormes costes fueron paralizando unos proyectos que han resurgido en los últimos cinco años.

Actualmente, entre los mercados en desarrollo, Australia e Inglaterra reúnen todas las condiciones para un crecimiento inminente, beneficiándose de forma primera del desarrollo y la convergencia tecnológica esperada. Países como Australia, Estados Unidos, India, China o Japón están desarrollando diversos sistemas y plantas de producción energéticas.

A nivel europeo, Reino Unido, Noruega, Portugal y España son los principales países donde se están desarrollando distintas tecnologías para el aprovechamiento de la energía de las olas.

Figura 4.4.6. Distribución europea media anual de la energía de las olas en mar abierto (kW/m)

Fuente: Seapower International AB

Entre los mercados avanzados, Escocia es sin duda el país pionero y más avanzado, lleva años experimentando con estos sistemas y desarrollando diversos prototipos, si bien la debilidad de sus redes de conexión limitará indudablemente el crecimiento del mercado. Su apuesta ha sido el desarrollo industrial.

La costa de Portugal y las islas Azores se encuentran entre las zonas del mundo con mayor potencial de energía de las olas. Por eso, Portugal está siendo uno de los países más activo en el aprovechamiento energético de las olas. Entre los proyectos cabe citar el proyecto de Açuadora con tres máquinas de Pelamis de capacidad total de 2,25 MW, que una vez introducido en el mar ha sido necesario llevar a cabo mejoras estruturales y de diseño. También cuenta con una planta experimental que utiliza una columna de agua oscilante en la isla de Pico, en las Azores.

A nivel nacional, España posee un importante potencial energético marino, en el que por las características de nuestra costa, parece que sólo la energía undimotriz dispone de recurso viable de gran calidad para su futura explotación, aunque también en energía de las corrientes marinas, el sur de la península presenta un gran potencial teórico, pero su viabilidad está muy limitada por las fuertes restricciones por el intenso tráfico marítimo de la zona y su valor ambiental.

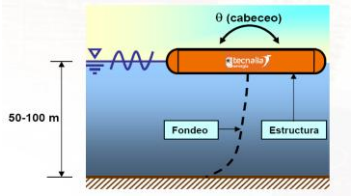
Figura 4.4.7. Atlas de Energía de las olas en Europa

Fuente: WERATLAS, 1994-1996

En energía de las olas, diversos prototipos han comenzado ya a probarse en distintas zonas del país, con el objetivo de que en unos años la fuerza del oleaje se pueda convertir en una fuente de energía renovable más.

A continuación se indican los principales proyectos en desarrollo en España:

- En Cataluña, la empresa ABENCIS SEAPOWER está desarrollando un sistema de generación undimotriz con tecnología española. Actualmente un prototipo a escala un cuarto encuentra instalado en el mar en la costa de Gerona.
- En el País Vasco, en julio de 2011 se puso en marcha la primera planta de estas características en el mundo basado en el aprovechamiento de la energía de las olas sobre la construcción de un nuevo dique en Mutriku (Guipuzcoa), que utiliza la tecnología de columna de agua oscilante con 16 turbinas y una potencia total de 300 kW, desarrollado por la Administración Autonómica. Asimismo, Oceantec es un proyecto de desarrollo tecnológico nacional de un sistema de aprovechamiento de energía de las olas, promovido por IBERDROLA y TECNALIA.



- En Cantabria, la sociedad IBERDROLA ENERGÍAS MARINAS DE CANTABRIA ha desarrollado un prototipo de una boya de 40 kW del tecnólogo Ocean Power Technologies OPT, ubicado a 3 km de la costa de Santoña. Después de ser botada al mar en octubre del 2009, actualmente se encuentra en talleres acondicionando mejoras en el sistema hidraúlico y eléctrico. También en Cantabria se esta desarrollando el proyecto WAVEPORT en el que participan varios agentes de distintas nacionalidades y que se va desarrollar en España dentro del 7º Programa Marco. El proyecto pretende hacer frente a la falta de demostración tecnológica a escala comercial, por lo que se instalará: Un convertidor de energía undimotriz (absorbedor puntual) de gran escala (PowerBuoy 150), una subestación transformadora submarina para ofrecer la posibilidad de validación de futuros convertidores y un novedoso sistema de medición en tiempo real (Wave-by-wave)
- En Canarias se están desarrollando varios proyectos:
  - Proyecto WELCOME (Wave Energy Lift Converter España): proyecto financiado por el Ministerio de Ciencia e Innovación MICINN para la construcción de un prototipo a escala 1:5 que transforma la energía de las olas en energía eléctrica, denominado APC-PISYS. El prototipo ha sido diseñado por la empresa española PIPO System, y está ya construido y fondeado en el banco de ensayos marino de la Plataforma Oceánica de Canarias PLOCAN.
  - Proyecto INNPACTO WAVE ENERGY. Proyecto financiado por MICINN, liderado por la empresa española PIPO System y dirigido a la mejora de la tecnología APC-PISYS y búsqueda de neuvas aplicaciones. Los dispositivos construidos será instalados en un banco de ensayos marinos de PLOCAN.
  - Proyecto UNDIGEN: Wedge Global ha llevado a cabo el desarrollo de un innovador Power Take-Off (PTO) eléctrico, basado en un generador lineal de reluctancia conmutada (ausencia de imanes

permanentes), que se está aplicando a escala completa con una salida de 200 kW de potencia. El proyecto ha recibido financiación a través del Programa Innpacto 2011 (MICINN). El prototipo ha superado satisfactoriamente sus ensayos on-shore (Cedex-Ciemat), y próximamente será instalado en el banco de ensayos marino de PLOCAN, cuya funcionalidad off-shore será probada en 2012 (Proyecto Undigen). Dicho consorcio público-privado ha obtenido 2.5M Euros dentro del Programa Innpacto 2011 (MICINN) para la financiación del referido Proyecto Experimental.

- En Galicia, también existen iniciativas relacionadas con el desarrollo de las energías de las olas: un proyecto con tecnología Pelamis, una planta en dique con tecnología de columna de agua oscilante y un proyecto de desarrollo tecnológico nacional PIPO SYSTEM basado en un cuerpo flotante unido a un depósito sumergido, el cual dispone de un volumen de aire cautivo.

- En Asturias, existe un proyecto en desarrollo con tecnología nacional HIDROFLOT. El proyecto Calma es un Proyecto singular innovador para el desarrollo de un parque de generación eléctrica de 50 MW a través de la energía undimotriz, compuesto por un conjunto de plataformas, que genera energía eléctrica al crear una diferencia de potencial entre le cuerpo sumergido inmóvil y el cuerpo deslizante del flotador, accionado por las olas.
- OCEANLIDER, es un proyecto CENIT-E de cooperación público-privada en I+D "líderes en Energías Renovables Oceánicas", aprobado por CDTI en la convocatoria del año 2009, en el que participan 20 empresas y 25 centros de investigación y universidades. El proyecto tiene un presupuesto de 30 M€ y la subvención aprobada es de más de 14 M€. Su objetivo principal es el desarrollo de tecnologías para el aprovechamiento óptimo de la energía de las olas.

El desarrollo de tecnología nacional para diferentes prototipos, así como la ejecución de varios centros de pruebas, permite pensar en un importante desarrollo industrial futuro en el área de energías del mar.

También, existe una apuesta importante del sector empresarial, que cuenta con el apoyo de las distintas administraciones, para promover el desarrollo de las tecnologías adecuadas para el aprovechamiento de la energía de las olas. En principio y aunque todavía en fase de I+D+i, todo parece indicar que la energía de las olas podría tener su despegue comercial a partir del año 2016..

Hoy en día, el camino hacia la competitividad de la industria energética marina se ve marcado por la disparidad de tecnologías, sin que hasta la fecha se pueda saber cual se desarrollará favorablemente en términos energéticos, económicos y medioambientales.

A continuación, los siguientes apartados se centrarán sobre todo en la energía de las olas y de las corrientes, , por tratase de la energía con

mayores posibilidades de desarrollo en España por su importante potencial, y en menor medida en la energía de las corrientes.

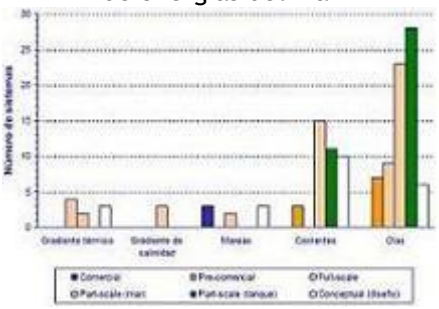
4.4.2 Perspectivas de evolución tecnológica

4.4.2.1 Energía de las olas

La tecnología para el aprovechamiento de la energía de las olas se encuentra todavía en un estado incipiente, que necesita un mayor desarrollo para llegar a ser competitiva, en comparación con otras energías renovables. Este estado tecnológico pre-comercial está marcado por grandes oportunidades para el futuro pero también numerosas barreras por superar.

Actualmente, son muchos los dispositivos que se están desarrollando, tanto a pequeña escala como a escala real, contabilizados en más de 1.000 patentes mundiales de generadores energéticos de ola, cuyo reto es lograr una tecnología capaz de extraer la energía del oleaje y demostrar la funcionalidad de los dispositivos en el mar a corto plazo y la fiabilidad de los mismos a medio plazo.

Figura 4.4.8. Estado de desarrollo y madurez de las distintas tecnologías de aprovechamiento de energías del mar



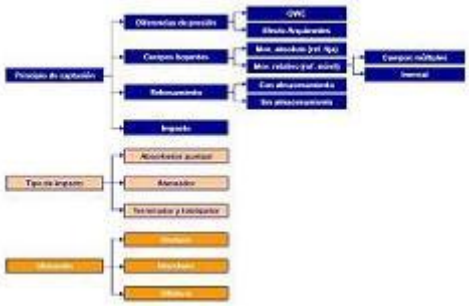
Fuente: Europraxis Consulting 2008

Los dispositivos tecnológicos de captación o convertidores deben absorber la energía mecánica de las olas de forma completamente aleatoria, ya que el movimiento de las olas varía continuamente, y convertirla en energía eléctrica. Se pueden aprovechar tres fenómenos básicos que se producen en las olas:

- **Empuje** de la ola: se aprovecha la velocidad horizontal del agua mediante un obstáculo.
- **Variación de la altura** de la superficie de la ola: se aprovecha el movimiento alternativo vertical de las olas con estructuras flotantes.
- **Variación de la presión** bajo la superficie de la ola: volumen de aire sometido a presión variable por el oleaje.

En el siguiente gráfico, se resume la clasificación de los distintos tipos de convertidores en función de diferentes criterios.

Figura 4.4.9. Clasificación de los convertidores

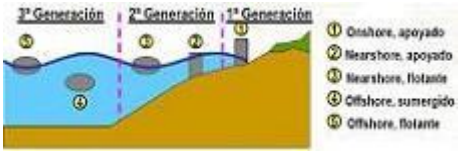


Fuente: IH Cantabria

a) Según su ubicación, se pueden clasificar los dispositivos principalmente en función de su distancia a la costa:

- **Dispositivos en costa (*onshore*):** son dispositivos apoyados en la costa-: en acantilados rocosos, integrados en estructuras fijas como diques rompeolas o sobre el fondo en aguas poco profundas. Estos dispositivos se conocen también como Dispositivos de Primera Generación.
- **Dispositivos cercanos a la costa (*nearshore*): s**on dispositivos ubicados en aguas poco profundas (10-40 m) y distanciados de la costa unos cientos de metros. Estas profundidades moderadas son apropiadas para dispositivos de gran tamaño apoyados por gravedad sobre el fondo o flotantes. Estos dispositivos se conocen también como Dispositivos de Segunda Generación.
- **Dispositivos fuera de costa (*offshore*): s**on dispositivos flotantes o sumergidos ubicados en aguas profundas (40-100 m). Son el tipo de convertidores más prometedor ya que explotan el mayor potencial energético existente en alta mar. Estos dispositivos se conocen también como Dispositivos de Tercera Generación.

Figura 4.4.10. Clasificación de los convertidores de energías del mar según su ubicación



Fuente: elaboración propia

b) Según el principio de captación del dispositivo, se pueden clasificar por:

- **Diferencias de presión en un fluido:** son dispositivos basados en el aprovechamiento de la diferencia de presión creada por el oleaje en un fluido, normalmente aire, que opera como medio de transferencia. En la actualidad, se pueden destacar dos tipos principales: columna de agua oscilante (Oscillating Water Column–OWC) y efecto Arquímedes.
- **Cuerpos flotantes : s**on dispositivos constituidos por un cuerpo flotante que es movido por las olas. El movimiento oscilatorio que se aprovecha puede ser vertical, horizontal, en torno a un eje (cabeceo) o una combinación de los anteriores. Por otra parte, este

movimiento puede ser absoluto entre el cuerpo flotante y una referencia fija externa (anclaje al fondo o lastre) o bien movimiento relativo entre dos o más cuerpos, siendo los primeros los más abundantes. En estos casos, los esfuerzos a los que son sometidos los amarres son importantes; además, estos dispositivos son sensibles a las mareas, y su instalación y mantenimiento resultan complejos. De todos los dispositivos existentes, el que está en una fase más avanzada de desarrollo es Pelamis de la compañía escocesa Pelamis Wave Power.

- **Sistemas de rebosamiento y/o impacto:** Son dispositivos en los que las olas inciden en una estructura, lo que consigue aumentar su energía potencial, su energía cinética o ambas. Los sistemas de rebosamiento fuerzan a que el agua pase por encima de la estructura mientras que en los de impacto las olas inciden en su estructura articulada o flexible que actúa de medio de transferencia.

  Se conocen sistemas de rebosamiento *onshore* y *offshore*. Los primeros no son muy frecuentes ya que requieren la conjunción de una serie de características naturales en el emplazamiento y el coste de la obra civil es elevado. Un sistema de rebosamiento puede incluir o no un depósito que almacene agua. Los dispositivos que almacenan agua en un depósito en altura utilizan algún tipo de concentrador (canal en cuña o parábola) para incrementar la altura de las olas. Un sistema *offshore* representativo es Wave Dragon desarrollado en Dinamarca por la empresa del mismo nombre.

  Por su parte, los sistemas de impacto suelen utilizar una pala articulada o una bolsa flexible como medio de transferencia. Existen dispositivos tanto *nearshore* como *offshore*. Un sistema *nearshore* representativo del tipo pala es Oyster, desarrollado por la compañía escocesa Aquamarine Power.

Figura 4.4.11. Clasificación de los convertidores de energías del mar según su principio de captación

Fuente: IH Cantabria

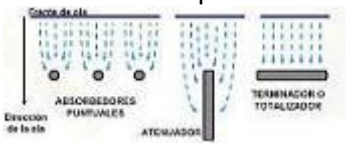
c) <u>Según el tamaño y orientación del dispositivo respecto al frente de ola, se clasifican en:</u>

- **Absorbedores puntuales: s**on estructuras pequeñas en comparación con la ola incidente, suelen ser cilíndricas (simetría axial) y son capaces de captar no sólo la energía de la porción de la ola

directamente incidente, sino también la de un entorno más o menos amplío, siendo indiferentes a la dirección de propagación de la ola. Generalmente se colocan varios absorbedores puntuales agrupados formando una línea. Ejemplos tipo boya, como el sistema AquaBUOY de la compañía irlandesa Finavera Renewables o PowerBuoy de la empresa estadounidense Ocean Power Technologies.

- **Totalizadores o terminadores: s**on dispositivos alargados situados perpendicularmente a la dirección del avance de la ola (paralelos al frente de la ola), captando la energía de una sola vez. Ejemplos: Rectificador Russell, Pato Salter.
- **Atenuadores: t**ambién se denominan absorbedores lineales. Consisten en estructuras alargadas, colocadas en paralelo a la dirección de avance de las olas, de forma que van extrayendo energía de modo progresivo y direccional. Ejemplos: Pelamis.

Figura 4.4.12. Clasificación de los convertidores de energías del mar según el tamaño y la orientación con respecto al frente de ola



Fuente: IH Cantabria

d) <u>Según su comportamiento dinámico, se pueden clasificar en:</u>

- **Activos:** los elementos de la estructura se mueven como respuesta a la ola y se extrae la energía utilizando el movimiento relativo que se origina entre las partes fijas y móviles.
- **Pasivos:** la estructura se fija al fondo del mar o en la costa y se extrae la energía directamente del movimiento de las partículas de agua.

La variedad de diferentes dispositivos de captación es enorme, lo que hacen difícil centrar los esfuerzos de desarrollo tecnológico.

La falta de madurez tecnológica e industrial del sector impide el conocimiento detallado de los materiales y procesos destinados a la óptima fabricación, siendo esta incertidumbre un factor común para todos los proyectos incluso aquellos desarrollos más avanzados.

Es preciso realizar mayores esfuerzos para realizar diseños específicos optimizados para soportar las duras condiciones a los que los somete el medio marino, mejorando las condiciones de supervivencia y durabilidad de los equipos que componen las plantas de aprovechamiento undimotriz. El futuro tecnológico se basa en mejorar varios aspectos: por un lado, la eficiencia al aprovechar el movimiento no lineal y esquivo de las olas o su resistencia al embate de las mismas, y todo ello a un coste asumible y, por otro lado, la eliminación de los sistemas oleohidráulicos en dispositivos tipo boya.

La cadena de suministro no está lo suficientemente consolidada, puesto que el desarrollo de estos equipos a las escalas proyectadas, requiere un importante *know-how* y experiencia que es difícil de alcanzar de manera

asumible para todos los eslabones de la cadena, más si cabe para la tipología de industrias intrínseca al gremio de fabricantes de bienes de equipo.

El desarrollo comercial de la energía de las olas no se espera hasta un horizonte a largo plazo, con una esperada competitividad de mercado para el año 2030, principalmente debido a los altos costes de inversión que es preciso optimizar.

4.4.2.2 Energía de las corrientes

En el caso de la ***energía de las corrientes***, la tecnología se basa en convertidores de energía cinética, similares a los que utilizan los aerogeneradores, empleando en este caso instalaciones submarinas. El rotor de la turbina está situado próximo a la superficie, para aprovechar la zona donde las velocidades del agua son más altas y respecto a su colocación hay dos formas:

- Sobre el lecho marino, previamente arreglado, diseño que se utiliza preferentemente en aguas poco profundas (20-30 m de profundidad).
- Sobre un sistema flotante con los convenientes amarres, que se aplican tanto en aguas poco profundas como en las profundas (50 m profundidad).

Al igual que en el aprovechamiento de la energía del viento, para las corrientes marinas se utilizan dos tipos de rotores: rotores axiales (tipo hélice, de eje horizontal) y rotores de flujo cruzado (tipo Giromill, de eje vertical). La energía extraíble es función del diámetro del rotor de la turbina y de la velocidad de las corrientes.

Esta tecnología está actualmente en expansión y son muchos los dispositivos existentes basados en el aprovechamiento de la energía de las corrientes. La primera generación de estos dispositivos está basada en el uso de componentes convencionales de ingeniería y sistemas para lograr una fiabilidad razonable al mínimo coste.

El futuro tecnológico de este tipo de aprovechamiento de la energía del mar se basa en el desarrollo de modelos de turbinas más avanzados de las convencionales de hélice.

En la actualidad, las grandes corrientes oceánicas no se explotan por su alejamiento de las costas y la consiguiente complejidad técnica que conlleva, aunque en el VII Programa Marco de la Unión Europea ya se plantea realizar plataformas flotantes de aprovechamiento de esta energía. Estas plataformas transformarían el agua del mar en hidrógeno mediante hidrólisis, transportándolo después a tierra mediante buques cisterna.

4.4.2.3 Centros tecnológicos de pruebas

El desarrollo de los primeros proyectos de aprovechamientos de energías del mar requiere de una infraestructura adecuada de evacuación eléctrica, que en algunos países de la Unión Europea se están empezando a proyectar.

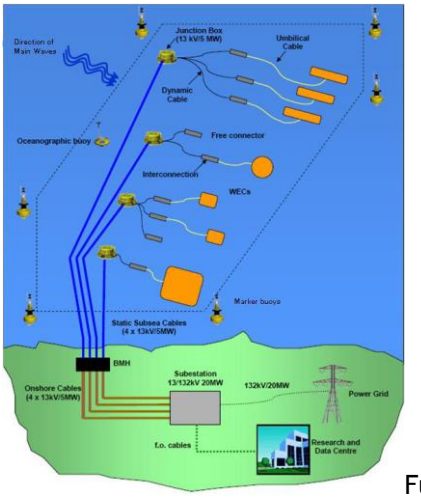
En agosto de 2008, Portugal tomó la decisión de crear una zona piloto con una potencia total de 250 MW para el desarrollo tecnológico de nuevos prototipos en fase precomercial e industrial. El centro de pruebas estará ubicado a 120 km al norte de Lisboa a una profundidad de entre 30 y 90 metros y con una extensión de 320 km^2. La zona piloto permitirá la instalación de todo tipo de dispositivos de energías marinas incluida la eólica *off-shore*.

Muchas de las actividades de promoción de la energía de las mareas y las olas en el Reino Unido se han centrado en el desarrollo de dos centros de pruebas: el EMEC (European Marine Energy Centre) en Orkney y el proyecto WAVE HUB en Cornwall. El EMEC lleva en operación varios años y como primer centro de pruebas en cualquier parte del mundo ofrece la oportunidad a los tecnólogos de probar sus prototipos a escala real conectados a red en unas excelentes condiciones de olas y mareas.

Al igual que en Europa, en España existen varios proyectos para desarrollar centros tecnológicos de pruebas y homologaciones de los prototipos y equipos en fase de desarrollo:

- País Vasco: BIMEP (Biscay Marine Energy Platform), infraestructura para investigación, demostración y explotación de sistemas de captación de energía de las olas en mar abierto, que permitirá a los fabricantes de estos sistemas que instalen sus equipos en ellas, realicen pruebas y homologuen prototipos y equipos en fase de desarrollo. La potencia total del centro tecnológico será de 20 MW.

Figura 4.4.13. Arquitectura conceptual de la Infraestrutura de BIMEP



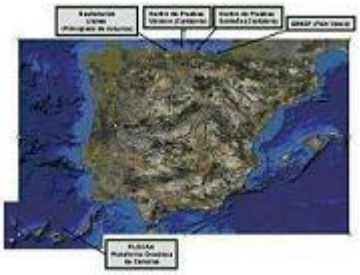
Fuente BIMEP

- Canarias: Proyecto PLOCAN, infraestructura científica y tecnológica de carácter singular con el objetivo de facilitar el acceso y que estará completamente operativa en el año 2011 y que albergará un banco de pruebas para el aprovechamiento de energías del mar (eólica *off-shore*, undimotriz, corrientes marinas, etc.).
- Cantabria: desarrollo de un nodo energético de energía de las olas de 2 MW en Santoña y de un centro de pruebas para sistemas marinos (oleaje y viento) en la zona de Ubiarco, con una capacidad de conexión, aún por determinar, del orden de 20 MW, que permitirá la conexión de grandes turbinas eólicas flotantes, aunque se podrán

conectar también sistemas de aprovechamiento de la energía del oleaje.

- Asturias: Infraestructura liderada por la Universidad de Oviedo, pretende la creación de una Instalación Científica Técnica Singular emplazada en la costa asturiana para la experimentación, demostración y explotación de sistemas de captación de energías de origen marino, almacenamiento y transporte de energía eléctrica, investigación medioambiental, acuicultura marina, estudios de biodiversidad y análisis del cambio climático.

Figura 4.4.14. Centros tecnológicos en España



Fuente: elaboración propia

4.4.3. Evaluación del potencial

España posee un importante potencial energético marino, en el que por las características de nuestra costa, la energía undimotriz dispone de recurso de gran calidad para su viabilidad y desarrollo. Por este motivo, IDAE ha realizado el "*Estudio de la evaluación del potencial de energía de las olas en España*" con el objetivo de elaborar un atlas del potencial del recurso energía del oleaje para todo el litoral español, para su integración en el Plan de Energías Renovables 2011-2020.

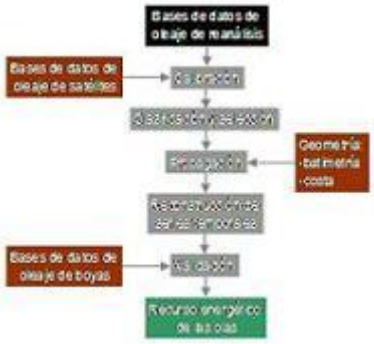
Para ello, se ha caracterizado el flujo medio de la energía del oleaje (magnitud y dirección) con una elevada resolución espacial (200 m) desde profundidades indefinidas (aguas abiertas) hasta la costa; y teniendo en cuenta su variabilidad temporal a distintas escalas (mensual, estacional, interanual y tendencias de largo plazo).

Los exigentes requerimientos, en cuanto a resolución espacial y temporal y a su amplia cobertura geográfica, han hecho necesario el desarrollo de una metodología que permitiera obtener largas series de datos horarios o estados de mar de oleaje (de al menos una duración de 20 años), de calidad contrastada a lo largo de todo el litoral español.

La metodología utilizada combina adecuadamente las mejores bases de datos de oleaje disponibles (observaciones instrumentales y modelado numérico o de reanálisis), utiliza modelos numéricos de propagación del oleaje capaces de reproducir los procesos de transformación del oleaje desde profundidades indefinidas hasta la costa y aplica sofisticadas herramientas matemático-estadísticas para poder gestionar eficientemente la gran cantidad de información que se genera, la cual es validada con la información instrumental de las redes de boyas que cubren el litoral español. Finalmente, a partir de cada una de las series de datos de oleaje generadas, se caracteriza

el recurso energético del oleaje y se evalúa su variabilidad estacional e interanual y las tendencias de largo plazo.

Figura 4.4.15. Procedimiento general de IH Cantabria de caracterización de los recursos energéticos en una determinada zona en profundidades intermedias o reducidas



Fuente: IH Cantabria

La metodología integral que se aplica comprende los siguientes pasos (ver Figura 4.4.14):

a) Análisis de las bases de datos de oleaje disponibles.

b) Calibración de los datos de reanálisis en profundidades indefinidas utilizando datos de satélite.

c) Clasificación de los estados de mar a propagar.

d) Propagación de los estados de mar seleccionados.

e) Reconstrucción de la serie temporal en los puntos objetivos.

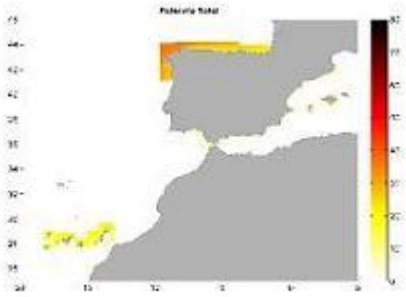
f) Validación con boyas

g) Caracterización del recurso energético mediante la aplicación de modelos estadísticos.

Los resultados se presentan en forma de:

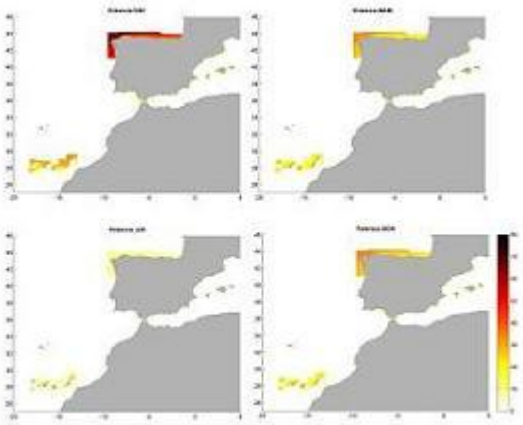
- Mapas a lo largo de todo el litoral.
- Mapas por mallas de cálculo: los mapas a nivel de malla permiten visualizar con un mayor detalle las características del recurso energético, no solo a nivel de la cantidad de potencia sino también a su distribución direccional.
- Fichas resumen en más de 1.000 puntos a lo largo de la costa, a 20, 50, 100 m de calado y en profundidades indefinidas.

Figura 4.4.15. Atlas de potencia media del oleaje en España (kW/m)



Fuente: IH Cantabria

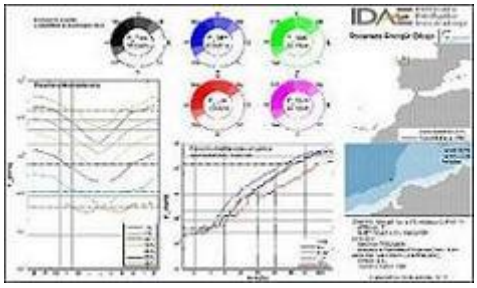
Figura 4.4.16. Potencia media (kW/m) estacional en el litoral español



Fuente: IH Cantabria

Se ha obtenido la caracterización del recurso de energía a lo largo de la costa española con una resolución espacial de 0.1º x 0.1º a 20, 50, 100 m de calado y en profundidades indefinidas. Esta información se ha almacenado en una ficha para cada punto de interés como la que se muestra en la figura 4.4.17, correspondiente a la profundidad de 100 m. El recurso de energía del oleaje se caracteriza mediante la potencia media y su distribución en sectores direccionales según la dirección media de la energía del oleaje, total y estacional, la función de distribución empírica de la potencia total y estacional, y la estacionalidad mensual de la potencia a partir de una serie de estadísticos.

Figura 4.4.17. Ficha con la caracterización de la potencia del oleaje en distintas escalas temporales (total, estacional y climatología mensual)



Fuente: IH Cantabria

A continuación se presentan los resultados de potencia media por comunidades autónomas, tanto en profundidades indefinidas como a 100, 50 y 20 metros de profundidad.

En la tabla 4.4.1 se presentan los valores de potencia media por comunidades autónomas, tanto el valor medio de todos los puntos situados en los bordes exteriores de las mallas de propagación (profundidades indefinidas), como su desviación típica, valor máximo y valor mínimo; de esta forma no solo es posible dar el valor promedio de la potencia por comunidad autónoma, sino también la variación del recurso a lo largo de las costas de cada zona. Así por ejemplo, en el País Vasco la potencia media no varía sustancialmente en profundidades indefinidas, en cambio en las Islas Canarias se obtienen grandes variaciones, debido fundamentalmente al marcado contraste entre el clima marítimo de las costas orientadas al Norte frente a las orientadas al Sur.

Tabla 4.4.1. Potencia media por comunidades autónomas en el exterior (valor medio, desviación típica, máximo y mínimo)

	Potencia media en el exterior, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	26,68	0,58	27,39	25,46
Cantabria	30,97	2,59	33,75	27,46
Asturias	35,14	1,15	37,3	33,47
Galicia	37,97	2,34	41,27	33,22
Andalucía	4,50	1,17	7,56	2,91
Murcia	3,08	0,85	4,25	2,14
Valencia	2,96	0,36	3,72	2,33
Cataluña	4,17	1,66	7,51	2,37
Baleares	5,11	1,69	8,74	2,68
Canarias	13,59	6,03	23,67	2,63
Melilla	5,40	0,64	6,03	4,17

Fuente: IH Cantabria

En las tablas 4.4.2, 4.4.3 y 4.4.4 se presentan los valores de potencia media por comunidades autónomas a 100, 50 y 20 metros de profundidad respectivamente, en las que se puede comprobar cómo la potencia media disminuye con la profundidad.

Tabla 4.4.2. Potencia media por comunidades autónomas a 100 m de profundidad (valor medio, desviación típica, máximo y mínimo)

	Potencia media a 100 m, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	19,89	1,91	22,15	16,26
Cantabria	22,94	1,69	25,91	19,69
Asturias	21,51	2,67	25,88	14,90
Galicia	30,26	6,15	37,01	11,99
Andalucía	3,42	1,41	7,81	1,57
Murcia	2,25	0,95	3,74	1,26
Valencia	2,86	0,46	3,67	2,00
Cataluña	3,13	1,11	5,62	1,59
Baleares	4,56	1,96	8,68	1,72
Canarias	9,70	6,99	22,58	0,30
Melilla	4,65	0,74	5,70	3,71

Fuente: IH Cantabria

Tabla 4.4.3. Potencia media por comunidades autónomas a 50 m de profundidad (valor medio, desviación típica, máximo y mínimo)

Potencia media a 50 m, Pw (kW/m)			
Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo

País Vasco	15,18	3,76	20,46	7,55
Cantabria	18,96	4,44	24,26	9,65
Asturias	17,48	3,77	25,51	10,8
Galicia	25,21	8,64	36,6	8,58
Andalucía	3,06	1,60	7,31	0,90
Murcia	1,43	0,71	3,03	0,62
Valencia	2,30	0,38	3,04	1,47
Cataluña	2,26	0,79	4,59	1,28
Baleares	3,63	2,00	8,31	1,14
Canarias	8,94	6,97	20,99	0,23
Melilla	3,50	0,56	4,63	2,97

Fuente: IH Cantabria

Tabla 4.4.4. Potencia media por comunidades autónomas a 20 m de profundidad (valor medio, desviación típica, máximo y mínimo)

	Potencia media a 20 m, Pw (kW/m)			
	Media	Desviación típica	Máximo	Mínimo
País Vasco	12,2	4,58	18,98	4,65
Cantabria	14,94	3,81	20,9	7,98
Asturias	13,55	4,58	23,14	7,56
Galicia	17,08	9,21	33,62	1,50
Andalucía	2,53	1,50	6,56	0,48
Murcia	1,07	0,73	2,41	0,35
Valencia	1,70	0,46	2,71	0,74
Cataluña	1,62	0,68	3,72	0,82
Baleares	2,01	0,88	4,09	0,83
Canarias	7,53	6,56	21,84	0,23
Melilla	3,20	0,51	4,24	2,71

Fuente: IH Cantabria

A la vista de los resultados obtenidos, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

1) En cuanto al potencial:

- Galicia presenta los valores de potencial de energía más elevados, con potencias medias en profundidades indefinidas entre 40–45 kW/m.
- El Mar Cantábrico es, en segundo lugar, la siguiente zona del litoral en cuanto a recurso (alrededor de 30 kW/m disminuyendo de Oeste a Este).
- En tercer lugar, la fachada Norte de las Islas Canarias (con 20 kW/m).
- La fachada Sur de las Islas Canarias, junto con el Mediterráneo español y el Golfo de Cádiz presentan valores medios anuales menores a 10 kW/m.

2) Los resultados obtenidos en profundidades indefinidas van disminuyendo progresivamente a medida que el calado disminuye, aunque en algunas áreas se producen concentraciones locales motivadas por la configuración de la costa y de la batimetría.

3) Existe una fuerte estacionalidad en la potencia media, pudiendo presentarse en invierno potencias medias de 75 kW/m (Galicia), 50 kW/m (Cantábrico) y 35 kW/m (Norte de Canarias).

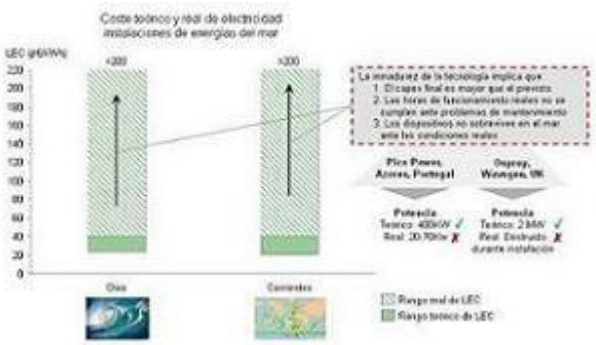
4.4.3 Análisis de costes

Actualmente, los costes normalizados de energía reales son altos, encontrándose fuera del rango comercial, y tampoco son fiables debido a la inmadurez de la tecnología.

Los puntos críticos que influyen directamente en los costes de esta tecnología son, entre otros:

- Los sistemas o prototipos se enfrentan al reto de probar su eficiencia en el mar con resultados contrastables en el tiempo.
- El coste de inversión final es mayor de lo previsto en muchos casos
- Las horas de funcionamiento reales no se cumplen por problemas de mantenimiento. Por ejemplo, la potencia esperada de la planta de Pico Power en las Azores (Portugal) era de 400 KW, cuando en la realidad sólo dio potencias en torno a 20-70 KW debido a problemas de resonancia mecánica.
- Los dispositivos no sobreviven en el mar en condiciones reales. La planta de Wavegen en Osprey (Reino Unido) fue destruida durante el proceso de instalación.

Figura 4.4.18: Coste teórico y real de electricidad en instalaciones de energías del mar

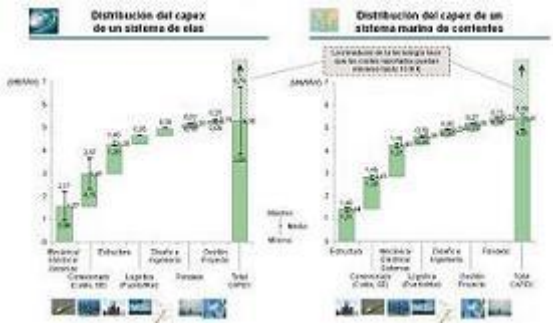


Fuente: BCG- "Estudio de Evolución tecnologica y prospectiva de costes de las energías renovables"-

El camino para reducir los actuales costes, no asumibles a escala competitiva, reside en lograr una tasa de aprendizaje que permita su estimación al margen de los diseños, así como un sistema de apoyo adecuado que acelere el proceso.

Los costes teóricos de una planta de olas se encontrarían entre 3,9 y 6,7 M€$_{2010}$/MW mientras que en la de corrientes serían de entre 4,9 y 5,6 M€$_{2010}$/MW.

Figura 4.4.19 Distribución del capex de un sistema de olas y un sistema marino de corrientes



Fuente: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables BCG"

En cuanto a las horas de funcionamiento podría oscilar entre 2.200 y 3.100 horas anuales. En realidad, todos estos valores son teóricos, ya que el rendimiento real de los prototipos no ha alcanzado hasta la fecha los valores esperados.

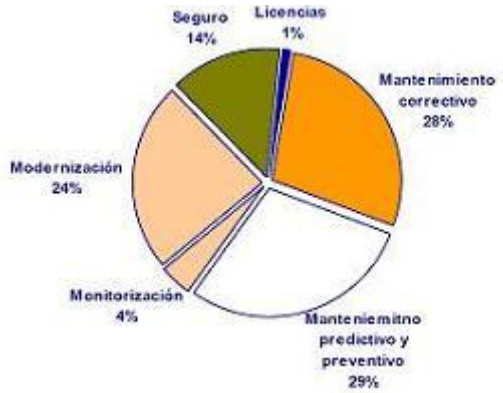
Los costes de inversión y operación son muy dependientes del dimensionado, capacidad, ubicación y en definitiva de la tecnología de aprovechamiento. Para su estimación se emplean complejas herramientas de simulación, cuya optimización es una de las prioridades de desarrollo para estas energías. Los resultados obtenidos estiman que el coste de operación estaría entre 30 y 52 M€$_{2010}$/MW/año, de los cuales cerca de un 75% estaría asociado con costes de mantenimiento y reparaciones.

Figura 4.4.20. Desglose del OPEX de un sistema marino. Rango de horas de funcionamiento de un sistema marino

Fuente: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

El desglose correspondiente a costes de O&M sería el siguiente: 29% a mantenimiento predictivo, 28 %a mantenimiento correctivo, 24% a modernización y el restante a seguros (14%), licencias (1%) y monitorización (4 %) *(Carbon Trust-2006)*.

Figura 4.4.21. Distribución de costes de O&M



FUENTE: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

El coste de capital de los prototipos es superior a los modelos de producción comerciales: *one-offs* frente a economías de escala, soluciones *off-shelf*, mejoras de diseño donde prevalece el criterio de ingeniería frente a la economía.

La reducción de costes es viable buscando la I+D a corto plazo (mejora de conceptos de diseño y optimización de la ingeniería), o bien aprendiendo de la experiencia y exploración a más largo plazo (economías de escala y aprendizaje).

La reducción de los costes en el tiempo alcanzará en la madurez una paridad que permite estimar la fecha en la que la energía de las olas será competitiva, con costes LEC estabilizados a niveles de 5 c€/kWh que serán realidad entre 2025 y 2030.

Evolución esperada de los costes normalizados de energía

En la actualidad, no se espera la disponibilidad de plantas comerciales a corto-medio plazo debido a los problemas existentes entre los modelos y el comportamiento real de las instalaciones en el medio marino. En cambio, sí es factible la disponibilidad de plantas de pequeña escala que aporten su energía a red en casos muy puntuales para determinadas tecnologías más avanzadas, aunque necesitarán fuertes apoyos de financiación.

La reducción de costes en la energía undimotriz es viable por varias vías de desarrollo. En el corto plazo mediante la mejora del diseño conceptual y la optimización de la ingeniería de detalle. En el largo plazo haciendo uso de economías de escala en la producción, construcción, instalación, operación y gestión o con base en el aprendizaje.

Gracias a este esfuerzo, algunas estimaciones consideran que la energía undimotriz podría ser competitiva aproximadamente en torno al 2020-2030.

El despegue comercial real de las tecnologías no se estima que pueda llevarse a cabo hasta 2016-2017, con el objetivo de instalación de al menos 6 infraestructuras con capacidad 40 MW, según marca la Hoja de Ruta europea.

Para ello, se deberán impulsarán como acciones estratégicas:

- Un programa intensivo de I+D enfocado a nuevos diseños y componentes que reduzcan el coste y mejoren la supervivencia de los equipos.

- Un programa de demostración dedicado al desarrollo y prueba de prototipos a escala.
- Una red de infraestructuras experimentales que permitan validar los convertidores e instalaciones en todo su ciclo de vida.
- Una acción transversal de la Unión Europea para la mejora de la fiabilidad mediante nuevas y mejoradas técnicas de instalación.

En este sentido, el avance de la tecnología se considera pasará por las siguientes fases o periodos:

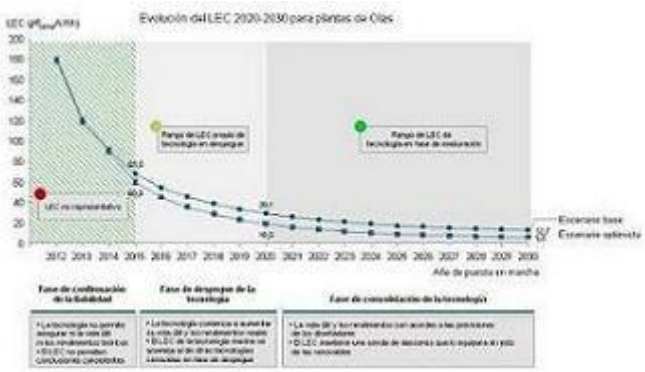
- Confirmación de la fiabilidad (2010-2015): será clave lograr avances en la tecnología, los modelos de simulación y los prototipos que permitan desarrollar sistemas con capacidad comercial. Durante este periodo las tecnologías no tendrán costes viables comercialmente.
- Despegue de la tecnología (2016-2020): de alcanzarse modelos viables, esperamos que éstos se desarrollen para su puesta en marcha en este periodo. Si es así, podríamos encontrar en dicho periodo costes de generación de electricidad en torno a 21 y 33 c€$_{2010}$/kWh dependiendo de las horas de funcionamiento de las plantas.
- Fase de consolidación de la tecnología (2021-2030): el despliegue comercial permitirá a la tecnología recorrer la curva de experiencia. Se podría alcanzar costes de generación del orden de 7 a 15 c€$_{2010}$/kWh dependiendo del grado de solidez de la curva de experiencia.

Figura 4.4.22. Evolución y retos técnicos de las energías del mar

Fuente: IH Cantabria

En cualquier caso, para alcanzar la madurez tecnológica entre los años 2020 y 2030, todo dependerá de la tasa de aprendizaje que acelerará más o menos el proceso gracias al éxito de las primeras plantas, así como la apuesta de promotores y el apoyo de la Administración.

Figura 4.4.23. Fases en la evolución del coste normalizado de la energía mediante el aprovechamiento de las energías del mar



Fuente: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Principales palancas de reducción del coste normalizado de energía

Una vez que los sistemas entren en la fase de consolidación de la tecnología, la principal palanca para disminuir los costes será la reducción de los costes de inversión (67% del impacto total) y, en menor medida, la reducción de los costes de operación de las plantas, que contribuirán a reducir en otro 33% el coste de generación.

a) Reducción del coste de inversión

El coste de inversión podría alcanzar los 2-3 M€$_{2010}$/MW en 2020 y 0,75-2 M€$_{2010}$/MW en 2030, frente a los más de 5M€$_{2010}$/MW en la actualidad.

Se espera una reducción de los costes de inversión por curva de experiencia en el entorno de 5-10% cada vez que se dobla la capacidad instalada, similar a la curva de experiencia de la energía eólica (4-6%).

Entre las mejoras tecnológicas esperables en el periodo se incluyen:

- Diseño e ingeniería: desarrollo de plantas más fiables y mejora en los modelos de simulación.
- Estructura: uso de nuevos materiales compuestos y mejor interacción de la estructura con otros materiales.
- Sistemas mecánicos y eléctricos: mejora de los sistemas de fricción que alargarán la vida útil de las plantas.
- Conexionado: mejoras en cables tipo HVDC y desarrollo de *clusters* de plantas marinas que abaratan el coste total.
- Desarrollo de técnicas de fondeo e instalación de plantas.

Adicionalmente, algunos componentes clave verán reducidos significativamente los costes al desarrollarse la industria y aumentar la escala de la plantas de producción.

b) Reducción del coste de operación y mantenimiento

Los costes de operación y mantenimiento permanecerán como un coste elevado en el periodo ante la dificultad de trabajar en el medio marino. Se espera una reducción total del 25% del coste de operación en función de:

- Desarrollo de componentes especializados y potenciales sinergias con eólica *offshore*.
- Desarrollo de sistemas de seguimiento y monitorización que facilitan el mantenimiento preventivo.
- Incremento de la fiabilidad de las plantas.
- Otros ahorros derivados de los menores costes de seguros al reducir el coste de inversión.

Hipótesis de desarrollo del entorno y tecnológicas para la evolución de costes de generación esperada

Para alcanzar la evolución de costes propuesta, se requiere el cumplimiento de una serie de hipótesis de trabajo, que se enumeran a continuación:

- Inversión en I+D por parte de empresas y entidades públicas durante el periodo 2010-2015 que permita alcanzar con éxito un modelo comercialmente viable. Dicha inversión se debe realizar no sólo en España sino en otros países para asegurar masa crítica.
- Despliegue de nueva capacidad de generación marina que impulse la curva de experiencia
  - Hasta 2015 no se desarrollan modelos comerciales.
  - Entre 2015 y2020, la potencial mundial instalada pasa de 261 MW a 3.600 MW.
  - Despegue de las tecnologías del mar alcanzando los 54.000 MW en 2030.

Figura 4.4.24. Evolución del coste de inversión en una planta de energía de las corrientes (escenario base)

Fuente: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

La falta de apoyo privado y público a la I+D+i no permitirá el despegue de la tecnología, lo que implicará una ralentización en la reducción potencial de costes al no alcanzarse el desarrollo comercial. Aunque existen países que destinan diversos programas de apoyo e incentivos, tanto de mercado como

I+D+i, la inmadurez de las tecnologías es tal que demanda aún un fuerte impulso o no será capaz de lograr el despegue.

4.4.5 Barreras al desarrollo del sector

El aprovechamiento energético de las energías del mar y su integración en red conllevan una serie de barreras, tanto de tipo tecnológico y de mercado como de aspectos sociales y administrativos.

Siendo un área de ingeniería nueva y emergente, es preciso identificar y evaluar concienzudamente las posibles barreras al desarrollo del sector, para ser capaces de definir consecuentemente los retos que pueden retrasar o dinamizar el progreso de los sistemas como paso primero y esencial para mitigar las limitaciones al desarrollo.

- ***Barreras y retos tecnológicos***

Las lecciones aprendidas de tecnologías con mayor grado de madurez como la industria eólica, puede aportar luz en el camino a seguir para la evolución del desarrollo de la energía del mar, principalmente en aspectos comunes como la integración en red.

- Necesidad de una red de evacuación robusta, muchas veces no existente en zonas de alto recurso.
- Carencia de protocolos y estándares de diseño.
- Falta de madurez: divergencia tecnológica.
- Condiciones severas del mar: supervivencia.
- Coste de la instalación y de mantenimiento.
- Condiciones de operación severas: supervivencia.
- Irregularidades en amplitud, fase y dirección de las olas.

Figura 4.4.25. Esquema de Barreras al desarrollo de la tecnología e impactos

Fuente: European Ocean Association; Waveplam; análisis BCG

- ***Barreras de mercado***

- Elevados costes de inversión y generación (instalación y mantenimiento). Alto riesgo.
- Insuficiencia de programas de apoyo público a la I+D de tecnologías de aprovechamiento de las energías del mar.
- Retornos insuficientes.
- Falta de datos históricos para previsión de riesgos.

- Dificultades financieras para proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores.
- Mercados de la electricidad convencionales, con profusión de plantas centralizadas de producción.
- Manipulación de la libre competencia por compañías eléctricas. Integración vertical con incentivos que actúan de barrera de entrada a las energías renovables.

- ***Barreras administrativas, medioambientales y sociales***
  - Marcos administrativos poco adecuados y adaptados a las peculiaridades de las energías renovables.
  - Dilatación y complejidad en la tramitación y gestión de autorizaciones, licencias, terrenos… de proyectos de energías del mar.
  - Compatibilidad con diversos usos del mar.
  - Limitación a su implantación por temas medioambientales.
  - Falta de aceptación o compromiso público por una divulgación insuficiente.
  - Inmadurez de procesos respecto a otras fuentes ya competitivas.
  - Falta de personal cualificado.

En el siguiente cuadro se recogen las principales barreras no tecnológicas al desarrollo del potencial de energía de las olas:

Figura 4.4.26. Barreras no tecnológicas al desarrollo del potencial de energía de las olas

Fuente: Waveplam

4.4.6 Actuaciones propuestas

La energía de las olas presenta excelentes perspectivas de desarrollo, aunque su desarrollo futuro se verá condicionado por su evolución tecnológica y la superación de las barreras mencionadas en el apartado anterior. En contraposición, sus principales fortalezas son el tratarse de una energía limpia, renovable y autóctona de alto potencial, con leve impacto ambiental y visual, capacidad de predicción y buena correlación entre recurso y demanda.

Las principales propuestas para superar las barreras mencionadas en el apartado anterior y que permitan alcanzar los objetivos establecidos para el

año 2020 se describen a continuación clasificadas en propuestas económicas, propuestas normativas y propuestas de formación y divulgación:

Propuestas normativas

- Adaptación del Marco Legal del RE a diversos aspectos sectoriales (HEL-004)Desarrollo de un marco regulatorio específico para el desarrollo de proyectos de energías del mar (licencias y permisos simplificados, definidos y coordinados).. . Creación de un grupo propio específico para proyectos de energías del mar dentro del Régimen Especial.
- Simplificación de los trámites administrativos de las instalaciones renovables eléctricas, en particular en energías del mar para generación de energía eléctrica **(HEL-011).**
- Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i relacionados con energías del mar (HEL-012).
- Procedimientos administrativo simplificado para plataformas experimentales I+D de eólica marina y energías del mar de alta especialización (HEL-010).

Propuestas de subvención

- Programa de subvenciones a la investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos (Línea 1, HGL-011) . Las ayudas públicas de esta línea van dirigidas, entre otras, a Programas de investigación y desarrollo de tecnologías de aprovechamiento de energías del mar e instalaciones de conexión a red así como modelos de predicción del recurso energético marino, creación de plataformas experimentales de conexión a red específica para prototipos de energía undimotriz.
- Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas y combustibles renovables (Línea 3, HGL-010)), dirigido a proyectos de innovación y/o demostración de nuevas tecnologías de energías del mar.
- Programa de IDAE de apoyo a la inversión para proyectos demostración tecnológica con generación eléctrica (Línea 4, HEL-016) . Este programa está dirigido a aquellos proyectos de innovación tecnológica, en fase de demostración tecnológica o pre-comercial en España como son los proyectos de generación eléctrica mediante energías que requieren ayudas directas a la inversión, complementarias al apoyo económico a la producción vía Régimen Especial.

Propuestas de Financiación

- Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos e innovación (Línea A, HGL-002) . Programa dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos, sistemas de gestionabilidad y equipamientos específicos relacionados con energías renovables emergentes en fase no comercial.

  Las líneas del programa serían las siguientes:

- Actividades de investigación, desarrollo tecnológico e innovación de tecnologías de aprovechamiento de energías del mar e instalaciones de conexión a red.
- Otras infraestructuras y servicio: desarrollo en paralelo de la infraestructura y capacidades para dar soporte auxiliar a la tecnología undimotriz. Este esfuerzo conlleva a su vez importantes beneficios para favorecer la riqueza y oportunidades en regiones periféricas con activos de sostenibilidad y protección del clima.
- Se precisa un importante esfuerzo en I+D en todas las áreas de actividad que comprende la energía de las olas, para lograr a través del desarrollo tecnológico hacer realidad su despegue definitivo.

➢ Programa de **financiación para proyectos de demostración** de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables (Línea B, HGL-013). Este programa englobaría aquellas actuaciones financieras propuestas en el PER 2011–2020, dirigidas a la financiación —mediante la concesión de préstamos a la inversión—- de proyectos en fase de demostración o comercial muy incipiente (pre-comerciales), promovidos por entidades públicas y privadas de carácter nacional, con posibilidad de participación de centros tecnológicos y de investigación.

- Proyectos de demostración de aprovechamiento de energías del mar: instalaciones precomerciales para generación eléctrica.

➢ Programa de **financiación para proyectos en fase comercial**, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo (Línea C, HGL-012) .

- Proyectos de aprovechamiento de energías del mar, que por las características del proyecto tienen dificultades de financiación debido a la percepción del riego elevado por parte de las entidades financieras.

Los objetivos a conseguir con estas actuaciones en el sector de las energías del mar son, entre otros, los siguientes:

- Incentivar el mercado apoyando la innovación para la reducción del riesgo inversor en manos del tecnólogo.
- Promover alianzas más equitativas entre proyectos de investigación y demostradores industriales.
- Valorar otras tecnologías para establecer sinergias y posibilidades de desarrollo de sistemas híbridos.
- Instrumentos de financiación acordes con los términos del mercado para lograr el salto de la escala prototipo demostración a las plantas comerciales.

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

- Establecimiento de un marco retributivo para la generación eléctrica incorporada a red (HEL-015). Establecimiento de un marco tarifario específico para el sector de las energías del mar, con la creación de un grupo propio dentro del Régimen Especial y un esquema de apoyo adecuado, que pudiera ser complementado en las fases iniciales por subvenciones a la inversión, que permita establecer un incentivo atractivo y competitivo que active el mercado y desarrolle el sector.

Propuestas de información / formación

- Difusión de las Energías Renovables al conjunto de la sociedad (HGL-004). Campañas de divulgación, imagen e información para la opinión pública que fomenten los beneficios medioambientales y socioeconómicos que conllevaría el aprovechamiento energético de las energías del mar. Formación y especialización de todos los agentes de la cadena de valor. **.**

Propuestas de planificación

- Planificación de infraestructuras eléctricas y de gas (HGL-006). Planificación de infraestructuras de evacuación de energía eléctrica proveniente de proyectos de energía de las olas. Es preciso un adecuado desarrollo de las redes eléctricas en las regiones marítimas periféricas sin dilación para asegurar la exportación de la energía de las olas en los mercados. **.**

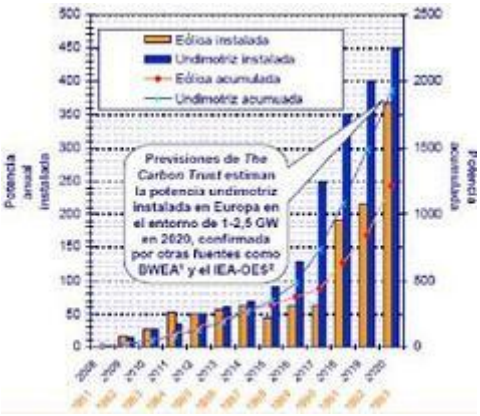
Propuestas de promoción

- Fomento de la implantación comercial de tecnologías innovadoras (HGL-015), en particular de las diferentes tecnologías de aprovechamiento de energías del mar.

4.4.7 Objetivos

A nivel mundial, los objetivos previstos para las energías del mar en los horizontes 2020–2050 es de 3,6 y 188 GW, respectivamente. En 2050, la producción de electricidad proveniente del océano podría alcanzar el equivalente a 100 centrales nucleares. (Fuente European Ocean Energy Roadmap 2010–2050).

Figura 4.4.27. Evolución prevista de la energía undimotriz frente a la evolución histórica de la energía eólica en Europa



Fuente: British Wind energy association, International Energy Agency–Ocean Energy Systems

Según un reciente estudio realizado por los consultores Frost & Sullivan, el recurso global de energía de las olas puede valorarse en 6.000 TWh/año, el doble de la producción actual de las centrales nucleares, lo que supone un potencial de mercado mundial cuantificable en 1 billón de dólares. Este estudio sostiene que la comercialización de la energías de las olas y mareas será factible entre 5 y 10 años, a medida que la tecnología evolucione y los costes de producción disminuyan (Chin Wai Loon, www.technicalinsights.frost.com).

Actualmente en España se están desarrollando los primeros proyectos pilotos de aprovechamiento de energía de las olas, con diferentes prototipos.

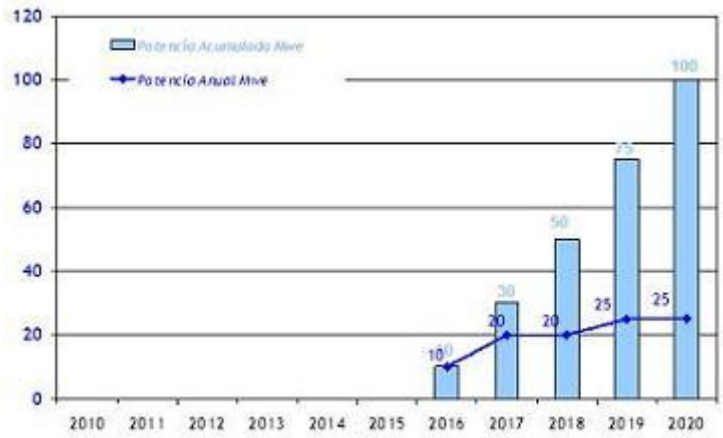
El desarrollo de tecnología nacional para distintos tipos de prototipos y proyectos de desarrollo de varios centros de pruebas permite pensar en un importante desarrollo industrial en el área de las energías del mar. Actualmente, los proyectos están en fase de demostración y se espera que para el año 2016 esté definida la mejor tecnología de captación de energía del mar, que permita el desarrollo comercial del sector con la puesta en marcha de las primeras plantas comerciales de producción de energía eléctrica proveniente del mar.

El crecimiento anual de potencia instalada se ha realizado en función del conocimiento de los distintos grandes proyectos piloto de demostración que a día de hoy están definidos, así como de otras iniciativas de prototipos de menor alcance en diversos estados de desarrollo, teniendo en cuenta la complejidad en la tramitación administrativa que llevan estos proyectos.

Se ha considerado que en el año 2016 una vez comprobada la fiabilidad de los equipos y dependiendo del marco legal que esté establecido, la potencia instalada será de unos 10 MW.

Suponiendo que a partir del año **2016** y hasta **2020** el incremento de potencia anual instalada será de una media de **20-25 MW** por año, se tiene un objetivo a 2020 que alcanza los **100 MW**.

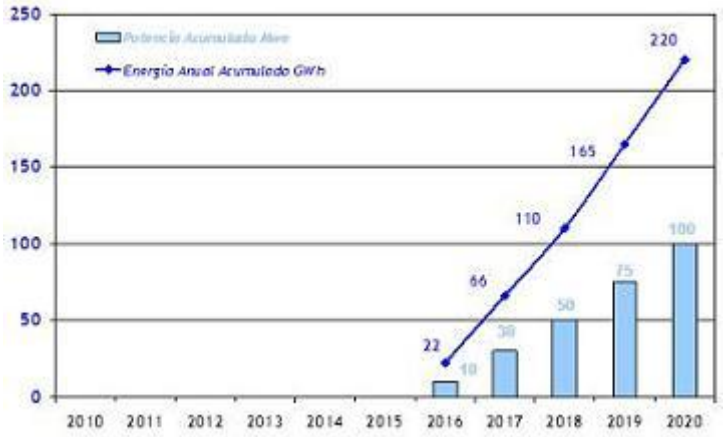
Figura 4.4.28. Potencia anual y potencia acumulada por años en MWe



Fuente: elaboración propia

Considerando esta potencia instalada acumulada total por años y estableciendo unas horas equivalentes media de 2.200, podemos estimar que la energía anual proveniente de la energía de las olas en el periodo 2010-2020 estaría en torno a 50 GWh/año.

Figura 4.4.29. Potencia acumulada (MWe) y energía acumulada (GWh) por años



Fuente: elaboración propia

En el gráfico anterior se puede observar como en **2020** se superan los **200 GWh** de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España de energía undimotriz, que se ha estimado en **100 MW**.

4.5 SECTOR EÓLICO

La energía eólica es la fuente renovable que experimentó un mayor crecimiento en España durante el periodo de vigencia del anterior PER 2005-2010. De hecho, en tan solo una decena de años, la aportación de la energía eólica ha pasado —de ser considerada insignificante—, a jugar un papel sustancial en el balance eléctrico. A 1 de enero de 2011, la eólica acumulaba en España una potencia de unos 20.744 MW, con una producción eléctrica superior a los 43.700 GWh, y una contribución en torno al 16% a la cobertura total de la demanda eléctrica nacional —la energía eólica ha superado en ocasiones el 50% en términos de cobertura horaria.

Entre las claves primordiales del espectacular desarrollo eólico alcanzado en España figuran la existencia de un marco normativo nacional favorable, —que otorga confianza y certidumbre a los promotores, y el respaldo de los gobiernos autonómicos —a través de sus planes energéticos y procedimientos administrativos. Por otra parte, la incorporación de continuas innovaciones tecnológicas en los aerogeneradores ha supuesto mejorar sensiblemente su comportamiento frente a red, permitiendo maximizar la integración de la generación eólica en el sistema (nuevos procedimientos de operación, adaptación de los aerogeneradores a los exigentes requerimientos técnicos, mejora en sistemas de predicción, etc.).

En especial, cabe destacar dos infraestructuras singulares desarrolladas en España en los últimos años, relacionadas con el conjunto de las energías renovables, pero particularmente centradas en el sector eólico:

- El Centro de Control del Régimen Especial –CECRE-, de Red Eléctrica de España (REE) en Madrid, es un centro pionero a escala mundial para optimizar la gestión de la integración renovable –especialmente la eólica- en la red, que gestiona y controla -en tiempo real- toda la generación eólica proveniente de parques mayores de 10 MW (más del 98 % de toda la producción eólica en España), que están conectados a centros de control de generación que canalizan las consignas de operación del operador del sistema.
- El Laboratorio de Ensayos de Aerogeneradores –LEA-, del Centro Nacional de Energías Renovables (CENER) en Navarra, representa una-infraestructura única en el mundo, que integra seis centros de ensayo de última generación: laboratorios de ensayos de palas y de tren de potencia, túnel de viento, laboratorio de materiales compuestos y procesos, ensayos en campo de aerogeneradores y parque eólico experimental (sierra de Alaiz).

En la actualidad, la energía eólica es una de las fuentes renovables donde la tecnología asociada ha alcanzado un mayor grado de madurez, especialmente en lo relativo a los parques eólicos en tierra. Por ello, presenta unas importantes expectativas de incrementar su contribución futura al abastecimiento energético interno —nacional y europeo—, para hacer frente a la demanda de energía eléctrica.

En este documento se describe, en primer lugar, la situación del sector eólico, las perspectivas de evolución tecnológica, la evaluación del potencial eólico y un análisis de los costes normalizados de energía asociados a la tecnología eólica. A continuación, se presentan las barreras detectadas y las propuestas de actuación para superarlas. Por último, se indican los objetivos planteados para el conjunto de España.

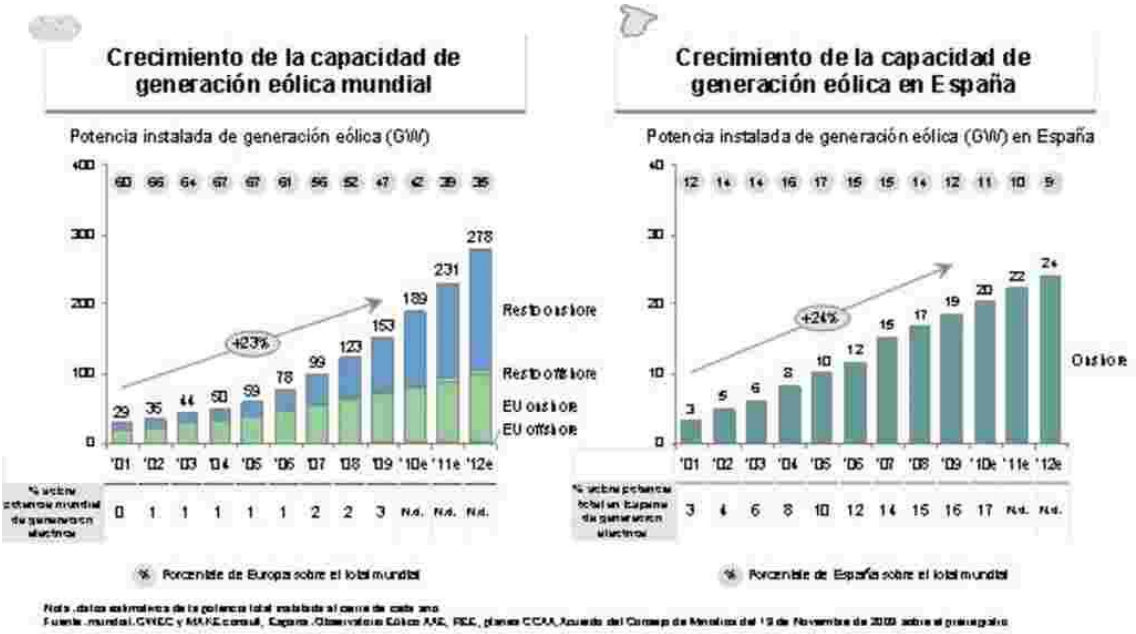
Dentro de cada apartado se realiza una exploración específica para cada uno de los subsectores eólicos con características claramente diferenciadas: “eólica terrestre”, “eólica marina” y “eólica de pequeña potencia”.

4.5.1 Descripción del sector

Desde el año 2001 la capacidad instalada mundial de generación eólica ha crecido un promedio anual del ~23%, hasta alcanzar los ~197 GW de potencia instalada en 2010 (Fuente: GWEC), siendo Europa el área con un mayor desarrollo, con el ~43% del total mundial. El papel que ha jugado España en este crecimiento ha sido fundamental, ya que representa el ~11% de la capacidad instalada mundial en 2010 con ~20,7 GW puestos en marcha, asociados todos ellos a la tecnología de eólica en tierra.

A pesar de la rápida expansión, actualmente la energía eólica sólo aporta el ~1,6% del total de electricidad generada en todo el mundo. Sin embargo, el resultado ha sido mucho más significativo en España, donde un crecimiento acumulado en la generación eólica del 24% desde 2001 ha supuesto que el ~16% de la energía total generada en 2010 sea de origen eólico.

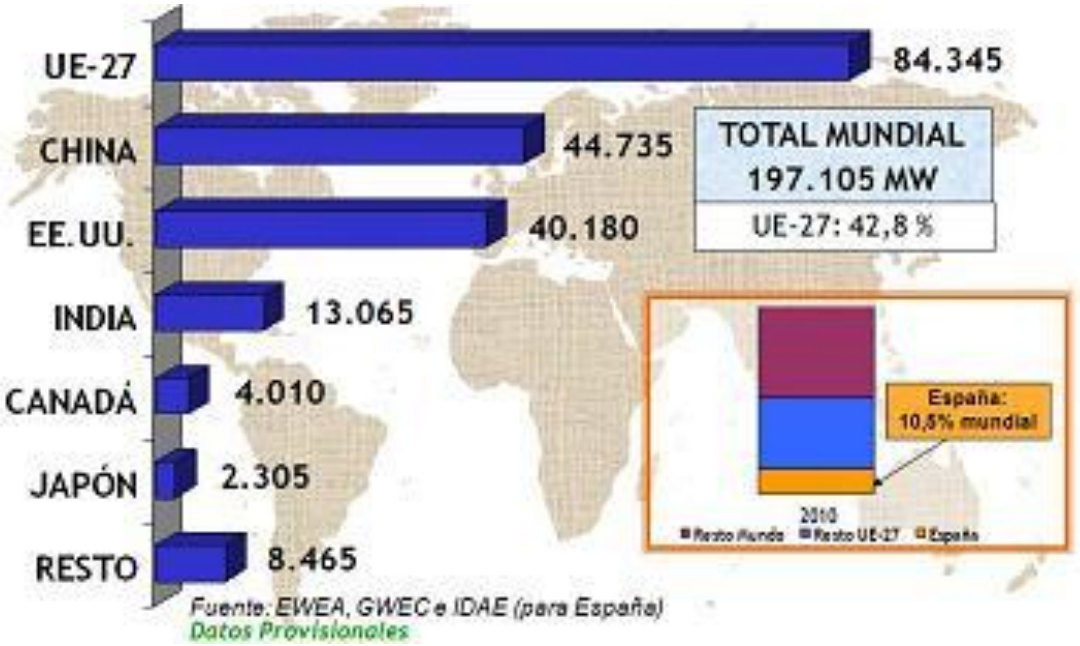
Figura 4.5.1. Evolución de la potencia eólica en España y en el mundo



Fuente: BCG

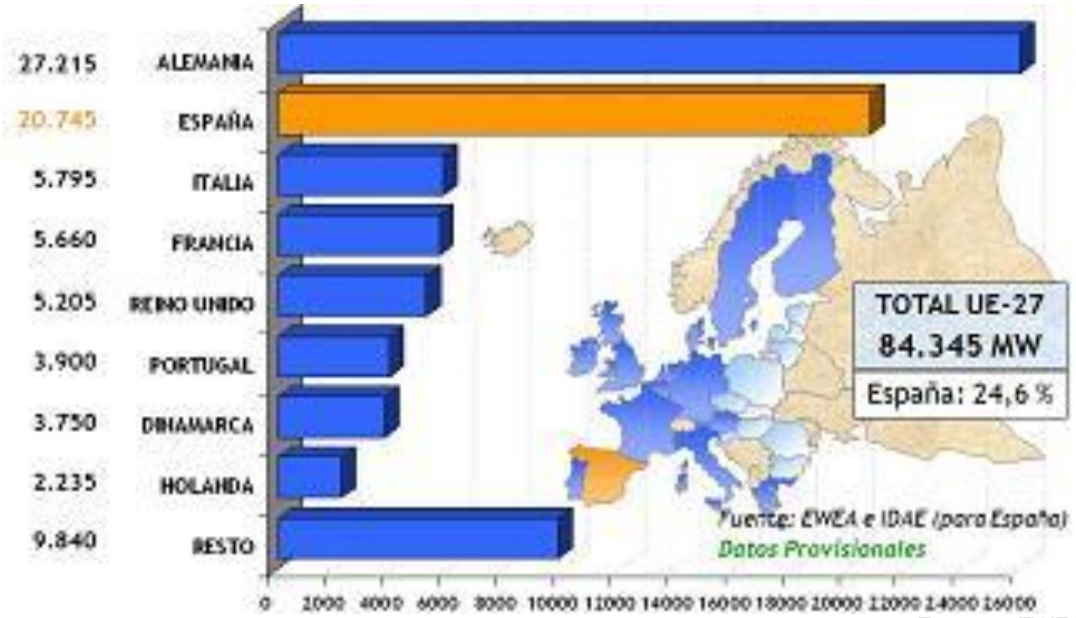
Al finalizar el año 2010, España se situaba como la cuarta potencia eólica mundial –y segunda europea– en términos de potencia eólica instalada, tras China –con 44.735 MW–, Estados Unidos –con 40.180 MW–, y Alemania –con 27.215 MW:

Figura 4.5-2: Potencia eólica instalada en el mundo a 31/12/2010 (MW)



Fuente: EWEA y GWEC

Figura 4.5-3: Potencia eólica instalada en la UE-27 a 31/12/2010 (MW)



Fuente: EWEA

En lo que respecta a la Unión Europea en el horizonte 2020, la Comisión Europea prevé un crecimiento espectacular para la energía eólica en la próxima década, asignándole el papel de la tecnología con mayor incremento de nueva potencia en funcionamiento en el período 2011-2020[32]: 136 GW hasta alcanzar los 222 GW eólicos en 2020. Estos 136 GW eólicos nuevos representarían más del 40% del incremento total previsto de potencia eléctrica –aproximadamente 333 GW– en toda la Unión Europea durante el período 2011-2020.

[32] Report "EU energy trends to 2030, Update 2009", European Commission (Directorate-General for Energy & others), August 2010.

Eólica terrestre

La potencia eólica instalada en España durante el año 2010 rondó los 1.750 MW, todos ellos emplazados en tierra, la mayoría suministrada por fabricantes implantados en nuestro país, tanto con tecnología nacional, como con tecnología foránea. La industria eólica española ha creado un **tejido empresarial competitivo con una fuerte presencia internacional**, formado por promotores de parques eólicos, por fabricantes de aerogeneradores, y por multitud de empresas relativas a la cadena de suministro de componentes (en España hay más de 75 centros industriales relacionados con el sector eólico, de los que 18 son fábricas de ensamblaje de aerogeneradores) y a las actividades de operación y mantenimiento, nacidas y desarrolladas en paralelo al crecimiento del sector. Se estima que el sector mantiene unos 35.000 puestos de trabajo, entre empleos directos e indirectos, a finales de 2010.

Eólica marina

Las instalaciones eólicas marinas presentan **características diferenciadas frente a las instalaciones en tierra**, principalmente:

- El recurso eólico existente en el mar es superior que en las costas próximas.
- El impacto visual y acústico es menor que el de los parques eólicos en tierra, lo que permite un mayor aprovechamiento del recurso eólico existente, con máquinas más grandes, mayores velocidades de rotación y la utilización de geometrías más eficaces con cuerdas más finas.
- Supone una mayor creación de empleo en las fases de construcción, montaje y mantenimiento, debido a la mayor complejidad durante la instalación y explotación.
- Posibilidad de integración en complejos marinos mixtos.

En el mundo, a finales de 2010 se encontraban en operación 45 instalaciones eólicas marinas, totalizando unos 2.950 MW, todos ellos en el Norte de Europa. Comparándolo con el desarrollo de la eólica terrestre, los parques eólicos marinos representan un 1,5% de la potencia eólica mundial. La eólica marina sumó ~885 MW nuevos durante 2010, con una tasa de crecimiento anual del 51%.

Tabla 4.5.1. Potencia eólica marina en el mundo a 31/12/2010

País	Potencia eólica marina en el mundo a 31/12/2010 (MW)	Nº instalaciones
Reino Unido	1.341	15
Dinamarca	854	11
Holanda	249	4
Bélgica	195	2
Suecia	164	5
Alemania	92	5
Irlanda	25	1
Finlandia	24	1
Noruega	2,3	1
TOTAL	**2.946**	**45**

Fuente: EWEA

En la actualidad, todos los tecnólogos españoles están desarrollando modelos de aerogeneradores, de potencia unitaria superior a los 5 MW, para su implantación específica en el mar.

Eólica de pequeña potencia

Los parques eólicos de gran potencia son fundamentales para aumentar la contribución de la energía de origen renovable en el sistema eléctrico nacional. Sin embargo, todavía no se ha aprovechado en España la capacidad de la tecnología eólica para aportar energía renovable de forma distribuida, mediante su integración en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, especialmente asociada a puntos de consumo de la red de distribución.

Las instalaciones eólicas de pequeña potencia tienen una serie de **ventajas adicionales respecto a la gran eólica**, como una potencial mayor eficiencia global por las pérdidas evitadas en las redes de transporte y distribución, y que permiten la integración de generación renovable sin necesidad de crear nuevas infraestructuras eléctricas. Además, pueden fomentar la implicación ciudadana en la mejora de la eficiencia energética y la lucha contra el cambio climático.
Las características propias de las instalaciones eólicas de pequeña potencia las dotan de ventajas específicas que se suman a las de los parques eólicos de gran potencia:

- Generación de energía próxima a los puntos de consumo.
- Versatilidad de aplicaciones y ubicaciones, ligado al autoconsumo, con posibilidad de integración en sistemas híbridos.
- Accesibilidad tecnológica al usuario final, facilidad de transporte de equipamientos y montaje.
- Funcionamiento con vientos moderados, sin requerir complejos estudios de viabilidad.
- Aprovechamiento de pequeños emplazamientos o de terrenos con orografías complejas.
- Suministro de electricidad en lugares aislados y alejados de la red eléctrica.
- Optimización del aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas de distribución existentes.
- Bajo coste de operación y mantenimiento y elevada fiabilidad.
- Reducido impacto ambiental, por menor tamaño e impacto visual, y por su integración en entornos humanizados.

Salvo contadas excepciones, las instalaciones eólicas de pequeña potencia no se están utilizando para aplicaciones de generación distribuida -cercanas al punto de energía-, y el vertido de los excedentes de energía eléctrica a la red, debido a estar sometidas a un régimen retributivo similar al de los parques eólicos de gran potencia, mientras que los ratios de inversión son muy superiores.

4.5.2 Perspectivas de evolución tecnológica

La tecnología más extendida de generación eólica se basa en la utilización de aerogeneradores tripala de eje horizontal y rotor orientado a barlovento. Las tecnologías de eje horizontal se han impuesto frente a las de eje vertical, debido a la mayor eficiencia eólica de las primeras. Los aerogeneradores en España presentan básicamente tres tipos de tecnologías de generación de energía eléctrica:

- Generador asíncrono con rotor de jaula de ardilla (máquina de inducción, velocidad fija). Representa aproximadamente una quinta parte de la potencia instalada.
- Generador asíncrono con doble devanado (máquina de inducción doblemente alimentada, velocidad semi-variable). Este es el tipo de tecnología

claramente mayoritario en la conexión al sistema eléctrico español, representando en torno al 75% de toda la potencia eólica existente.

- Generador síncrono (velocidad variable). Este es el tipo de tecnología que mejor se adapta a los requerimientos de la red pues su funcionamiento depende en gran medida de componentes electrónicos con alta capacidad de respuesta. Sin embargo, su presencia es claramente minoritaria en la red nacional (menor del 5%), debido a que exigen la utilización de equipamientos que generalmente suponen mayores costes de inversión.

Con la tecnología actual los parques eólicos en España —en emplazamiento en tierra— presentan habitualmente un factor de capacidad entre 1.900 y 2.900 horas anuales equivalentes. Los parques eólicos marinos disfrutan de una mayor intensidad de viento laminar a menores altitudes, lo que permite utilizar torres de menor altura y obtener más de 3.000 horas anuales equivalentes.

En cuanto a las tendencias tecnológicas principales durante la próxima década, no son previsibles grandes cambios tecnológicos o disruptivos en la generación eólica, de manera que las mejoras futuras vendrán determinadas por innovaciones incrementales sobre la base de la tecnología actual. Se tiende cada vez más hacia una configuración sin multiplicadora o con multiplicadora simplificada (menos etapa, media velocidad), un generador de imanes permanentes y un convertidor de potencia total, que permita la mayor flexibilidad ante los crecientes requerimientos de conexión a red. Por otra parte, el incremento de tamaño y peso, y la volatilidad del mercado de las materias primas requerirán revisiones continuas de los diseños básicos de componentes y los materiales empleados, con el objeto principal de reducir los costes tecnológicos.

Finalmente, algunos centros de investigación trabajan en el desarrollo de nuevas tecnologías de generación eólica en fase primigenia que, en cualquier caso, no podrán alcanzar su madurez comercial en los próximos 10 años (Maglev, Cometas, Globos y Giro-rotor).

Eólica terrestre

En la primera década del siglo XXI se ha producido un fuerte desarrollo de la tecnología eólica. Los aerogeneradores han pasado de una potencia unitaria en el entorno de los 600 kW en 1999, a unos 2.000 kW de media en 2010, en su mayoría con diámetros de rotor entre 70 y 90 m, y altura de buje entre 60 y 80 m.

En general, las máquinas eólicas han progresado en todos los aspectos técnicos (materiales y peso, control, disponibilidad, etc.) y en la actualidad se están desarrollando aerogeneradores de elevada potencia —por encima de los 4 MW— que permitirán optimizar el aprovechamiento de los emplazamientos, mejorar la calidad de la energía eléctrica vertida a la red con el objetivo de contribuir a la estabilidad del sistema y maximizar la potencia instalable.

Para la tecnología eólica en tierra, en el horizonte 2011-2020, a los fabricantes nacionales se les plantea como prioritario realizar esfuerzos encaminados hacia los siguientes objetivos:

- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria en el rango de los 5 a 10 MW.
- Optimización de la fiabilidad técnica de aerogeneradores y parques eólicos, especialmente en terrenos complejos y condiciones climáticas extremas. Aumento de la vida útil de las máquinas.

- Aplicación de nuevos materiales más resistentes y con menores costes asociados, en particular en la fabricación de palas, para optimizar el aprovechamiento del recurso.
- Sistemas avanzados de control de la calidad de la energía cedida a la red, en particular, para la adaptación de los nuevos aerogeneradores a los requisitos, cada vez más exigentes, de control de tensión y de respuesta ante perturbaciones de la red –variaciones de frecuencia y otros–, permitiendo a los parques eólicos una participación más activa en la operación del sistema eléctrico. En este sentido, son reseñables los avances conseguidos hasta ahora gracias al esfuerzo del sector eólico, sincronizados con los nuevos procedimientos de operación promovidos por el operador del sistema.

En definitiva, el objetivo fundamental estará dirigido a la mejora de la competitividad de la tecnología eólica nacional frente a otros competidores internacionales y otras fuentes de generación, mediante la reducción de costes, el incremento de la fiabilidad y disponibilidad de los aerogeneradores.

Eólica marina

La potencia unitaria de los aerogeneradores en el mar es superior a la de las turbinas en tierra. Si bien no existe en la actualidad ninguna instalación eólica en el litoral español, es probable que los primeros aerogeneradores localizados en nuestro litoral durante la próxima década superen los 4 MW, permitiendo un mejor aprovechamiento de los emplazamientos.

La profundidad media de los parques eólicos marinos existentes en el mundo (en Europa, en el Mar del Norte) es inferior a los 50 m, encontrándose cerca del 60% en cotas batimétricas inferiores a los 20 m. Únicamente un parque comercial, el de Beatrice en Escocia, supera ligeramente las profundidades de 50 m, que puede considerarse el límite batimétrico para la tecnología actual, y para la práctica totalidad de los parques eólicos comerciales que se pongan en España hasta el año 2020.

Si bien existe una treintena de proyectos eólicos marinos en las costas españolas, Cádiz, Huelva, Castellón, Tarragona, La Coruña, Islas Canarias,… en España no existe ningún parque eólico marino en servicio. Como se presenta en el apartado 4.5.3.2. de evaluación del potencial eólico marino, a pesar de las vastas zonas disponibles aparentemente en el dominio público marítimo-terrestre español, las condiciones de la costa española dificultan el desarrollo de esta tecnología, debido a la escasez real de ubicaciones marinas aptas cercanas a la costa y de baja profundidad.

Para la tecnología eólica marina, en el horizonte 2011-2020, se plantea como prioritario para la industria nacional realizar esfuerzos encaminados hacia los siguientes objetivos (ver apartado eólico del capítulo 10 de I+D+i, para más detalle):

- Desarrollo de aerogeneradores con potencia unitaria en el rango de los 10 a 20 MW, adaptados a los mayores requerimientos técnicos para su implantación mar adentro y con una elevada fiabilidad técnica.
- Desarrollo de plataformas marinas experimentales nacionales para la I+D de subestructuras de cimentación para profundidades medias, de diseños flotantes para aguas profundas, y de aerogeneradores marinos.
- Reducción de ratios de inversión y costes de explotación para conseguir la máxima competitividad internacional.

Además de los parques experimentales, resultan de primordial importancia para la validación de los nuevos prototipos las infraestructuras de ensayo -a nivel nacional-

de los principales componentes de aerogeneradores, como las plantas de ensayo de palas y las plantas de ensayo del tren de potencia. Estas infraestructuras que ya están funcionando en las instalaciones del Centro Nacional de Energías Renovables en Sangüesa, precisarán la adecuación de sus capacidades a prototipos en el rango de 10-20 MW.

Eólica de pequeña potencia

Dentro de este segmento, **pueden distinguirse dos rangos de potencia –umbral de 10 kW–**, de necesaria consideración específica, tanto por sus aplicaciones diferenciadas, como por su potencial tratamiento regulatorio diferenciado en la conexión de instalaciones, y por los distintos órdenes de magnitud que presentan en los ratios técnico-económicos y de producción asociados, elementos esenciales en la determinación de la retribución necesaria para dotar a estas instalaciones de una rentabilidad razonable:

Tabla 4.5.2. Subdivisión de la Eólica de Pequeña Potencia (datos estimados año 2011)

	P ≤ 10 kW	**10 kW < P ≤ 100 kW**
Aplicaciones	- Doméstico - Comercial - Agrícola	- Industrial - Residencial colectivo - Terciario
Potencial tratamiento normativo en la conexión (con consumos asociados)	-Procedimiento abreviado con menores requisitos - Mayor agilidad en la tramitación administrativa - Posibilidad de conexión directa a la red interior	-Procedimiento abreviado, excluidas del régimen de autorización administrativa previa
Ratios de inversión (instalación completa, incluyendo inversor)	Aprox. 3.500 €/kW (superior a 4.000 €/kW para P < 3 kW)	Rango de 2.500 a 3.300 €/kW
Producción (horas equivalentes)	Aprox. 1.200 h	Aprox. 1.750 h
Costes de explotación	Aprox. 18 €/kW	Rango de 8 a 18 €/kW

La investigación, desarrollo e innovación asociada al segmento de la eólica de Pequeña Potencia, ha estado muy activa durante los últimos años, concentrada principalmente en el **Proyecto Singular Estratégico (PSE) "Minieólica"**, promovido por el Ministerio de Ciencia e Innovación y coordinado por CIEMAT. Este PSE ha aglutinado buena parte de la actividad investigadora en España en esta área, abarcando todos los aspectos relacionados con el impulso del sector, desde el diseño y fabricación de nuevos aerogeneradores hasta los aspectos legislativos y normativos que afectan, pasando por la caracterización del recurso eólico para la eólica de pequeña potencia y el desarrollo de componentes concretos.

A pesar de ser una tecnología relativamente más sencilla que la asociada a la eólica de gran potencia, existen numerosos desafíos tecnológicos en este subsector: mejora de la fiabilidad, conexión a la red, emisiones sonoras e integración arquitectónica, estudio de recurso y mapas eólicos urbanos, sin olvidar los retos tecnológicos de carácter estructural -al presentar velocidades de giro muy superiores a los aerogeneradores de gran potencia-, y la problemática asociada al mantenimiento en lugares remotos.

4.5.3 Evaluación del potencial

La figura siguiente representa el recurso eólico existente en el territorio nacional[33], en términos de velocidad de viento media a 80 m de altura, tomada como representativa de las alturas de buje de los aerogeneradores comerciales actuales:

Figura 4.5.4. Distribución de la velocidad de viento en España, a 80 m de altura

Eólica terrestre

Para la estimación del potencial de recurso eólico en tierra se ha utilizado la siguiente metodología, a partir de unos supuestos comunes para todas las regiones:

- Filtrado de zonas con recurso eólico aprovechable: en el horizonte 2020, se ha utilizado como hipótesis de emplazamiento en tierra con potencial eólico suficiente, aquellas zonas que presentan una velocidad media anual de 6 m/s a la altura de 80 m sobre el nivel del suelo (menos de una cuarta parte del territorio).
- Filtrado de zonas por motivos técnicos: si bien en un estudio de microescala –a nivel de parque eólico– el número de estos impedimentos puede ser elevado y

[33] Para desarrollar el "Atlas Eólico de España", en el que se basa este apartado, se recurrió a un modelo de simulación meteorológica y de prospección del recurso eólico a largo plazo, estudiando su interacción con la caracterización topográfica de España, sin llevar a cabo una campaña de mediciones específica (si bien sí se utilizaron datos reales del recurso para la validación de los resultados de la herramienta de simulación adoptada). Este método presenta una especial utilidad para la prospección de las zonas con mayor recurso eólico, permitiendo, en términos generales, obtener una aproximación razonable sobre el potencial eólico de grandes extensiones. Para disponer de una estimación fina del recurso eólico para un emplazamiento concreto, deben realizarse campañas de prospección "in situ", durante el tiempo suficiente, mediante la instalación de una o varias torres meteorológicas con la instrumentación precisa. Para la representación visual del recurso eólico disponible en cada zona, se ha utilizado la siguiente paleta de colores:

- Bajo: velocidad de viento medio anual (v) < 5 m/s, en tonos azulados
- Medio-bajo: 5 m/s ≤ v < 6,5 m/s, en tonos verdosos
- Medio-alto: 6,5 m/s ≤ v < 8 m/s, en tonos amarillos y naranjas
- Elevado: v ≥ 8 m/s, en tonos rosas y rojizos

debe ser estudiado *in situ*, se indican los criterios generales utilizados[34] para filtrar las ubicaciones en las que no es posible implantar una instalación eólica, a priori:

- Altitud igual o superior a 2.000 m.s.n.m.
- Distancia menor de 500 m de una población.
- Distancia menor de 100 m, respecto del eje de una carretera autonómica, o a menos de 200 m respecto del eje de una autopista, autovía o carretera nacional.
- Lagos o embalses (hidrología).
- Distancia menor de 250 m de una línea de transporte eléctrico.

- Filtrado de zonas por motivos medio ambientales: se ha excluido la superficie ocupada por los Espacios Naturales Protegidos declarados por las comunidades autónomas[35]. Si bien para el cálculo del potencial eólico terrestre no se han excluido las áreas catalogadas como espacios protegidos Red Natura 2000, en éstas necesariamente habrán de acatarse las condiciones establecidas por la reglamentación vigente, y en particular por la Ley 42/2007 del Patrimonio Natural y de la Biodiversidad. A este respecto, igualmente es reseñable la importancia del necesario respeto a las "Directrices de conservación de la Red Natura 2000" (en elaboración por el Ministerio de Medio Ambiente, con la participación de las Comunidades Autónomas, en el marco del "Plan Estratégico Estatal del Patrimonio Natural y la Biodiversidad"), contemplada en la mencionada Ley 42/2007, pues "constituirán el marco orientativo para la planificación y gestión de dichos espacios y serán aprobadas mediante acuerdo de la Conferencia Sectorial de Medio Ambiente".

Unos 166.000 km^2 –el 33% del territorio español– se verían afectados por la aplicación de los filtrados de índole técnica y medioambiental (ENP) considerados. De la superficie restante, el 25% –83.120 km^2– dispondría de un recurso eólico aprovechable en los términos estimados, lo que representa el 16,42% de la extensión terrestre total de España:

Tabla 4.5.3. Resumen de la superficie disponible tras la aplicación de los filtrados

	Km^2	%
Superficie terrestre total España	**506.215**	**100**
Superficie con velocidad media anual superior a 6 m/s, a 80 m de altura	**118.625**	**23,43**
Superficie tras filtrado técnico y velocidad superior a 6 m/s	**95.808**	**18,93**
Superficie tras filtrado técnico, ENP y velocidad superior a 6 m/s	**83.120**	**16,42**

<u>Ratio de aprovechamiento eólico terrestre por unidad de superficie</u>

[34] Además de estos criterios técnicos, existirían otros de carácter general que no pudieron ser valorados con la información disponible: áreas restringidas para la seguridad nacional, servidumbres aeronáuticas, líneas eléctricas de distribución, fluviales, patrimonios culturales o arqueológicos, cotos y explotaciones mineras, etc.

[35] La determinación de estos enclaves tiene la finalidad fundamental de mantenerlos en condiciones especiales de preservación de la naturaleza, con una reducida presencia de actividad humana. En general, los Espacios Naturales Protegidos están formados por Reservas Naturales Integrales, Parques Nacionales, Monumentos Naturales, Áreas de gestión de hábitat/especies, Paisajes Protegidos y Áreas protegidas con recursos gestionados

Esta relación representa la hipótesis de mayor relevancia en la estimación del potencial eólico existente, pues permite cuantificar –en términos de potencia de generación eléctrica– el nivel de capacidad de aprovechamiento eólico que podría obtenerse en cada km^2 del territorio con un recurso suficiente. Cabe resaltar que esta relación es sensible a la evolución tecnológica de los aerogeneradores, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo. Igualmente hay que tener en cuenta que el número de aerogeneradores que puedan implantarse en una superficie determinada depende de las condiciones orográficas de los emplazamientos disponibles con recurso eólico suficiente.

En este sentido, se estimó que la potencia media unitaria de 2 MW podría ser representativa del parque tecnológico existente en España en el horizonte 2020[36]. Tras considerar un área de afectación eólica para un parque eólico tipo en el horizonte 2020, se concluyó que podría utilizarse una cifra en el entorno de los 4 MW por km^2, como representativa del ratio de aprovechamiento eólico terrestre por unidad de superficie en España, que coincidiría con el valor propuesto por la EEA para orografías complejas, como sucede con buena parte del territorio nacional con recurso eólico aprovechable, e igualmente estaría en línea con los resultados de otros estudios de implantación eólica en terrenos complejos[37]. Las conclusiones más significativas, tras la aplicación de dicho ratio, son las siguientes:

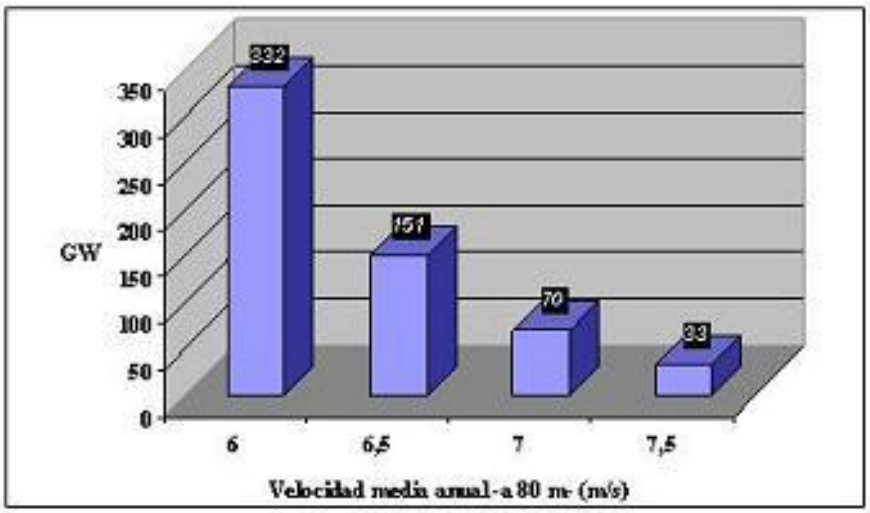
- El potencial eólico total de España con velocidad media anual superior a los 6 m/s a 80 m de altura, se sitúa alrededor de los 330 GW.
- Si la velocidad media anual mínima considerada fuera de 6,5 m/s, el potencial se reduciría hasta unos 150 GW.

La figura siguiente representa cómo evolucionaría el potencial eólico disponible en función de la velocidad media anual –a 80 m de altura– mínima necesaria para que un parque eólico tipo se considere técnico-económicamente viable, pudiendo igualmente servir de referencia para analizar el recurso existente con criterios de eficiencia energética en el sistema:

Figura 4.5.5. Potencial eólico estimado en España (GW) en función de la velocidad de viento mínima

[36] La Agencia Europea Medioambiental, EEA, utiliza máquinas de 2 MW de potencia unitaria media de los aerogeneradores en tierra en el horizonte 2030 ("Europe's onshore and offshore wind energy potential". EEA Technical report No 6/2009). A finales de 2009 en España se encontraban en marcha más de 18.000 aerogeneradores, con una potencia media unitaria ligeramente superior al megavatio, si bien la potencia media unitaria de las máquinas puestas en servicio durante 2009 ya alcanzó los 2 MW. Teniendo esto en cuenta, durante la próxima década necesariamente tendrá lugar una significativa repotenciación del parque tecnológico nacional

[37] CESI, 2003. Valutazione delle prospettive esistenti in Italia, per la generaciones elettrica da fonte eolica in ambiente montano d'alta quota. SFR-A3/023636



Cabe resaltar que existen otras limitaciones o restricciones no consideradas, que afectan a las posibilidades de implantación de cada proyecto eólico concreto en tierra y, por tanto, suponen una reducción significativa del potencial eólico efectivo:

- Consideraciones y limitaciones adicionales que contemplen los órganos competentes de cada comunidad autónoma en materia de planificación energética y ambiental.
- Cumplimiento de requisitos municipales, necesarios para la obtención de la licencia de actividad y obra pertinente.
- Viabilidad técnico-económica de las infraestructuras de evacuación necesarias hasta el punto de conexión al sistema eléctrico.
- Otros condicionantes técnicos: servidumbres de seguridad nacional, aeronáuticas, eléctricas (líneas de distribución) y fluviales; existencia de patrimonio arqueológico o cultural en las inmediaciones; existencia de áreas de aprovechamiento cinegético, agrícola y ganadero exclusivos, cotos o explotaciones mineras; imposibilidad de transporte y/o montaje de equipos por dificultades orográficas, etc.
- La percepción social sobre los parques eólicos, tanto para una única instalación, como para el incremento de la densidad de parques eólicos en cada zona.

Teniendo presente las limitaciones y restricciones indicadas, cuya detección y evaluación necesariamente deben derivarse a los procesos específicos de tramitación administrativa, especial atención merece que, del análisis realizado del potencial eólico disponible, se desprende que existiría un potencial eólico terrestre superior a los 35 GW en el horizonte 2020 que sería posible aprovechar sin necesidad de afectación a las figuras ambientales catalogadas como espacios protegidos Red Natura 2000.

Eólica marina

Para evaluar la superficie útil disponible para la instalación de parques eólicos marinos, se han tenido en cuenta tanto aspectos medioambientales como técnicos:

- Consideraciones medioambientales: zonificación del "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español" para la implantación de parques eólicos marinos.
- Consideraciones técnicas: profundidades marinas (batimetría) adecuadas a la situación actual de la tecnología eólica marina.

- Consideraciones económicas: disponibilidad de recurso eólico suficiente para que puedan implantarse parques eólicos marinos, considerando la mayor inversión y gastos de explotación asociados frente a los parques eólicos en tierra.

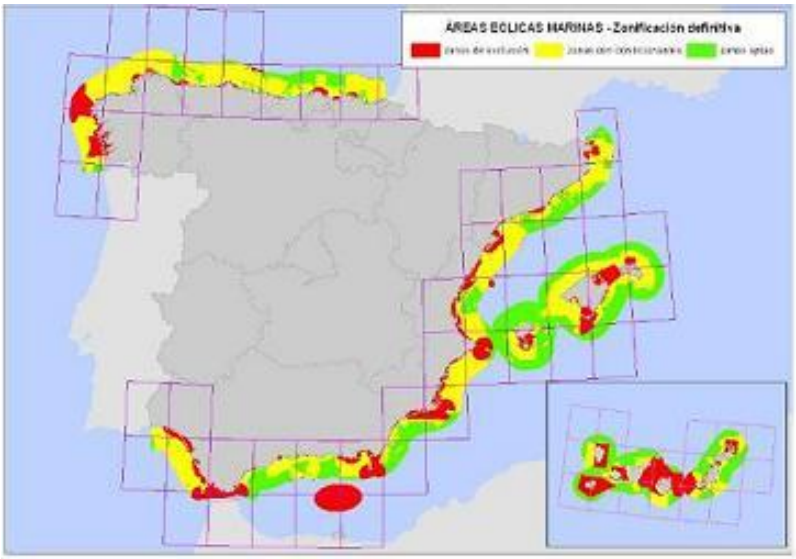
Filtrado medioambiental: zonificación del "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español" (EEAL)

El "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español", aprobado en abril de 2009 por los Ministerios de Medio Ambiente y Medio Rural y Marino e Industria, Turismo y Comercio incluye una zonificación marina, según el grado de afección de los potenciales parques eólicos marinos –mayores de 50 MW– en cada área del litoral, a escala general de planificación, con el siguiente código de colores:

- Color rojo: "zonas de exclusión", en las que se detectó incompatibilidad entre la existencia de parques eólicos marinos (mayores de 50 MW) y los usos o actividades ya establecidos.
- Color amarillo: "zonas aptas con condicionantes", donde el desarrollo de parques eólicos marinos está condicionado, a falta de mayor información de detalle.
- Color verde: "zonas aptas", en las que no se detectó incompatibilidad, en términos de planificación estratégica.

Cabe resaltar que la aptitud ambiental definitiva de la implantación eólica marina en las zonas clasificadas como "aptas" y "aptas con condicionantes" se determinará para cada proyecto específico, tras los necesarios estudios de detalle.

Figura 4.5.6. Zonificación "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral" para parques eólicos marinos



La siguiente tabla muestra la distribución de superficies, en el ámbito del estudio –franja litoral de 24 millas náuticas desde la línea de base recta, más las aguas interiores– como resultado de la zonificación que establece el "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral" para la implantación de parques eólicos marinos:

Tabla 4.5.4. Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL

	Zonificación EEAL	
	Superficie útil (km^2)	Superficie (%)
Aptas	84.666	**36,7**
Condicionadas	89.759	**39,0**
Excluidas	55.889	**24,3**

Total	**230.313**	**100**

Se observa que el 75% del litoral español se encontraría disponible, a priori, para la implantación de parques eólicos marinos como resultado de la zonificación del "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral", siendo necesarios estudios de detalle que determinen la viabilidad medioambiental definitiva.

Filtrado por razones técnicas: batimetría.

Las zonas útiles para la ubicación de parques eólicos marinos también se ven limitadas por razones técnicas, especialmente debido a la necesidad de implantar un parque eólico marino a bajas profundidades –inferior a los 50 m–, hasta que madure la incipiente tecnología actual de anclaje de aerogeneradores en aguas profundas. Esta restricción técnica disminuye la superficie útil de manera muy considerable, pues se reduce hasta un 8,15% de la extensión inicial, con la siguiente distribución:

Tabla 4.5.5. Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría

	Zonificación EEAL + filtrado batimetría (cotas por encima de -50 m)	
	Superficie útil (km^2)	**Superficie (%)**
Aptas	512	**2,7**
Condicionadas	6.110	**32,5**
Excluidas	12.159	**64,7**
Total	**18.782**	**100**

Filtrado por disponibilidad de recurso eólico

Se ha considerado que los emplazamientos marinos con una velocidad de viento medio anual inferior a 7,5 m/s a 80 m –altura de buje estimada para un aerogenerador marino– harán inviables técnico-económicamente un proyecto eólico marino en esa zona. Se estima que dicha velocidad media podría suponer del orden de 2.640 horas equivalentes de funcionamiento neto, considerando la curva de potencia tipo descrita en la tabla 5 y unas pérdidas globales entre el 15 y el 20%. Tras este filtrado adicional, en total, quedaría útil menos del 1,6% de la extensión inicial del ámbito del estudio, distribuida de la siguiente manera:

Tabla 4.5.6. Superficie desglosada según tipo de la zonificación EEAL, filtrada con batimetría y recurso eólico

	Zonificación EEAL + batimetría por encima de -50 m + recurso eólico ≥ 7,5 m/s, a 80 m de altura	
	Superficie útil (km^2)	**Superficie (%)**
Aptas	31	**0,9**
Condicionadas	1.381	**39,1**
Excluidas	2.116	**60,0**
Total	**3.528**	**100**

A escala general de planificación, se han detectado las siguientes zonas marinas como las más adecuadas en términos batimétricos y de recurso eólico disponible para la implantación de parques eólicos marinos a gran escala en España:

- En el litoral Cantábrico: costas de la provincia de La Coruña, bajo la influencia de los frentes atlánticos.
- En el litoral Atlántico Sur: costas occidentales de la provincia de Cádiz (Bahía de Cádiz, Cabo de Trafalgar y Estrecho de Gibraltar hasta Punta Tarifa).

- En el litoral Mediterráneo: costas orientales de la provincia de Cádiz; costas de la provincia de Almería (Cabo de Gata y costas de Punta Entinas y Punta de los Baños); costas septentrionales del Delta del Ebro en la provincia de Tarragona; costas de la provincia de Gerona (Cabo de Creus e Islas Medas); y costas nororientales de la Isla de Menorca.
- En el litoral del archipiélago Canario: en general, en las costas sudorientales y noroccidentales de las Islas de Fuerteventura, Gran Canaria, Tenerife, La Gomera, y zonas puntuales en Lanzarote y La Palma.

A continuación, se incluyen todos los filtrados realizados en una única tabla:

Tabla 4.5.7. Resumen de la superficie disponible en el litoral español

	Zonificación EEAL -parques marinos		+ Filtrado batimetría (cotas por encima de -50 m)		+ Filtrado recurso eólico (v ≥ 7,5 m/s, a 80 m de altura)	
	Superficie litoral (km^2)	S (%)	Superficie restante (km^2)	S (%)	Superficie restante (km^2)	S (%)
Zonas "aptas"	84.666	36,8	512	2,7	31	0,9
Zonas "aptas con condicionantes"	89.759	39,0	6.110	32,5	1.381	39,1
Zonas "de exclusión"	55.889	24,2	12.159	64,8	2.116	60,0
Total -litoral español	230.313					
Superficie "apta" tras filtrados	174.425		6.623		1.412	
% "apta" resp. Superficie total	75,73		2,88		0,61	

- Superficie total de estudio (franja 24 millas) ≈ 230.000 km^2.
- Superficie con cotas batimétricas técnicamente viables para proyectos a medio plazo (hasta 50 m de profundidad) ≈ 19.000 km^2, de los que unos 6.600 km^2 corresponderían a zonas "aptas" y "aptas con condicionantes".
- Superficie con profundidades menores de 50 m y recurso eólico suficiente (≥ 7,5 m/s, a 80 m de altura) ≈ 3.500 km^2, de los que unos 1.400 km^2 corresponderían a zonas "aptas" y "aptas con condicionantes".

Estos resultados limitan sobremanera el desarrollo de la eólica marina en el litoral español, a pesar de las aparentemente extensas zonas disponibles en el dominio público marítimo-terrestre: alrededor de 23 millones de ha en la franja de 24 millas, con unos 4.830 km de costa en la península y otros 3.049 km de costa en los sistemas insulares y extra-peninsulares (Fuente: "Atlas Nacional de España" del IGN).

Ratio de aprovechamiento eólico marino por unidad de superficie

Este ratio es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico de los aerogeneradores, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo. No obstante, una buena estimación puede obtenerse del ratio medio de aprovechamiento marino del orden de 6 MW/km^2. Aplicando este ratio, el potencial eólico marino en el litoral español, en las zonas clasificadas como "aptas" y "aptas con condicionantes" por el "Estudio Estratégico Ambiental del Litoral" (para la implantación de parques eólicos marinos –con potencia superior a los 50 MW–), en las mencionadas condiciones batimétricas y de disponibilidad de recurso eólico suficiente, sería de unos 8.500 MW.

Es importante resaltar que la superficie efectiva por consideraciones medioambientales será todavía menor pues, como se ha mencionado, la aptitud ambiental definitiva de la implantación eólica marina en las zonas clasificadas como "aptas" y "aptas con condicionantes" se determinará para cada proyecto específico, tras los necesarios estudios de detalle.

Por último, en horizontes más alejados del 2020, la eólica marina en aguas profundas presenta un potencial y previsiones de crecimiento muy elevados, que requiere un arduo esfuerzo de desarrollo tecnológico durante esta década para permitir la futura viabilidad e implantación de parques eólicos marinos comerciales.

Eólica de pequeña potencia

Uno de los aspectos específicos importantes de la generación eólica de pequeña potencia es la caracterización del recurso eólico.

La práctica habitual durante los últimos años ha sido caracterizar el recurso eólico para la aplicación de grandes aerogeneradores instalados en parques eólicos, que difiere notablemente de las aplicaciones típicas de la eólica de pequeña potencia. En los últimos años se han elaborado sendos mapas eólicos, por el IDAE y el CENER, para todo el territorio estatal susceptibles de ser usados en aplicaciones eólicas de pequeña potencia, si bien en una fase germinal de los proyectos. Dentro del PSE-Minieólica se está elaborando un tercer mapa eólico nacional, específicamente diseñado para su uso en aplicaciones de pequeña potencia.

En relación a la caracterización del recurso eólico para la eólica de pequeña potencia, hay que indicar la **dificultad de la misma cuando se trata de aplicaciones en zonas urbanas**. En este sentido, son necesarios estudios más pormenorizados, con un nivel de detalle que depende de la ubicación del aerogenerador dentro del entorno urbano (el nivel de detalle puede llegar a edificio por edificio). A modo de ejemplo, en Lanzarote se está llevando a cabo una caracterización del recurso eólico con esta perspectiva, que resulta pionera en España y se une a otras iniciativas similares en otros países del mundo.

4.5.4 Análisis de costes

El coste actual de la generación eléctrica a partir de la tecnología eólica en España se estima entre 5,9 y 9,1 c€$_{2010}$/kWh para instalaciones en tierra (correspondiente a un rango entre 2.900 y 1.900 horas anuales equivalentes respectivamente) y entre 9,2 y 13,2 c€$_{2010}$/kWh para instalaciones marinas (correspondiente a un rango entre 2 y 50 km de distancia a la costa respectivamente, y 3.300 horas anuales equivalentes, basado en los parques eólicos marinos existentes en el mundo).

Eólica terrestre

Los costes normalizados de energía medios para los parques eólicos en tierra puestos en marcha en España durante 2010 se estiman alrededor de los 7,7 c€$_{2010}$/kWh, correspondiente a instalaciones que rindan unas 2.200 horas anuales equivalentes netas, ubicadas en emplazamientos con menor recurso que el de los primeros parques instalados en España. Por el contrario, las repotenciaciones que tengan lugar en el corto plazo podrán generar, con la tecnología actual, un mínimo de 2.500 horas anuales equivalentes de electricidad de valor medio (ganancia de producción en torno al 20% respecto a las instalaciones desmanteladas).

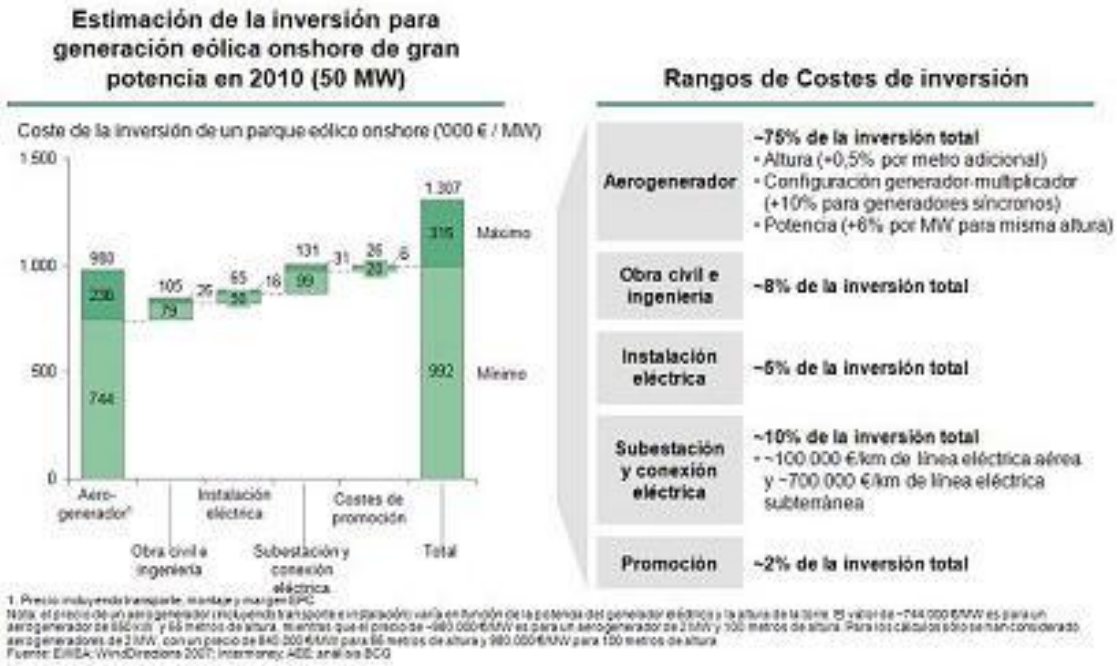
Las instalaciones en tierra suponen una inversión inicial de entre 1 y 1,3 M€$_{2010}$/MW para instalaciones de 50 MW. El rango depende principalmente de cuatro factores: altura de la torre, potencia, configuración multiplicador/generador y distancia al punto de evacuación a la red.

- El rango inferior quedaría determinado por instalaciones que utilizan aerogeneradores de menos altura (~60 m) y potencia (~850 kW), con multiplicador de tres etapas y generador asíncrono DFIG (Doubly-Fed Induction Generator) en ubicaciones cercanas al punto de conexión a la red (~5 km).
- El rango superior corresponde a instalaciones con aerogeneradores de mayor altura (~100 metros) y potencia unitaria (~2,5 MW), sin multiplicador pero con generador síncrono de imanes permanentes y en ubicaciones alejadas del punto de conexión (~20 km).

Cabe resaltar que el rango del ratio de inversión indicado no considera las inversiones adicionales provenientes de compromisos empresariales que, en algunos casos, emanan de la adjudicación de concursos eólicos de ámbito regional.

Los costes de explotación se estiman en ~45.000 $€_{2010}$/MW/año, el cual se ha mantenido prácticamente constante en términos reales durante la última década[38]. Este valor no está considerando tributos de índole local o autonómica que no sean de aplicación general al conjunto de territorio nacional.

Figura 4.5.7. Costes de inversión de un parque eólico en tierra



Fuente: BCG

Evolución esperada de los costes normalizados de energía

Durante la próxima década se prevé una significativa reducción de los costes normalizados de la energía eólica en tierra. Se han definido tres sendas de evolución distintas en función de las horas de funcionamiento equivalentes asociadas a emplazamientos con la tecnología disponible en 2010. Las mejoras tecnológicas harán viables localizaciones que con anterioridad no hubieran sido rentables porque el factor de capacidad resultaba excesivamente bajo.

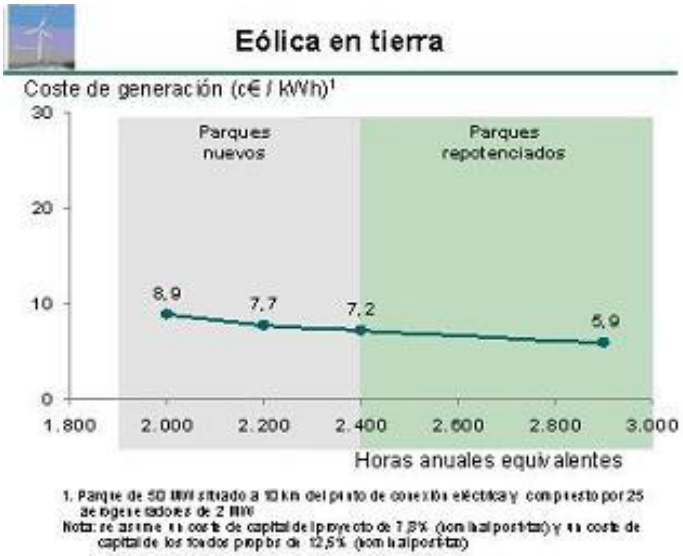
[38] Este coste se compone de entre 9 y 12 c$€_{2010}$/MWh de mantenimiento de los aerogeneradores, de 1.200 $€_{2010}$/MW de mantenimiento de la instalación eléctrica, de unos seguros anuales equivalentes a ~0,75% de la inversión, de un coste de alquiler situado entre 4.000 y 6.000 $€_{2010}$/MW (aunque existe una tendencia a contratar el alquiler como un porcentaje —2/3%— de los ingresos), de unas tasas cercanas a 3.000 $€_{2010}$ / MW y de unos costes adicionales de gestión y administración de 6.000 $€_{2010}$ / MW.

Tabla 4.5.8. Evolución prevista de los costes normalizados de energía de un parque en tierra

Parque eólico terrestre	**Coste de generación (c€$_{2010}$/KWh)**										
Características	**2010**	**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**
Instalación de 50 MW en ubicación de 1.900 horas en 2010	9,1	8,8	8,6	8,4	8,2	8,0	7,8	7,6	7,4	7,3	7,1
Instalación de 50 MW en ubicación de 2.200 horas en 2010	7,5	7,3	7,0	6,9	6,7	6,6	6,4	6,2	6,1	5,9	5,8
Instalación de 50 MW en ubicación de 2.900 horas en 2010	5,9	5,7	5,6	5,4	5,3	5,2	5,0	4,9	4,8	4,7	4,6

Probablemente los parques nuevos tenderán a localizaciones de menor número de horas y mayores costes de inversión, mientras que las repotenciaciones disfrutarán de más horas de viento y de menores costes debido a que parte de las infraestructuras están construidas y los aerogeneradores son de menor potencia y altura.

Figura 4.5.8. Sensibilidad de los costes normalizados de energía de un parque eólico en tierra a la producción



Fuente: BCG

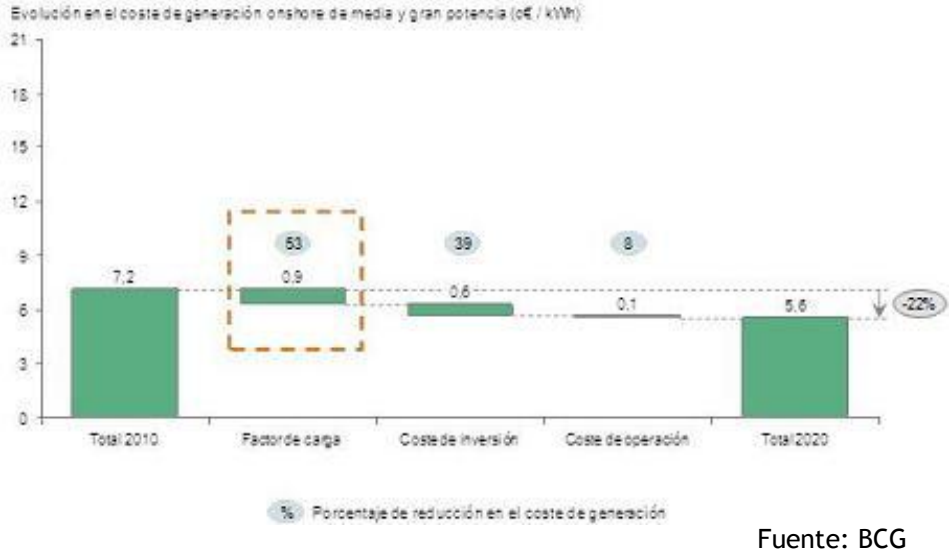
La principal palanca de reducción del coste de generación eólica en tierra corresponde a la mejora esperable en el factor de capacidad, que hará viables localizaciones que antes no lo eran por la insuficiente calidad del viento. Si tenemos este efecto para una misma localización, la mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 1 c€$_{2010}$/kWh para parques instalados en 2020. Ello representaría aproximadamente el 50% del potencial de reducción en el coste de generación de la eólica terrestre de gran potencia.

Adicionalmente, la reducción prevista de los costes de inversión[39] (por evolución tecnológica y alta competencia internacional, fundamentalmente) explicaría en torno a un 40% de la reducción de costes normalizados de energía, mientras que el restante 10% sería atribuible a reajustes esperables en los costes de operación:

[39] Las previsiones de evolución de costes de generación están basadas en las siguientes hipótesis de desarrollo tecnológico y del entorno:

- Potencia eólica en tierra total mundial: ~700 GWel en 2020 y ~1.400 GWel en 2030.
- Mantenimiento de los factores de experiencia históricos en la tecnología eólica en tierra.

Figura 4.5.9. Palancas de reducción de coste en los parques eólicos en tierra



Fuente: BCG

Eólica marina

Para los parques eólicos marinos en España en el horizonte 2020 se han considerado localizaciones de profundidad no superior a 50 metros, utilizando anclaje submarino mediante monopilotaje (hasta aprox. 30 m) y soluciones del tipo trípode y tripilotaje. Estas configuraciones se contemplan como las únicas soluciones viables tecnológicas a corto y medio plazo, especialmente el monopilotaje. En este caso, el rango de costes de inversión se sitúa entre 1,8 y 3,9 M€$_{2010}$/MW para instalaciones de 150 MWel.

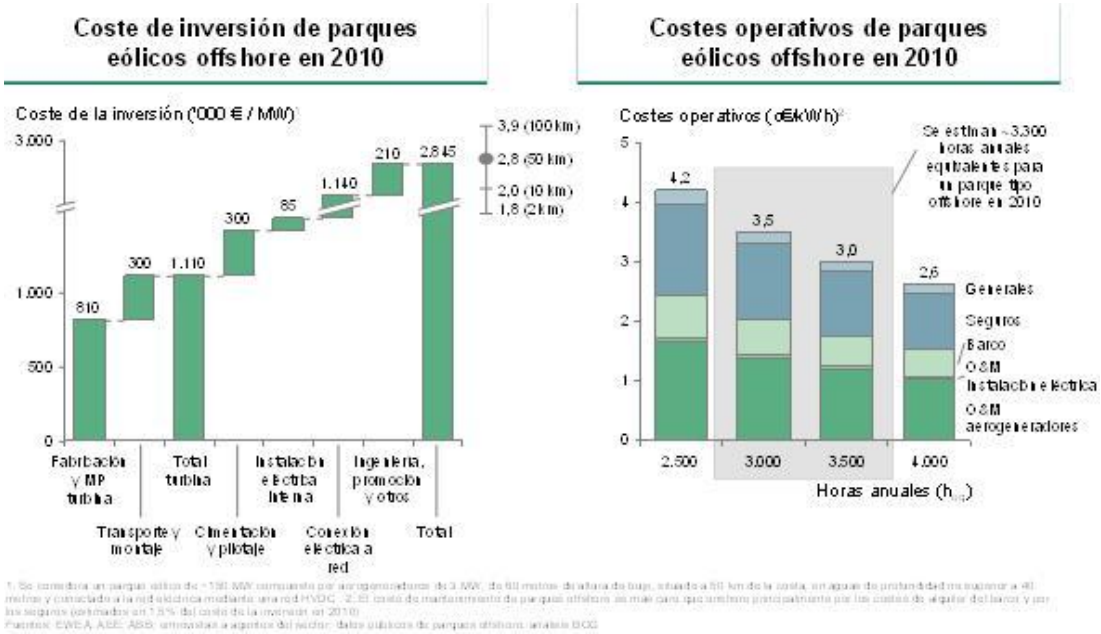
Las dos palancas clave que determinan el coste de una instalación eólica marina de profundidad inferior a ~50 metros son la distancia a la costa y la potencia total de la instalación. La distancia a la costa determina el coste de compra e instalación del cable submarino, que se estima entre 3 y 3,5 M€$_{2010}$/km para una potencia de hasta 400 MW.

El coste de operación se calcula en ~110.000 €$_{2010}$ / MW[40].

El factor de capacidad medio para parques puestos en marcha en 2010 se ha estimado en ~3.300 horas anuales equivalentes de acuerdo con datos públicos de parques eólicos marinos operativos en Europa. El valor tomado como referencia tiene en cuenta la mayor frecuencia, intensidad y laminaridad del recurso eólico marino así como la menor disponibilidad técnica de estas instalaciones, situada actualmente entre 80 y 90% frente al 98% de los parques eólicos en tierra.

[40] Este coste se compone de ~42.000 €$_{2010}$/MW de mantenimiento de los aerogeneradores, de 1.700 €$_{2010}$/MW de mantenimiento de la instalación eléctrica, de unos seguros anuales equivalentes a ~1,5% de la inversión (~42.000 €$_{2010}$/MW), de un coste de alquiler de un barco situado en ~18.000 €$_{2010}$/MW y de unos costes adicionales de gestión y administración de 6.000 €$_{2010}$/MW.

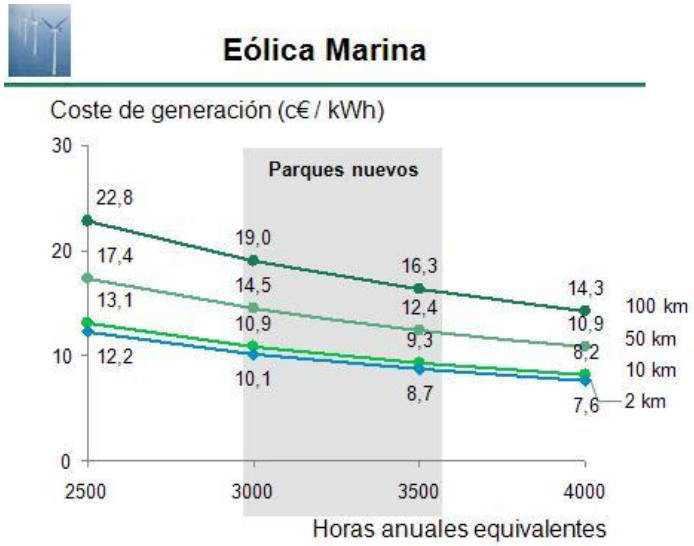
Figura 4.5.10. Costes de inversión y de operación en los parques eólicos marinos



Fuente: BCG

La figura siguiente muestra la elevada sensibilidad que presentan los costes normalizados de energía para la eólica marina, en función de la distancia a la costa y del factor de capacidad obtenible:

Figura 4.5.11. Sensibilidad de los costes normalizados de energía de un parque eólico marino a la producción



Fuente: BCG

Estos valores son teóricos para parques situados en emplazamientos de profundidad inferior a ~50 metros y dependen de que sea viable construir el parque. Esta viabilidad está determinada por la profundidad del emplazamiento, por los requisitos medioambientales y socioeconómicos y por la disponibilidad de barcos especialmente diseñados para realizar las tareas de instalación y mantenimiento.

En España, en el horizonte 2020 la mayoría de los parques se encontrarán a una distancia inferior a 20 km de la costa, asumiendo un caso base de 10 km. Más allá de

2020, una vez las mejores localizaciones se vayan ocupando y se avance tecnológicamente en soluciones comercialmente viables en aguas profundas, se podría considerar el aprovechamiento eólico marino de localizaciones en el entorno de los 20-30 km. En cualquier caso, no parece probable el desarrollo de parques en localizaciones que se encuentren a 100 km de la costa española.

Evolución esperada de los costes normalizados de energía

Durante la próxima década se prevé una reducción sensible de los costes normalizados de energía para la eólica marina, que la acercarán a la competitividad con las tecnologías convencionales, especialmente en emplazamientos cercanos a la costa y con escasas profundidades:

Tabla 4.5.9. Evolución prevista de los costes normalizados de energía de un parque marino

Parque eólico marino	Coste de generación (c€$_{2010}$/KWh)										
Características	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
Instalación de 150 MW situada a 50 km de la costa	13,2	12,5	12,0	11,6	11,3	11,0	10,7	10,5	10,2	10,0	9,8
Instalación de 150 MW a 10 km de la costa	9,9	9,4	9,0	8,7	8,5	8,3	8,0	7,8	7,7	7,5	7,3

Cabe resaltar que estos costes presentan una muy elevada sensibilidad a la producción, y en especial, a la disponibilidad efectiva de emplazamientos en el litoral español con ≈3.300 horas equivalentes de funcionamiento neto.

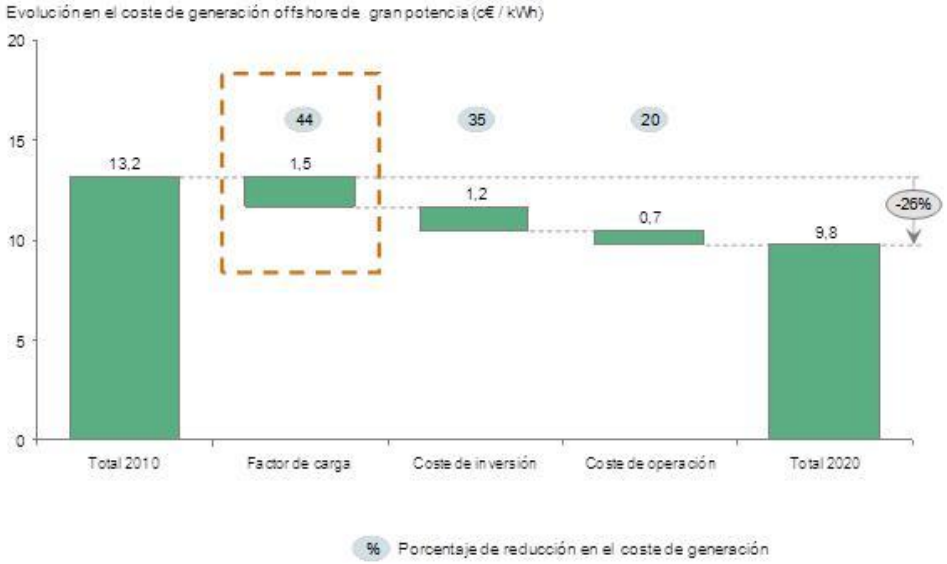
La principal palanca para reducir los costes normalizados de energía para la eólica marina[41] es el coste de inversión (por evoluciones tecnológicas en los aerogeneradores y en las técnicas de ejecución, transporte y montaje) que explica en torno a un 50% de la disminución de costes normalizados de energía (~1,6 c€$_{2010}$/kWh). Un 25% de reducción adicional sería atribuible a ajustes esperables en los costes de operación (0,85 c€$_{2010}$/kWh), en los que hay mayor margen de reducción –que en las instalaciones en tierra– siguiendo una curva de aprendizaje tecnológico.

Además, la mejora del factor de capacidad permitiría reducir los costes normalizados de energía en torno a 0,85 c€$_{2010}$/kWh para parques instalados en 2020:

[41] Estas previsiones de evolución de costes de generación están basadas en las siguientes hipótesis de desarrollo tecnológico y del entorno:

- Capacidad mundial instalada en parques marinos: 40 GWel en 2020 y 150 GWel en 2030
- Cimentaciones de los parques marinos basados en el anclaje mediante monopilotes, y hasta una profundidad máxima de ~40-50 metros

4.5.12. Palancas de reducción de coste en los parques eólicos marinos



Fuente: BCG

Eólica de pequeña potencia

Para las instalaciones eólicas de pequeña potencia previstas en España en el horizonte 2020, es necesario realizar consideraciones diferenciadas en función de la potencia, pues tanto los ratios de inversión como los niveles de aprovechamiento energético son extremadamente variables en función del tamaño y potencia de la máquina a conectar a red.

En este sentido, se estima la siguiente senda como referencia para la evolución anual prevista para los ratios técnico-económicos (en moneda constante, con año base 2010) y de producción, en el período 2011-2020:

- **Ratio de inversión**:
  - P ≤ 10 kW: reducción progresiva con pendiente media anual del -7% (curva de aprendizaje tecnológica) desde los 3.500 €/kW en 2011, hasta los 1.820 €/kW en 2020.
  - 10 kW < P ≤ 100 kW: reducción progresiva con pendiente media anual del -5% desde los 2.700 €/kW en 2011, hasta los 1.700 €/kW en 2020.

- **Nivel de aprovechamiento energético (horas equivalentes)**:
  - P ≤ 10 kW: incremento progresivo desde las 1.200 h en 2011, hasta las 1.550 h en 2020.
  - 10 kW < P ≤ 100 kW: incremento progresivo desde las 1.780 h en 2011, hasta las 1.980 h en 2020.

Estas hipótesis se basan en los modelos comerciales cercanos al límite superior de cada uno de los rangos establecidos, lo que resulta especialmente gravoso para las instalaciones en niveles de potencia menores de 3-5 kW de potencia. Por ello, en este plan se contemplan actuaciones específicas para apoyar estas instalaciones, vía subvenciones —complementarias a la retribución régimen especial—, permitiéndolas alcanzar ratios de rentabilidad técnico-económica razonables.

En cualquier caso, dado el dinamismo esperado para este segmento y la incertidumbre asociada a la evolución real de los parámetros indicados en un

mercado incipiente (especialmente por los efectos de economías de escala tanto en los precios de las máquinas como en la explotación de instalaciones), será imprescindible su revisión durante el período de aplicación del Plan. Ello permitirá su ajuste a la realidad del mercado español para la eólica de pequeña potencia conectada a red, en condiciones futuras de penetración creciente en las redes de distribución.

4.5.5 Barreras al desarrollo del sector

En este epígrafe se exponen las barreras y amenazas detectadas al desarrollo eólico en el horizonte 2020, que se han agrupado en función de la tipología: tecnológicas, en la infraestructura, regulatorias, ambientales, sociales y en el aprovechamiento del recurso.

En primera instancia, se refieren las **barreras detectadas de carácter transversal**, que serían comunes para la totalidad del sector eólico, con independencia de su potencia y de su ubicación en tierra o mar adentro:

Barreras técnicas

- **Infraestructuras eléctricas de transporte y distribución limitadas**.

  La distancia existente entre los puntos de generación y de consumo exige que la puesta en servicio de nuevo contingente eólico necesariamente esté acompañada de la creciente disponibilidad de infraestructuras eléctricas para el transporte y la distribución de la energía generada, más allá de las existentes, con una limitada capacidad de integración eólica adicional.

- **Mecanismos de gestión del sistema insuficientes para una mayor integración eólica.**

  La integración futura de la generación eólica en el sistema dependerá en gran medida de factores ajenos al propio sector eólico (que no a las características de estacionalidad e imposibilidad de control del propio recurso eólico), pues las cifras de crecimiento eólico futuro se verán limitadas por la capacidad de generar una respuesta ágil ante la demanda de la nueva potencia eólica a conectarse a la red. En este sentido, destaca la necesidad de aumentar la capacidad de interconexión con los sistemas eléctricos de Centroeuropa.

  Las dificultades de gestión de la generación eólica en un entorno de creciente capacidad eólica y peso en el mix de generación tendrán un doble impacto:

  - En las horas de baja demanda eléctrica, riesgo de que la potencia generada por los parques eólicos no pueda ser vertida a la red en su totalidad, lo que obligue a una desconexión parcial de parques eólicos. A este respecto, existen estudios preliminares de REE que cifran entre 1,1 y 6,8 TWh (con esperanza ponderada de 2,8 TWh) la producción eólica y solar que el sistema sería incapaz de integrar en el sistema –especialmente en "horas valle" de días de elevada eolicidad y horas llana de fines de semana y días festivos soleados– en el horizonte 2020, si no se potencian los mecanismos de gestión actuales. La desconexión obligada de parques eólicos por restricciones técnicas repercutiría sensiblemente en la rentabilidad esperada de los mismos.
  - Necesidad de instalar capacidad de generación de apoyo con otras tecnologías de mayor control potencial de su producción, para permitir

una mayor gestionabilidad en eventuales momentos de menor disponibilidad de recurso eólico.

- Mayor uso de los sistemas de bombeo hidráulico reversibles, y la previsible creación de sistemas de almacenamiento alternativos.

Barreras regulatorias

- **Adaptación del esquema de apoyo al Régimen Especial al desarrollo eólico previsto en el horizonte 2020.**

  En el horizonte 2020 queda pendiente establecer el marco de apoyo estable y predecible aplicable para las instalaciones eólicas conectadas al sistema eléctrico que se inscriban en el registro de preasignación para su entrada en servicio a partir de 2013.

- **Dificultades administrativas para la autorización de proyectos de I+D+i+d.**

  Es necesario considerar que la agilidad en los trámites administrativos para las instalaciones experimentales promovidas por el tejido empresarial nacional resulta extremadamente esencial para que cualquier innovación tecnológica pueda probarse con éxito y llegar al mercado a tiempo, previamente a los productos o procesos de otros competidores internacionales.

  En el caso de las instalaciones eólicas marinas cuya autorización es competencia de la Administración Central, el Real Decreto 1028/2007 —en su disposición final segunda— habilita al Ministerio de Industria, Turismo y Comercio para permitir las autorizaciones administrativas de instalaciones eólicas marinas de potencia inferior o igual a 10 MW, cuando tengan por finalidad la I+D+i+d de tecnología asociada. Para ellas, hay establecido un procedimiento simplificado que corresponde con el RD 1955/2000, de 1 de diciembre. Este límite de 10 MW resulta excesivamente bajo para los proyectos experimentales existentes.

- **Falta de armonización administrativa en el desarrollo normativo de ámbito regional.**

  La normativa básica común para todo el territorio nacional permite un amplio margen de flexibilidad para el establecimiento de procedimientos administrativos específicos para la tramitación administrativa de instalaciones eólicas en las comunidades autónomas, que se encuentran adaptados a las especificidades del desarrollo eólico alcanzado en cada una de ellas, y a los criterios de planificación regional que consideren procedentes.

  No obstante, la heterogeneidad de procedimientos administrativos supone una barrera regulatoria, especialmente debido a la dilatación de los períodos de tramitación de proyectos eólicos en aquellos planteamientos basados en la convocatoria y resolución de concursos eólicos para la concesión de autorizaciones administrativas.

  En particular, los concursos eólicos condicionan la autorización administrativa de parques eólicos al compromiso empresarial de ejecución de planes industriales que reviertan sobre sus territorios. En ocasiones, la ejecución de estos planes encarecen las inversiones eólicas, con el efecto indeseable de requerir una mayor retribución por la generación eólica vertida a red, y por tanto, suponiendo un incremento de la retribución necesaria en el Régimen Especial, y de los sobrecostes del sistema vía tarifa eléctrica.

- **Tratamiento fiscal discriminatorio frente a otras tecnologías renovables.**

  En los últimos años se ha aumentado la presión fiscal efectiva a las instalaciones eólicas respecto a otro tipo de instalaciones renovables, por dos motivos fundamentales relacionados con la aplicación de supuestos especiales a los parques eólicos en materia de tributación municipal:

  - Incremento de la Base Imponible en la aplicación del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO).
  - Modificación efectiva de la naturaleza jurídica de los parques eólicos a efectos del Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), que ha supuesto su consideración como Bienes Inmuebles de Características Especiales (BICEs), y un incremento en la tributación.

  Por otra parte, en algunas comunidades autónomas se ha incrementado la presión extrafiscal a los parques eólicos mediante la imposición de un canon eólico, que alcanza importes elevados para los parques eólicos nuevos y existentes, argumentado como compensatorio para las áreas territoriales por las cargas inevitables de los parques eólicos para el entorno, el medio natural, el paisaje y el hábitat en el que se localizan. Este nuevo tributo, específico para las instalaciones eólicas de territorios concretos, encarece significativamente los costes de explotación de los parques eólicos, que repercuten directamente sobre la retribución necesaria a percibir por la generación eólica.

Barreras ambientales

- **Limitaciones a la implantación de instalaciones eólicas por razones medioambientales.**

  Para evitar potenciales impactos medioambientales, especialmente sobre zonas catalogadas con alguna figura ambiental y sobre el patrimonio cultural, existen limitaciones en las zonas de implantación de parques eólicos sobre el territorio nacional.

  Además, los impactos de carácter visual, sonoro y sobre aves y quirópteros, en algunas ocasiones también limitan las dimensiones de los aerogeneradores en cuanto a altura de torre y longitud de las palas.

Barreras económicas

- **Dificultades financieras para los proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energía eólica.**

  Estos proyectos de mayor riesgo tecnológico presentan incertidumbres sobre su viabilidad técnico-económica para las entidades financieras, que demuestran sus reticencias a la financiación de estos proyectos, mediante la exigencia de unas mayores garantías, e incluso endureciendo las condiciones de financiación, ofertando un diferencial mayor al tipo de interés aplicable (prima de riesgo).

Eólica terrestre

Las siguientes barreras corresponden específicamente al desarrollo de instalaciones eólicas en tierra:

Barreras técnicas

- **Envejecimiento del parque tecnológico.**

  Los primeros parques eólicos a gran escala se pusieron en marcha en 1992. Dado que la vida útil de diseño de los aerogeneradores se encuentra en el entorno de

los 20 años, ello implica que en la actualidad una cifra creciente de instalaciones eólicas se encuentra próxima a finalizar su vida útil, o con una tecnología que no permite obtener un adecuado rendimiento del recurso eólico existente en el emplazamiento donde se ubican. Además, estas máquinas dificultan la integración en el sistema de un mayor contingente eólico, debido a sus dificultades –y en ocasiones, imposibilidad tecnológica– para adaptarse a los requerimientos técnicos en los nuevos Procedimientos de Operación.

Durante la próxima década se prevé que la repotenciación del parque tecnológico existente tenga un especial protagonismo, generalizándose su desmantelamiento, y su sustitución por otros con tecnología renovada y mayor potencia unitaria, que supongan un mejor aprovechamiento del recurso. Esta repotenciación comenzará con los parques compuestos por aerogeneradores de potencia unitaria inferior a 500 kW (unos 400 MW en España en la actualidad), considerados de bajo aprovechamiento eólico por rozar la obsolescencia tecnológica, máquinas asíncronas de paso y velocidad fija, con capacidad nula de regulación de potencia, con unas prestaciones muy alejadas de los requerimientos actuales.

- **Necesaria reducción de costes normalizados de energía hasta la plena competitividad comercial con las tecnologías convencionales.**

  La eólica terrestre de gran potencia es una de las áreas renovables tecnológicamente más maduras y "cuasi-competitivas" desde un punto de vista comercial. Presenta un alto grado de implantación y una reducida pendiente de aprendizaje tecnológico, habiendo estabilizado sus costes normalizados de energía en valores próximos a los precios horarios del mercado eléctrico que marcan las tecnologías de generación marginal muchas horas del año.

  Por otra parte, los crecientes requerimientos tecnológicos de las instalaciones eólicas con respecto a la potencia activa y reactiva, contenido de armónicos, estabilidad frente a huecos de tensión, control de tensión, etc. implican mayores costes de inversión, e igualmente requieren actuaciones de desarrollo tecnológico para su integración en los nuevos modelos de aerogeneradores comerciales durante la próxima década.

  Por lo tanto, todavía hay margen para la incorporación de innovaciones tecnológicas en los aerogeneradores, dirigidas tanto a la mejora de la eficiencia y rendimiento de las instalaciones eólicas en su funcionamiento y operativa frente al sistema, como para la reducción de los costes normalizados de energía asociados (el aumento de la vida útil de los parques eólicos, controlando los costes de explotación, supondría un efecto positivo al respecto).

  Para la consecución de estos objetivos se requieren esfuerzos técnicos y económicos adicionales en inversiones de I+D+i de la industria eólica, así como el apoyo económico público mediante los mecanismos de apoyo existentes, de éxito demostrado. Ello permitiría al mismo tiempo consolidar y mejorar la competitividad internacional de la industria española.

<u>Barreras regulatorias</u>

- **Complejidad administrativa para los proyectos de repotenciación de instalaciones eólicas existentes.**

  Salvo algunos procedimientos específicos dispuestos en algunas Comunidades Autónomas, como Canarias y Galicia, enfocados a los proyectos de repotenciación, en general, este tipo de proyectos requieren los mismos trámites administrativos, tiempos y gastos de promoción que los parques eólicos a ubicar en nuevos emplazamientos, sin considerar sus numerosos efectos positivos de

distinta índole: facilitar la gestión del sistema por la incorporación de mejoras tecnológicas, potencial reducción de impactos medioambientales por menor número de máquinas, mayor aprovechamiento del recurso, utilización de infraestructuras eléctricas existentes, incremento de la actividad económica en la zona, etc.

Por otra parte, el marco actual no contempla convocatorias extraordinarias para la inscripción en el registro de preasignación de instalaciones eólicas repotenciadas, estableciendo cupos anuales diferenciados de los contemplados para los proyectos eólicos en nuevos emplazamientos, que generalmente suponen un peor rendimiento por agotarse paulatinamente los emplazamientos de mayor recurso eólico.

Eólica marina

Las siguientes barreras corresponden específicamente al desarrollo de instalaciones eólicas marinas:

Barreras técnicas

- **Inexistencia de infraestructuras eléctricas de transporte submarinas hasta las zonas de implantación de parques marinos.**

  La implantación de parques eólicos en el mar, en general de gran tamaño, tiene asociada altas concentraciones de potencia eólica, que requieren estudios detallados de la repercusión sobre la red eléctrica peninsular. En la actualidad no existen infraestructuras eléctricas de transporte hasta las zonas de desarrollo eólico marino, ni tampoco previsiones de la evacuación necesaria de energía eléctrica proveniente de los proyectos eólicos marinos consolidados.

  Por lo tanto, la integración de la futura energía generada por los parques marinos representará un reto inédito para la próxima "Planificación de redes para el sector eléctrico 2012-2020" iniciada ya por Red Eléctrica de España, que debe estar preparada para las necesidades de evacuación derivadas de la senda de crecimiento anual contemplada en este plan, y por ende, del objetivo eólico marino en 2020.

- **Elevados costes de generación de la tecnología disponible para el aprovechamiento eólico marino.**

  Una de las mayores dificultades para la implantación de los proyectos eólicos marinos en las costas españolas son los mayores costes de generación –y por tanto, la necesidad de una mayor retribución en el régimen especial– que suponen, frente a los parques eólicos en tierra. Las razones se encuentran, en su mayoría, asociadas a la inmadurez existente de la tecnología disponible:

  - Mayores costes de inversión (del orden del doble que las instalaciones eólicas en tierra), debido a la mayor complejidad de construcción, montaje y mantenimiento. A pesar de que el recurso eólico sea superior para los parques eólicos marinos, la mayor inversión necesaria supone que, a igualdad de primas establecidas, la rentabilidad para los parques eólicos marinos sea claramente inferior a los parques en tierra.
  - La ubicación de los parques eólicos en el mar exige una mayor complejidad constructiva y de montaje, sobre todo en lo que se refiere a la cimentación y anclaje de las estructuras soporte de los aerogeneradores en aguas profundas. Estas dificultades y costes de construcción aumentan según el proyecto se va alejando de la costa o según aumenta la profundidad marina.

- Por otra parte, los costes de operación y mantenimiento llegan a triplicar los valores alcanzados en los parques en tierra, debido –entre otros factores– a la necesidad de logística naval de elevado coste, a las limitaciones de acceso y a las condiciones ambientales más agresivas.

Por otra parte, la implantación de parques eólicos marinos requiere la elaboración previa de Estudios de detalle (de Impacto Ambiental, del fondo marino, del recurso eólico, etc.) más complejos que para los parques en tierra y la utilización de técnicas de instalación y montaje especiales, lo menos invasivas posibles al entorno marino.

- **Inexistencia de tecnologías comerciales de aprovechamiento eólico marino en aguas profundas.**

  En el litoral español escasean las áreas marinas a profundidades adecuadas para la implantación de parques eólicos marinos de grandes dimensiones. La falta de evolución de cimentaciones y plataformas flotantes para profundidades superiores a 50 metros reduce el potencial de desarrollo de la tecnología eólica marina en España, donde las principales zonas desarrollables se encuentran por debajo de esa cota batimétrica.

- **Inexistencia de parques eólicos marinos y de instalaciones experimentales y de demostración tecnológica.**

  En la actualidad, no existe ninguna instalación eólica en las costas españolas, ni de carácter comercial ni experimental. El impulso de las instalaciones eólicas experimentales, así como la implantación de parques eólicos marinos pre-comerciales, de demostración de tamaño reducido, facilitaría el desarrollo racional y ordenado de la eólica marina en España.

- **Inexistencia de aerogeneradores nacionales para su implantación en el mar.**

  La tecnología nacional para instalaciones eólicas no se encuentra adaptada al funcionamiento en el medio marino (oleaje, ambientes húmedos y salinos, dificultades de montaje y mantenimiento,…).

- **Incertidumbre sobre el potencial energético eólico en un emplazamiento marino específico.**

  La evaluación del recurso en el dominio público marítimo-terrestre es más compleja y mucho más cara que en tierra. Entre los trámites administrativos exigidos se encuentra no sólo la concesión de "reserva de zona" por parte de la Dirección General de Política Energética y Minas, sino también la concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre y la evaluación de impacto ambiental positiva para las actividades de investigación, lo que imposibilita la instalación de torres de medición marinas.

Barreras regulatorias

- **Elevados plazos de tramitación administrativa para los proyectos eólicos marinos existentes.**

  En España no existe ningún parque eólico marino en servicio, mientras que en el mundo, a finales de 2010 se encontraban en operación unos 2.950 MW (un 1,5% de la potencia eólica mundial), la práctica totalidad ubicados en el Norte de Europa. Existe una treintena de proyectos eólicos marinos en las costas españolas, por

una potencia total superior a los 7.300 MW, varios parcialmente coincidentes en la poligonal marina solicitada, y algunos ubicados en zonas catalogadas a nivel de planificación como de exclusión.

Barreras sociales

- **Contestación social a la implantación de parques eólicos en el mar.**

  La contestación social ante la implantación de parques eólicos marinos, obliga al desarrollo de proyectos en zonas alejadas de la costa y a mayores profundidades, lo que incrementa significativamente tanto la inversión necesaria en la propia instalación eólica como el coste de las infraestructuras eléctricas para la evacuación de la energía generada.

  Esta oposición local suele estar basada en la creencia de que los parques eólicos marinos representarían una amenaza potencial al mantenimiento de las actividades propias de la zona, fundamentalmente a la pesca y al turismo.

Eólica de pequeña potencia

Las siguientes barreras corresponden específicamente al desarrollo de instalaciones eólicas de pequeña potencia:

Barreras técnicas

- **Elevados ratios de inversión** para las instalaciones de **potencia ≤10 kW**, tanto para aplicaciones aisladas de red como de vertido a red con consumos asociados.

  Tanto el ahorro en la facturación –para instalaciones aisladas de red o para la reducción de la facturación eléctrica por autoconsumos–, como el apoyo económico contemplado en el Régimen Especial –para la generación vertida a red–, pueden resultar insuficientes para impulsar y hacer viables aquellas instalaciones eólicas de pequeña potencia para su aplicación a escala doméstica. Esta circunstancia puede resultar crítica para el desarrollo de la generación distribuida a partir de energía eólica, en fase de implantación incipiente en nuestro país.

Barreras regulatorias

- Dificultades en la aplicación de **normativa existente para su conexión a red** en las condiciones de entrega requeridas. Dilatación en los **tiempos de tramitación y gestión de permisos**.

  Los requerimientos técnicos para la conexión a red de las instalaciones de pequeña potencia son similares a los de los parques eólicos de media y gran potencia, sin considerar sus particularidades en la conexión a baja tensión y a redes interiores, el tipo de promotores –ligados generalmente a centros de consumo en el sector residencial y terciario– y el apoyo que puede suponer la generación distribuida para la gestión de redes a pequeña escala por parte de las compañías distribuidoras.

- **Falta de un marco específico de retribución económica**, que contemple sus características propias.

  Las instalaciones eólicas de pequeña potencia implican unos ratios de inversión –inversamente proporcionales a la potencia– muy superiores a los

asociados a los parques eólicos de gran potencia. Sin embargo, el marco retributivo aplicable es el mismo para ambas tipologías de instalaciones.

Por otra parte, la eólica de pequeña potencia se encuentra en una situación de inferioridad en las condiciones técnicas frente a las instalaciones de pequeña potencia con otras tecnologías renovables.

- **Procedimiento de liquidación de la electricidad** vertida a red similar al de la gran eólica, sin disponer de un procedimiento simplificado que disminuya los costes de gestión.

- **No existencia de ordenanzas municipales** que regulen la implantación de aerogeneradores de pequeña potencia en entornos urbanos, que consideren especialmente los aspectos de seguridad.

- **Certificación de equipos costosa** para pequeñas series (elevado coste), basada en la normativa internacional IEC 61.400-2 e IEC 61.400-1.

  Los procedimientos actuales pueden resultar excesivamente complejos, especialmente en los modelos de aerogeneradores de potencia inferior a los 10 kW, con unos requerimientos de ensayos muy exigentes para su certificación (estructurales, niveles de ruido y vibraciones, etc.).

- **Falta de regulación para la acreditación de instaladores autorizados**.

  Este aspecto resulta esencial para garantizar la correcta operación de las instalaciones en condiciones de seguridad, pues la cadena de calidad del aerogenerador de pequeña potencia termina precisamente con la instalación que, igualmente, requiere de unos conocimientos y una cualificación específicos de esta tecnología.

4.5.6 Actuaciones propuestas

Las propuestas que a continuación se plantean están encaminadas a permitir una mayor capacidad de integración eólica en el sistema eléctrico, de manera que la eólica incremente su contribución futura al abastecimiento energético interno nacional. En este sentido, estas propuestas pretender eliminar aquellas barreras mencionadas en el apartado anterior que, de algún modo, puedan impedir o dificultar la consecución de los nuevos objetivos eólicos señalados en este plan.

En primer lugar se citan las **propuestas de carácter general**, desarrolladas en otros apartados, para permitir la mayor integración del conjunto de las energías renovables:

- **Marco retributivo estable y predecible que incentive la generación de electricidad mediante el aprovechamiento eólico,** basado en la obtención de tasas de rentabilidad razonables a las inversiones eólicas (ficha código HEL-015).

- **Revisión de la Planificación vigente para los Sectores de Gas y Electricidad** (aprobada en mayo de 2008 para el período 2008-2016), y adecuado desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte, en el período 2012-2020, teniendo en cuenta los objetivos derivados de este plan (ficha código HGL-006).

- Puesta en servicio de **nuevas interconexiones internacionales**, que permitan una mayor capacidad de integración de energías renovables en el sistema (ficha código HEL-003).

- **Aumento de la capacidad de almacenamiento energético**, mediante la puesta en servicio de **nuevas centrales de bombeo hidroeléctrico**. Igualmente es necesario conseguir avances tecnológicos en otras alternativas de almacenamiento en condiciones de viabilidad técnico-económica (ficha código HEL-009).

- **Potenciación de la gestión de la demanda en tiempo real**, facilitando la participación del usuario eléctrico final mediante actuaciones encaminadas al aplanamiento de la curva de demanda (carga de baterías de vehículos eléctricos, figura del agregador de demanda, contadores inteligentes, etc.) (ficha código HEL-007).

A continuación, se indican las **propuestas de carácter transversal** para el área eólica, especialmente dirigidas a permitir un mayor desarrollo de la eólica terrestre de gran potencia y a la integración de la generación proveniente de parques marinos:

Propuestas normativas

- **Adaptación del Procedimiento de Operación P.O. 12.2 de requisitos técnicos a las instalaciones de generación eléctrica, en particular de origen eólico** (ficha código HEL-013).

  En el horizonte 2020 se prevé el desplazamiento paulatino de generadores síncronos (fundamentalmente en centrales convencionales) por otros basados en electrónica de potencia (eólica y solar fotovoltaica principalmente). Es necesario adaptar los Procedimientos de Operación para que las nuevas instalaciones aporten similares prestaciones, capacidades y servicios esenciales, cuando técnicamente sea posible, a las de la generación síncrona a la que desplazan, con el fin último de garantizar la seguridad del sistema eléctrico.

  La modificación propuesta del Procedimiento de Operación P.O. 12.2, afectaría principalmente a los siguientes requisitos técnicos:

  - Capacidad de funcionamiento permanente y temporal en ciertos rangos de tensión y frecuencia.
  - Control dinámico de la tensión durante perturbaciones en la red.
  - Control de la tensión en régimen permanente.
  - Capacidad de regulación potencia-frecuencia y ciertos requisitos de control de potencia.

  En este sentido, resulta esencial la colaboración y coordinación de todo el sector para conseguir un adecuado desarrollo tecnológico y normativo enfocado a una óptima y segura integración de este tipo de energía. Fruto del trabajo previo con el sector, Red Eléctrica de España, como operador del sistema, ya ha realizado una propuesta de modificación del Procedimiento de Operación PO 12.2 que recoge los requisitos técnicos identificados.

Propuestas de financiación

- **Programa de financiación para desarrollos tecnológicos innovadores, basados en la demostración de prototipos de aerogeneradores (Línea B)** (ficha código HGL-013).

  Dentro de los programas de apoyo plurianuales para las iniciativas industriales prioritarias de desarrollo tecnológico, se debe mantener el apoyo de los mecanismos de financiación nacionales a aquellos proyectos que tengan como objeto la reducción de los costes de generación con la tecnología eólica, y por tanto, dirigidos a la plena competitividad de la eólica sin necesidad de sistemas de apoyo retributivos específicos.

  El programa de financiación estaría dirigido a prototipos de aerogeneradores de alta potencia unitaria y elevada fiabilidad técnica, encaminada a la reducción de costes de generación y el incremento de la vida útil de las instalaciones.

  En el caso de la eólica marina, el desarrollo de líneas de investigación e innovación científica promoverían el desarrollo tecnológico de prototipos para aplicaciones marinas, con tecnología nacional adaptada a las severas condiciones atmosféricas en entornos de alta humedad, salinidad y oleaje.

  Se propone publicar una línea de financiación en condiciones preferentes, para desarrollos tecnológicos precomerciales, con la colaboración de IDAE.

Eólica terrestre

Se plantean las siguientes propuestas específicas para mantener y consolidar el desarrollo actual para las instalaciones eólicas en tierra en España:

Propuestas normativas

- **Tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos** (ficha código SEO-001).

  Existen tres motivaciones fundamentales que aconsejan fomentar la repotenciación de parques eólicos en España:

  - Incentivar en lo posible la renovación del parque tecnológico, de manera que se incorporen innovaciones tecnológicas en las instalaciones eólicas existentes, que permitan el mejor comportamiento posible frente al sistema eléctrico y sus ventajas asociadas: aumento de la calidad y seguridad del suministro, mayor capacidad de regulación y control, optimización del grado de penetración eólica.
  - Mejor aprovechamiento energético de zonas de elevado recurso eólico.
  - Menor impacto ambiental y visual por la sustitución de máquinas por un menor número de aerogeneradores con mayor producción asociada, incrementando al tiempo el aprovechamiento del recurso eólico en el territorio nacional.
  - Mayor actividad industrial en el sector eólico para una misma potencia eólica acumulada, con las ventajas asociadas a este efecto: mayor contribución al PIB e inversiones, mantenimiento y generación de empleo, etc.

  Se propone el tratamiento administrativo diferenciado para la repotenciación de parques eólicos, mediante la sustitución parcial o total de sus aerogeneradores, que facilite las gestiones administrativas necesarias.

  Para ello, se requiere la modificación del RD 1955/2000 (Capítulo II), RD 661/2007 y RD-L 6/2009, dando un tratamiento particular a los proyectos de repotenciación de instalaciones eólicas en los siguientes aspectos:

- Establecimiento de un cupo específico plurianual para instalaciones eólicas repotenciadas en el Registro administrativo de Preasignación (art. 4 RD-L 6/2009).
- Exención del trámite de utilidad pública y de declaración de bienes y derechos afectados, siempre que se utilice la misma poligonal (art. 125 RD 1955/2000).
- Exención de la necesidad de presentar estudio arqueológico si se utiliza la misma poligonal que el parque existente.
- Posibilidad de exención de la necesidad del trámite de evaluación de impacto ambiental (art. 124 RD 1955/2000), siempre que la instalación repotenciada suponga la disminución del número de aerogeneradores en la misma poligonal. Podría aplicarse la figura jurídica asociada a la modificación no sustancial de la Declaración de Impacto Ambiental obtenida para el parque existente.
- Simplificación de los trámites de información a otras Administraciones Públicas, y de condicionados para la aprobación del proyecto (arts. 127 y 131 RD 1955/2000).
- Exención de la necesidad de presentación de avales (DF2ª RD 661/2007 y art. 4 RD-L 6/2009), salvo por el incremento de potencia.
- Simplificación de los requerimientos de acreditación de la capacidad del solicitante (art. 121 RD 1955/2000).

– **Reducción de barreras administrativas a los proyectos de Investigación, Desarrollo, innovación y demostración, relacionados con la eólica en tierra** (ficha código HEL-012)**.**

El Real Decreto 1565/2010, de 19 de noviembre, en su disposición adicional segunda, fija los requerimientos para la consideración de proyectos eólicos en tierra de carácter experimental, para el período 2010-2013, desglosadas en dos tipos: a) Instalaciones constituidas por unidades experimentales participadas por el tecnólogo; y b) infraestructuras de ensayo y validación de titularidad pública, abierta a unidades experimentales de varios tecnólogos.

Para el desarrollo de esta propuesta, son necesarias las siguientes acciones:

- Establecimiento de un cupo específico para proyectos experimentales, en el registro de preasignación (AGE), para el período 2014-2020.
- Priorización en la concesión del punto de conexión, frente a instalaciones no experimentales.
- Aplicación de procedimientos simplificados para la autorización y para el trámite medioambiental de proyectos eólicos de I+D+i+d en las comunidades autónomas, incluyendo la exención de presentación de avales.

Propuestas de financiación

– **Programa de financiación para desarrollos tecnológicos innovadores basados en la incorporación de dispositivos de almacenamiento de la generación eólica, para optimizar su gestionabilidad y la participación de la eólica en los mecanismos de ajuste del sistema (Línea A)** (ficha código HGL-002)**.**

Facilitando el acceso a la financiación de estos proyectos, se busca:

- Preparar la tecnología previamente a la fase de validación comercial.
- Facilitar la viabilidad técnico-económica de proyectos españoles de I+D.

- Desarrollo estratégico de las empresas españolas para desarrollar un producto competitivo y alcanzar un desarrollo tecnológico equiparable con el existente en otros países.
- Reducción de costes de generación, mejorando su eficiencia y permitiendo una implantación y diversificación mayor y mejor, en la búsqueda de la plena competitividad frente a la generación con otras fuentes de energía convencionales.

En este sentido, se propone el lanzamiento de un programa de financiación anual, sujeto a acuerdos y colaboración con el MICINN y en la línea de SET PLAN, dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos, sistemas de gestionabilidad (incluyendo proyectos de hibridación) y equipamientos específicos relacionados con energías renovables emergentes en fase no comercial.

Eólica marina

Se plantean las siguientes propuestas específicas para conseguir un despliegue eólico marino ordenado en España:

Propuestas normativas

- **Consideración de las infraestructuras de evacuación de parques eólicos marinos en las planificaciones del sector eléctrico y del espacio marítimo** (ficha código HGL-006)**.**

  Para acelerar el despliegue eólico marino en España, se considera conveniente que la próxima "Planificación de los sectores de electricidad y gas" contemple la evacuación de la generación eléctrica proveniente de la implantación de parques marinos con proyectos consolidados, facilitando la ejecución de infraestructuras eléctricas submarinas en las zonas previstas.

  Se proponen las siguientes actuaciones:
  - Inclusión en la "Planificación de los sectores de electricidad y gas 2012-2020" de la consideración específica de las infraestructuras de transporte para la evacuación eléctrica asociada a los proyectos eólicos marinos, teniendo en cuenta el grado de avance en la tramitación administrativa de los mismos.
  - Establecimiento de zonas de evacuación preferente y corredores eléctricos marinos de transporte hasta las zonas de implantación de los futuros parques eólicos marinos.

- **Procedimiento administrativo simplificado para las instalaciones eólicas marinas de I+D+i+d hasta un límite de 30 MW y un máximo de 3 máquinas** (ficha código HEL-012)**.**

  Ello potenciaría y facilitaría la **implantación de parques eólicos marinos precomerciales y de demostración de tamaño reducido**.

  En la actualidad, el RD 1028/2007 en su disposición final segunda, habilita al MITyC para permitir las autorizaciones administrativas de instalaciones eólicas marinas de potencia inferior o igual a 10 MW, cuando tengan por finalidad la I+D+i+d de tecnología asociada. Para ellas, hay establecido un procedimiento simplificado que se corresponde con el RD 1955/2000, de 1 de diciembre.

  Este límite de potencia se considera insuficiente para algunos de los proyectos de I+D+i+d en eólica marina previstos en el período 2011-2020. En la actualidad

existen distintas iniciativas para la implantación de parques eólicos experimentales, incluso en aguas profundas. El impulso de estas instalaciones, así como la implantación de parques eólicos marinos precomerciales de demostración de tamaño reducido –a los que se les aplique un procedimiento simplificado de tramitación administrativa–, facilitaría igualmente el desarrollo racional y ordenado de la eólica marina en España.

Con este fin, se propone la modificación del RD 1028/2007, de 20 de julio, "por el que se establece el procedimiento administrativo para la tramitación de las solicitudes de autorización de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial" –y en concreto de su disposición final segunda–, elevando la potencia hasta los 30 MW (desde los 10 MW actuales) para las instalaciones compuestas por un máximo de 3 máquinas, con fines de I+D+i+d de tecnologías eólicas marinas a las que se les aplicaría un procedimiento simplificado de tramitación administrativa, que incluiría:

- Exclusión del trámite de reserva de zona.
- Posibilidad de establecer zonas preferentes con tramitación ambiental previa zonal, y tramitación de proyectos de I+D+i+d abreviada.

Estas instalaciones se incluirían en el necesario cupo específico para proyectos experimentales –terrestres y marinos–, en el Registro administrativo de Preasignación (modificación del RD-L 9/2006).

- **Supresión de barreras administrativas para la implantación de plataformas experimentales I+D para la eólica marina de alta especialización** (ficha código HEL-010).

Esta plataforma, con reconocimiento internacional, donde se investigue en nuevos componentes y en innovaciones tecnológicas, para su certificación "in situ", permitiría el desarrollo de **tecnologías marinas específicas, especialmente dirigidas al despliegue en aguas profundas**, dada la escasez de áreas marinas en el litoral español con profundidades similares a la totalidad de parques eólicos marinos comerciales en servicio actualmente en el mundo.

Esta plataforma experimental permitiría la certificación de componentes, prototipos e innovaciones sin necesidad de acudir al extranjero. Igualmente, reduciría los tiempos de desarrollo de prototipos nacionales, hasta su comercialización, incrementando al tiempo la madurez de las primeras series.

Con este objetivo, se propone el establecimiento de un procedimiento administrativo simplificado específico para la autorización de instalaciones constituidas por infraestructuras de ensayos, pruebas y certificación de unidades experimentales de uno o más tecnólogos relacionadas con la eólica marina, con un límite de potencia de 50 MW.

Para que la industria eólica marina nacional tenga un desarrollo sostenible a medio-largo plazo es imprescindible disponer de infraestructuras de investigación de primer nivel, que permitan competir con los tecnólogos internacionales en igualdad de condiciones. Estas infraestructuras científico-tecnológicas estarían abiertas a todos los fabricantes de aerogeneradores y componentes y a los Agentes Científico Tecnológicos (Universidades, Organismos Públicos de Investigación, etc.).

Las plataformas tendrían las siguientes características, haciéndolas merecedoras de su consideración como Instalaciones Científicas y Técnicas Singulares (ICTS):

- Única en España, y diferenciada por su diseño y aplicación específica eólica.

- Centro experimental de vanguardia en el sector eólico, esenciales para el desarrollo de una investigación científica/tecnológica competitiva y de calidad.

La tramitación administrativa de estas instalaciones deberían estar excluidas del trámite de reserva de zona, y por otra parte, deberían incluirse en el necesario cupo específico para proyectos eólicos experimentales, en el Registro administrativo de Preasignación (modificación del RD-L 9/2006).

- **Agilización de los trámites administrativos asociados a los proyectos eólicos marinos** (ficha código HEL-011)**.**

Para iniciar el despliegue eólico marino en España (concesión de reservas de zona, autorizaciones), se considera imprescindible que se coordinen y gestionen las iniciativas actuales, con los recursos adecuados.

Para ello, se considera imprescindible la disminución de plazos durante la gestión y resolución administrativa de los proyectos eólicos marinos presentados en la Administración General del Estado, en virtud del procedimiento administrativo contemplado por el RD 1028/2007, de 20 de julio.

Si fuera necesaria alguna dotación económica a esta propuesta, su financiación parcial podría realizarse mediante el cobro al promotor de una tasa de tramitación de proyecto.

- **Procedimiento administrativo abreviado para la instalación de torres de medición en entornos marinos** (ficha código HEL-011)**.**

Se propone el establecimiento de un procedimiento abreviado para la obtención de los permisos necesarios para la fase de investigación del recurso eólico y condiciones ambientales en entorno marino:

- Autorización administrativa eximida de la obtención de "reserva de zona" previa (RD 1028/2007).
- Concesión de ocupación del dominio público marítimo-terrestre.
- Evaluación de impacto ambiental para las actividades de investigación.

Propuestas de subvención

- **Línea de ayudas públicas directas a la inversión a proyectos de I+D+i+d relacionados con la eólica marina (Línea 1)** (ficha código HGL-011)**.**

La línea propuesta estaría dirigida a la siguiente tipología de proyectos de I+D+i+d relacionados con el sector eólico marino:

- Creación de una plataforma experimental marina.
- Creación de logística específica para las labores de montaje, transporte, etc. relacionadas con la implementación de parques eólicos marinos.
- Nuevos diseños e implementación de sistemas de anclaje al fondo marino y plataformas flotantes en aguas profundas.

Propuestas de información.

- **Mayor difusión de los impactos positivos de la eólica marina** (ficha código HGL-004)**.**

Es necesario fomentar el cambio de actitud en la visión hacia la eólica marina, difundiendo las ventajas socio-económicas asociadas, especialmente en las zonas costeras con mayor potencial de desarrollo eólico marino.

A este fin se propone la participación de IDAE y otros organismos públicos en jornadas y foros de difusión sobre las ventajas socio-económicas y medioambientales de los parques eólicos marinos.

Eólica de pequeña potencia

Para permitir el despegue de las aplicaciones asociadas a la eólica de pequeña potencia, primeramente se considera necesario diferenciarlas de la generación masiva de electricidad mediante parques eólicos, facilitando su tramitación administrativa y su conexión a las redes de distribución. Además, es imprescindible contar con un marco retributivo adecuado, que reconozca sus características diferenciadas en cuanto al estado de la tecnología, costes y ventajas específicas.

Se plantean las siguientes actuaciones prioritarias específicas para fomentar la implantación de instalaciones eólicas de baja potencia, conectadas a la red, en España:

Propuestas normativas

- **Establecimiento de un marco retributivo específico para las instalaciones eólicas de potencia inferior a los 100 kW** (ficha código HEL-004)**.**

  El segmento de la eólica de pequeña potencia no se ha desarrollado en España de una forma similar a la de alta potencia debido fundamentalmente a la inexistencia de una retribución económica adecuada para la energía generada, que en la actualidad es independiente de la potencia de la instalación eólica.

  Se propone y considera esencial el tratamiento regulatorio específico, y el establecimiento de un marco retributivo adecuado que incentive las instalaciones eólicas de pequeña potencia (de potencia inferior a 100 kW) en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas, con características diferenciadas en cuanto a su estado de madurez tecnológica y desarrollo respecto a la eólica de media y gran potencia:
  - Creación del subgrupo b.2.3. en el RAIPRE: eólica de pequeña potencia, hasta 100 kW.
  - Establecimiento de dos escalones de retribución –hasta 10 kW, y entre 10 y 100 kW–, para la consideración de los mayores ratios de inversión necesarios para la adquisición de aeroturbinas de muy baja potencia, especialmente para aplicaciones el sector residencial.

  Para garantizar la calidad de las máquinas que se implanten en España, la inclusión de una instalación en el subgrupo b.2.3. –y la percepción de primas– podría estar condicionado a una de las siguientes alternativas:
  - Que el titular acredite que los aerogeneradores disponen de un "Certificado de Tipo" en base a la normativa internacional de aplicación: IEC 61.400-22, IEC 61.400-1 según Edición 2 o posterior, e IEC 61.400-2.
  - Que esté inscrito en un Registro de modelos de aerogeneradores acreditados/certificados de nueva creación (relacionado con la propuesta de estudios de “directrices para garantizar la calidad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia”).

- **Tratamiento regulatorio específico para la conexión y autorización administrativa de las instalaciones eólicas de pequeña potencia** (fichas código HEL-004 y HEL-005)**.**

En la actualidad, los requerimientos técnicos para la conexión y autorización administrativa de instalaciones eólicas de pequeña potencia son similares a los de los parques eólicos de mayor potencia.

Se propone la entrada en vigor de una nueva regulación que facilite la conexión de las instalaciones de generación eléctrica con energía eólica de pequeña potencia, asociadas a centros de consumo interconectados con la red eléctrica, especialmente en baja tensión. Para estas instalaciones, en particular se propone:

- Exención de autorización administrativa y de aprobación del proyecto de ejecución.
- - Establecimiento de un cupo específico para las instalaciones eólicas de pequeña potencia en el Registro administrativo de Preasignación (art. 4 RD-L 6/2009). Posibilidad de exención de la inscripción en el Registro de Preasignación a las instalaciones de potencia menor o igual a 10 kW.

- **Regulación de los "certificados de profesionalidad" para los instaladores de dispositivos eólicos de pequeña potencia. Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT)** (fichas código HGL-007 y HEL-017)**.**

En la actualidad persiste una situación de cierta "alegalidad" en la acreditación de los instaladores de infraestructuras eólicas de pequeña potencia. Existen algunas referencias de regulaciones similares para empresas instaladoras de otras energías renovables: RD 249/2010 para instalaciones térmicas, y RD 560/2010 para instalaciones solares fotovoltaicas.

Para las instalaciones eólicas de pequeña potencia, el ámbito de actuación profesional estaría regulado, en lo que respecta a las consideraciones eléctricas, por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (REBT) y sus Instrucciones Técnicas, aprobados por RD 842/2002, de 2 de agosto. No obstante, las particularidades de esta tecnología y sus equipos —sometidos a cargas dinámicas— exigen tener en cuenta específicamente las consideraciones mecánicas (estudio de cargas, cimentaciones, anclajes, etc.), para garantizar la seguridad y la calidad en la ejecución de las instalaciones eólicas de pequeña potencia.

En este sentido, se propone la implantación de un sistema de acreditación/cualificación profesional para la figura de "empresa instaladora autorizada" aplicable a instalaciones eólicas de pequeña potencia, por sus conocimientos teórico-prácticos.

Igualmente se propone la modificación del REBT para dar cumplimiento a las disposiciones de la Directiva 2009/28 relativas a los "Procedimientos administrativos, reglamentos y códigos" (art. 13), a la "Información y formación" (art. 14) y al "Acceso a las redes y funcionamiento de las mismas" (art. 16). Especialmente sería de aplicación la disposición de "Sistemas de certificación o de cualificación equivalentes", antes del 31 de diciembre de 2012, disponibles para los instaladores de sistemas de energías renovables.

Para el reconocimiento de esta actividad profesional sería necesaria la expedición de "certificados de profesionalidad" por el órgano competente en materia de industria de las CCAA. Dentro de los requisitos, como propuesta de partida podría considerarse la siguiente: acreditación por parte de los instaladores del Carnet de Instalador Electricista Básico (IBTB) acompañado de las especialidades en Líneas Aéreas o Subterráneas para distribución de energía (IBTE-5), así como la especialidad en Instalaciones Generadoras de Baja Tensión (IBTE-9).

Propuestas de subvención

- **Programa de ayudas directas a la inversión para proyectos de demostración tecnológica a partir de instalaciones eólicas de potencia menor o igual a 5 kW, conectadas a red –complementario al Régimen Especial– (Líneas 3 y 4)** (fichas código HGL-010 y HEL-016)**.**

  Los niveles de retribución propuestos en este plan para la generación eólica de pequeña potencia en el Régimen Especial pueden resultar insuficientes para conseguir la viabilidad técnico-económica de aquellas instalaciones de menor escala. Para esta tipología, con este programa de subvenciones, cuyo período de aplicación sería 2012-2020, se busca:

  a. Permitir su viabilidad técnico-económica y el despegue comercial de tecnologías renovables destinadas a nuevas aplicaciones actualmente poco empleadas en España.
  b. Mejora de la competitividad internacional de la industria española.
  c. Aumento del conocimiento y del desarrollo tecnológico.
  d. Mejora de la eficiencia y del rendimiento de las instalaciones.
  e. Reducción de costes normalizados de energía.

  Con estos objetivos, se propone el lanzamiento de programas anuales basados en la concesión de ayudas públicas directas a la inversión hasta un importe máximo por instalación –porcentaje en función del ratio €/kW–, que se publicarían mediante convocatorias anuales horizontales, con indicación de los importes máximos financiables para esta tipología de proyectos.

  La periodicidad anual dotaría a este instrumento financiero de la flexibilidad necesaria para adaptar las bases y requisitos de las convocatorias al desarrollo tecnológico que experimente este segmento.

- **Programa de ayudas directas a la inversión a instalaciones eólicas de potencia menor o igual a 10 kW que no reciban apoyo económico del régimen especial (Línea 5)** (ficha código HEL-001)**.**

  Esta actuación persigue conseguir la viabilidad técnico-económica y el despegue comercial de las siguientes tipologías de proyectos:

  a. Instalaciones eólicas de potencia menor o igual a 10 kW **aisladas de red**.
  b. Instalaciones eólicas de potencia menor o igual a 10 kW **para autoconsumo, acogidos al esquema de "balance neto"**.

  Para ellas, se propone el lanzamiento de programas anuales basados en la concesión de ayudas públicas directas a la inversión hasta un importe máximo por instalación –porcentaje en función del ratio €/kW–, que se publicarían mediante convocatorias anuales o plurianuales horizontales, con indicación de los importes máximos financiables para esta tipología de proyectos.

  La periodicidad anual dotaría a este instrumento financiero de la flexibilidad necesaria para adaptar las bases y requisitos de las convocatorias al desarrollo tecnológico que experimente este segmento.

Propuestas de financiación

- **Línea de ayudas para la generación distribuida con instalaciones eólicas de pequeña potencia (Líneas C y E)** (fichas código HGL-012 y HEL-008).

  Las instalaciones eólicas de pequeña potencia pueden presentar ciertas dificultades para su implantación, debido al desconocimiento de la madurez de

las tecnologías por parte de los propios promotores, y a las dificultades de acceso a la financiación, en general asociadas a una percepción del riesgo elevada por parte de las entidades financieras.

Para afrontar este obstáculo, se propone el establecimiento de un mecanismo de financiación, gestionado por IDAE, para acometer las inversiones necesarias para la integración de las instalaciones eólicas de pequeña potencia –hasta 10 kW–, con consumos asociados.

Con este tipo de medida se facilitaría la implantación de proyectos de carácter replicable, y en definitiva, la viabilidad de las instalaciones eólicas de pequeña potencia en el corto plazo.

Propuestas de estudios

- **Directrices para garantizar la calidad de los equipamientos eólicos de pequeña potencia** (ficha código SEO-002)**.**

La certificación de los equipamientos asociados a la tecnología eólica de pequeña potencia es un paso prioritario para dar confianza a los actores implicados en la expansión de esta tecnología.

La certificación de aerogeneradores aplicando la normativa internacional vigente exige un desembolso económico muy significativo para los equipos de baja potencia: la norma IEC 61.400-2 (en revisión) es de aplicación para los pequeños aerogeneradores hasta 200 m^2 de área barrida (no establece límite de potencia, pero en la práctica equivale a un límite de aprox. 70 kW). A partir de esa superficie de captación, es de aplicación la norma IEC 61.400-1, similar en su complejidad a la de los aerogeneradores de gran potencia.

En este sentido, se propone la elaboración de una guía de "Normas de buena praxis" que contemple directrices sobre los requerimientos mínimos de ensayos sobre los aerogeneradores de pequeña potencia a implantar en España (curva de potencia, durabilidad, ruido, cargas mecánicas), así como las certificaciones necesarias (ISO-9001, Marcado CE, Informe de entidad certificadora acreditada para ensayos IEC 61-400).

Esta guía se pondrá a disposición del sector y de los entes públicos regionales y municipales, a cargo del otorgamiento de licencias y autorizaciones administrativas.

Con ello se pretende dotar a los fabricantes de aerogeneradores de pequeña potencia de unas instrucciones y procedimientos técnicos normalizados y de implementación rápida, homologados a nivel internacional, como vía paralela a la aplicación de las normas IEC-61.400-1 e IEC 61.400-2, para garantizar la calidad de los equipos y la seguridad de la instalación durante su operación.

Propuestas de promoción

- **Elaboración de modelos de ordenanzas municipales para favorecer la integración de instalaciones eólicas de pequeña potencia** (ficha código HGL-005)**.**

Esta referencia para la elaboración de ordenanzas municipales estaría dirigida a la integración de instalaciones eólicas de pequeña potencia en entornos urbanos, semi-urbanos, industriales y agrícolas.

Se considera apropiada la colaboración de los ayuntamientos/FEMP y de los fabricantes de equipos en la elaboración del modelo de ordenanzas municipales

para la implantación de aerogeneradores de pequeña potencia en municipios, para lo que podrían utilizarse los mecanismos de contratación de IDAE.

Igualmente, se plantea la posibilidad de participación de IDAE en un proyecto piloto de aplicación de la normativa en un municipio, vía Convenio con el Ayuntamiento y la Agencia de Energías Renovables de ámbito regional.

4.5.7 Objetivos

A la vista del potencial eólico establecido en el análisis del recurso, así como de los condicionantes técnico-económicos, el impacto esperado del paquete de propuestas en cada subsector eólico, el Plan de Energías Renovables establece los siguientes objetivos específicos para la potencia eólica acumulada en el horizonte 2020:

- Eólica en tierra: 35.000 MW, desglosados en:
  - Media y gran potencia: 34.700 MW, incluyendo la repotenciación de los parques eólicos obsoletos.
  - Pequeña potencia: 300 MW.
- Eólica marina: 750 MW.

Las gráficas siguientes muestran la evolución anual de la potencia eólica acumulada, y de los incrementos anuales eólicos desglosados por subsectores eólicos, prevista en el período 2011-2020:

Figura 4.5.13. Evolución prevista para la potencia eólica en España. Período 2011-2020

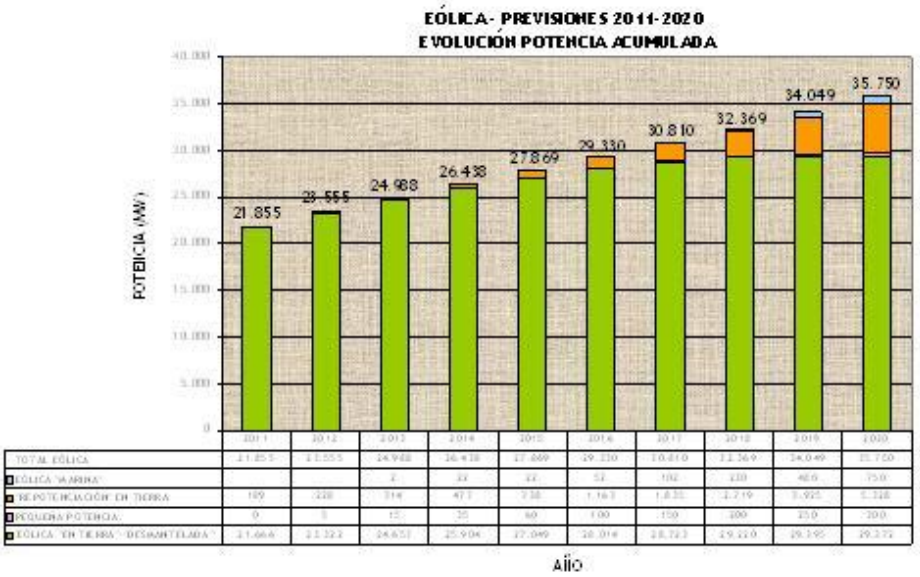
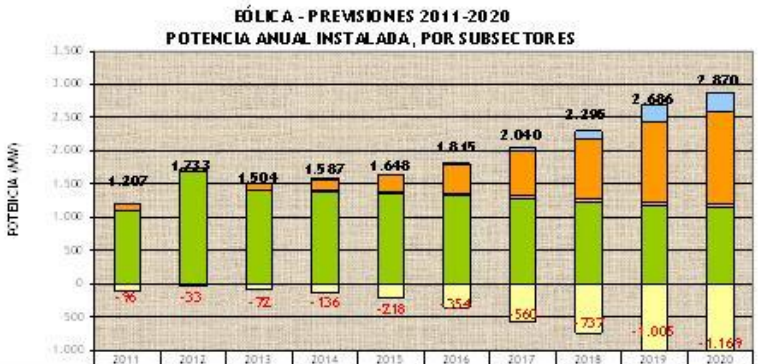


Figura 4.5.14. Previsiones de potencia eólica anual en España. Período 2011-2020

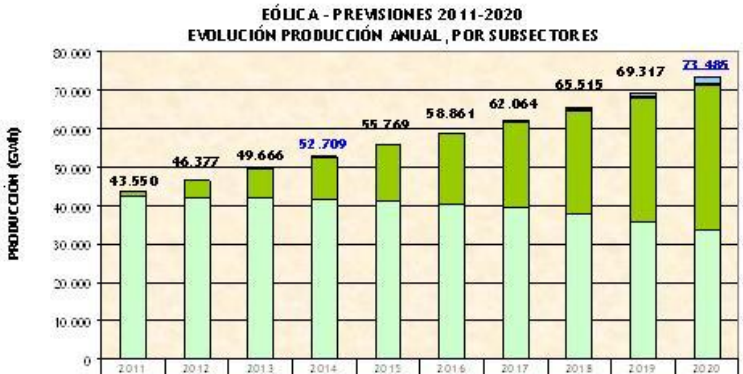


	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
INCREMENTO ANUAL NETO	1.111	1.700	1.433	1.451	1.431	1.461	1.481	1.559	1.681	1.701
INCREMENTO ANUAL INSTALADA	1.207	1.733	1.504	1.587	1.648	1.815	2.040	2.295	2.686	2.870
EÓLICA "MARINA"			2	20	0	30	50	128	250	270
"REPOTENCIACIÓN" EN TIERRA	115	39	86	163	261	425	671	884	1.206	1.403
PEQUEÑA POTENCIA	0	5	10	20	25	40	50	50	50	50
DESMANTELAMIENTO "EN TIERRA"	-96	-33	-72	-136	-218	-354	-560	-737	-1.005	-1.169
"EN TIERRA" (NUEVOS EMPLAZAMIENTOS)	1.092	1.689	1.406	1.383	1.362	1.320	1.269	1.233	1.180	1.147

AÑO

En cuanto a las previsiones de producción eólica en el período 2011-2020, la gráfica siguiente permite apreciar el peso decreciente de las instalaciones eólicas en servicio a finales de 2010, a medida que se vayan desmantelando los parques eólicos de mayor obsolescencia tecnológica. De los aproximadamente 73,5 TWh de producción eólica prevista en 2020, todavía el 45,6% correspondería a los parques ya en marcha.

Figura 4.5.15. Evolución prevista de generación eólica en España. Período 2011-2020



	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
TOTAL EÓLICA ACUMULADA	43.550	46.377	49.666	52.709	55.769	58.861	62.064	65.515	69.317	73.485
EÓLICA MARINA	0	0	3	36	66	111	231	498	1.065	1.845
EÓLICA -TIERRA PP -NUEVAS	0	4	17	42	82	140	222	316	412	511
EÓLICA -TIERRA MyGP -NUEVAS	1.290	4.401	7.807	11.048	14.461	18.135	22.224	26.795	31.941	37.646
EÓLICA -EXISTENTES A 31/12/2010	42.260	41.971	41.839	41.582	41.160	40.475	39.387	37.906	35.899	33.484

AÑO

A continuación se detalla la evolución prevista para cada subsector eólico:

Eólica terrestre

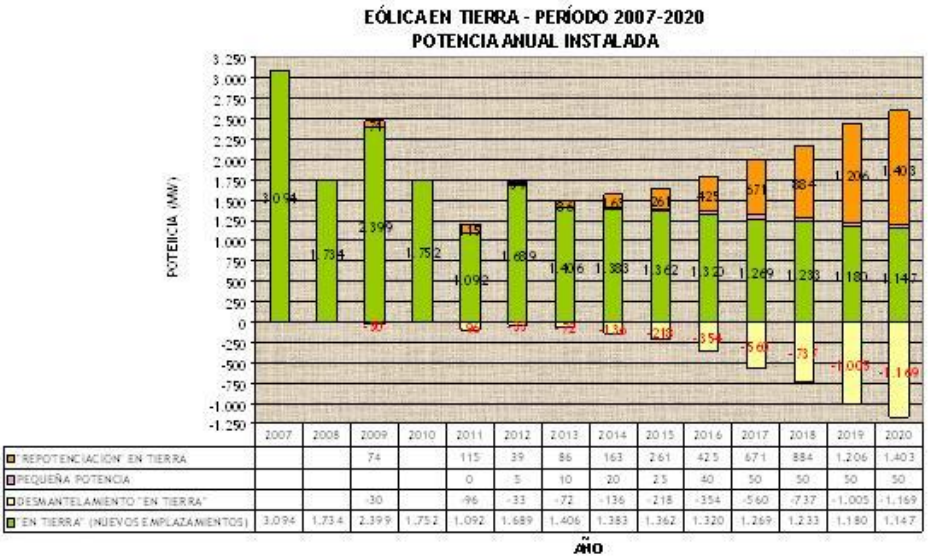
Durante la próxima década, se prevé que **la repotenciación de instalaciones eólicas obsoletas tenga una importancia creciente en España**.

Los gráficos siguientes muestran cómo podría ser la evolución de la potencia eólica instalada en tierra, con las siguientes **hipótesis de partida**:

1. Cumplimiento del objetivo de 34.700 MW en servicio, para la potencia eólica terrestre de gran potencia, acumulada a finales de 2020.
2. Mantenimiento de un sistema retributivo que proporcione tasas de rentabilidad razonables a la inversión privada, con el mismo régimen económico de aplicación para los parques eólicos nuevos y los procedentes de la repotenciación de parques existentes.
3. Hipótesis de r**epotenciación**:
    - Desmantelamiento –y posterior repotenciación– anual del 10 % de los parques eólicos con más de 15 años de vida útil, así como de la totalidad de aquellos que alcancen los 20 años de servicio sin haberse repotenciado previamente.
    - Incremento de potencia medio del 20%, y ganancia en producción neta media de 400 horas equivalentes.
    - El desmantelamiento y la repotenciación se producen durante el mismo año (9 meses de ejecución, y sin producción).

Tanto la evolución real de la nueva potencia eólica asociada a nuevos parques, como el desarrollo de la repotenciación en España, dependerá de multitud de factores, entre los que serán claves tanto la eficacia de las propuestas planteadas en este plan para dotar de un tratamiento administrativo ágil a la repotenciación de parques eólicos, como también lo atractivo que resulte el nuevo sistema retributivo, pues si éste presentara expectativas de ingresos muy inferiores a las del parque sin repotenciar, los promotores podrían plantearse mantener el servicio del parque "antiguo" hasta el límite técnico del mismo que se establezca.

Figura 4.5.16. Previsiones de potencia eólica terrestre anual en España, horizonte 2020



	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
"REPOTENCIACIÓN" EN TIERRA			74		115	39	86	163	261	425	671	884	1.206	1.403
PEQUEÑA POTENCIA					0	5	10	20	25	40	50	50	50	50
DESMANTELAMIENTO "EN TIERRA"			-30		-96	-33	-72	-136	-218	-354	-560	-737	-1.005	-1.169
"EN TIERRA" (NUEVOS EMPLAZAMIENTOS)	3.094	1.734	2.399	1.752	1.092	1.689	1.406	1.383	1.362	1.320	1.269	1.233	1.180	1.147

Desde mediados de la próxima década se espera que la repotenciación de los parques eólicos suponga una aportación muy significativa a la potencia eólica anual instalada en España.

El parque tecnológico español es relativamente joven, pues el 99% de la potencia eólica en servicio se puso en marcha en los últimos 15 años (a finales de 1996 había únicamente unos 200 MW en servicio, frente a los aproximadamente 19.200 MW a finales de 2009), mientras que su vida útil media ronda los 20 años. Hasta la fecha

únicamente se han repotenciado instalaciones eólicas puntuales en las Islas Canarias y en Cádiz.

A finales de 2009, solamente unos 400 MW eólicos en España correspondían a aerogeneradores de potencia unitaria inferior a 500 kW, los considerados de bajo aprovechamiento eólico, correspondientes a parques eólicos puestos en marcha antes o durante 1998. Todos estos modelos rozan la obsolescencia tecnológica (máquinas asíncronas de paso y velocidad fija, con capacidad nula de regulación de potencia), con unas prestaciones muy alejadas de los requerimientos actuales. En general, se espera que estos parques se repotencien entre 2009 y 2015, debido a la aparición de problemas técnicos en estas instalaciones (reducción de producción, suministro de repuestos, aumento de costes de operación y mantenimiento,…), y a las expectativas de mayor generación eléctrica e ingresos con una nueva instalación en el mismo emplazamiento. No obstante, no es previsible que los parques repotenciados alcancen una cuota de mercado significativa –mayor del 5% de toda la potencia eólica instalada anual–, hasta el año 2015.

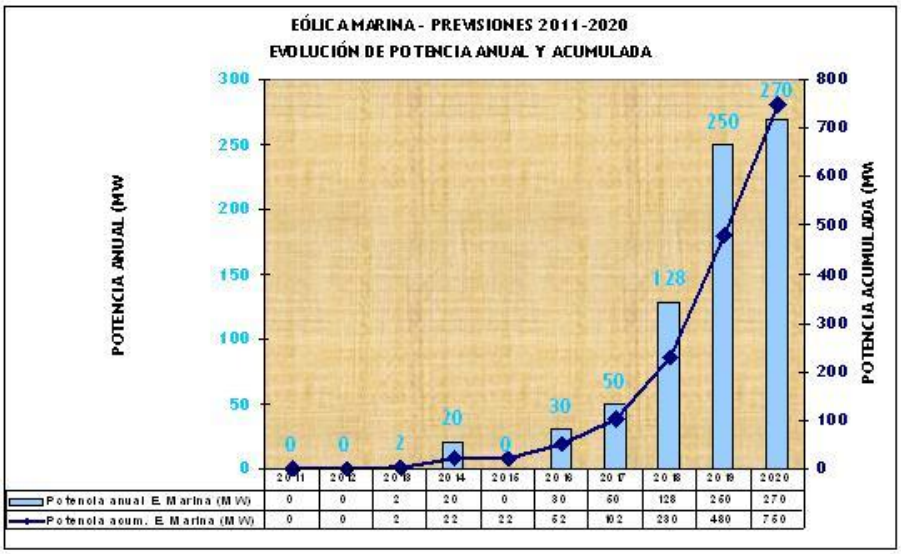
En cambio, en el período 2016-2020, se prevé que la repotenciación de los parques eólicos que se pusieron en marcha a partir de 1998 suponga un aumento progresivo de la cuota de mercado en términos de potencia anual instalada, pudiendo incluso superar a los parques eólicos en nuevos emplazamientos en tierra a partir de 2019.

Eólica marina

En la actualidad hay distintas iniciativas para la implantación de instalaciones eólicas experimentales (Asturias, Cantabria, Cataluña, Islas Canarias, País Vasco…), incluso en aguas profundas. Se espera que estos proyectos, así como potenciales parques eólicos marinos de demostración de tamaño reducido, entren en servicio a partir de 2013, iniciando el desarrollo racional y ordenado de la eólica marina en España.

A partir de 2017, se estima que comiencen a entrar en servicio las primeras fases de parques eólicos marinos de gran potencia en el litoral español. Todos ellos, en el horizonte 2020, previsiblemente se implantarán a profundidades menores de 50 m. El incremento anual de la potencia eólica marina instalada sería progresivo hasta los 270 MW en 2020, de manera que finalice ese año con unos 750 MW eólicos marinos.

Figura 4.5.17. Previsiones de potencia eólica marina anual en España, horizonte 2020



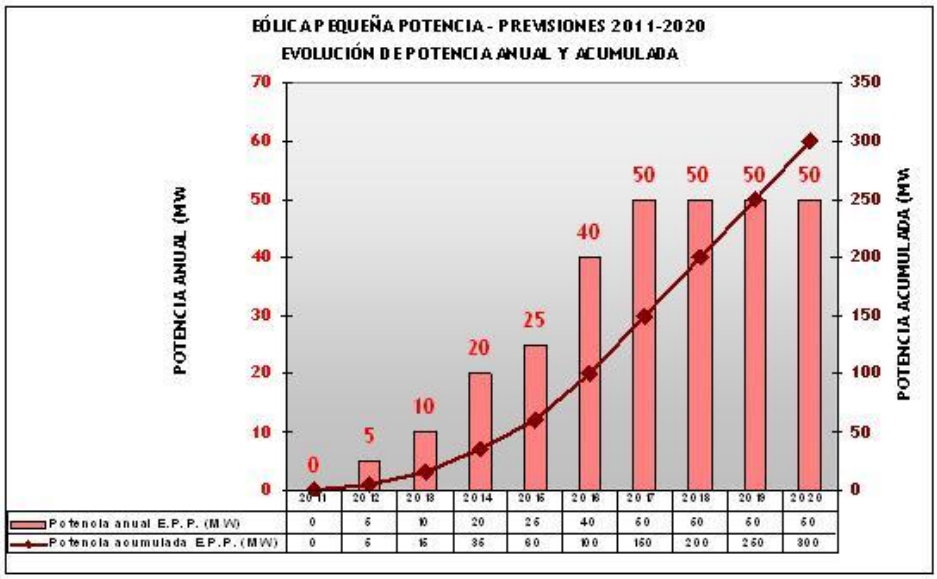
El aspecto crítico del desarrollo eólico previsto se encuentra en el **necesario impulso y apoyo a los proyectos experimentales actuales, cuyo éxito resulta fundamental para que el sector industrial nacional –que participe en ellos– alcance niveles de competitividad internacional** similares a los de otros países con camino recorrido, e incluso para que España pueda ser líder en la tecnología específica para parques eólicos en aguas profundas, no basada en los conceptos tecnológicos más propios de las plataformas petrolíferas.

En relación con el impacto que tendría el desarrollo eólico marino previsto sobre el sector marítimo español, cabe resaltar el elevado volumen de inversiones necesarias para que la industria naval nacional (armadores, astilleros,…) apueste firmemente por la fabricación de buques específicos para la instalación y explotación de parques eólicos marinos, así como para otra infraestructura y logística específica (cimentaciones, plataformas, tendidos marinos, ingeniería…). En este sentido, la toma de decisiones empresariales exigirá mayores expectativas de negocio –vía acuerdos y contratos de suministro, en horizontes más allá de 2020– respecto el nivel de parques eólicos marinos comerciales previstos hasta 2020 en el mercado doméstico (entre 3 y 5 parques). Para ello necesariamente tendrán que apoyarse en otros mercados europeos con importantes expectativas de crecimiento de la eólica marina hasta 2020 (Alemania, Reino Unido, Francia, etc).

Eólica de pequeña potencia

Con las actuaciones planteadas para el despliegue de las instalaciones eólicas de pequeña potencia, se espera que la potencia en servicio aumente progresivamente desde los 5 MW en 2012 hasta unos 50 MW/año durante 2017 y los siguientes años hasta 2020. Ello totalizaría unos 300 MW en el período 2011-2020, referidos todos ellos a instalaciones eólicas conectadas a red.

Figura 4.5.18. Eólica pequeña potencia. Previsiones de desarrollo en España, horizonte 2020



4.6 Sector geotérmico y otras energías del ambiente

4.6.1 Descripción del sector

La energía geotérmica es la energía almacenada en forma de calor bajo la superficie de la tierra sólida y supone el recurso energético más importante, después del sol, que está a disposición de la humanidad, para ser aprovechado bajo el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad demandados en estos tiempos. Se trata de una de las fuentes de energía renovable menos conocidas y que, a diferencia del resto de renovables, su origen proviene del calor interior de la Tierra, que se alimenta, entre otras causas, de la desintegración de isótopos radiactivos y de movimientos diferenciales entre las distintas capas que constituyen la Tierra.

A medida que se profundiza hacia el interior de la corteza terrestre, la temperatura de la Tierra se va incrementando a un ritmo de 2,5 a 3 ºC cada 100 m, en la mayor parte del planeta.

Se denomina recurso geotérmico a la proporción del calor desprendido del interior de la tierra que en las condiciones de desarrollo tecnológico en cada momento permitan su aprovechamiento en condiciones económicas adecuadas.

Para ello se explotan los yacimientos geotérmicos, que son las zonas de la corteza terrestre en las que se localizan materiales permeables que retienen el agua y le transmiten su calor, es decir que albergan un recurso geotérmico susceptible de ser aprovechado por el hombre. En función de la temperatura del fluido geotermal, se pueden distinguir diferentes tipos de yacimientos:

- Los *yacimientos de alta temperatura*, con temperaturas superiores a 150 ºC, son en los que se puede utilizar el vapor de agua generado naturalmente para producir electricidad de una forma constante, fiable y económicamente rentable mediante un ciclo similar al utilizado en las centrales termoeléctricas convencionales.

  Cabe destacar que existen zonas geológicas formadas por rocas impermeables a altas temperaturas, pero sin fluido termal. Este calor interno se puede aprovechar fracturando la roca caliente e inyectando un fluido que vuelve a la superficie con una temperatura elevada, para ser utilizado en la producción de electricidad en una central. A este tipo de yacimientos se les denomina de "roca caliente seca" o "*sistemas geotérmicos estimulados*" ya que en ellos se precisa la intervención directa del hombre en la creación del yacimiento. La explotación de este tipo de yacimientos estimulados añade un gran potencial de futuro para la geotermia de alta temperatura.

- Los *yacimientos de media temperatura* son aquellos en los que la temperatura varía entre 100 ºC y 150 ºC. A partir de ellos se puede generar electricidad, pero necesitan un fluido intermedio de menor punto de ebullición (fluido orgánico) que al vaporizarse accione la turbina y genere electricidad.

- Los *yacimientos de baja temperatura* son en los que el agua se encuentra por debajo de los 100 ºC, destinados por el momento exclusivamente a usos térmicos, aunque ya existen ejemplos en Alaska de generación de energía eléctrica a partir de un fluido geotérmico de 84 ºC de temperatura. Estos yacimientos son mucho más frecuentes y se encuentran en amplias zonas de la corteza terrestre.

- Finalmente, casi la totalidad de la corteza terrestre del planeta constituye un extenso *yacimiento de recursos geotérmicos de muy baja temperatura*, menos de 30 ºC, debido a que el subsuelo es capaz de almacenar el calor que

recibe del Sol en su parte más superficial y mantener una temperatura constante, prácticamente durante todo el año, a partir de 10 m de profundidad, pudiéndose usar esta característica para la climatización de viviendas y edificios mediante bombas de calor geotérmicas.

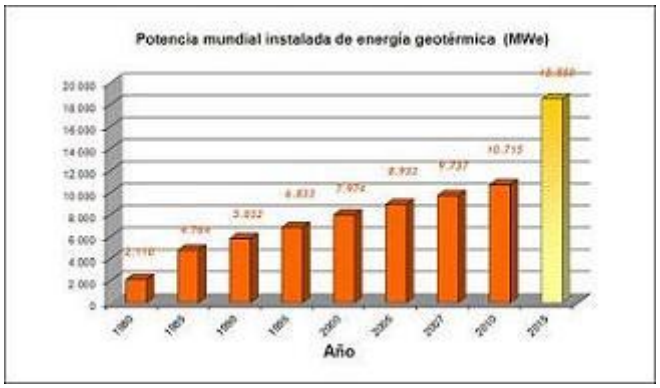
- ***Geotermia para generación de electricidad***

Después de la Segunda Guerra Mundial muchos países fueron atraídos por la energía geotérmica, al considerarla económicamente competitiva respecto de otras fuentes energéticas, pues no requiere ser importada y, en algunos casos, es la única fuente de energía local.

Muchas regiones tienen recursos geotérmicos accesibles, especialmente aquellos países en la zona del "Anillo de Fuego", alrededor del océano Pacífico, en zonas de expansión oceánica, de ruptura cortical y puntos calientes.

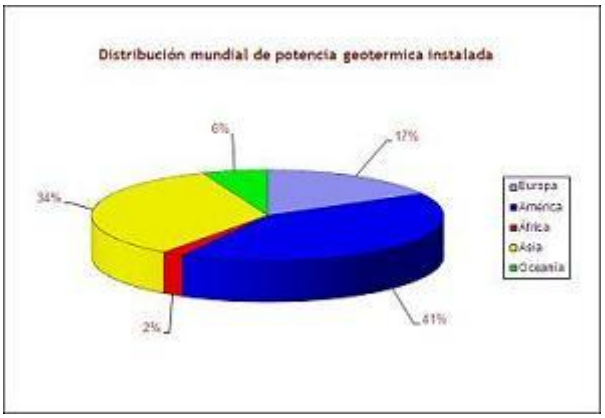
En el siguiente gráfico se presenta la evolución, desde el año 1980, de la potencia mundial instalada de origen geotérmico para producción de electricidad y el incremento evolutivo a lo largo de estos años. Se puede observar que, durante el periodo 2005-2010, la potencia ha seguido un incremento lineal anual del orden de unos 350 MWe, hasta superar los 10 GW en el año 2010, lo que significa un 19,9% con respecto al año 2005.

Figura 4.6.1. Evolución de potencia mundial instalada de energía geotérmica para producción de electricidad



Fuente: Congreso Mundial Geotermia, Bali 2010

Figura 4.6.2. Distribución de la potencia mundial geotérmica por continentes



Fuente: Congreso Mundial Geotermia, Bali 2010

Estados Unidos es el país líder en producción de electricidad a partir de energía geotérmica, con una potencia total instalada de 3.093 MWe en el año 2010, seguidos de Filipinas, Indonesia, México e Italia. Destacar que los últimos 2 años, el país más activo ha sido Islandia que ha doblado su potencia instalada en los últimos años.

Figura 4.6.3. Escenario mundial: potencia geotérmica instalada para producción de energía eléctrica

Fuente: Congreso Mundial Geotermia, Bali 2010

Estados Unidos, Indonesia, Islandia, Nueva Zelanda y Turquía son los países que han construido plantas de capacidad superior a 100 MWe, aspecto destacable que revela su interés por seguir potenciando el uso de esta energía, respaldado por políticas de incentivos y otras medidas de apoyo que siguen manteniéndose pese a que han transcurrido ya más de 50 años desde que iniciaron su actividad geotérmica.

La siguiente tabla refleja el número de unidades, la potencia total instalada y su valor medio, así como la producción media para cada categoría de tecnología empleada (excluidas las de tipo híbrido). Como evidencian los datos, las plantas de vapor seco se encuentran a la cabeza, tanto en capacidad instalada como en producción eléctrica por unidad, aunque las de ciclo binario son las más numerosas, mientras que las de tipo flash son las que concentran el mayor valor de potencia instalada.

Tabla 4.6.1. Distribución de plantas geotérmicas por tecnologías

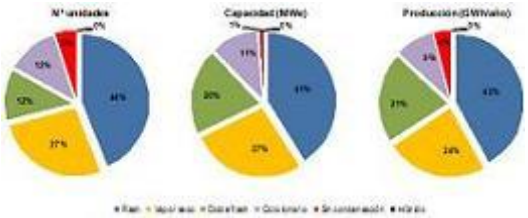
Tipo	***Nº unidades***	***Potencia instalada***		***Producción media (GWh/unidad)***
		Total (MWe)	***Media (Mwe/unid)***	
Sin condensación	25	145	6	96
Ciclo binario	236	1.178	5	27
Flash	141	4.421	31	199
Doble flash	61	2.092	34	236
Vapor seco	62	2.878	46	260

FUENTE: elaboración propia

Entre los cinco países con mayor capacidad instalada, Estados Unidos, Filipinas, Indonesia, México e Italia, las tecnologías que concentran el mayor porcentaje de dicha capacidad son la de vapor seco en el caso de Estados Unidos e Italia, de tipo flash en Filipinas e Indonesia y de doble flash en México.

En resumen, la siguiente figura reproduce los diagramas que reflejan la aportación de cada tecnología —incluyendo las de tipo híbrido— en términos de número de unidades, capacidad instalada y producción eléctrica. Según estos datos, la mayor capacidad instalada corresponde a la de tipo flash, con un 41% del total (4.421 MWe), seguida de la de vapor seco (27%), doble flash (20%), ciclo binario (11%) y sin condensación (1%). Las de tipo híbrido aparecen en todos los diagramas aunque con un valor del 0%, debido, probablemente, a la supresión por parte del autor de los decimales en estas representaciones.

Figura 4.6.4. Distribución mundial de plantas de generación de energía eléctrica de origen geotérmico



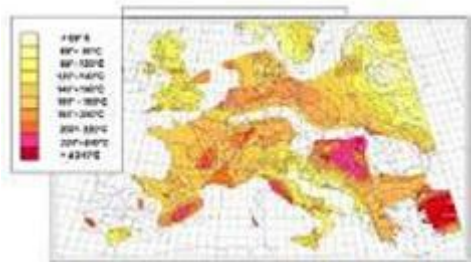
Fuente: Congreso Internacional de Geotermia, Bali 2010

Las regiones con mayor potencial geotérmico se encuentran, generalmente, próximas a bordes de placa continental, si bien los avances en diversos campos tecnológicos están permitiendo comenzar a explotar recursos geotérmicos lejos de los bordes de placa mediante la estimulación del almacén geotérmico (EGS o Sistemas Geotérmicos Estimulados) y/o la posibilidad de aprovechar fluidos cada vez de menor temperatura.

La generación de electricidad de media y baja temperatura mediante plantas de ciclo binario abre una nueva vía a los países que no cuentan con yacimientos de alta temperatura. En lo referente a la tecnología **EGS**, si bien se encuentra aún en fase de desarrollo, no cabe duda de que su aplicación a escala comercial generaría un enorme potencial de desarrollo de la geotermia en numerosos países.

A nivel europeo, los principales yacimientos de energía geotérmica se encuentran en Italia, Islandia, Francia, Austria, Hungría, Bulgaria y en menor grado en Alemania y Suiza.

Figura 4.6.5. Extrapolación de temperaturas a 5 km de profundidad



Fuente: Agencia Internacional de la Energía.

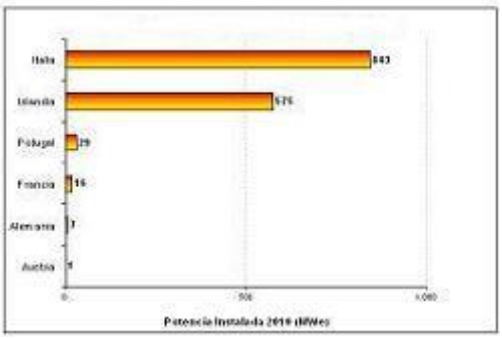
La potencia eléctrica instalada de energía geotérmica en Europa se estima que ha alcanzado los 1.500 MWe en el 2010.

Italia es uno de los principales países del mundo en relación a los recursos geotérmicos, ocupando el quinto puesto a nivel mundial. Portugal es el segundo país europeo en producción de electricidad a partir de recursos geotérmicos, seguido de Francia, Alemania y Austria.

Figura 4.6.6. Central geotérmica y Blue Lagoon en Islandia, Octubre 2010

Fuente: elaboración propia

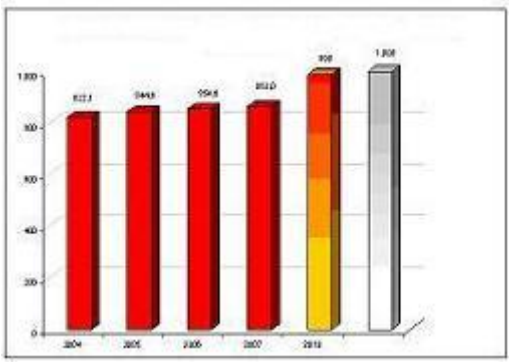
Figura 4.6.7. Escenario europeo de energía geotérmica



Fuente: Agencia Internacional de la Energía

Todos estos países que ya participan de la energía geotérmica están tratando de aumentar cada vez más su capacidad instalada. De esta forma Italia tiene planificado poner en servicio 100 MWe adicionales, Portugal 17 MWe y Francia 35 MWe. Basándonos en esta hipótesis, las previsiones para el año 2010 alcanzarían las perspectivas del Libro Blanco e incluso podrían superarlas.

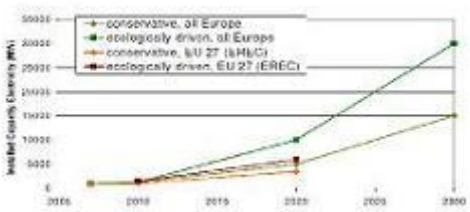
Figura 4.6.8. Tendencia actual y objetivos del Libro Blanco para la producción de electricidad (MWe)



Fuente: elaboración propia

Según datos de EGEC (European Geothermal Energy Council), la evolución prevista de la geotermia para generación eléctrica en Europa para el año 2030 es alcanzar los 6.000 MWe de capacidad total instalada, de los cuales se estima que el 75% corresponderán al desarrollo de sistemas geotérmicos estimulados.

Figura 4.6.9. Objetivos de la UE al 2030 de la geotermia para generación de electricidad



Fuente: European Geothermal Energy Council, EGEC

Tabla 4.6.2. Generación eléctrica con geotermia EU-27

Generación eléctrica geotermia EU-27	***2007***	***2010***	***2020***
Geotermia convencional (MWe)	815	920	1.200
Ciclos binarios baja temperatura (MWe)	15	70	300
EGS (MWe)	—	10	4.500
Capacidad instalada total (MWe)	***830***	***1000***	***6000***
Producción anual de energía (TWh)	6,5	8	50

Fuente: European Geothermal Energy Council, EGEC

La energía geotérmica en **España** presenta todavía una escasa penetración, a pesar de su gran potencial de utilización, tanto para usos térmicos a escala doméstica como a escala industrial para generación de energía eléctrica.

Su investigación comenzó tras la crisis energética de 1973. La evaluación del potencial geotérmico del subsuelo en España es acometida por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), que elaboró en 1975 el primer avance que constituye el Inventario General de Manifestaciones Geotérmicas en el Territorio Nacional en el que se aborda la evaluación del potencial geotérmico del subsuelo.

Actualmente en España no existen instalaciones geotérmicas de alta entalpía para generación de electricidad, aunque sí existe un gran y creciente interés por parte de la iniciativa empresarial en desarrollar proyectos de este tipo en el corto-medio plazo, por lo que la geotermia presenta una oportunidad clara de desarrollo en nuestro país, dado el potencial existente. Aún así el desarrollo de la geotermia profunda en nuestro país presenta un importante retraso respecto a otros países de nuestro entorno; España no ha estado presente en casi ninguna de las iniciativas de I+D relacionadas con la geotermia en Europa en las últimas décadas y cuyos frutos están propiciando ya el desarrollo de nuevas tecnologías como la geotermia estimulada (EGS) en Alemania y Francia.

Existe un proyecto concreto de investigación para desarrollar una planta de generación de electricidad de geotermia convencional en Tenerife (Islas Canarias) y hay varias iniciativas estudiando la posibilidad de desarrollar proyectos de EGS en Madrid, Galicia y Cataluña.

El encuadre geológico español es especialmente propicio al desarrollo de proyectos de EGS y de baja temperatura.

- ***Geotermia para usos térmicos***

La utilización directa como fuente de calor de la energía geotérmica constituye la forma más antigua, versátil y también la más común de aprovechamiento de esta forma renovable de energía. La contribución de la geotermia de baja temperatura es

más difícil de cuantificar por la gran diversidad de aplicaciones y por ser de menor entidad.

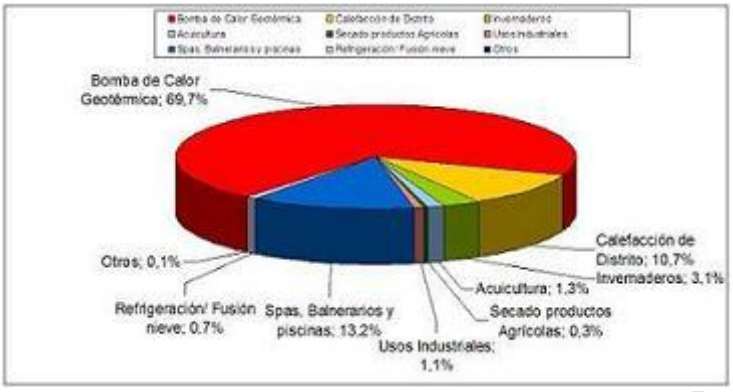
Sus aplicaciones abarcan piscinas climatizadas y balneoterapia, calefacción y refrigeración —incluidos los sistemas energéticos de distrito—, producción de agua caliente sanitaria (ACS), acuicultura y aplicaciones agrícolas (invernaderos y calentamiento de suelos) e industriales (extracción de minerales y secado de alimentos y maderas). El uso del calor geotérmico en aplicaciones distintas de la generación de electricidad se ha realizado, tradicionalmente, a pequeña escala, pero los continuos avances tecnológicos han permitido su aprovechamiento en proyectos urbanos e industriales de gran envergadura.

En el sector residencial y de servicios la energía geotérmica permite reducir el consumo de gasóleo, gas natural y butano, todos ellos de origen fósil y no renovable, de una forma limpia y sencilla adaptable a cualquier tipo de sistema de climatización actual. Para ello se realizan instalaciones basadas en un circuito que aprovecha el fluido geotérmico para distribuirlo a las viviendas para climatización e incluso para agua caliente sanitaria.

Los datos disponibles indican que, a finales del año 2009, el número de países en el mundo que hacían uso de la misma era de **78**, con una capacidad instalada de **50.583 MWt**. Esta última cifra representa un crecimiento del **78,9%** respecto a los datos de 2005, lo que significa un incremento anual medio del **12,33%**, con un factor de capacidad[1] de **0,27** (equivalente a 2.365 horas de operación a plena carga al año).

La energía térmica utilizada fue de **121.696 GWh/año** (438.071 TJ/año), lo que significa un **60,2%** más que en 2005 (9,9% de incremento anual). Ello supuso un ahorro energético por año estimado de **307,8 millones de barriles de petróleo** (46,2 millones de toneladas), así como un ahorro de emisiones de **148,2 millones de toneladas de CO_2** (comparado con el empleo de petróleo para generar electricidad).

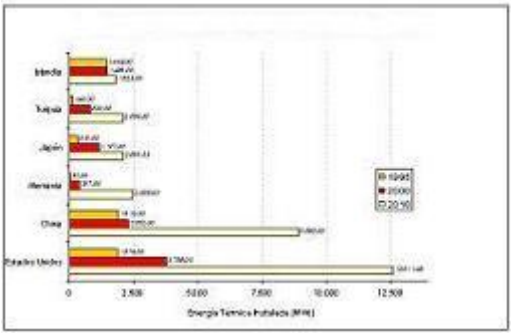
Figura 4.6.10. Capacidad instalada para usos directos (año 2010)



Fuente: Eurobserver

Figura 4.6.11. Escenario mundial usos directos de energía geotérmica

[1] Factor de capacidad = Utilización anual (TJ/año)/Capacidad (MW_t) x 0,03171



Fuente: Congreso Internacional Bali 2010

Los cinco países que cuentan con la mayor capacidad instalada son Estados Unidos, China, Suecia, Noruega y Alemania que, en conjunto, representan el 62,8% de la capacidad mundial.

En lo que respecta a la energía utilizada, las cinco primeras posiciones están ocupadas por China, Estados Unidos, Suecia, Turquía y Japón, en este caso con un 54,7% del total mundial. España ocupa el puesto 31 en capacidad instalada (141 MWt) y el 38 en energía utilizada (684 TJ/año). No obstante, si se consideran la población y la superficie, son los países pequeños —especialmente los del norte de Europa— los que se sitúan a la cabeza. En el primer caso (MWt/población) los cinco primeros puestos corresponden a Islandia, Suecia, Noruega, Nueva Zelanda y Suiza mientras que, en términos de energía utilizada (TJ/año.superficie), serían Holanda, Suiza, Islandia, Noruega y Suecia.

Los mayores incrementos de capacidad instalada (MWt) de los últimos cinco años se registran en el Reino Unido, Corea, Irlanda, España y Holanda mientras que, en el caso de la energía utilizada (TJ/año), las cinco primeras posiciones corresponden al Reino Unido, Holanda, Corea, Noruega e Irlanda. Ambos incrementos son consecuencia del empleo de bombas de calor geotérmicas.

Las ***bombas de calor geotérmicas*** representan el 69,7% (35.236 MWt) y el 49,0% (214.782 TJ/año), respectivamente, de la capacidad instalada y de la energía utilizada a nivel mundial, con un factor de capacidad medio de 0,19 (modo calor). La potencia individual de estas bombas oscila entre los 5,5 kW de las destinadas a usos residenciales, y las de más de 150 kW empleadas en instalaciones comerciales e institucionales. Los países líderes en unidades instaladas son Estados Unidos, China, Suecia, Noruega y Alemania.

En Estados Unidos, la mayor parte de estos dispositivos están dimensionados para cubrir cargas pico de refrigeración, y se encuentran sobredimensionados para calefacción salvo en los estados del norte; sin embargo, en Europa la mayoría de las bombas de calor geotérmicas están dimensionadas para proporcionar la carga base de calefacción, mientras que los picos se cubren con combustibles fósiles.

Por otra parte, gracias a las **redes de climatización geotérmicas**, el agua caliente del subsuelo es conducida por tuberías a los edificios de una zona o incluso de una ciudad. En el Oeste de Estados Unidos más de 200 comunidades utilizan este sistema, así como en otros países, como Rusia, China, Francia, Suecia, Hungría, Rumanía o Japón. La ciudad islandesa de Reykiavik cuenta con el sistema más grande del mundo.

La potencia instalada y la energía utilizada para este tipo de aplicación en 2010 asciende, respectivamente, a 5.391 MWt y 62.984 TJ/año, cifras que representan sendos incrementos del 24% y del 14% respecto al año 2005. Los países líderes en la utilización de geotermia para aplicación de sistemas de calefacción centralizada son

Islandia, China, Turquía, Francia y Rusia, mientras que entre los mayores usuarios de los sistemas individuales figuran Turquía, Italia, Estados Unidos, Japón y Georgia.

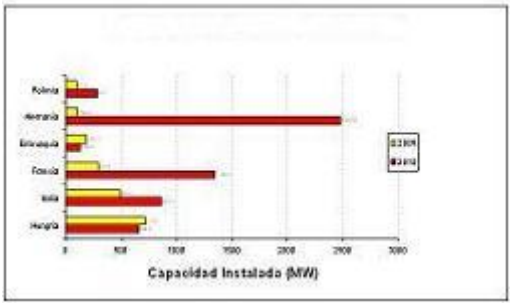
A nivel europeo, este continente en el año 2007 cuenta ya con mas de 15.000 MW de potencia térmica instalada y se espera alcanzar un objetivo de 80.000 en el año 2030.

En la Unión Europea, las aplicaciones ligadas al uso directo del calor de la energía geotérmica se desarrollaron en 16 de los 25 países con un total de 2,5 Mtep producidas por los países miembros de la Unión europea y 1 Mtep por otros países europeos.

Hungría es el primer país en utilización directa del calor proveniente de energía geotérmica seguido de Italia y Francia. Los principales usos por orden de relevancia son baños termales y piscinas, seguido de redes de climatización y calefacción para invernaderos.

Las previsiones para la geotermia de muy baja entalpía, mediante la utilización de la bomba de calor, son mucho más favorables y se espera un importante despegue en los próximos años, pues existe una gran diversidad de bombas de calor geotérmicas y la Unión Europea está apostando por este tipo de aplicación que ya es una realidad consolidada en el mundo. Suecia es el país de la UE con mayor capacidad instalada de bombas de calor geotérmicas, seguido de Alemania y Francia.

Figura 4.6.12. Escenario Europeo de energía geotérmica de uso directo



Fuente: Congreso Internacional Bali 2010

Respecto a la geotermia de baja temperatura, en **España** la potencia actual instalada corresponde a aplicaciones de usos directos del calor, principalmente a balnearios e invernaderos, realizadas en los años ochenta. Las estimaciones futuras indican que este tipo de aplicaciones no va a crecer a lo largo del periodo del estudio, por lo que se mantiene constante su cuantía. Por otro lado, se estima que a partir del año 2015 podrían ir entrando en marcha varios proyectos de redes de climatización o comúnmente denominados *district heating and cooling* geotérmicos, por ejemplo en Madrid, Burgos y Barcelona, que actualmente están en fases de exploración e investigación y tramitando las autorizaciones administrativas necesarias.

Por otro lado, la geotermia somera o de muy baja temperatura para climatización es ya una realidad en España. Aunque históricamente los sistemas abiertos con bomba de calor han sido los más utilizados, los sistemas cerrados comienzan a aplicarse en España a partir del año 2000 y, actualmente, cada vez se diseña y se construyen instalaciones de potencias crecientes aplicadas a agua caliente sanitaria y a climatización para edificios del sector residencial y terciario. Aunque no se disponen de datos fiables sobre la potencia instalada de energía geotérmica en España, existen estimaciones de que la cifra supera los 100 MWt, lo que está permitiendo que, en paralelo, se desarrolle una nueva industria para este sector.

En la actualidad, a pesar de la contracción experimentada por el sector de la construcción, las expectativas de evolución de los precios de la energía en los próximos años están impulsando un crecimiento continuo de instalaciones geotérmicas de muy baja temperatura tanto en el ámbito doméstico como en el institucional, así como la creación de un mercado emergente de aplicación de la geotermia somera o de muy baja temperatura para climatización y ACS mediante bomba de calor.

- ***Otras energías del ambiente***

Según la Directiva 2009/28/CE, las energía aerotérmica, hidrotérmica y geotérmica capturadas por bombas de calor quedan consideradas como energías procedentes de fuentes renovables, aunque debido a que necesitan electricidad u otra energía auxiliar para funcionar, solo se tendrán en cuenta las bombas de calor cuya producción supere de forma significativa la energía primaria necesaria para impulsarlas.

La Directiva define *"aerotermia"* como la energía almacenada en forma de calor en el aire ambiente y la "*hidrotermia*" como la energía almacenada en forma de calor en las aguas superficiales.

En la actualidad, aunque en la Directiva está definida la fórmula para determinar la cantidad de energía captada por bombas de calor que debe considerarse energía procedente de fuentes renovables, todavía no han sido fijados por la Comisión las directrices para que los Estados Miembros estimen los valores del calor útil total proporcionado por bombas de calor y el factor de rendimiento medio estacional para las diferentes tecnologías y aplicaciones de las bombas de calor, teniendo en cuenta las diferencias de las condiciones climáticas, especialmente en climas muy fríos.

Según datos publicados por la Agencia Internacional de la Energía el número de bombas de calor instaladas y en funcionamiento en el mundo, en el sector residencial/comercial, alcanza los 800 MM de unidades y se prevé que esa cifra pueda superar los 3.500 MM en el año 2050. Estimaciones más recientes, evalúan el mercado mundial del año 2010, de acondicionadores de aire, en términos de unidades, en cerca de 90 MM. Si estimamos que la proporción de bombas de calor frente al número total de acondicionadores es superior al 80% y de ese porcentaje prácticamente el 100% correspondería a unidades condensadas por aire, el número total de bombas de calor instaladas en el 2010 daría una cifra aproximada de 72 MM de unidades.

El reparto por países y continentes lo encabezaría China con cerca de 36 MM de unidades, seguida por Estados Unidos con alrededor de 13 MM y Japón con casi 9 MM. En un segundo escalón se encuentran el resto de Asia con 7 MM, y Europa y América Latina con cerca de 6 MM de equipos respectivamente.

En España, el uso de la energía aerotérmica, en equipos de climatización, se inicia de forma continuada a partir de los años 80, produciéndose el despegue definitivo a comienzos de la década de los 90. Esos años ven crecer de forma rápida las instalaciones con equipos que intercambian calor con el aire ambiente, desplazando progresivamente a las máquinas condensadas por agua.

En la actualidad se calcula que existen instaladas en España más de 12 MM de Bombas de Calor aerotérmicas, reversibles la gran mayoría de ellas, de las cuales el 12 % aproximadamente lo están en el sector comercial y el 0,6 % en el sector terciario.

El siguiente cuadro muestra la evolución del porcentaje de las unidades instaladas en España en función de su potencia. Del análisis de los datos se puede concluir que nos encontramos en líneas generales en un mercado estable en el que predominan las pequeñas instalaciones, es decir, las correspondientes mayoritariamente a los sectores doméstico y comercial.

Tabla 4.6.3. Evolución del porcentaje de unidades instaladas en función de la potencia

AÑO / RANGO	2004	2009
<100 kW	**67 %**	**69 %**
100 kW - 500 kW	**26 %**	**25 %**
> 500 kW	**7 %**	**6 %**

Fuente: AFEC (Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización)

A lo largo del periodo 2004-2009 elegido como muestra de la evolución del sector, los porcentajes de Bombas de Calor/equipos reversibles, respecto del total de unidades puestas en el mercado han evolucionado hasta alcanzar los valores que se muestran en el cuadro inmediatamente inferior.

Tabla 4.6.4. Porcentaje de bombas de calor respecto al número de unidades de acondicionadores de aire

AÑO / RANGO	2004	2009
<100 kW	**70 %**	**82 %**
100 kW - 500 kW	**44 %**	**50 %**
> 500 kW	**< 1 %**	**< 1%**

Fuente: AFEC (Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización)

En el cuadro siguiente, que muestra los porcentajes de unidades aire-aire respecto del total de unidades, se puede observar un incremento de los equipos aire-agua como consecuencia de la utilización de la Bomba de Calor para aplicaciones en calefacción – suelo radiante y radiadores de alta y baja temperatura – y en instalaciones de agua caliente sanitaria.

Tabla 4.6.5. Porcentaje de unidades aire-aire respecto al número total de unidades

AÑO / RANGO	2004	2009
<100 kW	**98 %**	**94 %**
100 kW - 500 kW	**97 %**	**95 %**
> 500 kW	**79 %**	**77 %**

Fuente: AFEC (Asociación de Fabricantes de Equipos de Climatización)

4.6.2 Perspectiva de evolución tecnológica

En España existe un gran potencial de recursos geotérmicos que mediante un desarrollo adecuado del sector nos puede acercar a los niveles de aprovechamiento de otros países europeos. Para ello, es fundamental e indispensable que ese desarrollo lleve asociado una importante evolución tecnológica del sector.

Este potencial puede permitir usar esta fuente de energía renovable para la producción de electricidad, para usos industriales y agrícolas y en el sector residencial y de servicios, de una forma inagotable, que además reduce nuestra dependencia energética del exterior, reduciendo el consumo de fuentes de energía no renovable, de origen fósil, y asegurando un suministro constante de energía sin dependencia de factores externos.

- **Geotermia para generación eléctrica**

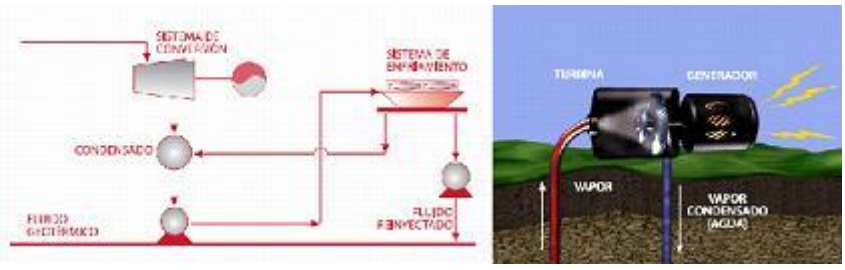
En ***geotermia convencional***, existen tres tipos de plantas y tecnologías para generar energía eléctrica procedente de los recursos geotérmicos, en función de las características y naturaleza del fluido geotermal disponible y la profundidad del mismo:

- Plantas de vapor seco
- Plantas flash
- Plantas de ciclo binario

Plantas de vapor seco: los campos de vapor seco (tan sólo unos pocos casos en el globo) son los que permiten utilizar la tecnología más sencilla, ya que el fluido geotérmico se puede llevar directamente a la turbina para producir electricidad. La producción del vapor en los sondeos es por expansión al reducir la presión, de modo muy similar a la producción de los campos de gas natural.

Están constituidas principalmente por una serie de sondeos o pozos de captación que permiten captar la mezcla agua–vapor, ya sobre el terreno, con un separador vapor-agua, y extraen el vapor que hace funcionar el grupo turbogenerador para la producción de electricidad. Después de este proceso, el vapor condensado y el fluido remanente geotérmico se vuelve a reinyectar por un circuito cerrado a las profundidades para volver a reanudar el ciclo.

Figura 4.6.13. Esquema de planta geotérmica de vapor seco



Fuente: Geoplat

Plantas flash: mucho más frecuentes son, sin embargo, los yacimientos geotérmicos en los que el fluido se compone de una mezcla de agua y vapor (vapor húmedo). En este tipo de plantas es necesario primero separar el vapor de la fase líquida antes de expandirse en la turbina. La fase líquida o salmuera rechazada se puede utilizar en otras aplicaciones como agricultura, acuicultura, y otros procesos industriales que

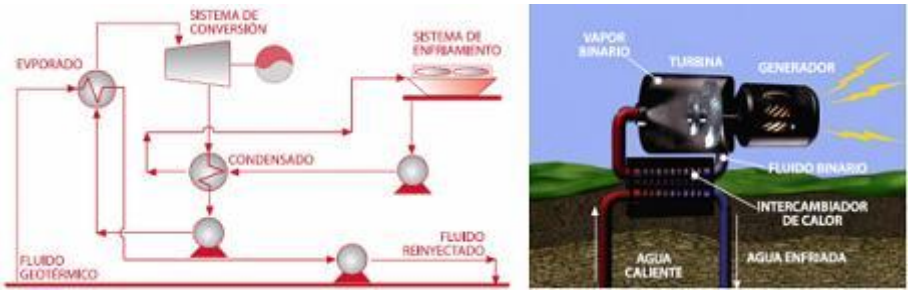
requieren un gran aporte de calor, haciendo uso en estos casos de la conocida técnica de producción en cascada.

Figura 4.6.14. Esquema de planta geotérmica de ciclo flash

Fuente: Geoplat

Plantas ciclo binario: este tipo de plantas permiten extraer energía de forma más eficiente de yacimientos de media temperatura (>100 ºC) y de recursos geotérmicos con elevada salinidad. Se basan en evitar el uso directo del fluido termal y utilizar un fluido secundario con un comportamiento termodinámico mejor que éste (bajo punto de ebullición y alta presión de vapor a bajas temperaturas). El fluido eotermal entrega el calor al fluido secundario a través de un intercambiador de calor, que se calienta, vaporiza y se expande a través de la turbina. Se condensa en un condensador de aire o agua y se bombea de nuevo al intercambiador de calor para ser revaporizado. Las turbinas binarias pueden ser de tipo Kalina o de tipo Orgánico Rankine (ORC).

Figura 4.6.15. Esquema planta geotérmica de ciclo binario



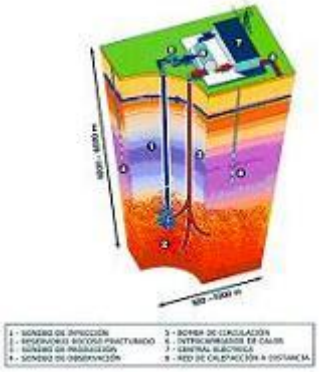
Fuente: Geoplat

En cuanto a los ***sistemas geotérmicos estimulados (EGS)***, en fase de experimentación a escala de proyectos de demostración, hasta ahora la utilización de esta energía en el mundo ha estado limitada a áreas en las cuales las condiciones geológicas eran muy favorables, pero los avances tecnológicos actuales en equipos y las mejoras en la prospección y perforación, permiten a la geotermia disponer de tecnología para la producción de electricidad a partir de recursos geotérmicos de temperaturas notablemente inferiores a las que se precisaban años atrás y para la generación artificial de "yacimientos estimulados" (EGS) en los que es precisa la intervención directa del hombre para la creación del yacimiento, lo que añade un gran potencial de futuro para la geotermia de alta temperatura.

La diferencia con las centrales geotérmicas anteriormente descritas es que para esta tecnología es necesario primeramente perforar hasta alcanzar la roca caliente seca (profundidad aproximada entre 3.000-5.000 m) y después inyectar agua en el pozo para romper aún más las grietas creadas y para aumentar el tamaño de las fisuras.

El agua, que se introduce a presión, se calienta en su viaje hacia las profundidades hasta llegar a los 200 ºC y a través de los pozos de producción se bombea el agua hasta la superficie. Ya sobre el terreno, el proceso es similar a las centrales geotérmicas convencionales.

Figura 4.6.16. Esquema simplificado de un aprovechamiento de roca caliente seca o sistema geotérmico estimulado



Fuente: Guía de la energía geotérmica de la Comunidad de Madrid, 2008

Líneas de investigación EGS. La tecnología aplicada para estimular el almacén geotermal incluye análisis de fallas y fracturas, fracturación hidráulica para aumentar la permeabilidad, perforación direccional para cortar fracturas con orientación favorable e inyección de aguas subterráneas y aguas residuales en localizaciones estratégicas para reponer fluidos y revertir las bajadas de presión. Así mismo, se considera la aplicación de técnicas de estimulación química, inyección de inhibidores químicos, para solucionar el problema del descenso de permeabilidad del sistema debido a la precipitación natural o inducida de sustancias minerales. La selección de un ácido o de cualquier aditivo en una situación determinada depende de las características del almacén y del propósito del tratamiento. En el caso de un tratamiento ácido, el objetivo es aumentar la porosidad y la permeabilidad de la formación.

El aprovechamiento de la energía geotérmica supone una estrategia de localización y definición de recursos que conlleva una inversión inicial muy alta con el consiguiente elevado riesgo económico asociado.

La investigación y evaluación de yacimientos geotérmicos profundos requiere la aplicación de diversas técnicas, gran parte de ellas adaptadas de la investigación de hidrocarburos, aunque también de la investigación hidrogeológica y de recursos minerales, para acotar y minimizar los riesgos de exploración.

La fase de exploración es bastante costosa y arriesgada, por ello todos los agentes coinciden que la industria necesita todavía un gran avance en el desarrollo de nuevas tecnologías de exploración, así como mejorar las técnicas de investigación indirecta capaces de definir con gran fiabilidad y exactitud los recursos geotérmicos existentes de forma previa a la etapa de perforación.

Es necesario desarrollar herramientas que permitan optimizar la modelización de reservas de manera que se conozca con más exactitud el potencial real de energía geotérmica en cada emplazamiento.

Asimismo, es importante conocer, de forma previa, las características del yacimiento para saber dónde tenemos que perforar, por lo que actualmente esta fase se puede considerar básica para la perforación.

A continuación se indican algunos avances a realizar para mejorar las metodologías y sistemas de exploración para yacimientos geotérmicos:

- Recopilación y actualización de datos existentes relacionados con el recurso: centralizar los datos existentes, actualizarlos con lo nuevos avances y

recopilar de las distintas fuentes la información (administración central, autonómica, empresas del sector, etc.).

- Avances en geoquímica: mejorar la fiabilidad y funcionamiento de los geotermómetros y desarrollo de los mismos para detectar nuevos objetivos (minerales, isótopos, gases…).
- Mejoras y avances en geofísica: resolución, fiabilidad, decremento del ruido de las fuentes geofísicas.
- El desarrollo de nuevas tecnologías que puedan identificar la permeabilidad en profundidad y tengan la habilidad de identificar fluidos en profundidad.
- El desarrollo de técnicas y aplicaciones geológicas (3D, etc.).
- El desarrollo de técnicas para análisis de estados tensionales y estructurales en yacimientos profundos.
- El desarrollo de tecnologías, herramientas y protocolos que permitan la reducción de posibles impactos asociados tales como la sismicidad inducida por la estimulación de yacimientos, la contaminación acústica en las fases de perforación y construcción de la planta geotérmica, y las potenciales emisiones líquidas o gaseosas.
- Estudios de micro-sismicidad y líneas de investigación propias que tiendan a minimizar los efectos de la sismicidad inducida por la estimulación de los yacimientos estimulados.
- La aplicación de nuevas técnicas geofísicas para recursos convencionales, geotermia de baja temperatura y sistemas geotérmicos estimulados (EGS).
- Modelización de yacimientos: modelos de transporte y flujo de calor adaptados al aprovechamiento geotérmico de acuíferos someros, subsuelo y almacenes profundos.
- Desarrollo y mejora en las tecnologías de perforación, estimulación, modelización del reservorio geotermal y reinyección de fluidos en los sistemas geotérmicos estimulados.
- Mejora de la eficiencia energética de los ciclos termodinámicos que posibilite la generación de electricidad a partir de temperaturas cada vez más bajas.
- Hibridación de la geotermia con otras tecnologías renovables

Entre los avances tecnológicos que supondrían un impulso importante para el desarrollo de la geotermia cabe destacar la I+D en técnicas y equipos para la perforación geotérmica, que no han parado de evolucionar en las últimas décadas impulsados por la industria petrolera. El mayor obstáculo para llegar a grandes profundidades no se debe solo a la disponibilidad de las herramientas existentes sino también al coste exponencial de la perforación con el incremento de la profanidad y el uso de grandes diámetros de perforación, toneladas de revestimiento y otros materiales.

El desarrollo de materiales y equipos de perforación a alta temperatura específicos para la industria geotérmica, puesto que las perforaciones realizadas en los yacimientos geotérmicos se hacen a temperaturas elevadas, supondría un impacto tecnológico muy significativo.

Los sistemas de perforación avanzados presentan ventajas significativas frente a los sistemas convencionales, incrementando la velocidad de perforación, la vida de la cabeza de perforación y resto de materiales y equipos, mayor producción por pozo, etc.

El potencial de mejora de las técnicas de perforación está basado en tres líneas de actuación:

- Incremento de la velocidad de perforación.
- Mejora de las técnicas de guiado y control.
- Investigación en nuevos materiales/técnicas.

El objetivo final perseguido es disminuir los tiempos necesarios para perforar, alcanzar cotas más profundas con costes asumibles por el proyecto en resumen, y el abaratamiento de los costes de perforación que constituyen, por regla general, hasta un 60% de los costes de inversión del proyecto.

Los aspectos fundamentales que condicionan la viabilidad de un proyecto de **geotermia profunda** son la temperatura, el caudal, la permeabilidad y la profundidad del recurso. Las ubicaciones de poca profundidad y de alta temperatura y elevado caudal, es decir, lo que se conoce con el nombre de geotermia convencional, son prácticamente inexistentes en nuestro país, con la posible excepción de las Islas Canarias.

El reto tecnológico consiste por tanto en encontrar la forma de utilizar los recursos geotérmicos existentes de manera técnica y económicamente viable, lo cual solo será posible a partir del desarrollo tecnológico de las **áreas estratégicas** que configuran un proyecto geotérmico y que se indican a continuación:

1. **Investigación básica**. Definición y caracterización de los recursos de manera indirecta.
2. **Investigación del subsuelo y gestión de los recursos**. Confirmación y desarrollo del almacén geotérmico en profundidad incluyendo la realización de sondeos geotérmicos que accedan al recurso y confirmen de manera directa el potencial inferido de manera indirecta. Esta fase incluye además el desarrollo de modelos de gestión de recursos que permitan su optimización y sostenibilidad.
3. **Investigación e innovación en los sistemas de perforación,** que a su vez presenta dos líneas diferenciadas:
    - La primera de ellas tiene carácter continuista y parte de la tecnología comercial existente, haciendo hincapié en la mejora de sus puntos débiles:
        - Instrumentación para altas temperaturas. Elaboración de dispositivos electrónicos que aguanten el calor y el ambiente corrosivo de los pozos geotérmicos de gran profundidad.
        - Recubrimientos basados en espuma de poliuretano especial que permita aplicarse simultáneamente con la perforación, de tal forma que se garantiza el no desprendimiento de rocas, colapso de pozos, etc.
        - Incremento de la capacidad de penetración en rocas fragmentadas y de materiales altamente abrasivos, así como la durabilidad de la cabeza dentada ante estos materiales.
    - La segunda presenta tecnologías revolucionarias en fase de investigación, como son, fracturar las rocas mediante lanzamiento de bolas de acero, mediante plasma eléctrico, aplicación de láser u utilizando ácidos potentes para deshacer la roca.

4. **Optimización de la energía geotérmica en superficie**. Consiste en la transformación, distribución y suministro de la energía geotérmica en superficie a los usuarios finales.

eo

- **Geotermia para usos térmicos**

Los recursos geotérmicos de alta temperatura, necesarios para la producción de electricidad, son escasos en comparación con los recursos de media y baja temperatura, por lo que los usos o aplicaciones térmicas son más abundantes para distintos sectores. Entre estos usos podemos distinguir en:

- **Usos directos de la energía geotérmica**: el uso directo del calor es una de las aplicaciones más antiguas y comunes de la energía geotérmica para balnearios, redes de climatización, agricultura, acuicultura y otros usos industriales, en los que se utiliza el fluido geotérmico de manera directa, sin bomba de calor.

- **Bomba de calor geotérmica**, o bomba para calor de fuente terrestre (GHP: Geothermal Heat Pump). Dada su estabilidad térmica frente a los cambios estacionales, el subsuelo, en sus primeros 100-200 metros, resulta un medio adecuado para proporcionar y almacenar energía térmica. De hecho, a 10-20 m de profundidad, su temperatura se mantiene prácticamente constante, incrementándose según el gradiente geotérmico al aumentar la profundidad (3 ºC cada 100 m). Las tecnologías para aprovechar esta energía almacenada en los primeros metros de la corteza terrestre son básicamente dos:

  Mediante un sistema de captación adecuado y con una bomba de calor geotérmica se extrae calor del subsuelo a una temperatura relativamente baja, aumentándola, mediante el consumo de energía eléctrica (el consumo de electricidad de la bomba de calor geotérmica se cifra en 0,25-0,30 kWh por cada kWh de calefacción producido (Mands, E.; Sanner, B. *Shallow Geothermal Energy*. UbeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar), para posibilitar su uso posterior en sistemas de calefacción. Existe la opción de invertir el proceso en verano, inyectando en la tierra el calor absorbido en la refrigeración de la instalación a climatizar. Esta tecnología representa, en la mayoría de los casos, la única posibilidad de aprovechamiento de los recursos de muy baja entalpía (T < 30 ºC), asociados a la denominada *geotermia somera* y presentes bajo cualquier terreno en cualquier lugar del Planeta, que son los que mejor se adaptan a las necesidades de climatización de edificios.

  La bomba de calor puede transferir el calor desde las fuentes naturales del entorno a baja temperatura (*foco frío*) hacia las dependencias interiores que se pretenden calefactar, o para emplearlo en procesos que precisan calor en la edificación o en la industria. Asimismo, ofrece la posibilidad de aprovechar los calores residuales de procesos industriales como foco frío, circunstancia que permite disponer de una fuente a temperatura conocida y constante que mejora el rendimiento del sistema. También se pueden aprovechar otros tipos

de calor de baja temperatura generado con otras energías renovables como la solar térmica.

Las bombas de calor geotérmicas funcionan del mismo modo que las bombas de calor convencionales (aire-aire y aire-agua), de manera que pueden calentar, refrigerar y, si están adecuadamente equipadas, proporcionar agua caliente sanitaria, pero con mayor eficacia que éstas. Según el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE), las GHP utilizan entre un 25 y un 50% menos de electricidad que los sistemas convencionales de calefacción y refrigeración, reduciendo el consumo energético y las emisiones correspondientes de un 45 a un 70%, si se comparan con éstos.

Como ya se indicó anteriormente, los sistemas que conectan la bomba de calor geotérmica con el subsuelo y permiten la extracción del calor del terreno o su inyección en él son, básicamente, abiertos o cerrados. Para seleccionar el sistema más adecuado para una instalación determinada, deben considerarse los siguientes aspectos: geología e hidrogeología del terreno, dimensiones y uso de la superficie disponible, existencia de fuentes potenciales de calor y características de los edificios, en lo que a calefacción y refrigeración respecta. El objetivo es diseñar un sistema que permita obtener un óptimo rendimiento con los mínimos costes posibles.

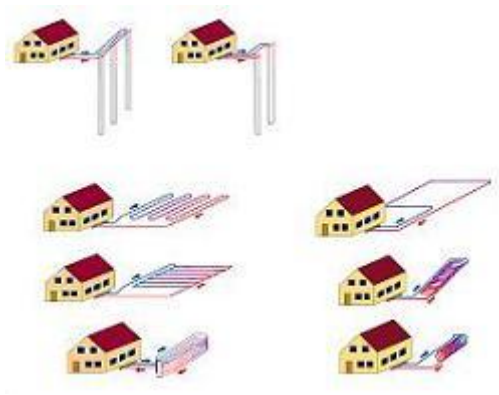
Otra aplicación, con un importante desarrollo futuro, es la integración en la cimentación de los edificios de la conducción de la energía geotérmica para las aplicaciones térmicas, que aprovechan las estructuras de cimentación profunda de los edificios para captar y disipar la energía térmica del terreno. En este caso, los propios pilotes de la cimentación, piezas de hormigón armado, actúan como sondas geotérmicas, convirtiendo a la estructura en un campo de ellas. Los pilotes utilizados pueden ser prefabricados o montados in situ, con diámetros que varían entre 40 cm y más de 1 m.

- **Almacenamiento subterráneo** de energía térmica (UTES: Underground Thermal Energy Storage). En estos sistemas se almacena calor, frío o ambos bajo tierra. Los métodos de conexión con el subsuelo incluyen, como en el caso de la bomba de calor geotérmica, sistemas abiertos o denominados *almacenamiento en acuíferos,* en los que el agua subterránea es el medio de transporte del calor, y sistemas cerrados mediante *almacenamiento en perforaciones*.

En ambos casos, las tecnologías desarrolladas para aprovechar el calor del subsuelo son función de la accesibilidad del recurso geotérmico, y pueden clasificarse en dos tipologías principales que, a su vez, incluyen diferentes subtipos:

- **Circuitos abiertos**, basados en el uso de aguas subterráneas, que suponen la captación de agua de un acuífero para su aprovechamiento. En este caso, el agua subterránea es el medio de transporte del calor.
- **Circuitos cerrados**, cuyo fundamento es el empleo de un fluido —básicamente, agua con algún aditivo—, para extraer el calor de los materiales existentes a poca profundidad en el subsuelo. Implican la instalación de un intercambiador en el terreno para el aprovechamiento energético, cuya pared separa el fluido termoportador de la roca y del agua subterránea.

Figura 4.6.17. Sistemas geotérmicos horizontales y verticales



Fuente: IDAE

Habría que considerar una tercera categoría, a la que pertenecen los sistemas que no pueden incluirse, estrictamente, en ninguna de las dos indicadas. Serían aquéllos en los que existe cierta diferenciación entre el agua subterránea y el fluido termoportador, pero no hay ninguna barrera entre ellos, como es el caso de los que aprovechan las temperaturas de las aguas de minas o de obras subterráneas (túneles, etc.), con caudales suficientes para su explotación con fines energéticos.

La tecnología del intercambio geotérmico se encuentra en España en una fase incipiente, a diferencia de otros países de Europa donde es una tecnología ya madura e implantada en muchos hogares y edificios terciarios. La energía geotérmica de baja temperatura permite prescindir de combustibles de origen fósil y no renovable, de una forma limpia y sencilla adaptable a cualquier sistema de agua caliente sanitaria y climatización. Es por ello por lo que es necesario centrar el punto de atención en el desarrollo de proyectos tecnológicos que sean capaces de reducir los costes de implantación y de incrementar los ahorros proporcionados por estos sistemas.

Los principales retos tecnológicos permitirán reducir el coste de generación térmico y están relacionados con los siguientes campos:

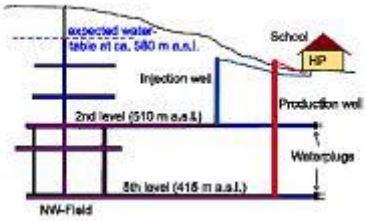
- Desarrollo de técnicas y sistemas que permitan reducir el coste de diseño y ejecución de los circuitos de intercambio geotérmico asegurando su calidad y el mínimo impacto y riesgo.
- Mejora de los métodos de evaluación e incremento de la productividad de los sistemas de intercambios con el terreno, con los sondeos y los campos de sondeos.
- Aumento de la eficiencia de las bombas de calor y equipos auxiliares así como mejoras en el comportamiento de los materiales de relleno.
- Desarrollo de sistemas de perforación, materiales y equipos adaptados a las condiciones geológicas y de mercado de España.
- Desarrollo de sistemas emisores de baja temperatura competitivos.
- Desarrollo y estandarización de las metodologías y sistemas que permitan la integración de la energía geotérmica de baja temperatura en la cadena de edificación sostenible.
- Integración de la geotermia en los elementos constructivos de la edificación (pilotes geotérmicos, pantallas…)
- Mejora continua de los sistemas geotérmicos en la edificación, especialmente los híbridos de calefacción y refrigeración con otras renovables, como solar y biomasa.
- Desarrollo de sistemas de climatización centralizada mediante geotermia.

- Integración de la capacidad de almacenamiento térmico del terreno con sistemas geotérmicos someros con otras renovables y con sistemas de alta eficiencia, mejorando la regulación y gestionabilidad del sistema.

Tal y como indica la Directiva Europea 2009/28/CE, se fomentará la instalación de sistemas urbanos de calefacción o refrigeración, a la hora de planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales.

Las antiguas explotaciones mineras subterráneas representan un caso particular de esta forma de uso del calor geotérmico. Sus galerías abandonadas proporcionan aguas subterráneas con un considerable potencial geotérmico. Cabe citar como ejemplo el Proyecto Barredo, en Asturias, que prevé concentrar las aguas de varios pozos cerrados o en vías de cierre, en un solo caudal, que se estima alcanzará los 10 hm^3/año, a una temperatura de 20 ºC, para uso en una bomba geotérmica destinada a la calefacción de instalaciones. Otro ejemplo es el de Ehrenfriedersdorf (Alemania), donde se aprovecha el agua de una mina de estaño abandonada en la instalación de climatización de una escuela. Véase (figura 4.6.16)

Figura 4.6.18. Funcionamiento de una bomba de calor geotérmica con agua de mina



Fuente: Mands, E.; Sanner, B. *Geothermal Heat Pumps*. UbeG GbR, Zum Boden 6, D-35580 Wetzlar

- **Otras energías del ambiente**

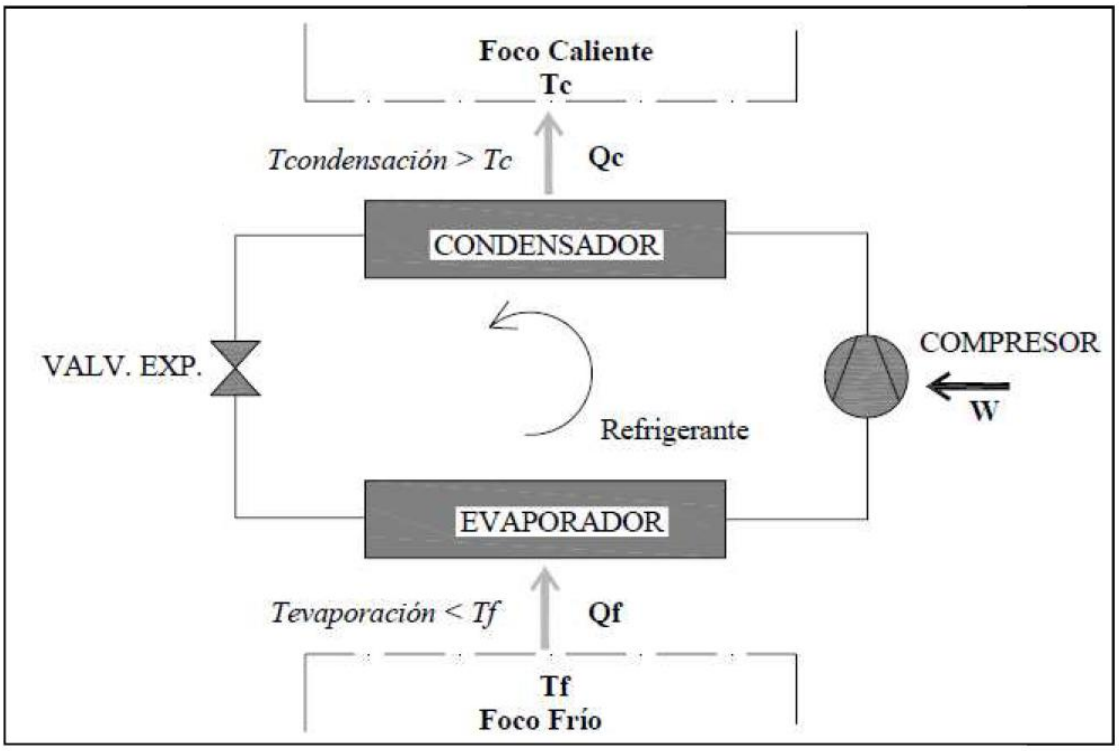
El aprovechamiento de la energía aerotérmica se realiza mayoritariamente mediante bombas de calor aerotérmicas, en aplicaciones de climatización, calefacción y refrigeración, y en la producción de agua caliente sanitaria.

La evolución tecnológica de la Bomba de Calor se orienta en la actualidad en cuatro direcciones básicas: La mejora de los equipos y sus componentes, la integración de los equipos en las instalaciones, el desarrollo de sistemas inteligentes y la hibridación de diferentes tecnologías.

a) Equipos y componentes

La bomba de calor, cuyo esquema frigorífico básico se reproduce a continuación, incorpora como elementos fundamentales: Intercambiadores- condensador y evaporador-, compresor, válvula de expansión, ventiladores y sistema de control.

Figura 4.6.19. Esquema básico de una bomba de calor



Fuente:

En consecuencia, todo avance tecnológico y, por consiguiente la mejora de la eficiencia de las bombas de calor pasa por la evolución de sus respectivos componentes. Entre las mejoras incorporadas en los últimos años cabe destacar: los sistemas de control proporcional integral derivado (PID) que ajustan la producción a la demanda y optimizan los consumos, la tecnología INVERTER que mejora la eficiencia gracias a la frecuencia variable del motor de compresores, ventiladores, etc., incorporación masiva de válvulas, diseño optimizado de intercambiadores, utilización de nuevos refrigerantes, etc.

Como consecuencia de los mencionados avances, considerados individualmente, o como una combinación de varios de ellos, se ha producido un aumento de los COPs instantáneos y de los rendimientos estacionales, una disminución de las emisiones de CO_2 por mayor eficiencia, disminución de tamaño y reducción de niveles sonoros.

b) Integración de los equipos (Sistemas y aplicaciones)

La evolución tecnológica de las bombas de calor aerotérmicas ha ampliado considerablemente la gama de sus aplicaciones, permitiendo su integración ventajosa en muy diferentes tipos de instalaciones, como por ejemplo la producción de ACS a temperaturas de hasta 75ºC, aplicaciones de suelo radiante/refrescante ó techos fríos, equipos multitarea en los que con un solo equipo se puede obtener la producción de ACS, y la calefacción y/ó refrigeración de la vivienda y posibilidad de uso con radiadores de alta y baja temperatura, lo que posibilita su uso en instalaciones existentes.

c) **Desarrollos de sistemas inteligentes**

La evolución en los sistemas inteligentes, está permitiendo desarrollar estrategias de control para acomodar el funcionamiento de la bomba de calor aerotérmica a la carga variable de los edificios optimizando consecuentemente el rendimiento anual de los mismos.

Los modernos sistemas de control mejorarán la comunicación con el sistema de gestión energética de los edificios y de los equipos auxiliares incluso utilizando herramientas de control específicamente diseñadas para gestionar averías y realizar diagnósticos.

d) Hibridación de diferentes tecnologías

La utilización de la bomba de calor aerotérmica, en conjunción con otras tecnologías tales como la energía solar térmica y los sistemas de acumulación, permitirá optimizar los recursos energéticos, aprovechar al máximo las energías procedentes de fuentes renovables y reducir el tamaño y el coste inicial y operativo de las instalaciones.

Los anteriormente citados equipos multitarea son otro ejemplo de hibridación de aplicaciones permitiendo el abaratamiento de las instalaciones al eliminar la necesidad de otros equipos.

4.6.3 Evaluación del potencial

El IDAE ha llevado a cabo un importante estudio, titulado *"Evaluación del potencial de energía geotérmica en España para la elaboración del PER 2011-2020"*, con el objetivo de realizar un análisis del estado actual de desarrollo y una evaluación del potencial de los distintos tipos de recursos geotérmicos.

Para dicha evaluación de los recursos geotérmicos de España, se ha llevado a cabo una revisión exhaustiva de todos los informes de investigación geotérmica realizados por el IGME desde la década de los setenta en todo el territorio español. Con la información extraída de dichos documentos se ha elaborado una evaluación de recursos siguiendo la metodología propuesta por la Unión Europea en los sucesivos Atlas de los Recursos Geotérmicos en Europa. Esta metodología se basa en el cálculo del calor almacenado en la roca y en el fluido en ella contenido, en las diferentes formaciones geológicas permeables profundas que constituyen los reservorios geotérmicos. Para ello se han tenido en cuenta las propiedades petrofísicas y geométricas de dichos reservorios: extensión, espesor, porosidad, densidad, temperatura y capacidad calorífica. Se ha evaluado de esta forma los recursos geotérmicos profundos de baja, media y alta temperatura así como los posibles sistemas geotérmicos estimulados (EGS).

Por otra parte se ha realizado una puesta al día del potencial geotérmico de muy baja entalpia —geotermia somera— existente en España, mediante dos líneas de actuación. En primer lugar se ha realizado un Mapa de Potencia Térmica Superficial de los materiales geológicos aflorantes en España, mediante la transformación del Mapa Litológico de España a escala 1:200.000 realizado por el IGME en un mapa de valores de la capacidad de cesión de calor —vatios por metro de perforación— de dichos materiales, que permitiría en una primera estimación aproximada el diseño de instalaciones de extracción de energía geotérmica del subsuelo mediante sondeos poco profundos y circuito cerrado. En segundo lugar se ha llevado a cabo una síntesis de los acuíferos presentes en el subsuelo —en su versión de Unidades Hidrogeológicas definidas por el IGME— y las propiedades de dichos acuíferos que permiten su

explotación mediante circuitos abiertos: profundidad, temperatura, caudales extraíbles y salinidad del agua.

La evaluación de recursos geotérmicos profundos mencionada anteriormente, ha permitido definir el siguiente potencial geotérmico en España:

- **Recursos de baja temperatura**. Para grandes cuencas sedimentarias el calor almacenado recuperable —reservas geotérmicas— en las formaciones permeables profundas alcanza los 15.126 x 10^5 GWh, de los cuales, 150,3 x 10^5 GWh se encuentran en zonas con potenciales consumidores. Para las Cordilleras Periféricas y Macizo Hercínico el calor almacenado recuperable en zonas de fracturación regional importante se ha estimado en 736 x 10^5 GWh de los cuales 9,6 x 10^5 GWh se localizan en zonas con potenciales consumidores.
- **Recursos de media temperatura**. Para áreas con almacenes geotérmicos profundos deducidos de la información de hidrocarburos y geología regional profunda se ha estimado el calor almacenado recuperable potencial en 541 x 10^5 GWh, equivalentes a una potencia eléctrica instalable de 17.000 MW€, mientras que para zonas reconocidas o estudiadas en detalle por el IGME, el calor almacenado recuperable se eleva a **54,23 x 10^5 GWh**, equivalentes a una potencia eléctrica instalable de **1.695€(e).**
- **Recursos de alta temperatura.** Este tipo de recursos solo se presenta en las Islas Canarias. El potencial estimado como calor almacenado recuperable se eleva a ***1,82 x 10^5 GWh*** equivalentes a una potencia eléctrica instalable de **227 MW(e**) en plantas de tipo flash.
- **Recursos en posibles Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS).** A partir de los conocimientos del subsuelo y del estado de las tecnologías EGS, se ha seleccionado una serie de áreas con posibilidades geológicas para futuro desarrollo de este tipo de sistemas. El calor almacenado recuperable se ha estimado en **60 x 10^5 GWh**, lo que permitirá la instalación de una potencia eléctrica instalable equivalente a **745 MW(e)**.

En el siguiente cuadro se presente un resumen de los recursos geotérmicos evaluados en España.

Tabla 4.6-6: Resumen de los Recursos Geotérmicos en España

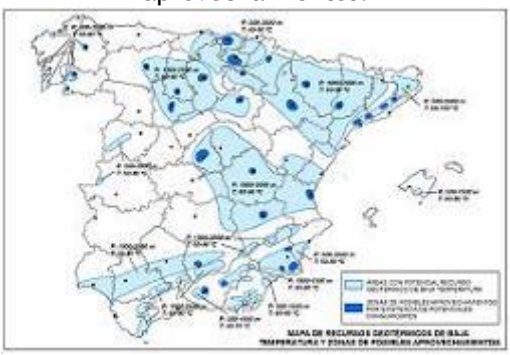
Tipos de uso	Tipos de yacimientos	Calor almacenado recuperable (10^5 GWh)	Potencia equivalente (MW)
Usos térmicos	Baja temperatura (bruta)	15.862	5.710.320 (t)
	Baja temperatura (en zonas con consumidores)	159,9	57.563 (t)
Usos Eléctricos	Media temperatura (potencial bruto)	541	17.000 (e)
	Media temperatura (reconocido o estudiado)	54,23	1.695 (e)
	Alta temperatura (reconocido o estudiado)	1,82	227 (e)
	Sistemas Geotérmicos Estimulados (en áreas conocidas)	60	745 (e)

Fuente: Tecnología y Recursos de la Tierra, S.A., TRT

Figura 4.6.20. Mapa de los recursos geotérmicos de media y alta temperatura y posibles sistemas geotérmicos estimulados.

Fuente: Tecnología y Recursos de la Tierra, S.A., TRT

Figura 4.6.21. Mapa de los recursos geotérmicos de baja temperatura y zonas de posibles aprovechamientos.



Fuente: Tecnología y Recursos de la Tierra, S.A., TRT

4.6.4 Análisis de costes

- **Costes normalizados de energía: Producción de electricidad**

La energía geotérmica puede generar energía eléctrica, de manera continua 24 horas al día los 365 días al año, lo que la constituye como una energía renovable que poco a poco va a ir adquiriendo mayor peso en el mix energético español como un importante agente regulador de la red.

La energía geotérmica, a diferencia del resto de renovables, requiere de una fase previa de investigación, exploración y localización del recurso que es bastante larga costosa, lo que la confiere una componente de riesgo elevada en los estadios iniciales.

La perforación de pozos para el aprovechamiento geotérmico a gran profundidad es una de las partes esenciales y más caras de una central geotérmica para la producción de electricidad.

En el desarrollo de un proyecto geotérmico los costes de perforación son el componente económico más significativo. Una instalación geotérmica está constituida por pozos geotermales, conductos para transportar el fluido a la planta y un sistema de pozos de reinyección. La combinación de todos estos elementos influyen de modo sustancial en los costes de inversión y, por lo tanto, deben ser analizados y estudiados detenidamente.

El mayor obstáculo para el desarrollo de un proyecto está basado en el coste y la dificultad de la perforación, por lo que el futuro de esta tecnología está basado en el desarrollo de nuevos equipos y sistemas que permitan disminuir los costes de perforación de forma que el aprovechamiento de la geotermia profunda sea viable.

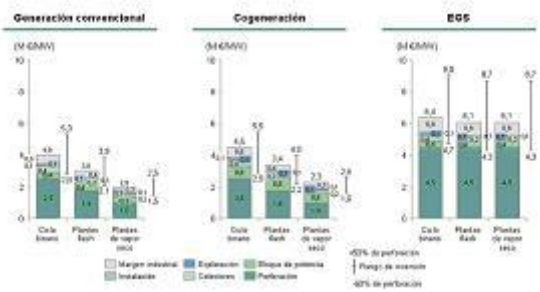
La estimación de los costes de perforación está basada en la experiencia de la perforación industrial de pozos petrolíferos y de gas. Hasta ahora la mayoría de la tecnología de perforación geotérmica se ha tomado prestada de la industria de la minería, petróleo y gas, pero es necesario desarrollar equipos específicos para geotérmica y sobre todo personal entrenado para ello.

Indirectamente, mejoras en la fase de exploración se pueden asociar directamente con el descenso de los costes de perforación, así como el desarrollo de la curva de experiencia, sin olvidar un constante desarrollo y mejoras en nuevas herramientas y mejores diseños de las instalaciones.

A continuación se realiza un análisis de plantas de ciclo binario puesto que en España carecemos de yacimientos de alta temperatura y los ciclos binarios y los yacimientos de media temperatura, debido al encuadre geológico español, son los que cuentan con mayor potencial de desarrollo en nuestro país. El futuro de la generación eléctrica con geotermia en España se basará en el desarrollo de plantas con este tipo de tecnología.

El coste de inversión de la tecnología de ciclo binario se sitúa en aproximadamente 4 M€$_{2010}$/MW, que puede variar en un 30% debido a la variabilidad del coste de la perforación. En el caso de España, se estaría en el rango alto del coste de inversión puesto que en la mayor parte de los casos será necesario que las perforaciones sean a profundidades mayores para alcanzar el recurso.

Figura 4.6.22. Coste de inversión de planta geotérmica para producción de electricidad con distintas tecnologías



Fuente: EGEC; entrevistas en el sector; análisis BCG

Nota: el margen industrial incluye el coste de realizar el proyecto (1,5% del total de la inversión).

Para calcular los costes normalizados de energía se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

El coste medio normalizado de energía eléctrica con energía geotérmica en España con ciclo binario con recurso de cuenca sedimentaria profunda varía entre 7,3 y 19,1 c€$_{2010}$/KWh.

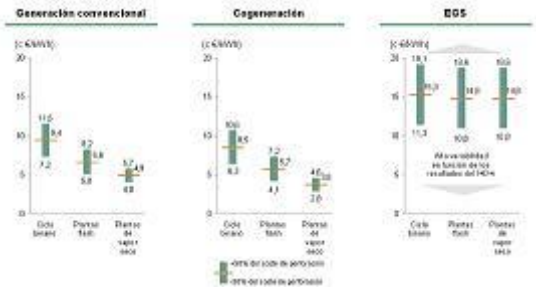
En los sistemas EGS los costes de inversión son muy superiores debido fundamentalmente a las profundidades a las que hay que perforar, estimando así un coste de inversión aproximadamente de 7 M€$_{2010}$/MW. Del mismo modo, los costes normalizados de energía y los de operación y mantenimiento son superiores en este tipo de plantas debido al autoconsumo necesario para inyectar el agua y estimular así el yacimiento, este valor oscila entre 11,4 y 19,1 c€$_{2010}$/kWh con tecnología de ciclo binario. No obstante, estos sistemas están en fase de demostración, con varias iniciativas a nivel europeo, por lo que es previsible que a medida que la tecnología superase esa fase, se pudieran reducir sus costes.

Tabla 4.6.7. Figura Evolución esperada de los costes de generación

	Coste normalizado de energía (c€$_{2010}$/kWh)		
Tecnología	**2010**	**2020**	**2030**
Ciclo binario convencional	9,4 (7,3–11,5)	8,8 (7,0–10,7)	8,2 (6, -9,9)
Ciclo binario con cogeneración	8,5 (6,4-10,6)	7,9 (6,0-9,8)	7,3 (5,7-8,9)
Ciclo binario (EGS)	15,3 (11,4–19,1)	14,3 (10,9–17,7)	13,3 (10,3–16,3)

Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Figura 4.6.23. Coste normalizado de energía eléctrica con geotermia mediante diferentes tecnologías



FUENTE: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Se observa en la figura 4.6.22 cómo el coste normalizado de energía con geotermia convencional es menor que con los sistemas geotérmicos estimulados, debido en gran medida al consumo de agua necesario para estimular el yacimiento.

Los costes de éste análisis proceden del entorno internacional, datos estadísticos de la industria mundial principalmente de países con recurso más accesible y por lo tanto su explotación es mas barata. En España no existe ninguna de estas instalaciones hasta el momento, por lo que según se vayan desarrollando proyectos los costes se irán adecuando a la realidad.

- **Costes actuales normalizados de energía-usos térmicos**

Los sistemas convencionales de climatización mediante combustibles fósiles o mediante otras renovables no precisan de grandes inversiones iniciales para encontrar su fuente de alimentación. Sin embargo, en el caso de la geotermia, el campo de captación se encuentra debajo del terreno y por ello requiere una infraestructura adicional.

Los costes de inversión de las instalaciones para la producción de calor dependen de dos factores principales:

- Tamaño de la instalación: cuanto mayor es la potencia de la instalación se produce un efecto de escala en el coste de la bomba de calor o del sistema de intercambio, en el coste de la instalación y en el margen industrial.
- Coste de la perforación: la perforación es la partida que requiere la mayor parte de la inversión del proyecto, los costes de perforación pesan en el entorno del 50% del coste total de inversión y tienen variabilidades muy grandes (50%) en función de la tipología del terreno a perforar. En muchos

casos es necesario realizar ensayos de respuesta térmica que suponen un importante desembolso inicial previo al proyecto de ejecución. La integración de la geotermia como elemento constructivo mediante el uso de pilotes geotérmicos o pantallas térmicas disminuye considerablemente la inversión referente a la partida de perforación, repercutiendo en la inversión total del proyecto entre un 30-50%.

El coste de inversión de una instalación de energía geotérmica con bomba de calor varía de 1.000-2.200 €/kW dependiendo de la tipología del terreno, las características del recurso (sistema abierto o cerrado) y las aplicaciones del mismo (solo calefacción, climatización o climatización y ACS).

Figura 4.6.24. Costes de inversión para instalaciones con bomba de calor para producción de calor y para producción de calor y frío

Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

El cálculo de costes normalizados de energía se ha realizado sobre la hipótesis de que las instalaciones de potencia igual o superior a 500 kW utilizarán directamente el recurso mediante redes de climatización o district heating¬cooling y se ha empleado una tasa de descuento para el proyecto del 7,8%.

El coste normalizado de producción de calor mediante bomba de calor geotérmica varía entre 5 y 22 c€/kWh en función de las distintas aplicaciones.

<u>Cálculo de instalaciones de pequeña potencia mediante bomba de calor</u>

Tabla 4.6.8. Coste Normalizado de Producción de calor

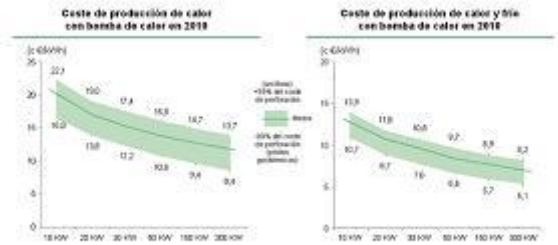
	Coste Normalizado de Producción de calor ($c€_{2010}$/kWh)	
Tamaño de la instalación	**Calor**	**Calor y frío**
10 kW	20,1	12,7
20 kW	17,0	10,6
30 kW	15,4	9,5
50 kW	13,8	8,5
150 kW	12,7	7,7
300 kW	11,6	7,0

Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Se observa que en el caso de utilizar geotermia somera mediante bomba de calor para calefacción y refrigeración los rendimientos, expresados en forma de COP, son superiores respecto al uso exclusivo de calor, siendo la energía obtenida del terreno tres cuartas partes y el cuarto restante supone el consumo eléctrico necesario para

el funcionamiento del compresor de la bomba de calor. Con esta mejora del rendimiento y con los bajos costes de mantenimiento, es donde estas instalaciones permiten obtener grandes ahorros y, por tanto, menores periodos de retorno de las inversiones, lo que las hacen rentables.

Figura 4.6.25. Costes normalizados de producción de calor



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

En las soluciones con bomba de calor, el principal coste de operación es el consumo eléctrico de la bomba de calor necesario para la generación de calor. En la actualidad con los Coefficient of Performance (COP) de 3-4, el coste de la electricidad consumida está en el entorno de 3-4 c€$_{2010}$/KWh. Se está trabajando en aumentar el COP de las bombas de calor al 7-8, con lo que reducir el coste de electricidad a 1,5-2 c€$_{2010}$/kWh.

El resto del coste de operación y mantenimiento es pequeño comparado con el coste de inversión y el coste eléctrico, siendo del orden de 0,2-1,0 c€$_{2010}$/KWh.

Como se observa en el gráfico siguiente, el coste de inversión de una instalación de red de climatización varía entre 1.400 y 1.900 €/kW.

Figura 4.6.26. Coste de inversión de una instalación de red de climatización

Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

El coste normalizado de producción de calor para instalaciones de redes de climatizacióno, considerando 3.500 horas de funcionamiento al año de calor y frío, varía entre 6 y 9 c€/kWh, dependiendo de la tipología de la instalación y de las características del terreno a perforar. El coste normalizado de producción de calor para grandes instalaciones de climatización de distrito de más de 500 KW se sitúa cerca del umbral de costes normalizado de producción de calor de instalaciones de gas natural.

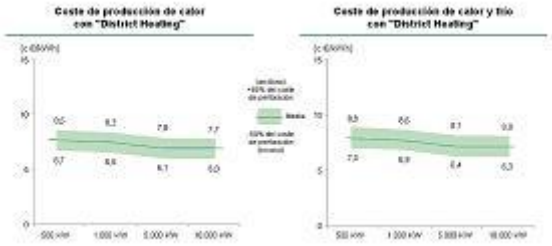
<u>Instalaciones de media y gran potencia en redes de calefacción de distrito</u>

Tabla 4.6.9. Coste normalizado de producción de calor

	Coste normalizado de producción de calor ($c€_{2010}$/kWh)	
Tamaño de la instalación	**Calor**	**Calor y frío**
500 kW	7,6	7,9
1.000 kW	7,4	7,7
5.000 kW	7,0	7,3
10.000 kW	6,8	7,1

FUENTE: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de energías renovables"

Figura 4.6.27. Coste Normalizado de producción de calor y calor/frío en redes de distrito



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Las principales palancas para la reducción de costes normalizados de producción de calor en el sector de la energía geotérmica son:

- En el caso de producción de calor con bomba de calor que es la tecnología con mayor cuota de mercado (aproximadamente 80%), reducción del coste de autoconsumo por el aumento del COP de la bomba de calor que puede pasar de 4-5 en la actualidad a niveles de 8-9 en 2020.
- Disminución del coste de perforación debido al desarrollo de la curva de experiencia y a un mejor diseño de las instalaciones.
- Reducción del coste de las sondas de captación y del relleno por el desarrollo de la curva de experiencia y la disminución de los márgenes debido a un mayor desarrollo del mercado.

4.6.5 Barreras al desarrollo del sector

En cuanto a las barreras que existen para el desarrollo de la tecnología geotérmica en España, han sido identificadas barreras económicas, operativas y de oferta que afectan en mayor o menor medida tanto a la producción de calor como a la producción de electricidad, aunque en distintos aspectos.

4.6.5.1 Barreras al desarrollo de la geotermia para generación de electricidad

Barreras económicas

- Falta de apoyo financiero a las fases iniciales del proyecto (riesgo geológico inicial) previas a la toma de decisión de acometer un proyecto.
- Falta de apoyo financiero a los sondeos de exploración, la prefactibilidad y la perforación.

  La inversión en los proyectos de energía geotérmica es muy elevada en la fase inicial debido a los altos costes de sondeos y perforación, y actualmente no

existes modalidades de financiación adecuadas para este tipo de inversiones.

- Falta de apoyo al desarrollo del I+D+i.

Barreras operativas/administrativas

- Dificultad para la obtención de permisos administrativos para sondeos y perforación, debido a que no existe un proceso claro y conciso para la obtención de las licencias.

  Como resultado, los procesos para la obtención de las licencias son largos, con trámites administrativos de entre 3 y 5 años para la geotermia de media y alta temperatura.

- En la actualidad, esta tecnología no está considerada como gestionable dentro del marco legislativo de las energías renovables.

Barreras de oferta

- El bajo desarrollo del sector de la energía geotérmica en España hace que en la actualidad no existan suficientes empresas especializadas ni cualificadas en nuestro país.
- Existe un desconocimiento generalizado de la tecnología por los agentes tanto profesionales como usuarios, así como por las entidades financieras.

4.6.5.2 Barreras al desarrollo de la geotermia para usos térmicos

Barreras económicas

- Esta tecnología presenta una elevada inversión inicial frente a los sistemas de climatización convencionales, lo que supone que el período de retorno de la inversión esté comprendido entre los 5 y 15 años. Esta falta de rentabilidad a corto plazo representa una clara barrera para muchos usuarios.

Barreras operativas

- No existe un marco normativo unificado, claro y conciso para las instalaciones geotérmicas para climatización, lo que genera inseguridad, especialmente respecto a las perforaciones y a la legalización de instalaciones.

  Como resultado, el proceso para la obtención de las licencias es demasiado largo para este tipo de proyectos, con trámites de 3-8 meses en geotérmica de baja y muy baja temperatura.

- En la actualidad, esta tecnología no está integrada en programas de calificación energética ni códigos de construcción.

  Estos hechos provocan incertidumbre en el promotor y no fomenta su confianza en la regulación, además de proporcionar una ventaja comparativa a las otras tecnologías que sí aparecen integradas.

Barreras de oferta

- Existe un bajo nivel de formación y cualificación de instaladores que puede ocasionar falta de confianza en el sector por parte de los usuarios, tanto reales como potenciales. En la actualidad, no existen suficientes empresas especializadas ni cualificadas en nuestro país.

- Proveedores de tecnologías y servicios poco especializados en el sector geotérmico y, por lo tanto, poco desarrollados para suministrar productos y servicios adaptados al mismo, lo que puede impedir que el desarrollo del sector sea equilibrado y eficiente.

Estos dos primeros aspectos indicados pueden dar lugar a instalaciones mal realizadas que generarían grandes dudas e incertidumbres, afectando muy negativamente a la evolución del sector.

- Bajo desarrollo de proyectos de hibridación de la energía geotérmica con otras energías renovables.
- Existe un desconocimiento generalizado de la tecnología por los agentes tanto profesionales como usuarios, así como por las entidades financieras.

4.6.6 Actuaciones propuestas

En cuanto a las actuaciones necesarias para el impulso de la geotermia se han clasificado según sea para generación eléctrica o para producción de calor.

Geotermia para generación de electricidad

Para la geotermia de alta temperatura es necesario articular una serie de mecanismos en las fases iniciales del proyecto que posibiliten la disminución de riesgos y estimulen el desarrollo del sector.

Los objetivos a alcanzar con las actuaciones a proponer en el sector de la energía geotérmica son, entre otros, los siguientes:

- Mejora del estado de conocimiento del potencial de recursos geotérmicos en nuestro país y desarrollo de bases de datos públicas que estimulen la iniciativa privada.
- Fomento a la investigación básica para la identificación de zonas de interés a partir de técnicas geofísicas y sondeos exploratorios de definición, así como el fomento al desarrollo de estudios preliminares de viabilidad del yacimiento geotérmico, incluyendo modelos numéricos de evaluación de recursos y reservas así como los estudios de viabilidad técnico económicos.
- Reducción del riesgo en la perforación de sondeos geotérmicos de exploración e investigación, de forma que existiera una compensación sobre un porcentaje de los costes directos de perforación si alguno de los pozos no lograse alcanzar los criterios acordados.
- Contemplar programas de investigación de recursos geotérmicos, incluidos en los permisos de explotación e investigación, en líneas de ayudas a la investigación de recursos minerales del subsuelo para mitigar los importantes riesgos inherentes (riesgo geológico), a los proyectos de geotermia profunda en su etapa inicial.
- Incentivar el mercado para el desarrollo de proyectos de demostración y para reducir el elevado riesgo de la inversión en esta fase de demostración.
- Desarrollo tecnológico para avanzar en la fase de I+D para Sistemas Geotérmicos Estimulados, EGS, y en sus componente, así como en la ejecución de proyectos centrados en el desarrollo de nuevas tecnologías de investigación, perforación, estimulación de almacenes geotérmicos y conversión de energía térmica en energía eléctrica.
- Valorar otras tecnologías para establecer sinergias y posibilidades de desarrollo de sistemas híbridos.
- Instrumentos de financiación acordes con los términos del mercado para lograr el desarrollo de la geotermia.

Las principales propuestas para superar las barreras mencionadas en el apartado anterior y que permitan alcanzar los objetivos establecidos para el año 2020 se describen a continuación clasificadas en propuestas normativas, propuestas económicas y propuestas de formación y divulgación:

Propuestas normativas

- Adaptación del Marco Legal del Régimen Especial a diversos aspectos sectoriales (HEL-004). Creación de un grupo propio específico para proyectos de generación eléctrica con geotermia y reconocimiento de la energía geotérmica de alta y media temperatura como gestionable.
- Simplificación de los trámites administrativos de instalaciones renovables de producción de energía eléctrica con geotermia (HEL-011).
- Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i relacionados con las energías renovables de generación eléctrica, en particular con geotermia (HEL-012)

Propuestas de subvención

- Programa de subvenciones a la investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos (Línea 1,HGL-011). Las ayudas públicas de esta línea van dirigidas, entre otras, a programas de investigación para la localización de estructuras favorables para el desarrollo y explotación de yacimientos geotérmicos de media y alta temperatura.
- Programa de ayudas públicas a los estudios de investigaciones previos a la ejecución de proyectos (Línea 2, SGT-001). La geotermia requiere de una fase de investigación y localización previas al desarrollo del proyecto geotérmico que es muy costosa y arriesgada que hace que la financiación de estos proyectos sea tan difícil. Este programa está dirigido a la financiación de la fases previas para el desarrollo de los primeros:
    - Proyectos de demostración orientados a la implantación de sistemas de generación de energía eléctrica mediante geotermia.
- Programa de IDAE de apoyo a la inversión para proyectos de de demostración tecnológica con generación eléctrica (Línea 4, HEL-016). . Este programa está dirigido a aquellos proyectos de innovación tecnológica, en fase de demostración tecnológica o pre-comercial en España como son los proyectos de generación eléctrica mediante energías que requieren ayudas directas a la inversión, complementarias al apoyo económico a la producción vía Régimen Especial.

  Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas y combustibles renovables, dirigido a proyectos de innovación y/o demostración tecnológica de geotermia de media y alta temperatura y sistemas geotérmicos estimulados (EGS) para producción de electricidad (Línea 6, HGL-010).

Propuestas de financiación

- Programa de financiación para investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos e innovación, dirigido a la investigación y desarrollo tecnológico nacional de nuevos prototipos y equipamientos específicos

relacionados con energías renovables emergentes en fase no comercial (Línea A, HGL-002).

Las líneas del programa aplicables al sector de la energía geotérmica para producción de electricidad serían las siguientes:

- Desarrollos tecnológicos centrados en tecnología de Sistemas Geotérmicos Estimulados.

➢ Programa de financiación para proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores con energías renovables (Línea B, HGL-013). Englobaría aquellas propuestas financieras dirigidas a la **financiación de proyectos en fase de demostración o comercial muy incipiente** (pre-comerciales), promovidos por entidades privadas **de carácter nacional**, con posibilidad de participación de centros tecnológicos y de investigación.

Dentro de esta línea se incluirían los proyectos de demostración de geotermia convencional y de Sistemas Geotérmicos Estimulados (EGS) para generación eléctrica.

➢ Programa de **financiación para proyectos en fase comercial**, pero con una cierta barrera que impide su desarrollo (Línea C, HGL-012).

- Proyectos de instalaciones geotérmicas para producción de electricidad, que por las características del proyecto tienen dificultades de financiación debido a la percepción del riego elevado por parte de las entidades financieras.

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

➢ Establecimiento de un marco retributivo para la generación eléctrica incorporada a red (HEL-015). Establecimiento de un marco tarifario específico para el sector de la energía geotérmica para producción de electricidad, con la creación de un grupo propio dentro del Régimen Especial y un esquema de apoyo adecuado, que pudiera ser complementado en las fases iniciales por subvenciones a la inversión.

Propuestas de información / formación

➢ Difusión de las Energías Renovables al conjunto de la sociedad (HGL-004). Campañas de divulgación, imagen e información a la opinión pública de las posibilidades de la geotermia y sus recursos así como el fomento de los beneficios medioambientales y socioeconómicos que conllevaría el aprovechamiento de la energía geotérmica para producción eléctrica Formación de todos los actores de la cadena de valor de los proyectos geotérmicos.

Propuestas de promoción

➢ Fomento de la implantación comercial de tecnologías innovadoras, en particular para la generación de energía eléctrica con geotermia (HGL-015).

<u>Geotermia para usos térmicos</u>

Propuestas normativas

➢ Desarrollo de un marco regulatorio específico: desarrollo de un procedimiento reglado simplificado y común para todas las CCAA para la obtención de las

autorizaciones administrativas para proyectos de geotermia para aplicaciones térmicas (HTE-005). Procedimiento simplificado para la obtención de autorizaciones administrativas de proyectos de aplicaciones térmicas de geotermia.

- Introducción de la geotermia y las redes de climatización centralizada a través de ordenanzas municipales (HGL-005).
- Mejoras y consideraciones a tener en cuenta en el Código Técnico de la Edificación (CTE) para que la energía geotérmica de baja temperatura esté reconocida (HGL-014).
- Establecimiento de un sistema de certificación y cualificación de instaladores (HGL-007).
- Inclusion de las EERR térmcias y las redes de calefacción en los sistemas de calificación energética de los edificio (HTE-003): Inclusión de la energía geotérmica dentro de los programas de Calificación Energética de Edificios "CALENER".
- Adaptación del Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE) a las tecnologías de energías renovables (HTE-005). Estandarización de los sistemas geotérmicos en la edificación, e integración de la geotermia en los elementos constructivos.

Propuestas de subvención

- Programa de ayudas públicas a la inversión de energías renovables térmicas mediante convenios con las CCAA (Línea 6, HTE-002): programa dirigido a proyectos de generación de energía térmica para usos en ACS, climatización y procesos industriales en cualquier sector abastecido mediante energía geotérmica.
- Programa de ayudas públicas a los estudios de investigaciones previos a la ejecución de proyectos (Línea 2, SGT-001). Este programa está dirigido a la financiación de la fases previas para el desarrollo de los primeros proyectos de demostración orientados al aprovechamiento térmico directo de la geotermia profunda: redes de climatización de distrito, procesos industriales, etc.
- Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas, eléctricas y combustibles renovables, dirigido a proyectos de demostración de redes de calefacción y refrigeración centralizada y proyectos de innovación y demostración mediante geotermia para usos térmicos (Línea 3, HGL-010).

Propuestas de financiación

- Programas piloto de financiación de proyectos y promoción de ESEs de energías renovables térmicas (Línea F, HTE-007). Programas piloto de financiación de ESEs GEOTCASA, que utilicen geotermia para aplicaciones térmicas y que puedan trasladarse a entidades financieras privadas en una segunda fase de expansión. Se diseñarán líneas específicas para cada área renovable y aplicación térmica.
- Programa de entidades financieras privadas para financiación de ESEs de energías renovables térmicas con apoyo de IDAE (Línea D, HTE-004).

Programa de financiación de ESEs que utilicen geotermia en aplicaciones térmicas. Línea específica para cada área renovable y aplicación térmica.

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

- Desarrollo de un Sistema de Incentivos para el Calor Renovable (ICAREN), para energías renovables térmicas y en particular para geotermia (HTE-001).

Propuestas de información/ formación

- Difusión de las Energías Renovables al conjunto de la sociedad (HGL-004). Desarrollo de líneas de trabajo que permitan la difusión de las posibilidades de esta fuente energética y dé a conocer los recursos geotérmicos y sus posibilidades de uso: organización de jornadas, folletos, páginas web institucionales, inclusión en titulaciones universitarias, ciclos de formación profesional y posgrado…). Formación de todos los actores de la cadena de valor, como vía a la consecución de la excelencia en la implantación de la tecnología. Formación de técnicos y profesionales con capacidad y competencia suficiente.

Propuestas de planificación

- Inclusión de las energías renovables en la planificación de la infraestructura urbana de las ciudades (HGL-016).

Propuestas de promoción

- Fomento de la implantación comercial de tecnologías innovadoras para la generación térmica mediante sistemas geotérmicos **(HGL-015).**
- Integración de las energías renovables en edificios públicos (HTE-006), en particular de geotermia.

4.6.7 Objetivos

- *Geotermia para generación de electricidad*

La evolución prevista para la entrada en explotación de aprovechamientos geotérmicos de producción de electricidad ha tenido en consideración los recursos existentes en España para estas aplicaciones, derivados del estudio del potencial geotérmico realizado dentro del marco del Plan de Energías Renovables, las zonas que han sido solicitadas para exploración e investigación geotérmica, así como la complejidad administrativa que supone el aprovechamiento de un recurso minero, energético y renovable.

La tramitación de permisos y las fases de investigación previas al desarrollo y ejecución del proyecto (reconocimiento, prefactibilidad y factibilidad del terreno) necesarios para abordar un proyecto de estas características requiere un plazo estimado de entre 3-5 años antes del inicio del mismo y luego otros 2-3 de período de ejecución.

Actualmente, existe una iniciativa para desarrollar un proyecto para producción de electricidad con geotermia de alta temperatura en Tenerife, que ha superado la fase de exploración y acaba de comenzar su fase de investigación.

Las perspectivas futuras para España pasan fundamentalmente por el desarrollo de dos tipos de proyectos de geotermia en función del recurso geotérmico disponible: los proyectos de EGS o geotermia estimulada, y los proyectos vinculados a acuíferos

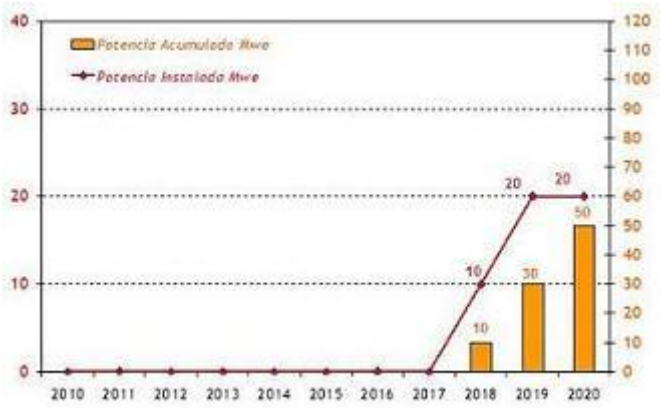
en cuencas sedimentarias profundas. Además, nuestro país cuenta con potencial para el desarrollo de proyectos geotérmicos en los sistemas volcánicos activos de Canarias.

La tecnología de geotermia estimulada (EGS) se encuentra en estos momentos en fase de demostración mediante la realización de varios proyectos piloto a nivel mundial. En España se espera que el avance tecnológico permita, en los últimos años del horizonte temporal de este Plan de Energías Renovables, la puesta en marcha de plantas de demostración en áreas donde actualmente ya se están llevando a cabo actividades de exploración.

Además de la geotermia estimulada EGS, en la Península Ibérica el mayor potencial geotérmico está asociado a acuíferos calientes en cuencas sedimentarias profundas y áreas de basamento fracturado con gradientes geotérmicos anómalos. Este tipo de instalaciones cuenta con distintas referencias en Europa, tanto en explotación como en desarrollo y, si se concreta la viabilidad de los proyectos actualmente en fase de exploración en nuestro país, podría esperarse la puesta en marcha de plantas de demostración de este tipo a partir de 2018.

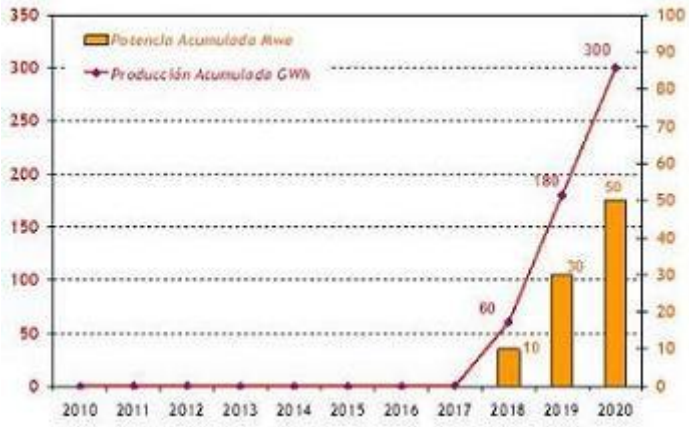
Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores y suponiendo un incremento de potencial anual instalada de 20 MWe/año de media, el objetivo previsto para el año 2020 es alcanzar los 50 MWe de potencia total instalada.

Figura 4.6.28. Potencia anual y potencia acumulada por años en MWe



Fuente: elaboración propia

Figura 4.6.29. Energía anual (GWh) y potencia acumulada (MWe) de energía geotérmica para el periodo 2010-2020



Fuente: elaboración propia

- *Geotermia para usos térmicos*

Para analizar la evolución de la geotermia para usos térmicos, se ha separado en dos tipos de aplicaciones:

- *Energía geotérmica, excluyendo el calor geotérmico de temperatura baja en aplicaciones de bomba de calor*

  En este caso, la potencia actual instalada de geotermia se trata de aplicaciones de usos directos, correspondientes a balnearios e invernaderos, realizadas en los años ochenta. Las estimaciones futuras indican que este tipo de aplicaciones no va a crecer a lo largo del periodo del estudio, por lo que se mantiene constante su cuantía. Por otro lado, se estima que a partir del año 2015 podrían ir entrando en marcha varios proyectos de *red de climatización* geotérmica, que actualmente están en fases de exploración e investigación y tramitando las autorizaciones administrativas necesarias. Se estima que para el año 2020 la contribución térmica de esta energía sea de 9,5 ktep.

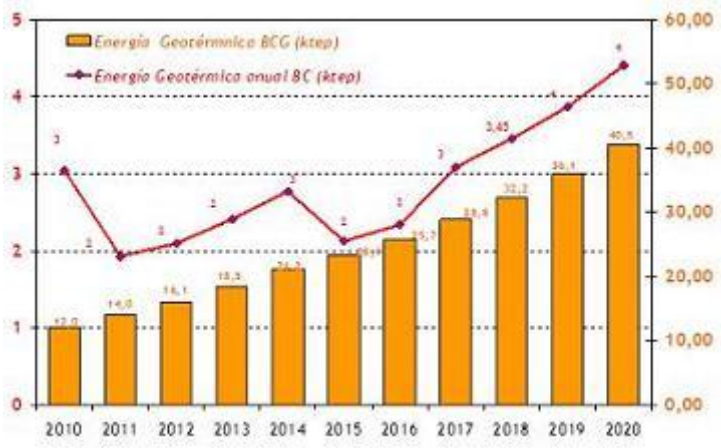
Figura 4.6.30. ***Contribución energía geotérmica anual acumulada (ktep)*** para el periodo 2010-2020

Fuente: elaboración propia

- *Energía renovable a partir de bombas de calor geotérmicas*

Existe un mercado emergente de aplicación de la geotermia somera o de muy baja temperatura para climatización y ACS mediante bomba de calor. En estos últimos años, se ha producido un incremento notable en instalaciones geotérmicas con bomba de calor con un crecimiento superior al 30%, por lo que las previsiones futuras son que se estabilice la tendencia actual y durante los primeros 5 años este sector evolucione con una tasa de crecimiento de aproximadamente el 15% y a partir del 2015, una vez consolidado el mercado, se mantenga en tasas del 10-12%. Se estima que la contribución de la energía geotérmica procedente de bomba de calor será de 40,5 ktep al año 2020.

Figura 4.6.31. ***Contribución energía geotérmica mediante bomba de calor geotérmica anual y acumulada (ktep)*** para el periodo 2010-2020



Fuente: elaboración propia

En general, se estima que la media de todas las aplicaciones térmicas de geotermia tendrá un crecimiento anual constante de potencia instalada del 12%, por lo que la contribución total de la geotermia será de 50 ktep para el año 2020, con un crecimiento medio anual de 3 ktep.

Figura 4.6.32. ***Contribución total y crecimiento anual de energía térmica geotérmica*** para el periodo 2010-2020

Fuente: elaboración propia

- *Otras energías del ambiente*

  Se ha estimado que la potencia actual de bombas de calor aerotérmicas, que cumplan con los requisitos que establezca la Directiva, será de forma aproximada la mitad del parque total de bombas instaladas y la previsión de evolución al año 2020 se ha considerado un incremento anual del 6% hasta el año 2013 y a partir de este año un incremento anual mayor motivado por la promoción de los sistemas de climatización a partir de fuentes de energías renovables junto con las medidas de eficiencia energética en edificios. Dentro de estas previsiones, quedan incluidas las aportaciones que se pudieran incorporar de proyectos de hidrotermia, aunque no se espera que esta cifra sea muy significativa.

Figura 4.6.33. ***Contribución total y crecimiento anual de energía aerotérmica*** para el periodo 2010-2020

Fuente: elaboración propia

Estos valores deben ser tomados como estimaciones, debido a lo que ya se indicó al final del apartado 4.6.1 de falta de definición de los parámetros que servirán para contabilizar la energía captada por bombas de calor que será considerada renovable. Cuando la Comisión Europea fije esos valores, como establece la Directiva de Energías Renovables, se revisarán los datos de la situación actual de partida, así como su evolución

4.7 SECTOR HIDROELÉCTRICO

4.7.1 DESCRIPCIÓN DEL SECTOR

La energía hidroeléctrica es aquella que se obtiene de aprovechar la energía potencial de una masa de agua situada en el cauce del río para convertirla primero en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. Por tanto, una central hidroeléctrica está constituida por el conjunto de instalaciones y equipos necesarios para transformar la energía potencial de un curso de agua en energía eléctrica disponible.

Existen dos tipologías básicas de aprovechamientos hidroeléctricos:

- "Centrales de agua fluyente": son los aprovechamientos que, mediante una obra de toma, captan una parte del caudal circulante por el río y lo conducen hacia la central para ser turbinado y posteriormente restituido al río. Este tipo de centrales se mueve en rangos de potencia bajos (normalmente inferiores a 5 MW) y tiene una cuota del 75% del mercado.

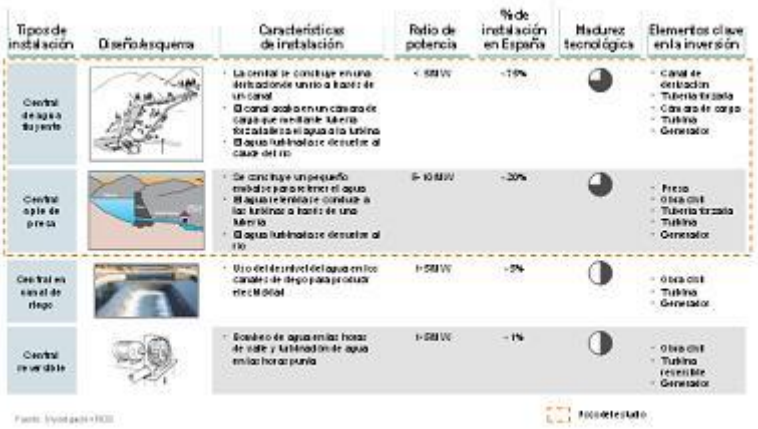
  En este tipo se incluirían también las "centrales en canal de riego", que utilizan el desnivel del agua en los canales de riego para producir electricidad. El rango de potencia de las centrales utilizadas es de entre 1 y 5 MW y pueden suponer el 5% del mercado en España.

- "Centrales de pie de presa": son los aprovechamientos que, mediante la construcción de una presa o utilización de una existente con posibilidades de almacenar las aportaciones del río, pueden regular los caudales a turbinar en el momento preciso. Estas centrales suelen tener unos niveles de potencia superiores a los 5 MW y suponen aproximadamente el 20% del mercado en España.

  Dentro de esta tipología, cabe destacar, por las perspectivas futuras que pueden tener, las "centrales de bombeo o reversibles": son plantas que, además de funcionar como una central convencional generando energía (modo turbinación), tienen la capacidad de elevar el agua a un embalse o depósito consumiendo energía eléctrica (modo bombeo). Se pueden clasificar en dos tipos: las de bombeo puro, en las que el embalse superior es un gran depósito cuya única aportación de agua es la que se bombea del embalse inferior y las de bombeo mixto, en las que el embalse superior tiene aportaciones naturales.

  En este caso, la Directiva 2009/28/CE de fomento del uso de energías procedentes de fuentes renovables, establece que la electricidad producida en unidades de acumulación por bombeo que utilizan agua que se ha bombeado aguas arriba no debe considerarse electricidad producida a partir de fuentes renovables.

Figura 4.7.1. Tipos de aprovechamientos hidroeléctricos y características



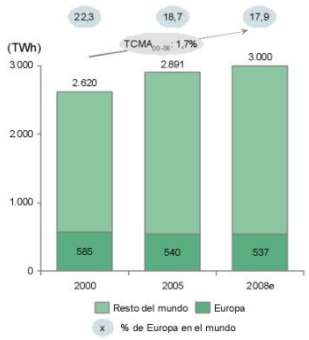
Fuente: IDAE-BCG

Hoy por hoy, la energía hidroeléctrica es uno de los recursos cuantitativamente más importante dentro de la estructura de las energías renovables y se caracteriza por ser una fuente energética limpia y autóctona. La producción mundial de esta energía alcanza anualmente los 3.000 TWh, lo que representa el 20% de la producción mundial de electricidad y en los países en desarrollo este porcentaje se eleva hasta el 33%, lo que la convierte en la renovable más utilizada en todo el mundo.

El potencial eléctrico de origen hidráulico aún sin aprovechar es enorme, ya que apenas se utiliza el 17% a escala mundial, cifra que se reduce al 8% en el Tercer Mundo (según datos de la UNESCO).

En la actualidad, Canadá, Estados Unidos y China son los mayores productores del mundo. Durante el primer tercio del presente siglo, la energía hidroeléctrica se mantendrá como una importante fuente de producción hidroeléctrica. A pesar de que la mayor parte de los recursos hidroeléctricos en los países de la OCDE ya están siendo explotados, las posibilidades de crecimiento se estiman en el **1,8% hasta el año 2030**. Los países en vías de desarrollo serán responsables de la mayor parte del crecimiento.

Figura 4.7.2. Evolución de la producción de energía hidráulica en el mundo



Fuente: IDAE-BCG

A nivel europeo, la energía hidroeléctrica, al igual que el resto de renovables, encuentra su marco de desarrollo en las políticas de promoción y fomento de la electricidad generada a partir de fuentes de energías renovables desarrolladas por los distintos países, y que persiguen un triple objetivo: reducir las emisiones de

dióxido de carbono a la atmósfera, reducir el consumo energético y aliviar la dependencia energética del exterior, especialmente en lo que se refiere a combustibles fósiles. Para alcanzar estos retos, la política energética se ha desarrollado alrededor de tres ejes: el incremento de la seguridad de suministro, la mejora de la competitividad económica y la garantía de un desarrollo sostenible económica, social y medioambientalmente.

España ocupa un papel destacado en el área hidroeléctrica a nivel europeo, situándose en tercer lugar respecto al resto de países de la Unión Europea en cuanto a potencia hidroeléctrica instalada con centrales menores de 10 MW y el cuarto lugar en cuanto a centrales de potencia mayor de 10 MW. El parque hidroeléctrico español supone el 10% del parque de la UE-25.

Tabla 4.7.1. Potencia total instalada en la UE a finales del 2008 en centrales menores de 10 MW

País	Potencia (MW)	Producción (GWh)
Italia	2.605,6	9.159,4
Francia	2.049,0	6.924,0
España	1.872,0	3.031,0
Alemania	1.403,0	7.002,0
Austria	1.179,0	4.816,1
Suecia	916,0	5.033,2
Rumanía	353,0	508,4
Portugal	335,0	520,0
Finlandia	316,8	1.616,0
República Checa	292,5	966,9
Polonia	247,0	895,6
Bulgaria	225,0	688,0
Reino Unido	173,0	576,9
Grecia	158,0	325,0
Eslovenia	155,0	457,0
Bélgica	103,0	386,5
Eslovaquia	90,0	166,0
Resto UE	145,0	473,5
Total	**12.618,5**	**43.545,5**

Fuente: EurObserv'ER 2009

Tabla 4.7.2. Potencia total instalada en la UE a finales del 2008 en centrales mayores de 10 MW

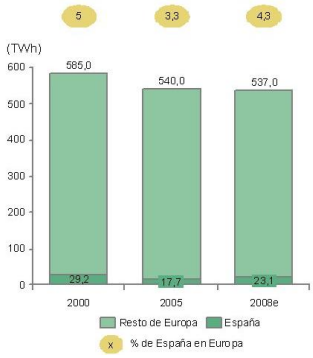
País	Potencia (MW)	Producción (GWh)
Italia	11.190	41.623
Francia	18.823	64.239
España	11.232	23.500
Alemania	2.104	20.942
Austria	7.040	37.946
Suecia	15.436	69.069
Rumanía	6.009	17.195
Portugal	3.634	6.798

Finlandia	2.786	17.112
República Checa	753	2.024
Polonia	672	2.152
Bulgaria	1.890	2.824
Reino Unido	1.456	5.168
Grecia	2.319	3.312
Eslovenia	873	4.018
Bélgica	52	410
Eslovaquia	1.542	4.039
Resto UE	1.871	4.981
Total:	89.682	327.352

Fuente: EUROSTAT

En la actualidad, la tendencia europea por lo que respecta al desarrollo de la capacidad de las centrales menores de 10 MW no es muy dinámica, debido a los obstáculos administrativos y medioambientales existentes. No obstante, el sector tiene un potencial real que puede generar una actividad económica constante y próspera.

Figura 4.7.3. Evolución de la producción de energía minihidráulica en España y en Europa



Fuente: IDAE-BCG

España cuenta con un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica, como resultado de una larga tradición histórica en el desarrollo de aprovechamientos hidroeléctricos, debido a la orografía del país y a la existencia de un gran número de presas, con una capacidad total de embalses de 55.000 hm^3, de los cuales el 40% de esa capacidad embalsable corresponde a embalses hidroeléctricos, que es una de las proporciones más altas de Europa y del mundo.

Aunque la evolución de la energía hidroeléctrica en España ha sido creciente, en los últimos años ha experimentado una importante disminución en la aportación de esta energía a la producción total de la electricidad, en favor de otras energías renovables. No obstante, todavía continúa siendo una de las renovables más productivas junto con la energía eólica, sobre todo por las grandes centrales hidroeléctricas, que representan el 90% de la potencia hidroeléctrica total instalada. En el año 2010, la contribución de la energía hidroeléctrica en la estructura de producción eléctrica nacional ha representado el 14,5%, muy superior a los años anteriores, como resultado de una hidraulicidad muy por encima de la media histórica de los últimos años.

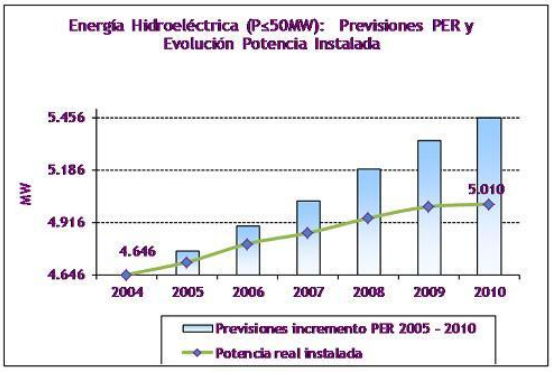
Tabla 4.7.3. Distribución de la potencia hidroeléctrica en España por tamaño de centrales

Tipo central	Potencia (MW)	% Potencia	Producción (GWh)	% Producción
Menor de 1 MW	242	1	831	3
Entre 1 y 10 MW	1.603	9	4.973	14
Mayor de 10 MW	16.842	90	28.813	83
de la cual por bombeo	2.546		3.640	
Total	***18.687***	***100***	***34.617***	***100***

Fuente: PANER 2011-2020

Dentro del período del Plan de Energías Renovables 2005-2010, a finales de 2010 se han instalado 365 nuevos MW en el sector hidroeléctrico, de los cuales 173 MW corresponden al área de centrales de potencia menor de 10 MW y 192 MW al grupo de centrales de potencia comprendida entre 10 y 50 MW. El grado de cumplimiento en esta área ha sido de casi el 50% frente a los objetivos previstos al 2010.

Figura 4.7.4. Evolución de la potencia hidroeléctrica instalada menor de 50 MW en el marco del PER 2005-2010



Fuente: elaboración propia

A finales de 2010, la potencia acumulada total en España en el área hidroeléctrica de potencia inferior a 50 MW fue de 5.010 MW, distribuida en 1.915 MW para el grupo de centrales menores de 10 MW y 3.095 MW para el área hidráulica de potencia entre 10 y 50 MW.

Cataluña, Galicia y Castilla y León son las comunidades autónomas que cuentan con la mayor potencia instalada en el sector hidroeléctrico de potencia inferior a 50 MW, por ser los territorios que cuentan con mayores recursos hidroeléctricos dentro de España.

4.7.2 PERSPECTIVAS DE EVALUACIÓN TECNOLÓGICA

Los avances tecnológicos en el equipamiento de una central hidroeléctrica, por tratarse de una tecnología madura y consolidada, van dirigidos a obtener la máxima eficiencia, mejora de rendimientos y reducción de costes, sin olvidar la protección medioambiental en cuanto a evitar cualquier tipo de fugas de aceite o grasas al medio acuático.

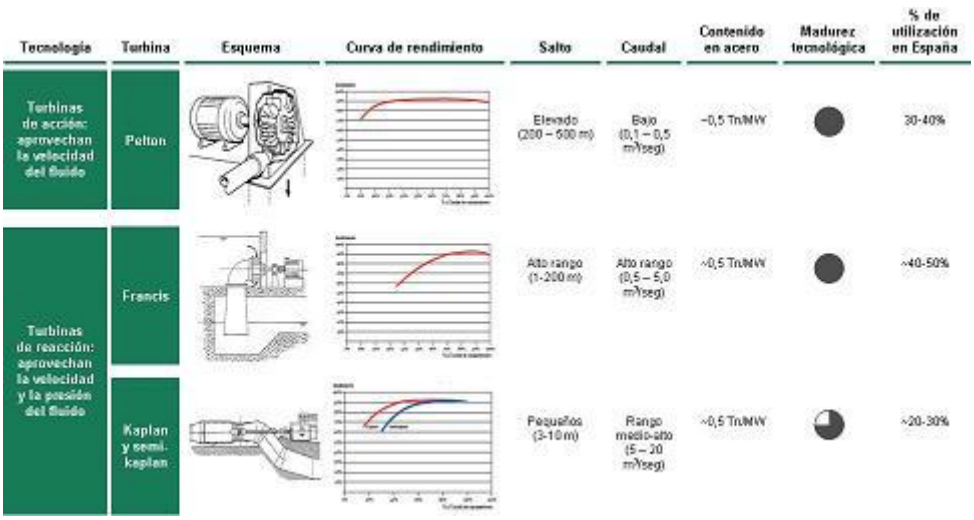
La turbina hidráulica es el elemento clave de un aprovechamiento hidroeléctrico. Aprovecha la energía cinética y potencial que contiene el agua, transformándola en un movimiento de rotación, que transferido mediante un eje al generador produce energía eléctrica. Las tres tipologías básicas de turbinas son las siguientes:

- Turbina Pelton: se emplea en saltos elevados que tienen poco caudal. Está formada por un rodete móvil con álabes de doble cuenco. Su funcionamiento consiste en el chorro de agua entra en la turbina dirigido y regulado por uno o varios inyectores, incidiendo en los álabes y provocando el movimiento de giro de la turbina. Estos equipos tienen una alta disponibilidad, bajo coste de mantenimiento y su rendimiento es muy alto, superior al 90% en condiciones de diseño, con una curva muy aplanada.

- Turbina Francis: es la más implantada ya que se adapta muy bien a todo tipo de saltos y caudales, siendo su rango de utilización muy grande. Su rendimiento también es superior al 90% en condiciones óptimas de funcionamiento, si bien la variación de caudales y saltos que permite está más limitado.

- Turbinas Helice, Semikaplan y Kaplan: estos tipos se utilizan en general en saltos pequeños con caudales variables y/o grandes. Las de hélice se componen básicamente de una cámara de entrada abierta o cerrada, un distribuidor fijo, un rodete con 4 o 5 palas fijas en forma de hélice de barco y un tubo de aspiración. Las Semikaplan y Kaplan son variantes de la hélice con diferentes grados de regulación: ambas poseen el rodete con palas ajustables y en el caso de la Kaplan además el distribuidor es regulable, lo que le da un mayor rango de funcionamiento con mejores rendimientos, a cambio de una mayor complejidad y un coste más elevado.

Figura 4.7.5. Tipología de turbinas y principales características técnicas



Fuente: IDAE-BCG

En general, sus nuevos desarrollos se basan en adaptar las mejoras de los grupos turbogeneradores de la gran hidráulica para los equipos minihidráulicos. A continuación se listan algunas tendencias en la ejecución de proyectos de generación:

- Utilización de nuevos materiales, como polímeros reforzados de alta tecnología, en los cojinetes de turbinas: los cojinetes de bronce han sido la solución tradicional en las turbinas hidráulicas, pero requieren lubricación para vencer las fricciones de trabajo. Durante su funcionamiento, los lubricantes pueden pasar al agua, provocando graves daños en los ecosistemas fluviales. Las nuevas demandas medioambientales imponen que deban instalarse cojinetes sin engrases (autolubricados), que no sean perjudiciales para la vida acuática. Asimismo, como material polímero, la elasticidad es significativa, no es tan rígido, y tiene un coeficiente de fricción dinámico muy bajo.

- Empleo de métodos numéricos de cálculo de flujo tridimensional, que permitirá la mejora del rendimiento de las turbinas.

- Nuevos tipos de álabes, para la mejora de eficiencias y poder aumentar el rango de operación.

- Refrigeración de generadores con agua e hidrógeno, para la mejora de la eficiencia.

- Frenado electromagnético, que elimina daños y recalentamientos al disminuir el tiempo de frenado, evitando costosas reparaciones e indisponibilidades.

- Rotores autoventilados, para reducir pérdidas por fricción, aumentan eficiencia, pero costos elevados.

- Generadores con bobinas de cable aislado, para la mejora de la eficiencia y reducción de costos.

- Equipos de control para monitoreos de eficiencia y cavitación, para la mejora del mantenimiento durante la operación.

Las tipologías Pelton y Francis tienen un grado de madurez tecnológico pleno, en cambio las tipologías de hélice (Kaplan o Semikaplan) aunque su madurez es alta, su evolución tecnológica pasa por poder aprovechar ubicaciones de muy bajo salto, por debajo de los 2,5-3 m, que hasta la fecha no se han desarrollado porque, aunque técnicamente realizables, los costes de inversión hacían inviable la instalación, ya que las turbinas convencionales necesitan una infraestructura enorme de obra civil aguas arriba y aguas abajo de la misma para minimizar las pérdidas de carga y las pérdidas de producción.

No obstante, en los últimos años, se han desarrollado nuevas patentes de grupos turbogeneradores para centrales hidroeléctricas de muy bajo salto. Estos nuevos diseños están basados en grupos compactos de simple regulación, totalmente sumergibles y de baja velocidad de paso, lo que hace que sus afecciones medioambientales sean mínimas y que requieran una infraestructura mínima en obra civil, lo que puede hacer viables económicamente el aprovechamiento energético de estos pequeños saltos.

Asimismo, se están desarrollando microturbinas hidráulicas con potencias inferiores a los 10 kW, pensando en aprovechar la fuerza cinética de los ríos y generar electricidad en zonas aisladas. La turbina produce electricidad directamente en corriente alterna y no necesita caídas de aguas, infraestructuras adicionales ni elevados costes de mantenimiento, lo que las convierte en una óptima solución en sistemas aislados.

En las obras civiles, su desarrollo tecnológico se basa en evitar en lo posible los daños medioambientales; en este sentido, la tendencia es el uso de nuevos materiales y sistemas de construcción y, sobre todo, el empleo de elementos prefabricados.

En la actualidad, el desarrollo tecnológico y la mayor demanda por modernos requerimientos funcionales y operacionales en el sector de la energía actual, ha obligado a los fabricantes de equipos a convertirse no solo en fabricantes sino en desarrolladores e integradores de sistemas para proyectos hidroeléctricos.

La ingeniería eléctrica de potencia considera los servicios necesarios para implementar recursos hidroeléctricos dentro de un sistema de energía, cumpliendo con los requerimientos y normas para la interconexión respecto de estabilidad y fiabilidad del sistema, así como también de disponibilidad del recurso hidráulico cuando está conectado al sistema de energía.

El aumento de la potencia de generación renovable no gestionable, principalmente eólica y solar fotovoltaica, requiere aumentar la capacidad de almacenamiento energético en España para cubrir las horas de baja producción y en este sentido la energía hidráulica de bombeo puede ser una solución que supla en parte la necesidad de almacenamiento energético bombeando con los excedentes de producción y turbinando en los momentos de pico de demanda eléctrica.

4.7.3 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL

España tiene un elevado potencial hidroeléctrico, gran parte del cual ha sido ya desarrollado a lo largo de más de un siglo, dando como resultado un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica altamente eficiente.

La última evaluación de los recursos hidráulicos nacionales fue realizada en el año 1980 en un estudio sobre el aprovechamiento del potencial hidroeléctrico con centrales de pequeña potencia. La metodología utilizada consistía en determinar el *potencial bruto* o energía que sería capaz de generar el agua en su descenso por los ríos, al que se le descontaba la energía perdida por escorrentías, rendimientos hidráulicos, mecánicos, caudales ecológicos, etc., obteniendo el potencial técnicamente desarrollable y a partir de este el potencial de futura utilización, una vez descontado el potencial desarrollado hasta esas fechas.

El siguiente cuadro recoge los valores obtenidos del estudio y la distribución geográfica del potencial hidroeléctrico, clasificado por las antiguas cuencas hidrográficas:

Tabla 4.7.4. Distribución del potencial hidroeléctrico en España por cuencas

POTENCIAL HIDROELÉCTRICO EN ESPAÑA (GWh/año)						
		POTENCIAL DE FUTURA UTILIZACIÓN			TOTAL POTENCIAL	
CUENCA	POTENCIAL ACTUALMENTE DESARROLLADO	APROVECHAMIENTOS MEDIANOS Y GRANDES	APROVECHAMIENTOS PEQUEÑOS	TOTAL	TECNICAMENTE DESARROLLABLE	POTENCIAL FLUVIAL BRUTO
Norte	10.600	9.300	2.700	12.000	22.600	34.280
Duero	6.700	4.200	600	4.800	11.500	29.400
Tajo	3.900	4.200	600	4.800	8.700	16.540
Guadiana	300	300	---	300	600	3.830
Guadalquivir	400	500	300	800	1.200	10.410
Sur de España	200	100	300	400	600	2.740
Segura	100	600	100	700	800	2.090
Júcar	1.200	1.000	400	1.400	2.600	7.490
Ebro	7.600	7.000	1.400	8.400	16.000	40.060
Pirineo Oriental	600	100	300	400	1.000	3.520
Total Cuencas	**31.600**	**27.300**	**6.700**	**34.000**	**65.600**	**150.360**

Fuente: INTECSA-IDAE (1980)

Del cuadro anterior se extraía que el potencial de futura utilización con pequeñas centrales (en los años 80, se consideraban las centrales menores de 5.000 kW) era de 6.700 GWh y con aprovechamientos medianos y grandes era de 27.300 GWh/año.

Desde esa fecha hasta la actualidad se han desarrollado parte de esos recursos, concretamente los proyectos de centrales hidroeléctricos puestos en marcha han supuesto un potencial de 2.200 GWh, por lo que teóricamente el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar sería de 4.500 GWh.

No obstante, calcular los volúmenes de energía hidroeléctrica que estarán disponibles en el futuro es una tarea cada vez más compleja, ya que gran parte de los antiguos métodos utilizados con este fin resultan hoy inviables por temas medioambientales y por otros factores no considerados en esos momentos como los efectos del cambio climático.

Un informe elaborado por IEEE Spectrum, medio especializado que pertenece al Institute of Electrical and Electronics Engineers (USA), que recoge el trabajo de ingenieros y expertos en todo el planeta, esboza un posible panorama sobre la realidad del sector hidroeléctrico dentro de 40 años.

En el siguiente mapa se plasma el resultado de esta investigación, titulada *Cambios previstos en la producción hidroeléctrica al 2050*, donde se muestran las áreas críticas y los sectores con mayor potencial en cuanto a generación hidroeléctrica en todo el mundo.

Figura 4.7.6. Cambios previstos en la producción de energía hidroeléctrica al 2050

Fuente: Norwegian University of Science and Technology

Entre las principales conclusiones destaca que las zonas de latitudes medias en general experimentarán reducciones en el caudal de los ríos y, por consiguiente, en

la producción de energía hidroeléctrica en el horizonte del año 2050, mientras que otras áreas, como el norte de Europa, África Oriental y el Sudeste Asiático, registrarán alzas en los caudales fluviales.

En el caso de España, el clima es enormemente variado debido a su compleja topografía y situación geográfica. Durante el siglo XX, las temperaturas en España han aumentado de forma general y en magnitud superior a la media global. Las precipitaciones durante este período han tendido a la baja, sobre todo, en la parte meridional y Canarias, aunque con una alta variabilidad.

Todos los estudios y análisis científicos relativos a los impactos del cambio climático en España apuntan a una disminución general de los recursos hídricos, que afectará a la producción de energía hidroeléctrica. Las principales conclusiones obtenidas de la "Evaluación preliminar de los Impactos en España por Efectos del Cambio Climático" (realizado por la Oficina del Cambio Climático del MARM, 2005) sobre los recursos hídricos son:

- El cambio climático, con aumento de la temperatura y, en España, una disminución de la precipitación, causará una disminución de aportaciones hídricas.

- La sensibilidad de los recursos hídricos al aumento de la temperatura y disminución de precipitación es muy alta, sobre todo en las zonas con temperaturas medias altas y con precipitaciones bajas (las zonas más críticas son las semiáridas).

- Los recursos hídricos sufrirán en España disminuciones importantes como consecuencia del cambio climático. Para el horizonte de 2030, simulaciones con aumentos de temperatura de 1 ºC y disminuciones medias de precipitación de un 5% ocasionarían disminuciones medias de aportaciones hídricas en régimen natural de entre un 5 y un 14%.

- Junto la disminución de los recursos se prevé un aumento de la variabilidad interanual de los mismos. El impacto se manifestará más severamente en las cuencas del Guadiana, Canarias, Segura, Júcar, Guadalquivir, Sur y Baleares.

Esta futura disminución de las aportaciones hidrológicas de los ríos afectará a la producción hidroeléctrica, sobre todo a la de tipo fluyente sin capacidad de regulación, y se traducirá en una disminución en las horas equivalentes de funcionamiento.

Por lo que *las iniciativas futuras a desarrollar deberán tener en cuenta estos factores a la hora de dimensionar los nuevos proyectos en cuanto a la definición de los caudales de equipamiento y cambiar la filosofía de utilizar series hidrológicas muy largas en el pasado, si se observa que la tendencia en las aportaciones hidrológicas de los ríos es decreciente en las últimas décadas, teniendo en cuenta en todo momento la compatibilidad con la planificación hidrológica vigente y con la preservación de los valores ambientales*.

A continuación, se describen los dos tipos de escenarios (actual y óptimo) utilizados para el análisis del potencial hidroeléctrico desarrollable al año 2020, con las siguientes hipótesis y actuaciones posibles futuras:

Tabla 4.7.5. Escenarios de desarrollo hidroeléctrico al 2020

	Hipótesis	Actuaciones
Escenario actual	**Sin mejorar el procedimiento de tramitación concesional** (sigue vigente): plazo promedio de resolución más de 5 años **Negativa al desarrollo del potencial de tipo fluyente en el cauce de los ríos** **Eliminación de minicentrales en desuso**	**Ampliación de la capacidad de bombeo de las centrales existentes** (no nuevas) por requerimientos del sistema **Desarrollo del potencial hidroeléctrico "solo" en infraestructuras existentes** (CCHH pie de presa/canal de riego) y repotenciación de centrales existentes
Escenario óptimo	Que exista **nueva reglamentación de procedimiento de tramitación concesional**, armonizado con la regulación vigente en materia de energías renovables (Objetivo UE 20-20-20) **Establecimiento de "ventanilla única" para las solicitudes**, de forma que el plazo de resolución máximo fuera de un (1) año	**Máximo desarrollo centrales de bombeo puro** para permitir la mayor penetración de la renovable no gestionable (ampliaciones y nuevas) **Desarrollo del potencial hidroeléctrico de tipo sostenible**: infraestructuras existentes del estado, turbinación caudales ecológicos o ambientales, rehabilitación de centrales abandonadas y nuevas centrales fluyentes de mínimas afecciones medioambientales **Ampliación y repotenciación de centrales existentes.**

Fuente: elaboración propia

Los objetivos del potencial hidroeléctrico a desarrollar para el **escenario óptimo**, teniendo en cuenta las hipótesis y actuaciones antes consideradas serían los siguientes:

Tabla 4.7.6. Potencial a desarrollar en escenario óptimo

	Potencia desarrollada (MW)	Incremento potencia (MW)	Previsión potencia 2020 (MW)
Hidráulica > 50 MW (R.O.)	10.900	1.000	11.900
Bombeo puro	2.700	6.150	8.850
Hidráulica (10-50 MW) (R.O.+R.E.)	3.100	500	3.600
Minihidráulica (<10 MW) (R.E.+ R.O.)	1.900	700	2.600

Total	**18.600**	**8.350**	**26.950**

Fuente: elaboración propia

Los objetivos del potencial hidroeléctrico a desarrollar para el **escenario actual**, teniendo en cuenta, las hipótesis y actuaciones antes consideradas serían los siguientes:

Tabla 4.7 - 7: Potencial a desarrollar en escenario actual

	Potencia desarrollada (MW)	Incremento potencia (MW)	Previsión potencia 2020 (MW)
HIDRÁULICA > 50 MW (R.O.)	10.900	500	10.900
BOMBEO PURO	2.700	3.500	5.700
Hidráulica(10-50MW) (R.O.+R.E.)	3.100	300	3.300
Minihidráulica (<10MW) (R.E.+R.O.)	1.900	300	2.200
TOTAL:	**18.600**	**4.600**	**22.100**

Fuente: Elaboración propia

En resumen, en cualquiera de los dos escenarios estudiados se puede concluir que queda todavía potencial hidroeléctrico con posibilidades de ser desarrollado, bajo criterios de sostenibilidad, cifrado en más de 1 GW, sin tener en cuenta el potencial de bombeo.

4.7.4 ANÁLISIS DE COSTES

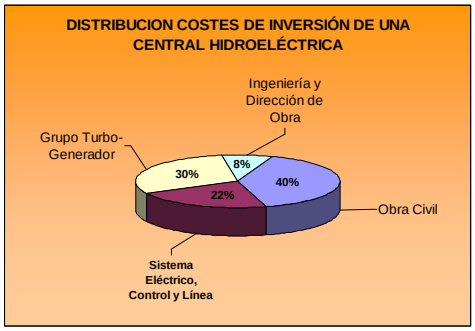
El coste de inversión e implantación de una central hidroeléctrica depende de diversos factores como la orografía del terreno, el tipo de instalación, el tamaño y el punto de conexión. Además, hay que tener en cuenta las distintas partes del proceso y los costes que implica cada una: primero está la fase de proyecto, después la fase de ejecución y, por último, la fase de funcionamiento.

En la primera fase se elaboran los proyectos de obra civil, mecánico y eléctrico de la central hidroeléctrica, donde se define el volumen de obra, el equipamiento, la potencia a instalar y la producción eléctrica.

En la siguiente fase de ejecución del proyecto se distinguen tres aspectos que influyen decisivamente en el coste: obra civil, grupo/s turbogenerador, sistema eléctrico y control y línea de conexión. Los porcentajes correspondientes a cada partida varían según el tipo de actuación, ya sea rehabilitación o nueva construcción, y según el tipo de central, fluyente, pie de presa o canal de riego o abastecimiento.

A continuación, se muestra de modo genérico la distribución porcentual de la inversión en una central hidroeléctrica:

Figura 4.7.6. Distribución porcentual de la inversión en una central hidroeléctrica



Fuente: elaboración propia

Los porcentajes correspondientes a cada partida pueden variar dependiendo de las características de la central. Por ejemplo, en una rehabilitación de una central existente, el porcentaje correspondiente a obra civil disminuye dependiendo de la infraestructura aprovechable, mientras que en una central de nueva construcción de tipo fluyente, la parte correspondiente de obra civil será mayor, debido a la necesidad de ejecutar todas las instalaciones nuevas, incluyendo el azud o presa.

En los últimos tiempos, la evolución del coste de inversión de una central no ha decrecido debido a dos motivos fundamentales: uno, a que para poder desarrollar el potencial hidroeléctrico disponible, de una manera sostenible, ha sido necesario realizar mayores inversiones en los aspectos medioambientales y sociales y, otro, la elevación de las materias primas por la gran demanda de los países de economías emergentes.

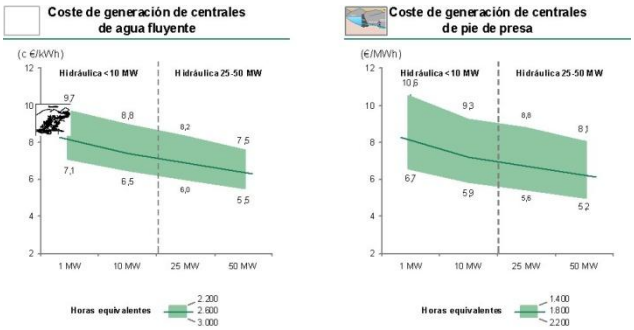
En principio, las expectativas futuras de reducción de los costes de producción del sector hidroeléctrico son limitadas por distintos motivos, por un lado, el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar requerirá mayores inversiones al haberse desarrollado ya gran parte del potencial existente en los mejores emplazamientos y, por otro, el coste de los bienes de equipo están ya muy optimizados, al tratarse de equipos difícilmente estandarizables (excluyendo la microhidráulica) y ser relativamente pequeño el número de unidades producidas.

- ***Costes normalizados de energía***

Aunque existen diversas tipologías de instalaciones de energía hidroeléctrica, el análisis de costes realizado se centra en las centrales de agua fluyente y de pie de presa que suponen más del 90% del total de las instalaciones existentes en España.

En el siguiente gráfico se observa el coste normalizado de energía actual en función de la tipología de la instalación, tamaño y horas de funcionamiento para una actuación de nueva construcción:

Figura 4.7.8. Coste normalizado de energía actual en función tipo central, tamaño y horas de funcionamiento



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

El coste normalizado de energía varía entre 6-8 c€$_{2010}$/kWh siendo muy similares para centrales de agua fluyente y centrales a pie de presa. A continuación se resumen los costes normalizados actuales para los dos tipos de centrales estudiados, teniendo en cuenta si se trata de la ejecución de una nueva instalación o la rehabilitación de una existente:

Tabla 4.7.8. Coste normalizado de energía para diferentes tipos de plantas

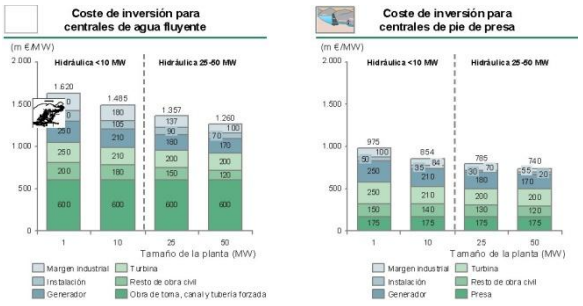
Coste normalizado de energía 2010 (c€/kWh)	Centrales de agua fluyente	Centrales pie de presa
< 10MW (nueva)	7-8	7-8
25 MW (nueva)	6-7	6-7
<10 MW (Rehabilitación)	5,5-7,5	5,5-7,5
<10MW (aprovechamiento de presa)	n.a	5-7

Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Las principales hipótesis de costes y parámetros de funcionamiento que definen las centrales tipo en el área hidroeléctrica son las siguientes:

- El coste de inversión de una central hidroeléctrica de nueva construcción varía entre 1,3 y 1,6 M€$_{2010}$/MW para una instalación de tipo fluyente y entre 0,7 y 1,0 M€$_{2010}$/MW para una instalación de tipo pie de presa.

Figura 4.7.9. Componentes principales del coste de la inversión

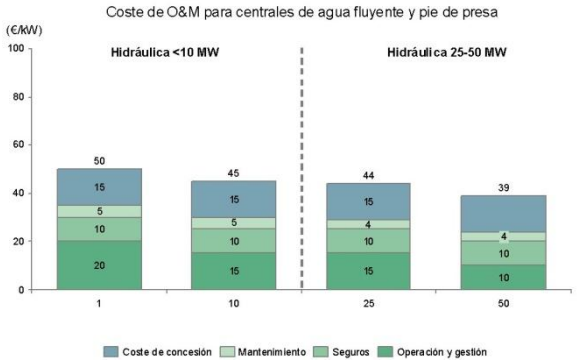


Fuente:BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Cuando se trata de rehabilitación de centrales, el coste de inversión oscila entre 0,9-1,1 M€$_{2010}$/MW para las de tipo fluyente y entre 0,6-0,9 M€$_{2010}$/MW para las de tipo pie de presa. La inversión es inferior por el menor gasto en la obra civil que suele tener un coste un 75% inferior a la construcción de una nueva obra de toma, canal o azud.

- El rango medio del coste de operación y mantenimiento es de 40-50 €$_{2010}$/kW. Los principales componentes del coste de operación y mantenimiento son el coste de la concesión, el mantenimiento, los seguros y la operación y gestión de la planta.

Figura 4.7.10. Componentes principales del coste de operación y mantenimiento



Fuente:BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

- El promedio de horas de funcionamiento de una central de agua fluyente se estima en 2.600 horas y para una central de pie de presa se estima en 1.800 horas.

Los costes de la energía hidroeléctrica son difícilmente estandarizables pues dependen de muchos factores y son muy variables de una instalación a otra. En la actualidad, los costes actuales de las inversiones se encuentran en la parte alta de los rangos indicados e incluso en algunos casos pueden llegar a superar los valores máximos estimados.

- ***Evolución esperada de los costes normalizados de energía***

Por tratarse de una tecnología con un alto grado de madurez tecnológica, se espera una reducción muy limitada del coste normalizado de energía entre el 1 y 7% en el período 2010-2030.

En el caso de la hidráulica fluyente de nueva construcción se espera que el coste normalizado de energía se sitúe en 7 c€/kWh en 2030 respecto a los 7,4 c€/kWh en 2010. Para las rehabilitaciones, se estima que el coste normalizado de energía varíe de 5,5 c€/kWh en 2010 a los 5,3 c€/kWh.

En el caso de centrales de pie de presa de nueva construcción, se espera que el coste normalizado de energía se sitúe en 6,9 c€/kWh en 2030 respecto a los 7,2 c€/kWh en 2010. En el caso de rehabilitación, se espera que el coste se sitúe en 6,5 c€/kWh en 2030 respecto a los 6,8 c€/kWh en 2010.

Tabla 4.7.9. Evolución coste normalizado de energía para centrales de nueva construcción

Tipo de instalación de nueva construcción	Coste medio de la producción (c€$_{2010}$/kWh)		
	2010	2020	2030
Fluyente	~7,4	~7,2	~7,2
Pie de presa	~7,2	~7,0	~6,9

Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Tabla 4.7.10. Evolución coste normalizado de energía para centrales en rehabilitación

Tipo de instalación de rehabilitación	Coste medio de la producción (c€$_{2010}$/kWh)		
	2010	2020	2030
Fluyente	~5,5	~5,4	~5,3
Pie de presa	~6,8	~6,6	~6,5

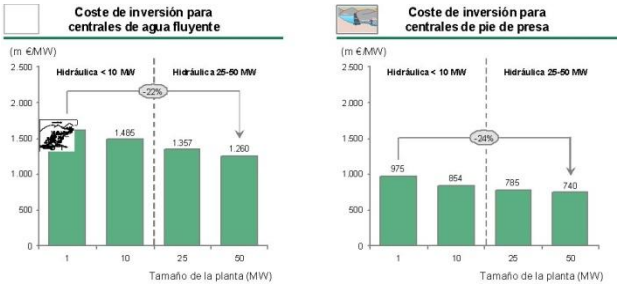
Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Las principales palancas para la reducción de costes en el sector hidroeléctrico serían:

- El aumento del número de proyectos de rehabilitación y de nueva construcción, junto con el tamaño de los mismos; por el efecto escala, conlleva la consiguiente reducción del coste de inversión.

  En los siguientes gráficos se puede ver cómo el coste de inversión en centrales hidroeléctricas decrece con el tamaño de la planta.

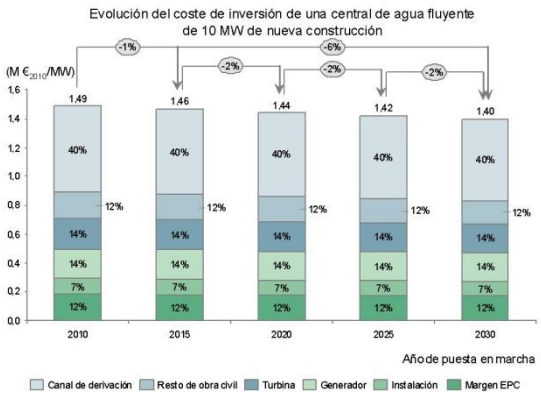
  Figura 4.7.10. Evolución del coste de inversión en función del tamaño de la planta



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

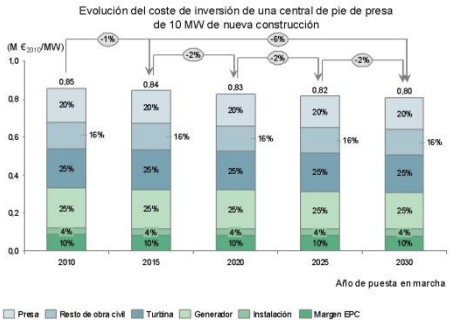
- La reducción del coste de inversión en la construcción de las instalaciones de obra civil y los equipos será función de los avances tecnológicos, la estandarización de componentes, la mejora de ingeniería y diseño de plantas, la escala de las plantas de producción el uso de equipos de países de bajo coste y por la reducción de márgenes al desarrollarse proyectos en Europa del Este y China.

Figura 4.7.12. Evolución del coste de inversión de una central fluyente < 10 MW



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

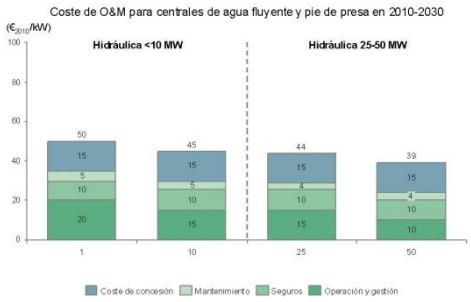
Figura 4.7.13. Evolución del coste de inversión de una central de pie de presa < 10 MW



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

- La mejora de la operación y mantenimiento y de la eficiencia, por los avances tecnológicos y el efecto aprendizaje en la gestión de las plantas. No obstante, se espera que el coste de operación y mantenimiento permanezca estable en el período 2010-2030, como se puede observar en el siguiente gráfico:

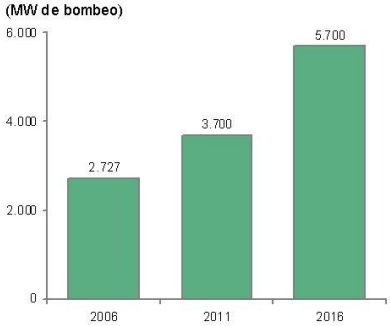
Figura 4.7.14. Evolución del coste de operación y mantenimiento de CH



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

- Nuevos conceptos tecnológicos y desarrollo de plantas alternativas: las centrales hidroeléctricas con bombeo podrían ser parte de la solución a la necesidad de almacenamiento energético del sistema eléctrico español, debido al gran aumento de generación renovable no gestionable, principalmente eólica y solar. La energía hidráulica reversible puede bombear con los excedentes de producción renovable y turbinar en los momentos de pico de demanda. En este sentido, el PANER 2011-2020 prevé un incremento de más de 3.000 MW de nuevos bombeos para el año 2016.

Figura 4.7.15. Evolución prevista de potencia instalada en centrales de bombeo



Fuente: BCG-"Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables

4.7.5 BARRERAS AL DESARROLLO DEL SECTOR

Para el desarrollo de nuevo potencial hidroeléctrico, las principales barreras detectadas son de recurso hidráulico y de tipo administrativo-medioambiental.

Barreras de recurso hidráulico

- La falta de conocimiento en detalle del potencial de recurso hidráulico por emplazamientos, dificulta o ralentiza la realización de proyectos.

  Existen, todavía muchos emplazamientos en infraestructuras existentes (por ejemplo, en el Convenio entre el MARM y el IDAE de diciembre de 2007 se identificaron 41 presas de titularidad estatal) o en zonas de mínima afección medioambiental, que pueden ser susceptibles de aprovechar hidroeléctricamente, de forma compatible con otros usos y desarrollables con criterios de sostenibilidad.

- Disminución de los recursos hídricos, por efecto del cambio climático, que afectará a la producción hidroeléctrica.

  Como ya se ha comentado en el apartado de evaluación del potencial, esta futura disminución de las aportaciones hidrológicas afectará sobre todo a las centrales hidroeléctricas de tipo fluyente, que no tienen capacidad de regulación y se traducirá en una disminución en las horas equivalentes de funcionamiento.

Barreras administrativas

- Largas demoras para la obtención de las concesiones necesarias para el uso del agua, debido, entre otros motivos, a la dificultad para obtener la autorización medioambiental previa necesaria.

  Para el otorgamiento de la concesión de aguas para uso hidroeléctrico es condición necesaria que el proyecto haya obtenido la Declaración de Impacto Ambiental favorable por parte del Organismo ambiental.

  Fundamentalmente, dentro del proceso de tramitación concesional, largo y complicado, la mayor dificultad se encuentra en la obtención de la Declaración de Impacto Ambiental por parte del Organismo ambiental competente, ya que se vienen produciendo demoras de casi 2 años, lo que hace que el proceso global pueda llegar a durar hasta 10 años, desanimando a los inversores potenciales que preferirán otros proyectos más atractivos. También son comunes las dificultades en lograr conexiones a la red asequibles y no existen procedimientos rápidos para proyectos más pequeños.

- Oposición al otorgamiento de nuevas concesiones de agua de tipo fluyente por parte de determinados Organismos de Cuenca.

  Actualmente, la interpretación de la Directiva Marco del Agua (DMA) está provocando sensibilidades en algún Organismo de Cuenca contrarias a la explotación de aprovechamientos hidroeléctricos existentes y al futuro desarrollo de los mismos.

  El objetivo de esta Directiva es establecer un marco para la protección de las aguas continentales, costeras y subterráneas, que promueve un uso sostenible del agua, contribuye a paliar los efectos de inundaciones y sequías, mejora el medio acuático reduciendo vertidos y emisiones y previene todo deterioro adicional, mejorando el estado de los ecosistemas acuáticos y terrestres.

  En este sentido,, la implantación de la DMA puede impedir el desarrollo del potencial fluyente disponible en cauce de ríos y la eliminación de minicentrales en desuso.

  Por otro lado, el establecimiento de los caudales de mantenimiento que se fijen en los instrumentos de planificación hidrológica puede afectar, en mayor o menor medida, a nuevos proyectos y a centrales en funcionamiento si los valores fijados son muy altos.

- Dificultades para la renovación del período de concesión de aguas en las centrales hidroeléctricas existentes.

  La no renovación de las concesiones puede derivar en abandono y sub-inversión de las plantas existentes durante los últimos años de explotación de las mismas.

- Procedimiento de tramitación concesional complejo, incluso para proyectos pequeños.

- Dificultades para la obtención de las autorizaciones necesarias de los Organismos regionales y locales.

- Dificultades en lograr conexiones a red asequibles.

4.7.6 ACTUACIONES PROPUESTAS

Como resultado de muchos años de experiencia, la energía hidroeléctrica es una tecnología renovable de alta eficiencia. España cuenta todavía con potencial hidroeléctrico aún sin explotar, cuyo desarrollo y aportación futura debe ser importante por sus indudables características como energía renovable, limpia y exenta de emisiones y, sobre todo, por tratarse de una energía de calidad, ya que contribuye a la seguridad y calidad del sistema eléctrico, como energía regulada rápidamente disponible para el seguimiento de variaciones de la demanda y de la oferta, flexibilidad para control de frecuencia y tensión de la red, etc.

Figura 4.7.16. Contribución a la regulación del sistema eléctrico de las diferentes tecnologías energéticas

Fuente: BCG – "Estudio de evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables"

Sus perspectivas futuras de desarrollo pasan por el cumplimiento de los criterios de sostenibilidad que demandan nuestros tiempos, es decir, los sectores implicados (agua y energía) deberán planificar, construir y gestionar teniendo en cuenta una mayor preocupación por los aspectos medioambientales, sociales y económicos.

A continuación se indican una serie de propuestas que sería necesario poner en marcha para facilitar un mayor ritmo de implantación de nuevas instalaciones, de forma que se incrementase los aprovechamientos hidroeléctricos de los recursos de forma compatible con la preservación de los valores ambientales y acordes con la planificación hidrológica y energética en el territorio nacional:

<u>Propuestas horizontales para las EERR eléctricas</u>

Propuestas económicas

- Marco retributivo para la generación eléctrica renovable incorporada a red (HEL-015).

Se propone establecer un marco retributivo para la energía procedente de fuetnes renovables basado en el establecimiento de un suelo y techo retributivo, los cuales garantizan una rentabilidad razonable a los promotores.

Propuestas normativas

- Simplificación de los trámites administrativos de instalaciones renovables eléctricas (HEL-011).

  Se propone la simplificación de los procedimientos de autorización para aquellas instalaciones renovables eléctricas en la que la AGE sea competente, y para las instalaciones donde la AGE no sea competente, se propone la elaboración por parte del MITyC de un catálogo de procedimientos y trámites a seguir para la implantación de estas instalaciones, de acuerdo con las directrices del artículo 84 de la Ley de Economía Sostenible.

- Tratamiento regulatorio específico para la conexión a red y autorización de las instalaciones renovables de pequeña potencia (HEL-005).

  Se propone desarrollar una nueva reglamentación para la conexión a la red de media y baja tensión de instalaciones renovables de generación de energía eléctrica de baja potencia, hasta 100 kW, fijando condiciones especiales técnicas y de tramitación para instalaciones de menos de 10 kW asociadas a puntos de consumo. Esta medida se encuentra en elaboración y existe una Propuesta de Real Decreto.

- Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) a las tecnologías de energías renovables (HEL-017).

  Se propone la modificación del REBT, mediante la creación de las Instrucciones Técnicas necesarias para cada tecnología de EERR que permitan regular las características técnicas que deben cumplir las instalaciones de pequeña potencia que se conecten en baja tensión.

- Establecimiento de un mecanismo de balance neto para instalaciones eléctricas renovables destinadas a autoconsumo (HEL-006).

  Se propone establecer un sistema de compensación de saldos de energía, denominado “balance neto”, que permita a un consumidor que autoproduce parte de su consumo eléctrico, compatibilizando su curva de producción con su curva de demanda, mediante la cesión de excedentes puntuales al sistema y su posterior recuperación.

- Fomento de Empresas de Servicios Energéticos (ESE o ESCOS por sus siglas en inglés) para aplicaciones eléctricas renovables (HEL-002).

Se propone el fomento de las ESEs para un escenario futuro evolucionando hacia un esquema de generación distribuida de las energías renovables.

- Tratamiento regulatorio específico para el desarrollo de centrales hidroeléctricas reversibles en infraestructuras existentes (HEL-009).

  Se propone desarrollar un marco normativo para promover el desarrollo de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles o ampliación de existentes, aprovechando las infraestructuras existentes (presas, canales o depósitos), de forma compatible con la planificación hidrológica vigente y preservando los valores medioambientales

Propuestas específicas sectoriales

- Fomento de la rehabilitación de centrales hidroeléctricas (SHI-003).

  En España existe un gran potencial de rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas, que ya han superado su vida útil y siguen funcionando muy por debajo de su nivel óptimo con unos rendimientos muy bajos. Con la renovación de maquinaria e instalaciones se podrían conseguir mejoras en la producción eléctrica superiores a un 20%, sin modificación de las condiciones concesionales, o bien adaptar esas condiciones a las posibles variaciones o disminución en los recursos hídricos, de forma que el nuevo equipamiento sea el óptimo para las aportaciones hidrológicas existentes y recoja las condiciones previstas en los nuevos planes hidrológicos de cuenca, prestando especial atención a las políticas de implantación de caudales de mantenimiento.

  Se propone promover la rehabilitación, modernización y/o ampliación de centrales hidroeléctricas existentes, mediante la renovación de instalaciones deterioradas, sustitución de antiguos equipos por nuevos de alta eficiencia, implantación de nuevos sistemas de automatización y telegestión, conexión a la red eléctrica en el caso de centrales aisladas, etc., con el objetivo de mantener y/o aumentar la capacidad de producción de energía hidroeléctrica, de forma compatible con la preservación de los valores ambientales y acordes con la planificación hidrológica.

- Fomento de concursos para aprovechamientos hidroeléctricos en infraestructuras públicas existentes (SHI-002).

  Se propone fomentar, por parte de la Administración competente, la convocatoria de concursos públicos para el aprovechamiento hidroeléctrico de infraestructuras existentes de titularidad pública (presas, canales de riego, etc.) para otorgar concesiones de agua para producción eléctrica, de manera compatible con otros usos del agua y con los valores medioambientales.

  En este sentido, existe una actuación ya en ejecución que es un Convenio de Colaboración entre el Ministerio de Medio Ambiente y el IDAE, de fecha 10/12/2007, para promover el incremento del potencial hidroeléctrico en las presas de titularidad estatal en el ámbito de las Confederaciones Hidrográficas, dentro del marco del Plan de Choque para las Actuaciones del Programa AGUA en materia de Energías Renovables. Posterior mente, se han formalizado dos

adendas al Convenio de prórroga del plazo para la finalización de todas las actuaciones iniciadas.

El objetivo del Convenio es promover el incremento del potencial hidroeléctrico disponible en el ámbito territorial de las Confederaciones Hidrográficas mediante la realización de los estudios específicos que tengan por objeto analizar la viabilidad técnica, económica y ambiental de los aprovechamientos hidroeléctricos de un total de 41 presas de titularidad estatal y la redacción de los pliegos que sirvan de base para sacar a concurso aquellos que se concluyan finalmente como viables. Los estudios han sido realizados agrupados en las siguientes cuencas: Duero, Ebro, Guadiana, Júcar, Segura y Tajo.

- Nueva reglamentación para tramitación de concesiones de agua o modificación del existente (SHI-004).

  Se propone reglamentar un nuevo procedimiento administrativo para la tramitación de concesiones de agua o modificación del existente, que resolviera distintos aspectos del marco legislativo actual, entre otros, los siguientes temas:

  - Caducidad de concesiones.

  - Procedimiento más ágil de forma que los trámites internos de los organismos de cuenca se simplificasen en un único informe conjunto de las distintas áreas.

  - Posibilidad de modificación de las concesiones ya otorgadas, por la Autoridad que las concedió, sin necesidad de iniciar el trámite de competencia, cuando la modificación no produzca un incremento o decremento del caudal máximo ni de la potencia superior al 50% de los valores concedidos y sea compatible con el Plan hidrológico de la cuenca vigente.

- Fomento de proyectos de microcentrales hidroeléctricas en redes de abastecimiento u otras infraestructuras hidráulicas (SHI-001).

  Se propone fomentar la instalación de microturbinas hidroeléctricas en sistemas de abastecimiento a poblaciones u otros sistemas hidráulicos, que transformarán la energía en presión no utilizada en energía eléctrica, compatibilizando el uso principal de la infraestructura existente con la producción de energía.

4.7.7 OBJETIVOS

Para la evolución prevista al 2020, se ha tenido en cuenta la evaluación de potencial analizada en el apartado 4.7.3, el conocimiento de los proyectos en fase de tramitación administrativa, el potencial resultante de los estudios realizados para implantar aprovechamientos hidroeléctricos en infraestructuras de titularidad estatal (Convenio IDAE-MARM de fecha 10/12/2007), así como la potencia que se viene instalando actualmente desde los últimos 10 años, con una media anual entre 40-60 MW en el área de centrales hidroeléctricas de potencia menor de 50 MW.

El crecimiento anual previsto se estima siga la tendencia actual, si no hay ningún cambio en la legislación vigente actual, con incrementos de potencia anuales de 40 MW en los primeros años del período, llegando a alcanzar al final del mismo los 70 W anuales.

Para el actual Plan de Energías Renovables, se ha revisado el escenario energético en el horizonte del año 2020, actualizando los datos a cierre del 2010 y de forma que las energías renovables cubran en el año 2020 como mínimo el 20% del consumo final bruto de energía en línea con los objetivos marcados por la Directiva 2009/28/CE. Por tanto, los objetivos globales del presente plan propuestos para el área hidroeléctrica, en términos de incremento de potencia instalada durante el período 2011-2020, son los siguientes:

Tabla 4.7.11. Trayectoria de la capacidad a instalar en el sector hidroeléctrico al 2020 en el marco del PER 2011-2020

	2010		2011		2012		2013		2014	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.226	42.215	13.368	37.149	13.408	32.966	13.448	32.547	13.498	32.543
< 1 MW (sin bombeo)	242	802	244	804	247	748	249	791	251	779
1-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	1.687	5.118	1.695	6.197	1.703	5.075	1.731	5.007
> 10 MW (sin bombeo)	11.304	35.981	11.437	31.227	11.466	26.021	11.496	26.681	11.516	26.757
por bombeo	5.347	3.106	5.347	2.485	5.358	5.146	5.358	6.592	5.998	6.592

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh	MW	GWh
Energía hidroeléctrica (sin bombeo)	13.548	32.538	13.608	32.626	13.668	32.754	13.728	32.882	13.788	33.012	13.861	33.140
< 1 MW (sin bombeo)	253	772	256	839	259	821	262	803	265	887	268	843
1-10 MW (sin bombeo)	1.764	4.982	1.796	4.857	1.828	5.058	1.855	5.249	1.882	5.441	1.917	5.749
> 10 MW (sin bombeo)	11.531	26.784	11.556	26.930	11.581	26.875	11.611	26.830	11.641	26.684	11.676	26.548
por bombeo	6.312	6.592	7.011	8.457	7.011	8.457	8.311	8.457	8.511	8.457	8.811	8.457

Fuente: elaboración propia

En resumen, el objetivo propuesto para el sector hidroeléctrico es un incremento de potencia de 635 MW al año 2020, con la distribución que muestra la siguiente tabla:

Tabla 4.7.12. Distribución del incremento de potencia al 2020 por tamaño de instalación

	Incremento de potencia (MW)
Hidráulica menor de 10 MW	305
Hidráulica mayor de 10 MW	330
TOTAL	**635**

Fuente: elaboración propia

4.8 SECTOR DE LOS RESIDUOS

4.8.1 Descripción del sector

La gestión de residuos en Europa se rige por la Directiva 2008/98 sobre los residuos, transpuesta a la legislación española a través de la Ley 22/2011 de residuos y suelos contaminados. En ambas se establece la siguiente jerarquía de residuos, que ha de servir de orden de prioridades en la legislación y la política sobre la prevención y la gestión de los residuos:

a) Prevención;
b) Preparación para la reutilización;
c) Reciclado;
d) Otro tipo de valorización, por ejemplo, la valorización energética; y
e) Eliminación.

Es decir, la incineración energéticamente eficiente (cumplidos unos rendimientos recogidos en la propia Ley 22/2011) y la co-incineración en hornos industriales, son opciones de gestión que, según lo establecido en la legislación relativa a la gestión de los residuos, han de anteponerse a la opción de eliminación, pero deben estar condicionadas al cumplimiento de los objetivos de prevención y reciclado de la nueva política de gestión orientada a la prevención y a maximizar el aprovechamiento material de los residuos.

Aparte del respaldo que la legislación medioambiental da a las operaciones de valorización energética frente a las de eliminación, desde el punto de vista puramente energético, los residuos a los que no ha sido posible aplicar una opción previa de gestión, pueden suponer un recurso energético que es necesario considerar. En la medida que contribuyan a usos finales de la energía, su utilización energética es una opción mejor que la simple eliminación en vertedero. Hay que tener en cuenta que no solo contribuyen a diversificar las fuentes de energía y a reducir la dependencia energética exterior, sino que también pueden tener un componente renovable significativo. En este sentido, la Directiva 2009/28 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, incluye en la definición de biomasa "la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales". A efectos de la contribución de los residuos a los objetivos de este plan, será esta fracción de los residuos la que será tenida en cuenta.

A la hora de analizar la valorización energética de residuos, es conveniente distinguir entre dos flujos de residuos: los residuos de competencia municipal (residuos domésticos y similares) y los residuos industriales.

La principal vía en Europa para valorizar energéticamente los residuos de competencia municipal es la incineración, estando las instalaciones de incineración obligadas a cumplir con la Directiva 2000/76/CE relativa a la incineración de residuos (transpuesta a la legislación nacional mediante el Real Decreto 653/2003 sobre incineración de residuos), que establece unos valores límites de emisión muy exigentes y una alta periodicidad de la medición de emisiones al aire (en continuo para muchos parámetros). El desarrollo de las tecnologías, tanto de combustión como de depuración de gases (adición de C activo, lechada de cal, SNCR o SCR, filtros de mangas o precipitadores electrostáticos, etc.), así como una correcta gestión y mantenimiento de las instalaciones, permiten cumplir con garantías con dichos valores de emisión. Además del cumplimiento de estas Directiva, este tipo de

instalaciones también están incluidas en el Anexo I de la Directiva 96/61 de prevención y control integrado de la contaminación (transpuesta a la legislación nacional mediante la Ley 16/2002), lo que les obliga a obtener la autorización ambiental integrada (AAI) para poder operar. Los requisitos medioambientales recogidos en estas AAI son, al menos, tan exigentes como los establecidos en el Real Decreto 653/2003 sobre incineración de residuos pues todo lo establecido en este Real Decreto se ha de incorporar en la AAI, y en muchas ocasiones se exige que las emisiones medidas sean transmitidas en tiempo real al órgano competente ambiental, de forma que éste pueda realizar un control en continuo de la instalación. A nivel de residuos industriales, también existen instalaciones de incineración, principalmente asociadas a los residuos generados por sectores como el papelero, si bien en España, de momento, existe actualmente una única planta de este tipo en operación.

En cuanto al uso de combustibles procedentes de residuos de competencia municipal o residuos industriales en hornos industriales, la valorización energética suele producirse mediante la sustitución de combustibles fósiles en el sector cementero, aunque hay otros sectores (como el papelero, cerámico, centrales térmicas, etc.) que presentan un alto potencial.

Tanto los residuos de competencia municipal como los residuos industriales pueden procesarse para obtener combustibles derivados de residuos (CDR) y combustibles sólidos recuperados (CSR). Un CDR es un combustible que se ha obtenido a partir de cualquier tipo de residuo (peligroso o no peligroso, líquido o sólido) y que habitualmente solo cumple las especificaciones establecidas entre el proveedor del combustible y el usuario. En cambio, los CSR son, según definición del Comité Europeo de Normalización (CEN), combustibles sólidos preparados a partir de residuos no peligrosos para ser utilizados para recuperación energética en plantas de incineración o coincineración y que cumplen los requisitos de clasificación y especificaciones establecidos en la Norma CEN 15359. La clasificación de combustibles sólidos recuperados, basada en tres parámetros (PCI, Cl_2, Hg), es la siguiente:

Tabla 4.8.1. Clasificación de CSR

Parámetro	Medida estadística	Unidad	Clase				
			1	2	3	4	5
PCI	Media	MJ/kg	≥ 25	≥ 20	≥ 15	≥ 10	≥ 3
Cloro (Cl)	Media	% s/MS	≤ 0,2	≤ 0,6	≤ 1,0	≤ 1,5	≤ 3,0
Mercurio (Hg)	Mediana	mg/MJ	≤ 0,02	≤ 0,03	≤ 0,08	≤ 0,15	≤ 0,50
	Percentil 80	mg/MJ	≤ 0,04	≤ 0,06	≤ 0,16	≤ 0,30	≤ 1,0

Fuente: CEN

El productor, aparte de clasificar al combustible con arreglo a estos parámetros, deberá también notificar toda una serie de características que aparecen en el Anexo A de la citada norma. Este trabajo realizado por el CEN a instancias de la Comisión Europea puede suponer un primer paso para el desarrollo de un mercado, hoy incipiente, de combustibles sólidos recuperados.

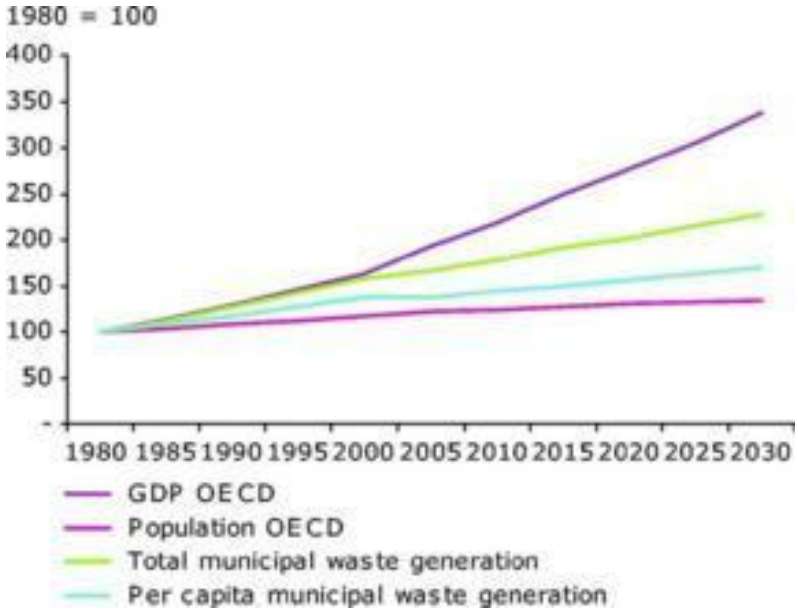
En la actualidad tanto los CSR como los CDR tienen la consideración de residuos bajo la legislación existente. Sólo dejarán de serlo si verifican los criterios de fin de la

condición de residuo que puedan establecerse congforme a lo establecido en el articulo 5 de la Ley 22/2011. Así pues, las instalaciones que los empleen como combustibles deberán cumplir tanto con lo establecido en la Ley 22/2011 como con lo establecido en el Real Decreto 653/2003.

Situación actual en el mundo

Según datos de la OCDE, la previsión de evolución de la generación de residuos domésticos en los países OCDE es la siguiente:

Figura 4.8.1. Estimación generación residuos domésticos y similares en países OCDE



Fuente: OCDE

La gestión de los residuos municipales varía ampliamente a través de los países OCDE. A mediados de los años 90, aproximadamente el 64% de estos residuos se enviaban a vertedero, el 18% a incineración y el 18% restante a reciclado y compostaje. En el año 2005, el reciclado y compostaje habían aumentado hasta el 30% y la incineración hasta el 21%, en detrimento del vertedero, que disminuía hasta el 49%. Estos valores medios "camuflan" realidades encontradas entre los modelos de gestión de residuos de los distintos países OCDE: así, mientras nueve países aún enviaban a vertedero más del 80% de los residuos municipales generados, seis países trataban mediante esta opción menos del 10% de los residuos que generaban.

Estimaciones de la OCDE apuntan a que en 2020 en el área OCDE la media de envío a vertedero podría estar alrededor del 45%, la de incineración en torno al 25% y el reciclado+compostaje en el 30% restante.

En cuanto a los países no OCDE, este organismo estima que en el año 2030 podrían producir alrededor del 70% de todos los residuos generados en el mundo, principalmente debido a una previsión del incremento de los ingresos y a las expectativas de desarrollo técnico y económico. Países como China ya tienen en la actualidad, en sus zonas urbanas, tasas de generación per capita de 1,2 kg/día.

En este escenario creciente de generación de residuos a nivel mundial, se estima que el número de incineradoras en los países OCDE asciende a unas 2.500 plantas, de las cuales aproximadamente 1.800 se encuentra en Japón, con creciente interés por este tipo de instalaciones por parte de países como China. En el siguiente listado se recogen las incineradoras de mayor tamaño puestas en marcha en los últimos 5 años o en construcción:

Tabla 4.8.2. Ejemplos de incineradoras recientes

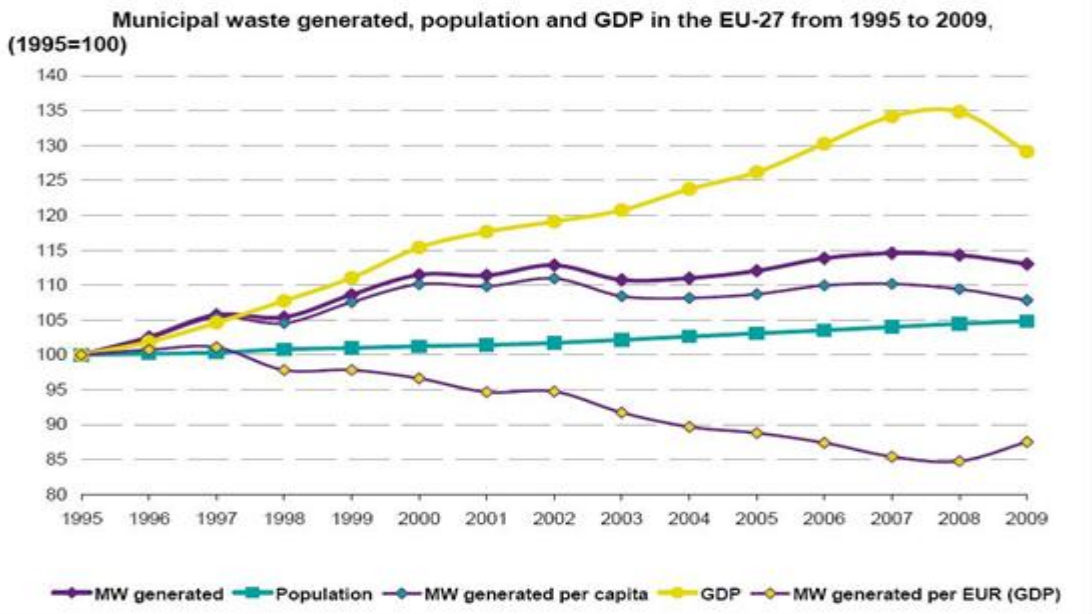
País	Planta	Líneas	Capacidad unitaria (t/h)	Capacidad anual (t/a)	Puesta en servicio
Taiwan	Taichung-Wujih	2	18,75	300.000	2004
Hungría	SWIP Budapest	4	16,5	528.000	2004/2005
China	Tongxing	2	27,5	440.000	2005
Bélgica	Sleco-Centrale	3	23,8	571.200	2006
Japón	Kagoshima	2	22,08	353.280	2006
China	Fuzhou	2	27,5	440.000	2007
China	Chengdu Luodai	3	16,67	400.080	2007
Francia	Issy-les-Moulineaux	2	30,5	488.000	2007
Holanda	Amsterdam	2	33,58	537.280	2007
Reino Unido	EfW Allington	3	24	576.000	2007
Italia	Nápoles	3	27	648.000	2009
China	Baoding	2	25	400.000	2010
Francia	Marsella	2	19	300.000	2010
España	Ampliación Mallorca	2	30	400.000	2010
China	Foshan Nanhai	3	20,83	499.920	2011
China	Chengdu, Phase II	3	25	600.000	2011
Reino Unido	Riverside	3	31,79	762.960	2011

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Situación actual en UE

Según Eurostat, la generación de residuos municipales desde el año 1995 en los países de la Unión Europea ha sido la siguiente:

Figura 4.8.2. Estimación generación residuos municipales en la Unión Europea



Fuente: Eurostat

La gestión de residuos en la UE-27 en el año 2009 fue la siguiente:

Tabla 4.8.3. Gestión de residuos municipales en la UE en 2009

	Kg RSU generados /pax	RSU tratado, %			
		Vertedero	Incineración	Reciclado	Compostaje
UE-27	513	38	20	24	18
Bélgica	491	5	35	36	24
Bulgaria	468	100	0	0	0
República Checa	316	83	12	2	2
Dinamarca	833	4	48	34	14
Alemania	587	0	34	48	18
Estonia	346	75	0	14	11
Irlanda	742	62	3	32	4
Grecia	478	82	0	17	2
España	547	52	9	15	24
Francia	536	32	34	18	16
Italia	541	45	12	11	32
Chipre	778	86	0	14	0
Letonia	333	92	0	7	0
Lituania	360	95	0	3	1
Luxemburgo	707	17	36	27	20
Hungría	430	75	10	13	2
Malta	647	96	0	4	0
Holanda	616	1	39	32	28
Austria	591	1	29	30	40
Polonia	316	78	1	14	7
Portugal	488	62	19	8	12
Rumanía	396	99	0	1	0
Eslovenia	449	62	1	34	2
Eslovaquia	339	82	10	2	6
Finlandia	481	46	18	24	12
Suecia	485	1	49	36	14
Reino Unido	529	48	11	26	14

Fuente: Eurostat

Para interpretar correctamente estos datos, hay que tener en cuenta que puede haber diferencias de criterio entre los EEMM en la realización de las estadísticas de residuos.

La tendencia promovida por la legislación comunitaria a reducir el depósito de residuos en vertedero, no se ve reflejada en toda su magnitud en el valor medio de gestión en vertedero (38%) para la UE-27. Esto se debe a la influencia de los países del Este, los cuales, debido a su reciente incorporación a la UE, aún no han podido desarrollar plenamente las políticas comunitarias en materia de gestión de residuos. Así, se puede observar que países como Bulgaria, Rumanía, República Checa o

Polonia tienen tasas de vertedero del 100, 99, 83 y 78% respectivamente, mientras que países de la antigua UE-15 como Alemania, Holanda, Suecia, Austria o Dinamarca tienen tasas de vertido del 0, 1, 11 y 4% respectivamente. Estos datos contrastan con el valor en España.

Además, del análisis de la situación a nivel europeo en materia de gestión de residuos pueden extraerse dos conclusiones más:

- Aquellos países que presentan mayores tasas de reciclado (Alemania, Bélgica, Suecia, Dinamarca y Holanda), son también los que mayores tasas de incineración tienen.
- Los países que combinan altas tasas de reciclado y altas tasas de incineración son los que tienen los menores porcentajes de depósito de residuos en vertedero sin tratamiento.

Es decir, la incineración juega un papel importante en los modelo de gestión de residuos más avanzados donde se han alcanzado tasas de reciclado muy elevadas.

En términos energéticos y teniendo en cuenta únicamente el contenido renovable de los residuos de competencia municipal (su fracción biodegradable), según datos de EurObserv'ER, en Europa en 2008 y 2009 la producción de energía primaria a partir de residuos municipales renovables sobrepasó los 7.000 ktep, repartidos por países de la siguiente forma:

Tabla 4.8.4. Producción de energía primaria procedente de residuos municipales renovables en la UE en ktep

	2008	2009*
Alemania	2.110,5	2.045,5
Francia	1.169,6	1.207,7
Holanda	729,7	774,8
Reino Unido	595,1	702,6
Italia	639,1	686,0
Suecia	633,4	645,6
Dinamarca	573,0	542,3
España[42]	328,1	319,2
Bélgica	207,1	236,8
Austria	129,6	172,4
Finlandia	141,3	157,7
Portugal	91,4	99,0
Rep.Checa	57,4	53,6
Hungría	47,3	46,1
Eslovaquia	24,9	30,0
Luxemburgo	13,9	12,8
Irlanda	0,0	5,4
Polonia	0,2	0,7
Total UE	7.491,6	7.738,4

Fuente: EurObserv´ER

*Dato estimado

[42] En los valores de producción de energía primaria y electricidad dados por Eurobserv´er no está excluida la parte correspondiente al consumo de gas natural de la incineradora de Zabalgarbi.

En cuanto a la producción de electricidad, en 2008 y 2009 se superaron los 15.000 GWh, con Alemania contribuyendo casi con un 30% de la producción total europea:

Tabla 4.8.5. Producción de electricidad a partir de residuos municipales renovables en la UE en GWh

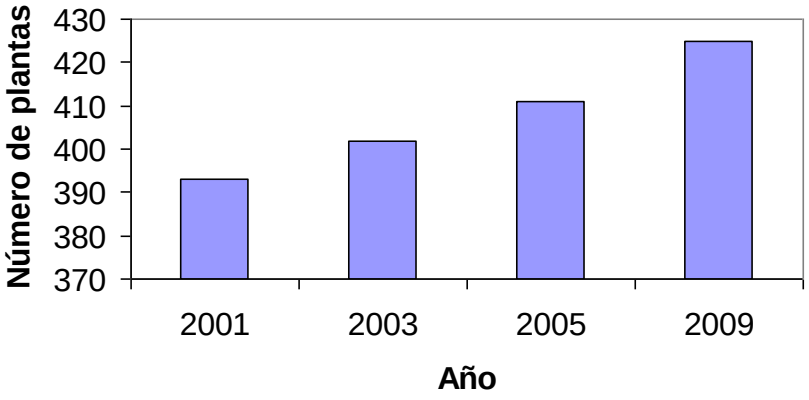
	2008			2009*		
	Centrales eléctricas	Cogeneración	Electricidad total	Centrales eléctricas	Cogeneración	Electricidad total
Alemania	3.360,0	1.146,0	4.506,0	3.083,0	1.083,0	4.166,0
Francia	1.205,0	676,0	1.881,0	1.277,0	703,0	1.980,0
Italia	634,8	921,4	1.556,2	799,7	816,5	1.616,2
Holanda	357,0	1.051,0	1.408,0	404,0	1.169,0	1.573,0
Suecia	0,0	1.268,7	1.268,7	0,0	1.241,0	1.241,0
Reino Unido	952,1	273,8	1.225,9	1.240,7	269,9	1.510,6
Dinamarca	0,0	1.117,0	1.117,0	0,0	1.019,9	1.019,9
España	782,0	0,0	782,0	761,0	0,0	761,0
Bélgica	359,0	11,0	370,0	309,6	147,0	456,6
Austria	314,0	16,0	330,0	253,0	48,0	301,0
Finlandia	93,0	200,0	293,0	65,0	226,0	291,0
Portugal	276,0	0,0	276,0	290,0	0,0	290,0
Hungría	24,0	85,0	109,0	29,0	84,0	113,0
Luxemburgo	24,3	0,0	24,3	24,3	0,0	24,3
Eslovaquia	0,0	22,0	22,0	0,0	22,0	22,0
Rep.Checa	0,0	11,7	11,7	0,0	10,9	10,9
Total UE	8.381,2	6.799,5	15.180,7	8.536,3	6.840,2	15.376,6

Fuente: EurObserv´ER

*Dato estimado

Puede observarse, que el número de plantas de incineración instaladas en Europa en los últimos años ha continuado incrementándose:

Figura 4.8.3. Número de plantas de incineración instaladas en Europa



Fuente: BCG

En cuanto al uso de CDR y CSR, el principal consumidor a nivel europeo es el sector cementero, aunque otros sectores, como el de las centrales térmicas de carbón o el

papelero, también tienen experiencia en materia de valorización energética de residuos. En el año 2008, la sustitución en términos energéticos de combustibles fósiles por CDR y/o CSR en el sector cementero europeo alcanzó el 21%. De igual forma que ocurría con la incineración, el porcentaje de sustitución varía mucho de un país a otro: así, mientras España, Italia o Polonia tienen porcentajes de sustitución inferiores al 10%, países como Alemania, Bélgica, Suecia, Finlandia o Austria tienen valores superiores al 50%, siendo particular el caso holandés, con más de un 80% de sustitución.

Situación actual en España

En los últimos años, se vienen generando en España en torno a 23-24 millones de toneladas anuales de residuos domésticos y similares. Concretamente en el año 2009, según el Informe "El medio ambiente y el medio rural y marino en España 2010":

Tabla 4.8.6. Cantidad de residuos domésticos y similares recogidos en España en 2009

	t
Residuos mezclados	17.770.790
Residuos recogidos selectivamente (papel, vidrio, envases ligeros y biorresiduos)	3.148.523
Otros residuos recogidos selectivamente (madera, ropa y pilas)	85.175
Residuos depositados en puntos limpios	1.018.207
Residuos recogidos por otras vías	1.552.740
Residuos de limpieza municipal (limpieza viaria, parques y jardines y otros)	541.249
Residuos de otros flujos (mercados, comercios, voluminosos y otros)	1.011.491
Total	**23.575.435**

Fuente: "El medio ambiente y el medio rural y marino en España 2010" (MARM)

Una vez generados estos residuos han de gestionarse adecuadamente, promoviéndose en primer lugar la valorización material, seguida de la valorización energética, antes que su eliminación.

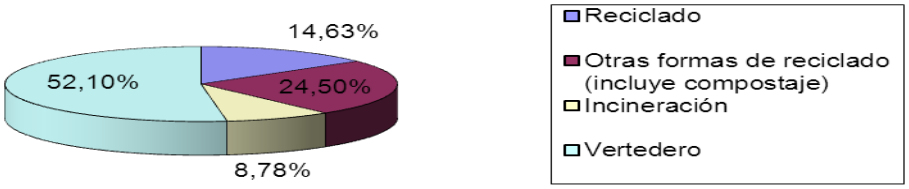
Tabla 4.8.7. Composición de los residuos domésticos generados en España en 2006

	%
Materia orgánica	44,0
Papel-cartón	21,0
Plástico	10,6
Vidrio	7,0
Metales férricos	3,4
Metales no férricos	0,7
Maderas	1,0
Otros	12,3

Fuente: Plan Nacional Integrado de Residuos 2008-2015 (PNIR)

Respecto a las opciones de gestión a las que se destinan estos residuos, en 2009 según datos de este mismo informe fueron:

Figura 4.8.4. % de residuos que entran a las distintas opciones de gestión de los residuos urbanos en España en el año 2009



Fuente: "El medio ambiente y el medio rural y marino en España 2010" (MARM)

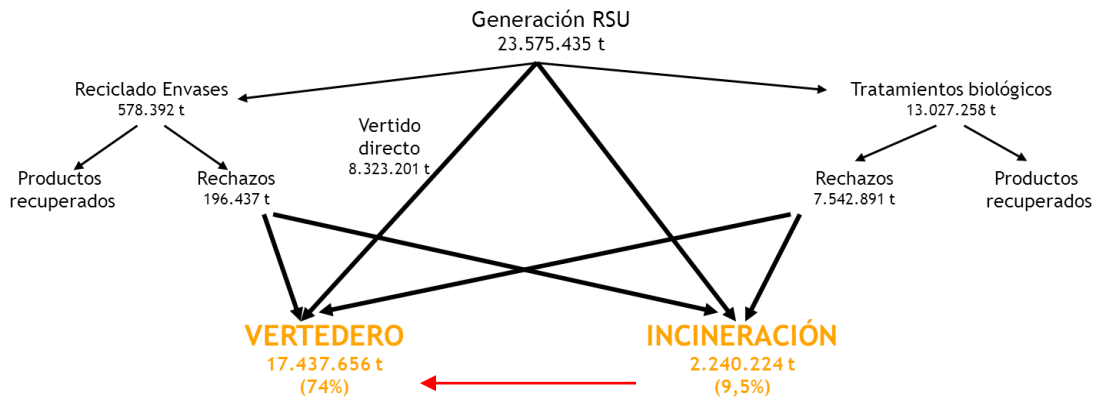
Tabla 4.8.8. Entrada a instalaciones de tratamiento de residuos y sus correspondientes rechazos

	t/año	Rechazos	% rechazo
Instalaciones clasificación de envases	578.392	196.437	33,96
Instalaciones compostaje fracción orgánica recogida selectivamente	525.039	59.767	11,38
Instalaciones triaje y compostaje	9.108.845	5.068.418	55,64
Instalaciones triaje,biometanización y compostaje	3.393.374	2.414.706	71,16
Instalaciones de incineración	2.240.224		
Vertido	17.437.656		

Fuente: "El medio ambiente y el medio rural y marino en España 2010" (MARM)

A la hora de analizar la información anterior, es necesario aclarar que en las instalaciones de incineración y de vertido se tratan tanto residuos mezclados como los rechazos procedentes de otras plantas de tratamiento (instalaciones de clasificación de envases, triaje, compostaje y biometanización). Es necesario recordar que también la incineración genera una serie de residuos (escorias y cenizas) que es necesario gestionar conforme a sus características. Por lo que en último término solo el vertido ofrece una solución finalista (nótese que en 2009 la producción de CDR o CSR a partir de residuos municipales apenas se había desarrollado):

Figura 4.8.5. Desfase entre las cantidades de residuos domésticos generadas y los inputs a las distintas opciones de gestión



Fuente: Elaboración propia a partir de "El medio ambiente y el medio rural y marino en España 2010" (MARM)

Así, para poder conseguir reducir el significativo uso del vertedero como opción de gestión de los residuos municipales en España y llevarlo a las cotas ya existentes en los países de la UE más avanzados en materia de gestión de residuos, será necesario el desarrollo del resto de opciones, valorando tanto la jerarquía de gestión como las limitaciones como tratamiento final que presentan algunas opciones.

En la actualidad existen en España 10 incineradoras de residuos municipales:

Tabla 4.8.9. Incineradoras en España

Ubicación	Cantabria	Melilla	Tarragona	Cerceda	Barcelona	Madrid	Mallorca	Gerona	Mataró	Bilbao
Operador	Urbaser	Remesa	Sirusa	Sogama	Tersa	Tirmadrid	Tirme	Trargisa	TRM	Zabalgarbi
Año puesta en marcha	2006	1996	1991	2002	1975	1997	1997	1984	1994	2005
Potencia (MW)	9,9	2	7,4	50	23,8	29,8	34,1	2	11,3	99,5
Residuos incinerados en 2008 (t)	113.338	46.618 (en 2005)	139.176	533.742	321.728	313.065	319.144	28.390	168.913	238.084

Fuente: BCG, CNE

La potencia total instalada, incluyendo la reciente ampliación de la planta de Mallorca (40 MW), asciende a 310 MW, aunque hay que tener en cuenta que la planta de Zabalgarbi emplea una tecnología particular que combina turbinas de gas y de vapor, frente a las turbinas de vapor empleadas en el resto de instalaciones (la potencia instalada en Zabalgarbi correspondiente a residuos domésticos sería de 20 MW, estando el resto de potencia asociada al consumo de gas natural).

Así, excluida la turbina de gas de Zabalgarbi y teniendo en cuenta que aproximadamente un 50% del contenido energético de los residuos domésticos y similares sería renovable, la capacidad instalada a día de hoy de residuos domésticos renovables sería de 115 MW.

En cuanto a los residuos industriales, su procedencia y composición es muy diversa, dependiendo de la actividad industrial que se lleve a cabo (se verá con detalle en el apartado 4.8.3).

La aplicación energética dominante de estos residuos es su uso como combustibles en hornos industriales, siendo el sector cementero el principal consumidor. El combustible mayoritariamente usado por este sector en España es el coque de petróleo, que en 2010 fue sustituido en un 15,6% por residuos. De este porcentaje,

alrededor del 54% es biodegradable, según Oficemen. Los principales combustibles empleados son neumáticos usados, aceites y disolventes, harinas cárnicas, ganando peso recientemente combustibles procesados a partir de la fracción rechazo de las plantas de tratamiento de envases, de las plantas de tratamiento mecánico-biológico de residuos domésticos o de lodos de EDAR.

Este sector, desde el momento en que opta por usar combustibles derivados de residuos o combustibles sólidos recuperados, también se ve afectado por el Real Decreto 653/2003, viéndose obligado a cumplir con requisitos medioambientales más exigentes que si tan solo emplease combustibles fósiles como el coque de petróleo.

Marco de desarrollo

Aparte de la Ley 22/2011 de residuos y suelos contaminados, el marco legal que han de cumplir este tipo de instalaciones es el ya comentado (Ley 16/2002 de prevención y control integrados de la contaminación y Real Decreto 653/2003 sobre incineración de residuos). Es importante reseñar que recientemente se ha aprobado la Directiva 2010/75, sobre las emisiones industriales, que integra en un único documento, entre otras, las directivas de prevención y control integrado de la contaminación y de incineración de residuos.

Además, las instalaciones de incineración de residuos domésticos y similares están recogidas en el grupo c.1 del Real Decreto 661/2007. El límite de potencia de 350 MW definido para este grupo aún no ha sido alcanzado.

Sector industrial

En las diez incineradoras de residuos domésticos que operan actualmente en España intervienen desde grandes grupos empresariales (Urbaser, Endesa, FCC, Sener, etc.) a Mancomunidades de Ayuntamientos y empresas públicas. Estas incineradoras están agrupadas bajo la Asociación de Empresas para la Valorización Energética de los RSU (AEVERSU), que a su vez también forma parte de la Confederation of European Waste-to-Energy Plants (CEWEP).

En cuanto a los sectores industriales, el sector cementero español es uno de los más competitivos a nivel europeo, y está representado por OFICEMEN, que a su vez es miembro de la patronal europea CEMBUREAU.

El sector del papel, representado por ASPAPEL, también aúna a un número importante de empresas con un alto potencial tanto de generación de residuos como de valorización energética de esos mismos residuos. ASPAPEL es miembro de la patronal europea CEPI.

Además, otras asociaciones como CICLOPLAST, HYSPALIT, ASERMA, REPACAR, SIGRAUTO, FER o entidades gestoras como SIGNUS, han mostrado su interés en las posibilidades que ofrece la valorización energética de residuos.

Existe también un amplio abanico de gestores de residuos (FCC, CESPA, Sufi, Urbaser, grupo HERA, etc.) que están avanzando en la adecuación de procesos existentes o la incorporación de nuevas líneas de procesado para obtener combustibles a partir de distintos flujos de residuos. Varias de estas empresas están asociadas a la Asociación Europea de Combustibles Recuperados (ERFO).

4.8.2 Perspectivas de evolución tecnológica

Las dos vías de valorización energética de residuos consolidadas en Europa son la incineración con recuperación energética y la valorización en instalaciones industriales (principalmente en el sector cementero, aunque también con amplio potencial para otros sectores como el de la cerámica, las centrales térmicas, papelero, etc.).

La incineración consiste en una oxidación térmica total con exceso de oxígeno y a unas temperaturas comprendidas entre 850 y 1.100 ºC. Como resultado del proceso de incineración se obtienen:

- Gases de combustión, compuestos principalmente por CO_2, H_2O, N_2 y O_2, junto con toda una serie de compuestos minoritarios que variarán en función de la composición de los residuos alimentados.
- Residuos sólidos, consistentes en escorias inertes, cenizas y residuos procedentes de los sistemas de depuración de los gases de combustión.

El conjunto del proceso permite convertir prácticamente toda la energía química contenida en el combustible en energía térmica. El aprovechamiento del calor del proceso se realiza mediante la generación de vapor de agua recalentado, con rendimientos térmicos en torno al 80% (se producen pérdidas tanto en el horno como en la caldera).

Según el tipo de horno empleado, se puede distinguir entre incineración en horno de parrilla, incineración en horno rotativo o incineración en lecho fluidizado.

El horno de parrilla se caracteriza por permitir el avance de los residuos, facilitar su mezcla y permitir, por su diseño, la aceleración de la combustión. A su vez, los diferentes sistemas de parrillas se diferencian unos de otros por el modo de transportar el residuo a través de la cámara de combustión, cumpliendo en todo caso con los requerimientos de alimentación primaria del aire, velocidad de transporte y mezcla.

Otro aspecto clave es garantizar una buena distribución del aire de combustión en el interior del horno. Se inyecta aire primario (a través de la parrilla, para que ejerza como aire de combustión) y aire secundario (por encima del lecho de residuos, para completar la combustión). También se emplea el aire primario para refrigerar las parillas (salvo en los casos en que el PCI del residuo es mayor, en los que se emplea agua como fluido refrigerante).

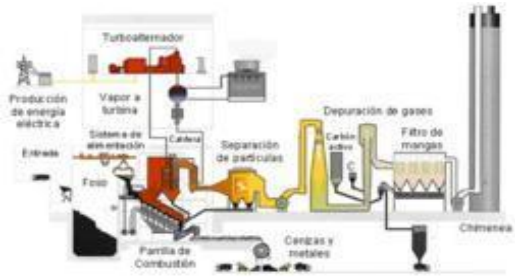
El tiempo de residencia no suele superar la hora, extrayéndose las escorias por el extremo opuesto de la parrilla. En cuanto a los finos, caen a través de la parrilla, recuperándose en el colector de cenizas.

El 90% de las incineradoras europeas de residuos municipales emplean hornos de parrilla, debido a la alta flexibilidad de operación que presentan frente a combustibles heterogéneos. También se emplea para la valorización de residuos industriales, lodos de depuradora o residuos hospitalarios.

El único tratamiento previo, cuando existe, para los residuos municipales, suele consistir en una trituración que homogeneice su tamaño, antes de la entrada al horno.

El diagrama de una planta de incineración en horno de parrilla sería el que se indica en la figura siguiente:

Figura 4.8.6. Planta de incineración en horno de parrilla



Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

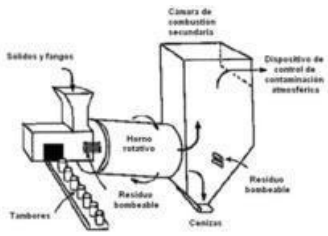
El horno rotativo consiste en un cuerpo cilíndrico ligeramente inclinado en su eje horizontal. El cilindro está normalmente ubicado sobre rodillos, permitiendo que el horno rote u oscile alrededor de su eje en un movimiento recíproco, de manera que el residuo se mueve a través del horno impulsado tanto por la gravedad como por la rotación. A fin de alargar la vida del material de las paredes del horno, algunos disponen también de una camisa refrigerada.

Para conseguir una completa combustión de los residuos en este tipo de hornos, el tiempo de residencia suele oscilar entre 30 y 90 minutos, dependiendo este tiempo del ángulo horizontal del cuerpo cilíndrico y de la velocidad de rotación.

En este tipo de hornos se puede valorizar prácticamente cualquier tipo de residuo, si bien sus mayores costes de explotación y la dificultad de escalarlos para grandes capacidades, hacen que en la práctica se usen actualmente para residuos peligrosos.

El diagrama de un horno de este tipo es:

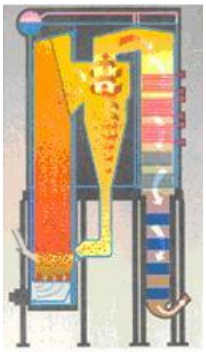
Figura 4.8.7. Horno rotativo



Fuente: BREF incineración de residuos

Los hornos de lecho fluidizado consisten en una cámara cilíndrica y vertical, cuya parte inferior contiene un material inerte, de pequeño tamaño y esférico (suele ser arena o caliza), que constituye el lecho:

Figura 4.8.8. Horno de lecho fluidizado



Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

También en esta tecnología se emplea aire primario (el empleado en la fluidización) y secundario (el empleado para garantizar la combustión completa de los gases). Según el movimiento del lecho, se diferencia en:

- Lecho fluidizado burbujeante: el aire se hace pasar por la parte inferior del horno a través de una placa de distribución, manteniendo en suspensión el lecho. En este tipo de lechos, el residuo supone aproximadamente un 2-3% en peso del lecho. Las cenizas volantes se arrastran con los gases de combustión y las escorias se recogen por la parte inferior del horno.
- Lecho fluidizado circulante: para lograr un mayor control de la temperatura y mejorar la combustión, el anterior tipo de lecho evolucionó a éste, en el que la velocidad del aire a través del lecho aumenta, arrastrando así parte del lecho con los gases de combustión.
- Lecho fluidizado *"revolving type"*: usando un lecho fluidizado burbujeante, se añaden deflectores en la zona inferior del lecho, a fin de mejorar el contacto de las partícula.

El secado, la volatilización, la ignición y la combustión de los residuos tienen lugar en el interior del lecho fluidizado, a través del cual se establece un gradiente de temperaturas (850-950 ºC en la parte superior, 650 ºC en el interior del lecho). El poder mantener una buena distribución de temperaturas contribuye a hacer más estable la operación de este tipo de hornos.

Los requisitos previos para los residuos que entren a este tipo de hornos son un poco más estrictos que para los otros tipos de hornos comentados, precisando una selección previa (que garantice un determinado tamaño de partícula y la ausencia o una pequeña cantidad de materiales inertes y metales) que permita obtener unas especificaciones de calidad concretas. Esto hace que a menudo sea aplicado para lodos de depuradora, CDR y CSR.

Teniendo en cuenta las especificidades de cada tipo de horno, puede considerarse que los hornos de parrilla, rotativo y lecho fluidizado son tecnologías plenamente maduras y demostradas. Así mismo, presentan unos valores muy altos de disponibilidad.

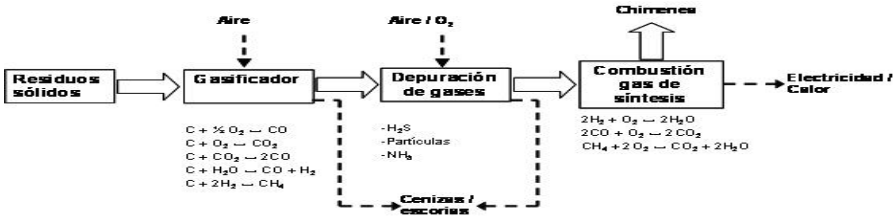
Otros procesos con potencial para valorizar residuos son la gasificación, la pirólisis y el plasma.

La gasificación es un proceso de oxidación parcial, con menos oxígeno del estequiométrico. En su aplicación a los residuos, la temperatura de trabajo suele ser superior a los 750 ºC, produciéndose reacciones de *cracking* molecular y de reformado de gases, que conducen a los siguiente productos:

- Gas de síntesis, compuesto principalmente por CO, H_2, CO_2 y N_2.
- Residuo sólido, compuesto por materiales no combustibles e inertes presentes en el residuo alimentado.

El diagrama de un proceso de gasificación de residuos sería el siguiente:

Figura 4.8.9. Proceso de gasificación de residuos



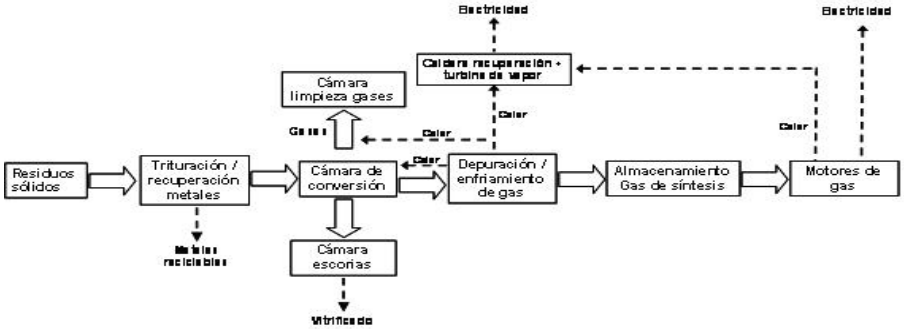
Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

El principal inconveniente de la gasificación, en su aplicación a los residuos, es que requiere que éstos lleguen con unas especificaciones de calidad concretas, que exigen pretratamientos que reduzcan el contenido de inertes y humedad y lleven el tamaño de partícula a 80-300 mm. Además, deberán tener una cantidad de carbono suficiente para poder llevarse a cabo las reacciones de gasificación. Esto hace que, a día de hoy, tenga limitaciones en su aplicación a flujos de residuos como los residuos municipales.

La pirólisis, consistente en una degradación térmica en ausencia de oxígeno añadido, es aún más restrictiva en cuanto a los residuos que puede valorizar. Estos residuos deben proceder de una recogida separada (o, en su defecto, deben someterse a un sistema de clasificación previo a la planta de pirólisis), no siendo admisibles residuos como los voluminosos, metales, materiales de construcción y algunos plásticos (como el PVC). Tampoco puede considerarse aún una tecnología probada para la valorización de grandes flujos de residuos como los municipales.

El plasma es la tecnología de tratamiento de residuos más novedosa de entre las descritas. El plasma es un estado de la materia en el cual prácticamente todos los átomos han sido ionizados. Un diagrama de un proceso de gasificación por plasma sería el siguiente:

Figura 4.8.10. Diagrama de proceso de una planta de plasma



Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Existen únicamente dos referencias a escala mundial de esta tecnología. Dado que aún están en fase de pruebas, apenas se dispone de datos para valorar su eficiencia energética y rentabilidad económica. Por todo ello, no es una tecnología que, a día de hoy, pueda considerarse probada en su aplicación a la valorización de residuos urbanos.

A modo de resumen, se presentan las principales aplicaciones de las distintas tecnologías de tratamiento térmico:

Tabla 4.8.10. Tecnologías de valorización energética

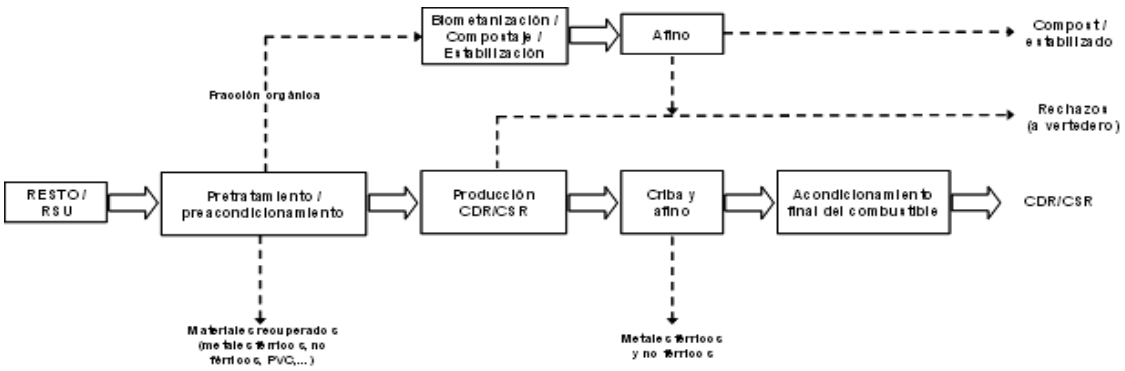
Tecnología		RSU sin tratar	RSU y CDR/CSR pretratado
Incineración	Parrilla de movimiento alternativo	Ampliamente utilizada	Ampliamente utilizada
	Travelling grates	Aplicable	Aplicable
	Parilla oscilante	Aplicable	Aplicable
	Parrilla de rodillos	Aplicable	Ampliamente utilizada
	Parrilla refrigerada por agua	Aplicable	Aplicable
	Grate plus rotary kiln	Aplicable	No se aplica habitualmente
	Horno rotativo	Aplicable	Aplicable
	Horno rotativo refrigerado por agua	No se aplica habitualmente	Aplicable
	Horno de lecho fijo	No se aplica habitualmente	No se aplica habitualmente
	Horno estático	No se aplica habitualmente	No se aplica habitualmente
	Lecho fluidizado burbujeante	No se aplica habitualmente	Aplicable
	Lecho fluidizado circulante	Aplicado muy limitadamente	Aplicable
	Lecho fluidizado "revolving type"	Aplicable	Aplicable
Pirólisis		Aplicado muy limitadamente	Aplicado muy limitadamente
Gasificación		Aplicado muy limitadamente	Aplicado muy limitadamente

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Aparte del diseño de modificaciones encaminadas a mejorar la eficiencia térmica y la calidad de la combustión, no es de esperar que tecnologías ya consolidadas como la incineración en horno de parrilla, en horno rotativo o en lecho fluidizado sufran cambios significativos en los próximos años. En cambio, tecnologías como la gasificación, la pirólisis o el plasma, aún presentan potencial de desarrollo para superar sus actuales limitaciones en cuanto a la valorización de residuos.

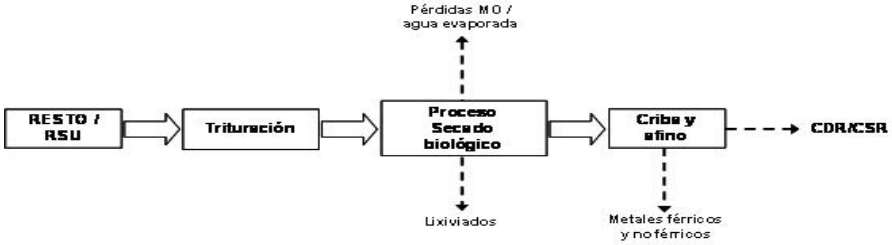
En cuanto a la producción de CSR, los principales procesos de producción son por tratamiento mecánico-físico y por biosecado (seguido de una clasificación posterior). Los diagramas simplificados de ambos procesos son:

Figura 4.8.11. Producción de CSR por tratamiento mecánico-físico



Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Figura 4.8.12. Producción de CSR por biosecado



Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

La flexibilidad de las instalaciones industriales para utilizar como combustibles estos CDR y/o CSR, varían en función del tipo de proceso empleado. Así, las cementeras, por sus condiciones de operación (altos tiempos de residencia de los gases de combustión a altas temperaturas, interacción de dichos gases con la materia prima presente en el horno) presentan una mayor flexibilidad para utilizar un amplio rango de CDR y/o CSR, mientras que otros hornos, como los de las centrales térmicas, son más restrictivos en cuanto al tipo de CSR que podrían utilizar como combustible.

En cuanto a los procesos químicos y biológicos encaminados a la producción de combustibles líquidos a partir de residuos, es preciso avanzar en los proyectos actualmente en desarrollo para conseguir demostrar su viabilidad a escala industrial, por lo que la I+D+i deberá jugar un papel esencial durante los próximos años en esta área.

4.8.3 Evaluación del potencial

El uso de residuos con fines energéticos presenta un gran potencial tanto para aplicaciones eléctricas como térmicas. A la hora de estudiar el potencial, se ha continuado diferenciando entre residuos domésticos y similares y residuos industriales.

Residuos domésticos y similares [43]

En cuanto a los residuos domésticos y similares, se han determinado varios tipos de potenciales:

- Potencial total: es el derivado del conjunto de residuos domésticos y similares generado.
- Potencial accesible: se ha considerado igual al potencial total, si bien debido a las distintas particularidades y facilidades que van a mostrar para los procesos de valorización energética, se han estudiado por separado las áreas de densidad demográfica alta y las de densidad demográfica baja.
- Potencial disponible: es la parte del potencial accesible una vez descontados los usos alternativos. Se trata de descartar aquellos residuos que pueden

[43] En este apartado se recogen tanto los residuos domésticos como los residuos comerciales, tal y como se describen en la Ley 22/2011 de Residuos y Suelos Contaminados

tener como opción de gestión alguna de las prioritarias dentro de la jerarquía de gestión de residuos (prevención, preparación para la reutilización y reciclado). Es decir, este potencial recoge aquellos residuos que irían o bien a valorización energética o bien a vertedero.

Para analizar los residuos domésticos, se ha considerado que están compuestos por los siguientes grupos principales en las cantidades anteriormente especificadas:

- Materia orgánica.
- Papel/cartón.
- Vidrio.
- Envases.
- Otros: se incluyen residuos voluminosos, residuos destinados a los puntos verdes (residuos de electrodomésticos, muebles, aparatos electrónicos, residuos peligrosos del hogar, metales, textiles, etc.) u otros residuos de recogidas específicas.

A la hora de estimar los potenciales, en todo momento se ha respetado la jerarquía de gestión de residuos comunitaria. Así, se ha partido de un escenario teórico que incluye:

- Recogida selectiva de papel y cartón, envases de plástico, vidrio y fracción orgánica.
- Plantas de tratamiento mecánico-biológico para la fracción resto. El aumento de la recogida selectiva tendrá como consecuencia, entre otros, que la cantidad recuperable de la fracción resto vaya disminuyendo, con porcentajes variables dependiendo del tipo de fracción de que se trate.
- Plantas de compostaje para Fracción orgánica recogida separadamente (FORS).
- Plantas de digestión anaerobia con FORS.

Dado que solo la parte biodegradable de estos residuos puede considerarse fuente renovable de energía según la Directiva 2009/28 y a falta de datos reales suficientemente representativos, ha sido necesario estimar una cantidad. Se ha adoptado un valor del 50% por ser el valor recomendado por la Agencia Internacional de la Energía para aquellos países que no han determinado empíricamente la fracción renovable de los residuos domésticos. Otros países que sí han desarrollado una metodología propia, como Dinamarca y Holanda, consideran como fracción renovable el 77,7 y el 47% respectivamente. El valor estimado para España del 50% es además coherente con los resultados del estudio “Situación y potencial de valorización energética de residuos”.

Para el cálculo del potencial total, el estudio ha tenido en cuenta tanto la actual tasa de generación de residuos domésticos y similares (alrededor de los 1,5 kgs/hab*día) como la estimación hecha en las distintas planificaciones territoriales. Así, la previsión de la evolución de la generación de residuos domésticos y similares es:

Tabla 4.8.11. Evolución prevista generación residuos domésticos y similares

	2010	2015	2020
Res. domésticos	19.485.699	20.737.013	21.922.796
Res. comerciales e industriales asimilables a urbanos	6.576.328	7.105.321	7.551.542
TOTAL RSU	26.091.021	27.842.335	29.474.338

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Para considerar el potencial accesible, que en este caso es igual al total, se ha tenido en cuenta que la generación de los residuos está asociada a la actividad humana y que la densidad de la población española se caracteriza por tener una distribución irregular. Por estos motivos se ha realizado la distinción, dentro del potencial accesible, entre zonas de alta densidad geográfica y zonas de baja densidad, incluyéndose en la zona de alta densidad geográfica aquellas poblaciones de más de 300.000 habitantes. Así, el área geográfica de alta densidad de población incluiría aproximadamente el 69% de la población y gestionará una cantidad de residuos domésticos en 2020 de 20.330.889 t/año y el área de baja densidad cubrirá el 31% restante de población y 9.143.449 t/año.
A partir de estos potenciales accesibles, se han estudiado las distintas opciones de gestión, teniendo en todo momento un escrupuloso respeto por la jerarquía de gestión de residuos a la hora de hacer el análisis de disponibilidad para opciones como la biometanización (cuyos resultados ya se describieron en el apartado 4.2), la producción de CSR, la coincineración o la incineración. Es decir, se ha otorgado siempre prioridad a las opciones previas de gestión (la preparación para la reutilización y el reciclado), dejando los rechazos para la valorización energética.
Para la producción de CSR, se ha considerado que se obtiene del tratamiento mecánico de la fracción resto, por medio de una separación de las fracciones seca y húmeda de los residuos entrantes en la planta de tratamiento mecánico-biológico y un procesado de la fracción seca (trituración, separación de metales, etc.) hasta obtener el combustible con las características demandadas por el usuario. La relación considerada de la cantidad de producción de este material respecto al total de rechazos que producen las plantas de tratamiento mecánico-biológico es del orden del 10-15%, según se vaya implantando y desarrollando esta técnica con el tiempo (se ha considerado un PCI promedio de 4.000 kcal/kg).

Una vez agotadas todas las opciones anteriores, la cantidad total de residuos domésticos y similares que reste precisará un tratamiento finalista (ya sea valorización energética o depósito en vertedero). Las cantidades que se encontrarían en esta situación son 11.633.726 t /año en la zona de densidad geográfica alta y 4.711.881 t /año en la zona de densidad geográfica baja. Es decir, el potencial disponible para incineración será de 16.345.607 t /año.

De acuerdo con todo esto, los potenciales disponibles para producción de CSR e incineración a partir de residuos domésticos y similares son los siguientes:

Tabla 4.8.12. Potenciales disponibles

	t	ktep	Ktep renovables	MW	MW renovables
CSR/CDR	1.217.031	487	243	-----	-----
Incineración	16.345.607	4.250	2.125	1.647	824
Total	17.562.638	4.737	2.368	1.647	824

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Además de estos potenciales, la idiosincrasia particular de la gestión de residuos ha permitido realizar un análisis de las distintas planificaciones en materia de gestión de residuos a nivel autonómico y de la capacidad de tratamiento de las instalaciones de valorización energética de residuos que contemplan. Dado que dicho estudio arroja un potencial que podría considerarse como previsto, y dado que, para aquellas planificaciones que contemplan varias opciones, se ha escogido la de mayor valorización energética, a este potencial se le ha denominado *potencial máximo previsto* (en cualquier caso, se trata de un escenario conservador, ya que la mayor parte de las planificaciones actuales agotan su límite temporal antes del año 2020, dando margen a que se prevean en un futuro próximo nuevas instalaciones de incineración).

Los resultados de *potencial máximo previsto* son:

Tabla 4.8.13. Potenciales máximos previstos en las planificaciones autonómicas de gestión de residuos

	t	ktep	Ktep renovables	MW	MW renovables
Incineración	5.808.452	1.510	755	585	292

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

No obstante, a la luz de los nuevos compromisos incluidos en la Ley 22/2011 relativos a la prevención (objetivo de reducción del 10%) y a la preparación para la reutilización y el reciclado para los residuos domésticos y similares (50%), y de la evaluación del grado de cumplimiento de estos objetivos conforme a los métodos que se determinen comunitariamente, el MARM establecerá las orientaciones de la política de residuos necesarias para cumplir con las nuevas exigencias comunitarias.

Residuos industriales

La compleja y variada naturaleza de los distintos residuos industriales contemplados en este apartado ha hecho que para su elaboración haya sido imprescindible una intensa colaboración con los distintos sectores industriales generadores de los residuos. Se han considerado los siguientes flujos de residuos:

- Residuos generados en la industria de fabricación de papel, pasta y cartón.
- Vehículos fuera de uso.
- Neumáticos usados.
- Residuos de madera.
- Lodos de EDAR.
- Residuos de construcción y demolición.

Los datos de potencial energético para los distintos tipos de residuos se presentan tanto en términos de energía primaria como final.

R*esiduos generados en la industria de fabricación de papel, pasta y cartón*

El volumen total de residuos sólidos generados en el sector en España alcanzó 1,5 millones de toneladas en el año 2008. Dado que el 80% de la materia prima en el sector es papel recuperado, la generación de residuos se produjo en su mayor parte asociada a las operaciones de reciclaje de papel (datos representativos del 88% del sector de la producción de pasta y papel):

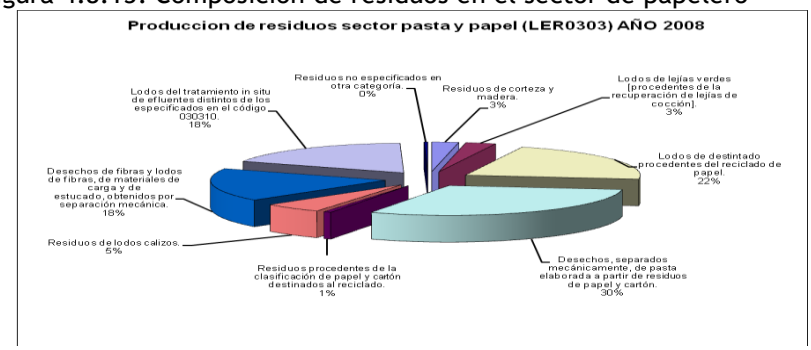
Tabla 4.8.14. Residuos generados en el sector papelero en 2008

	Cantidad generada (t)
Residuos no peligrosos específicos de la actividad papelera	1.506.533
Otros residuos no peligrosos	82.961
Residuos peligrosos	9.026
Total	1.598.520

Fuente: ASPAPEL

La composición de los residuos en el año 2008, a su vez, fue la siguiente:

Figura 4.8.13. Composición de residuos en el sector de papelero



Fuente: ASPAPEL

En el epígrafe “03 03 Residuos de la producción y transformación de pasta, papel y cartón” del Listado Europeo de Residuos (LER) (Orden MAM/304/2002) se recogen la mayor parte de los residuos sólidos generados.

Los desechos separados mecánicamente (que se suelen denominar “rechazos”, y que tienen su origen en los pulpers, filtros de tambor, y en las distintas etapas de depuración) se presentan generalmente con una humedad media alta, del orden del 50%, y con un PCI de entre 15 y 22 MJ/kg.

Las distintas opciones de gestión aplicadas en el año 2008 a estos residuos fueron:

Tabla 4.8.15. Vías de gestión residuos del sector de pasta y papel

	%
Vertedero	37
Uso directo agrícola	33
Compostaje	7
Cerámica	13
Cementera	6
Otras industrias	1
Valorización energética en la propia fábrica	1
Valorización energética en otras industrias	0
Otros destinos	2

Fuente: ASPAPEL

El 63% de los residuos se valorizan en distintas aplicaciones, sin embargo, el depositarlos en vertedero es la opción más utilizada, con un 37%, siguiéndole la aplicación directa agrícola y el uso en la industria cerámica, con un 33% y un 13% respectivamente. El compostaje supone un 7% de utilización, seguido del uso en la industria cementera con un 6%. La valorización energética en las propias instalaciones apenas alcanza el 1% a día de hoy.

La previsión de la evolución de la generación de este tipo de residuos y la fracción considerada como disponible para valorización energética (excluidos otros usos) es:

Tabla 4.8.16. Evolución prevista generación residuos del sector

	2010	2015	2020
Toneladas papel	5.971.713	6.835.738	7.924.493
Toneladas pasta	1.890.161	2.128.112	2.347.264
Total producción pasta+papel	7.861.874	8.963.850	10.271.757
Generación residuos (ratio 0,32 t/t pasta y papel)	1.910.948	2.187.436	2.535.838
Residuos valorizables energéticamente	1.681.634	1.924.944	2.231.537

Fuente: ASPAPEL

Según estimaciones del propio sector, el contenido energético renovable para el total de los residuos del sector de pasta y papel es del 59%.

A partir de los residuos valorizables energéticamente y considerando un PCI medio de 3.500 kcal/kg, el potencial energético sería el siguiente:

Tabla 4.8.17. Potencial disponible de los residuos del sector

Año	ktep	ktep renovables	GWhe	GWhe renovables
2010	588	347	1.710	1.009
2015	673	397	1.958	1.155
2020	780	460	2.269	1.339

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Si bien dentro del apartado de residuos industriales no puede realizarse un análisis de instalaciones previstas análogo al que se hizo para residuos domésticos y similares, en el caso concreto del sector papelero sí puede mencionarse una instalación que ya ha recibido la autorización ambiental integrada. Dicha instalación está dimensionada para tratar hasta 450.000 t/año.

Vehículos al final de su vida útil (VFU)

Según SIGRAUTO y FER, en 2008 había 441 centros autorizados de tratamiento y 27 fragmentadoras, siendo la generación de este tipo de residuos la siguiente:

Tabla 4.8.18. Número de bajas definitivas de vehículos

Año	Turismos	Industriales < 3.500 kg	Todoterrenos	Total
2006	827.780	111.057	15.788	954.715
2007	795.841	114.750	17.369	927.960
2008	628.619	101.792	17.660	748.071

Fuente: SIGRAUTO

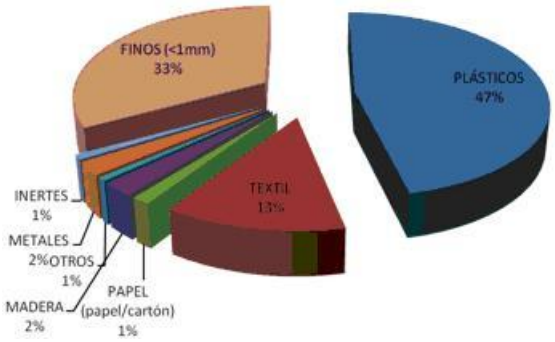
La composición de un vehículo al final de su vida útil es la siguiente:

Figura 4.8.14. Composición de un VFU

Fuente: SIGRAUTO

A grandes rasgos, se puede hablar de una fracción metálica, una fracción ligera (que contiene plásticos, fibras, textiles, gomas, etc.) y una fracción pesada (fundamentalmente plásticos y gomas).
La composición y PCI de la fracción ligera son las siguientes:

Figura 4.8.15. Composición de la fracción ligera

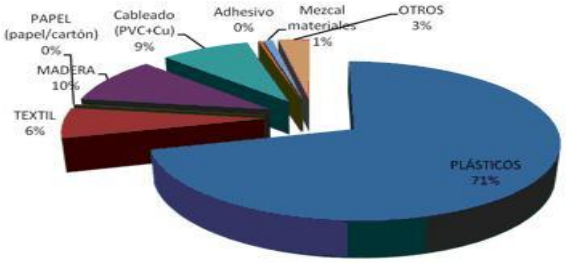


Propiedad	Kcal/Kg
PCS	5.154
PCI	4.807

Fuente: SIGRAUTO

La composición y PCI de la fracción pesada son las siguientes:

Figura 4.8.16. Composición de la fracción pesada



Propiedad	Kcal/Kg
PCS	6.600,5
PCI	6.162,5

Fuente: SIGRAUTO

Las vías de gestión actuales son:

Tabla 4.8.19. Vías de gestión actuales de los VFU

	%
Reutilización	4,6
Reciclado	78,5
Metales férricos y no férricos	75
Valorización energética	2,5
Total recuperación	85,6

Fuente: SIGRAUTO

Si bien los niveles de recuperación ya son altos y a día de hoy se cumple con lo dispuesto en la Directiva 2005/64/CE relativa a la homologación de tipo de vehículos de motor en lo que concierne a su aptitud para la reutilización, el reciclado y la valorización (un 85% de recuperación), es necesario conseguir nuevas vías de recuperación para el resto de materiales, ya que dicha normativa exige que en el año 2015 se alcance el 95%. Las fracciones que actualmente no se recuperan son depositadas en vertedero. La estimación de la evolución de los rechazos de las plantas fragmentadoras no valorizables materialmente es la siguiente:

Tabla 4.8.20. Evolución prevista rechazos plantas fragmentadoras

Año	Residuo ligero (t/año)	Residuo pesado (t/año)	TOTAL
2010	377.500	49.500	427.000
2015	431.700	57.000	488.700
2020	490.000	64.000	554.000

Fuente: SIGRAUTO/FER

En base a las composiciones citadas, se considera un contenido medio biodegradable del 18%, estimándose en una primera aproximación en ese mismo porcentaje su contenido energético renovable. En términos energéticos, asumiendo un PCI de 4.800 kcal/kg:

Tabla 4.8.21. Potencial disponible de los VFU

Año	ktep	ktep renovables	GWhe	GWhe renovables
2010	205	37	596	107
2015	234	42	682	123
2020	266	48	773	139

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Neumáticos fuera de uso (NFU)

Su gestión está regulada por el Real Decreto 1619/2005 sobre la gestión de neumáticos fuera de uso, siendo las cantidades generadas a lo largo de los últimos años y la previsión de generación:

Tabla 4.8.22. NFU generados

Año	t
1998	241.081
2005	302.000
2007	341.000
2010	300.000
2015	330.000
2020	363.000

Fuente: PNIR, dato 2020 estimado

Además, el propio PNIR establece objetivos de reciclaje y valorización energética específicos para este flujo de residuos. En lo relativo a la valorización energética, los objetivos son el 25% del total de NFU en el año 2012 y el 20% en el año 2015 (esa tendencia, asentada en la confianza del potencial de la recuperación material, hace estimar un valor del 15% en el año 2020).

En cuanto al contenido renovable de estos residuos, el Grupo Técnico de comercio de emisiones de la Comisión de Coordinación de Políticas de Cambio Climático de la Oficina Española de Cambio Climático (OECC), apoyado en muestreos realizados por el sector cementero, ha considerado en varios informes su contenido en caucho natural. En el último informe publicado hasta la fecha relativo a este asunto, la OECC cifra dicho contenido en un 25,5%[44].

[44] Este valor está siendo revisado en la actualidad, apuntando asociaciones como OFICEMEN o la entidad gestora del sistema integrado de gestión de NFU (SIGNUS) que podría ser inferior al considerado

Aceptando como válidas las hipótesis realizadas en el PNIR, el valor estimado por la OECC y asumiendo un PCI de 7.000 kcal/kg, el potencial disponible procedente de este flujo de residuos sería:

Tabla 4.8.23. Potencial disponible de los NFU

Año	ktep	ktep renovables	GWhe	GWhe renovables
2010	45	11	131	33
2015	49	13	144	37
2020	41	10	119	30

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Residuos de madera

En 2007 las empresas afiliadas a ASERMA gestionaron casi 800.000 toneladas de madera, que supusieron aproximadamente el 70% de las cantidades gestionadas en España. Entre 2008 y 2009 estas cantidades han caído entre un 20 y un 50%.

La gran variedad de residuos gestionados puede dividirse en los siguientes grupos, según su código LER:

- Residuos de la silvicultura (02 01 07).
- Residuos de la industria maderera (03 01 05).
- Restos de envases (15 01 03).
- Restos de la construcción (17 02 01).
- Restos municipales (20 01 38).
- Restos de parques y jardines (20 02 01).

Las principales vías de gestión actuales son la industria del tablero, el uso térmico o eléctrico, el compost y las camas de ganado.

La estimación de la generación de maderas recuperadas es la siguiente:

Tabla 4.8.24. Estimación generación maderas recuperadas

Año	t
2010	750.000
2015	825.000
2020	907.500

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Teniendo en cuenta que, en este caso, el 100% de estos residuos supone una fuente renovable de energía, con las cantidades de la Tabla 4.8.26, el potencial energético sería:

Tabla 4.8.25. Potencial disponible maderas recuperadas

Año	ktep renovables	Gwhe renovables
2010	337	981
2015	371	1.079
2020	408	1.187

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Lodos de Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR)

Según el PNIR, en 2006 se generaron 1.064.972 t en materia seca de lodos. De estos lodos, aproximadamente el 75% puede considerarse como fracción combustible, y el 25% restante, cenizas.

Las principales aplicaciones de estos lodos son:

- Digestión anaerobia (con o sin aprovechamiento energético del biogás generado).
- Deshidratación, seguida de compostaje y/o secado térmico.
- Estabilización aerobia.
- Estabilización química.
- Secado térmico e incineración.
- Secado térmico y coincineración en cementeras.

Partiendo de la generación actual, se ha realizado la siguiente estimación de generación al año 2020:

Tabla 4.8.26. Estimación generación lodos EDAR

Año	t
2010	1.171.469
2015	1.288.616
2020	1.417.478

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Para estos residuos, el PNIR establece para 2015 el objetivo de que el 67% de los mismo sean destinados a aplicación en suelos agrícolas, dejando el resto para valorización en otros suelos u otros tipos de valorización, incineración y depósito en vertedero (matizando que los objetivos de eliminación, como el vertedero, deben entenderse como topes máximos). Así pues, se ha considerado como disponible el 33% de todo lo generado en 2015 (para 2020 se ha estimado el mismo valor):

Tabla 4.8.27. Estimación lodos EDAR no valorizables mediante otras vías

Año	t
2010	386.585
2015	425.243
2020	467.768

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

A la hora de estimar un PCI medio hay que tener en cuenta que este parámetro varía notablemente según la naturaleza del fango. Así:

Tabla 4.8.28. Contenido energético de los lodos de EDAR

Sequedad		%	50	60	70	80	90
PCI	Lodos frescos	Kcal/kg	1.350	1.740	2.130	2.520	2.910
	Lodos digeridos	Kcal/kg	820	1.107	1.390	1.680	1.960

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

En este caso, también el 100% de la fracción combustible de los lodos puede considerarse como fuente renovable de energía. Adoptando un valor medio de PCI de

1.900 kcal/kg y a partir de las cantidades de lodos de EDAR que se ha considerado en la tabla 4.8.29, su potencial energético disponible es:

Tabla 4.8.29. Potencial disponible lodos EDAR

Año	ktep renovables	Gwhe renovables
2010	73	213
2015	81	235
2020	89	258

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

No obstante, para residuos con un alto contenido en humedad, como sería el caso de los lodos, convendría hacer un balance energético que incluyera el consumo de energía que se produce en la preparación del residuo para la valorización energética posterior. Se ha de intentar en la medida de lo posible reducir estos consumos de energía previos, aprovechando el calor generado en otra instalación para la reducción de la humedad y el aumento por tanto de su poder calorífico.

Residuos de construcción y demolición (RCD)

Los RCD son aquellos que se generan a través de la construcción, demolición, reforma y rehabilitación de edificios e infraestructuras y de la excavación. Están recogidos en el Real Decreto 105/2008, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

El PNIR estima que durante 2006 se superaron las 45 millones de t de este tipo de residuos, pero ya hace la salvedad de la dificultad de encontrar estadísticas fiables acerca de la generación y gestión de RCD.

A partir de los datos del PNIR y conversaciones con el sector, se ha estimado la siguiente evolución en la generación de RCD valorizables energéticamente (excluidas otras opciones como el reciclado):

Tabla 4.8.30. RCD susceptibles de valorización energética

Año	t
2010	3.649.972
2015	4.014.969
2020	4.416.466

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

Estimando un contenido energético renovable del 50% y un PCI de 3.000 kcal/kg:

Tabla 4.8.31. Potencial disponible RCD

Año	ktep	ktep renovables	GWhe	GWhe renovables
2010	1.094	547	3.182	1.591
2015	1.204	602	3.500	1.750
2020	1.324	662	3.850	1.925

Fuente: RESA, Estudio *Situación y potencial de valorización energética directa de residuos*

No obstante, a la luz de los nuevos compromisos incluidos en la Ley 22/2011 relativos a la prevención (objetivo de reducción del 10%) y a la preparación para la reutilización, el reciclado y la valorización de materiales procedentes de los residuos de construcción y demolición (70%), y de la evaluación del grado de cumplimiento de estos objetivos conforme a los métodos que se determinen comunitariamente, el MARM establecerá las orientaciones de la política de residuos necesarias para cumplir con las nuevas exigencias comunitarias.

A modo de resumen de este apartado de potenciales, se muestran a continuación los potenciales disponibles, en términos de energía primaria, de los distintos flujos de residuos:

Tabla 4.8.32. Potenciales disponibles en 2020

Residuo	% renovable	ktep renovables
CSR procedente de RSU	50	243
RSU	50	2.125
Residuos industria papel	59	460
Vehículos fuera de uso	18	48
Neumáticos usados	25,5	10
Madera recuperada	100	408
Lodos EDAR	100	89
Residuos construcción y demolición	50	662
Total		4.045

4.8.4 Análisis de costes

Tipos de plantas

Durante las dos últimas décadas, el aprovechamiento de residuos domésticos y similares para producir electricidad en España se ha realizado en plantas con una capacidad que ha variado entre 120.000 y más de 500.000 t/año, cediendo el calor generado a un ciclo de vapor, que a su vez actúa sobre un grupo turbogenerador que produce electricidad. Actualmente, la tendencia es construir plantas de un tamaño superior a 300.000 t/año, que se corresponden con núcleos de población de un tamaño medio-grande y permiten aprovechar mejor el impacto de las economías de escala. No obstante, esto no es impedimento para que circunstancias específicas justifiquen plantas de menor tamaño.

Dados los altos costes de inversión de estas instalaciones y su poca flexibilidad, es necesario tener muy en cuenta a la hora de su adecuado dimensionamiento las políticas de gestión de residuos relativas a la prevención, la preparación para la reutilización y el reciclado.

En cuanto a la tecnología, la incineración de residuos en hornos de parrillas y lecho fluidizado pueden considerarse tecnologías plenamente maduras, para las cuales no es previsible que se produzcan cambios significativos. En cambio, otros procesos de tratamiento térmico como la gasificación, la pirólisis o el plasma, aún tienen que demostrar su viabilidad técnica, ambiental y económica para el tratamiento de a gran escala y muy especialmente para los residuos domésticos dada la variabilidad de su composición.

También se han desarrollado plantas de generación eléctrica a partir de residuos industriales, adyacentes habitualmente a la actividad industrial generadora del residuo. El sector papelero es en el que, por volumen de generación de residuos y alto PCI de alguno de los flujos residuales (rechazo del púlper), más instalaciones de este tipo se han construido. Otros sectores, como el de la madera recuperada o los residuos de construcción y demolición, presentan también alto potencial para el desarrollo de instalaciones dedicadas. Al igual que las plantas de residuos domésticos, para la valorización energética de los residuos industriales no peligrosos, es necesario alcanzar un umbral de capacidad mínimo, que dependiendo de la tecnología a emplear puede variar entre 50.000 y 450.000 t/año. Para alcanzar estos rangos de capacidad puede ser necesario sumar distintos tipos de residuos para la misma instalación de generación.

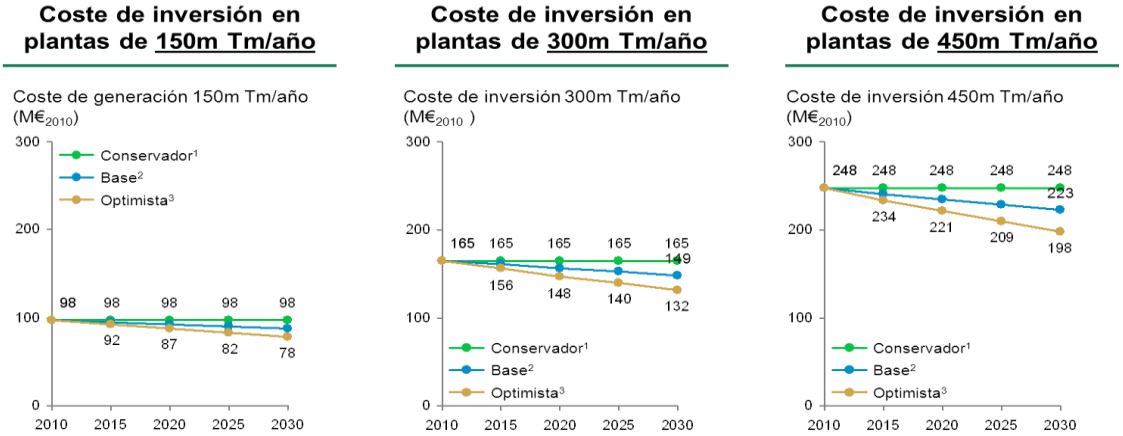
Para las instalaciones de incineración de residuos municipales mezclados, los requisitos de la Ley 22/2011 de residuos y suelos contaminados, relativos a la eficiencia energética mínima a cumplir de cara a poder ser consideradas operaciones de valorización energética, pueden suponer un impulso para el desarrollo de instalaciones de cogeneración.

En cuanto al aprovechamiento térmico de los residuos, las plantas tipo en las que se valorizan energéticamente los residuos son las cementeras, que por las características de su proceso tienen gran flexibilidad en cuanto a la cantidad y composición de los residuos a valorizar. El uso de determinado tipo de residuos en centrales térmicas, cerámicas, agroalimentarias y otros sectores industriales ya cuenta con un cierto número de experiencias a nivel europeo, y presenta también un amplio margen de desarrollo en España.

- *Generación eléctrica*

Las tecnologías más implantadas de incineración se pueden considerar tecnologías plenamente maduras, por lo que no es de esperar que se produzcan cambios significativos en los costes normalizados de energía. No obstante, se están consiguiendo pequeñas mejoras en la eficiencia de los ciclos. Así, todos los escenarios considerados para incineradoras de residuos domésticos y similares apuntan a una escasa reducción tanto de la inversión como de los costes de operación:

Figura 4.8.17. Inversión para incineradoras en función de su capacidad de tratamiento



Fuente: BCG

Figura 4.8.18. Costes de operación para incineradoras en función de su capacidad de tratamiento

Fuente: BCG

Por tanto, dado que para las plantas de incineración de residuos domésticos no se prevén aumentos ni en las inversiones ni en los costes de operación y existen ya a día de hoy iniciativas en marcha en un estado avanzado de maduración, no es preciso que se aumente la retribución por kWh producido que reciben.

En el esquema retributivo actual no existe discriminación entre la amplia variedad de residuos potencialmente incinerables. Debido a sus diferentes componentes de fracción biodegradable y por tanto renovable, cabría la posibilidad de pequeñas oscilaciones en función de la variación del mismo.

Salvo el caso de los residuos de madera recuperada y especialmente en el de los residuos domésticos, el canon de tratamiento de residuos se fija en €/t y estas plantas tratan grandes cantidades de residuos, los ingresos por este concepto (ajeno al PCI) en general son muy importantes (aproximadamente el 75% de los ingresos de una incineradora de residuos domésticos proceden del canon de tratamiento, y un 25% de la retribución eléctrica). Por este motivo, en este caso no se ha considerado relevante expresar los costes normalizados de energía en términos de c€/kWh. Los

costes asociados a la gestión de los residuos generados por el proceso de incineración han de estar también internalizados.

- *Plantas de cogeneración*

Dentro de las posibilidades de cogeneración que ofrecen los recursos energéticos tratados en este apartado, merecen ser consideradas independientemente las cogeneraciones con CSR, como actividad novedosa en España de relevante interés.

Para el caso de CSR con un PCI mayor, son necesarias cantidades inferiores para obtener una capacidad térmica análoga a una planta de incineración de residuos domésticos. Así, una planta de incineración de 100.000 t/año de residuos con un PCI medio de 5.000 kcal/kg tendría una capacidad térmica similar a una planta de 250.000 t/año de residuos con un PCI de 2.000 kcal/kg. Para poder hacer viables este tipo de plantas, que al tratar menores cantidades de residuos contarán con menores ingresos por este concepto, es preciso buscar fuentes adicionales de ingresos. En este sentido, la posibilidad de desarrollar instalaciones de cogeneración, tal y como se está haciendo en otros países europeos, permitiría añadir un nuevo flujo de entrada a la cuenta de pérdidas y ganancias. Además, por analogía con otros recursos renovables recogidos en el Real Decreto 661/2007, parece razonable incentivar, teniendo en cuenta el contenido biodegradable, es decir renovable, también la cogeneración con combustibles como los CSR.

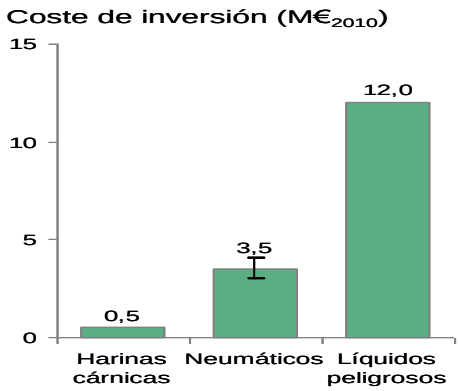
- *Usos térmicos*

El análisis de los costes de la valorización de la energía térmica contenida en los residuos ha de considerar como factores clave el precio y la cantidad de los combustibles fósiles que sustituyen, la reducción de gases de efecto invernadero que suele implicar y la inversión necesaria, en su caso, para adecuar las instalaciones existentes.

Así, por ejemplo, para una instalación en un sector como el cerámico, en la que se pretenda sustituir gas natural por una gasificación de madera recuperada con una potencia térmica instalada del orden de los 5 MW, se pueden obtener TIR del proyecto de aproximadamente el 9% (considerada una vida útil de 15 años).

Otros sectores intensivos en consumo energético y emisión de gases de efecto invernadero, como el caso del sector cementero, presentan un alto potencial para sustituir el combustible tradicionalmente empleado (coque de petróleo) por CSR y/o CDR. En este caso, la inversión necesaria es muy sensible al tipo de residuo usado como combustible:

Figura 4.8.19. Inversión necesaria para usar residuos como combustible en el sector cementero



Fuente: BCG

Parece claro que, para que el sector cementero en España pueda alcanzar cotas de sustitución de combustibles fósiles similares a las que tienen otros países europeos, será necesario que los productores de CSR y/o CDR puedan proporcionar combustibles que cumplan con las especificaciones técnicas necesarias (granulometría, PCI y composición). Una vez cumplido esto, las estrategias de cada grupo empresarial y los análisis de rentabilidad que tengan en cuenta los ahorros inducidos por el menor consumo de coque de petróleo y por la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, determinarán qué CSR/CDR y a qué precios resultan competitivos para este sector.

4.8.5 Barreras al desarrollo del sector

Para poder identificar adecuadamente las barreras existentes en el sector de la valorización energética de residuos, se han dividido las mismas en las distintas fases donde se pueden encontrar.

Barreras para el uso de los recursos

- Escasa comunicación desde las Administraciones Públicas de las ventajas del uso de este tipo de combustibles frente a los combustibles fósiles

Desde las Administraciones Públicas, a todos los niveles, se suele hacer poco hincapié en la contribución positiva que puede tener este recurso energético de cara a diversificar fuentes de energía, reducir dependencia exterior y contribuir al mix energético renovable nacional.

- Políticas diferentes en relación con la valorización energética entre las distintas Administraciones.

La diferencia entre las posibilidades de llevar a cabo la valorización energética de residuos entre una CCAA y otra es notable. A pesar de compartir el mismo marco regulatorio básico (Ley 16/2002, Real Decreto 653/2003) no existen criterios comunes a la hora de autorizar el uso de residuos como fuente de energía. Asimismo, la diferencia en la percepción del potencial de la valorización energética entre distintos órganos de la Administración General del Estado es también importante. En este sentido, la prioridad al depósito en vertedero que se da en numerosos ámbitos administrativos frente a la valorización energética, debería desaparecer en un ejercicio de coherencia con la legislación comunitaria, pero el fomento de dicha opción debe encuadrarse dentro de una política de prevención y gestión de residuos

destinadas a potenciar la prevención y al fomento de la preparación para la reutilización y el reciclado.

- Oposición pública.

La valorización energética de residuos en España, ya sea mediante incineración o uso en hornos industriales, sigue suscitando un rechazo tal que impide en muchas ocasiones la ejecución de los proyectos. Los argumentos varían desde la apuesta por ciertos modelos de gestión de residuos (vertido cero) que resultan técnicamente inviables sin el concurso de la valorización energética, al miedo. Para evitar este rechazo las instalaciones deben mantener la transparencia en el suministro de información que asegura el escrupuloso cumplimiento de la normativa en vigor.

- Heterogeneidad de los residuos.

La gran variabilidad en cantidad y composición hace difícil la valorización energética de determinados flujos de residuos en aplicaciones industriales. Para solucionar esto, sería aconsejable desarrollar más la red de productores de CSR.

- Falta de vínculos entre el productor de CDR o CSR y el consumidor.

Un potencial consumidor de CDR o CSR deberá tratar de establecer una colaboración mantenida en el tiempo con el generador de los residuos, con las dificultades que esto conlleva. En ocasiones, puede darse el caso que el propio consumidor de la energía integre el proceso de producción de combustible en sus instalaciones.

- Escaso desarrollo hasta la fecha de un mercado de CSR.

Salvo contadas excepciones, y probablemente desincentivada por la propia política de gestión de residuos a nivel nacional y autonómico, no existe un mercado consolidado para este tipo de combustibles.

Barreras tecnológicas

- Uso de vertederos.

Una opción que, con arreglo a la legislación comunitaria, debería ser minoritaria, como es el vertedero, supone en nuestro país, contabilizando los rechazos de otras instalaciones de tratamiento, alrededor del 70% de la gestión de los residuos. Los costes inusualmente bajos que se pagan en determinadas zonas de España por tonelada vertida suponen una desincentivación clara de la búsqueda de soluciones más eficientes tanto desde el punto de vista medioambiental como energético. Además, estos costes no internalizan todos los costes futuros que conllevaría una correcta gestión de los mismos.

- Tecnologías comerciales para producción eléctrica.

Las propiedades físico-químicas de los residuos domésticos alimentados a las plantas de incineración impiden llevar el vapor generado hasta unas condiciones de presión y temperatura similares a las que se obtienen en las centrales térmicas, por lo que el rendimiento es más bajo que en un proceso convencional. Se ha de buscar los residuos más aptos para su valorización energética.

- Desconocimiento de la madurez de ciertas tecnologías.

En términos generales, existe un desconocimiento importante sobre la madurez de determinadas tecnologías de valorización (horno de parrillas, lecho fluidizado, horno de clínker), así como de los avanzados requisitos medioambientales que han de cumplir estas instalaciones, no solo en cuanto a valores límites de emisión, sino también en lo relativo al control y a la periodicidad de las medidas, muchas de las cuales se hacen en continuo. También hay un desconocimiento generalizado de lo exhaustivo y eficiente de los tratamientos de depuración de gases implantados en las instalaciones de incineración.

- Falta de alternativas tecnológicas.

A día de hoy, aparte de la incineración con las tecnologías mencionadas (horno de parrillas y lecho fluidizado, principalmente) y la co-incineración en hornos cementeros (y, en menor medida, centrales térmicas y sectores como el de la cal o el ladrillo), no existen alternativas tecnológicas consolidadas. La gasificación, la pirólisis, el plasma y la conversión en combustibles líquidos son procesos que aún necesitan demostrar su viabilidad técnica, económica y energética para grandes flujos de residuos, en especial para flujos de gran variabilidad como son los residuos domésticos.

Barreras en las aplicaciones

- Dificultad para combinar proyectos de generación eléctrica y usos térmicos.

Teniendo en cuenta las condiciones climáticas de España, el aprovechamiento de la energía contenida en los residuos se ha producido en forma de electricidad al no existir una demanda de calor. Dado que una mayor eficiencia energética de las incineradoras de residuos de competencia municipal pasa por la producción de calor y electricidad, en la decisión sobre la posible ubicación han de tenerse en cuenta la posible existencia de industrias u otras actividades que puedan aprovechar el calor.
A efectos de la legislación sobre expropiación forzosa, la Ley 22/2011 declara de utilidad pública e interés social el establecimiento o ampliación de instalaciones de almacenamiento, valorización y eliminación de residuos, entre las que podrían incluirse el establecimiento o ampliación de las instalaciones de valorización energética.

- Complejidad y demora de los trámites administrativos.

Los trámites para la construcción y operación de plantas específicamente dedicadas a la valorización energética de residuos son múltiples, largos y complejos. Además, en muchos casos la autorización de este tipo de instalaciones se ve condicionada por motivos totalmente ajenos a las necesidades reales de gestión de los residuos.
De forma análoga, aquellas empresas que quieran emplear residuos, CDR o CSR como sustitutos de combustibles fósiles, suelen encontrar serias dificultades para recibir la autorización, variando notablemente éstas de una CCAA a otra.

- Falta de experiencia en el uso de CSR en sectores industriales distintos al cementero.

Las experiencias en otros sectores que sí existen en otros países europeos, aún no se han producido en España.

4.8.6 Actuaciones propuestas

Propuestas normativas

- Adaptación del marco legal del Régimen Especial, permitiendo las hibridaciones del grupo c.2 con los grupos b.6, b.7 y b.8, la co-combustión del grupo c.2 y las cogeneraciones con CSR **(HEL-004)**.

- Simplificación en la medida de lo posible de los trámites administrativos, incluyendo la reducción de barreras administrativas a proyectos de I+D+i, siempre que quede asegurado el mismo nivel de control de estas instalaciones **(HEL-011)**.

  Fomento en el marco de la política de gestión de residuos, de la valorización energética de los residuos más aptos para su uso como combustible **(SRE-007)**.

- Establecimiento de objetivos sectorizados de valorización energética para determinados flujos de residuos con contenido total o parcialmente renovable. En la línea ya abierta por el PNIR para residuos como los neumáticos, puede contribuir a la consecución de los objetivos fijados **(SRE-003)**.

- Creación de un registro de CSR e implantación de un sistema de aseguramiento de la calidad en los procesos de producción. El establecimiento de un registro de estas características permitiría aumentar la confianza tanto de los productores (que verían cómo se dan pasos para desarrollar un mercado para este tipo de combustibles) como de los posibles consumidores **(SRE-006)**.

Propuestas de subvención

- Ayudas a proyectos de I+D+i (por ejemplo, obtención y valorización de CSR) **(HGL-011)**.

Propuestas de financiación

- Promoción de proyectos de demostración de desarrollos tecnológicos innovadores (línea de financiación tipo B), tanto en lo relativo a la valorización energética de residuos y CSR como a la producción de CSR. De cara a la consecución de los objetivos, será necesario implicar a agentes que no han participado hasta la fecha en los procesos de valorización energética de residuos, y promover tanto la adaptación de las actuales instalaciones de tratamiento como la creación de nuevas destinadas a producir CSR. Dado que se trata de proyectos que pueden tener un fuerte componente de ejemplo para los distintos sectores, deberían ser especialmente apoyados desde las administraciones públicas, al objeto de valorar su viabilidad técnica, económica y ambiental **(HGL-013)**.

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

- Estudiar y analizar el actual marco retributivo para las instalaciones de producción de energía eléctrica abastecidas con residuos y adaptación distinguiendo la misma en función de su contenido renovable, de la existencia de aprovechamiento térmico simultáneo y de la naturaleza del combustible (CSR o no) **(HEL-015)**.

Propuestas de información/formación

- Desarrollo de campañas de información y concienciación, destinadas a comunicar de forma transparente la información relativa a la gestión de los residuos y a las tecnologías de incineración y depuración de gases empleadas para incrementar la confianza de la sociedad en estos tratamientosAumento de la formación a personal de las distintas administraciones públicas sobre procesos de valorización energética de residuos. Como agente involucrado en el proceso, tanto en la autorización de este tipo de instalaciones como interlocutor de otros agentes, es necesario que el personal de las administraciones públicas cuente con información actualizada, transparente y fiable **(SRE-001)**.

Propuestas de planificación

- Mayor coordinación entre las distintas administraciones públicas, tanto a nivel nacional como autonómico, con miras a incluir en las planificaciones de gestión de residuos, objetivos que, tras fomentar la prevención, la preparación para la reutilización y el reciclado promuevan la valorización energética frente al depósito de residuos en vertedero. Los distintos enfoques posibles para aproximarse a la gestión de residuos pueden acabar repercutiendo en una pérdida de eficiencia, aumentando el valor añadido a la sociedad si desde todas las administraciones públicas se es capaz de impulsar unos objetivos consensuados que sean coherentes con la normativa vigente **(SRE-005)**.

Propuestas de estudios

- Desarrollo de las metodologías de cuantificación de la fracción biodegradable y de la fracción combustible de las distintas corrientes de residuos. La Directiva 2009/28 despeja cualquier duda posible acerca de la idoneidad o no de incluir la fracción biodegradable de los residuos industriales y municipales como fuente renovable de energía. Dado que se trata de un recurso renovable a considerar a partir de ahora, y que hasta la fecha no se han realizado trabajos para cuantificar ni su contenido energético renovable (algo que sí se ha realizado en países como Holanda o Dinamarca) ni su contenido combustible, será necesario realizar las campañas de muestreo y análisis necesarias para determinar con precisión el contenido renovable y combustible de los principales flujos de residuos **(SRE-004)**.

- Realización de estudios sobre el análisis del ciclo de vida de las distintas opciones de gestión de residuos para distintos flujos de residuos evaluando el balance económico, energético y social, y cuantificando las emisiones difusas de GEI que implica la valorización energética respecto a otras opciones de gestión **(SRE-002)**.

4.8.7 Objetivos

Tomando como base el potencial disponible descrito en el apartado 4.8.3, se ha estudiado qué cantidades serían alcanzables en el año 2020.

La evolución prevista para las instalaciones de generación eléctrica a partir de residuos domésticos e industriales ha tenido en consideración que para poder e industriales ha tenido en consideración que para poder construir estas plantas son necesarios tanto unos largos plazos de tramitación administrativa como de construcción y puesta en marcha. Estos largos plazos hacen que, a pesar de que las planificaciones previstas y los estudios contratados apuntan a una mayor necesidad de instalaciones de incineración, se haya sido conservador a la hora de estimar el potencial realizable durante el periodo 2011-2020.

Como ya se ha comentado, en términos de energía renovable, la potencia instalada en España en incineradoras es de 115 MW, previéndose alcanzar en 2020 una potencia renovable de 200 MW, equivalente a una producción de 1.500 GWh renovables.

La ya mencionada complejidad administrativa para este tipo de plantas es la responsable de que el crecimiento de la potencia en funcionamiento a pleno rendimiento se concentre en el periodo 2015-2020.

Hay que reseñar que este objetivo es extremadamente conservador. El potencial disponible identificado y los ratios de incineración de otros países europeos hacen pensar que, si se eliminaran las barreras no técnicas que suelen dificultar la ejecución de este tipo de instalaciones, la potencia eléctrica a partir de residuos renovables instalada en 2020 podría ser sustancialmente mayor.

En lo que a usos térmicos se refiere, se considera que la producción de CSR jugará un papel fundamental en el desarrollo de las aplicaciones térmicas de residuos, y que su producción aumentará notablemente a lo largo del periodo. Estos tipos de combustibles producidos a partir de residuos permitirán tanto que sectores como el cementero alcancen cotas de sustitución de combustibles fósiles similares a las de otros países europeos (Alemania, Suecia, Austria, Bélgica, etc.) como que nuevos sectores (centrales térmicas de carbón, papel, etc.) puedan valorizar energéticamente residuos. El objetivo de uso térmico de residuos renovables es de 350 ktep.

Así, los objetivos para el año 2020 de consumo de energía final a partir de residuos renovables son:

Tabla 4.8.33. Objetivos de valorización energética de residuos domésticos y similares y residuos industriales renovables

	Potencia instalada acumulada a 2020 (MW)	Generación eléctrica en 2020 (GWh/año)	Usos térmicos en 2020 (ktep/año)
Residuos domésticos y residuos industriales	200	1.500	---
CSR y/o CDR			350
Total	200	1.500	350

La evolución anual necesaria para conseguir el objetivo de potencia instalada, puesta en el contexto de la situación del sector durante estos últimos años, es la siguiente:

Figura 4.8.20. Objetivos potencia instalada (MW)

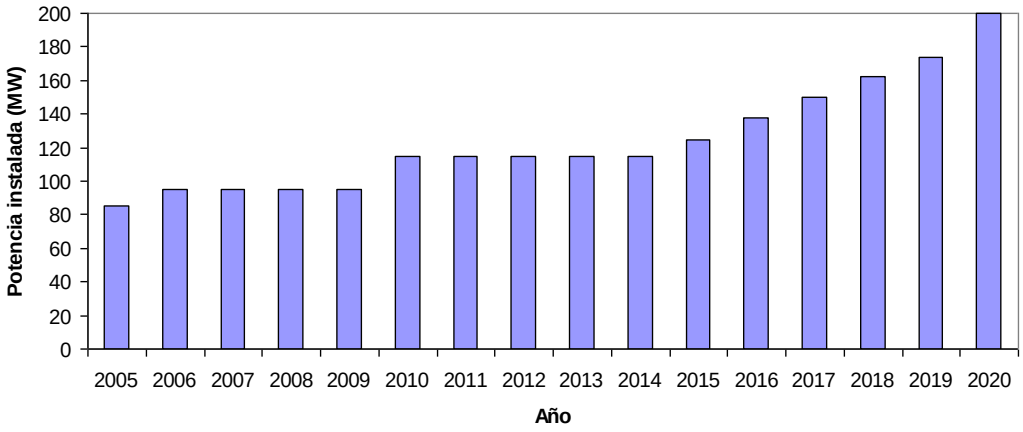
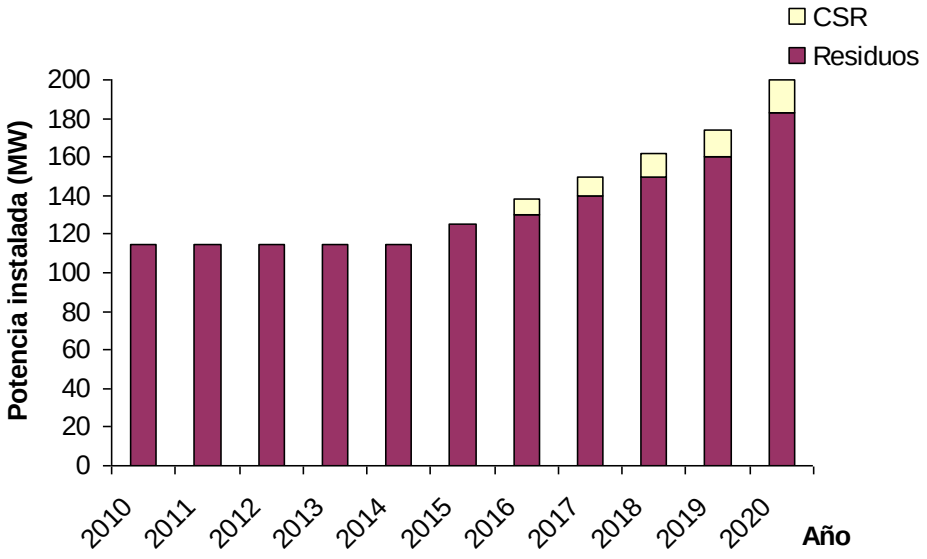


Figura 4.8.21. Objetivos potencia instalada desglosados para residuos y CSR (MW)



4.9 SECTOR SOLAR FOTOVOLTAICO

4.9.1 Descripción del sector

Subsectores

La energía solar fotovoltaica aprovecha la radiación solar para transformarla directamente en **energía eléctrica mediante el efecto fotovoltaico**. Este efecto consiste en la emisión de electrones por un material cuando se le ilumina con radiación electromagnética.

Podríamos clasificar las tecnologías fotovoltaicas atendiendo a la tipología del **semiconductor** utilizado:

Silicio

- Tecnología cristalina.
    - Silicio monocristalino.
    - Silicio policristalino.
- Capa delgada de silicio amorfo, y con silicio microcristalino.

Capa delgada de otros materiales

- Telururo de cadmio.
- CIS y CIGS, diseleniuro de indio y cobre, con galio en ocasiones.
- Células multiunión de materiales de los grupos III y V de la tabla periódica (arseniuros de indio y galio).

Células orgánicas

- Células de diversos materiales (por ejemplo, polímeros), con un gran potencial pero aún por desarrollar.

Situación actual en el mundo

La energía solar fotovoltaica ha experimentado un crecimiento exponencial en los últimos años, impulsada por la necesidad de asumir los retos que en materia de generación de energía se presentan.

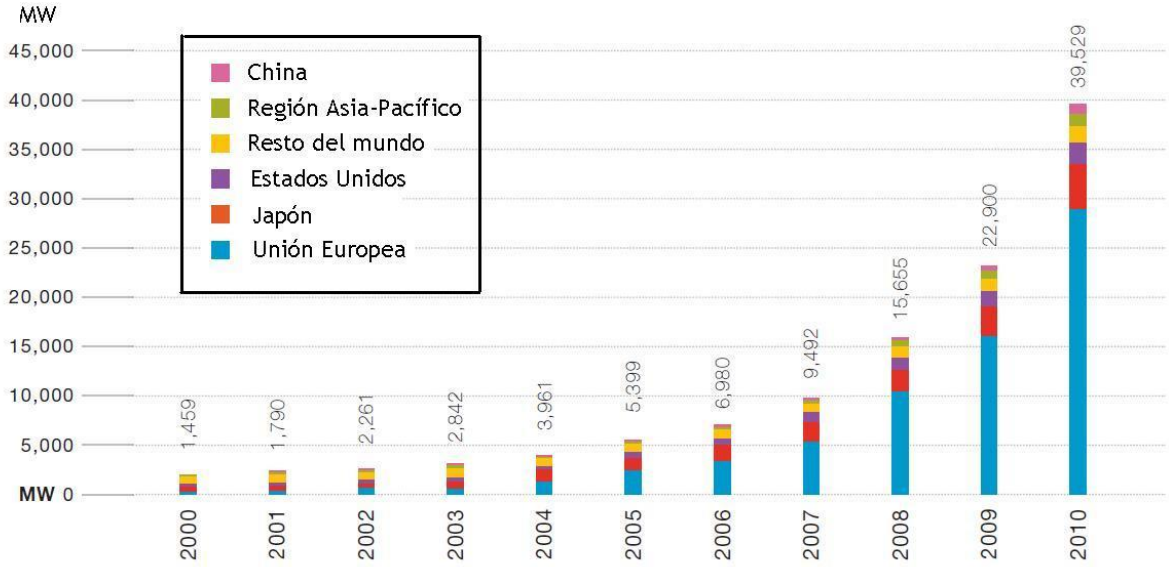
Este crecimiento se ha producido gracias a los mecanismos de fomento de algunos países que, como España, han propiciado un gran incremento de la capacidad global de fabricación, distribución e instalación de esta tecnología.

A finales de **2010**, la potencia acumulada en el mundo era de aproximadamente **40.000 MWp** según datos de la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), de los cuales cerca de 29.000 MWp, un 72%, se localiza en la Unión Europea. Para los próximos años se espera que el continuo crecimiento de la última década a nivel mundial se mantenga.

Las tres áreas de mayor interés en el mundo, según la potencia acumulada, son Europa (destacando Alemania y España, con más de un 52% del total mundial), Japón y EE.UU. Japón, con cerca de 3.622 MW acumulados y EE.UU., con aproximadamente 2.727 MW representan el 9 y el 6,80% respectivamente de la potencia total. En el gráfico siguiente se representa el histórico de la potencia acumulada a nivel mundial en los últimos años, apreciándose claramente el crecimiento exponencial.

A corto plazo es previsible que esta distribución del mercado se mantenga, si bien hay países que empiezan a despuntar, lo cual hace suponer también que en el futuro el peso relativo de los países con más potencia no será tan preponderante como en la actualidad. Así, países como Italia, que se convierte en el año 2009 en el segundo mercado mundial, con 711 MW instalados, y en el año 2010 se estiman unos 2.321 MW más. En Europa, la República Checa, que instaló en 2009 411 MW y en 2010 aproximadamente unos 1.490 MW, y Bélgica con 210 MW en 2010. Japón y Estados Unidos siguen manteniéndose en sus posiciones con 990 y 980 MW instalados respectivamente.

Figura 4.9.1. Potencia acumulada en el mundo a 2010



Fuente: EPIA

Los datos más relevantes de la industria solar fotovoltaica en el mundo son:

- Los **países** principales por **potencia instalada** en **2010**, por orden, fueron: **Alemania** (**7.408 MW**), Italia (2.321 MW), República Checa (1.490 MW) Japón (990 MW) y EE.UU. (980 MW).

- La potencia mundial **instalada** en el año **2010** fue de **16.600 MW**, lo que supuso un **incremento del 72%** de la potencia mundial acumulada con respecto al año 2009.

- El **79%** de la **potencia mundial** instalada en **2010** fue en la **Unión Europea**, con más de **13.240 MW**. Dentro de la Unión Europea el mercado alemán fue claramente el preponderante representando el 59% de todo el mercado europeo.

- **Japón** ha instalado **990 MW** en **2010,** llegando a una potencia total instalada de **3,6 GW**.

- **EE.UU.** instaló **980 MW** en **2010**, alcanzando aproximadamente los **2,7 GW**.

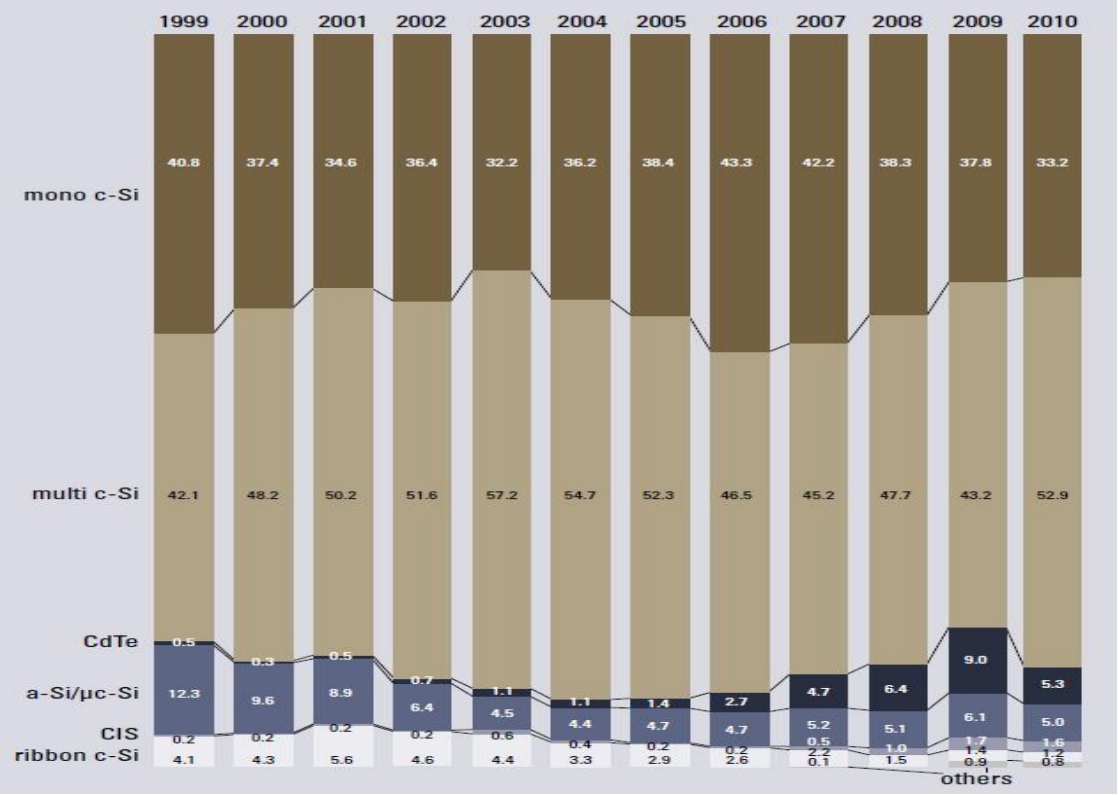
- **Italia,** con una potencia total acumulada de **3,4 GW** se convierte en el **segundo mercado mundial** en el año **2009 y 2010,** habiendo instalado 711 y 2.321 MW respectivamente. Aparecen nuevos actores como **China,** con 520 MW acumulados, y la **India** con 30 MW.

En **2010** se alcanzó una **producción** mundial de células fotovoltaicas de **27.213 MW**. Los primeros fabricantes de células fotovoltaicas en el mundo han sido Suntech Power (5,8% del mercado mundial), JA Solar (5,4%), First Solar (5,2%), Trina Solar (3,9%), Q-Cells (3,7%), Yingli (3,6%), Motech (3,5%), Sharp (3,3%), Gintech (3,0%) y Kyocera (2,4%).

En el año 2010, aproximadamente el **87%** de las **células** se fabricaron con **silicio**, de las cuales con silicio monocristalino el 33,2%, con policristalino el 52,9%, y con amorfo el 5%; el **5,3% con telururo de cadmio**, el **1,2%** con cobre, selenio e indio (**CIS**), y el **2,4%** restante con **otras** tecnologías, según datos de la revista especializada Photon International.

La evolución mundial de la producción de células solares en la última década, según las tecnologías usadas, se representa en la siguiente figura.

Figura 4.9.2. Producción mundial de células fotovoltaicas por tecnologías en porcentaje

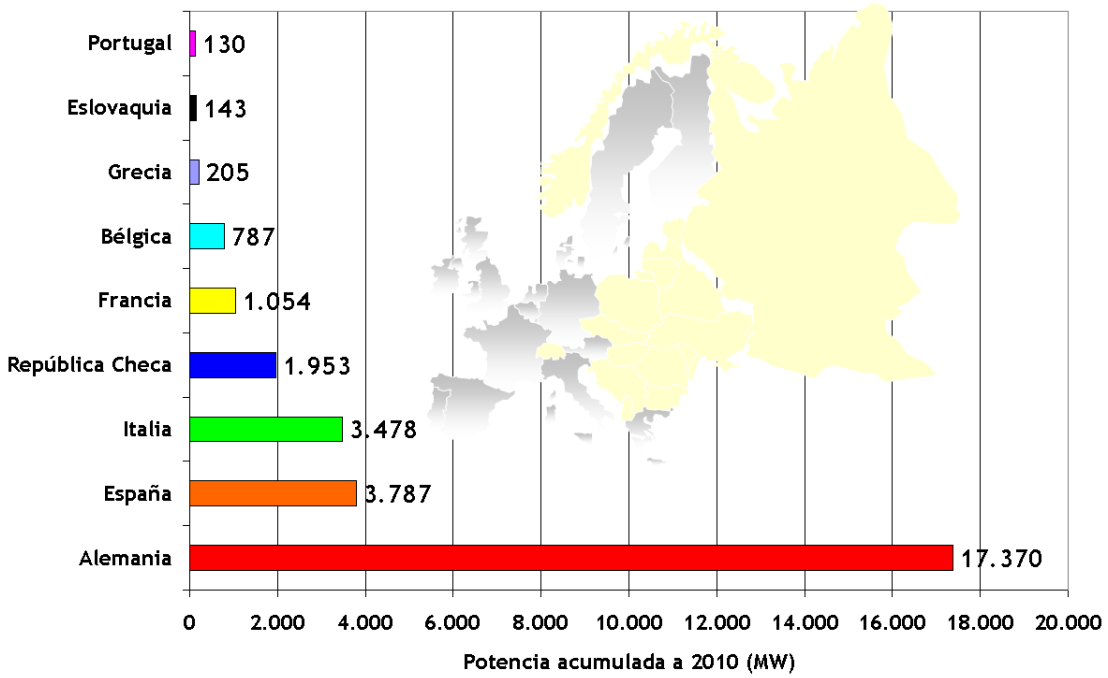


Fuente: Photon Internacional

Situación actual en la UE

En Europa, según datos de EurObserv'ER, la potencia instalada ascendía a finales de 2010 a 29.327 MWp, repartidos entre 29.173 MWp de instalaciones conectadas a red y 154 MWp de instalaciones aisladas de la red eléctrica. En la siguiente figura se muestra las potencias acumulada en 2010 en los principales países de la Unión Europea:

Figura 4.9.3. Potencia acumulada en Europa al cierre de 2010



Fuente: IDAE, EurObserv´ER

Alemania es el país de la Unión Europea con mayor potencia fotovoltaica acumulada, con 17.370 MW instalados en 2010. Domina claramente el mercado europeo, representando el 59% de éste. España, con 3.787 MW acumulados, es el segundo país por potencia acumulada en 2010.

En el año 2008 España fue el primer país por potencia instalada, con 2.705 MW, frente a los 1.809 MW de Alemania, que fue el segundo país del mundo. La potencia instalada en España en 2009 no obtuvo un incremento tan fuerte como en el año anterior debido al cambio de regulación del sector. El cierre de 2010 muestra un incremento con respecto a 2009.

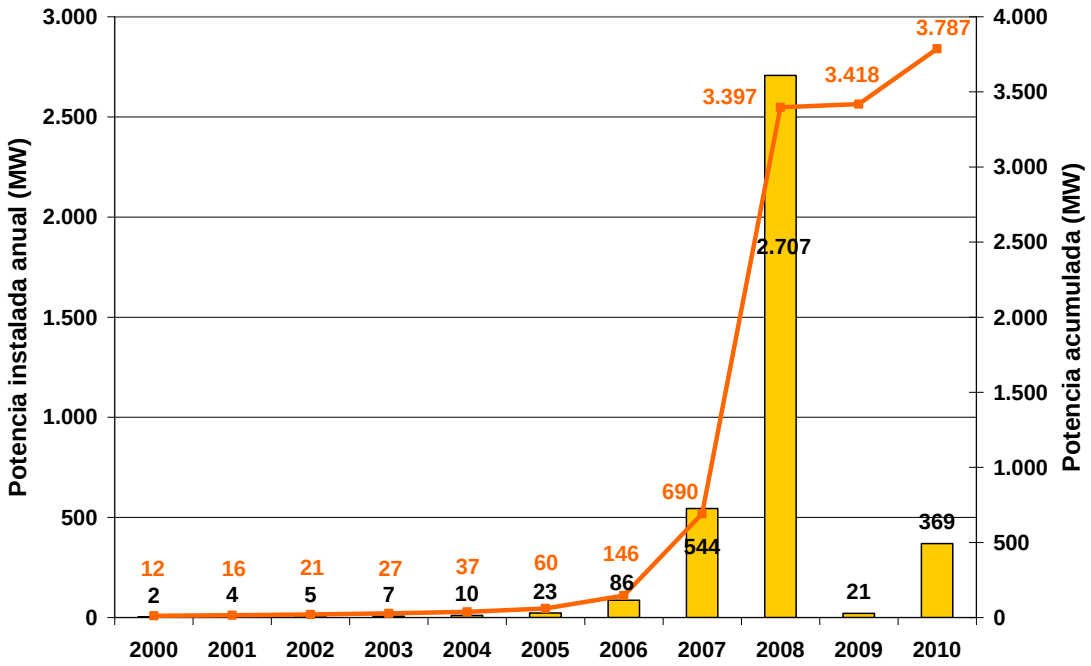
Entre el resto de países destacan Italia, República Checa, Bélgica y Francia, que estudian políticas de desarrollo a semejanza de Alemania y España. Es de destacar en este sentido al gobierno italiano, que mediante la aprobación del Nuevo Conto, fija una prima fija adicional al precio de mercado de la energía. Esta prima varía según el nivel de integración de la instalación y es válida durante los 20 primeros años de explotación. El crecimiento del sector fotovoltaico en Italia, por tanto, se asienta bajo las premisas de incentivos y la simplificación de los trámites administrativos. Italia, con estas políticas, ha alcanzado unos 711 MW instalados en el año 2009 y un total acumulado en el año 2010 de 3.478 MW.

Situación actual en España

España se sitúa como el segundo país a nivel mundial, tras Alemania, en potencia instalada. La potencia total acumulada en el año **2010** alcanzó los **3.787 MW**.

A continuación se muestra la evolución de potencia instalada anualmente y la total acumulada en España conectada a red hasta 2010.

Figura 4.9.4. Potencia instalada y acumulada por año en España



Fuente: IDAE

Marco de desarrollo

En agosto de 2007 se superó el 85% del objetivo de incremento de 363 MW previsto para el periodo 2005-2010 en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER), por lo que se estableció un plazo de 12 meses durante el cual las instalaciones que fueran inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial (RAIPRE) tendrían derecho a la tarifa regulada establecida en el Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo.

Pasados estos 12 meses, mediante el **Real Decreto 1578/2008** se definió un nuevo régimen económico, además de la creación de un Registro de preasignación de retribución para la tecnología fotovoltaica (PREFO), que afecta a las instalaciones que se inscriban definitivamente en el RIPRE a partir de septiembre de 2008. Este nuevo marco se basa en un sistema de cupos crecientes y tarifas decrecientes, que potencia las instalaciones sobre edificaciones y garantiza el cumplimiento, sin desviaciones, de la planificación energética.

Se establece para 2009 un cupo de potencia base de 400 MW y un cupo extra de 100 MW. El cupo base para 2010 es de 413 MW, y el extra de 60 MW. A partir de 2011 no existe cupo extra, y el cupo base se incrementa en el mismo porcentaje que se reduzca la tarifa para cada tipología de instalación definida.

Los proyectos que concurran al PREFO deben aportar la autorización administrativa, la licencia de obras, el punto de conexión concedido por la compañía eléctrica y el resguardo de la constitución de aval en la Caja General de Depósitos de 50 €/kW, en el caso de instalaciones en edificación menores de 20 kW, y de 500 €/kW en los demás casos. Al adjudicar los proyectos en cada convocatoria, se tiene en cuenta la fecha más reciente de esos documentos, para ordenar las solicitudes cronológicamente y dar preferencia a las más antiguas.

Se establecen dos tipologías de instalaciones, una para aquellas sobre edificaciones y otra para el resto, cada una con sus correspondientes cupos y tarifas.

La tipología de instalaciones sobre edificios contempla dos subgrupos de instalaciones: las menores de 20 kW y las que tienen entre 20 kW y 2 MW. La segunda tipología agrupa al resto de instalaciones no situadas sobre edificaciones urbanas, y permite instalaciones con un máximo de 10 MW. Las tarifas descienden alrededor de un 10% anual, dependiendo del modo en que se cubran los cupos asignados.

Tabla 4.9.1. Grupos definidos en el RD 1578/2008

		Potencia	Tipología de instalaciones
Tipo I	I.1	P ≤ 20 kW	**Cubiertas o fachadas** con usos: residencial, servicios, comercial, industrial, agropecuario **Aparcamientos** de esos usos. (Parcela con referencia catastral urbana)
	I.2	20 kW ≤ P ≤ 2 MW	
Tipo II	II	P ≤ 10 MW	**Resto**, no incluidas en tipo I

Fuente: IDAE

El **Real Decreto 1565/2010**, de 19 de noviembre de 2010, **modifica** la tipología tipo I especificando que en el interior de las instalaciones debe haber un punto de suministro de potencia contratada por al menos un 25% de la potencia nominal de la instalación. Se excluyen expresamente del tipo I las instalaciones ubicadas sobre estructuras de invernaderos y cubiertas de balsas de riego y similares. También con respecto a la tipología tipo I el **Real Decreto 1011/2009**, de 19 de junio, por el que se regula la Oficina de Cambios de Suministrador, en su disposición final cuarta, **amplía** el límite de potencia máxima para instalaciones tipo I hasta 10 MW, si bien a efectos de inscripción en una convocatoria se mantiene el límite de 2 MW.

El marco de tarifas y cupos se muestra en la siguiente tabla para el año 2009:

Tabla 4.9.2. Tarifas y cupos para las convocatorias de 2009

		2009							
	TIPO	1C 09		2C 09		3C 09		4C 09	
TARIFA (c€/kWh)	I.1	34,0000		34,0000		34,0000		34,0000	
	I.2	32,0000		32,0000		32,0000		32,0000	
	II	32,0000		30,7189		29,9113		29,0857	
		Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito
CUPO (MW)	I.1	6,675	1,669	6,675	3,631	6,675	2,786	6,675	4,670
	I.2	60,075	20,916	60,075	31,691	60,075	35,601	60,075	60,104
	II	58,250	66,113	94,552	94,718	89,512	90,411	85,620	89,955

Fuente: IDAE

Durante el año 2010 se han cubierto los cupos de todas las tipologías, reduciéndose las tarifas asociadas aproximadamente un 10%.

Tabla 4.9.3. Tarifas y cupos para las convocatorias de 2010

		2010							
	TIPO	1C 10		2C 10		3C 10		4C 10	
TARIFA (c€/kWh)	I.1	34,0000		33,4652		33,0597		32,1967	
	I.2	31,1665		30,3099		29,5200		28,6844	
	II	28,1045		27,3307		26,5509		25,8602	
		Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito	Cupo	Inscrito
CUPO (MW)	I.1	6,675	6,016	6,653	5,760	6,675	6,682	6,537	6,548
	I.2	61,640	62,522	61,439	61,480	61,640	63,090	60,401	61,434
	II	50,033	50,894	51,339	52,380	52,105	52,114	52,288	52,609

Fuente: IDAE

En el caso de que para cada tipo se inscriba menos del 75% de su cupo la tarifa correspondiente se mantiene para la siguiente convocatoria, lo que ha ocurrido para los tipos I.1 y I.2 en 2009. Si se cumple más del 75% la tarifa se reduce proporcionalmente a la potencia inscrita, siendo la reducción cero si se inscribe exactamente el 75% del cupo, y del 2,6% si se inscribe exactamente el 100% del cupo. Esto es lo que ha sucedido en la tipología II desde la creación del PREFO, y en la tipología I desde 2010. Existe un mecanismo establecido que permite traspasar entre ambos grupos la potencia que no se asigne en uno de ellos.

Adicionalmente a la reducción de tarifas establecida por el Real Decreto 1578/2008, a partir de la segunda convocatoria de 2011 se aplicará la reducción de tarifas extraordinaria establecida en el Real Decreto 1565/2010, que reduce un 5% las tarifas de la tipología I.1, un 25% la tarifa de la tipología I.2, y un 45% la tarifa de la tipología II.

En la actualidad el Real Decreto-ley 14/2010, de 23 de diciembre, limita las horas equivalentes de funcionamiento de las instalaciones fotovoltaicas con derecho a percibir el régimen económico primado que tengan reconocido. Las horas equivalentes de referencia se definen en función de la zona solar climática según la radiación solar media en España establecidas en el Real Decreto 314/2006.

Se define el **número de horas equivalentes** de funcionamiento de una instalación como el cociente entre la producción neta anual expresada en kWh y la potencia nominal de la instalación expresada en kW.

En la siguiente tabla se muestran las horas equivalentes establecidas por el Real Decreto-ley 14/2010.

Tabla 4.9.4. Horas equivalentes Real Decreto-ley 14/2010

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año				
	Zona I	Zona II	Zona III	Zona IV	Zona V
Instalación fija	1.232	1.362	1.492	1.632	1.753
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.602	1.770	1.940	2.122	2.279
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.664	1.838	2.015	2.204	2.367

Fuente: IDAE

Así mismo, el Real Decreto-ley 14/2010 limita de forma extraordinaria y temporal la retribución para las instalaciones con inscripción definitiva en el RIPRE anterior al 29 de septiembre de 2008 y acogidas al Real Decreto 661/2007. La limitación se realiza hasta 2013 incluido, ampliándose como contrapartida hasta 30 años el derecho a percibir las tarifas reguladas.

Tabla 4.9.5. Horas equivalentes Real Decreto-ley 14/2010

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Instalación fija	1.250
Instalación con seguimiento a 1 eje	1.644
Instalación con seguimiento a 2 ejes	1.707

Fuente: IDAE

Sector industrial

El sector de la industria solar fotovoltaica en España estaba compuesto en 2009 por cerca de 500 empresas[45] que abarcan todas las actividades relacionadas con la industria. Directamente, desde empresas fabricantes de células, módulos, inversores y seguidores, hasta indirectamente, empresas fabricantes de sistemas asociados (baterías, protecciones, monitorización), distribuidores, ingenierías, consultorías, formación, instaladores, mantenimiento, promoción, servicios financieros y centros tecnológicos. Todas estas empresas se agrupan en distintas asociaciones, siendo las principales la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF), la Asociación Empresarial Fotovoltaica (AEF) y la Asociación de Productores de Energías Renovables (APPA) en su sección fotovoltaica, unidas a la fecha de edición de este documento en una federación, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF).

Según ASIF, en total 41 empresas están afincadas en España fabricando células, módulos, inversores y seguidores. La producción está particularmente concentrada para inversores y seguidores. Para inversores tres empresas acapararon más del 80% de la producción y, para seguidores, dos empresas produjeron el 50% del total. En cambio en módulos hay menor concentración. En total 20 empresas produjeron células o módulos en España en 2008. Produjeron 195 MW en células y 498 MW en módulos, el 7% de la producción mundial, la gran mayoría de silicio cristalino.

Las empresas más representativas como fabricantes de módulos, sin ser exhaustivos, son: Aleo Solar, Atersa, Cuantum Solar, Gadir Solar, Génesis Solar, Guascor Fotón, Isofotón, Pevafersa, Siliken, Solaria, T-Solar y Unisolar.

Como fabricantes de silicio y obleas destacan Ferroatlántica, Ferrosilicio Solar, Siliken, Pevafersa, Silicio Solar y DC Wafers. Finalmente, como fabricantes de células de silicio destacar Cell Celis, Isofotón y Pevafersa.

La industria española es líder en distintos subsectores como el de fabricación de seguidores, con desarrollos propios y patentes a nivel internacional, o en los sistemas de energía solar de concentración.

En cuanto a las **actividades de investigación**, existen en España aproximadamente unos **30 centros** (universidades, centros privados y centros públicos) que se dedican a la actividad de **I+D** en el campo de la energía fotovoltaica. Destacan el Instituto de

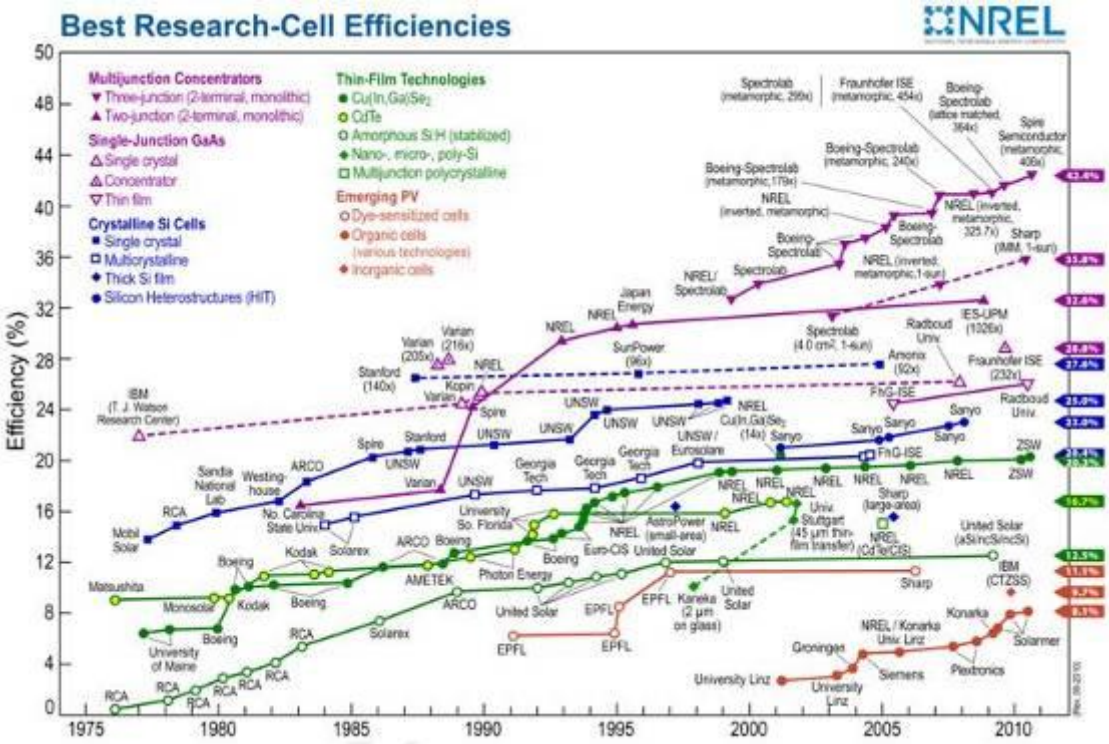
[45] Estimación según número de asociados a la Asociación de la Industria Fotovoltaica (ASIF) en 2009 publicado en su página web.

Energía Solar (IES) de la Universidad Politécnica de Madrid, el Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (ISFOC) en Puertollano, CIEMAT, CENER, diferentes universidades como, por ejemplo, la Universidad de Jaén, etc.

4.9.2 Perspectivas de evolución tecnológica

Durante muchos años el efecto fotovoltaico no tuvo aplicación comercial, hasta que en 1954 los Laboratorios Bell descubrieron, de manera accidental, que los semiconductores de silicio dopados con ciertas impurezas eran muy sensibles a la luz; comienza de esta manera la era moderna de la tecnología solar fotovoltaica. Desde entonces el desarrollo ha sido constante, reduciéndose los costes de los sistemas de generación eléctrica solar fotovoltaica.

Figura 4.9.5. Evolución de la eficiencia de células por tecnologías



Fuente: NREL

Perspectivas de desarrollo comunes

El principal objetivo de la **investigación**, el **desarrollo tecnológico,** y la **innovación** de todo el sector se resume en desarrollar nuevos materiales, equipos e instalaciones completas que permitan el **descenso de los costes** de producción de energía eléctrica con la tecnología fotovoltaica y que posibiliten una **integración en el sistema eléctrico** a gran escala.

Se han identificado una serie de acciones o "palancas" que pueden permitir la reducción de los costes de inversión:

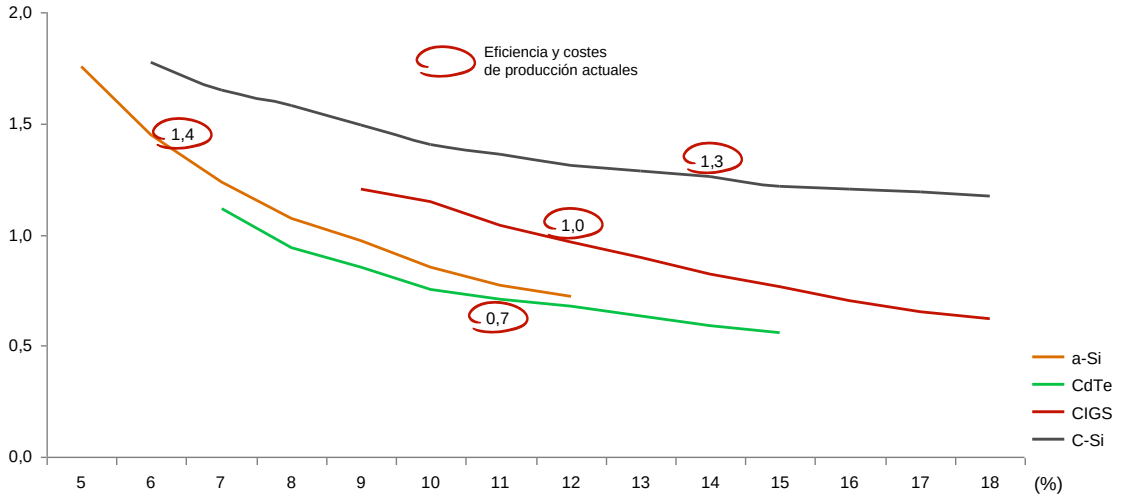
- Por una parte, la mejora de la **eficiencia** permite incrementar la potencia por m^2 de módulo, lo que limita el coste por MWp y los costes del resto de equipos del sistema al ocupar menos espacio la misma potencia.
- Por otra parte, la reducción de los **costes de fabricación** propiamente dichos por m^2 en el caso de los módulos.

Se prevé una mejora de la eficiencia de los módulos en los próximos años. Para el caso de silicio cristalino, se espera una eficiencia de entre el 17 y el 22% en 2020, desde el 14% de media actual. Para capa delgada, se puede alcanzar una eficiencia de entre el 16 y el 17% en 2020, desde el 10% actual. En ambos casos, la evolución prevista supone continuar la curva de experiencia histórica.

Un incremento de la eficiencia de los módulos del 100% puede reducir el coste entre un 40-70% según las tecnologías. Analizando la repercusión del **aumento de eficiencia** de los módulos sobre el **coste de producción**, podemos ver cómo con cada punto de eficiencia que se incremente se reduce el coste de producción entre un 3 y un 10%.

En la actualidad, la tecnología de capa delgada de silicio es la que presenta mayor recorrido de reducción de costes debido al incremento de la eficiencia. No obstante, cualquier avance significativo en otra tecnología fotovoltaica permitirá nuevos desarrollos que pueden variar estas perspectivas.

Figura 4.9.6. Coste de producción frente a eficiencia de los módulos por tecnologías



Fuente: BCG

La relación presentada entre eficiencia y costes de producción representa los valores mínimos de costes acordes a las eficiencias; por tanto, no se descartan valores de costes mayores debido a factores coyunturales de mercado como, por ejemplo, la escasez de polisilicio en 2007 y 2008.

Tecnología basada en el silicio

Las células cristalinas están formadas fundamentalmente por silicio, siendo éste el material más abundante en la Tierra después del oxígeno. No se encuentra en estado

puro, sino unido químicamente al oxígeno en forma de dióxido de silicio (sílice). De manera industrial se obtiene mayoritariamente del cuarzo.

Para obtener silicio con suficiente pureza se debe separar primero del oxígeno no deseado del dióxido, y para ello se introduce la "arena de cuarzo" junto con "polvo de carbono" en un crisol donde se funden. De esta manera se obtiene el denominado **silicio metalúrgico** con una pureza de aproximadamente el 98%.

Este silicio no es de la suficiente pureza como para que pueda ser utilizado con fines electrónicos, ya que para estas aplicaciones se exige una concentración de impurezas inferior a 0,2 ppm (partes por millón). Con este motivo se purifica el silicio metalúrgico mediante procesos químicos. A partir de silicio purificado se produce el silicio cristalino en **lingotes** mediante diferentes métodos (Czochralsky para obtención de silicio monocristalino, fusión en bloques para obtención de silicio policristalino, etc.).

Figura 4.9.7. Cristalización por método Czochralsky

Fuente: SODEAN y CENTESIL

A partir del lingote de silicio cristalino o policristalino se obtienen las **obleas**, mediante corte del mismo. El espesor de las obleas ha ido descendiendo de manera continua, situándose actualmente entre 150 y 200 µm.

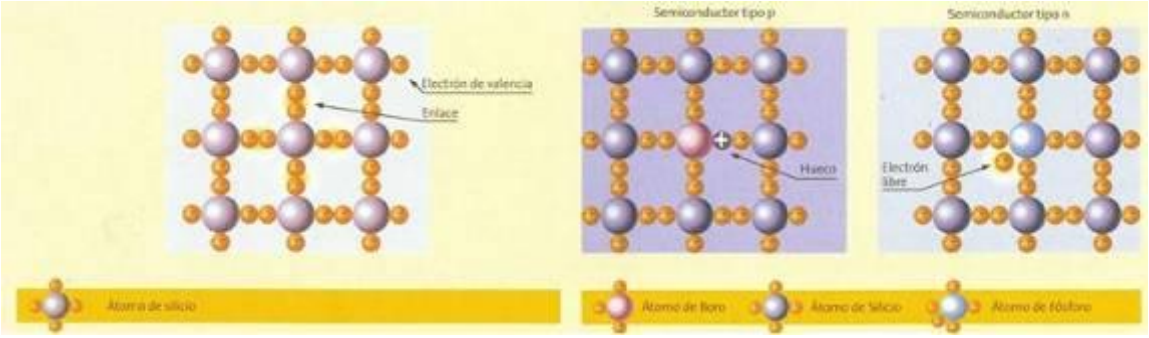
Una vez obtenida la oblea es necesario mejorar su superficie, que presenta irregularidades y defectos debidos al corte, además de retirar de la misma los restos que puedan haber quedado (polvo, virutas), mediante el proceso denominado **decapado**.

Con la oblea limpia, se procede al **texturizado** de la misma (solo para células monocristalinas, ya que las células policristalinas no admiten este tipo de procesos), aprovechando las propiedades cristalinas del silicio para obtener una superficie que absorba con más eficiencia la radiación solar incidente.

Posteriormente se procede a la formación del **semiconductor**, para lo cual es necesario **dopar,** o introducir impurezas, en la red cristalina estable del silicio. Por un lado se forma el semiconductor **tipo p**, dopando la oblea con un elemento que

tiene un electrón menos que el silicio, el **boro**. Por otro lado se forma el semiconductor tipo n, dopando la otra cara del silicio con **fósforo**, el cual tiene un electrón más que el silicio. De esta manera se forma **una unión PN** que permitirá que, gracias a la energía de la luz, un electrón "salte" de una capa a otra formando una corriente eléctrica.

Figura 4.9.8. Estructura cristalina del silicio (izq.) y silicio dopado con boro y fósforo (dcha.)



Fuente: SODEAN

El siguiente paso es la formación de los **contactos metálicos** de la célula, en forma de rejilla en la cara iluminada por el Sol, y de forma continua en la cara posterior. La formación de los contactos en la cara iluminada se realiza mediante **técnicas serigráficas**, empleando en ocasiones la **tecnología láser** para obtener contactos de mejor calidad y que ocupen menor espacio. Las últimas tecnologías solo emplean contactos posteriores, alcanzando las máximas eficiencias al eliminar de la cara iluminada la sombra producida por los contactos.

Finalmente, puede procederse a añadir una **capa antirreflexiva** sobre la célula, con el fin de mejorar las posibilidades de absorción de la radiación solar.

Una vez fabricada la célula, se procede a su comprobación, clasificación, conexionado, encapsulado, y montaje final de los módulos.

Aproximadamente el **90%** de las células solares fotovoltaicas vendidas en **2009** son de células de **silicio** (monocristalinos, policristalinas o de silicio amorfo), lo que da una idea de su importancia comercial actual.

Las principales **evoluciones tecnológicas** que se pueden dar son:

- Mejoras en la obtención de silicio purificado, de grado solar o electrónico. En este sentido es importante destacar los desarrollos en este campo, en el cual hay empresas españolas, como Ferroatlántica, liderando proyectos de fabricación, utilización y caracterización de silicio fotovoltaico por vía metalúrgica.
- Mejoras en los métodos existentes y nuevos métodos para la cristalización del silicio purificado.
- Mejoras en la fabricación de obleas, con espesores cada vez menores y mejor y más uniforme dopado con boro.
- Incremento de la eficiencia de las células, gracias a mejoras en diferentes pasos de la fabricación de la célula, a la menor ocupación de superficie de

los contactos eléctricos, y a la combinación, o a la eliminación de los mismos en la superficie expuesta al sol.

- Incrementos en la eficiencia de los módulos, a través de mejoras en los conexionados de células, en la selección más uniforme de las mismas, etc.

Tecnologías de capa delgada

Los procesos de fabricación de células solares de película delgada se han desarrollado fuertemente a partir de los años noventa. El método más desarrollado consiste en cubrir un substrato (en la mayoría de los casos vidrio) con una capa muy fina de un semiconductor sensible a la radiación (fotoactivo).

Se emplean procesos de deposición, como el método "*Sputter*" (pulverización catódica), o procesos de baños electrolíticos. Como material semiconductor se utiliza silicio amorfo, $CuInSe_2$ (CIS), CdTe, Cu, In, Ga y Se (CIGS).

*Capa delgada de **silicio***

Debido a la gran absorción de la radiación de estos materiales basta con espesores menores de 0,001 mm para la transformación de la radiación solar en electricidad. La temperatura que se alcanza en el proceso de fabricación de células de película delgada de silicio es de unos 200 – 500 ºC frente a los 1.500 ºC que se necesitan en el caso de células de silicio cristalino.

El poco material y la baja energía consumida, junto a la posibilidad de un alto grado de automatización del proceso, ofrecen un considerable potencial de reducción de costes frente a la tecnología de silicio cristalino, que se encuentra en una etapa de madurez más avanzada.

Una diferencia en la fabricación de paneles de silicio amorfo con respecto a la fabricación de paneles cristalinos afecta al proceso de fabricación, que en el caso de paneles de silicio amorfo une, en una única etapa, un conjunto de etapas que en el proceso de producción de módulo cristalino se separan en distintas etapas industriales.

En los últimos años se han iniciado en España diversas iniciativas industriales para la producción de módulos de silicio amorfo, destacando:

- Grupo Unisolar: produce módulos fotovoltaicos en su planta de Béjar (Salamanca) con una capacidad instalada en el año 2009 de 10 MWp/año, ampliando a 20 MWp/año en el año 2010.
- Grupo T-Solar: produce módulos fotovoltaicos en su planta de Orense con una capacidad de 45 MWp/año en 2010.
- Gadir Solar: produce módulos fotovoltaicos en su planta de Puerto Real (Cádiz) con una capacidad de producción de 45 MW/año.

*Capa delgada de **cobre-indio-diselenio** (CIS)*

El material semiconductor activo en las células solares CIS es el diseleniuro de cobre e indio ($CuInSe_2$). En ocasiones se utiliza el CIS unido al galio (**CIGS**) obteniendo rendimientos superiores.

Para la fabricación de células se toma el sustrato de vidrio en primer lugar y mediante pulverización catódica se coloca una capa delgada de molibdeno que actúa como electrodo posterior. La capa absorbente tipo p CIS se crea en una cámara de vacío a una temperatura de 500 ºC al evaporarse simultáneamente el cobre, el indio y el selenio. Otra posibilidad sería colocando los elementos individuales en capas sucesivas.

De todas las células de película delgada, la tecnología CIS es una de las que mayor rendimiento ofrecen hoy en día. Desde el punto de vista económico actualmente no son una alternativa clara frente al silicio cristalino o a otras tecnologías de capa delgada, aunque se espera una reducción de costes en su producción. El rendimiento que se alcanza con esta tecnología es del 10 – 12% (rendimiento del módulo).

*Células **telururo de cadmio** (CdTe)*

La elaboración de células solares de telururo de cadmio se consigue a partir de un sustrato con una capa conductora transparente, generalmente de óxido de estaño. Se coloca sobre ésta una capa conductora ventana tipo n de CdS y a continuación una capa conductora absorbente tipo p de CdTe.

Los procedimientos de elaboración empleados son procedimientos sencillos como serigrafía, separación galvánica o spray. Para módulos de grandes dimensiones se emplean procedimientos de evaporación en los que se mantienen suficientemente alejados la fuente de vapor y el substrato. La separación de las capas de CdS y de CdTe se lleva a cabo a unas temperaturas de unos 700 ºC mediante proceso de vacío.

El principal inconveniente radica en la toxicidad del cadmio. Sin embargo la unión CdTe no es tóxica y sí muy estable. Los riesgos medioambientales y de salud sólo aparecen en estado gaseoso, por lo que es necesario un exhaustivo control durante la etapa de fabricación y reciclado, y además durante la explotación para prevenir incendios que puedan provocar combustión accidental de los módulos.

*Capa delgada **multiunión** (células III-V)*

Las células multiunión son las fabricadas con materiales de los grupos III y V de la tabla periódica (arseniuros de indio y galio). Son células altamente eficientes que han sido concebidas para ser utilizadas en aplicaciones especiales que requieren un alto rendimiento como los satélites, vehículos de exploración espacial, etc.

Estas células multiunión constan de múltiples capas delgadas, cada una constituida por un semiconductor diferente. Una célula de triple unión, por ejemplo, podría estar compuesta por GaAs, Ge y $GaInP_2$.

Cada tipo de semiconductor se caracteriza por una banda de energía, que le hace más sensible a absorber radiación electromagnética de una determinada región del espectro solar. Los semiconductores se escogen cuidadosamente para que se complementen y logren absorber el mayor rango posible del espectro solar.

Las células multiunión de GaAs son las células solares más eficientes hasta la fecha, alcanzando valores superiores al 40% en laboratorio, aunque también son las más costosas de producir, por lo que son habituales en tecnologías de **alta concentración**, donde la sustitución del elemento activo por elementos ópticos de concentración es más rentable.

Con **carácter general** para todas las tecnologías de **capa delgada** (salvo para las células de triple unión) las **perspectivas tecnológicas** pasan por el incremento de la **eficiencia**, ya que los menores costes de producción de módulos de capa delgada se ven compensados con mayores costes de cableados, estructuras, terrenos, etcétera, debido a la menor eficiencia de estas tecnologías con respecto a las de silicio cristalino.

Las líneas de desarrollo se centran en mejorar los procesos de deposición/dopado de elementos en la fabricación de células solares (aumentando el ratio de deposición), y en el desarrollo avanzado del proceso industrial y de la producción a gran escala de estas tecnologías.

Así mismo, las mejoras en el **control de la degradación** inicial en los módulos de película delgada de silicio dotarán de mayores eficiencias a estas tecnologías.

Tecnologías de concentración fotovoltaica

Son tecnologías fotovoltaicas que usan sistemas ópticos de concentración de la radiación solar sobre células solares altamente eficientes. Utilizan la radiación solar directa y necesitan sistemas de seguimiento solar bastante precisos.

España es el primer país del mundo por potencia instalada de sistemas comerciales de concentración fotovoltaica, existiendo una industria asociada potente a nivel mundial. Las principales empresas fabricantes en España son Guascor Fotón, Isofotón, Sol 3G (Abengoa Solar), Abengoa Solar, BSQ Solar, Concentración Solar la Mancha, Soltec y Zytech Solar. Así mismo, en Puertollano se encuentra el Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (**ISFOC**), líder en el ensayo y caracterización de estos equipos.

La tecnología de concentración fotovoltaica presenta una serie de ventajas frente a otras energías renovables, como son una mayor eficiencia y una menor sensibilidad de costes respecto del precio del material semiconductor. También ofrecen un mínimo tiempo de retorno energético, plazo en el cual los módulos FV producen la energía necesaria para la fabricación de sus componentes, que se cifra inferior a un año para 2015.

Por otra parte destaca su agilidad para ampliar las escalas de producción, pues al utilizar muchos materiales convencionales se cuenta con mucha capacidad de producción instalada, o sea que el arranque de la fabricación requiere un menor capital que otras tecnologías FV.

Así pues, los sistemas de alta concentración (HCPV por sus siglas en inglés) cuentan con buenas perspectivas de futuro. La concentración fotovoltaica se ha convertido en una herramienta que permitirá utilizar células de muy alta eficiencia, aunque sean muy sofisticadas, pues el coste unitario se podrá reducir mediante un alto factor de concentración.

Los **elementos** que constituyen estos sistemas son:

- **Célula solar**: se usan básicamente células multiunión, que alcanzan eficiencias del 40%.

- **Sistema óptico**: los mecanismos de concentración solar pueden realizarse mediante lentes o espejos, que refractan o reflejan la luz sobre el receptor que alberga la célula. El factor de concentración puede ser de unas decenas, que se denomina baja o media concentración, a un millar (1.000x), reduciéndose en la misma medida el área de célula necesaria para entregar una determinada potencia.

- **Seguidor solar**: en los sistemas de concentración es necesario hacer uso de un sistema que permita mantener a la célula enfocada al Sol, es decir, necesita seguir la trayectoria del mismo en todo momento.

El mercado mundial de concentración solar fotovoltaica se estima en 25 MW hasta 2009. En la actualidad España tiene la mayor cuota de mercado mundial, cuenta con el 65% del total, seguida por EE.UU. con el 10% y Australia con el 11%.

Sin embargo, las tecnologías de concentración fotovoltaica podrían tener dificultades para atraer capital inversor en proyectos en un escenario de precios bajos de los módulos convencionales de silicio o capa delgada, sin una regulación específica que ayude a esta tecnología a alcanzar, en poco tiempo, el reconocimiento de calidad y la confianza en su fiabilidad que la tecnología convencional ha obtenido en 20 años.

Así, para que esta tecnología pueda avanzar en su curva de aprendizaje con el incremento de producción y la consiguiente reducción de costes, es necesario un apoyo que le permita competir con otras tecnologías, ya que actualmente representa un mayor coste de inversión y un mayor nivel de riesgo tecnológico. En este momento España y EE.UU. podrían ofrecer políticas favorables y excelentes condiciones naturales para el desarrollo de la concentración solar fotovoltaica.

Las principales **tendencias tecnológicas** pasan por reducir los altos costes actuales, aumentar la eficiencia de los módulos, conseguir mejoras en toda la cadena de producción, desarrollar sistemas ópticos duraderos en intemperie, y conseguir una alta precisión en el ensamblaje de módulos (óptica y células, principalmente).

Figura 4.9.9. Instalación solar fotovoltaica de concentración

Fuente: IDAE.

Tecnologías orgánicas

Las células fotovoltaicas orgánicas son células solares, en las que al menos la capa activa se compone de moléculas orgánicas. Existen principalmente tres tipos:

- Las células fotovoltaicas orgánicas moleculares.
- Las células fotovoltaicas de polímeros orgánicos.
- Las células fotovoltaicas híbridas.

Desarrollándose desde 1990, constituyen una apuesta por reducir el costo de la electricidad fotovoltaica de una manera drástica. Las células fotovoltaicas orgánicas se benefician del bajo costo de los semiconductores orgánicos, así como de muchas posibles simplificaciones en los procesos de fabricación. Ofrecen la perspectiva de una producción en continuo (*roll-to-roll* en inglés), que permite el acceso a módulos solares a un precio muy competitivo.

Aún en investigación experimental, el mayor rendimiento en laboratorio apenas ha superado el 5%.

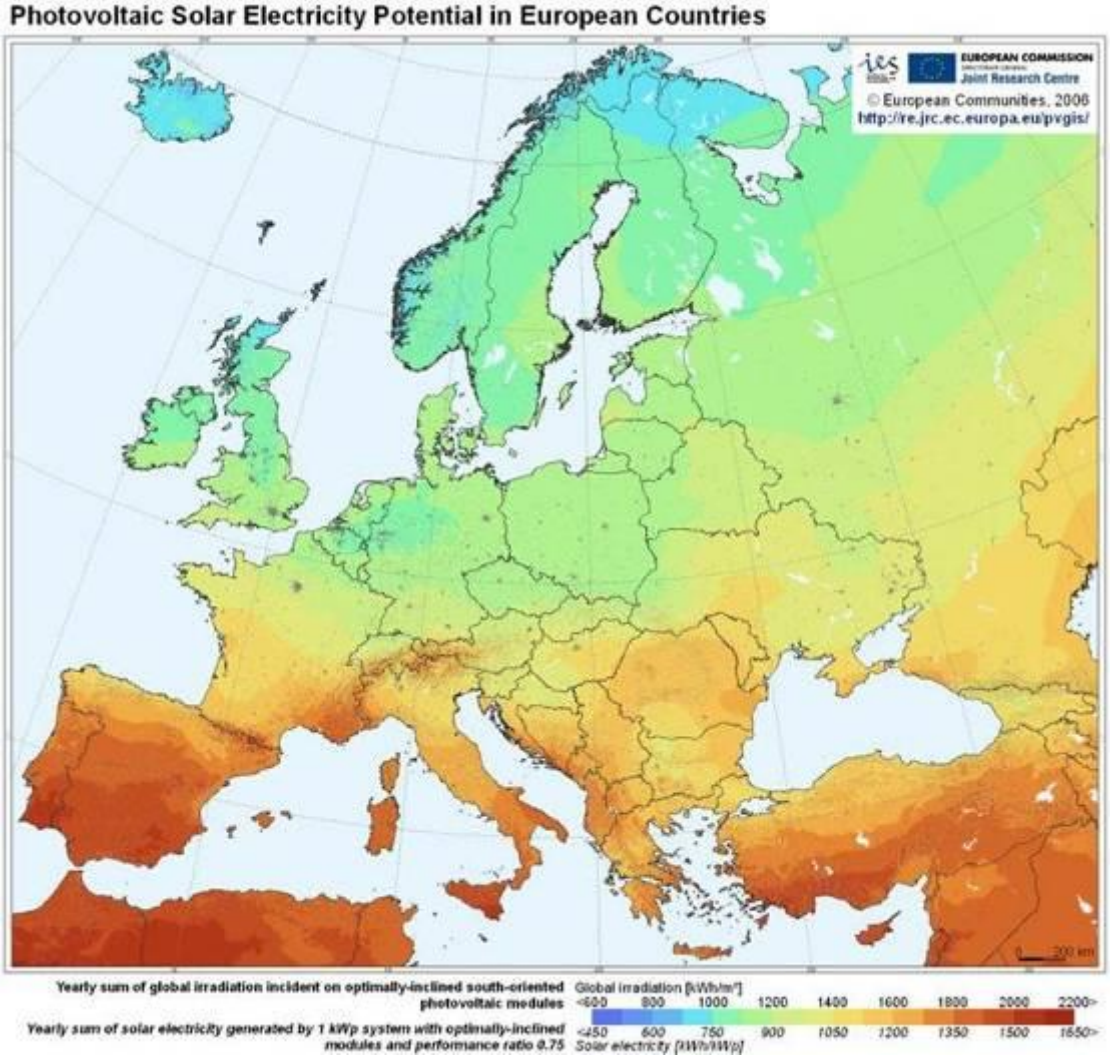
Por último, cabe citar otras tecnologías actualmente en fase de investigación o desarrollo, como las **tintas solares** (basadas en silicio o CIGS), que podrían conseguir costes de producción de energía muy por debajo de los actuales, si bien actualmente la eficiencia de estas opciones apenas ha superado el 2%.

4.9.3 Evaluación del potencial

El **potencial** para la energía solar fotovoltaica en España es **inmenso**, y viene determinado por el nivel de **irradiación** solar. En España se recibe de media una irradiación global de 1.600 kWh/m^2 al año sobre superficie horizontal, lo que nos sitúa a la cabeza de Europa.

Si analizamos el recurso solar global existente en **Europa** observamos que es muy variado según las diferentes regiones, en la figura se aprecia cómo la **ribera mediterránea** es el **área con más potencial** para las tecnologías solares.

Figura 4.9.10. Recurso solar en Europa



Fuente: European Commission

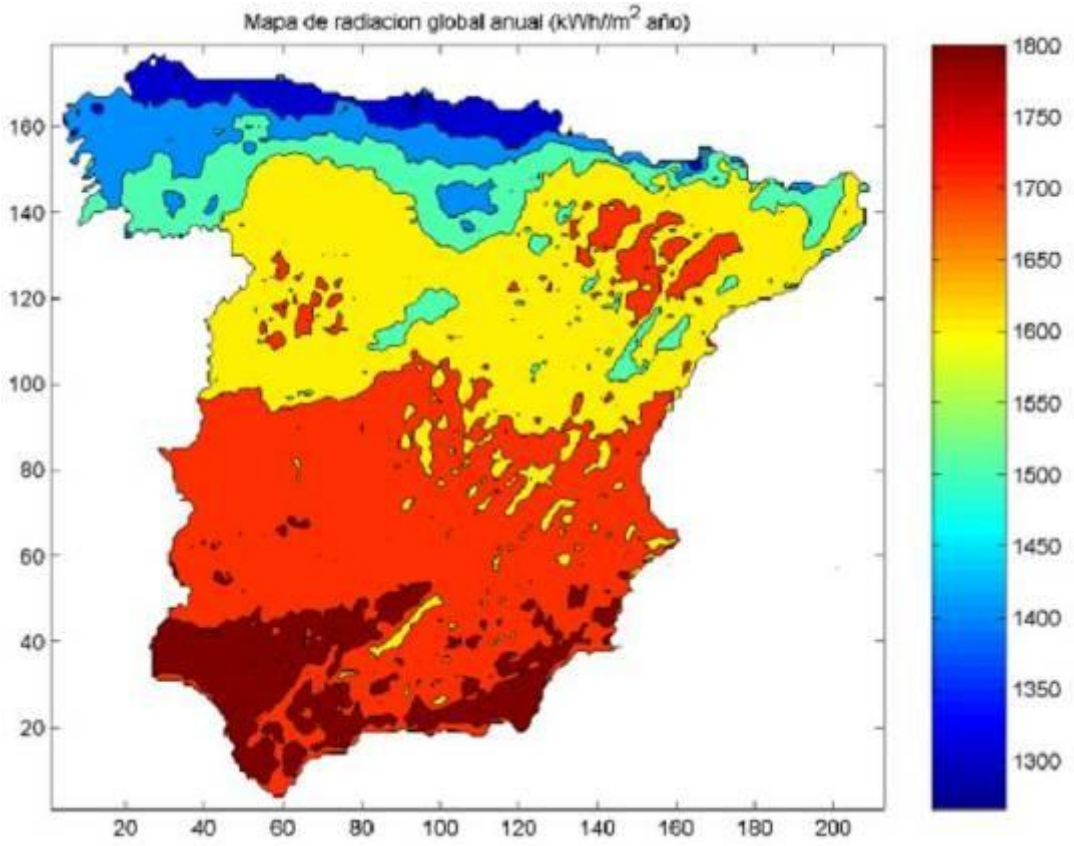
Así mismo, en **España** tenemos un recurso solar abundante, más intenso en el sur que en el norte.

Sin embargo, no solo este recurso solar ha propiciado que España se sitúe entre los principales mercados mundiales en la actualidad. Este incremento de potencia tan espectacular se ha debido a diferentes **factores**, además del elevado recurso solar**,** destacando los siguientes:

- **Planificación** de objetivos, especialmente desde el PFER 1999-2000, con identificación de barreras y propuesta de actuaciones para superarlas.
- Desarrollo del **marco normativo y económico** para implantar las medidas propuestas en la planificación.
- Impulso al **desarrollo industrial**: madurez tecnológica, centros I+D+i, etc.
- Gran **interés social** por las instalaciones conectadas a red con la considerable afluencia de capital económico.
- **Diversificación** de actividades de sectores tradicionales que conlleva la afluencia de capital económico y humano.

Otros factores como la mayor simplicidad de procedimientos, la disponibilidad de suelo, la disponibilidad de servicios auxiliares, las menores trabas administrativas, etc., se han mostrado más poderosos que la materia prima de estas instalaciones, la radiación global incidente, que se muestra en la figura siguiente.

Figura 4.9.11. Distribución espacial de radiación global horizontal anual en España



Fuente: CENER

La potencia fotovoltaica acumulada en España hasta diciembre de 2010, que alcanza la cifra de **3.787 MW** y que nos sitúa como segundo mercado mundial por potencia acumulada, solo supone alcanzar una pequeña parte del potencial teórico.

4.9.4 Análisis de costes

En el estudio de prospectiva tecnológica realizado se ha estimado la evolución de costes para las diferentes tecnologías renovables según la coyuntura actual. Para el área solar fotovoltaica se ha diferenciado entre las **tipologías** más comunes: instalaciones sobre **tejado** y sobre **suelo**, con y sin seguimiento solar, con módulos de silicio cristalino.

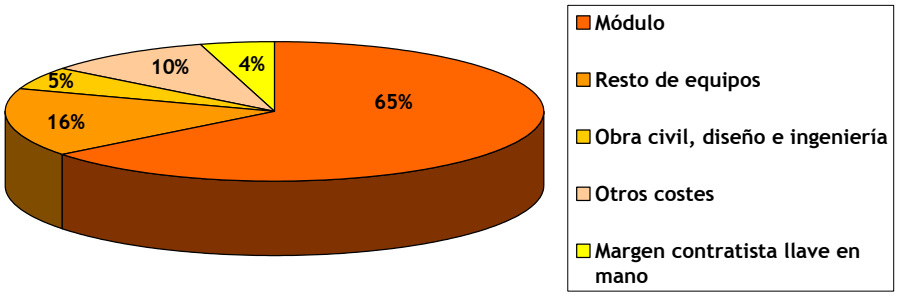
Instalación sobre tejado

Para una instalación sobre tejado, suministrada bajo la modalidad de contrato llave en mano, se han estimado los costes de inversión para el año 2010 en una horquilla con límite inferior en 2,59 $€_{2010}$/Wp y límite superior en 3,19 $€_{2010}$/Wp. Otras fuentes del sector ofrecen una horquilla entre 3,00 y 3,68 $M€_{2010}$/Wp.

Se han considerado para estos ratios la **potencia pico** expresada en vatios pico (Wp), que es la potencia del campo generador (módulos fotovoltaicos) medido en unas condiciones concretas de irradiancia (1.000 W/m^2), temperatura de célula (25 ºC) y calidad de la masa de aire (AM 1,5). La potencia nominal es la potencia del inversor, y es la que se toma de referencia para la inscripción en registros, para el acceso a red, para la asignación de tarifas, etc.

El desglose por partidas de la inversión puede ser aproximadamente el mostrado en la siguiente figura. En la partida otros costes se incluyen principalmente licencias, tasas y costes de conexión.

Figura 4.9.12. **Costes de inversión** en 2010 para instalaciones **FV en tejado**

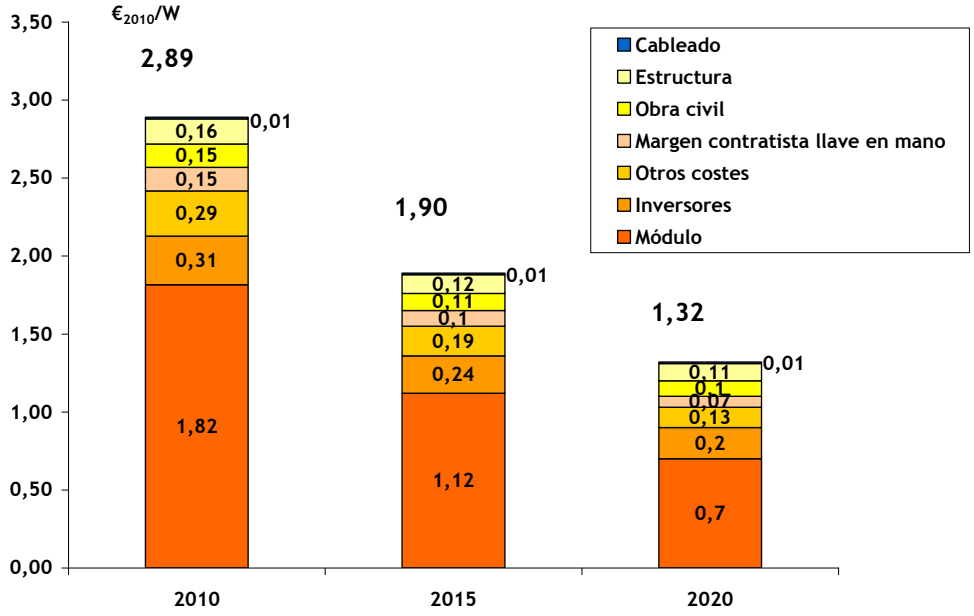


TECNOLOGÍA CRISTALINA

Fuente: BCG e IDAE

En cuanto a la evolución de los costes de inversión de las instalaciones solares fotovoltaicas en tejado, se estima que en los próximos años van a experimentar una reducción de costes muy importante. La mejora del rendimiento de las células, la optimización de los procesos de producción y la experiencia comercial propiciarán la reducción del coste de generación eléctrica con esta tecnología. Se prevé un descenso general hasta el año 2020 de aproximadamente el 50%, según se muestra en la siguiente figura:

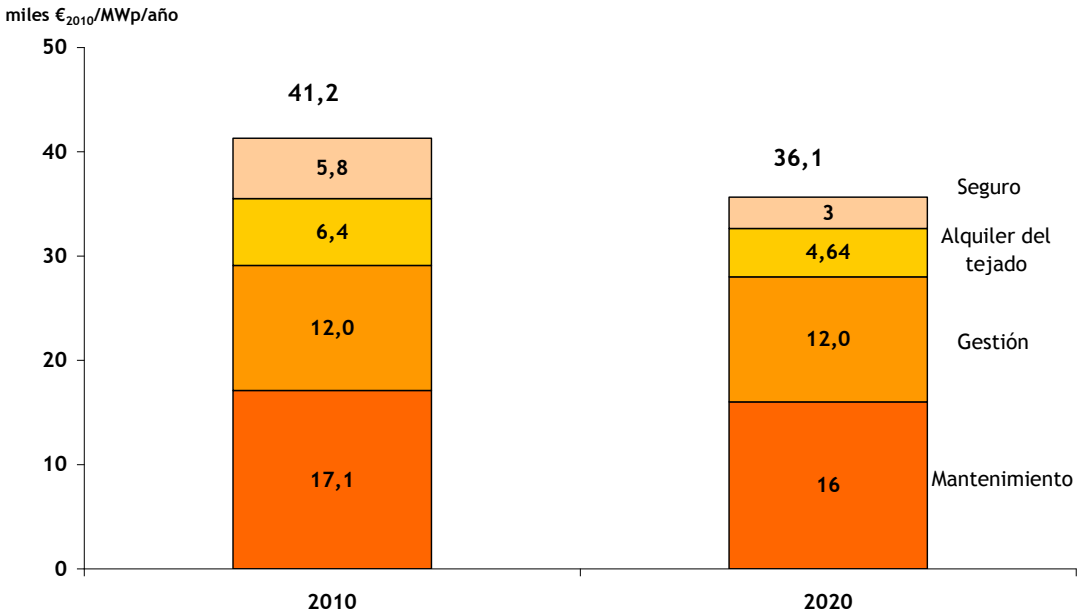
Figura 4.9.13. **Evolución** de los **costes** de inversión de una instalación de tecnología **cristalina** en **tejado**



Fuente: BCG e IDAE

En cuanto a la operación y mantenimiento, el estudio de prospectiva tecnológica elaborado por el IDAE muestra unos costes de 41.200 €/MWp en 2010. Otras fuentes del sector ofrecen un coste anual de operación y mantenimiento de entre 50.000 y 80.000 €/MWp. Los costes se han considerado independientes de la tecnología del módulo. Su desglose y evolución a 2020 se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.9.14. Costes de operación y mantenimiento para **instalaciones en tejado**



Fuente: BCG e IDAE

La **reducción de costes de operación, mantenimiento y explotación**, no sufrirá una reducción tan intensa como se prevé para los costes de inversión, estimándose en 2020 una reducción desde los costes de 2010 del **13,5%.**

Instalación en suelo

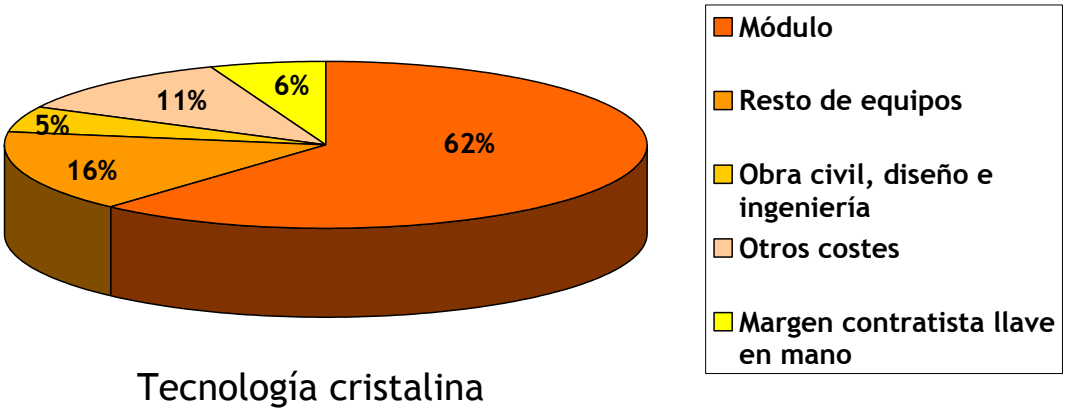
Los costes de inversión varían en función del precio de los módulos, pero también en este caso del sistema de seguimiento que posea la instalación.

Para una instalación fija (sin seguimiento solar) de tecnología cristalina los costes de inversión se estiman entre 2,27 y 2,77 €/Wp. Si el sistema de seguimiento es de un eje el coste estimado en 2010 aumenta aproximadamente 0,2 €/Wp, y si el seguidor es de doble eje el coste se podría incrementar en 0,25 M€/MWp.

Otras fuentes del sector ofrecen un rango de costes de entre 2,80 y 3,35 €/Wp, con un incremento de 0,5 €/Wp si el seguimiento es con 1 eje, y 0,90 €/Wp si el seguimiento es a dos ejes.

El desglose de este coste de inversión para un suministro llave en mano se muestra en la siguiente figura:

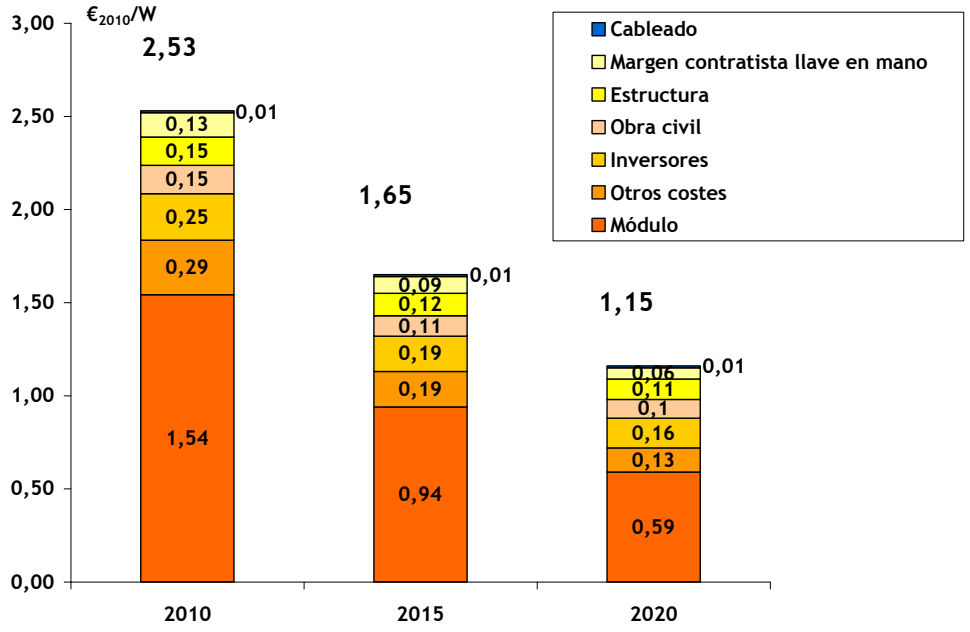
Figura 4.9.15. **Costes de inversión** para instalaciones **FV en suelo sin seguimiento**



Fuente: BCG

La evolución estimada por el IDAE, en su estudio de prospectiva tecnológica, para instalaciones en suelo de tecnología cristalina será de una reducción aproximadamente del 55% y el detalle se muestra en la siguiente gráfica:

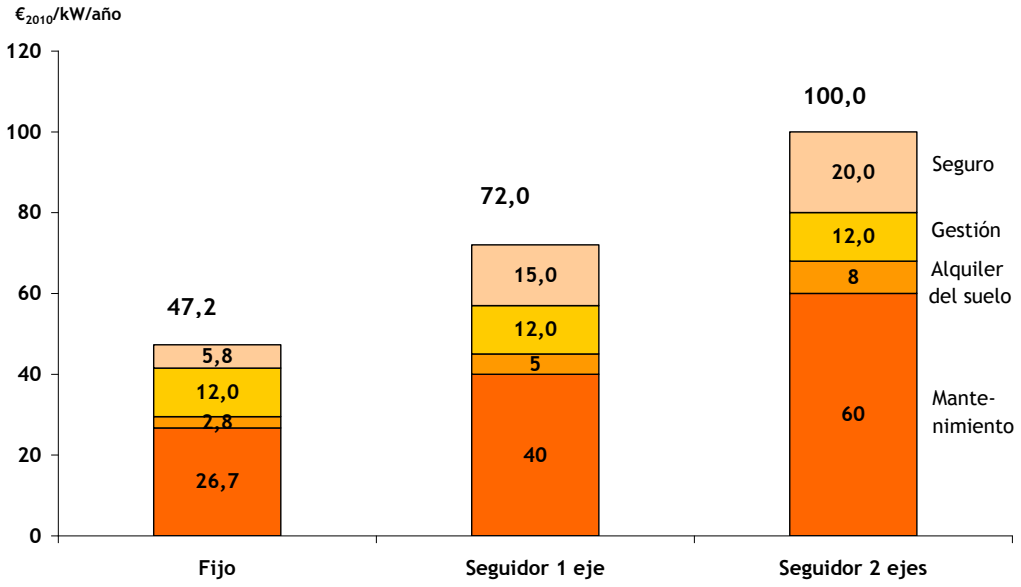
Figura 4.9.16. **Evolución** de los **costes** de inversión de una instalación de tecnología **cristalina** en **suelo**



Fuente: BCG

En el caso de instalaciones en suelo los **gastos de operación y mantenimiento** son diferentes si la instalación cuenta con seguimiento o no. Se representa en la siguiente figura el desglose de estos costes según la tipología del seguimiento solar:

Figura 4.9.17. Costes de operación y mantenimiento para **instalaciones en suelo.**



Fuente: BCG

La inclusión de un seguidor eleva el coste de mantenimiento entre 15.000 y 20.000 €/MW al año. Análisis de asociaciones del sector ofrecen un incremento de entre 25.000 y 55.000 €/MWp cuando se incorpora seguimiento en 1 eje o en 2 ejes, respectivamente.

4.9.5 Barreras al desarrollo del sector

El sector solar fotovoltaico ha sido el primero en alcanzar los objetivos establecidos en el Plan de Energías Renovables 2005-2010, demostrando una gran capacidad de adaptación y de reducción de costes tras el logro de estos objetivos.

Los retos que afronta ahora están intrínsecamente entrelazados con la evolución futura del sector energético global. La energía solar fotovoltaica jugará un papel clave en el mix energético de las próximas décadas, como ha sido puesto de manifiesto por numerosos expertos en todo el mundo. No en vano las principales potencias del mundo (Alemania, Estados Unidos, Japón, etc.) han realizado una apuesta decidida para apoyar el desarrollo e implantación de esta tecnología.

La tendencia del sistema energético futuro hacia un modelo más descentralizado y diversificado, más racional y eficiente, con una proporción cada vez mayor de energías renovables, se adapta perfectamente a las cualidades que presenta la generación de electricidad mediante la tecnología solar fotovoltaica. La abundancia de recurso solar, su fiabilidad, su modularidad y versatilidad, y el tremendo potencial de reducción de costes, están haciendo que la expansión comercial sea global.

Dos son los **objetivos** principales del sector solar fotovoltaico para conseguir su pleno desarrollo, la **reducción de costes** de la energía producida y la **integración** en el **sistema eléctrico** a gran escala.

La segura reducción de costes que se seguirá produciendo en el sector permitirá competir a la energía solar fotovoltaica con otras tecnologías, convencionales o no, incluso sin que internalicen los costes no recogidos completamente en el precio actual de la energía, como ayudas indirectas, costes medioambientales, costes sociales, etc.

Esta reducción de costes permitirá alcanzar en el corto y medio plazo la "paridad de red"[46] en el punto de consumo, lo que conlleva numerosas ventajas, tanto para los consumidores, para el propio sistema eléctrico, o para otros conceptos macroeconómicos como la dependencia energética y la balanza de pagos de nuestro país. Diversos estudios indican que la paridad de red se alcanzará en la Unión Europea en la presente década, teniendo este hecho gran trascendencia para el desarrollo del mercado fotovoltaico.

Alcanzar la "paridad de red" será un proceso progresivo que comenzará por las zonas de alta radiación, pero que no solo depende de condicionantes económicos o de recurso solar. La **simplificación** de los procedimientos administrativos de autorización, conexión y legalización; el establecimiento de sistemas de compensación de saldos de energía, realizando un "**balance neto**" entre la energía exportada y la importada; la integración en un futuro sistema eléctrico de generación distribuida, a través de "redes inteligentes"; el apoyo a nuevas demandas eléctricas como el coche eléctrico; etc., son las claves que permitirán un desarrollo masivo de la energía solar fotovoltaica.

A continuación se identifican las principales barreras a las que se enfrentan actualmente las tecnologías solares fotovoltaicas y que deben superarse para que se desarrolle todo su potencial en España.

---

[46] *Paridad de red: momento en el cual para un consumidor resulta indiferente comprar energía o autoproducirla.*

Barreras técnicas

La penetración masiva en el sistema eléctrico y la reducción de costes de la energía producida con tecnologías fotovoltaicas son los objetivos prioritarios para el sector.

Las barreras técnicas relacionadas son:

- No existen datos en detalle del recurso solar disponible en España.

  Para determinar el recurso solar disponible para las instalaciones solares es esencial disponer de una base de datos de referencia única, precisa, contrastada y detallada de la radiación solar disponible de sus dos componentes, directa y difusa.

- Limitaciones tecnológicas.

  Debido a diferentes factores, se aprecia una **ralentización en el desarrollo de la industria** fotovoltaica española, tanto en nuevas tecnologías para la obtención de materias primas para los módulos fotovoltaicos (como el silicio), como en la fabricación de células fotovoltaicas y de otros sistemas asociados (inversores, seguimiento, etc.). Es necesario seguir avanzando en el aumento de la eficiencia de las células para conseguir el máximo descenso del coste de energía producida con esta tecnología. El resto de equipos que componen una instalación solar (inversores, seguidores, utillaje) deben avanzar igualmente en la reducción de sus costes y en el aumento de su fiabilidad, dado que estas instalaciones tienen una vida útil por encima de los 30 años.

  Existe también un escaso uso y desarrollo de posibilidades de **almacenamiento** de energía. La creciente penetración de energía fotovoltaica en el sistema eléctrico hace necesario aumentar las posibilidades de gestionabilidad de las instalaciones. La no inclusión de elementos de acumulación en instalaciones conectadas a red impide la realización de instalaciones innovadoras que actualmente se permiten en otros países destinadas a incentivar el autoconsumo y las "redes inteligentes", pudiendo proporcionar servicios de valor añadido al sistema eléctrico (regulación del factor de potencia, potencia reactiva y control de los niveles de tensión, mejoras de las calidad de red, estabilización y seguridad de suministro).

  Finalmente, las limitaciones para la **integración arquitectónica** de sistemas fotovoltaicos no favorecen su incorporación masiva al sistema eléctrico, hecho que facilitaría una mejor y más eficiente adaptación de la curva de demanda.

Además de estas barreras técnicas específicas del sector, existen unas barreras generales que afectan a todas las energías renovables de producción eléctrica y que están relacionadas con la estructura de la red eléctrica. Los mecanismos de gestión del sistema son insuficientes y las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución son limitadas y no adaptadas plenamente a las energías renovables. No existe una óptima coordinación entre los gestores de red y los propios generadores.

Barreras normativas

El marco regulatorio y administrativo es fundamental para el desarrollo del sector y para el cumplimiento de nuestras obligaciones y responsabilidades internacionales respecto a las energías renovables y a la energía solar fotovoltaica. Las barreras identificadas en este campo son las siguientes:

- Escasa adecuación administrativa para el establecimiento de sistemas de generación distribuida en las redes eléctricas.

  La energía solar fotovoltaica permite un alto grado de generación distribuida de la energía, pero serán necesarios cambios progresivos en las redes de distribución y transporte, evolucionando hacia "redes inteligentes" (s*mart grids* en inglés) para que estas ventajas puedan aprovecharse y acoplarse a la demanda adecuadamente.

- Complejidad de los procedimientos administrativos.

  La tramitación de instalaciones fotovoltaicas son complejas y heterogéneas, lo que tiene un gran impacto sobre todo en instalaciones menores domésticas.

  Actualmente intervienen todos los niveles de la Administración, con procedimientos desproporcionados, faltando una armonización administrativa, y además intervienen agentes privados como los operadores de la red de distribución (empresas distribuidoras de energía eléctrica).

  En relación a las Administraciones se destaca la ausencia de procedimientos unificados, la falta de homogeneidad, los elevados plazos de tramitación y las dificultades para el seguimiento de expedientes. Con lo que respecta a las empresas distribuidoras se constata también una falta de homogeneidad entre las distintas compañías (que incluyen exigencias de requisitos diferentes a las instalaciones fotovoltaicas, en ocasiones excesivos para la pequeña potencia) y retrasos asociados a la gestión de los expedientes, la verificación de las instalaciones y la firma de contratos.

  Especial mención, dentro de la complejidad de los procedimientos administrativos, a la tramitación y autorización de proyectos de I+D+i+d.

- El Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) no define claramente las instrucciones a aplicar para las instalaciones solares fotovoltaicas.

  Esta barrera afecta sobre todo a instalaciones de pequeña potencia conectadas a redes de baja tensión.

- Percepción de incertidumbre regulatoria.

  Las señales arbitrarias sobre cambios en la normativa existente, incluso con la posibilidad de cambios retroactivos, tienen un gran impacto sobre el desarrollo e implantación de la tecnología, necesitándose una regulación a largo plazo.

- Necesidad de considerar adecuadamente la energía solar fotovoltaica en la revisión del Código Técnico de la Edificación.

  El Código Técnico de la Edificación ha supuesto un gran impulso a la integración arquitectónica de la tecnología fotovoltaica, sin embargo el rápido avance de esta tecnología hace necesario revisar su contribución en las próximas revisiones del Código Técnico de la Edificación teniendo en cuenta las especiales características de la energía solar fotovoltaica.

- Dificultad para el autoconsumo de energía generada de manera distribuida.

  El autoconsumo de energía puede ser una de las principales vías de desarrollo de la tecnología, apoyado con mecanismos de compensación de saldos de energía o "balance neto", pero actualmente la legislación en vigor no favorece este tipo de configuraciones cuando existen excedentes de energía.

- Falta de sistemas de certificación homogéneos de carácter nacional y europeo para instaladores de sistemas de energía solar fotovoltaica.

  La transposición de la Directiva 2009/28/CE exige la coordinación, sin perjuicio de las diferencias entre las estructuras administrativas y la organización de los Estados miembros, las responsabilidades respectivas de los organismos administrativos nacionales, regionales y locales en materia de procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias. Las normas que regulan la autorización, la certificación y la concesión de licencias tienen que ser objetivas, transparentes, proporcionadas y sin discriminar entre solicitantes.

Finalmente, de forma general como barrera regulatoria, falta una adaptación a la situación actual del esquema de apoyo al Régimen Especial.

Barreras económicas

Las expectativas de futuro del mercado pasan por un incremento en los próximos años de la capacidad de fabricación industrial, lo que permitirá la progresiva reducción de costes del sector y el alcance con la paridad de red. Las barreras que ralentizan esta tendencia natural son las siguientes:

- Elevados costes normalizados de energía, tanto en instalaciones conectadas a red como en instalaciones aisladas.

  Los elevados costes son una importante barrera para un desarrollo completo de la tecnología. Los mecanismos de determinación de tarifas reguladas poco flexibles respecto la evolución tecnológica han demostrado ser también un impedimento, entre otros factores, para una planificación satisfactoria de la tecnología de instalaciones conectadas a red.

- Los elevados costes de generación de energía solar fotovoltaica dificultan el desarrollo integral de todo su potencial en aplicaciones fuera del ámbito del régimen especial de generación.

- Dificultades de acceso a la financiación.

  El sector sufre las dificultades de acceso a la financiación comunes a otros sectores. En la actual situación económica el acceso a la financiación es difícil. Es importante destacar que la dificultad de financiación actual no es producto del riesgo tecnológico, ya que las tecnologías fotovoltaicas presentan un riesgo tecnológico bajo al pertenecer a una industria madura y probada.

- Escaso desarrollo de Empresas de Servicios Energéticos en el área fotovoltaica.

  Las Empresas de Servicios Energéticos jugarán un papel clave en la integración de la energía solar en el ámbito doméstico e industrial. Grandes instalaciones solares que puedan abastecer de energía a urbanizaciones, polígonos o incluso pueblos pueden ser viables en el medio plazo, combinándose con conceptos de compensación de saldos de energía con la red eléctrica (balance neto).

- Desconocimiento social del impacto y ventajas socio-económicas que implica el desarrollo e impulso de la energía solar fotovoltaica.

  En los últimos dos años la sociedad ha recibido información poco precisa y confusa sobre el coste de apoyo a estas tecnologías, con datos fuera del contexto general del sistema eléctrico, que han tenido un efecto negativo en la opinión pública.

- Desconocimiento en los diferentes sectores productivos.

  Existe poca información de las posibilidades que se presentan en un escenario tendente a la generación distribuida para los diferentes sectores industriales, donde la energía solar fotovoltaica puede jugar un papel clave.

4.9.6 Actuaciones propuestas

Detectadas las principales dificultades a las que se enfrenta el sector solar fotovoltaico, se proponen una serie de acciones y líneas de actuación para superarlas.

El objetivo es lograr los objetivos definidos para el sector, cumpliendo con el descenso de costes normalizados de energía estimados.

Propuestas normativas

- Cambiar progresivamente el actual sistema de redes eléctricas, especialmente de distribución, hacia un sistema de "redes inteligentes" (*Smart grids* en inglés) (HEL-007).

  De esta manera se podrá optimizar y acoplar mejor la demanda y la generación de energía de las instalaciones fotovoltaicas, por ejemplo, mediante estrategias de "gestión activa de la demanda" en las que consumidores eléctricos que cuenten con instalaciones fotovoltaicas puedan

optimizar sus consumos teniendo en cuenta las posibilidades de generación local, así como otras señales procedentes de la red eléctrica (precios horarios, estado de la red, etc.), participando así de forma activa en el funcionamiento del sistema eléctrico.

- Simplificación, homogeneización y unificación de los procedimientos administrativos. Los procedimientos administrativos se racionalizarán y se acelerarán en el nivel administrativo adecuado (HEL-011 y HEL-004).

  Se instaurarán procedimientos de autorización simplificados y menos onerosos, incluida la simple notificación si está permitida en el marco regulador aplicable, en principio para los proyectos de menor envergadura y para los equipos descentralizados para la producción de energía procedente de fuentes renovables.

  Se pretende que las Administraciones Públicas logren la mejor coordinación en lo referente a los procedimientos administrativos de autorización, certificación y concesión de licencias, comprendiendo la planificación espacial, con calendarios transparentes para la determinación de las solicitudes de planificación y construcción. Por ejemplo, dentro de las múltiples medidas a adoptar en este campo, destacaría la homogeneización de la cuantía del aval para la tramitación de la solicitud de acceso a la red de distribución en las diferentes tecnologías renovables.

  Con este tipo de medidas se reducirán considerablemente una serie de costes y plazos que acelerarán la aproximación de la energía solar fotovoltaica a la paridad de red.

- Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i+d (HEL-012).

  La I+D+i+d es una prioridad que se enfoca al objetivo de incrementar la competitividad y fomentar nuevos desarrollos más eficientes de sistemas fotovoltaicos.

- Adaptación del Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (REBT) a la tecnología solar fotovoltaica (HEL-017).

  La modificación del REBT se realizará mediante la creación de las Instrucciones Técnicas necesarias que permitan regular las características técnicas que deben cumplir las instalaciones solares fotovoltaicas de pequeña potencia que se conecten en baja tensión.

  Esta medida facilitará el aumento de la participación de la energía fotovoltaica en el abastecimiento del consumo de energía y mejorará la calidad en la ejecución de las instalaciones de energía solar fotovoltaica de pequeña potencia.

  Se establecerá un sistema de acreditación para la figura del "instalador autorizado", aplicable a instalaciones de pequeña potencia.

- Mantener el marco regulatorio estable durante un periodo razonable (HEL-004).

Con esta propuesta se fomenta estabilidad y seguridad en el sector, garantizando inversiones. Al mantener un marco claro y predecible, con las necesarias correcciones para adaptarlo a las mejoras tecnológicas, los inversores percibirán que es una actividad con una profunda seguridad jurídica dado su extenso periodo de recuperación de la inversión.

- Modificación del Código Técnico de la Edificación (CTE) (HGL-014).

  La sección HE5 del CTE sobre contribución solar fotovoltaica mínima ha supuesto un hito que debe mantenerse e incluso ampliarse en futuras revisiones, teniendo en cuenta las especiales características de la energía solar fotovoltaica como disponibilidad del recurso en el punto de consumo, generación eléctrica sin ruidos ni humos, perfecta integración en la envolvente del edificio, posibilidad de cumplir funciones constructivas, etc.

  Así mismo, se debe valorar su potencial contribución a la limitación de la demanda energética de los edificios, potenciando herramientas para su consideración que permitan cuantificar los beneficios correspondientes. La experiencia acumulada muestra que existen ya, pese a las barreras existentes, numerosos ejemplos que demuestran las posibilidades arquitectónicas de módulos y generadores fotovoltaicos como elementos y sistemas constructivos multifuncionales. En ellos la tecnología fotovoltaica sustituye elementos de construcción convencionales, pudiendo realizar funciones de protección térmica, iluminación natural, sombreado, barreras acústicas y electromagnéticas, entre otras.

- Potenciar el autoconsumo de la energía generada mediante mecanismos de compensación de saldos de energía o balance neto. Esta medida debe ir asociada a importantes simplificaciones administrativas, en principio en instalaciones de pequeña potencia (HEL-006).

  Se define el **balance neto** como aquel sistema de compensación de saldos de energía que permite a un **consumidor que autoproduce** parte de su consumo, utilizar el sistema eléctrico para “almacenar” los excedentes puntuales de su producción para recuperarlos posteriormente. Para la tecnología solar fotovoltaica, al igual que para otras energías renovables no gestionables es fundamental disponer de estos mecanismos de fomento del autoconsumo y la generación distribuida.

  La simplificación de los procedimientos administrativos de autorización, conexión y legalización; el establecimiento de sistemas de compensación de saldos de energía, realizando un "balance neto" entre la energía exportada y la importada a la red eléctrica; la integración en un futuro sistema eléctrico de generación distribuida, a través de "redes inteligentes"; el apoyo a nuevas demandas eléctricas como el coche eléctrico; etc., son las claves que permitirán un desarrollo masivo de la energía solar fotovoltaica.

- Disposición de sistemas de certificación o sistemas de cualificación equivalentes, antes del 31 de diciembre de 2012, disponibles para los instaladores de sistemas de energía solar fotovoltaica (HGL-007).

  El Estado o los Organismos Administrativos que éste designe se deben encargar de la acreditación del programa de formación o del proveedor de formación. El organismo de acreditación garantizará que el programa de

formación ofrecido por el proveedor tenga continuidad y cobertura regional o nacional. Podrá ser proveedor de formación el fabricante de los equipos o sistemas, un instituto o una asociación.

La formación para la certificación o la cualificación como instalador incluirá teoría y práctica. La parte teórica de la formación de los instaladores de sistemas solares fotovoltaicos debe proporcionar una visión de conjunto de la situación del mercado de los productos relacionados con la energía solar y establecer comparaciones relativas a costes y rentabilidad, además de abarcar los aspectos ecológicos, los componentes, las características y el dimensionamiento de los sistemas solares, la selección de sistemas precisos y el dimensionamiento de componentes, las subvenciones conexas, así como el diseño, la instalación y el mantenimiento de las instalaciones solares fotovoltaicas. La formación también debería proporcionar buenos conocimientos de cualquier norma europea relativa a la tecnología y la certificación, y la legislación nacional y comunitaria pertinente.

Propuestas de subvención

- Programas de subvenciones para el consumo y la producción de energías renovables.
  - Programa de subvenciones a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos (Línea 1) (HGL-011). Este programa tiene como objeto el apoyo público en la modalidad de subvención a proyecto de investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos, promovidos por entidades privadas de carácter nacional, centros tecnológicos y de investigación.

    Las características de los proyectos tecnológicos a los que va dirigida esta línea de subvenciones se centran en el desarrollo de la industria de la materia prima; de células de cualquier tecnología; los sistemas de almacenamiento; sistemas de "redes inteligentes" de transporte y distribución; los sistemas novedosos para integración arquitectónica; y sistemas de autoconsumo de la energía generada mediante mecanismos de compensación de saldos de energía o balance neto.
  - Programa de subvenciones a proyectos que no reciben apoyo económico del Régimen Especial (Línea 5) (HEL-001). Esta línea de subvención está diseñada para instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia, con un estado de la tecnología madura, pero que necesita algún apoyo para su viabilidad económica. Su objeto es, por tanto, permitir la viabilidad económica de instalaciones renovables eléctricas aisladas de la red, y de instalaciones para autoconsumo de pequeña potencia.

Propuestas de financiación

- Programas de acceso a la financiación

  Desde las Administraciones Públicas y en colaboración con el sector industrial y financiero, se proponen una serie de actuaciones de apoyo financiero que

pretenden permitir el acceso a la financiación e incentivar instalaciones con diseños alternativos y con gran potencial de futuro.

- Investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos e innovación (Línea A) (HGL-002).
- Primeros proyectos de demostración (Línea B) (HGL-013).
- Proyectos singulares en fase comercial o con alguna barrera de mercado (Línea C) (HGL-012).
- Proyectos de pequeña potencia para generación eléctrica distribuida (P<10 kW) (Línea E) (HEL-008).

Propuestas de primas/tarifas a producción renovable

- Continuación del sistema de tarifas reguladas, si bien ajustándose al proceso de madurez y descenso de costes de la tecnología (HEL-015).

  Es necesario continuar con el mecanismo de apoyo vía tarifas reguladas, que sea flexible y ajustado a la curva de experiencia del sector, de manera que se alcance una retribución razonable para estas inversiones.

Propuestas de información/formación

Buscando el mejor conocimiento de la energía solar fotovoltaica en la sociedad, se definen unas medidas de difusión que pretenden romper barreras y ampliar su uso.

- Con la participación de todas las Administraciones Públicas se elaborará información adecuada, acciones de sensibilización, directrices y/o programas de formación con objeto de informar a los ciudadanos y a otros agentes sociales y económicos de las ventajas y la utilidad de emplear energía solar fotovoltaica (HGL-004).

  Se facilitarán directrices destinadas a todos los agentes interesados, especialmente aquellos que intervienen en el diseño de la planificación urbana, a fin de que puedan considerar debidamente una estructura de abastecimiento óptima con energía solar fotovoltaica al planificar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales.

  Así mismo, con un programa de difusión dirigida a los usuarios se darían a conocer las ventajas de contar en el sistema eléctrico con esta tecnología y los costes reales que esto implica.

Propuestas de planificación/promoción

- Desarrollo de la industria de la materia prima, de células, módulos y de componentes y sistemas fotovoltaicos (HGL-015).

  El desarrollo de la **materia prima** se puede acometer bien con el desarrollo de nuevos procesos más económicos de obtención del semiconductor (como por ejemplo la vía metalúrgica para obtención de silicio de grado solar), o bien

con el desarrollo de nuevos semiconductores más eficientes, que compense su mayor coste.

Así mismo, el desarrollo de nuevos procesos de fabricación de **células**, así como el impulso en nuevos materiales y sistemas ópticos para las tecnologías de capa delgada y concentración, permitirán alcanzar descensos en los costes de fabricación y por otro lado incrementos en la eficiencia de las mismas. El desarrollo de la industria de semiconductores y de células es un paso clave para avanzar en el liderazgo tecnológico dentro del sector fotovoltaico mundial, por ser la etapa de mayor valor añadido dentro del sector, por lo que su impulso resulta necesario.

En cuanto al desarrollo de la industria de fabricación de **módulos**, avanzar en diseños y materiales específicos para integración arquitectónica, que sean económicos, durables y fiables, facilitará la implantación de estos equipos y sistemas en edificios y permitirá que la energía solar fotovoltaica pueda incluirse en la planificación de la infraestructura urbana de las ciudades.

Igualmente el diseño y la innovación en **otros componentes** como inversores, sistemas de seguimiento (hardware y software), etc., que mejoren las prestaciones, son factores determinantes en el aumento de la eficiencia y en la mejora de la competitividad de todo el sector. Especial mención tienen los sistemas de almacenamiento por su importancia en la gestionabilidad de suministro, y dado que en instalaciones aisladas de la red el uso de estos sistemas de almacenamiento es un imperativo.

- Desarrollo de nuevos sistemas de apoyo basados en el modelo Empresas de Servicios Energéticos (ESE, o ESCOS por sus siglas en inglés) (HEL-002).

  En un escenario futuro con una penetración progresiva de instalaciones ubicadas dentro o en las proximidades de los centros de consumo,se pretende favorecer la introducción de la tecnología solar fotovoltaica en aplicaciones de servicios energéticos.la.

Además de estas medidas concretas serán necesarias otras medidas generales para adecuar el sistema eléctrico actual a un nuevo esquema donde las energías renovables tendrán una participación muy relevante. Entre estas medidas generales, que afectan también a la energía solar fotovoltaica, se pueden citar las relativas a mejoras en los mecanismos de gestión de la red, el desarrollo de las infraestructuras de redes de transporte y distribución considerando la generación distribuida.

Propuestas de estudios

- Realización de un atlas de radiación solar para España que sirva de referencia inequívoca que incorpore bases de datos contrastadas de radiación solar directa y difusa (HGL-017).

  El conocimiento detallado y contrastado de los datos de radiación directa y difusa será una herramienta que permitirá y facilitará la adecuada determinación del recurso disponible para cualquier localización geográfica y permitirá mejorar la experiencia operativa y comercial del sector en general, eliminando parte de la incertidumbre que actualmente existe al no haber fuentes únicas de referencia.

4.9.7 Objetivos

El marco regulatorio definido en el Real Decreto 1578/2008, de 26 de septiembre, es el que en la actualidad define las tarifas reguladas y objetivos anuales de la energía solar fotovoltaica en España para los próximos años.

Se establece un cupo base total de 400 MW para 2009, con cupos extra de 100 MW en 2009 y 60 MW en 2010. El cupo base se reparte por tipologías, y se incrementa cada año para cada tipología en la misma intensidad que se disminuyen las tarifas.

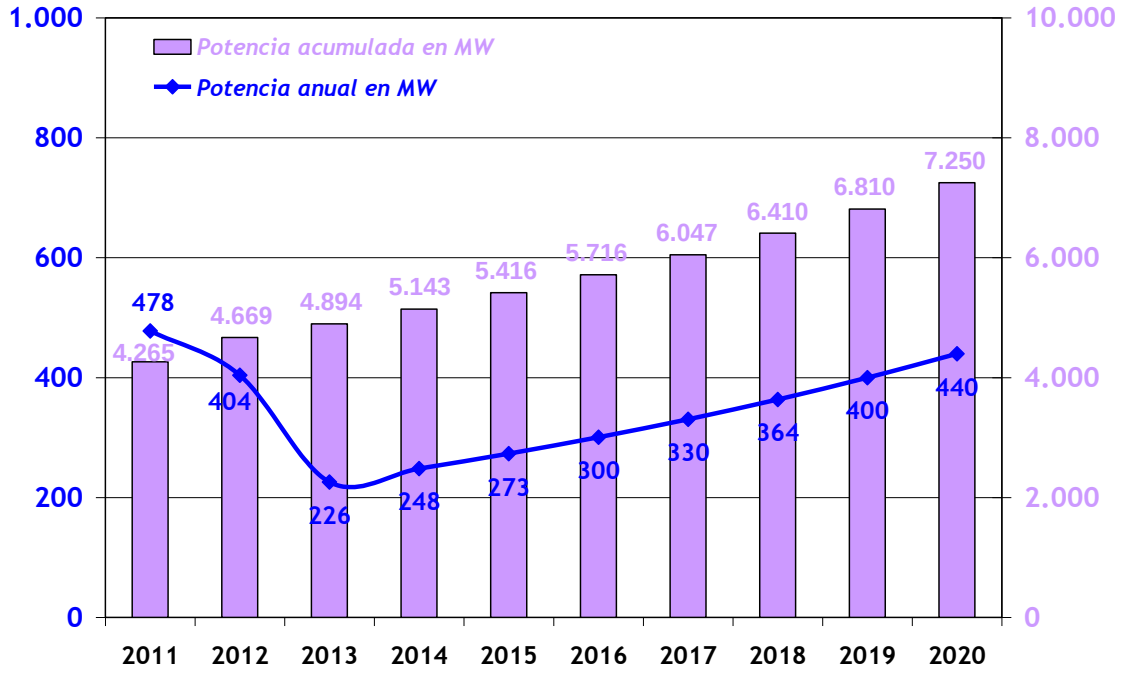
El año **2009** ha sido el primer año de funcionamiento del nuevo modelo de preasignación de tarifas reguladas, realizándose en total **2.488 inscripciones** con una potencia asociada de **502 MW**. En **2010** se han registrado un total de **4.325 inscripciones**, con una potencia asociada de **482 MW**.

La potencia preasignada en cada año no coincide con la potencia real que se instala ese año, ya que hay un periodo máximo de un año para realizar las instalaciones.

Para el análisis de la potencia instalada cada año, que se muestra en las figuras siguientes, se considera que el 25% de la potencia asignada en el año entre en dicho año, mientras que el 75% restante se contabiliza en la potencia instalada del año siguiente.

De esta manera se ha estimado la potencia instalada anualmente y la potencia acumulada cada año hasta el año 2020, resultando la evolución que se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.9.18. Evolución estimada de la potencia anual y acumulada hasta 2020



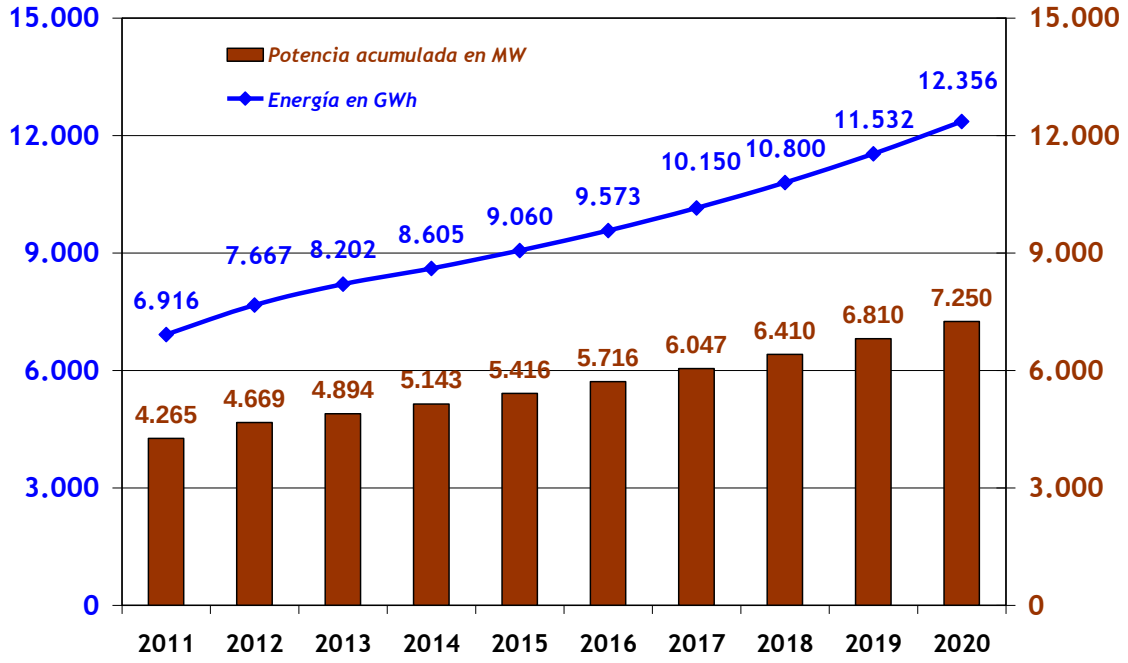
Fuente: IDAE

Considerando esta potencia instalada acumulada total por años y estableciendo unas horas equivalentes medias crecientes en el periodo, podemos estimar la energía anual generada por el área solar fotovoltaica en el periodo 2010-2020.

La energía producida en un año es igual al producto de la potencia instalada por las horas medias de funcionamiento estimadas en dicho año. A partir del segundo año de la puesta en marcha se establecen unas pérdidas del 0,4% anual.

Se considera una media ponderada de la energía producida para todas las instalaciones suponiendo que dos tercios de las instalaciones son fijas y una tercera parte disponen de sistemas de seguimiento.

Figura 4.9.19. **Energía** anual (MWh) y potencia acumulada (MW) **por años**



Fuente: IDAE

Se observa cómo **en 2020** se superan los **12.350 GWh** de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España de energía solar fotovoltaica, que se ha estimado en **7.250 MW**.

Un aumento en la eficiencia de los módulos, provocará una disminución de la superficie necesaria para las instalaciones y en un coste menor de la instalación, sin necesariamente aumentarse las horas equivalentes medias de producción.

La introducción en el sistema eléctrico de conceptos como la **compensación de saldos** de energía o **balance neto**, que favorezcan el despegue del **autoconsumo** que no están ligados al sistema de tarifas y cupos puede generar un **incremento de potencia instalada sin asociar al régimen especial**.

4.10 SECTOR SOLAR TÉRMICO

4.10.1 Descripción del sector

Subsectores

La energía solar térmica consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para la obtención de energía térmica, a través del calentamiento de un fluido.

Distinguimos tres áreas con distinta madurez comercial y distintas perspectivas, que se describen con mayor detalle en el apartado 4.10.2:

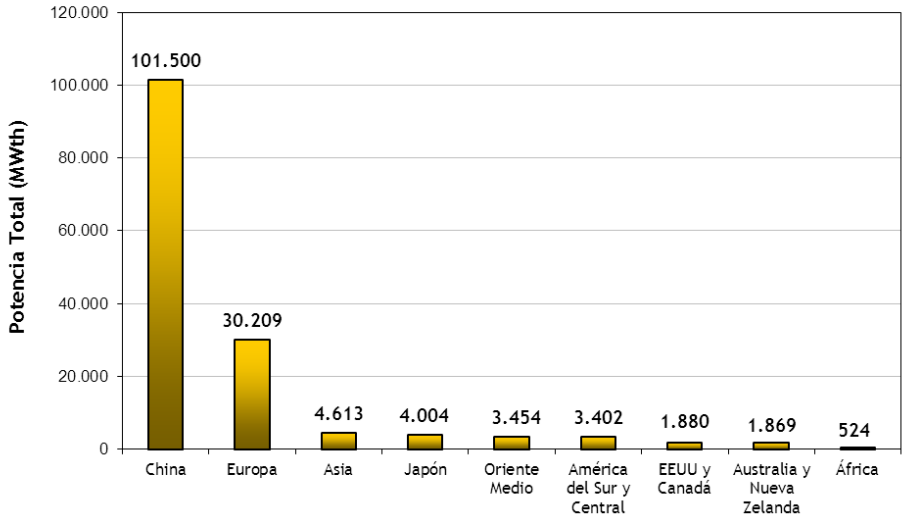
- Aplicaciones para agua caliente sanitaria (ACS), calefacción y piscinas.
- Aplicaciones para usos industriales.
- Sistemas de climatización solar.

Las aplicaciones de ACS constituyen el uso más extendido de la energía solar térmica, y desde la entrada en vigor del Código Técnico de la Edificación su instalación es obligatoria en los edificios de nueva construcción o rehabilitaciones, por lo que actualmente son instalaciones cada vez más habituales.

Situación actual en el mundo

La superficie instalada en el mundo alcanzaba a finales de2009 los 172,4 GW_t[47], que corresponden a **246 millones de m^2**, de los que 151,5 GW_t corresponden a captadores vidriados planos y tubos de vacío mientras que 19,7 GW_t a captadores no vidriados.

Figura 4.10.1. Potencia total en operación en 2009 (captadores planos y tubos de vacío)

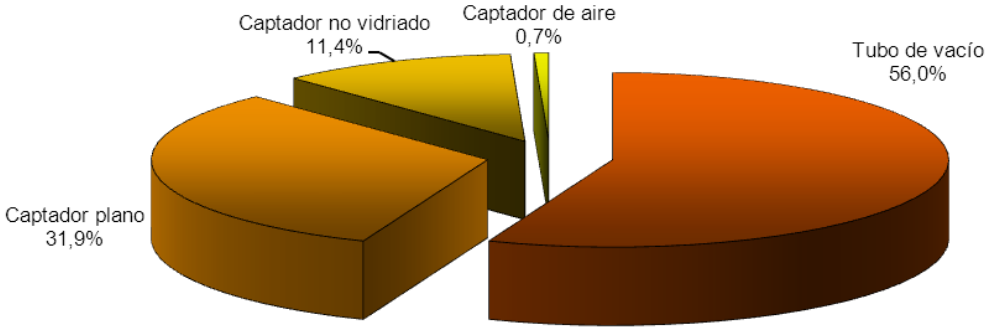


Fuente: AIE "Solar Heat World wide, Markets and Contribution to the Energy Supply 2009"

[47] *W_t: Vatios térmicos*

Como puede verse en la figura, China representa el mayor porcentaje, con casi un **58,9%** del mercado mundial de captadores planos y tubos de vacío.
Los datos reflejan que en el caso de China, Europa y Asia, las instalaciones de captadores planos y tubos de vacío se destinan fundamentalmente a la preparación de agua caliente sanitaria (ACS) y calefacción, mientras que en Norte América (Estados Unidos y Canadá) y Australia la aplicación dominante es la climatización de piscinas mediante captadores no vidriados.

Figura 4.10.2. Distribución de capacidad instalada mundial por tipo de colector



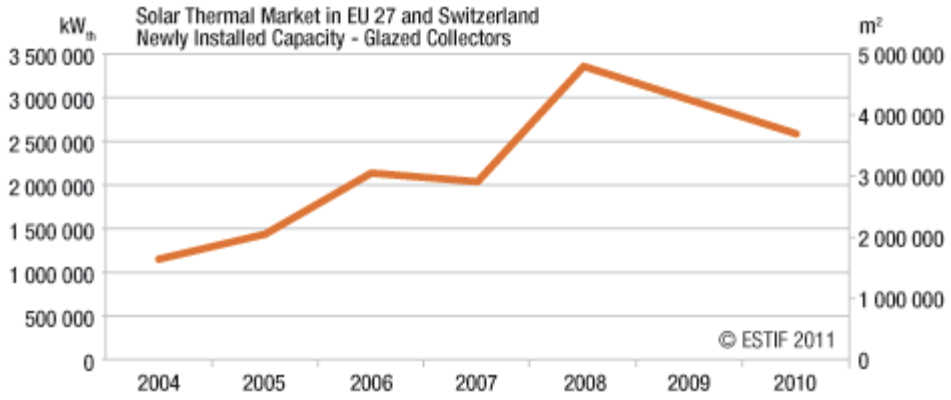
Fuente: AIE "Solar Heat World wide, Markets and Contribution to the Energy Supply 2009"

Según se observa en el gráfico existe una importante presencia de captadores de tubo de vacío en la capacidad total instalada a nivel mundial, y es debido a la preponderancia que este tipo de captador tiene en China, mientras que en EEUU y Australia el captador con mayor implantación es el captador no vidriado y en el resto de países el captador más utilizado es el captador plano.

Situación actual en la UE

La Unión Europea ha adquirido el compromiso de aumentar la cuota global de energía procedente de fuentes renovables hasta un 20% en 2020 según se indica en la Directiva 2009/28/CE. Dado que la demanda de calor representa en torno al 49% de la demanda total de energía, el sector solar térmico representará una gran contribución al cumplimiento de este objetivo.

Figura 4.10.3. Crecimiento del mercado solar térmico (captadores vidriados) en EU27+Suiza

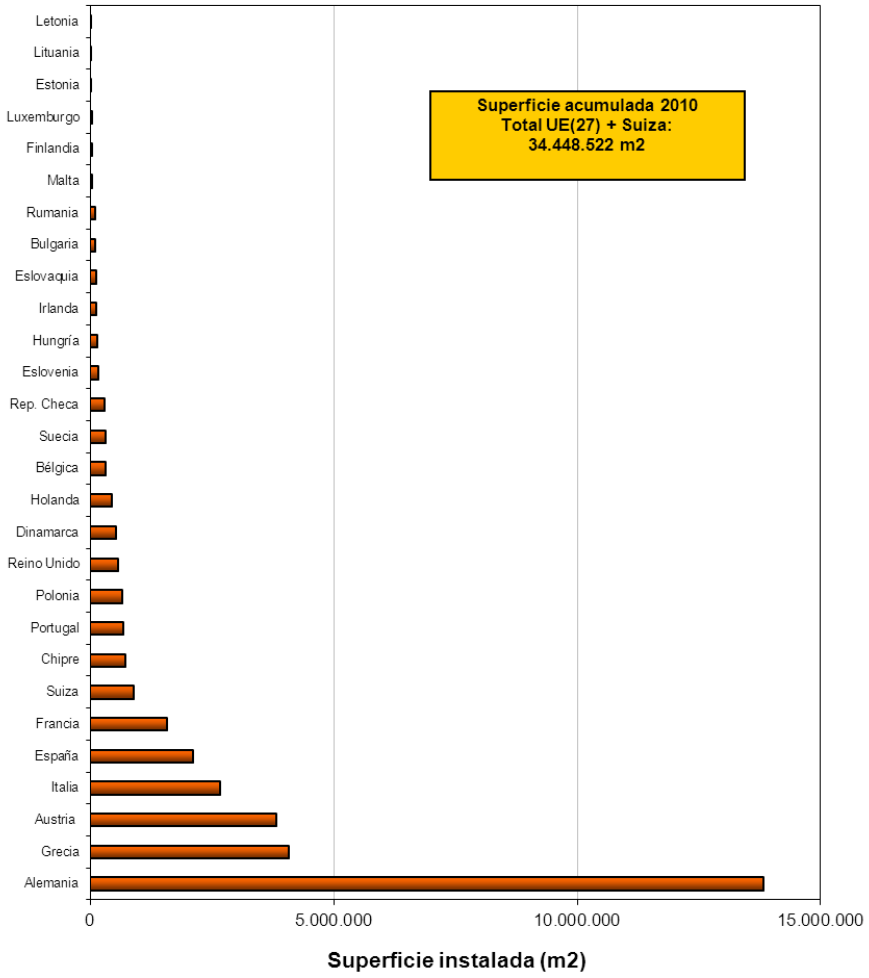


Fuente: ESTIF "Solar Thermal Markets in Europe", 2010

El mercado solar térmico creció significativamente durante 2008, con un aumento de **4,75 millones de m^2** de área de captadores instalados (planos y tubos de vacío), lo que significa un 60% de incremento respecto de 2007. Posteriormente el mercado disminuyó un 10% en 2009 con valores todavía superiores a los 4 millones de m^2 y un 13% en 2010 debido a la recesión en el mercado de la construcción .

Aunque el mercado alemán fue el gran artífice de este crecimiento, doblando sus cifras respecto de 2007, también se produjeron grandes avances en mercados más pequeños.

Figura 4.10.4. Situación actual en la Unión Europea



Fuente: ESTIF "Solar Thermal Barometer", EurObserv'er, junio 2011

El mercado solar térmico europeo continúa siendo muy sensible a la situación económica general y a los precios energéticos. La caída del mercado solar en 2007 fue causada, entre otras razones, por las duras condiciones económicas que golpearon el mercado de equipos. Por otro lado, la subida de los precios energéticos fue una de las causas principales para el espectacular crecimiento de 2008.

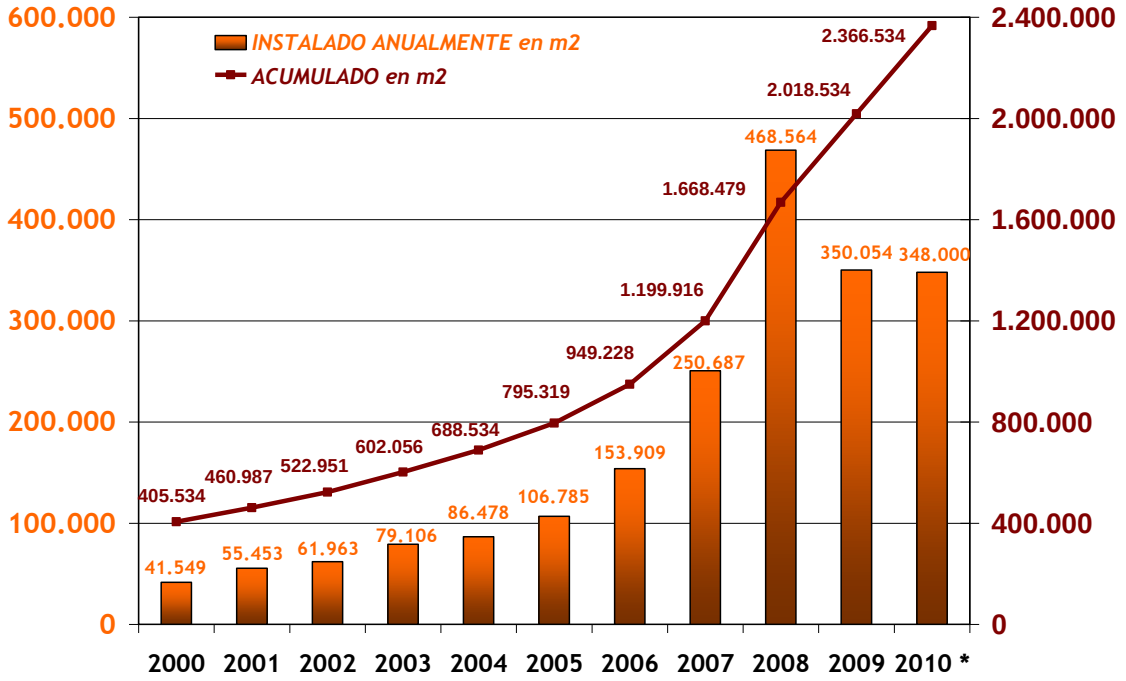
Por el contrario, la caída global de la actividad económica ha tenido un efecto muy adverso en las cifras de 2009 y 2010.

Los sistemas de incentivos y las nuevas regulaciones en la normativa de nuevas construcciones y rehabilitaciones (fundamentalmente en España, Portugal y Alemania) deberían compensar en parte estos descensos, pero no serán capaces de mantener los niveles de crecimiento de 2008. A pesar de ello, la industria solar térmica tiene confianza en las perspectivas del mercado a medio y largo plazo y las previsiones apuntan a una recuperación durante 2011.

Situación actual en España

El mercado solar térmico viene experimentando un crecimiento constante en España desde el año 2000.

Figura 4.10.5. Evolución de la energía solar térmica en España



* Datos provisionales

Fuente: IDAE

Durante los años 2008 y 2009 España ha pasado a ser el segundo mercado europeo más importante de energía solar térmica, gracias al crecimiento experimentado en estos dos años. En **2008** se instalaron **468.564 m^2** (328 MW$_t$), entre fabricantes nacionales y distribuidores e importadores internacionales, con una facturación del sector cifrada en más de 375 millones de euros.

En **2009** se instalaron **350.054 m^2** (245,03 MW$_t$) y el dato provisional de **2010** se cifra en **348.000 m^2** alcanzándose una capacidad total acumulada en operación de **2,367 millones de m^2**, es decir 1.657 MW$_t$.

El descenso de actividad desde 2007 sufrido por el sector de la nueva edificación ha provocado una caída en torno al 25% en la instalación de nueva capacidad en 2009 respecto a 2008. Así mismo, los datos provisionales muestran para 2010 una

reducción del mercado respecto a 2009, puesto que la nueva edificación ha seguido su senda descendente[48].

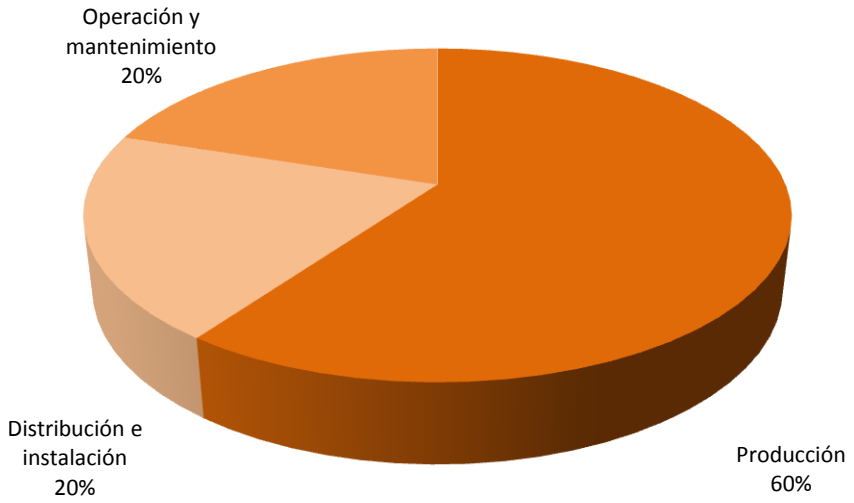
El mayor desarrollo de la energía solar térmica está actualmente asociado al sector de la edificación, derivada de las exigencias de la sección HE4 del Código Técnico de la Edificación (CTE). En este sentido cabe comentar:

- El mercado de energía solar térmica alcanzó en 2008 una superficie nueva instalada de 468.564 m^2. Esta superficie instalada se enmarca en un escenario de intensa actividad del sector de la edificación, ya que corresponde a las obras iniciadas en 2005 y 2006. Volver a alcanzar esta cifra puede ser difícil en el corto plazo.

- La caída de actividad de la edificación que comenzó en 2007 se trasladará al sector de energía solar térmica a partir de 2009, y probablemente continuará en el corto plazo. La posible recuperación de la construcción residencial probablemente no tendrá efectos en el sector solar térmico antes de 2014.

- Esta caída de demanda de sistemas solares térmicos en vivienda de nueva construcción debe ser compensada en el sector de la edificación con una mayor demanda en otras áreas, como en rehabilitaciones de viviendas, para lo que puede ser necesaria la adopción de nuevas medidas de estímulo.

Figura 4.10.6. Desglose de la facturación en el sector



Fuente: "The state of renewable energies", 10th EurObserv'er Report, Edición 2010

En España la aplicación más extendida es la producción de **agua caliente sanitaria** con un **98%** del total, y el captador más utilizado es el **captador plano** con recubrimiento con un porcentaje del **90%** sobre el total.

[48] Datos extraídos del "Estudio sobre la evolución de la tecnología y prospectiva de costes por tecnologías de energías renovables a 2020- 2030"

Marco de desarrollo

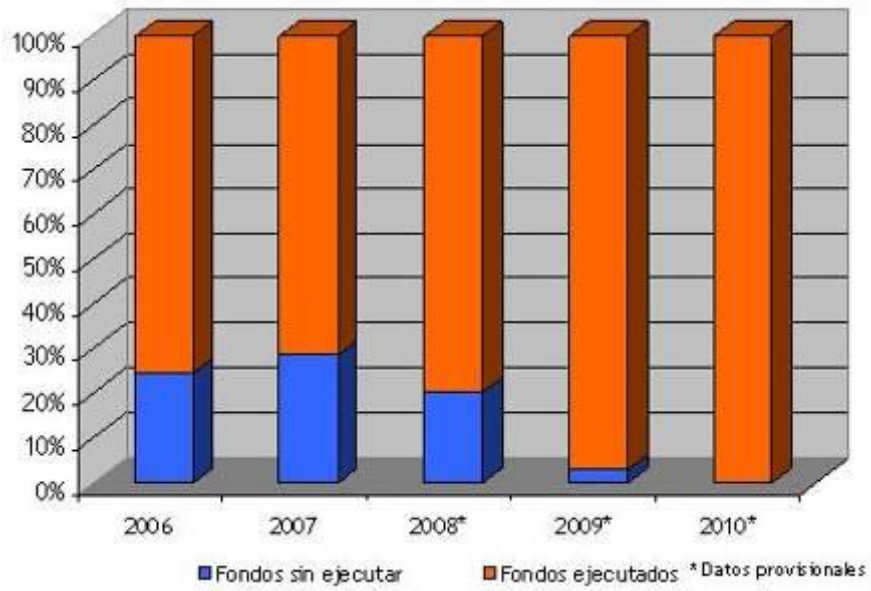
El marco de desarrollo reciente ha estado ligado al **apoyo público a la inversión**, vía subvención, con un modelo de gestión compartida de fondos públicos de la Administración General del Estado (IDAE) y las comunidades autónomas, que se ha canalizado a través de la firma de convenios de las mismas con el IDAE para llevar a cabo las medidas prioritarias identificadas en el Plan de Energías Renovables 2005-2010 (PER 2005-2010).

De esta forma, la Administración General del Estado, a través de IDAE, transfiere los fondos a las comunidades autónomas atendiendo a unos criterios técnicos objetivos aplicables a cada región y a cada uno de los sectores a los que van dirigidas las medidas.

Durante los años comprendidos entre 2006 y 2010 se han firmado Convenios de Colaboración con cada una de las 19 comunidades y ciudades autónomas, para la ejecución de medidas del PER 2005-2010, con los fondos transferidos por IDAE y en las condiciones señaladas en ellos.

La financiación pública en concepto de ayudas a la inversión en energías renovables, llevada a cabo por esta vía, afecta entre otras a las áreas de solar térmica sola o hibridada con biomasa, y solar fotovoltaica o mixta eólica aislada.

Figura 4.10.7. Ejecución de convenios CCAA-IDAE para solar térmica



Fuente: IDAE

Se prevé la continuación del apoyo a la inversión, por su eficacia como medida de impulso para el desarrollo del sector.

Más recientemente, y valorando las especiales características de la energía solar térmica, se ha establecido la obligación de instalar sistemas solares térmicos para cubrir entre el 30 y el 70% de la demanda de agua caliente en nuevos edificios y rehabilitaciones, mediante el Código Técnico de la Edificación (CTE, aprobado por Real Decreto 314/2006), lo que ha proporcionado un sólido marco de desarrollo.

El CTE es el marco normativo que fija las exigencias básicas de calidad de los edificios y sus instalaciones, y que permiten el cumplimiento de los requisitos básicos de la edificación establecidos en la Ley 38/1999, de 5 de noviembre, de Ordenación de la Edificación (LOE).

Presenta un enfoque basado en prestaciones y no prescripciones, conforme a las recomendaciones internacionales, de manera que se establecen explícitamente los objetivos y el modo de alcanzarlos, sin obligar al uso de un procedimiento o solución determinados.

El CTE se divide en dos partes diferenciadas:

1. Disposiciones generales y disposiciones técnicas y administrativas que deben cumplir las obras de edificación; se desarrollan las partes de los requisitos básicos.

2. Documentos básicos (DB) de carácter reglamentario, que ofrecen métodos y soluciones para cumplir las exigencias del CTE, permitiéndose la innovación.

El documento de exigencias "HE4-Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria", contiene las exigencias para los edificios donde exista una demanda de agua caliente sanitaria o de climatización de piscina cubierta, donde una parte de las necesidades energéticas térmicas derivadas de esta demanda se cubrirá mediante la utilización de energía solar de baja temperatura adecuada a la radiación solar global de su emplazamiento y a la demanda de agua caliente del edificio.

Esta exigencia es aplicable a edificios de nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes.

Sector industrial

Europa presenta un mercado muy diversificado respecto a las aplicaciones de energía solar térmica. Incluye desde sistemas para la producción de agua caliente sanitaria (ACS) en viviendas unifamiliares y multifamiliares, edificios del sector terciario hasta grandes plantas para calefacción y refrigeración urbana o *Solar district heating and cooling* (SDHC) así como un número creciente de sistemas de climatización solar y aplicaciones industriales.

En países como Austria, Alemania o Suiza, el porcentaje de aplicaciones no dedicadas a ACS en viviendas unifamiliares alcanza el 20%.

Además de los sistemas de ACS para viviendas, en 2008 se contabilizaron 150 grandes plantas (por encima de 500 m^2 de superficie de captación) instaladas en Europa que sumaron una capacidad total de 350 MW_t.

Existe también un gran número de sistemas de calefacción urbana más pequeños que dan servicio a barrios o urbanizaciones en Holanda y Alemania. Esta solución resulta especialmente interesante en los países del sur de Europa donde el clima es más propicio, como España, Italia, Grecia o Portugal.

En España, la industria de la energía solar térmica que ha soportado las dificultades económicas y financieras recientes se asienta sólidamente, como demuestran el gran número de fabricantes de captadores solares térmicos existentes en 2010, con una capacidad de fabricación superior al millón de metros cuadrados.

Existen en España más de 40 empresas que manufacturan equipos solares térmicos, mientras que la venta y distribución de equipos está soportada por más de 100 empresas, que dan empleo directo a más de 6.000 personas según la Asociación de la Industria Solar Térmica (ASIT).

Tabla 4.10.1. Principales empresas **fabricantes** españolas en **2010**

Fabricantes de captadores solares planos térmicos

1. **9REN (Almazán, Soria)**
2. **ALTA EFICIENCIA SOLAR (Maliaño, Cantabria)**
3. **ALWEC (Alacuas, Valencia)**
4. **ANDATER (Padul, Granada)**
5. **ASTERSA (Mieres, Asturias)**
6. **ATHES (León)**
7. **ATRAPASOL (Benavente, Zamora)**
8. **AVANT SOLAR (La Vall D'Uixo, Castellón)**
9. **BAXI ROCA (Castellbisbal, Barcelona)**
10. **CONSTANTE SOLAR (Sta. Cruz de Tenerife, Canarias)**
11. **DIUNSOLAR (Ribaforada, Navarra)**
12. **E.S.E. SOLAR (Tenerife, Canarias)**
13. **SOLIKER - Grupo Unisolar (Béjar, Salamanca)**
14. **HUCU SOLAR (Antequera, Málaga)**
15. **IMS CALEFACCIÓN (San Mateo de Gállego, Zaragoza)**
16. **INGESOL CANARIAS (Las Palmas de Gran Canaria)**
17. **ISOFOTON (Málaga)**
18. **LKN (Les Franqueses del Vallés, Barcelona)**
19. **NAGATERM (Motilla del Palancar, Cuenca)**
20. **OCV (Cambados, Pontevedra)**
21. **OLIVA TORRAS SOLAR ENERGY (Manresa, Barcelona)**
22. **PASANQUI (Elche, Alicante)**
23. **PROMASOL (Málaga)**
24. **SILVASOL (Javea, Alicante)**
25. **SOLARIA (Puertollano, Ciudad Real)**
26. **SOLARIS (El Ejido, Almería)**
27. **SOLECO (Sant Joan Despí, Barcelona)**
28. **TERMICOL (Dos Hermanas, Sevilla)**

Fabricantes captadores solares semiesféricos con cubierta

29. **IPEaguas (Tudela, Navarra)**

Fabricantes captadores solares no vidriados

30. **ROTH ESPAÑA (Tudela, Navarra)**
31. **THERMOSLATE (O Barco de Valdeorras, Orense)**

Fabricantes captadores solares planos evacuados de alta temperatura

32. **SRB-ENERGY (Almussafes, Valencia)**

Fabricantes de máquinas de absorción

33. CLIMATEWELL IBÉRICA (Olvera, Soria): F. Máquina absorción

Fabricantes de componentes

34. CARPEMAR SOLAR (Zaragoza): Fabricante Fluido Anticongelante
35. LAPESA (Zaragoza): F. Depósitos
36. MECALIA (La Guardia, Pontevedra): F. Depósitos
37. LASIAN (Zaragoza)
38. FAGOR: F. Calderas y componentes.
39. SUICALSA F. Intercambiadores, depósitos. (Illescas, Toledo)
40. SYSTEMTRONIC. F. Sistemas de Control (Castelldefells, Barcelona)
41. ENERGÍA TÉRMICA AVANZADA Sist. de protección (Paterna, Valencia)

Fuente: IDAE (Listado no exhaustivo)

4.10.2 Perspectivas de evolución tecnológica

Los sistemas solares térmicos tradicionalmente se han vinculado a la generación de ACS que, si bien continúa siendo la principal aplicación, no es la única. Existen numerosas aplicaciones de media y alta temperatura fundamentalmente destinadas a usos industriales, a la vez que aparecen en el mercado las aplicaciones de refrigeración solar.

Las principales tecnologías existentes aparecen resumidas en la siguiente figura:

Figura 4.10.8. Tecnologías de energía solar térmica de baja y media temperatura

	Tipo de captador	Temperatura de salida del fluido (ºC)	Rendimiento del Captador[2] (%)	Rendimiento de instalación (%)	Aplicaciones	Clima adecuado	Madurez tecnológica	% Cuota de mercado en España
Generación de calor	Captador plano sin recubrimiento	20-40	~40-50	~40-45	Piscinas	Muy alta irradiación	●	~5%
	Captador plano con recubrimiento	60-110	~70-75	~65-70	ACS[1] y calefacción	Muy alta y alta irradiación	◕	~10%
	Captador de tubo vacío	90-110	~75-80	~70-75	ACS y calefacción	Alta y media irradiación	◑	~5%
	Captador de tubo de concentración	>150	~75-80	~70-75	Calefacción y "District Heating"	Media irradiación	◔	~0%
Generación de frío	Máquina de absorción	80-110	~45-50	~40-45	ACS, calefacción, AC y frío industrial	Alta irradiación	◔	~0%
	Máquina de adsorción	80-110	~45-50	~40-45	ACS, calefacción, AC y frío industrial	Alta irradiación	◔	~0%

Baja temperatura — Media temperatura

1. Agua caliente sanitaria. 2. Rendimiento del captador = Energía aprovechada en el captador sobre energía de la irradiación solar

Fuente: BCG

A nivel internacional y europeo existen diferentes programas en curso que promueven la investigación y el desarrollo de la tecnología. La Agencia Internacional de la Energía, AIE, dentro del programa SHC solar heating and cooling, está actualmente desarrollando diferentes tareas encaminadas entre otras cosas a la integración arquitectónica, sistemas de almacenamiento térmico, grandes instalaciones solares, etc.

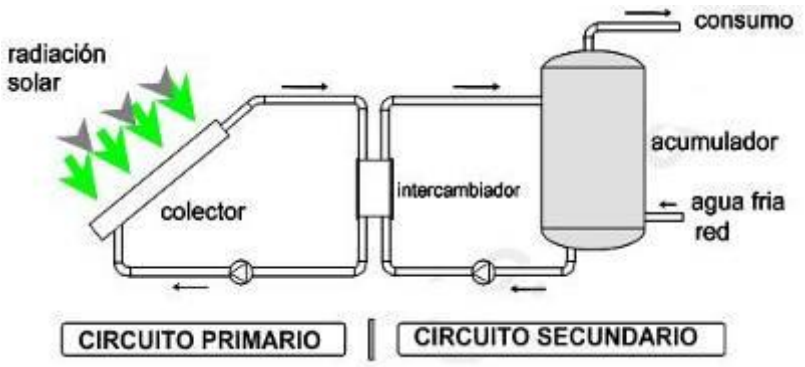
Por otro lado, la UE trabaja diversas líneas de investigación en las que la energía solar térmica tiene una parte activa y fundamental dada su amplia capacidad de desarrollo.

Para analizar la situación actual y las perspectivas tecnológicas del sector solar térmico, se distinguen los diferentes grupos de aplicaciones.

Aplicaciones de agua caliente sanitaria (ACS), calefacción y piscinas

La aplicación de energía solar térmica con mayor implantación es la generación de ACS, que transforma la energía incidente que llega a los captadores en forma de radiación solar en energía térmica que calienta el fluido que circula por su interior (habitualmente mezclas de agua con anticongelante). Esta energía transferida en forma de agua caliente es cedida generalmente a otro circuito, donde se acumula en un depósito acumulador que actuará como depósito de inercia térmica hasta que se produzca el uso final de la energía en forma de agua caliente sanitaria, apoyo a la calefacción por suelo radiante o para la climatización de piscinas.

Figura 4.10.9. Esquema típico de instalación solar térmica para ACS



Fuente: IDAE

Dentro de las mencionadas aplicaciones, la tecnología más extendida a nivel comercial es la correspondiente a los **captadores planos vidriados,** que también permiten la calefacción mediante suelo radiante.

Figura 4.10.10. Esquema típico para viviendas unifamiliares

Fuente: IDAE

En el caso de instalaciones en viviendas unifamiliares, se utilizan los llamados **equipos compactos** (termosifónicos) que incorporan en un único equipo la superficie de captación y la acumulación, con una mínima ocupación de espacio en el tejado (típicamente entre 2 y 4 m^2 de captadores) y destacan por su facilidad de montaje y el mínimo mantenimiento.

Se han implantado con fuerza soluciones de sistemas solares de tipo **vaciado automático** o también llamado *drain back* que incorporan una tecnología de drenaje automático que evita los típicos problemas de las instalaciones convencionales, como las heladas o las temperaturas excesivas que pueden degradar el anticongelante.

Este concepto de vaciado automático, tradicionalmente utilizado en instalaciones de ACS para vivienda unifamiliar, se está incorporando actualmente de forma escalable y adaptable a grandes instalaciones. Así mismo, existen otras soluciones en desarrollo que protegen a la instalación de sobrecalentamientos de forma automática, como nuevos conceptos de depósito de expansión.

Los **captadores flexibles no vidriados** se destinan principalmente a la climatización de piscinas, puesto que resultan más sencillos y económicos, dado su uso a muy baja temperatura.

Por otro lado, existe actualmente una cierta tendencia a la ejecución de grandes instalaciones con **panel de gran formato**. Son captadores de entre 4 y 12 m^2, normalmente utilizados en grandes instalaciones pero también cada vez más en instalaciones de menor tamaño en edificios de viviendas. Están teniendo cada vez más presencia en el mercado, tanto por la rapidez de montaje que supone el eliminar conexiones hidráulicas a realizar, como por el menor coste unitario que supone al instalador.

Los **avances tecnológicos** en este tipo de aplicaciones se dirigen fundamentalmente a la mejora del rendimiento de los captadores vidriados planos tratando de disminuir sus pérdidas y de aumentar la ganancia óptica. .

En este sentido, existe un gran potencial de mejora de la eficiencia si el acristalamiento es sustituido por materiales anti-reflectantes que son independientes de las temperaturas de operación, siendo muy interesante el uso de doble acristalamiento anti-reflectante para altas temperaturas.

Las actuales líneas de investigación se centran en el desarrollo de nuevos materiales como superficies funcionales, absorbedores selectivos, mejora de espejos y reflectantes, acristalamientos con propiedades ópticas adaptativas, fluidos calo-portadores estables a mayores temperaturas, etc.

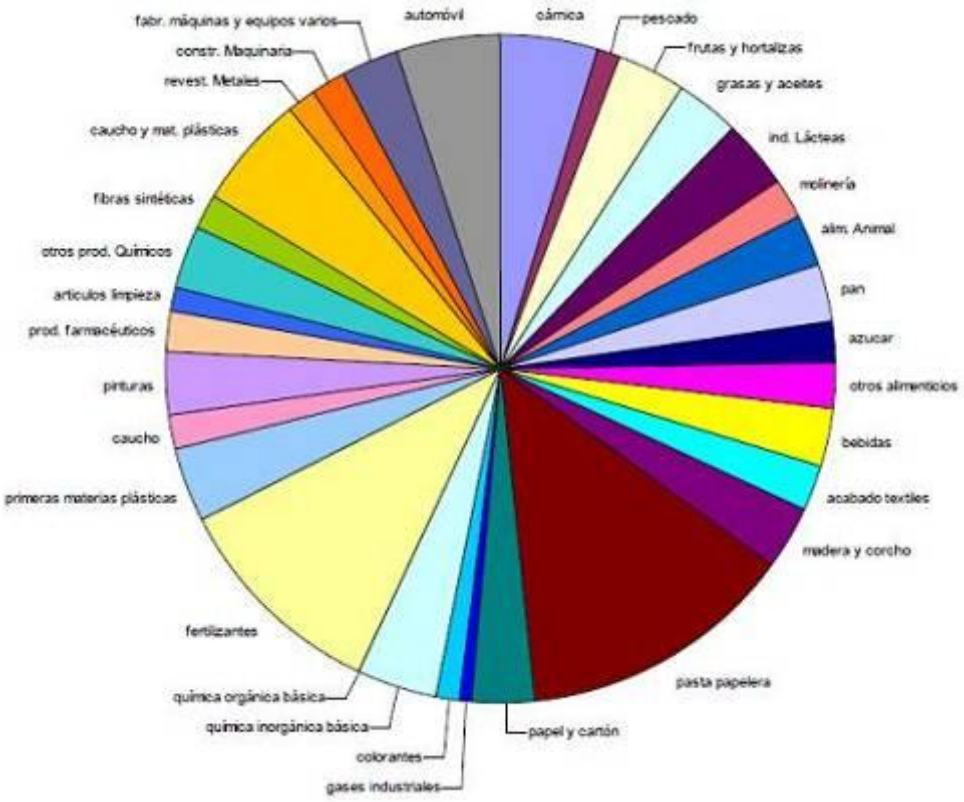
Igualmente se trabaja en la mejora de los sistemas de control e instrumentación, en el desarrollo de nuevos procedimientos de prueba, incluyendo test de envejecimiento de los captadores y componentes, así como en pruebas de aplicaciones específicas, como los captadores de fachada e instalaciones marítimas.

Aplicaciones industriales

El sector industrial presenta un alto potencial por la importancia de su demanda térmica en el rango que pueden producir las instalaciones solares. Se estima que los sistemas solares podrían proporcionar entre el 2 y el 7,5% del potencial de demanda total de energía a baja y media temperatura del sector industrial.

Aproximadamente el 41% de la demanda de calor industrial requiere temperaturas por debajo de 250 ºC. En muchos sectores industriales como la industria papelera, bebidas, la fabricación de fertilizantes, alimentación como la industria cárnica, bebidas como vinos, industria láctea, etc., la demanda de calor a media y baja temperatura (por debajo de 250 ºC) se sitúa en torno al 47,7% de la demanda total.

Figura 4.10.11. Distribución de la demanda de calor a baja temperatura y del potencial solar según categorías principales de clasificación CNAE



Fuente: *Potencial de la energía solar térmica en la industria, EnergyXperts y Eclareon*

Así pues, se trata de un mercado relevante y muy prometedor para la aplicación de sistemas solares térmicos.

Por otro lado, se ha producido un notable incremento de la presencia en el mercado de los captadores de **tubo de vacío** que permiten alcanzar mayores temperaturas y tienen un mayor rendimiento. Su uso se enfoca mayoritariamente a aplicaciones de uso industrial y para aplicaciones de refrigeración solar.

Figura 4.10.12. Colectores planos vidriados, tubo de vacío y no vidriados

Fuente: ASIT

Los sistemas captadores de tubos de vacío más habituales (directos y *heat pipe*) se basan principalmente en el uso de una ampolla de vidrio donde se ha realizado el vacío que evita las pérdidas por conducción y convección. En su interior se alojan dos tubos concéntricos sellados por un extremo por donde circulará el fluido caloportador. Sobre estos tubos se ubica la placa absorbedora que será la encargada de captar la radiación solar y convertirla en energía térmica. En el caso de los captadores de tubo de vacío directos los tubos que conforman el captador se conectan a un colector principal por donde circula el fluido caloportador de la instalación. En el caso de los captadores tipo *heat pipe*, los tubos de vacío disponen de un intercambiador ubicado en el extremo del tubo desde donde el fluido caloportador confinado en este cede el calor captado al fluido que circula por el colector principal.

Por otro lado, se encuentra en el mercado cada vez más variedad de captadores solares térmicos de media y alta temperatura (> 250 ºC). Además de los captadores con seguimiento solar usados normalmente en aplicaciones solares termoeléctricas, como los concentradores cilindroparabólicos (CCP) y los concentradores lineales de Fresnel, existen algunos modelos estáticos que permiten alcanzar esas temperaturas.

Dentro de estos modelos estáticos se encuentran los captadores de micro concentración (MCT) que incorporan sistemas de concentración de Fresnel a pequeña escala, o captadores que emplean **sistemas de ultra alto vacío (UHV).**

Figura 4.10.13. Colectores de ultra alto vacío (UHV)

Fuente: SRB Energy

Sistemas de refrigeración solar

El aumento de aparatos de refrigeración mediante compresores ha sido significativo en los últimos años, provocando con ello un aumento importante de la demanda de energía eléctrica durante el verano.

Como alternativa surgen los sistemas de refrigeración solar, que resultan especialmente interesantes dado que coincide la mayor disponibilidad del recurso solar con el aumento de la demanda de refrigeración.

Existen diferentes sistemas y tecnologías para conseguir la climatización a partir de energía solar térmica. Por un lado los sistemas cerrados que utilizan máquinas de absorción de simple y doble efecto y máquinas de adsorción, y por otro los sistemas abiertos como la desecación y refrigeración evaporativa. Se están desarrollando programas europeos que tratan de integrar estos sistemas con los sistemas de climatización convencionales y facilitar la posible combinación de la energía solar térmica con las tecnologías e instalaciones existentes.

No obstante, la tecnología más utilizada hasta la fecha con energía solar es la basada en **ciclo de absorción de simple efecto**, capaz de aprovechar la energía térmica generada por los captadores solares para la producción de frío.

Las altas temperaturas necesarias para la utilización de ciclos de refrigeración térmicos con máquina de absorción obligan a la utilización de captadores solares de alto rendimiento.

En general, dado el carácter singular de este tipo de instalaciones, el diseño y la instalación debe permitir que las máquinas trabajen siempre que sea posible en el rango superior de su intervalo de temperaturas de funcionamiento; de este modo, se aprovechará al máximo el recurso disponible y las máquinas trabajarán a mejor rendimiento.

En el caso de máquinas de simple efecto se emplean captadores planos selectivos, captadores planos de concentración, tubos de vacío, etc., para alcanzar temperaturas comprendidas entre los 80 y los 120 ºC. En el caso de máquinas de doble efecto los captadores utilizados serán concentradores cilindro-parabólicos, concentradores que emplean lentes de Fresnel, u otros que alcancen temperaturas de 140 a 160 ºC.

Figura 4.10.14. Fabricación de equipos de refrigeración solar en España

Fuente: CLIMATEWELL

Las máquinas de **absorción de doble efecto** tienen rendimientos más altos que las máquinas de simple efecto (COP de 0,9-1,2 frente a COP de 0,6-0,8) y permite competir con los sistemas convencionales de compresión. Este tipo de sistemas existen en fase comercial en el mercado para su utilización con combustibles, pero no están completamente desarrollados para su utilización con energía solar.

Para esta aplicación es necesario conseguir temperaturas relativamente altas (> 140 ºC), que se pueden conseguir con los sistemas de concentración antes expuestos.

Los sistemas de refrigeración mediante **desecación con refrigeración evaporativa** son otra de las aplicaciones interesantes para los sistemas solares térmicos. En general, se trata de sistemas de refrigeración en los que se combinan técnicas de enfriamiento evaporativo con deshumectación del aire mediante un agente desecante (sólido o líquido). Como refrigerante se utiliza el agua presente en el aire húmedo, siendo sistemas válidos tanto para enfriamiento como para calentamiento de aire.

La tecnología más común de aplicación de la desecación utiliza ruedas o tambores desecantes, en los que se tiene gel de sílice o cloruro de litio como materiales adsorbentes y, como fuente de calor térmica, utilizan un sistema solar que permite regenerar el material absorbente para un próximo ciclo y adicionalmente dar apoyo a la batería de calor de la unidad en modo invierno.

Hasta ahora la mayor parte de las instalaciones de refrigeración solar que empleaban máquina de absorción han utilizado máquinas de potencia relativamente altas, aunque en los últimos años están teniendo cada vez más presencia en el mercado las máquinas de pequeña potencia dirigidas al uso en viviendas unifamiliares.

Además, de forma paulatina, cada vez más edificios, principalmente hoteles, están integrando este tipo de máquinas en las instalaciones solares existentes para aprovechar el exceso de energía en los periodos de máxima radiación. De este modo, además de cubrir la demanda energética para la cual fue diseñada la instalación original se cubriría parte de la demanda de refrigeración del edificio. En otros casos es viable la ampliación de instalaciones existentes que permiten la incorporación de mayor potencia de máquinas de absorción, proporcionando éstas una mayor cobertura de la demanda de refrigeración en los meses de mayor radiación, y permitiendo que durante los meses de menor radiación la demanda original existente se satisfaga con un mayor grado de cobertura.

Los **avances tecnológicos** en refrigeración solar deben encaminarse a lograr la integración de todos los equipos que componen el sistema evitando el actual desacoplamiento entre los fabricantes de sistemas de absorción, las instalaciones y los suministradores de captadores o de equipos convencionales de refrigeración, que han provocado hasta ahora desajustes entre las características de funcionamiento de los sistemas de absorción y el resto de la instalación hidráulica, incluidos los captadores.

La investigación básica precisa optimizar los ciclos de frío y alcanzar mayores coeficientes de rendimiento (EER), diseño de equipos más robustos y compactos que operen a menores temperaturas. Estos trabajos incluyen investigación en materiales de absorción, nuevos revestimientos para los intercambiadores de calor o diseño de nuevos ciclos termodinámicos.

Otra de las líneas de avance tecnológico se centra en la reducción de tamaño, ruido y coste de los equipos que permitan su adecuación al entorno doméstico. En esta área España cuenta con un fabricante de equipos de absorción solar..

Es necesario que este tipo de máquinas se integren en los edificios de forma que se satisfaga con el mayor grado de cobertura todas las demandas energéticas del mismo de una manera integral (ACS, calefacción, refrigeración, climatización de piscina, etc.) por ejemplo aprovechando el calor generado por la máquina en el circuito de condensación para climatizar piscinas, o precalentar el agua caliente sanitaria.
En este sentido el proyecto **ARFRISOL**, coordinado por el CIEMAT, está demostrando la viabilidad de la incorporación de instalaciones de refrigeración mediante energía solar térmica en edificios. En el marco de este proyecto se han realizado cinco experiencias piloto en edificios con diferentes características y ubicaciones. La monitorización de estas iniciativas ofrece datos positivos y grandes expectativas para estas aplicaciones.
A medida que aumente el número de instalaciones de uso doméstico se incrementará la estandarización de elementos y configuraciones de instalación para lograr un óptimo rendimiento, una reducción del coste, tanto de equipos, como de ingeniería, puesta en marcha y mantenimiento. El incremento de la eficiencia de las instalaciones para uso doméstico, de baja potencia, necesitan también del desarrollo de torres de refrigeración y sistemas de disipación de baja potencia o combinación con sistemas de disipación mediante sonda geotérmica.

Calefacción urbana ("District Heating" en inglés)

La calefacción urbana o *district heating* es una de las aplicaciones para usos colectivos que requieren instalaciones de mayor superficie de captación solar y que más facilita el uso conjunto de otras fuentes energéticas (fósiles o renovables) incluso en sistemas comunitarios ya existentes.

En Europa actualmente se emplea un 14% de energías renovables como fuente de energía para este tipo de sistemas. Suecia fue el primer país en instalar un sistema de *district heating* alimentado con energía solar en la década de los 70. Hoy en día dispone de 22 complejos solares de este tipo, pero es Dinamarca el país que dispone de la mayor instalación (18.300 m^2) que alimenta el sistema de calefacción urbana de la ciudad de Marstal.

Actualmente está en marcha el proyecto **"Sunstore 4",** que comenzó en agosto de 2010, que trata de ampliar la instalación solar existente en la población de Marstal en 15.000 m^2 más, para alcanzar una cobertura del 55%. Se pretende extender la experiencia adquirida promoviendo la instalación de proyectos similares en otros 10 países europeos, incluido España.

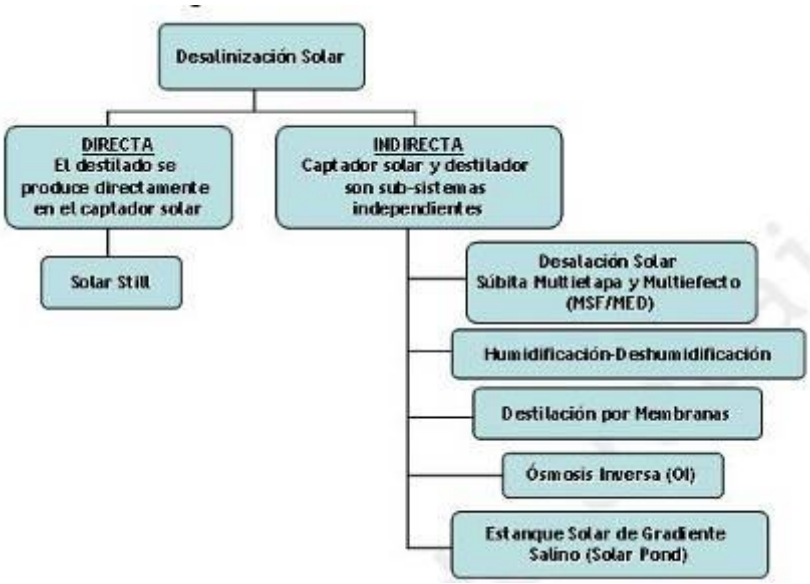
Otro proyecto en el área de *district heating*, promovido por la Agencia Internacional de la Energía, es el denominado **"SDH Take-off"**, que comenzó en octubre de 2010. Trata de introducir en el mercado este tipo de aplicaciones uniendo expertos en la tecnología solar y en *district heating*, que analizarán los condicionantes del mercado y contribuirán en los planes normativos, ayudas, planes de difusión, etc.

Desalación solar térmica

Una aplicación muy interesante para los sistemas solares es su incorporación a los procesos de **desalación de agua marina**, al proporcionar la energía térmica necesaria para el proceso. Es habitual la coincidencia de disponibilidad de recurso solar con la falta de disponibilidad de agua potable y proximidad al agua de mar.

Estos sistemas de desalación mediante energía solar abarcarían desde los sistemas pasivos basados en **evaporación** (Solar Still) hasta complejos sistemas integrados en plantas termosolares de generación eléctrica.

Figura 4.10.15. Desalinización solar térmica



Fuente: IDAE a partir de "García *et. al.*, 2005"

El proceso de **destilación multiefecto** (MED) se adapta muy bien al uso de energía solar térmica puesto que requiere menor consumo específico de energía y menor temperatura de alimentación (menos de 70 ºC).

La **ósmosis inversa** es actualmente la tecnología más dominante y a ella se asocia perfectamente el uso de energía solar térmica. La investigación en este campo incluye el desarrollo de nuevos materiales (basados en polímeros) con buena conductividad térmica que permitan alcanzar buenos porcentajes de recuperación de agua a coste moderado.

La **destilación por membrana** (MD) también representa un alto potencial en cuanto a la utilización de energía solar térmica de baja temperatura, donde además de precisar bajas temperaturas de operación, de 60 a 80 ºC, las instalaciones se caracterizan por su simplicidad técnica, escasa necesidad de mantenimiento y alta calidad del agua desalada.

Actualmente se está desarrollando el proyecto europeo recogido dentro del 6º programa marco "MEDESOL", en el cual se están elaborando tres plantas prototipo de de desalación por membrana (MD) con captadores solares térmicos con objeto de demostrar su viabilidad.

4.10.3 Evaluación del potencial

Como ya se describe en el apartado 4.9.2, el recurso solar es abundante en España, que dispone de condiciones climáticas muy adecuadas para la energía solar térmica, por lo que la disponibilidad del recurso solar no supone un elemento limitante del potencial solar español.

Se ha estudiado el potencial en tres aplicaciones clave: las aplicaciones derivadas del cumplimiento del CTE, las aplicaciones industriales y las aplicaciones para climatización.

Aplicaciones derivadas del cumplimiento del CTE

Las aplicaciones derivadas del cumplimiento del CTE en lo relativo a la energía solar térmica, tienen su origen en las obligaciones que se desprenden de la aplicación de la Sección HE4 Contribución solar mínima de agua caliente sanitaria.

Esta Sección HE4, es aplicable a los edificios de nueva construcción y rehabilitación de edificios existentes de cualquier uso en los que exista una demanda de agua caliente sanitaria y/o de climatización de piscina cubierta.

Para calcular el **potencial total** que se deriva de la aplicación del CTE, se debe realizar una previsión del crecimiento del parque inmobiliario hasta 2020, puesto que sobre esos edificios nuevos se ejecutará obligatoriamente una instalación solar térmica, con unos porcentajes de contribución preestablecidos por el CTE.

Esta prospectiva de nueva edificación se ha obtenido a partir de las estadísticas oficiales de licencias de obra concedidas a proyectos de edificación que incorporan instalaciones de energía solar. Esta estadística se ha proyectado hasta 2020 utilizando las tasas de crecimiento poblacional publicadas por el INE y la llamada "tasa cabeza de familia" que refleja el crecimiento de las nuevas unidades familiares.

De esta manera, se establece que la creación de nuevas unidades familiares tendrá como consecuencia la construcción de nuevas viviendas para satisfacer sus necesidades, una vez absorbido el stock de viviendas construidas que existe actualmente, que se prevé en el estudio hacia el año 2015.

Para el cálculo del **potencial accesible** es necesario introducir los elementos restrictivos del potencial total que limitarán las instalaciones solares. Estas limitaciones no serán técnicas ni económicas puesto que se trata de instalaciones obligatorias y el propio CTE ya establece los mecanismos de justificación necesarios.

Las **limitaciones** provienen por un lado del grado de penetración de cumplimiento del CTE y por otro de las exenciones y de los incumplimientos que puedan aparecer y de las razones que llevan a estos incumplimientos.

El grado de penetración ha sido más lento de lo esperado, donde han coincidido los años de menor penetración con los de mayor actividad en el sector de la construcción.

Con respecto a las **exenciones técnicas** o correspondientes a aplicación de normativa, el montante principal de estas se centra en causas debidas a la prohibición de instalar captadores por las normas de protección del patrimonio histórico-artístico. Este aspecto llega a ser importante en algunas regiones, principalmente en los cascos históricos, alcanzando una media de penetración por encima del 7%. Las causas de exención por sobreproducción no llegan al 1% y por sombras alcanzan el 3%.

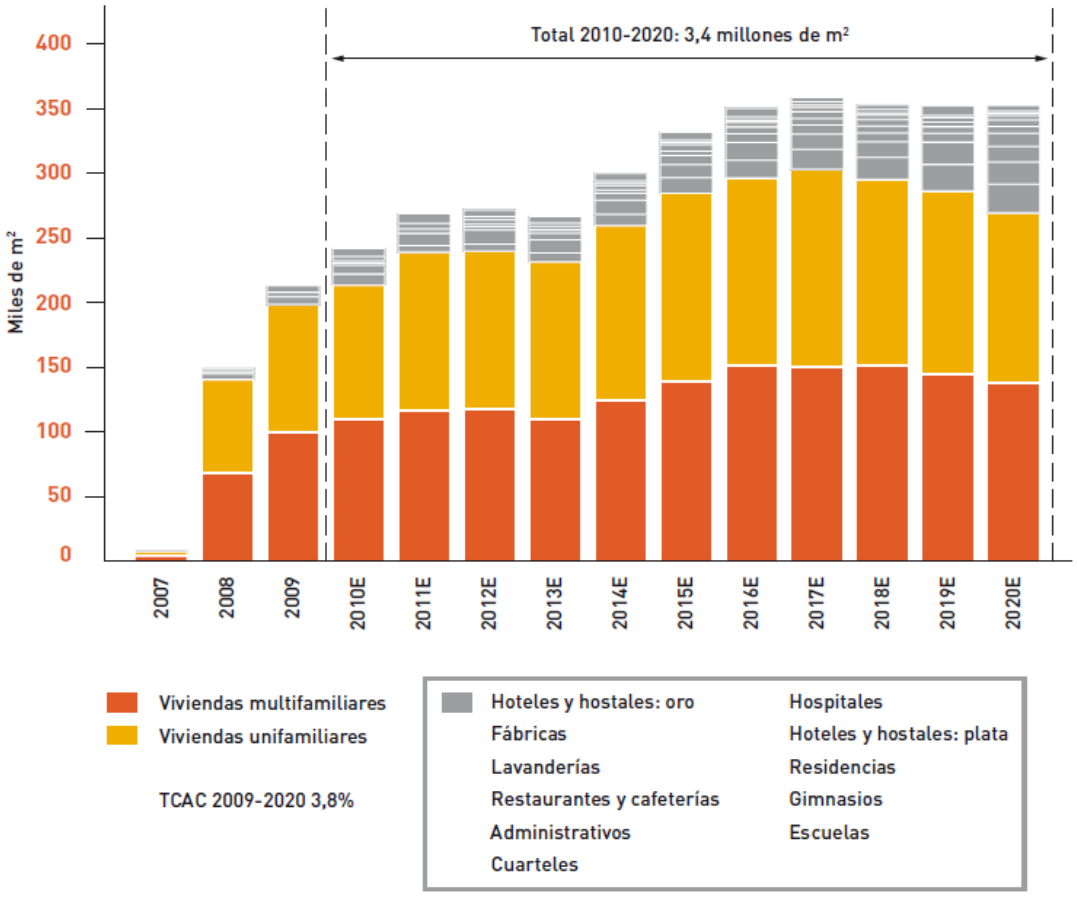
Por otro lado, existe otro tipo de exenciones que ha afectado en mayor medida al grado de penetración, en este caso se trata de las **exenciones por sustitución** por otras tecnologías renovables como pueden ser calderas de biomasa, microcogeneración y bombas de calor geotérmicas. El grado de penetración de este tipo de exención se encuentra íntimamente ligado a la zona geográfica.

Existen diversos factores que afectan al grado de penetración de cada tipo de tecnología, como lo son el conocimiento de los diferentes agentes involucrados en la ejecución del edificio sobre la existencia de la posibilidad de realizar esta sustitución, de las ayudas o subvenciones que estas tecnologías pueden disfrutar o de otras ventajas competitivas que estas puedan tener frente a la energía solar térmica.

Con respecto al grado de **incumplimiento**, este se centra sobre todo en incorrectos diseños y ejecución de instalaciones. Se estima que la producción final se vería afectada en torno al 90% de la estimada por este motivo.

Teniendo en cuenta las mencionadas limitaciones tenemos que, de la evolución estimada para la energía solar térmica derivada de la aplicación del CTE hasta 2020, el sector residencial será el principal artífice del crecimiento y el crecimiento en el intervalo de 2010 a 2020 será de **3,4 millones de m^2**.

Figura 4.10.16. Estimación de la superficie de energía ST instalada por CTE



Fuente: *Potencial de la energía solar térmica derivada del CTE, Eclareon y Creara*

Aplicaciones industriales

Para calcular el **potencial total** para aplicaciones de la energía solar térmica en la industria se han calculado las demandas energéticas de las industrias españolas. En concreto se han estudiado 32 sectores industriales, que significan el 48% de la

demanda de calor de la industria y, aproximadamente, el 94% de la demanda de calor a baja y media temperatura (< 250ºC).

Para los sectores analizados, el consumo energético se calcula en 66.773 GWh en forma de combustibles y 148.739 GWh en forma de electricidad.

Para obtener estos datos en términos de consumo de calor y frío, se debe considerar:

- Una parte del consumo de combustibles puede deberse a usos no térmicos, aunque el peso de los consumos no térmicos resulta despreciable.

- Una parte del consumo eléctrico se dedicará a la producción de frío/calor; del estudio de los manuales sectoriales se estima que sólo el 5% del consumo tiene usos calor/frío.

- El consumo de calor en procesos es inferior al consumo de energía final debido a los rendimientos de conversión y distribución (rendimientos de calderas, pérdidas en líneas de distribución etc.); este rendimiento se estima en el 80%.

Con estas suposiciones, se obtiene el siguiente potencial total como sustitución de todo el consumo destinado a la generación de calor de procesos por generación solar térmica:

Figura 4.10.2: Demanda de energía para generación de calor en procesos industriales

	Consumo combustibles (GWh)	Consumo eléctrico (GWh)	Calor para procesos (GWh)	Calor a baja y media temperatura (GWh)
Sectores Estudiados	148.739	66.774	137.744	110.492
Otros sectores	160.898	59.435	150.945	7.547
Total Industria	**309.637**	**126.209**	**288.689**	**118.039**

Fuente: *Potencial de la energía solar térmica en la industria, Energy Experts y Eclareon*

Para el cálculo del **potencial accesible** es necesario introducir los elementos restrictivos del potencial total que limitarán las instalaciones solares que técnicamente sean viables.

Por un lado es necesario considerar la superficie de cubierta disponible válida para la instalación de sistemas solares térmicos. Serán superficies lo suficientemente amplias para la instalación de captadores y libres de sombras y obstáculos y con una inclinación máxima del 10%.

Por otro lado, las características constructivas del establecimiento industrial de ubicación deberán garantizar que ésta es capaz de soportar las cargas y esfuerzos generados por el campo de captadores solares térmicos.

A este respecto, se ha detectado que las características constructivas de las naves industriales españolas pueden ser un factor limitante de fuerte repercusión en el potencial de la energía solar térmica en la industria, puesto que en torno al 64% de

los establecimientos industriales precisarían de una revisión y/o adaptación de sus estructuras previa, lo cual encarecería la instalación.

Las construcciones realizadas a partir de 2007 no presentarían ya estas limitaciones constructivas, puesto que las normativas de construcción y de seguridad y protección contra incendios obligan a garantizar que se soportarían cargas y esfuerzos del orden de magnitud de las causadas por la instalación solar térmica.

El estudio muestra que la superficie útil de cubierta alcanza los 243 millones de m^2 y si se considera la superficie de cubierta y la superficie adyacente la superficie útil llega a los 319 millones de m^2, por lo que se deduce que el potencial técnico es muy alto.

Para determinar la viabilidad económica del potencial disponible se analiza la evolución estimada de las tarifas energéticas para el año 2020, deduciéndose que el periodo de retorno medio para este tipo de instalaciones se situaría en torno a los 6 años y medio.

El potencial técnico-económico real del sector industrial tendrá en cuenta además de los factores anteriormente mencionados el aumento de la producción industrial debido al crecimiento económico y la reducción de la intensidad energética debido a mejoras de eficiencia energética.

El **potencial técnico-económico total** según los criterios mencionados, resulta en un potencial total de **59,9 TWh** de calor útil cubriendo un **36%** de la demanda de calor a baja y media temperatura, incluyendo las demandas de frío.

El **potencial técnico-económico total** en términos de potencia instalada correspondiente es de 68,2 GW **(97,4 millones de m^2)**. De este potencial total 14,7 GW son para aplicaciones a baja temperatura, 36,8 GW para aplicaciones a media temperatura y 16,6 GW adicionales para aplicaciones a media temperatura incluyendo frío solar.

El potencial según el grado de implementación previsto en un escenario favorable, donde se consideran políticas de medidas e incentivos suficientes, es de 10,1 GW, **(14,4 millones de m^2)** de los cuales 2,9 GW son a baja temperatura (hasta 60 ºC) y 7,2 GW a media temperatura (de 60 a 250 ºC), incluyendo la generación de frío.

El aporte solar medio supone el 7,5% de la demanda total de calor a baja y media temperatura (5,4% si se incluye la demanda de frío como base de referencia), llegando a casi un 20% en la industria de bebidas y la industria cárnica. El potencial se reduciría a 1,7 GW **(2,4 millones de m^2)** según el grado de implementación previsto en un escenario más desfavorable, donde se garanticen menores porcentajes de realización sobre el potencial técnico–económico.

Sistemas de climatización solar

Comparado con otros países europeos, España presenta una demanda muy significativa de climatización (frío/calor) debido a sus condiciones climáticas.

Analizando los consumos energéticos de España, los sectores que más energía consumen corresponden a calor industrial y a calefacción de viviendas unifamiliares y edificios de viviendas multifamiliares. El suministro de aire acondicionado, en su

mayoría con consumo eléctrico, representaba en 2006 el 11% del consumo final. Con estos datos, surge un gran potencial para las instalaciones que combinan sistemas solares térmicos para suministro de calefacción y refrigeración.

Para alcanzar este potencial será necesario disponer de soluciones suficientemente competitivas en costes para las instalaciones solares destinadas a climatización.

Las aplicaciones más interesantes para la climatización solar se prevén para sistemas de media y gran escala en el sector servicios (hoteles, oficinas, etc.) y para frío industrial.

En cualquier caso, si la energía solar térmica es capaz de cubrir una parte significativa de la demanda de climatización (frío/calor) en España, entonces el objetivo debería dirigirse hacia las instalaciones combinadas capaces de proporcionar calefacción, ACS y climatización tanto para el sector servicios como para el sector residencial. Las soluciones combinadas podrían ser válidas también para los procesos industriales de baja temperatura (frío/calor).

Los resultados obtenidos en el estudio de potencial de climatización solar en España representan el máximo potencial de aplicación de estos sistemas basados en máquina de absorción de simple efecto con captadores planos y de tubo de vacío, en máquina de absorción de doble efecto con captadores cilindro-parabólicos, y desecación con enfriamiento evaporativo con captadores planos selectivos, en los sectores residencial y terciario. Este máximo potencial se basa en aquellas aplicaciones que producen al menos un 20% de ahorro de energía primaria.

Las tecnologías basadas en desecación evaporativa o DEC y absorción de doble efecto, se encuentran actualmente evolucionando en un mercado todavía en desarrollo. Sin embargo, se trata de aplicaciones muy prometedoras, pues a pesar de encontrarse aún en una fase de desarrollo tanto tecnológico como de mercado, demuestran su viabilidad económica con apoyos a la inversión (subvenciones) relativamente bajos.

Se valora la implantación de este tipo de soluciones a partir del año 2015, donde su aplicación tendrá cabida principalmente en el sector terciario, por la necesidad de implementar estos sistemas de forma integrada con los sistemas de ventilación y climatización centralizada.

Los sistemas de climatización solar en España para el sector terciario y residencial, basados en máquina de absorción de simple efecto tienen un extenso potencial, asociado a la demanda conjunta anual de calor (calefacción y agua caliente sanitaria) y frío (refrigeración).

En el caso de contar con un intenso apoyo público se obtiene un gran volumen de mercado de instalaciones que ofrecen un periodo de retorno de la inversión inferior a 15 años. En el caso de captadores de tubo de vacío se obtienen valores sensiblemente superiores al caso de captadores planos.

En el estudio realizado se deduce que para aprovechar el enorme potencial base existente en los sectores residencial y terciario para el conjunto de tecnologías analizadas (**140 Millones de m^2**), es necesario avanzar en el desarrollo tecnológico y en la mejora de la rentabilidad de estas instalaciones.

Este tipo de aplicaciones precisan por tanto de fuertes actuaciones en todos los niveles (normativo, económico, tecnológico, etc.) que faciliten su penetración en el mercado. Su gran potencial, la coincidencia de la mayor demanda cuando mayor es el recurso, y la existencia de una industria innovadora con grandes perspectivas de crecimiento, hace que sus expectativas sean muy favorables en el periodo de este plan.

4.10.4 Análisis de costes

Los sistemas solares térmicos para producción de calor y frío, en general pueden dividirse en cuatro grandes bloques de elementos, que representan las partidas más representativas del coste de la instalación, y que se resumen en la siguiente figura:

Figura 4.10.17. Cuatro elementos clave en una instalación solar térmica para la producción de calor y frío

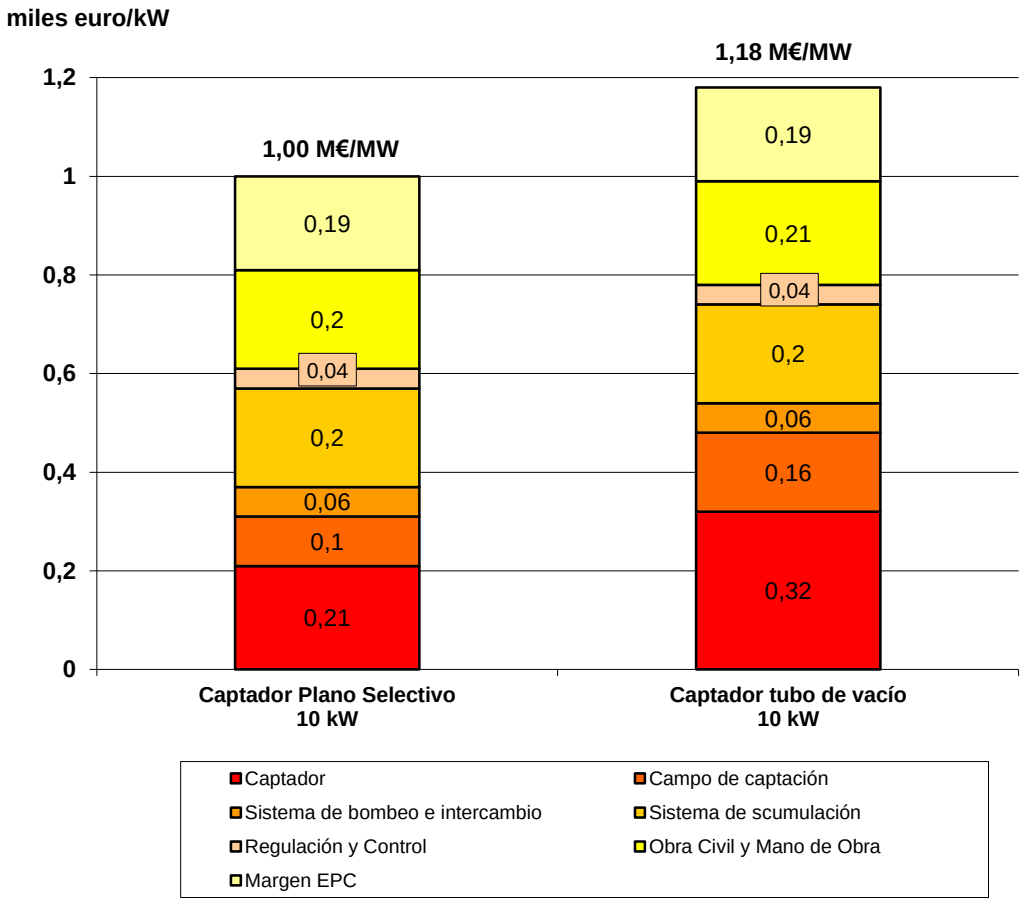
	Principales componentes de una instalación solar térmica por producir calor y fijo	Peso coste instalación calor (%)	Peso coste instalación frio (%)
Campo de captadores	• El captador que se implanta en España es el captador plano con recubrimiento (90%) • Los principales componentes son el captador y la estructura de los captadores y del campo. • La mayor componente del costo del captador es el absorbedor (> 60%) por lo que su coste es poco sensible al precio de las materias primas y sensible al proceso de fabricación	30-50	20-30
Sistema de acumulación	• El sistema de acumulación se compone del acumulador, bombas y tuberías • Las materias primas principales del sistema de acumulación son cobre y acero • El costa del sistema de acumulación es sensible a la variación de los precios del cobre y el acero	20-25	15-20
Sistema de regulación	• La telegestión o gestión energética a través del sistema de regulación es clave para la optimización del aprovechamiento energético de las instalaciones de energía solar térmica	~4-7	~5
Sistema de frio	• Se compone de una máquina de absorción o adsorción y de una torre de refrigeración	--	20-25

Fuente: BCG

Las materias primas más utilizadas en las instalaciones solares térmicas son cobre, aluminio, acero y fibra de vidrio y representan entre un 7 y un 18% del coste total de la inversión, por lo que la evolución del coste de la materia prima tiene una influencia relativa en el coste total.

Se realiza a continuación el análisis económico para la tecnología de captador plano selectivo y captador de tubo de vacío para producción de calor, por ser la más extendida.

Figura 4.10.18 Coste estimado de inversión para producción de calor en 2010



Fuente: BCG

El coste de inversión estimado para instalaciones de 10 kW varía entre 1.000 €/kW para las instalaciones con captador plano selectivo y 1.180 €/kW para las instalaciones con tubo de vacío.

Para instalaciones de 100 kW de potencia los costes de inversión se estiman entre 790 €/kW de media en las instalaciones con captador plano con recubrimiento, y los 965 €/kW de captador de tubo de vacío.

El estudio de prospectiva tecnológica realizado ofrece otros datos de costes de inversión para diferentes aplicaciones de energía solar.

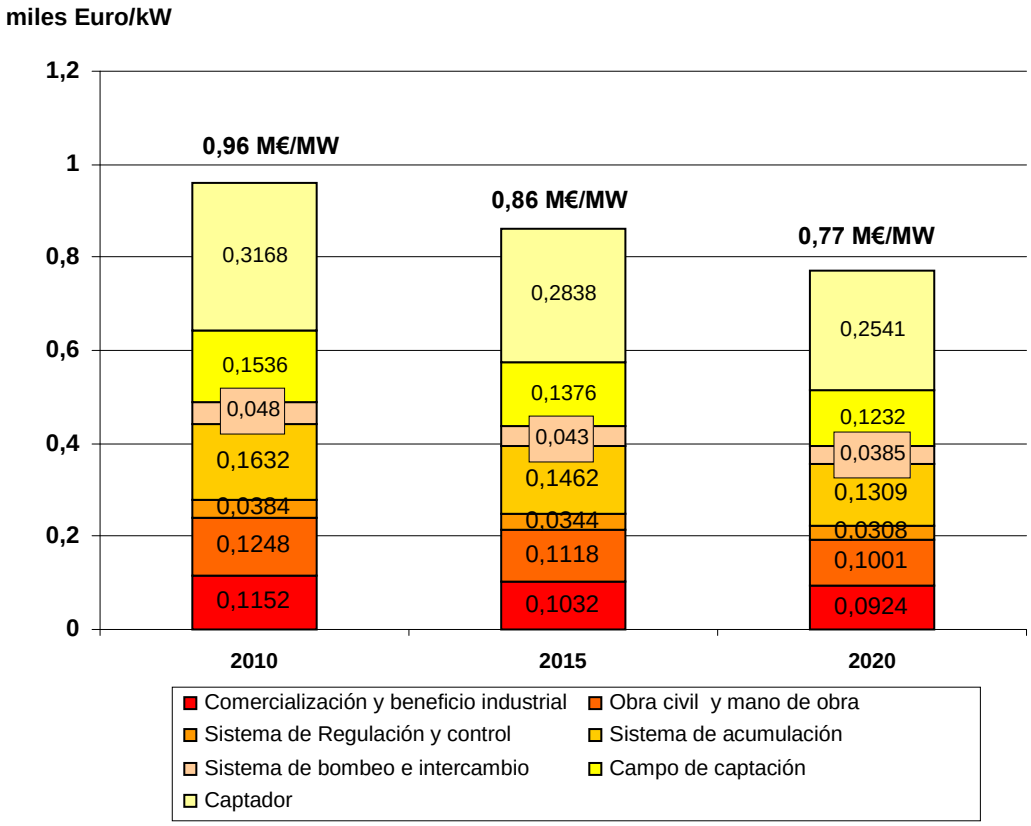
Para el caso de instalaciones de producción de calor y frío de 300 kW de potencia los costes estimados se sitúan entre 1.300 €/kW para las instalaciones con captador plano selectivo y 1.460 €/kW para las instalaciones con tubo de vacío.

Lógicamente el coste de inversión por kW instalado decrece con el tamaño de las instalaciones, de manera que en el caso de instalaciones con captadores planos con recubrimiento se podría disminuir hasta en un 40% y en el caso de instalaciones de tubo de vacío disminuir en un 24% cuando se llega a instalaciones del orden de 1 MW.

Así mismo, los avances tecnológicos, la estandarización de componentes, la mejora en el diseño de instalaciones, la mejora en la cadena de suministro, etc., propiciarán un descenso de coste de inversión en esta tecnología.

El siguiente gráfico muestra el potencial de reducción de coste en el horizonte de 2020, que puede alcanzar un 20% para la tecnología de tubo de vacío.

Figura 4.10.19. Coste de inversión para producción de calor 2010-2020



Fuente: BCG

Según se refleja en el estudio sobre prospectiva tecnológica realizado, la **reducción de costes** vendrá dada por:

- El aumento del **tamaño de mercado** hasta 1 GW anual, que propiciaría una mayor competitividad con la consiguiente reducción en los costes de los captadores. España tiene potencial solar y un tejido empresarial que son adecuados para un mercado muy superior al actual.

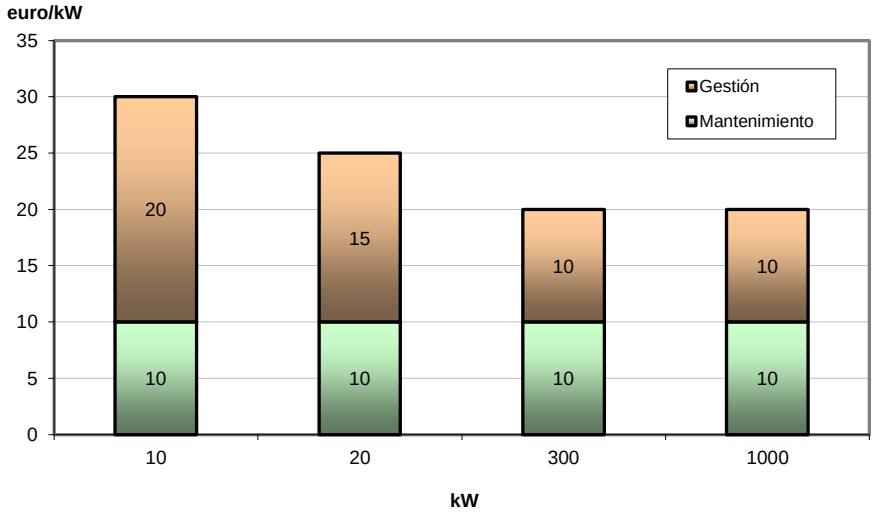
- El desarrollo de tecnologías de energía solar fiables y competitivas para **aplicaciones industriales** y para **aplicaciones de climatización** propiciaría costes de inversión mucho más competitivos.

- La mayor **profesionalización** del sector, con el desarrollo del modelo de empresas de servicios energéticos y de soluciones integrales de climatización con proyectos de hibridación de diferentes tecnologías renovables.

- Mejoras en el diseño de las instalaciones, en la estandarización de los equipos de producción de calor y frío, y en las mejoras de los materiales de las instalaciones.

El coste de operación y mantenimiento en 2010 se estima entre 20 y 30 euros por kW al año según la potencia de la instalación, como se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.10.20. Coste de operación y mantenimiento para producción de calor en 2010



Fuente: BCG

4.10.5 Barreras al desarrollo del sector

Se han detectado tres tipos de barreras que dificultan el desarrollo de la energía solar térmica, muchas de las cuales son comunes a todos los subsectores y tecnologías del sector.

El actual volumen de mercado de energía solar térmica y su evolución reciente dificulta que se desarrollen actividades de investigación y desarrollo de forma concluyente en los principales equipos de los que consta una instalación solar.

El fuerte crecimiento inmobiliario de los últimos años ha ocasionado una excesiva focalización en las aplicaciones para el sector residencial, dedicándose menos esfuerzo al desarrollo de soluciones para usos industriales.

Barreras técnicas

- **Desconocimiento de la tecnología** por parte de los usuarios y de sus posibles aplicaciones.

  El potencial promotor y usuario desconoce la existencia de la tecnología o de las prestaciones que ésta puede proporcionarle. Existe una fuerte reticencia al cambio, sobre todo en los usos industriales, a pesar del alto grado de desarrollo para aplicaciones térmicas en baja temperatura.

  Se desconoce las aplicaciones de climatización solar, calefacción y refrigeración urbana, procesos industriales, desalación, integración arquitectónica, etc., y no se reconoce el potencial técnico y económico frente a combustibles convencionales.

  No existe un conocimiento suficiente de las ventajas económicas que presenta la energía solar térmica a los usuarios, especialmente en aquellas derivadas de la aplicación del CTE.

- Falta de **formación técnica suficiente** de todos los niveles profesionales implicados y de las medidas de apoyo económico existentes.

  Existe una falta de formación teórica y práctica suficiente en promotores, constructores, organismos de control, diseñadores, arquitectos, instaladores, mantenedores, etc.

  Asimismo existe un gran desconocimiento en cuanto a las líneas de ayuda económicas existentes.

Barreras normativas

- Incumplimientos del **Código Técnico de Edificación, CTE**.

  Existe un porcentaje de incumplimiento del **CTE** que establece la obligatoriedad de incorporar energía solar térmica a los edificios de nueva construcción y a las rehabilitaciones de edificios.

  En ocasiones no se instala el sistema solar, se sustituye de forma indebida por otras tecnologías acogiéndose a las exenciones previstas en la reglamentación (cogeneración, bombas de calor geotérmicas, etc.) o se produce un incumplimiento parcial (con un incorrecto dimensionado, instalación y falta de garantía de funcionamiento).

- Incumplimientos del **Reglamento de Instalaciones Térmicas, RITE**.

  La falta de filtros de **control** eficaces y de **seguimiento** periódico de la contribución solar propicia que no se detecten los posibles incumplimientos.

- **Complejos trámites administrativos de legalización** y vinculados a la instalación convencional.

  Actualmente las instalaciones solares térmicas han de legalizarse según dicta la reglamentación vigente, en general, de forma asociada a las instalaciones térmicas convencionales, lo que conlleva un trámite complejo y no diferenciado de la misma.

- Falta de **mecanismos de certificación y cualificación** profesional específica de instaladores de energía solar térmica.

  Actualmente no existe formación oficial acreditada que certifique o cualifique la capacidad técnica de los instaladores que ejecutan instalaciones solares térmicas.

- **Complejos y heterogéneos trámites** administrativos para la obtención de **subvenciones**.

  Las subvenciones a la energía solar térmica se convocan por parte de las CCAA de una manera heterogénea, con diferentes plazos de solicitud y liquidación, lo que dificulta su gestión por parte de los agentes.

- Falta de concreción en las herramientas existentes de **calificación energética** a la hora de implementar las instalaciones solares.

  Dentro de las herramientas actualmente existentes para obtener la calificación energética existen dificultades a la hora de implementar y definir los sistemas que incorporan instalaciones solares, de manera que quede reflejado de forma coherente el impacto que estas producen sobre la calificación final del edificio.

- No existe una **fuente única de referencia contrastada** y en suficiente detalle que proporcione **datos del recurso solar disponible** en España segregado en sus dos componentes, directa y difusa.

  Para determinar el recurso solar disponible para las instalaciones solares térmicas es esencial disponer de una base de datos de referencia única, precisa, contrastada y detallada de la radiación solar disponible de sus dos componentes, directa y difusa.

  La existencia de este tipo de datos cobra especial importancia dentro de la actual tendencia que existe hacia modelos de negocio basados de venta de energía.

- Escasa utilización e implantación de equipos y sistemas que aporten un valor añadido en cuanto a la **calidad de los equipos y sistemas** y de desarrollo de sistemas innovadores y estándares tendentes a la reducción de costes.

  Existen **captadores** solares (captadores de concentración, captadores planos de vacío, captadores de aire, captadores concentradores lineales de Fresnel, etc.) cuyas posibilidades no han sido demostradas y podrían permitir reducciones de costes para aplicaciones con mucho potencial, como climatización o usos industriales.

  En el apartado de **frío solar**, es necesario avanzar en máquinas de absorción de pequeña potencia y adaptadas a las especiales características de la energía solar (rango de temperatura y fluctuación de la misma).

  El mercado de **materiales** para la fabricación de captadores y tuberías está dominado por el aluminio y el cobre; este hecho supone un obstáculo y es

necesario avanzar en nuevos materiales que cumplan las mismas exigencias a menor coste.

- Escasa presencia de la energía solar en edificios y **sistemas de climatización centralizada**.

  No existen actualmente sistemas de climatización centralizada que incorporen instalaciones solares térmicas a pesar del gran potencial existente.

- Falta de ejemplos demostrativos de instalaciones solares en **edificios públicos**.

  La presencia en edificios públicos de instalaciones solares térmicas provoca un efecto demostrativo y ejemplarizante. Actualmente la existencia de este tipo de instalaciones no es generalizada.

Barreras económicas

- Escasa penetración de **Empresas de Servicios Energéticos (ESE)**.

  El potencial usuario tiene que afrontar largos periodos de amortización, asumiendo las incertidumbres sobre la rentabilidad del proyecto, sin ser necesariamente un especialista en instalaciones de producción de energía. Por otro lado, encuentran dificultades a la hora de acometer el alto coste de inversión asociado y la hora de financiar las instalaciones.

- **Elevado coste de inversión** de las instalaciones solares térmicas.

  La limitada rentabilidad actual de las instalaciones solares térmicas hace necesario la aplicación de incentivos en forma de subvenciones que mejoren la rentabilidad de las instalaciones y favorezcan su implantación.

- Dificultades de **acceso a la financiación**.

  El sector sufre las dificultades de acceso a la financiación comunes a otros sectores. En la actual situación económica el acceso a la financiación es difícil.

4.10.6 Actuaciones propuestas

Detectadas las principales dificultades a las que se enfrenta el sector solar térmico se proponen una serie de acciones y líneas de actuación.

Propuestas normativas

- Establecimiento de sistemas de **inspección y control del cumplimiento del CTE** en las distintas etapas de las instalaciones solares térmicas (HGL-014).

Control de cumplimiento íntegro del CTE en cuanto a las exenciones previstas, y mediante el establecimiento de sistemas de inspección y control de ejecución por parte de las EICI de las instalaciones.

Control del cumplimiento del CTE en cuanto a dimensionado (programas de validación reconocidos) y aplicación de exenciones.

Obligación de incorporar sistemas de telemonitorización, telegestión y existencia de sinópticos de visualización del funcionamiento de las instalaciones en lugares visibles para todos los usuarios.

Adicionalmente se va a **modificar el CTE**, para aumentar la participación de las energías renovables y mantener la contribución solar mínima en el abastecimiento del consumo de energía de los edificios.

De esta manera se dará cumplimiento a las disposiciones del artículo 13 de la Directiva 2009/28 relativas a la introducción de códigos de construcción apropiados para **mantener una exigencia de contribución solar mínima** e incluir una cuota para todos los tipos de energía procedentes de fuentes renovables para cubrir parte de la demanda de frío y de calor en el sector de la construcción.

- Adaptación del **Reglamento de Instalaciones Térmicas en la Edificación (RITE)** a la tecnología solar térmica (HTE-005).

  Modificar y ampliar los artículos e instrucciones técnicas correspondientes a las ya incluidas como la solar térmica, adaptándolas a la situación tecnológica actual.

  Control de cumplimiento íntegro del RITE mediante el establecimiento de sistemas de inspección y control de funcionamiento por parte de las EICI y de los usuarios de las instalaciones a medio y largo plazo.

  Considerar infracción en materia de protección al consumidor, según determina la Ley 26/1984, el incumplimiento injustificado del alcance de la cobertura definida por la exigencia HE4 del CTE.

- **Procedimiento simplificado** para la obtención de **autorizaciones administrativas** para proyectos de energía solar térmica (HTE-005).

  Elaboración de procedimientos simplificados y menos onerosos, incluida la simple notificación para los proyectos de menor envergadura y equipos descentralizados, aplicables a las instalaciones solares térmicas, que permitan racionalizar y acelerar los procedimientos para la obtención de autorizaciones administrativas, adecuándose a cada tipología de proyecto.

  Las normas que regulan la autorización, certificación y concesión de licencias serán objetivas, transparentes, proporcionadas, no discriminatorias y tendrán en cuenta las peculiaridades de la tecnología.

  Se velará porque las normas nacionales relativas a los procedimientos de autorización, certificación y concesión de licencias que se aplican a las instalaciones e infraestructuras conexas de transporte y distribución para la

producción de calor y frío a partir de energía solar sean proporcionadas y necesarias.

- Sistemas de **certificación o de cualificación de instaladores** de energía solar térmica (HGL-007).

  Se establecerán sistemas de certificación o cualificación de instaladores transparentes, certificados por un programa de formación o proveedor acreditado, la formación será teórica y práctica, se realizará un examen sancionado por un certificado o cualificación, se reconocerá la certificación concedida por otros estados miembros.

  Las listas de instaladores cualificados o certificados estarán a disposición del público así como los sistemas de certificación o cualificación.

- **Homogeneización** de convocatorias **de subvenciones** (HTE-002, HGL-011 y HGL-010).

  Se promoverá el establecimiento de plazos de presentación y liquidación homogéneos y simplificados en todo el territorio nacional, que permita a las empresas planificar adecuadamente sus servicios a los potenciales usuarios.

  Se promoverá aceptar las solicitudes procedentes de las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs) y que las líneas de ayudas sean notificadas de manera que sea de aplicación el reglamento general de exenciones en lugar de la limitación de ayudas del "minimis" que supone un obstáculo al desarrollo de las ESEs.

  Asimismo, se promoverá permitir listas de espera y plazos de presentación de solicitudes más amplios.

- Inclusión de las instalaciones solares térmicas y las redes de calefacción en los sistemas de **certificación energética de edificios** (HTE-003).

  Incorporación a los procedimientos de cálculo de certificación energética de edificios la posibilidad de evaluar y obtener la correspondiente calificación cuando los edificios son abastecidos, tanto para calefacción como para ACS o para refrigeración, a través de sistemas de energías renovables (incluyendo biomasa, geotermia y solar térmica) ya sea en aplicaciones individuales, centralizadas o redes de calefacción centralizadas.

Propuestas de subvención

- Sistema de **ayudas a la inversión** de instalaciones solares térmicas.

  Crear nuevas líneas de subvención destinadas a la investigación y desarrollo tecnológico.

  Mantener el sistema actual de ayudas a la inversión de energía solar térmica para compensar las externalidades que incluye la tecnología y que actualmente no se ven reflejadas en otras tecnologías convencionales.

Incluir sistemas de monitorización, telegestión y visualización de instalaciones solares térmicas ejecutados por la aplicación de la exigencia HE-4 como concepto subvencionable así como la realización de auditorías a instalaciones solares térmicas.

- Programa de subvenciones a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos, (Línea 1) (HGL-011). Este programa tiene como objeto el apoyo público en la modalidad de subvención a proyecto de investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos, promovidos por entidades privadas de carácter nacional, centros tecnológicos y de investigación.
  Las características de los proyectos que podrán presentarse a esta línea de subvenciones se centran en proyectos en fase de demostración de nuevas tecnologías de captación, demostración de nuevas aplicaciones, demostración de nuevos materiales, demostración de nuevos equipos de producción de frío específicos para energía solar y demostración de nuevos procedimientos de ensayo.

- Programa de ayudas públicas a proyectos de innovación y demostración para aplicaciones térmicas y biocarburantes, (Línea 3) (HGL-010).

  Este programa tiene como objeto el apoyo público en la modalidad de subvención a proyectos de innovación y demostración en fase de desarrollo con objeto de comprobar el buen funcionamiento de diseños previos, la realización de ensayos específicos frente a la incorporación de innovaciones tecnológicas, e incluso la certificación de su funcionamiento, previamente a su salida comercial.

  Las características de los proyectos que podrán presentarse a esta línea de subvenciones se centran en proyectos en fase de desarrollo de nuevas tecnologías de captación, desarrollo de nuevas aplicaciones, desarrollo de nuevos materiales, desarrollo de equipos de producción de frío específicos para energía solar y desarrollo de nuevos procedimientos de ensayo.

- Sistema de ayudas a la inversión de EERR térmicas, (Línea 6) (HTE-002).

  Mantenimiento del sistema actual de ayudas a la inversión debiendo cumplirse los requisitos establecidos en las correspondientes publicaciones de cada comunidad autónoma y que tienen su base en los convenios establecidos entre el Gobierno del Estado y los Gobiernos Regionales, pero disminuyendo sus presupuestos que serán complementados con sistemas de incentivos a la producción térmica renovable no compatibles con estas ayudas.

- Desarrollo de un **sistema de incentivos al calor renovable (ICAREN)** para la producción de energía térmica a partir de energía solar y otras fuentes de energía renovable (HTE-001)**.**

  Desarrollo de un nuevo mecanismo de incentivos, incompatible con la percepción de otro tipo ayudas, que impulse el desarrollo de las Empresas de Servicios Energéticos Renovables (ESE) en el ámbito de la energía solar

térmica que permita solventar las barreras financieras o de acceso a las ayudas, todavía existentes a la hora de plantear proyectos de este tipo.

Propuestas de financiación

- Impulso a la implantación de **Empresas de Servicios Energéticos** dentro del ámbito de la energía solar térmica (HTE-004).

  La penetración de Empresas de Servicios Energéticos que utilicen sistemas solares para proporcionar energía térmica, permitirá a los usuarios eliminar incertidumbres sobre la rentabilidad del proyecto y sobre los periodos de amortización del mismo.

- Programas **de acceso a la financiación.**

  Desde las Administraciones Públicas, y en colaboración con el sector industrial y financiero, se lanzan una serie de propuestas de apoyo financiero que pretenden permitir el acceso a la financiación e incentivar instalaciones con diseños alternativos y con gran potencial de futuro.

  - Investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos e innovación (HGL-002 y HGL-011).

  - Primeros proyectos de demostración (HGL-012).

  - Proyectos de Empresas de Servicios Energéticos, con una primera fase mediante financiación íntegra de instalaciones, y con una segunda fase de prestación de garantías para facilitar el acceso a financiación privada (HTE-004 y HTE-007).

Propuestas de información/formación

- Fomento del **conocimiento de las posibilidades técnicas y medidas de apoyo disponibles de instalaciones solares térmicas** por parte de todos los agentes profesionales implicados (SST-002).

  Es necesario avanzar en el conocimiento técnico de la tecnología por parte de los profesionales que intervienen de alguna manera en el sector: ingenierías, ESE, instaladores, mantenedores, fabricantes, promotores, ayuntamientos, constructores, entidades de control, o comunidades autónomas, mediante la promoción de guías técnicas específicas, cursos, etc.

  La medida se realizará mediante la difusión, por parte de las autoridades competentes o por los proveedores de equipos y sistemas, de las posibilidades de utilización de la energía solar térmica en cuanto a los beneficios netos, costes, eficiencia energética de los equipos y sistemas utilizados para la producción de calor y frío.

  La difusión se efectuará en los sectores de edificación, agropecuario, industrial y servicios, mediante estudios, proyectos de demostración, etc.

Asimismo, se difundirán las medidas de apoyo existentes a todos los agentes interesados como los consumidores, constructores, instaladores, arquitectos y proveedores de sistemas y equipos.

- Propuestas para **fomentar la formación de los usuarios** y provocar un cambio de percepción de los mismos (HGL-004).

  La medida se realizará mediante campañas de concienciación y difusión de las posibilidades y ventajas de la energía solar térmica hacia los usuarios, así como de sus derechos y obligaciones con respecto a las instalaciones ejecutadas dentro del ámbito del CTE.

- Actuaciones de difusión de las instalaciones solares térmicas para fomentar todas sus posibles **aplicaciones en todos los sectores (HGL-004)**.

  La medida se realizará mediante el impulso y difusión de proyectos que incorporen **soluciones integrales (ACS, calefacción y refrigeración)** en los sectores de edificación, agropecuario, industrial y servicios.

  Se promocionarán guías técnicas y cursos específicos de aplicaciones de climatización mediante energía solar térmica dirigidas a profesionales del sector (ingenierías, ESE, instaladores, mantenedores, fabricantes, etc.) y agentes involucrados en el proceso de control, supervisión y análisis de los proyectos e instalaciones.

  La medida se realizará mediante la difusión de las posibilidades de utilización de la energía solar térmica en todos los sectores.

Propuestas de planificación/promoción

- Introducción de las instalaciones solares térmicas y los sistemas de calefacción centralizada a través de **ordenanzas municipales (HGL-005)**.

  Fomentar el establecimiento de ordenanzas municipales que fomenten la generación de calor y frío mediante energía solar térmica en edificios y su inclusión en los sistemas urbanos de calefacción y refrigeración a la hora de planificar la infraestructura urbana y diseñar, construir y renovar zonas industriales y residenciales.

- Promover carácter **ejemplarizante de los edificios públicos** en la utilización de energías solar térmica (HTE-006).

  Se promoverá la utilización de energía solar térmica en edificios públicos y cuasi públicos a nivel local, regional y nacional que sean objeto de una renovación importante, observando las normas relativas a las viviendas de energía cero o permitiendo que los tejados puedan ser utilizados por terceros.

  Se elaborará un plan similar al PEE–AGE que favorezca el uso de la energía solar en los edificios de la Administración General del Estado como un Plan Solar en la AGE.

- Fomento de la estandarización de elementos y configuraciones de instalaciones solares térmicas (SST-001).

Se identificarán elementos y configuraciones de instalaciones solares térmicas estandarizadas para baja, media y alta temperatura. Se desarrollarán sistemas de ensayo normalizados que permitan determinar el rendimiento y la durabilidad de captadores de media y alta temperatura.

Se impulsará la utilización de **etiquetas energéticas** y otros sistemas de referencia técnica de los equipos y sistemas de energía solar térmica, cuando estos existan establecidos por los organismos europeos de normalización.

Propuestas de estudios

- Realización de **un atlas de radiación solar para España** que sirva de referencia inequívoca que incorpore bases de datos contrastadas de radiación solar directa y difusa (HGL-017).

  Esta actuación permitirá conocer la disponibilidad del recurso solar con suficiente detalle de todo el territorio nacional. El atlas se complementará con adecuadas herramientas informáticas que permitan una ágil visualización y obtención de los datos.

  El conocimiento detallado y contrastado de los datos de radiación directa y difusa será una herramienta que permitirá y facilitará la adecuada determinación del recurso disponible para cualquier localización geográfica y permitirá mejorar la experiencia operativa y comercial del sector en general y del creciente sector ligado a la venta de energía térmica en particular, eliminando parte de la incertidumbre que actualmente existe al no haber fuentes únicas de referencia.

- Incentivar el **desarrollo de configuraciones, equipos y materiales innovadores** que contribuyan a la reducción de costes (SST-001).

  Propiciar el desarrollo de aplicaciones, equipos y materiales innovadores a través de la realización de estudios, prototipos, proyectos demostrativos, etc., que contribuyan al descenso de costes de la tecnología.

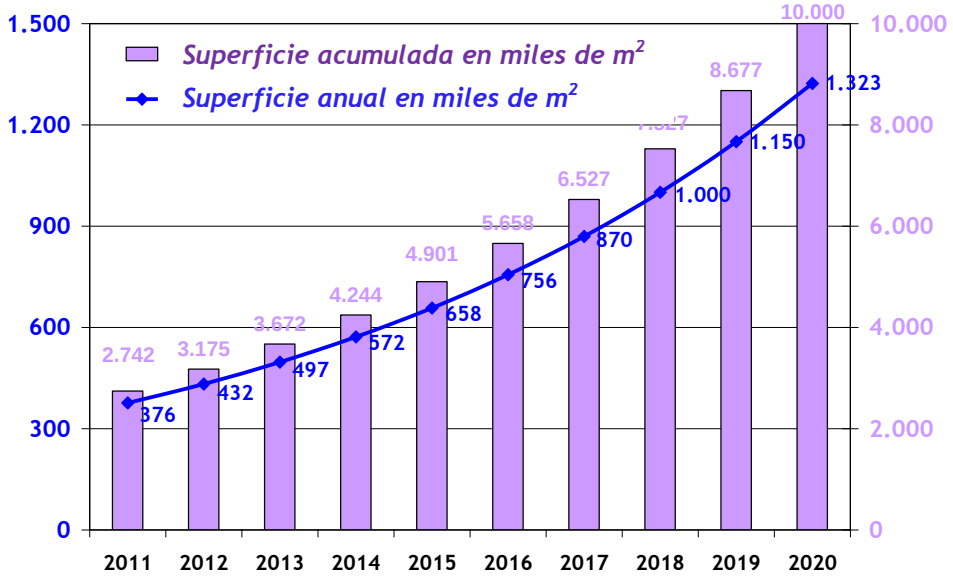
4.10.7 Objetivos

Como se ha comentado en apartados anteriores, la superficie solar térmica instalada ha seguido una senda ascendente en los últimos años, y a pesar de la desaceleración sufrida como causa de la crisis inmobiliaria en los años 2009 y 2010, se espera que en los próximos diez años continúe esta tendencia ascendente.

Esta hipótesis de evolución de la superficie instalada anual de energía solar térmica se considera **alcanzable**, si bien será necesario el mantenimiento de las medidas ya puestas en marcha, la adopción de nuevas medidas específicas, un mayor desarrollo tecnológico y el impulso a **nuevas aplicaciones** que permitan alcanzar los niveles de

crecimiento necesarios de superficie instalada al año, los cuales se estiman en aproximadamente un 15% anual.

Figura 4.10.21. Evolución estimada de la superficie de captadores instalados (miles m^2)

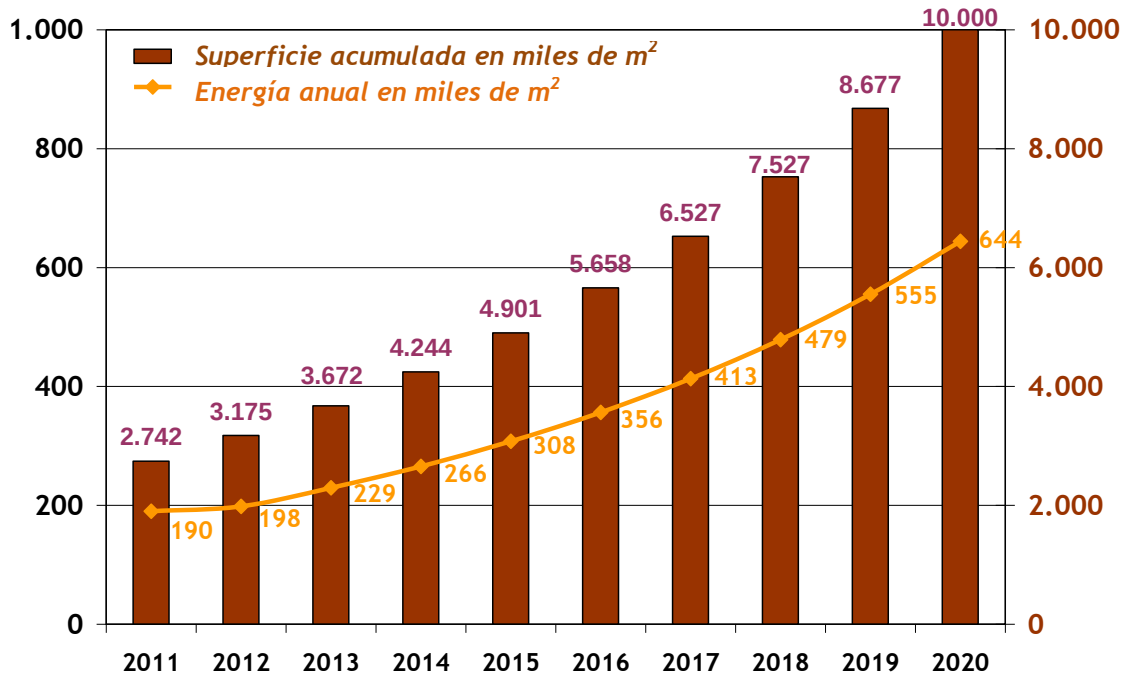


Fuente: IDAE

Para la consecución de estos objetivos será crucial el desarrollo de las aplicaciones en procesos industriales para producción tanto de calor como de frío, integración en los sistemas de climatización de los edificios del sector terciario y residencial y el desarrollo de las aplicaciones para calefacción y refrigeración urbana.

Se estima que esta potencia instalada genere en 2020 más de 640 ktep. Se ha estimado que la producción energética crecerá desde un 4% los primeros años hasta un 16% según se muestra en la siguiente figura:

Figura 4.10.22 Energía anual (ktep) y captadores instalados acumulados (miles m^2) por años


Superficie acumulada en miles de m²
Energía anual en miles de m²
1.000
800
600
400
200
0
10.000
8.000
6.000
4.000
2.000
0
2.742
3.175
3.672
4.244
4.901
5.658
6.527
7.527
8.677
10.000
190
198
229
266
308
356
413
479
555
644
2011
2012
2013
2014
2015
2016
2017
2018
2019
2020

Fuente: IDAE

4.11 SECTOR SOLAR TERMOELÉCTRICO

4.11.1 Descripción del sector

Subsectores

La energía solar termoeléctrica consiste en el aprovechamiento de la energía del sol para la obtención de energía eléctrica, a través del calentamiento de un fluido.

Agrupa actualmente **cuatro áreas tecnológicas** con distinta madurez comercial y distintas perspectivas, que se describen con mayor detalle en el apartado 4.11.2.

- Centrales de receptor central de torre.
- Centrales cilindroparabólicas.
- Centrales **disco-parabólicas** o disco-fresnel (normalmente asociadas a motor Stirling u otros motores de combustión externa).
- Centrales con concentradores lineales de fresnel.

En España, actualmente están **en explotación, construcción, o promoción** numerosas centrales de las **cuatro tecnologías** principales, si bien la **mayoría** son de tecnología **cilindroparabólica**. Podría considerarse una quinta área, las centrales de torre de aire o **chimeneas** solares, pero están muy poco desarrolladas y no se suelen considerar entre las opciones tecnológicas actuales, aunque en Manzanaes (Ciudad Real) estuvo en operación un prototipo de esta tipología.

Situación actual en el mundo

El sector solar termoeléctrico se encuentra en la **fase de despegue comercial, especialmente en España**. Tras las primeras iniciativas en EE.UU. durante los años 80 y 90, el desarrollo del sector ha estado prácticamente detenido hasta esta nueva etapa.

Las tres **áreas** de **mayor interés** actualmente en el mundo son **España, EE.UU.**, y países **MENA** (Oriente Medio y Norte de África). Otros países como India, China, y Australia, así como Chile en Sudamérica, podrían ser también mercados importantes. En el norte de **África y Oriente Medio** se ha comenzado por instalaciones de ciclo combinado de gas integrado con energía solar (**ISCC**, por sus siglas en inglés). En **EE.UU. y España** las centrales son básicamente **solares**.

En el año 2010 la potencia total en **operación** en el **mundo** sin España era de **429 MW**. En **España** a finales de 2010 estaban finalizados **632 MW**, que representaban un 60% del total mundial en operación.

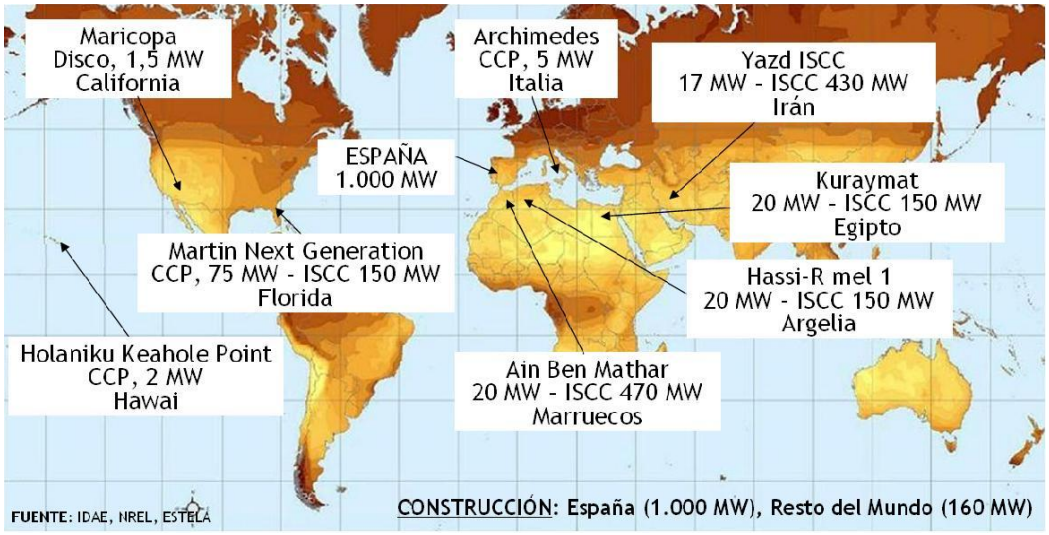
La potencia en **construcción** en el **mundo** (sin España) es de **160 MW**. En **España** a finales de 2010 estaban en construcción **1.000 MW**, aproximadamente un 86% del total mundial en construcción.

La potencia en **promoción** en el **mundo** (sin España) es de **5.025 MW**. En **España** a finales de 2010 estaban en **promoción avanzada 843 MW**, y en fase de proyecto **8.475 MW** (según los datos del IDAE).

Figura 4.11.1. Centrales en **operación** en el mundo en **2010**

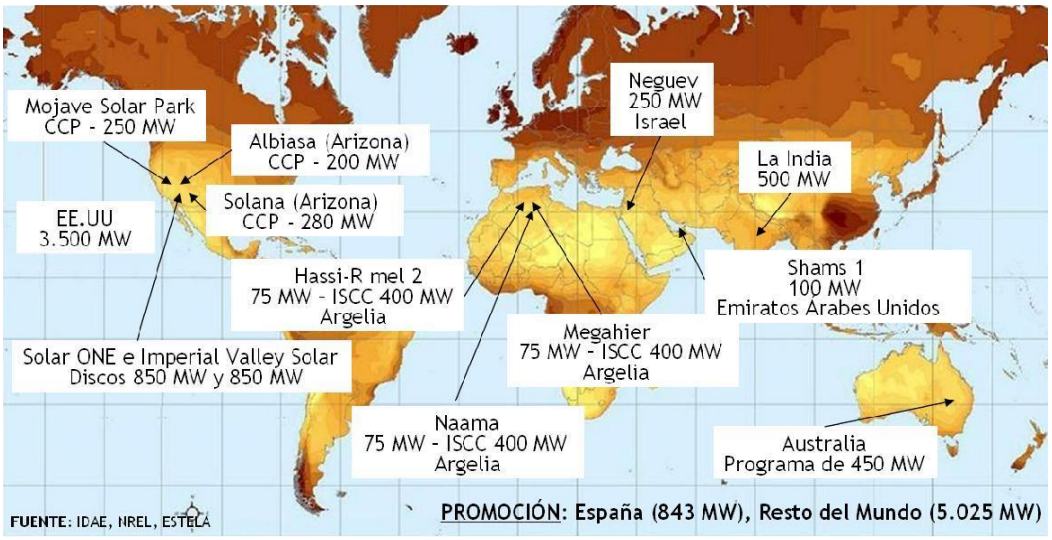
Fuente: IDAE, NREL

Figura 4.11.2. Centrales en **construcción** en el mundo en 2010



Fuente: IDAE, NREL, ESTELA

Figura 4.11.3. Centrales en **promoción** en el mundo en 2010



Fuente: IDAE, NREL, ESTELA

Situación actual en la UE

A comienzos de 2010 **no existen** en la Unión Europea (fuera de España) proyectos en **operación**, si bien está previsto que a lo largo del año entre en funcionamiento la central "Archimedes".

El proyecto "Archimedes" es una central en construcción en **Italia,** cuya tecnología es de colectores cilindroparabólicos de 5 MW con **sales fundidas** como **fluido caloportador** y tecnología de almacenamiento. Esta central contará con almacenamiento para 8 horas a potencia nominal, y generará vapor sobrecalentado a 530 ºC.

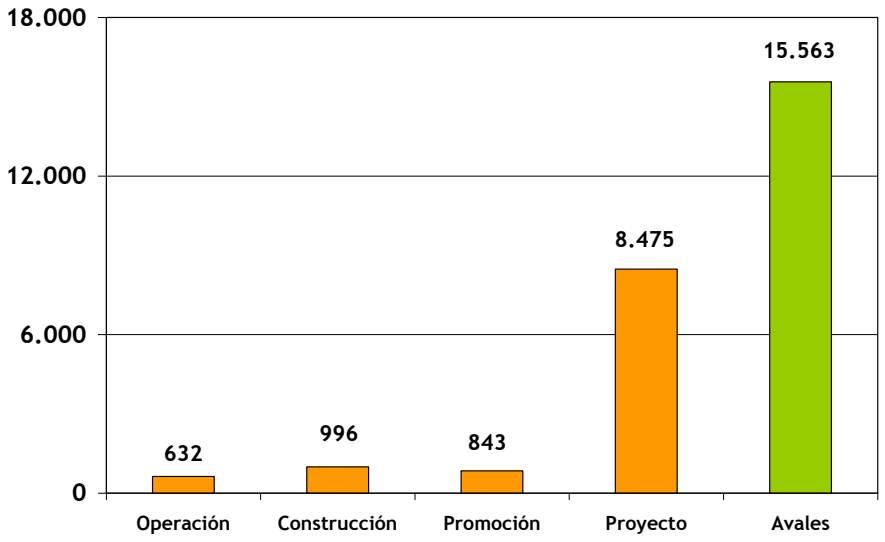
En Creta (**Grecia**) está en construcción el proyecto "Theseus", central cilindroparabólica de 50 MW sin almacenamiento, con aceite térmico como fluido caloportador.

Situación actual en España

En octubre de 2009 contaban con **solicitud de acceso a la red** de transporte y distribución, y por tanto **con aval depositado** según Real Decreto 1955/2000, proyectos que suman una potencia total de **15.563 MW**. A la red de transporte habían solicitado acceso 11.790 MW y a la red de distribución 3.773 MW. En 2010 estos datos apenas presentan variación. Corresponden a la categoría **avales** de la figura. De estos 15.563 MW con solicitud de acceso se puede considerar que, al finalizar **2010**, tenemos **2.471 MW** en **fase de operación, construcción o promoción** avanzada, la mayoría de tecnología cilindroparabólica con una potencia de 50 MW y con **puesta en marcha** (PEM) prevista **anterior a 2014**.

Figura 4.11.4. Distribución en **MW** del **estado** de las instalaciones identificadas[49] a fin de **2010**

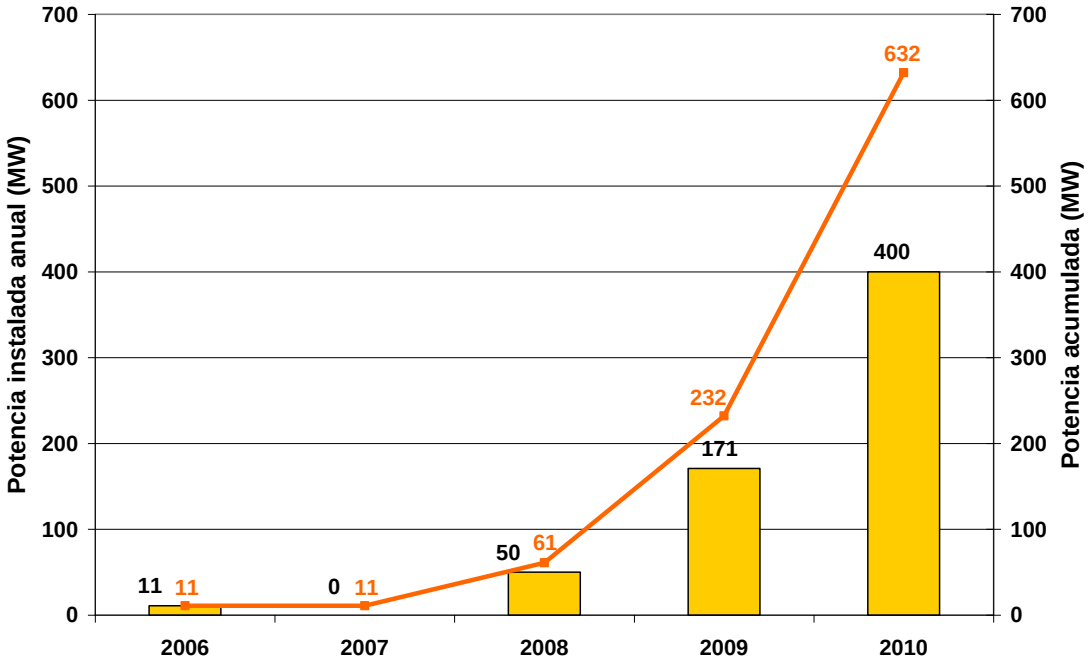
[49] *Se entiende por proyectos en **operación** aquellos que cuentan con inscripción definitiva en el RIPRE. Proyectos en **construcción** son aquellos que se estima estarán en funcionamiento en 2011, y que por tanto deben haber comenzado la ejecución; también abarca esta categoría a los proyectos que aunque hayan finalizado los trabajos de construcción no cuentan con inscripción definitiva en el RIPRE. Proyectos en **promoción** son el resto de proyectos inscritos en el Registro de preasignación de retribución (RPR). La suma de operación, construcción y promoción coincide con los proyectos inscritos en el RIPRE y en el RPR (2.471 MW). La categoría "**avales**" engloba a todas las demás (identificadas o no) y representa el total de proyectos que ha solicitado acceso a red de transporte o distribución, depositando los avales correspondientes*



Fuente: IDAE

La evolución que ha tenido el sector desde que se construyó la primera planta comercial en el año 2006 se aprecia en la siguiente figura:

Figura 4.11.5. Potencia instalada y acumulada por año en España



Fuente: IDAE

Marco de desarrollo

El marco de desarrollo de la tecnología solar termoeléctrica viene marcado por el **Real Decreto-ley** (RDL) **6/2009**, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social, el cual establece el registro de preasignación para el régimen especial.

En los 30 días siguientes a la publicación del RDL, hasta el sábado 6 de junio de 2009 incluido, aquellas instalaciones que acreditaron el cumplimiento de los requisitos

establecidos en el artículo 4 del citado RDL han sido inscritas en el Registro de preasignación de retribución (RPR).

En total se presentaron al RPR **104 solicitudes** del área solar termoeléctrica, con una potencia total de **4.499 MW**, y se resolvieron **favorablemente 57 solicitudes,** con una potencia de **2.389,8 MW** en el área solar termoeléctrica.

La evolución y perspectivas de las centrales termoeléctricas en España estará determinada por el nuevo marco legal que se establezca para los próximos años. A medio plazo, hasta el año 2013, el **Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009** procedió a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución previsto en el RDL 6/2009.

El Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009 dispone la **puesta en funcionamiento** de las instalaciones solares termoeléctricas inscritas en el Registro de preasignación de instalaciones de régimen especial en **4 fases** sucesivas.

Según el **Registro de preasignación**, las instalaciones se distribuyen de acuerdo con el siguiente ritmo de implantación:

- **Fase 1**: **880,4 MW,** en operación antes del fin de 2012.
- **Fase 2: 566,4 MW**, que deben estar en operación entre 2011 y 2012.
- **Fase 3: 461,2 MW**, que deben estar en operación en 2012.
- **Fase 4: 481,8 MW,** que debe estar en operación en 2013**.**

En el RPR se tienen **2.389,8 MW** inscritos, que sumados a los **81 MW** con inscripción en el Registro administrativo de instalaciones de producción en régimen especial (**RIPRE**) previa a la entrada en vigor del RPR, ofrece un total acumulado de **2.470,8 MW** hasta 2013.

El **Real Decreto 1614/2010**, de 7 de diciembre, establece una limitación de las horas equivalentes de funcionamiento con derecho a prima equivalente o prima, de las instalaciones solares termoeléctricas.

Las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica tendrán derecho, en su caso, a percibir la cuantía correspondiente a la prima equivalente o prima, dependiendo de la opción de venta elegida del artículo 24.1.a) o b) del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, respectivamente, en cada año, hasta alcanzar el número de horas equivalentes de referencia, tomando como punto de inicio las 0 horas del 1 de enero de cada año.

Las **horas equivalentes** de referencia para las instalaciones de tecnología solar termoeléctrica serán las siguientes:

Tabla 4.11.1. Tabla con las horas equivalentes de referencia según RD 1614/2010

Tecnología	Horas equivalentes de referencia/año
Cilindroparabólico sin almacenamiento	2.855
Cilindroparabólico con almacenamiento de 9 h.	4.000

Cilindroparabólico con almacenamiento de 7 h.	3.950
Cilindroparabólico con almacenamiento de 4 h.	3.450
Torre vapor saturado	2.750
Torre sales con almacenamiento de 15 h.	6.450
Fresnel	2.450
Disco "Stirling"	2.350

Fuente: RD 1614/2010

Finalmente, para contribuir a facilitar medios que permitan incrementar la contribución de las energías renovables de forma eficiente y competitiva para progresar en su integración en el sistema energético nacional, el Ministerio de Industria, Turismo y Comercio en el **Real Decreto 1565/2010**, en su **disposición adicional tercera**, establece la posibilidad de conceder el derecho a una retribución adicional a la retribución del mercado de producción para proyectos de **instalaciones** de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica, de **carácter innovador**, mediante un procedimiento de concurso hasta un máximo de 80 MW.

La Resolución de 24 de noviembre de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, desarrolla e instrumenta lo mencionado anteriormente, estableciendo un reparto de los 80 MW en dos convocatorias:

- Gran instalación: un solo proyecto de potencia mínima de 45 MW y máxima de 50 MW.
- Pequeñas instalaciones: uno o varios proyectos de potencia menor o igual a 15 MW, sumando un total de potencia máxima de 30 MW.

Sector industrial

Esta evolución de potencia instalada para los próximos años no sería posible sin la presencia en España de un sector industrial fuerte y competitivo. Las **principales empresas** que están apostando en España por estas tecnologías en **2010** y que han conseguido la inscripción en el RPR de algún proyecto son las siguientes:

Abantia, Abengoa, ACS-Cobra, Acciona, Aries, Elecnor, Enerstar, EON, FCC, Florida Power and Light, Fotowatio, Iberdrola, Ibereólica Solar, Magtel, Novatec, Renovalia, Sacyr, SAMCA, Siemens, Solar Millennium, Torresol Energy, TSK y Valoriza.

Otras empresas que han decidido involucrase en el desarrollo del sector son *Albiasa, Agni, Capital Energy, Endesa, Enhol, Epuron, Eufer, Prosolar y URSSA Energy.*

Así mismo, se ha intensificado la implantación de empresas de componentes en España, como reflectores parabólicos, helióstatos, receptores de torre, tubos absorbentes, estructuras, etc., entre los que destacan, sin ser los únicos:

Abengoa, Asturfeito, Guardian, Rioglass Solar Abengoa, Saint Gobain, Schott España, Sener, Siemens, etc.

Como se ha comentado, existen **cuatro tecnologías** diferenciadas para el área solar termoeléctrica. Actualmente existen **proyectos comerciales de todas de ellas** (cilindro parabólico, torre, discos Stirling y lentes de Fresnel).

En las siguientes tablas se muestra la distribución de las **iniciativas por tecnologías** para los próximos años.

Tabla 4.11.2. **Potencia (MW)** de las diferentes tecnologías **por años**

Potencia total (MW)	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre	11			20		17			48
Cilindroparabólica			50	150	400	700	649	373	2.321
Fresnel				1		30			31
Disco	0		0				1	70	71
Total anual	11		50	171	400	747	650	443	2.471
Total acumulado	11	11	61	232	632	1.379	2.028	2.471	

Fuente: IDAE

Tabla 4.11.3. **Porcentaje** de potencia de las diferentes tecnologías **por años**

% de potencia	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre	0,45			0,81		0,69			1,94
Cilindroparabólica			2,02	6,07	16,17	28,30	26,26	15,07	93,89
Fresnel				0,06		1,21			1,27
Disco	0,00		0,00				0,04	2,85	2,89
Total	0,45		2,03	6,93	16,17	30,21	26,30	17,92	100,00

Fuente: IDAE

La situación actual del sector muestra que el **94%** de las iniciativas son de **tecnología cilindro-parábólica**, calculado sobre los 2.471 MW de proyectos con posibilidad de instalarse hasta 2013 incluido. El **2%** es de receptor central de **torre**, el **3%** de **discos-Stirling** y el restante **1%** de lentes de **Fresnel**.

En cuanto a la penetración de instalaciones con algún sistema de almacenamiento de energía, tenemos que, de la potencia que podría entrar en funcionamiento en los próximos años, casi el **60%** corresponde a proyectos **con almacenamiento**, y el **40%** a proyectos **sin almacenamiento**.

Tabla 4.11.4. Porcentaje de potencia **con** almacenamiento por años

% con almacenamiento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre						0,69			0,69
Cilindroparabólica			2,02	2,02	6,06	14,14	24,25	10,11	58,60
Fresnel									
Disco									
Total			2,02	2,02	6,06	14,83	24,25	10,11	59,29

Fuente: IDAE

Tabla 4.11.5. **Porcentaje** de potencia **sin almacenamiento** por años

% sin almacenamiento	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Torre	0,45			0,81					1,25
Cilindroparabólica				4,05	10,12	14,16	2,02	4,95	35,29
Fresnel				0,06		1,21			1,27
Disco	0,00		0,00				0,04	2,85	2,89
Total	0,45		0,00	4,91	10,12	15,37	2,06	7,80	40,71

Fuente: IDAE

El **almacenamiento** incide en las horas de funcionamiento de la instalación, permitiendo acumular energía para la **operación** a potencia nominal **entre 4 y 15 h**, según la potencia y diseño de la central. Esto influye en la rentabilidad de la misma, **aumentando** dicha **rentabilidad**, si bien asumiendo **más riesgo** y **más inversión** con estas aplicaciones.

Así mismo, el almacenamiento está estrechamente relacionado con la declaración como **gestionable** para la central por parte del operador del sistema (Red Eléctrica de España, REE). La declaración como gestionable conlleva una serie de **ventajas**, como la posibilidad de acceder con **más potencia nominal a un mismo punto de la red** (50% de la capacidad térmica de la línea o centro de transformación al ser gestionable, frente a un 5% de la potencia de cortocircuito cuando no se es gestionable), o la posibilidad de participar en los **sistemas de ajuste** del sistema.

Las normas vigentes a diciembre de 2009 para la declaración de gestionabilidad por parte de REE, de fecha 31 de marzo de 2008, permiten compensar la falta de almacenamiento con la posibilidad de incrementar un 30% la potencia de la central a requerimiento del operador del sistema, utilizando un combustible auxiliar.

4.11.2 Perspectivas de evolución tecnológica

Durante los **años 80** se realizaron las primeras instalaciones con concentradores cilindroparabólicos en Estados Unidos, y durante los **años 80 y parte de los 90** se realizaron las primeras instalaciones experimentales de receptor central o torre en el mundo (Estados Unidos, Rusia, España, Francia, Italia y Japón).

En **España**, durante las últimas décadas, se viene realizando un notable esfuerzo en proyectos de innovación, llevados a cabo por empresas y por entidades de investigación, y que han tenido como elemento más relevante la **Plataforma Solar de Almería (PSA, CIEMAT), el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER),** el **Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (CTAER),** la **Plataforma Solúcar (Grupo Abengoa)** y más recientemente la plataforma tecnológica **Solar Concentra**. Esta situación ha posicionado a España en las mejores condiciones para afrontar nuevos objetivos en el campo de la propia innovación y mantener una posición ventajosa en cuanto a nuestra competitividad internacional en esta tecnología.

A nivel mundial existen numerosas líneas de desarrollo e innovación en las cuatro tecnologías principales: centrales de canales cilindroparabólicos, centrales de receptor central o de torre, instalaciones de colectores disco parabólicos asociadas a motor Stirling, y centrales de colectores lineales de Fresnel. Esto permitirá importantes mejoras tecnológicas a corto plazo, que posibiliten una **reducción significativa de los costes**.

Los dos objetivos principales a los que se dirigen las mejoras tecnológicas futuras son:

- Incremento de la eficiencia y reducción de costes.
- Mejora de la gestionabilidad.

Las líneas de desarrollo para conseguir un **incremento de la eficiencia y una reducción de costes** se centran en el desarrollo de nuevos fluidos de trabajo que sustituyan al aceite térmico por agua/vapor, sales fundidas o gases a presión; y en una mejora industrial de componentes que tengan una mayor fiabilidad/durabilidad y conlleven por tanto un menor coste. La mejora de componentes afecta prácticamente a todas las tecnologías termoeléctricas, hablamos de mejoras en espejos, tubos receptores, estructuras metálicas, motores Stirling, helióstatos, nuevas turbinas, receptores de centrales de torre, etc.

La **mejora de la gestionabilidad** está estrechamente asociada a la innovación en sistemas de almacenamiento térmico y a sistemas de hibridación. Las principales líneas de actuación en este campo se dirigen hacia un uso de nuevos materiales para almacenamiento térmico, nuevos procesos que palien la baja conductivdad térmica de las sales de nitratos, desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico de gran capacidad (>100 MWh) mediante tanques termoclinos, y desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico mediante materiales de cambio de fases (calor latente).

Por otro lado, la instalación de sistemas híbridos que permitan asegurar una buena gestionabilidad de la central mediante combustibles no fósiles (biogás, biomasa, etc.) constituiría también un importante paso adelante en este campo porque permitiría desvincular la gestionabilidad de la central de la disponibilidad de combustibles fósiles.

Perspectivas de evolución tecnológica comunes

La evolución de la tecnología solar termoeléctrica presenta elementos comunes para la mayoría de las áreas, que de manera resumida se comentan a continuación:

- Perfeccionamiento de las tecnologías de almacenamiento

La posibilidad de contar con un sistema de almacenamiento térmico, al que derivar energía térmica producida en el campo solar durante las horas de sol para su posterior utilización, es una de las características diferenciales de las centrales eléctricas termosolares, lo que facilita su gestionabilidad en un sentido amplio.

En las centrales actuales se dispone de sistemas de almacenamiento térmico de distintas características y capacidades, desde los sistemas de doble tanque con sales fundidas de más de 1 GWh de capacidad, en centrales de canal parabólico como Andasol o de torre, como Gemasolar, hasta tanques de agua presurizada de unas decenas de MWh, como los utilizados en las centrales de torre PS10 o PS20.

Las perspectivas, a medio plazo, indican que seguirán coexistiendo distintos medios y tecnologías de almacenamiento, adaptadas a las características y condiciones de los

fluidos de trabajo utilizados en el campo solar y a los ciclos termodinámicos de conversión de calor en trabajo.

Los principales sistemas de almacenamiento cuentan actualmente con diferentes líneas de investigación, entre ellos se pueden destacar los siguientes:

- Almacenamiento térmico en forma de calor sensible y/o calor latente (sales), o en reacciones reversibles (hidruros e hidróxidos).
- Almacenamiento en hormigón.
- Almacenamiento electroquímico en baterías.
- Almacenamiento químico en hidrógeno.
- Almacenamiento mecánico, en energía potencial (bombeos de agua en embalses) o en energía cinética (volantes de inercia).
- Almacenamiento magnético en superconductores.

Actualmente se utilizan principalmente sistemas de almacenamiento en calor sensible, sin cambio de fase, utilizando sales fundidas (nitratos y nitritos de sodio y potasio).

- Disminución del consumo de agua

En las tecnologías solares termoeléctricas donde se utilice un ciclo convencional de turbina de vapor existe un consumo de agua asociado a refrigerar el ciclo para condensar el vapor de salida de la turbina, con unos valores similares a los de las centrales térmicas convencionales, del orden de 3,6 litros por kWh eléctrico. Estas tecnologías son actualmente las de colectores cilindroparabólicos, las de torre, o de colectores lineales de Fresnel.

Las soluciones actuales pasan por circuitos cerrados utilizando aerotermos, donde se pueden dar evoluciones tecnológicas que permitan a estas tecnologías la independencia de otros recursos escasos como es el agua.

- Mejora del sistema de transferencia de calor

La generación directa de vapor (GDV) se presenta como uno de los más interesantes avances en las centrales de canales cilindroparabólicos. La sustitución del aceite térmico como fluido caloportador por agua simplificará significativamente el proceso, con perspectivas de abaratamiento en los costes de inversión superiores al 20%.

El desarrollo a nivel comercial de este tipo de centrales permitirá trabajar a mayores temperaturas y reducir el número de componentes y complejidad de los mismos.

Desarrollos similares de mejora del sistema de transferencia de calor se estudian para otras tecnologías, usando como fluido caloportador gases a presión o sales fundidas.

- Búsqueda del tamaño óptimo de las centrales

La limitación actual de la potencia a 50 MW resulta inferior al tamaño óptimo de las centrales de tecnología cilindro parabólica, que podrían tener su tamaño óptimo en

el entorno de los 150 o 200 MW, aunque esto es algo que se encuentra aun en debate.

- Desarrollo de centrales híbridas

La hibridación con otras tecnologías renovables, como la biomasa, es uno de los caminos más evidentes para asegurar la gestionabilidad de la central eléctrica. Algunas configuraciones de hibridación entre energía solar termoeléctrica y biomasa incorporan además sistemas de cogeneración.

La tecnología híbrida constituye un uso mejorado de las turbinas y, por lo tanto, una operatividad óptima de todo el bloque energético, alcanzando de esta manera precios de energía favorables basados en un cálculo combinado.

- Apoyo, a través de cogeneración, a plantas de desalinización de agua

En el campo de sistemas y procesos de desalación solar, existen dos enfoques diferentes: pequeños y medianos sistemas independientes de desalación mediante energía solar térmica (rango de kW), y la incorporación de tecnologías de desalación en centrales solares de producción de energía eléctrica (rango de MW).

En el segundo caso se presenta la posibilidad de combinar centrales solares termoeléctricas con métodos de destilación, como los de evaporación súbita multietapa (MSF) o los de destilación multi-efecto (MED).

Esta última tecnología puede resultar energética y económicamente ventajosa, por lo que avances en este sentido permitiría dar un valor añadido a las centrales termosolares.

Centrales de canales cilindroparabólicos

Estas centrales están formadas por concentradores de espejo que **reflejan la radiación solar sobre un tubo** situado en la línea focal del concentrador cilindroparabólico, el cual contiene **fluido caloportador**. Este fluido, una vez calentado, produce vapor que acciona una **turbina convencional** que genera electricidad.

El sistema de captación y concentración de la radiación solar es **modular.** Está formado por filas de canales parabólicos que siguen al Sol en un solo eje, alineadas normalmente en dirección Norte-Sur.

Concentran la componente directa de la radiación solar de **60 a 80 veces** en un tubo receptor situado en su eje óptico. Las temperaturas que se alcanzan son de **400 ºC** y las potencias de **30 a 150 MW** en centrales comerciales.

El **sistema de control es más complejo** que el de una central térmica convencional ya que además de integrar los subsistemas solares el control se complica especialmente en los períodos de arranque, paradas y transitorios, que son los más críticos.

En cuanto a sus requerimientos de agua y gas, son similares al resto de tecnologías, ya que están condicionadas por el ciclo convencional de la turbina.

Las primeras centrales puestas en marcha enEspaña de canales cilindroparabólicos **sin almacenamiento** no superan normalmente las **2.400 horas** anuales de operación equivalentes en plena carga. Para incrementar las horas de operación se implementan **sistemas de almacenamiento térmico**. Gracias al almacenamiento se puede producir energía tanto en perídos de baja radiación como tras la puesta del sol, a costa de campos solares de mayor tamaño. La tecnología actual de almacenamiento térmico más madura es la de **tanques de sales fundidas** en los que el aumento de temperatura implica una variación positiva de energía interna sin cambio de fase.

En España la mayoría de las iniciativas tienen **50 MW** de potencia, por ser el límite establecido para el régimen especial de producción de energía eléctrica, si bien el óptimo se puede encontrar entre 100 y 200 MW de potencia nominal.

Figura 4.11.6. Detalle de **campo solar** de una central cilindroparabólica

Fuente: Iberdrola Energía Solar de Puertollano (Iberdrola Energías Renovables, IDAE)

En la actualidad, las principales **líneas de desarrollo** en esta tecnología pasan por:

- El desarrollo de la generación directa de vapor (**GDV**), cuya principal ventaja es la sustitución del aceite térmico (fluido caloportador) por agua, por ser el primero costoso, inflamable, con temperatura de operación limitada y potencialmente contaminante. El agua además sería el mismo fluído de trabajo entre el campo solar y el ciclo de potencia lo que permite prescindir de los intercambiadores aceite–agua y operar a temperaturas más altas obteniendo un aumento de rendimiento.
- En la misma línea que la generación directa de vapor, se plantea el empleo de **sales fundidas como fluido** de trabajo en el campo solar. Las

ventajas son operar a una temperatura mayor y el empleo del mismo fluído de trabajo en el campo solar y en el sistema de almacenamiento. Sin embargo los inconveniente principales de este desarrollo que deben ser superados es el de garantizar que las sales permanezcan en estado líquido.

- Obtener **concentradores** con superficies reflectantes **más económicas**. Aumentar la apertura, desarrollar estructuras más económicas y de fácil instalación y el empleo de nuevos materiales constituyen otras vías de mejora de la tecnología.
- Todas las opciones anteriores requieren del desarrollo de **nuevos tubos receptores** de baja emisividad, alta absortancia y alta durabilidad, capaces de operar a temperaturas **superiores a 500 ºC.**

La totalidad de las mejoras mencionadas pueden considerarse "incrementales" en el sentido de que están orientadas a la obtención de mejoras de rendimiento o reducción de costes de un concepto que está cercano a su madurez.

Centrales de receptor central o de torre

Están formadas por un campo de **helióstatos** que siguen el sol en dos ejes, de manera que reflejan la radiación sobre un **receptor central**, normalmente sobre una torre o varias, donde se alcanzan temperaturas medias de entre **500 y 800 ºC**.

En el receptor central tiene lugar la transformación de la radiación solar concentrada en energía térmica mediante el incremento de entalpía de un fluido de trabajo. Existen numerosas propuestas de receptores solares con diferentes configuraciones y adaptados a distintos fluidos de transferencia térmica. El receptor solar representa la parte más crítica de una central de torre desde el punto de vista técnico, al centralizar todo el intercambio de energía de la central.

En lo que respecta al **fluido de trabajo** que circula por el receptor central, en los diversos proyectos de demostración que se han llevado a cabo hasta la fecha se han utilizado principalmente cuatro sistemas:

- Agua-vapor.
- Sodio líquido.
- Sales fundidas.
- Aire.

El tamaño de las centrales en construcción y promoción se sitúa entre los 20 a 150 MW, para tecnologías de torre única. Para sistemas de multi torre, existen en el mercado tecnologías escalables a partir de unidades de pequeña potencia (entre 2 y 5 MW) que se agrupan en módulos de mayor potencia. Está por demostrar que esta fórmula pueda competir con la de generación a partir de centrales con una sola torre y mayor potencia en el futuro, no obstante puede resultar interesante para generación distribuida.

Debido a los altos flujos de radiación solar que se alcanzan en el receptor éste puede trabajar a altas temperaturas sin excesivas pérdidas térmicas, lo que posibilita su integración en ciclos termodinámicos eficientes. La tecnología de torre permite aspirar a **rendimientos,** de transformación de la energía solar a electricidad, elevados (superiores al **25% anual**).

Estas centrales tienen además el potencial de generar electricidad con altos factores de capacidad mediante el uso de **almacenamiento térmico**. Actualmente la solución más utilizada son los tanques de almacenamiento de sales fundidas, que permiten generar energía eléctrica en ocasiones hasta **24 horas al día**, o con almacenamiento en vapor que permite operar durante pocas horas.

Las primeras centrales comerciales que están abriendo el camino a esta tecnología están en España, y del éxito de estos primeros proyectos dependerá en gran medida su futuro a corto plazo.

Requiere una superficie de terreno equivalente a las centrales de canales parabólicos, si bien **no es tan exigente con la planimetría** como las tecnologías cilindroparabólicas, por lo que en principio podría resultar más facil encontrar emplazamientos que reúnan los requisitos necesarios para ejecutar los proyectos.

A diferencia de la tecnológica cilindroparabólica, los sistemas de torre o receptor central presentan una **gran variedad de opciones tecnológicas** con diferencias sustanciales entre ellas.

Figura 4.11.7. Centrales de torre **PS10 y PS20** del Grupo Abengoa en la Plataforma Solar Sanlúcar la Mayor (izquierda) y **la planta Gemasolar** propiedad de Torresol Energy (derecha)

Fuente: Abengoa (izqda.), © Torresol Energy (dcha.)

El esquema general de estas centrales usa helióstatos de gran superficie (aproximadamente 120 m^2) que concentran la radiación solar sobre el receptor instalado en una torre de gran altura.

A corto plazo, las principales **líneas de desarrollo** se orientan a la **reducción de costes de los componentes** (especialmente de los helióstatos), la **mejora** en los diseños de los distintos tipos de **receptores**, la **optimización** de los **sistemas de gestión y control** del campo de helióstatos, y la mejora del ciclo térmico utilizando **nuevos fluidos de trabajo** como vapor sobrecalentado, sales fundidas o gases.

En paralelo se desarrollan proyectos y líneas de investigación que exploran alternativas muy diversas, desde los receptores volumétricos presurizados, orientados a la integración de la energía solar en el ciclo Brayton (turbina de gas) de

un ciclo combinado, hasta los receptores de partículas sólidas para la generación de hidrógeno en procesos de química solar o para ciclos de vapor super críticos.

Centrales de discos parabólicos

Consisten en una superficie reflectora **con forma parabólica** que, mediante el seguimiento solar en dos ejes, concentran la radiación solar en el foco del mismo, alcanzando temperaturas de entre **600 y 1.000 ºC**. El fluido calentado en el foco se utiliza generalmente en **motores STIRLING**.

Es la tecnología menos desarrollada, si bien la que cuenta con mayores posibilidades, por su alta eficiencia en la conversión de energía solar en eléctrica (hasta 35%), por su gran modularidad, pues cada disco puede tener una potencia de 3 a 30 kW, y por su bajo consumo de agua (exclusivamente para limpieza).

Un sistema disco-Stirling consta de un espejo parabólico de gran diámetro con un motor de combustión externa tipo 'Stirling' emplazado en su área focal. Otras tecnologías en desarrollo sustituyen el disco parabólico por lentes de **Fresnel**.

El motor Stirling lleva acoplado un alternador, de manera que dentro de un mismo bloque situado en el foco del disco concentrador se realiza la transformación de la energía luminosa en electricidad que se puede inyectar en la red eléctrica o bien destinarla a consumo directo en alguna aplicación próxima al lugar de emplazamiento, de forma **muy modular**.

Los sistemas concentradores de disco parabólico tienen un gran potencial por su capacidad de alcanzar las mayores relaciones de concentración y eficiencia y por su modularidad, que los hace fácilmente integrables en un concepto de sistema eléctrico basado en la generación distribuida.

Figura 4.11.8. Instalaciones disco parabólicas en la Plataforma Solar de Almería (izqda.) y prototipos (centro y derecha)

Fuente: Plataforma Solar de Almería (izqda.), Vinci (centro) e Infinia (dcha.)

Hasta ahora, su desarrollo comercial ha estado lastrado por el elevado coste de sus componentes principales, concentrador y motor, por la relativamente baja disponibilidad, consecuencia principalmente de las necesidades de mantenimiento de

los motores, y por las dudas del comportamiento y necesidades de mantenimiento de los motores con los años.

A su vez, parte de estos problemas derivan del **reducido número de unidades producidas** hasta la fecha, siguiendo procedimientos casi artesanales. Con una progresiva implantación de la tecnología es previsible un desarrollo industrial de fabricación asociado, que permitirá la reducción de los costes de los motores.

Por ello, los **esfuerzos más inmediatos** de las principales empresas implicadas en esta tecnología se dirigen prioritariamente hacia el desarrollo de la **fabricación en serie**, con la misma metodología que se ha ido desarrollando en el sector del automóvil, lo que permitiría reducir drásticamente los costes, aumentando, en paralelo, la fiabilidad.

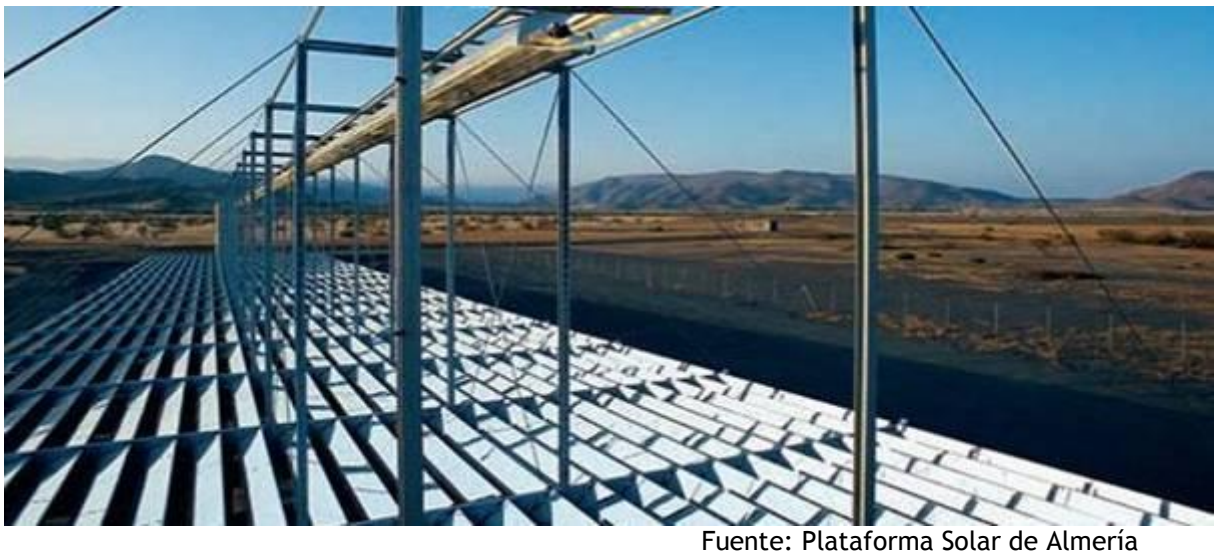
Empresas como SES, Tessera Solar o Infinia (EE.UU.) y Clean Energy (Suecia), actual propietaria de los derechos del motor SOLO V161, están avanzando en este proceso, tanto en lo que se refiere al motor como al concentrador. En España la empresa Vinci Energía está realizando innovaciones en el concentrador, sustituyendo el tradicional disco parabólico por lentes de Fresnel.

A más **largo plazo**, el **desarrollo** de capacidades de **hibridación o almacenamiento energético** se presenta como un claro desafío para esta tecnología, pues gran parte del atractivo de los sistemas termosolares de generación de electricidad reside en su carácter "gestionable" cuando incorporan sistemas de almacenamiento.

Centrales de concentradores lineales de Fresnel

La tecnología de concentradores lineales de Fresnel consiste en la utilización de una serie de **espejos lineales** que pueden **rotar alrededor de su eje** para dirigir los rayos reflejados hacia un receptor lineal situado por encima de ellos, que puede ser único o doble. Los espejos suelen ser planos o con una ligera curvatura.

Figura 4.11.9. Instalación de colectores lineales de Fresnel en la Plataforma Solar de Almería



Fuente: Plataforma Solar de Almería

Generalmente, estos sistemas se están proponiendo para la generación directa de vapor de baja temperatura, acoplados directamente a turbinas de vapor o para el precalentamiento de agua de alimentación a la caldera de centrales térmicas convencionales. La temperatura de operación de los primeros proyectos ronda habitualmente los **300 ºC,** lo que permite utilizar receptores eficaces y fiables, aunque, algunos promotores de esta tecnología trabajan a temperaturas próximas a los **500 ºC**, para poder acoplar estos sistemas a turbinas de alto rendimiento.

Para aplicaciones de producción de electricidad se distinguen, básicamente, dos grandes tipos de sistemas dentro de esta tecnología: los sistemas de **CLF clásicos** y los **Concentradores Compactos Lineales de Fresnel (CCLF)**. Aunque ambos comparten el mismo principio de funcionamiento y tanto sus geometrías como los tamaños de captador son muy similares, se diferencian principalmente en los siguientes puntos:

- Dimensiones de los espejos.
- Tipo de seguimiento.
- Diseño de receptor (tubo único con concentrador secundario para los CLF y de múltiples tubos sin concentrador secundario para los CCLF).

Por el receptor fluye el **fluido caloportador**, normalmente **agua**, que se calienta a temperaturas del orden de **300 ºC**. De esta manera se genera vapor, que (al igual que en las centrales eléctricas convencionales) se transforma en energía eléctrica mediante una turbina unida a un alternador.

Los concentradores lineales de Fresnel presentan algunas ventajas frente a otras tecnologías termosolares. La característica principal es que el absorbedor se encuentra separado de los concentradores, se mantiene fijo y no cuenta con partes móviles, y se produce la generación directa de vapor. Además las centrales en operación o construcción utilizan agua/vapor saturado como fluido de trabajo evitando los problemas medioambientales asociados al uso de aceites sintéticos.

El principal atractivo de la tecnología de captadores lineales de Fresnel reside en su **excelente aprovechamiento del terreno y bajo coste potencial**, por la utilización de estructuras más ligeras, reflectores más económicos que otras tecnologías y tubos absorbedores más simples, siempre que las temperaturas de operación lo permitan. La **capacidad de concentración**, sin embargo, debe aumentar para obtener rendimientos altos en la conversión de la energía de la radiación solar a electricidad.

Por ello, las **vías de desarrollo** más probables de esta tecnología discurren principalmente por el camino de una **mayor reducción de costes** de la energía producida. Hay dos grandes líneas de desarrollo. Una de ellas apuesta por un receptor sofisticado, en el que se incluye un espejo reconcentrador, con el propósito de **aumentar la capacidad de concentración** y obtener una mejora significativa en el rendimiento global de transformación de la energía solar a electricidad al poder operar a mayores temperaturas, a pesar de la merma energética en la transformación de la energía solar a térmica que suponen las pérdidas debidas a las reflexiones adicionales. La otra línea de desarrollo apuesta por conceptos de receptores sencillos, económicos y de fácil mantenimiento, de forma que la **reducción de costes** así obtenida compense un menor rendimiento.

A cierre del año 2010 existen varias centrales operativas entre 1 y 5 MW cuya fiabilidad ha sido demostrada, y se está construyendo la primera de 30 MW en España. La central de Puerto Errado I (1,4 MW) en Murcia es la primera planta

comercial mundial que se realizó con esta tecnología, estando en funcionamiento desde el año 2009.

4.11.3 Evaluación del potencial

En las centrales de energía solar termoeléctrica el recurso que interesa es la radiación solar directa ya que se utilizan sistemas de concentración. Su determinación puede realizarse a partir de medidas de irradiancia directa, o en su defecto, de otras medidas radiométricas como las de **irradiancia global y difusa** o la **heliofanía** (número de horas de sol).

La radiación global es la suma de la radiación que procede directamente del disco solar (radiación directa) y de la radiación solar dispersada a su paso por la atmósfera (radiación difusa).

Al igual que para el resto de tecnologías solares, el **potencial** para la energía solar termoeléctrica en España es **inmenso**, aunque presenta mayores limitaciones por la imposibilidad actual de aprovechar edificaciones. Este potencial viene determinado por:

- Nivel de **radiación** solar **directa**.
- Disponibilidad de **suelo y servicios auxiliares** (agua, gas, redes eléctricas).

Por tanto, para determinar el potencial de producción eléctrica termosolar en España, lo primero es conocer el recurso solar en el territorio y determinar en qué parte de éste se pueden implantar centrales termosolares.

El estudio realizado para el análisis del potencial de aprovechamiento de la energía solar termoeléctrica en España define tres niveles de potencial:

- Potencial total: se define como la producción anual bruta de energía eléctrica teórica máxima, determinada en función del área total, sin imponer ninguna restricción a la implantación de las distintas tecnologías termosolares. Así, se tiene en cuenta todo el territorio español sea cual sea su uso actual o futuro, orografía, nivel de radiación solar, etc.

- Potencial disponible: se define como la producción anual de energía eléctrica disponible determinada en función del área disponible, que resulta de aplicar al área total una serie de restricciones de carácter general que se consideran comunes a todas las tecnologías termosolares. Se ha tenido en cuenta la parte del territorio español que en la actualidad es compatible con la implantación de estas tecnologías y que se encuentra libre de determinados condicionantes físicos (determinados usos del suelo, núcleos de población, etc.) o administrativos (espacios naturales protegidos, hidrografía, autovías, autopistas y líneas ferroviarias, línea de costa). Este potencial **determina la producción eléctrica bruta de centrales tipo** optimizadas técnicamente, es decir, que maximizan la energía producida por área de receptor.

- Potencial accesible: se define como la producción anual de energía eléctrica neta económicamente accesible de las distintas tecnologías termosolares, determinada a partir del **coste normalizado de la energía**

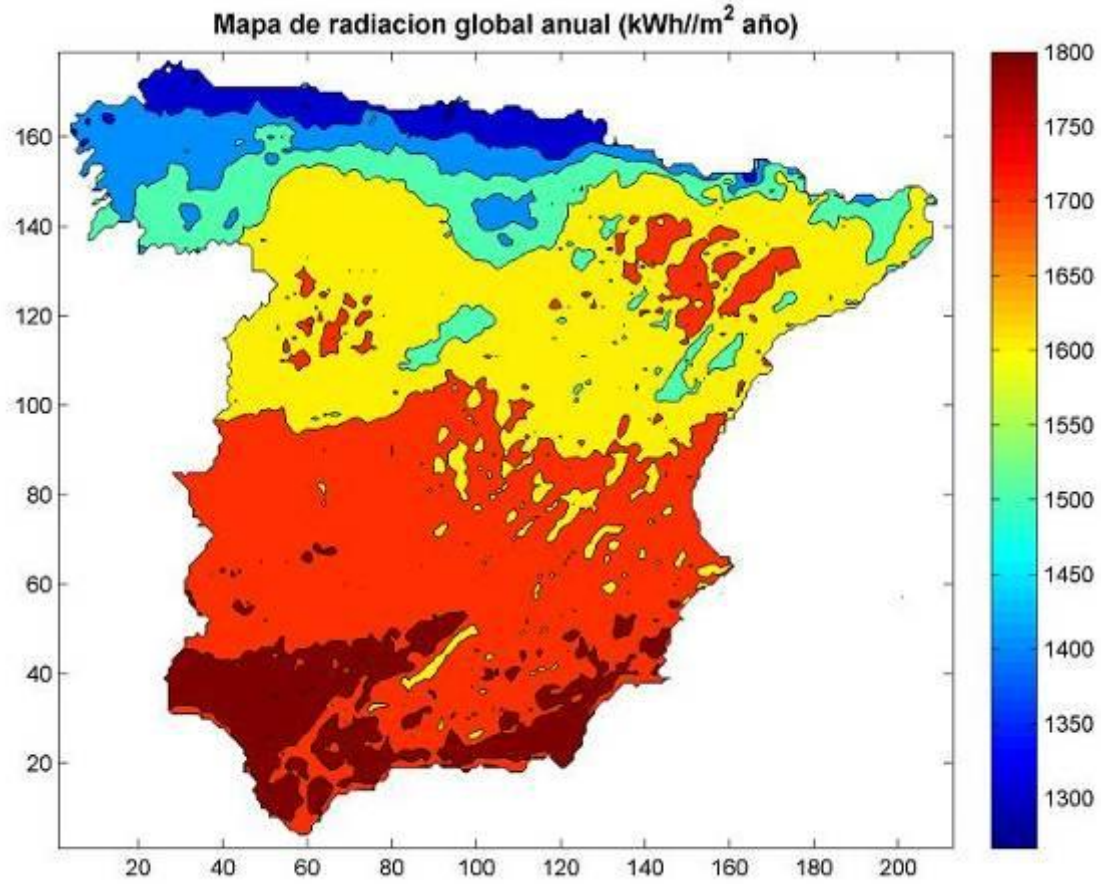
(**LEC** por sus siglas en ingés). Este potencial no es un único valor en sí mismo, sino una **relación que permite obtener dicho potencial en función del LEC**.

La metodología que emplea el estudio para el cálculo de potencial solar termoeléctrico en la España peninsular es similar para los tres potenciales descritos anteriormente. En todos los casos, la metodología utilizada se basa en la simulación del comportamiento de centrales tipo de cada una de las tecnologías solares termoeléctricas para estimar el potencial de generación eléctrica.

Utilizando como datos de partida los resultados de la radiación solar global esperada en un periodo de largo plazo, derivados del tratamiento de imágenes del satélite Meteosat, el análisis de estos datos tiene como resultado la estimación de 365 mapas diarios de radiación global en todo el territorio de la España peninsular.

Estos mapas pueden ser agrupados para proporcionar tanto un único mapa anual de radiación global como mapas mensuales que permiten trabajar con la distribución temporal de radiación a lo largo del año. El mapa de la radiación global obtenido es el siguiente:

Figura 4.11.10. Distribución espacial de radiación global horizontal anual en España



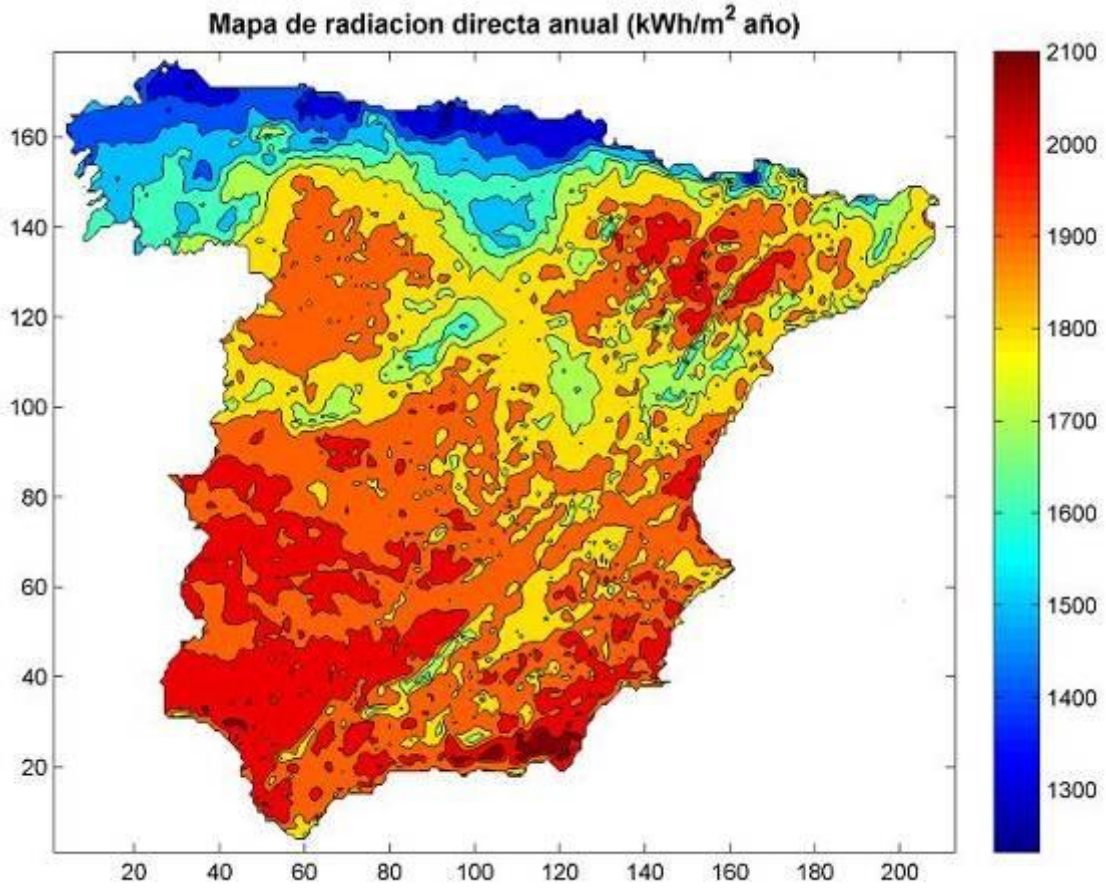
Fuente: *Estudio de potencial de energía solar termoeléctrica*

Para la generación del mapa de radiación directa anual (DNI por sus siglas en inglés) en todo el territorio se parte del mapa anterior para a continuación:

- Validar y corregir el mapa base en función de datos reales medidos en determinadas ubicaciones y estimaciones precisas del recurso a largo plazo para dichas ubicaciones. Para ello, se utilizan datos de estaciones de medida en más de 30 emplazamientos en España, pertenecientes a promotores de centrales termo solares y gestionados por CENER/AICIA-GTER.

- Creación del mapa de radiación directa normal a partir del mapa global validado y corregido, utilizando una fórmula matemática según detallan los numerosos estudios al respecto.

Figura 4.11.11. Distribución espacial de la radiación directa anual en España



RECURSO SOLAR	Valor	Unidades
Superficie total	494 100	km²
IDN sobre total territorio	909 930	TWh / año
IDN mínima anual	1167	kWh/m²/año
IDN máxima anual	2181	kWh/m²/año
IDN media anual	1842	kWh/m²/año

Fuente: *Estudio de potencial de energía solar termoeléctrica*

Aplicando al mapa anterior del potencial total los filtros relacionados con usos del suelo, espacios protegidos, carreteras y líneas de ferrocarril, núcleos de población, línea de costa e hidrografía, el resultado para el potencial disponible es el que se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 4.11.6. Resultados globales del potencial disponible

Potencial disponible	Producción eléctrica anual bruta (sobre el territorio)	
	(TWh/año)	Veces consumo eléctrico nacional (2008 = 263 TWh)
CP (SAT=0)	19.867	76
CP (SAT=6)	20.750	79
CLF	23.926	91
CRC	17.778	68
CRC (SAT=6)	16.627	63
DPS	12.670	48

Fuente: *Estudio de potencial de energía solar termoeléctrica*

De forma genérica se utiliza la siguiente terminología:

- CP: centrales de canales parabólicos.
- CF: captadores lineales Fresnel.
- RC: centrales de receptor central.
- DP: discos parabólicos tipo SES.
- SAT: sistema de almacenamiento térmico.
- Valor 0 en la denominación: sin almacenamiento.
- Valor 6 en la denominación: con 6 horas de almacenamiento.

Por último, considerando el óptimo económico que tiene en cuenta una estimación del LEC para cada una de las tecnologías solares termoeléctricas, obtenemos el potencial accesible.

Tabla 4.11.7. Resultados globales del potencial accesible

Tecnología	LEC (€/kWh) punto de máximo gradiente	Potencial accesible TWh (LEC< m. g.)	Total terreno potencial accesible (km^2)	Potencia nominal por planta de referencia (MW)	Terreno ocupado por planta de referencia (km^2)	Número de plantas para cubrir el potencial accesible	Total (GW)
CP(SAT=0)	0,18	6.199	94.134	50	1,41	66.732	3.336
CP(SAT=6)	0,17	4.037	57.827	50	2,26	25.621	1.281
CF	0,15	9.777	154.012	30	0,84	183.375,	5.501
RC(SAT=0)	0,18	8.026	137.005	50	1,47	93.054	4.652
RC(SAT=6)	0,15	2.992	51.824	50	2,78	18.613	930
DP	0,29	4.453	95.521	10	0,32	295.149	2.951

Fuente: *Estudio de potencial de energía solar termoeléctrica*

4.11.4 Análisis de costes

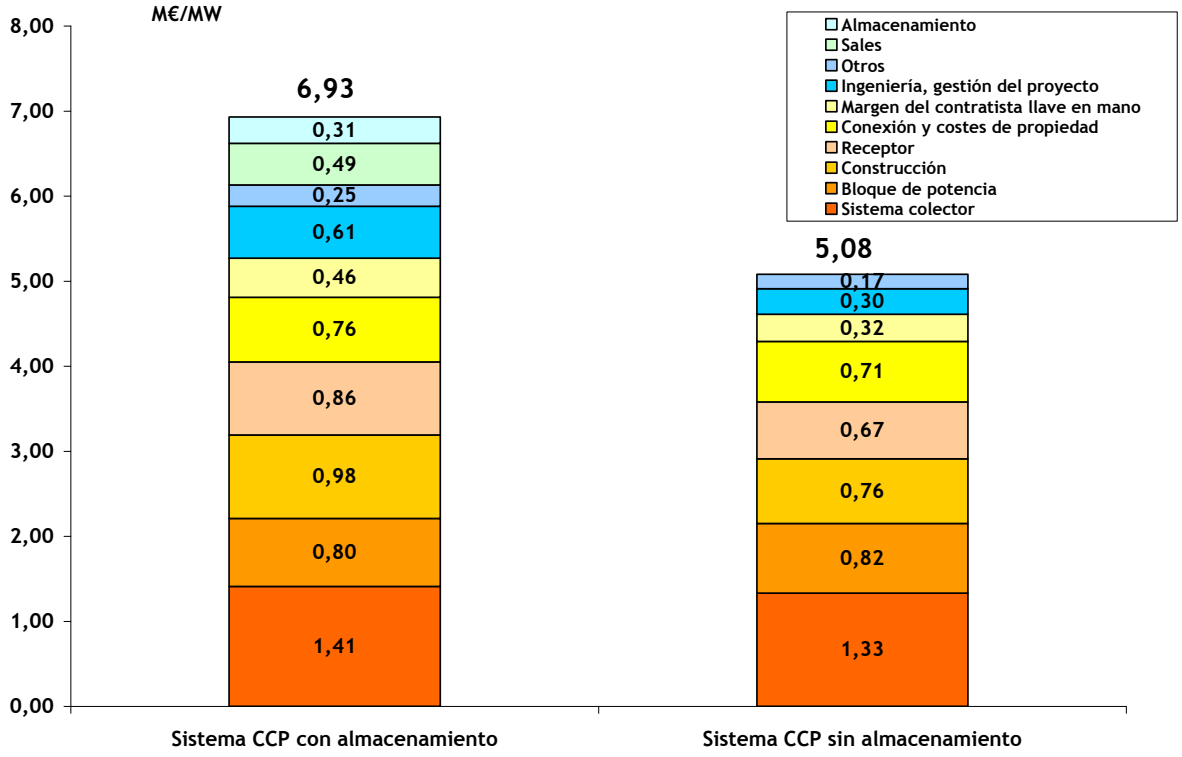
En el estudio de prospectiva tecnológica realizado para el IDAE se han estimado los costes y su evolución para el área solar termoeléctrica en la actual coyuntura. En esta área se ha diferenciado entre la tecnología cilindroparabólica, sin y con almacenamiento. El hecho de centrarse exclusivamente en esta tecnología es porque la mayoría de las centrales que se están desarrollando en España en la actualidad son cilindro parabólicas (94%), el conocimiento de sus costes es mejor conocido y las centrales que existen del resto de tecnologías prácticamente son singulares y no puede ser significativo el análisis de costes que se pueda realizar de una manera general.

Para una central **CCP**, sin almacenamiento, suministrada bajo la modalidad de contrato llave en mano, se han estimado los costes de **inversión** en aproximadamente **5,08 M€/MW**, si bien existen iniciativas en 2010 con costes de inversión desde aproximadamente 4M€/MW. Estas diferencias se deben principalmente al mayor o menor dimensionado del campo solar.

De igual manera, para una central **CCP con almacenamiento**, suministrada bajo la modalidad de contrato llave en mano, los costes de **inversión** estimados para el año 2010 son de **6,93 M€/MW.** En este caso también existen iniciativas en 2010 con costes por debajo de 6 M€/MW, estando las diferencias en el menor o mayor almacenamiento y campo solar.

El desglose por partidas de la inversión puede ser aproximadamente mostrado en la siguiente figura. En la partida otros costes se incluyen principalmente licencias, tasas y costes de conexión.

Figura 4.11.12. **Costes de inversión** en 2010 para instalaciones de **canales cilindroparabólicos**



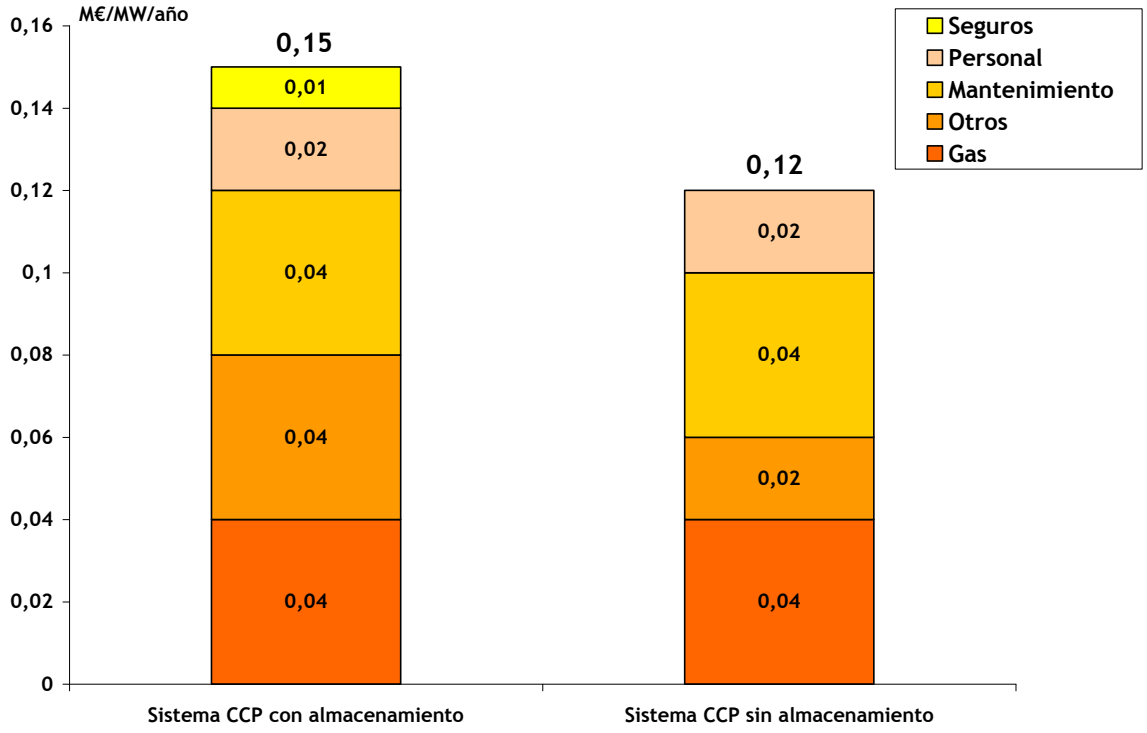
Fuente: BCG

Se puede observar cómo los sistemas con almacenamiento incrementan significativamente los costes de inversión con respecto a los sistemas sin almacenamiento pero, como contrapartida, aumentan las horas netas de funcionamiento y por tanto la rentabilidad del proyecto, y permiten gestionar la generación eléctrica. Para el análisis realizado en este apartado se ha estimado para la tipología **cilindroparabólica** una capacidad de **almacenamiento** de **7 horas.**

Es importante destacar, así mismo, que la menor potencia de las centrales de torre (20 MW en la actualidad) y de colectores lineales de Fresnel (30 MW) en relación con las de canales cilindroparabólicos (50 MW) supone un impacto significativo en costes, que sería compensado si se aumenta la potencia de éstas al desarrollarse comercialmente la tecnología.

En la siguiente se representa figura el desglose de los costes de operación y mantenimiento.

Figura 4.11.13. **Costes de operación y mantenimiento** en 2010 para instalaciones de **canales cilindroparabólicos**



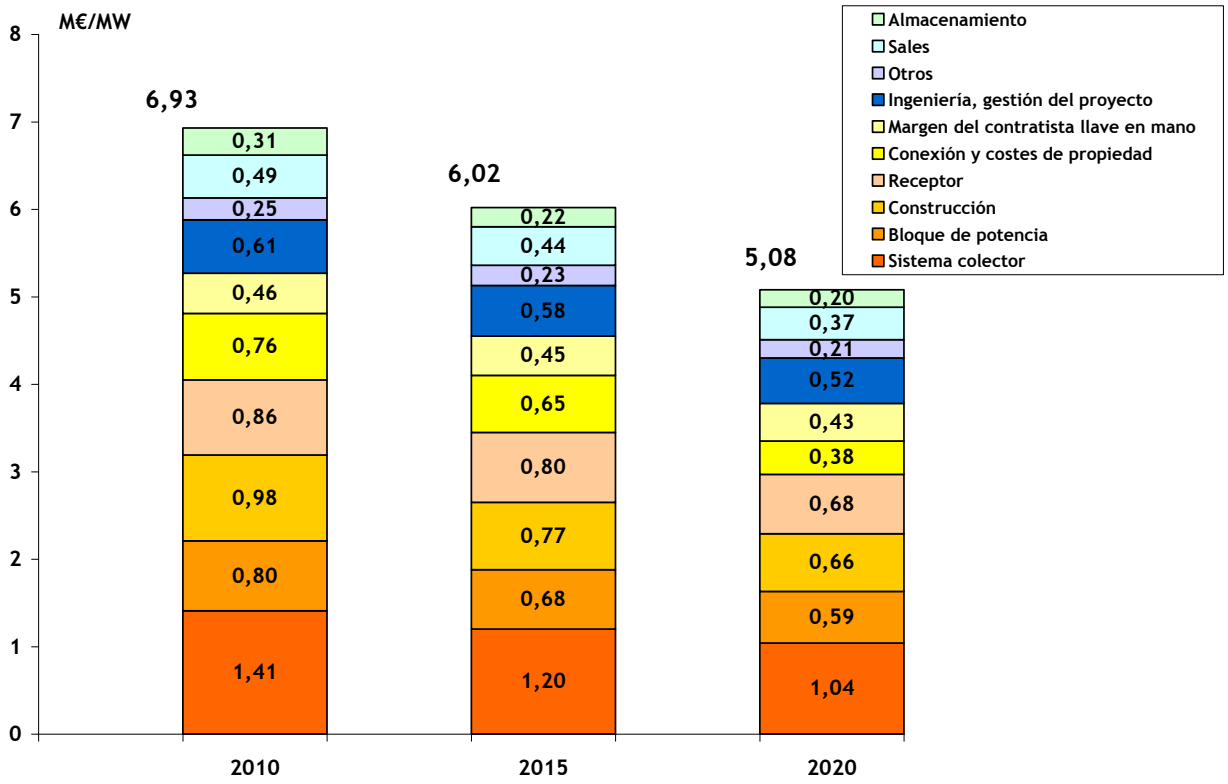
Fuente: BCG

La tecnología termoeléctrica tiene mucho margen para recorrer la curva de experiencia en los costes de algunos de sus componentes principales, especialmente aquellos que son específicos de la tecnología. En la torre, los seguidores (o *trackers*) de los helióstatos, el receptor, el propio diseño de los helióstatos, y los sistemas de control del campo solar, principalmente. En las centrales cilindroparabólicas, los espejos parabólicos y los tubos colectores.

Adicionalmente algunos componente no sólo reducirán sus costes fruto de la curva de experiencia, sino que además experimentarán una reducción en los márgenes de los proveedores una vez se desarrolle la cadena de valor y aumente la competencia entre proveedores.

Por otra parte, existen otros componentes que, aunque son tecnológicamente más maduros, sí reducirán sus costes al estandarizar el diseño: bombas y tanques de sales, bombas de HTF (Heat Transfer Fluid), intercambiadores de calor sales-HTF o sales-agua.

Figura 4.11.14. **Evolución** de los **costes** de inversión de una central de tecnología **cilindroparabólica con almacenamiento**



Fuente: BCG

La evolución de los costes de inversión para los próximos años se espera que sea descendente. Analizando las tecnologías más maduras (que permiten un estudio más fiable de sus expectativas futuras) y con sistemas de almacenamiento (que es la tendencia general), según el estudio de prospectiva tecnológica realizado por BCG para el IDAE, se espera que las centrales cilindroparabólicas con almacenamiento disminuyan sus costes de inversión un 27% desde el 2012 hasta el 2020. Igualmente, para las centrales de colector central con almacenamiento se prevé una disminución de los costes de inversión del 38%, incluyendo además en los próximos años un desarrollo de estas centrales de 20 a 50 MW. Existen otros estudios realizados al respecto, destacando el encargado por ESTELA a ATKearney que señala que los costes en 2020 serán entre el 35 y el 50% inferiores a los del 2010, dependiendo de las tecnologías.

4.11.5 Barreras al desarrollo del sector

Todo cambio o proceso innovador ha de enfrentarse y superar una serie de barreras para poder introducirse en el mercado y la sociedad de una manera efectiva.

En la actualidad deben resolverse algunas incógnitas para el sector, especialmente las que tienen que ver con los mecanismos de apoyo apropiados que faciliten el desarrollo continuado de las tecnologías solares termoeléctricas.

Nuestro sistema energético futuro será probablemente más descentralizado y diversificado, con una proporción cada vez mayor de energías renovables, y por tanto más racional y eficiente. La electricidad termosolar, de carácter 100% renovable, puede aportar, gracias a su capacidad de almacenar la energía térmica o de hibridarse con otras fuentes energéticas, la estabilidad requerida por el sistema eléctrico.

A continuación se identifican las barreras a las que se enfrentan actualmente las tecnologías solares termoeléctricas y que han de irse superando para que dichas tecnologías desarrollen todo su potencial presente y futuro en España.

A corto plazo, el principal reto de la tecnología solar termoeléctrica es la consecución de un coste de generación razonable comparable en términos equitativos con otras tecnologías basadas o no en fuentes energéticas renovables.

El reto es claro: la reducción de costes para el afianzamiento del sector. Esta es la principal barrera existente en la actualidad y que afecta horizontalmente a todos los tipos de barreras detectadas.
Las barreras se han agrupado en tres grupos: técnicas, administrativas y del mercado.

Barreras técnicas

La incertidumbre tecnológica asociada a cualquier tecnología nueva se evalúa como un riesgo que tiene sus repercusiones al ser cuantificada en los costes. Esta incertidumbre tecnológica es más acusada en el caso de la energía solar termoeléctrica, debido a la gran variedad de opciones tecnológicas disponibles y las constantes innovaciones y mejoras que están teniendo lugar en la actualidad.

Teniendo en cuenta la importancia clave de la reducción de costes y la incertidumbre tecnológica asociada al sector, las barreras técnicas más importantes son:

- No existe en detalle datos del recurso solar (irradiación normal directa) disponible en España.

  Para las centrales solares termoeléctrica un factor esencial, en la reducción de costes, es la calidad del recurso solar disponible, factor básico en la toma de decisiones a la hora de invertir en la tecnología solar termoeléctrica. Las regiones con una irradiación normal directa (IDN) promedio de más de 1.750 kWh/m^2 al año son las zonas sobre las que se focalizan la construcción de las centrales.

  En España no existe suficiente detalle de datos de radiación directa disponible, salvo excepciones. Las plantas termoeléctricas aprovechan la radiación directa por lo que al no existir datos, se parte de estimaciones para elegir los posibles emplazamientos, para posteriormente pasar por un período de medidas.

- Necesidad de seguir avanzando en I+D+i.

Los desarrollos tecnológicos deben incidir por su parte en la mejora de las eficiencias de los distintos sistemas, la búsqueda de esquemas óptimos de integración con el ciclo termodinámico, la reducción de costes y el aumento de su fiabilidad y durabilidad.

i. Captadores cilindroparabólicos: existe una importante limitación tecnológica asociada a la máxima temperatura de trabajo del aceite como fluido caloportador, que se sitúa en los 400 ºC. A esto se añaden las ineficiencias y costes asociados al uso de un aceite térmico como fluido de transferencia entre el receptor solar y el generador de vapor. Un segundo problema es la inexistencia de soluciones eficientes y de bajo coste para el almacenamiento térmico de la energía, por lo que los factores de capacidad se ven seriamente limitados. A esto se añaden las mejoras necesarias en la durabilidad de los tubos absorbedores.

ii. Centrales de torre: se deben demostrar en las primeras centrales comerciales los factores de capacidad y eficiencias estimadas a partir de las experiencias en centrales piloto. Asimismo se deben verificar los objetivos de costes marcados por los componentes solares, y sobre todo para los helióstatos, al no existir hasta ahora experiencias de producción en serie. Para los receptores solares también se han de demostrar las eficiencias estimadas en pequeños prototipos y la durabilidad del absorbedor. Las centrales de torre presentan todavía niveles relativamente bajos de automatización y de integración de los sistemas de control, lo que penaliza la operación de la central, siendo éste otro aspecto que requiere mejoras tecnológicas.

iii. Sistemas discos Stirling: en la actualidad es la tecnología que permite mayores rendimientos, tiene la ventaja de su modularidad y de no requerir agua de refrigeración, características que los hacen extraordinariamente atractivos desde el punto de vista de la planificación de la inversión. La limitación en cuanto a su potencia unitaria (por debajo de 25 kW) es, no obstante, un obstáculo para muchas aplicaciones que pretenden producción eléctrica a gran escala. Las experiencias de operación se restringen a unas pocas unidades por lo que el riesgo tecnológico es alto. También es limitada la experiencia sobre fiabilidad a partir del número de horas acumuladas de ensayo. Se trata además de un sistema que precisa establecer un sistema de producción en masa para reducir costes de utillajes, sobre todo en los motores, por lo que los costes de la inversión para las primeras centrales son altos y la incertidumbre en su reducción también más elevada, resultando ineludible una estrategia industrial que contemple la exportación hacia un mercado amplio para garantizar su viabilidad.

iv. Captadores Lineales de Fresnel: su ventaja es una baja utilización del suelo y una relativa sencillez de sus componentes. Posibles vías de desarrollo se encuentran en el receptor lineal, para conseguir mayores temperaturas del fluido caloportador, en abaratar los costes de sus componentes estructurales, o en mejorar los reflectores.

Además de estas barreras técnicas específicas del sector, existen unas barreras generales que afectan a todas las energías renovables de producción eléctrica y que están relacionadas con la estructura de la red eléctrica. Los mecanismos de gestión

del sistema son insuficientes y las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución son limitadas y no adaptadas plenamente a las energías renovables. No existe una óptima coordinación entre los gestores de red y los propios generadores.

Barreras normativas

El marco regulatorio actual ha contribuido de manera eficaz a que en España se desarrolle comercialmente la energía solar termoeléctrica, con un desarrollo tecnológico nacional muy importante.
No obstante, algunos aspectos de la legislación han tenido un fuerte impacto en la elección de la tecnología y en la promoción de proyectos, lo que ha provocado una especial concentración de proyectos de captadores cilindroparabólicos y un menor desarrollo del resto de tecnologías que también tienen un gran potencial.

- Indefinición del marco regulatorio a partir de enero de 2014.

  La Disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009 establece que cuando se alcanzase el objetivo previsto en el Registro de preasignación de retribución, mediante real decreto se aprobará un nuevo marco jurídico-económico.

  Se debe tener en cuenta que el ciclo de construcción de las centrales termoeléctricas se encuentra entre 1 y 2 años para una central tipo de 50 MW, siendo necesario otro periodo similar para conseguir todas las autorizaciones administrativas.

  Por tanto los proyectos que se vayan a poner en marcha en 2014 deben iniciar su tramitación a más tardar entre 2010 y 2011, comenzando la construcción entre 2011 y 2012. Sin un marco definido y estable será difícil obtener financiación para estos proyectos.

- Imposibilidad de avanzar en proyectos de innovación.

  Actualmente el RPR está cerrado, por lo que no se pueden realizar proyectos comerciales de pequeña potencia para validar las innovaciones fruto de la investigación y el desarrollo realizado por nuestras empresas y centros tecnológicos de una forma continua. Si bien esta situación va cambiando, ya que el 24 de noviembre de 2010, la Secretaría de Estado de Energía, aprobó una convocatoria para proyectos de instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología solar termoeléctrica de carácter innovador, siendo 80 MW los que se añaden al RPR.

- Marco normativo rígido que no permite flexibilizar el diseño y ejecución de las centrales, impidiendo la optimización técnica y/o económica de algunos de los sistemas integrantes de ésta, especialmente sistemas de hibridación.

- Complejidad de los procedimientos administrativos.

  La tramitación de instalaciones termoeléctricas es compleja y heterogénea en las diferentes comunidades autónomas. Actualmente intervienen todos los niveles de la Administración, con procedimientos largos y poco ágiles que influyen finalmente en el coste y duración de la definición y construcción de las centrales.

Especial mención, dentro de la complejidad de los procedimientos administrativos, a la tramitación y autorización de proyectos de I+D+i+d.

- Indefinición de otros procedimientos administrativos.

  Relacionados con otras infraestructuras (agua, electricidad, gas, etc.) y con medio ambiente. El consumo de recursos naturales en áreas rurales como el agua y el suelo podría generar un potencial rechazo por parte de autoridades locales. Igualmente el uso de gas en una instalación de generación eléctrica renovable debe ser redefinido.

- Finalmente, de forma general, falta una adaptación a la situación actual del esquema de apoyo al Régimen Especial.

Barreras económicas

Independientemente de la madurez tecnológica de las diferentes tecnologías, aparecen barreras de mercado que impiden un correcto desarrollo del sector. Entre ellas se encuentran las referentes a la competitividad del sector y el acceso a financiación.

- Escasez de empresas especializadas dedicadas a la fabricación de componentes.

  La falta de empresas especializadas hace que la competitividad no sea óptima, dificultando la reducción en costes prevista en la planificación.

- Falta de incentivos para instalaciones con diseños alternativos y con gran potencial de futuro.

  La dificultad de financiación, mencionada en el punto anterior, fuerza al sector a invertir en las instalaciones que garanticen un mejor retorno de la inversión realizada. La razón de que actualmente el 94% de los proyectos en operación, construcción y promoción sean de tecnología cilindroparabólica es causa de su carácter financiable debido a las experiencias existentes.

- Grandes dificultades de financiación.

  En la actual coyuntura de crisis económica el acceso a fuentes de financiación es difícil para todos los sectores. Especialmente dentro de las energías renovables, las tecnologías solares termoeléctricas sufren con mayor intensidad esta dificultad debido al alto coste de inversión inicial necesario y al riesgo tecnológico.

- Escasa penetración en generación distribuida. Mayor actividad de Empresas de Servicios Energéticos.

  Actualmente las centrales solares termoeléctricas se diseñan para la producción de energía eléctrica a gran escala. Es necesario superar las barreras existentes para que tecnologías solares termoeléctricas, como las basadas en discos-Stirling o en receptor central de pequeña potencia, puedan contribuir a la producción de energía eléctrica de forma distribuida, donde la

metodología de Empresas de Servicios Energéticos pueden jugar un papel clave.

No sólo se deben analizar las actuales barreras del mercado, también se deben prever, puesto que el horizonte de este trabajo es hasta el año 2020, las tendencias futuras del sector y del sistema eléctrico para poder responder con eficacia y eficiencia a los retos futuros.

En este escenario futuro se deberían considerar instalaciones pequeñas, ubicadas dentro, o en las proximidades, de los centros de consumo y con una potencia eléctrica nominal adaptada, en cada caso, a las necesidades del consumidor.

Aunque a corto plazo el mayor esfuerzo de las tecnologías termoeléctricas se está centrando en una reducción de costes, para el futuro se deben tener en cuenta la configuración de un sistema eléctrico donde la generación será más distribuida y con una diversidad mayor de fuentes de energía, fundamentalmente renovables. Las medidas que se decidan ahora, bajo este punto de vista, garantizarán la mejor adaptación y el éxito futuro de la energía solar termoeléctrica.

4.11.6 Actuaciones propuestas

Detectadas las principales dificultades a las que se enfrenta el sector solar termoeléctrico se proponen una serie de acciones y líneas de actuación.

El eje central es la reducción de costes que permitan en el futuro que las tecnologías solares termoeléctricas alcancen la paridad con los precios de mercado y la mejora de la gestionabilidad a través de mejores sistemas de almacenamiento, que permitan su entrada a gran escala en el sistema eléctrico. Para conseguir este objetivo se debe conseguir un sistema de desarrollo sustentando en las siguientes claves:

- La reducción de la incertidumbre tecnológica.
- La simplificación desde las Administraciones Públicas de todo el procedimiento administrativo de tal manera que se facilite el desarrollo e implantación de todas las tecnologías termoeléctricas.
- La dinamización del sector de tal manera que se permita una aceleración de los ciclos de aprendizaje y el desarrollo de la investigación, el desarrollo y la innovación.
- El fomento de las innovaciones tecnológicas que presenten un buen potencial de reducción de costes.

Propuestas normativas

- Establecer un marco regulatorio estable a partir de enero de 2014 (HEL-004).

  Este real decreto debe tener como objetivo el establecimiento de un régimen económico suficiente y adecuado para la puesta en servicio de este tipo de instalaciones, promoviendo la investigación y desarrollo en el sector que permita reducir los costes de las instalaciones, mejorar su competitividad y contribuir al desarrollo de la competitividad de la industria.

- Reducción de barreras administrativas a los proyectos de I+D+i+d facilitando la innovación mediante centrales precomerciales (HEL-012).

  La investigación y desarrollo que realiza el sector debe ser validada en centrales precomerciales de innovación. Es necesario posibilitar la puesta en marcha de estas centrales de una manera continua en todo el periodo del plan, permitiendo su acceso al sistema eléctrico en las mismas condiciones que las instalaciones actuales, para que las innovaciones viables puedan ser incorporadas a las futuras centrales comerciales.

- Simplificación y homogeneización de procedimientos administrativos (HEL-011).

  Es necesario abordar medidas de simplificación y homogeneización en todos los niveles de la administración, para dar mayor seguridad, facilitar la planificación, y disminuir los costes de inversión en el todo el sector. Especialmente importante es la simplificación en los procedimientos relacionados con la autorización medioambiental y el acceso al agua.

  Se instaurarán procedimientos de autorización simplificados y menos onerosos, incluida la simple notificación si está permitida en el marco regulador aplicable, para los proyectos de menor envergadura y para los equipos descentralizados para la producción de energía procedente de fuentes renovables, si procede.

- Flexibilizar el uso combinado de la energía solar y un combustible fósil (por ejemplo, el gas) o renovable (por ejemplo la biomasa) (HEL-004).

  Esta medida implica la regulación del uso de gas en las centrales solares termoeléctricas. Se conseguirá así una mejor adaptación de la generación de la demanda, mayor estabilidad en la operación frente a transitorios, y una mejora importante de la gestionabilidad.

  Por otro lado, la instalación de sistemas híbridos que permitan asegurar una buena gestionabilidad de la planta mediante combustibles no fósiles (biogás, biomasa, etc.) constituirán un paso adelante importante en este campo ya que se desvinculará la gestionabilidad de la planta de la disponibilidad de combustibles fósiles.

  Esta flexibilización debe ir acompañada de sistemas de control adecuados para que la retribución de la energía generada sea según cada tecnología.

Propuestas de subvención

- Programas de subvenciones para la producción de energías renovables.
  - Programa de subvenciones a la investigación y desarrollo tecnológicos de nuevos prototipos (Línea 1) (HGL-011). Este programa tiene como objeto el apoyo público en la modalidad de subvención a proyecto de investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos, promovidos por entidades privadas de carácter nacional, centros tecnológicos y de investigación.

Las características de los proyectos tecnológicos que podrán presentarse a esta línea de subvenciones se centran en proyectos de I+D relacionados con la innovación en fluidos térmicos, desarrollo de sistemas de almacenamiento y mejoras técnicas en el proceso de fabricación de componentes.

Propuestas de financiación

- Programas de acceso a la financiación.

  Desde las Administraciones Públicas y en colaboración con el sector industrial y financiero, se proponen una serie de actuaciones de apoyo financiero que pretenden permitir el acceso a la financiación e incentivar instalaciones con diseños alternativos y con gran potencial de futuro.

  - Investigación y desarrollo tecnológico de nuevos prototipos e innovación (Línea A) (HGL-002).
  - Primeros proyectos de demostración (Línea B) (HGL-013).
  - Proyectos singulares en fase comercial o con alguna barrera de mercado (Línea C) (HGL-012).
  - Proyectos de pequeña potencia para generación eléctrica distribuida (P<10 kW) (Línea E) (HEL-008).

Propuestas de planificación/promoción

- Fomento de la competitividad (HGL-015).

  El impulso y apoyo a empresas especializadas en toda la cadena de valor del sector permitirá un aumento de la competitividad y el retorno del esfuerzo dedicado al área para su despegue comercial en España. Esta propuesta contribuirá al logro de los descensos de costes previstos en la planificación.

- Fomentar la innovación en el campo de los fluidos térmicos de las centrales (HGL-015).

  El avance en fluidos térmicos que permita trabajar a mayores temperaturas tiene un impacto decisivo en el incremento de la eficiencia total de las instalaciones.

  Las limitaciones térmicas de los aceites usados actualmente y su potencial riesgo medioambiental son razones que hacen conveniente su sustitución por otros fluidos que no tengan estos inconvenientes.

  La generación directa de vapor a alta presión y temperatura en los propios captadores solares, o el uso de gases a presión (aire, CO_2 o N_2) o sales fundidas como fluidos de trabajo en el campo solar son las tres opciones que actualmente se contemplan como posibles sustitutos del aceite térmico actual. Debe fomentarse el mejor aprovechamiento de los fluidos térmicos actuales (agua-vapor, aceite térmico, sales fundidas o gases a presión) en

todas las tecnologías, así como su evolución hacia nuevos fluidos más eficientes.

- Fomentar el desarrollo de sistemas de almacenamiento (HGL-015)..

  El almacenamiento es una de las principales características diferenciadoras de las tecnologías solares termoeléctricas. Por su importancia para la integración a gran escala en el sistema eléctrico es necesario el desarrollo de sistemas económicos y escalables, que se puedan adaptar a las diferentes tecnologías.

  La innovación en sistemas de almacenamiento térmico mediante calor sensible que permita reducir el coste con respecto a los actuales sistemas de sales fundidas en dos tanques, así como en sistemas de tamaño industrial para almacenamiento mediante calor latente, son las líneas más importantes que deben fomentarse en el campo de los sistemas de almacenamiento.

  Algunas de las líneas de desarrollo en este campo son el uso de nuevos materiales para el almacenamiento térmico, búsqueda de nuevos procesos o dispositivos que palien la baja conductividad térmica de las sales de nitratos, desarrollo de sistemas de almacenamiento térmico de gran capacidad mediante tanques termoclinos o nuevos sistemas de almacenamiento térmico mediante materiales de cambio de fases (calor latente).

- Fomentar mejoras técnicas en el proceso de fabricación de componentes (HGL-015)..

  La innovación en los procesos de fabricación de componentes específicos permitirá mantener el conocimiento en las etapas de mayor valor añadido del sector, posicionando a nuestras empresas en óptimas condiciones para liderar el mercado.

  Un menor coste y una mayor fiabilidad y durabilidad son las características principales de los nuevos componentes que reducirán la incertidumbre que puede existir sobre el sector.

  Algunos ejemplos de las innovaciones en este campo serían las que afectan al uso de espejos de primera superficie depositados sobre un sustrato metálico y con un recubrimiento protector que garantice una buena durabilidad en intemperie, tubos receptores para captadores cilindroparabólicos sin soldadura vidrio/metal y con un grado de vacío suficiente entre la cubierta de vidrio y el tubo metálico interior, helióstatos con un ajuste óptico más sencillo y económico que los actuales, estructuras metálicas que permitan un ensamblaje de alta precisión con bajo costo y requerimientos de mano de obra.

- Fomentar las mejoras en la explotación, operación y mantenimiento de las centrales (HGL-015)..

  Un parque instalado en el horizonte de 2013 de casi 2.500 MW debe posicionar a las empresas promotoras a la cabeza del conocimiento de la operación, mantenimiento y explotación de estas instalaciones.

Este conocimiento debe fomentarse para que todas las partes implicadas, especialmente titulares, promotores y operadores de red, aprovechen el esfuerzo que supone el impulso a estas tecnologías.

- Fomento de generación distribuida y penetración de Empresas de Servicios Energéticos (HGL-015)..

  En un escenario futuro donde predomine un sistema eléctrico de generación distribuida, conceptos de suministro de energía eléctrica a grupos de consumo (urbanizaciones, polígonos industriales, etc.) pueden ser muy interesantes para el desarrollo del sector.

  El fomento del autoconsumo con mecanismos de compensación de saldos puede permitir la realización de instalaciones solares termoeléctricas para suministro de energía de media potencia, en el rango de unidades de megavatios, donde las empresas de servicios energéticos pueden jugar un papel clave.

Además de estas propuestas concretas serán necesarias otras propuestas generales para adecuar el sistema eléctrico actual a un nuevo esquema donde las energías renovables tendrán una participación muy relevante.

Propuestas de estudios

- Realización de un mapa peninsular e insular de la radiación directa solar disponible (HGL-017).

  Esta propuesta permitirá conocer la disponibilidad del recurso solar de todo el territorio nacional, facilitando la óptima elección de la localización geográfica de las plantas, aumentando así su rendimiento y eficiencia.

  La mejora del recurso disponible para las instalaciones, al conocer la localización geográfica óptima, permitirá mejorar la experiencia operativa y comercial del sector, facilitar la financiación e incentivar instalaciones con diseños alternativos y con gran potencial de futuro.

4.11.7 Objetivos

Existen iniciativas que han solicitado punto de conexión a la red de transporte o distribución que suman más de **15.000 MW,** según los datos de REE a cierre de 2010.

Por otro lado, en los 30 días siguientes a la publicación del **Real Decreto-ley 6/2009**, hasta el sábado 6 de junio de 2009 incluido, aquellas instalaciones que acreditaron el cumplimiento de los requisitos establecidos en el artículo 4 del citado RDL han sido inscritas en el Registro de Preasignación de Retribución (RPR).

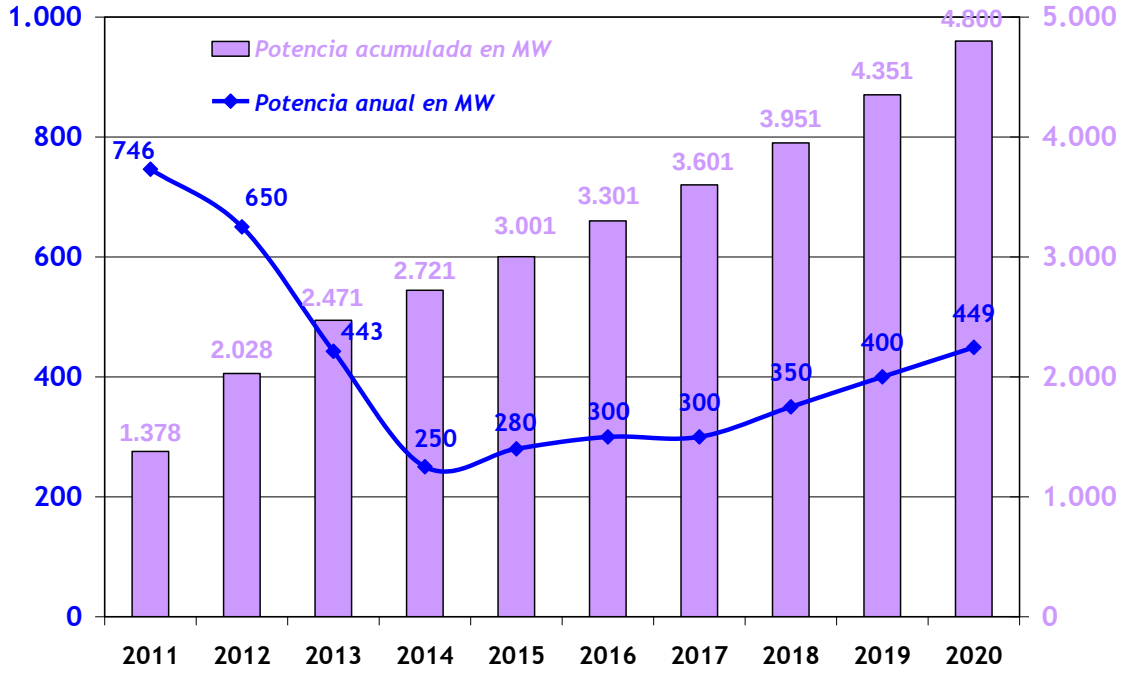
En total se presentaron al RPR **104 solicitudes,** con una potencia total de **4.499 MW**, y hasta la fecha se resolvieron **favorablemente 57 solicitudes,** con una potencia de **2.389,8 MW** en el área solar termoeléctrica.

La evolución y perspectivas de las centrales termoeléctricas en el futuro estará determinada por el nuevo marco legal que se establezca para los próximos años. A corto plazo, hasta el año 2013, el **Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009** procedió a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución previsto en el RDL 6/2009.

El Acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009 dispone la puesta en funcionamiento de los proyectos inscritos en **4 fases** sucesivas de acuerdo con el siguiente ritmo implantación:

- **Fase 1: 880,4 MW**, que deben estar en operación antes del fin de 2012
- **Fase 2: 566,4 MW**, que deben estar en operación entre 2011 y 2012.
- **Fase 3: 461,2 MW**, que deben estar en operación en 2012.
- **Fase 4: Resto, 481,8 MW,** que debe estar en operación en 2013**.**

Figura 4.11.15. **Potencia** anual y potencia acumulada **por años** en MW



Fuente: IDAE

Más allá del año 2013 el marco legal que se establezca debe permitir mantener el liderazgo tecnológico en el sector, con el fomento de aquellas centrales que permitan avanzar en las innovaciones necesarias para el descenso de costes previsto.

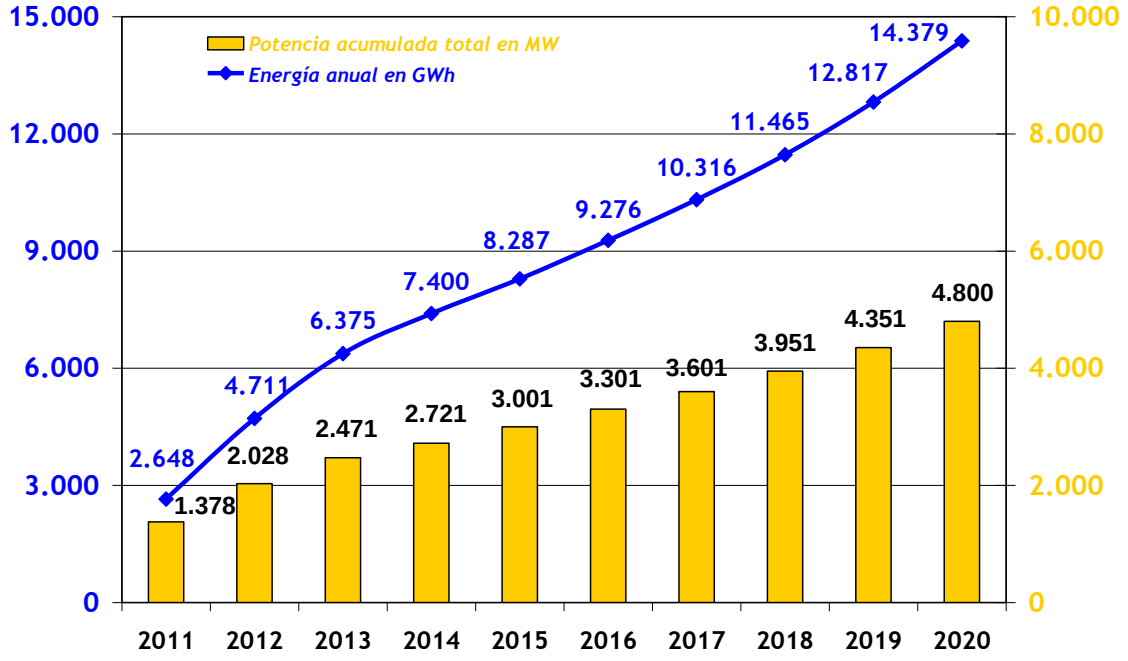
A partir del año **2014** y hasta **2020** se instalará una potencia creciente, con un **objetivo a 2020** que alcanza los **4.800 MW**.

Considerando esta potencia instalada acumulada total por años, podemos estimar la energía anual generada por el área solar termoeléctrica en el periodo 2010-2020. **En 2020** se alcanzarán los **14.379 GWh** de energía generada por toda la potencia acumulada instalada en España de energía solar termoeléctrica.

La energía producida en un año es igual al producto de la potencia instalada por las horas medias de funcionamiento en dicho año. A partir del segundo año de la Puesta en Marcha establecemos unas pérdidas del 0,4% anual. La energía considerada es la energía producida exclusivamente con energías renovables, no considera la aportación de hasta el 15% de gas que permite el Real Decreto 661/2007.

Para la estimación de la potencia instalada, hasta el 2013 se consideran las centrales inscritas en el registro de preasignación.

Figura 4.11.16. **Energía** anual (MWh) y potencia acumulada (MW) **por años**



Fuente: IDAE