



Universidad de León



Escuela Superior y Técnica
de Ingenieros de Minas

GRADO EN INGENIERÍA DE LA ENERGÍA

TRABAJO FIN DE GRADO

ESTUDIO BIBLIOGRÁFICO SOBRE LA UTILIZACIÓN DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS PARA REDUCIR EL CAMBIO CLIMÁTICO EN ESPAÑA.

León, Julio de 2016

Autor: Rubén Díez Fuertes

Tutor: Roberto López González

El presente proyecto ha sido realizado por D. Rubén Diez Fuertes, alumno de la Escuela Superior y Técnica de Ingenieros de Minas de la Universidad de León para la obtención del título de Grado en Ingeniería de la Energía.

La tutoría de este proyecto ha sido llevada a cabo por D. Roberto López González, profesor del Grado en Ingeniería de la Energía.

Visto Bueno

Fdo.: D. Rubén Diez Fuertes

El autor del Trabajo Fin de Grado

Fdo.: D. Roberto López González

El Tutor del Trabajo Fin de Grado

AGRADECIMIENTOS

Llegado este momento, y tras 4 años de carrera, esta bonita etapa va llegando a su fin... pero va dejando paso a otra aún más emocionante. En estos 4 años he aprendido muchas cosas, ya no solamente de la ingeniería sino de la vida misma, y ha sido gracias en gran parte a las personas de las que me quiero acordar ahora:

A Roberto, mi tutor de TFG. Muchas gracias por haberme brindado tu ayuda inestimable y sabios consejos, y por haberme facilitado la elaboración de este proyecto, sin duda he aprendido mucho.

A mis padres, por TODO. Gracias por haberme dado la vida y desviviros cada día por mi hermana y por mí. Por enseñarnos la importancia de la familia e inculcarnos los valores que tenemos. A ti papá, gracias por enseñarme cada día que el esfuerzo y el sacrificio tienen su recompensa, así como la importancia de ser buena persona, por ser un referente para mí. A ti mamá, mi ojo derecho, por ser mi confidente y aconsejarme siempre. Por demostrarme lo buena persona que eres día a día con tus actos, y cómo te haces cargo de todos, te admiro.

A mi hermana Mónica, por cuidarme desde pequeña y estar siempre a mi lado. A veces a besos, a veces a voces, no podemos estar el uno sin el otro. Gracias por ser tan paciente conmigo y enseñarme el valor de la responsabilidad. Estoy seguro de que lograrás todo lo que te propongas en esta vida, y tu familia estaremos a tu lado.

A mi abuelo Kiko, por todos los momentos que hemos pasado, por todos los cornetos que nos hemos comido juntos en las tardes de verano. Te echo muchísimo de menos. Gracias abuelito, te llevaré siempre en mi corazón.

A mi tía Rosario, por tu experiencia y tus sabias palabras; por los chocolates con churros que compartimos. Espero que disfrutemos juntos muchos años más.

A mi abuela Marucha, mi tío Miguel y mi primo Miguel, por estar ahí y hacer de cada sábado el mejor día de la semana.

A mis abuelos Rosa y Antonio. Gracias por formar parte del mayor tesoro: la familia.

A Roberto, gran amigo y mejor persona. Por muchos años más de buenos momentos y aficiones compartidas. Gracias por estar siempre ahí y en Cabrerros al mismo tiempo, en los buenos momentos y en los malos. ¡Y gracias por animarme en los momentos de pereza con el TFG!

A Anina, gracias por ser tan buena amiga. Que pronto cumplamos nuestro sueño; hasta entonces... ¡¡ja estudiar!!

A toda mi familia Erasmus, gracias por cambiarme como persona y compartir el mejor año de mi vida conmigo. Y sobre todo a Iván, por tantas aventuras vividas y las que quedan.

A mis amigos de la universidad, Samuel, Adrián, Pablo Víctor, Lucía, Irene, Virginia, Jorge... por todos los buenos momentos durante estos años. Y en especial a Pablín y a Cristian, por ratear y tirar unos de otros en las asignaturas más difíciles.

Y por el resto de gente que no puedo enumerar aquí, a todos gracias.

RESUMEN

En el siguiente trabajo se pretende estudiar las necesidades energéticas de nuestro país y el gran impacto que tiene la sociedad actual en el cambio climático. Por una parte, y con motivo de la XXI Conferencia sobre Cambio Climático celebrada en París a finales de 2015, se analizan las medidas propuestas en dicha cumbre para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por otra parte, se realizará una descriptiva de los recursos energéticos renovables y no renovables disponibles para dar respuesta al incremento de la demanda energética registrada en los últimos años.

El objetivo final es buscar un sistema energético que permita cubrir dicha demanda y sobre todo reducir el cambio climático, con propuestas concretas a corto y medio plazo, necesarias si no queremos seguir condicionando el futuro del planeta.

ABSTRACT

The aim of this project is to study the energy needs of our country and the great impact that modern society has on climate change. On the one hand, and according to the XXI Conference on Climate Change held in Paris at the end of 2015, the proposed measures are discussed in the summit to reduce emissions of greenhouse gases.

Moreover, I will make a descriptive of renewable and non-renewable energy resources available to respond to increasing energy demand in recent years.

The ultimate goal is to seek an energy system that would cover this demand and chiefly reduce climate change, with specific short and medium term actions, necessary if we want not to continue determining the future of our planet.

ÍNDICE

Contenido

AGRADECIMIENTOS	3
RESUMEN	5
ABSTRACT	5
ÍNDICE	I
ÍNDICE DE FIGURAS	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	X
1 SITUACIÓN ACTUAL Y ANTECEDENTES.....	1
1.1 JUSTIFICACIÓN DEL TFG	1
1.2 RECURSO ENERGETICO. CLASIFICACIONES	1
1.2.1 Recursos no renovables	1
1.2.2 Recursos potencialmente renovables	2
1.2.3 Recursos renovables	3
1.3 ENERGÍAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS	3
1.4 SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO. DEMANDA Y COMPARATIVA.....	3
1.5 NECESIDAD DE SATISFACER LAS NECESIDADES CRECIENTES DE ENERGÍA CON LOS RECURSOS DISPONIBLES REDUCIENDO LA CONTAMINACIÓN	6
1.6 EL CO ₂ . PROPIEDADES Y USOS.....	7
1.6.1 Propiedades del CO ₂	7
1.6.2 Usos del CO ₂	8
1.7 EL CAMBIO CLIMÁTICO: CAUSAS	10
1.8 EL CAMBIO CLIMÁTICO: CONSECUENCIAS.....	11
1.8.1 Consecuencias sobre el agua	11
1.8.2 Consecuencias sobre los seres vivos	11
1.8.3 Consecuencias sobre los humanos	11
1.8.4 Riesgos a corto plazo	12
1.9 PROTOCOLO DE KYOTO.....	12

1.10	POLÍTICA DE CAMBIO CLIMÁTICO EN EUROPA.....	13
1.11	OBJETIVO 20/20/20.....	14
1.12	LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA.....	15
1.13	XXI CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO (CUMBRE DE PARIS 2015).....	17
2	EL PETRÓLEO	19
2.1	EXTRACCIÓN.....	19
2.2	RESERVAS.....	22
2.3	CONSUMOS ESPAÑOLES.....	27
2.4	COSTES.....	31
2.4.1	El coste del producto.....	31
2.4.2	Los costes logísticos.....	31
2.4.3	Los costes financieros.....	31
2.4.4	Los costes de comercialización.....	32
2.4.5	Los impuestos.....	32
2.5	REFINACIÓN DEL PETRÓLEO. PROCESOS.....	32
2.5.1	Fraccionamiento.....	32
2.5.2	Conversión.....	32
2.5.3	Tratamiento.....	33
2.5.4	Formulación y mezclado.....	33
2.5.5	Otras operaciones en la refinación.....	33
2.6	PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES.....	33
2.6.1	Efectos fóticos.....	34
2.6.2	Efectos tóxicos.....	35
2.6.3	¿Cuánto duran los impactos del petróleo en el ecosistema?.....	35
2.6.4	Efectos del petróleo sobre la salud humana.....	35
3	OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS NO RENOVABLES	37
3.1	CARBÓN, GAS NATURAL Y URANIO.....	37
3.1.1	Carbón.....	37

3.1.2	Gas Natural	38
3.1.3	Uranio	39
3.2	FUENTES Y EXTRACCIÓN	40
3.3	CONSUMOS	42
3.4	RESERVAS	43
3.5	MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA	45
3.5.1	CENTRALES TÉRMICAS	45
3.5.2	CENTRALES NUCLEARES.....	46
4	LA BIOMASA.....	55
4.1	CULTIVOS ENERGÉTICOS	56
4.1.1	Colza.....	56
4.1.2	Girasol	57
4.1.3	Maíz.....	58
4.2	BIOMASA MARINA	58
4.2.1	Microalgas.....	58
4.3	APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LA BIOMASA	59
4.4	PROCESOS TERMOQUÍMICOS DE LA BIOMASA PARA USO ENERGÉTICO.....	62
4.4.1	Combustión.....	62
4.4.2	Gasificación	62
4.4.3	Torrefacción	63
4.4.4	Pirolisis	63
4.5	PROCESOS BIOQUÍMICOS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA	65
4.5.1	Digestión anaeróbica	65
4.5.2	Fermentación alcohólica.....	65
4.6	BIOCARBURANTES.....	66
4.6.1	Biocarburantes de primera generación	66
4.6.2	Biocarburantes de segunda generación	67
4.6.3	Biocarburantes de tercera generación	67
4.6.4	Biocarburantes de cuarta generación	67
4.7	IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES.....	68

4.7.1	Uso del agua.....	68
4.7.2	Emisiones a la atmósfera	69
4.7.3	Uso del suelo.....	69
4.7.4	Efecto sobre el calentamiento global	70
5	OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES	71
5.1	TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES	71
5.1.1	Energía Solar	71
5.1.2	Energía Hidráulica	71
5.1.3	Energía Eólica	72
5.1.4	Energía Geotérmica	72
5.2	PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA A TRAVÉS DE ESTAS FUENTES	73
5.3	HORIZONTE 2010/2020. ANÁLISIS POR TECNOLOGÍAS.	74
5.3.1	Solar fotovoltaica	74
5.3.2	Solar térmica	75
5.3.3	Solar termoeléctrica	75
5.3.4	Hidroeléctrica.....	76
5.3.5	Eólica	76
5.3.6	Geotermia	78
5.3.7	Biomasa.....	79
5.4	COSTES	79
5.4.1	Costes de la generación eléctrica por tecnologías renovable.....	79
5.4.2	Costes de la generación térmica por tecnologías renovables.....	81
5.5	PRIMAS.....	82
5.5.1	¿Qué son las primas a las energías renovables?	82
5.5.2	Cinco claves para entender la problemática de las renovables.	82
5.6	IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES.....	84
5.6.1	Energía Solar	84
5.6.2	Energía Hidráulica	86
5.6.3	Energía Eólica.....	87
5.6.4	Energía geotérmica	90
6	CAPTURA DE CO₂ EN ESPAÑA.....	91

6.1	USOS DEL CO ₂	91
6.2	REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO ₂	93
6.2.1	Captura.....	94
6.2.2	Transporte.....	96
6.3	FORMACIONES SUSCEPTIBLES DE ALMACENAR CO ₂	97
6.3.1	Yacimientos de petróleo o gas en explotación o agotados.....	98
6.3.2	Capas de carbón profundas.....	100
6.3.3	Formaciones salinas profundas.....	101
6.4	FUNDAMENTOS DE LA OXICOMBUSTIÓN.....	102
6.4.1	Unidad de separación de aire.....	104
6.4.2	Caldera de combustión.....	107
6.4.3	Unidad de compresión y purificación del CO ₂	107
6.5	SITUACIÓN DE LA OXICOMBUSTIÓN A NIVEL INDUSTRIAL.....	109
7	PROPUESTA DE MEJORA DEL MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL.....	113
7.1	LA PROBLEMÁTICA DEL MODELO ESPAÑOL ACTUAL.....	114
7.1.1	Gran déficit energético.....	114
7.1.2	Exceso de capacidad instalada para la producción de energía eléctrica.	115
7.1.3	Estancamiento de las energías renovables.....	115
7.1.4	Modelo de producción centralizado.....	115
7.2	CONDICIONANTES HACIA UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO.....	115
7.3	PROPUESTAS DE MEJORA.....	116
7.3.1	Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones.....	117
7.3.2	Instalar generación eléctrica libre de emisiones.....	121
7.3.3	Fomento de la eficiencia energética.....	123
7.3.4	Medidas para conseguir un mix energético más sostenible.....	124
7.4	MIS PROPUESTAS POR ORDEN DE ACTUACIÓN.....	132
7.4.1	Marco razonable de planificación para la instalación de renovables y la capacidad de respaldo necesario para cubrir el crecimiento de la demanda.....	132
7.4.2	Promover la reducción de emisiones del sector servicios.....	132
7.4.3	Fomentar el cambio (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria.....	132

7.4.4	Fomentar la movilidad sostenible en transporte privado por carretera mediante el vehículo híbrido/eléctrico y la instalación de postes de recarga.	133
7.4.5	Reducir las emisiones en el sector residencial.	134
7.4.6	Aprovechar la capacidad de generación eléctrica de respaldo ya instalada.	134
7.4.7	Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles.	135
7.4.8	Promover el gas natural vehicula como herramienta de transición en el transporte pesado por carretera.	135
7.4.9	Cambiar la estructura de la tarifa eléctrica para conseguir un precio eficiente.	135
7.4.10	Desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en las redes.	136
7.4.11	Desarrollar un transporte marítimo sostenible, que fomente el uso de gas natural y el desarrollo de puertos verdes.	136
7.4.12	Fomentar el cambio del transporte pesado de mercancías a ferrocarril.	¡Error! Marcador no definido.
8	LISTA DE REFERENCIAS.....	137

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. 1 Evolución del consumo mundial de energía primaria distribuido por fuentes. (Fuente: BP 2014)	4
Figura 1. 2 Distribución mundial del consumo de energía primaria por zonas durante el año 2013. (Fuente: BP 2014)	4
Figura 1. 3 Distribución del consumo de energía primaria en España (Fuente: MINETUR 2013)	5
Figura 1. 4 Distribución de la producción interna de energía primaria en España. (Fuente: MINETUR, 2013).....	5
Figura 1. 5 Evolución de la producción interna de energía por fuentes energéticas. (Fuente: MINETUR, 2011)	6
Figura 1. 6 Diagrama de fases del dióxido de carbono. (Fuente: Cedrón et al., 2011).	8
Figura 2. 1 Torre petrolífera (Fuente: Google imágenes)	20
Figura 2. 2 Tipos de torres petrolíferas (Fuente: Google imágenes)	21
Figura 2. 3 Distribución de consumo por sectores y productos petrolíferos en 2014 (Fuente: Cores)	28
Figura 2. 4 Distribución de consumo por productos petrolíferos y sectores 2014 (Fuente: CORES)	29
Figura 2. 5 Distribución de consumos por sectores económicos y tipos de uso 2014. (Fuente Cores).....	30
Figura 2. 6 Distribución del consumo de productos petrolíferos en España 2014 por sectores (Fuente: Cores)	31
Figura 3. 1 Distintos tipos de carbón (CARBUNIÓN).....	38
Figura 3. 2 Composición de los elementos de combustible de las centrales nucleares. (Fuente: google imágenes)	40
Figura 3. 3 Consumo de energía primaria en España en el 2015 (Fuente: MINETUR)	42
Figura 3. 4 Reservas probadas de carbón. (BP 2014)	43
Figura 3. 5 Central térmica convencional de carbón. (UNESA)	45
Figura 3. 6 Esquema de una central nuclear (UNESA)	46
Figura 3. 7 Mina Konrad en Alemania. (Fuente MINETUR 2016)	50
Figura 3. 8 Centro de almacenamiento nuclear en L`Aube (Francia) (Fuente MINETUR 2016)	50
Figura 3. 9 Centro de almacenamiento en Drigg (Reino Unido) (Fuente MINETUR 2016) ..	51
Figura 3. 10 Centro de almacenamiento en Forsmark (Suecia) (Fuente MINETUR 2016) ..	51

Figura 3. 11 Diferentes tipos de almacenamiento de combustible gastado y RAA (Fuente: MINETUR 2016).....	52
Figura 3. 12 Distribución de costes de la gestión de residuos nucleares. (Fuente MINETUR 2016)	53
Figura 4. 1 Evolución de la producción de colza en España 2003-2013. (Fuente: FAOSTAT, 2013).	57
Figura 4. 2 Perfil de la capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa en diferentes países europeos. Datos del año 2009. (Fuente: IDAE, 2011)	60
Figura 4. 3 Estructura de la generación eléctrica en España. Datos del año 2013 (Fuente: MINETUR, 2013).....	61
Figura 4. 4 Esquema general del proceso de pirolisis. (Fuente: Chen et al., 2014. Adaptación).....	65
Figura 5. 1 Producción energética en España en 2015 (Red Eléctrica de España)	74
Figura 5. 2 Costes de la generación eléctrica por tecnologías renovable. (Fuente: BCG 2011)	80
Figura 5. 3 Costes de la generación eléctrica por tecnologías renovable. (Fuente: BCG 2011)	81
Figura 6. 1 Opciones para la reducción de emisiones de CO ₂ . (Fuente: PTECO ₂ , 2015).....	93
Figura 6. 2 Esquema simplificado de diferentes tecnologías de captura de CO ₂ . (Fuente: PTECO ₂ , 2015)	94
Figura 6. 3 Esquema de diferentes tecnologías de captura de CO ₂ . (Fuente: IPCC, 2005) .	95
Figura 6. 4 Métodos de almacenamiento de CO ₂ en formaciones geológica profundas (Fuente: IPCC, 2005).	98
Figura 6. 5 Almacenamiento de CO ₂ en yacimiento de petróleo. Aplicación EOR (Fuente: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2007).	99
Figura 6. 6 Capacidad española de almacenamiento de CO ₂ . (Fuente: IGME, 2015).....	102
Figura 6. 7 Esquema de un proceso de oxidación (Fuente: NETL, 2015)	104
Figura 6. 8 Diagrama de bloques de una unidad de separación de aire. (Fuente: Anhenden et al. 2005)	104
Figura 6. 9 Evolución de la reducción del consumo energético de una ASU con proceso de destilación criogénica (Fuente: Perrin et al., 2014).	106
Figura 6. 10 Principales componentes de una planta de oxidación (Fuente: Almston, 2015)	108

Figura 6. 11 Vista aérea de las instalaciones de CIUDEN (Fuente: Otero, P. 2013).110

Figura 7. 1 Grado de dependencia energética de España. (Fuente: Informe APPA 2014) 115

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1 Reservas probadas de petróleo por países (Fuente: OPEC).....	27
Tabla 3. 1 Costes en M € de la gestión de residuos nucleares (Fuente MINETUR 2016)	54
Tabla 4. 1 Condiciones de operación de los diferentes tipos de pirolisis. (Fuente: Bahng et al., 2009)	64
Tabla 6. 1 Instalaciones planta piloto en operación (Fuente: Rubin et al., 2012).....	109
Tabla 6. 2 Proyectos de demostración a gran escala (Fuente: Rubin et al., 2012).....	112

1 SITUACIÓN ACTUAL Y ANTECEDENTES

1.1 JUSTIFICACIÓN DEL TFG

He decidido escoger como tema para mi proyecto de fin de grado: “Los recursos energéticos y la reducción del cambio climático en España”, ya que me parece un tema interesante a abordar, además de una realidad obvia. Vivimos en un mundo globalizado donde la población aumenta y se desarrolla constantemente, y uno de los factores principales que contribuyen a dicho desarrollo es la energía. Pero el uso continuado de tipos de energía nocivos para el medio ambiente hace que nos tengamos que plantear alternativas y mejoras si no queremos condicionar negativamente nuestro futuro y el de las siguientes generaciones.

La cantidad de emisiones propicia un cambio climático con consecuencias cada vez más evidentes, por lo que en este trabajo se pretende analizar la situación actual, los distintos tipos de recursos energéticos y su impacto, así como un análisis del sector energético español y las propuestas para reducir el cambio climático.

1.2 RECURSO ENERGETICO. CLASIFICACIONES

Denominamos recursos energéticos a los medios o recursos que podemos encontrar en la naturaleza, y a partir de los cuales, transformados mediante procesos industriales, se obtiene alguna forma de energía que puede ser utilizada por el consumidor directamente o por actividades productivas.

El amplio grupo de los recursos energéticos puede ser agrupado en tres categorías generales (no renovables, potencialmente renovables y renovables).

1.2.1 Recursos no renovables

Los recursos no renovables son aquellos que se encuentran en una cantidad limitada en nuestro planeta, y que acabaran por desaparecer en nuestro sistema que solo tiene salidas por gasto y ninguna entrada. Esto es debido a que la mayoría de estos recursos se originan por la acción de los agentes geológicos internos y su formación es extremadamente lenta, lo que origina una tasa de consumo muchísimo mayor a su tasa de síntesis, convirtiéndolos en recursos limitados. Vemos a continuación los distintos tipos:

- **Combustibles fósiles**

En este grupo de recursos encontramos al petróleo, el carbón y el gas natural. Estos recursos dependen de los procesos geológicos para originarse, y por lo tanto su síntesis es muy lenta, despreciable en la escala de tiempo humana (hablamos de millones de años).

Estos recursos iniciaron su formación hace miles de millones de años a partir de materia orgánica (tanto vegetal como animal) que quedó confinada en unas condiciones determinadas, iniciando a su vez procesos de fermentación.

Los combustibles fósiles son uno de los principales recursos energéticos que utiliza el ser humano ya que liberan una gran cantidad de energía a través de la combustión, que puede ser empleada en los hogares, cocinas, etc. Dicha energía puede ser aprovechada también como combustible para barcos, aviones y demás vehículos que gracias a mecanismos como el motor de vapor el de explosión o las turbinas, transforman la energía liberada en la combustión en energía mecánica. Por último, la energía liberada en la combustión también puede ser transformada en energía eléctrica.

Uno de los principales inconvenientes de estos combustibles fósiles es la elevadísima emisión de gases de efecto invernadero y contaminantes como el CO_2 , NO_2 , y SO_2 que suelen formarse en los procesos de combustión de estos combustibles. Estas emisiones originan aumentos en la temperatura global, lluvia ácida, alteraciones climáticas, entre otros efectos perjudiciales.

- **Combustibles nucleares**

Consideramos combustibles nucleares determinados elementos (uranio, plutonio...). Por sus características, son especialmente inestables y susceptibles de sufrir desintegración radiactiva, liberando en el proceso una gran cantidad de energía que en las centrales nucleares se emplea para formar vapor de agua, que acciona las turbinas y el alternador produciendo gran cantidad de energía eléctrica. Pese al gran rendimiento energético de los combustibles nucleares (su principal ventaja), cuentan con varios inconvenientes: la cantidad en la que los podemos encontrar en la superficie terrestre es bastante limitada, su purificación es costosa y los residuos que se generan son peligrosos debido a su alta radiactividad (perpetuada durante millones de años).

1.2.2 Recursos potencialmente renovables

Los recursos potencialmente renovables son todos aquellos recursos originados de una forma lo suficientemente rápida para que puedan considerarse "renovables". La velocidad a la que se consumen no debe ser superior a la velocidad a la que se forman, ya que esto provocaría la extinción de dichos recursos.

La biomasa (materia animal y vegetal) es un recurso potencialmente renovable, ya que tanto los vegetales como los animales pueden desarrollarse lo suficientemente rápido como para que su consumo sea sostenible. Es una de las alternativas al uso de combustibles fósiles y presenta ventajas, como su carácter sostenible y el posible aprovechamiento de los residuos. Sin embargo, pese a sus ventajas presenta el inconveniente de que favorece el efecto invernadero al liberar en su combustión grandes cantidades de dióxido de carbono. Además, el ritmo actual de desarrollo de la sociedad

en tan poco tiempo implica que se tengan que adoptar ciertas medidas de sostenibilidad en su explotación si queremos garantizar que no se convierta en un recurso no renovable.

1.2.3 Recursos renovables

Son recursos renovables todos aquellos de los que podemos obtener energía de forma ilimitada (las salidas por consumo resultan despreciables en comparación de las entradas). El origen de todos estos recursos renovables se encuentra en el Sol, que a su vez activa los recursos renovables como el viento y el agua que transita por ríos y mares. Otras son la geotermia o la energía mareomotriz.

1.3 ENERGÍAS PRIMARIAS Y SECUNDARIAS

La **energía primaria** la constituyen los recursos naturales que podemos obtener de forma directa (energía hidráulica, eólica y solar) o indirecta (tras un proceso minero, por ejemplo, el petróleo, el gas natural, el carbón, etc.).

Dentro de las energías primarias están petróleo crudo, gas natural (en condiciones de consumo residencial pasa a ser considerado energía secundaria), carbón, biogás, biomasa, hídrico, solar, madera y las energías nuclear, eólica, geotermia e hidráulica.

Denominamos **energía secundaria** a los productos que resultan de las transformaciones o elaboración de recursos energéticos naturales (primarios) o de otras fuentes energéticas ya elaboradas (ej. Alquitrán). Toda energía secundaria procede de un centro de transformación y su único destino posible es un centro de consumo. El proceso de transformación puede ser físico, químico o bioquímico. Son fuentes energéticas secundarias la electricidad, los derivados del petróleo, el carbón mineral, y el gas natural. En el grupo de los derivados del petróleo hay una amplia variedad de productos energéticos útiles obtenidos a partir del procesamiento y tratamiento del petróleo en las refinerías, entre los cuales podemos encontrar gasolinas, diésel (gasóleos), etc.

1.4 SITUACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO. DEMANDA Y COMPARATIVA.

Actualmente en la sociedad son esenciales los servicios energéticos para cubrir las necesidades humanas básicas y los procesos productivos. En la Figura 1.1 se muestran la evolución del consumo mundial de energía primaria distribuido por fuentes y la distribución mundial del consumo de energía primaria por zonas durante el año 2013.

A la vista de la figura puede observarse como el consumo de energía primaria mundial ha ido aumentando progresivamente, debido al crecimiento de la población, llegando a un valor máximo de 12730 Mtep en el año 2013. Respecto a los datos de distribución mundial de consumo por fuentes de este mismo año, se puede observar un

dominio del petróleo y el gas natural en casi todas las zonas del mundo, excepto en Asia Pacífico y Oceanía donde predomina el consumo de carbón.

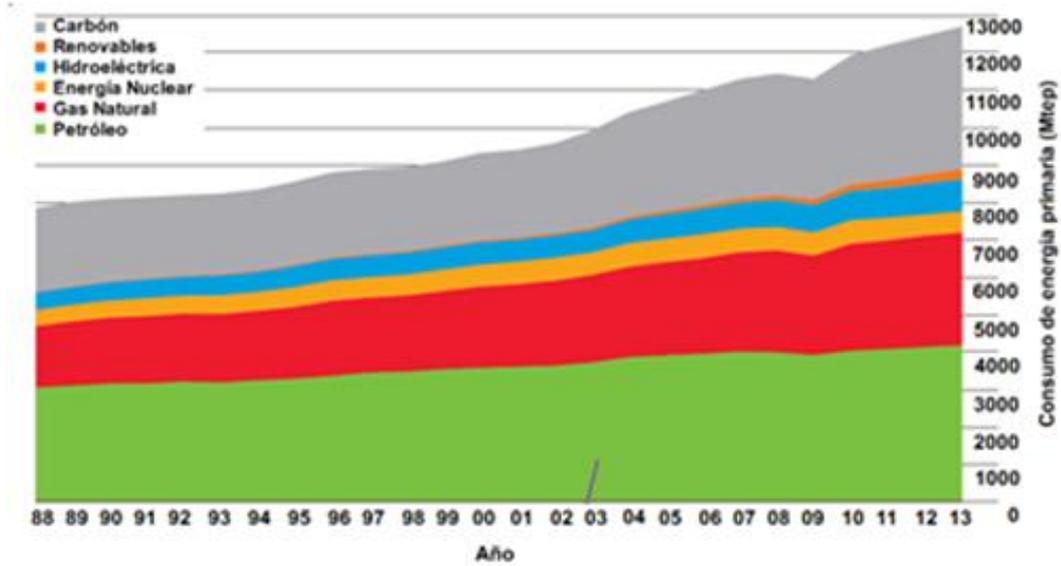


Figura 1. 1 Evolución del consumo mundial de energía primaria distribuido por fuentes. (Fuente: BP 2014)

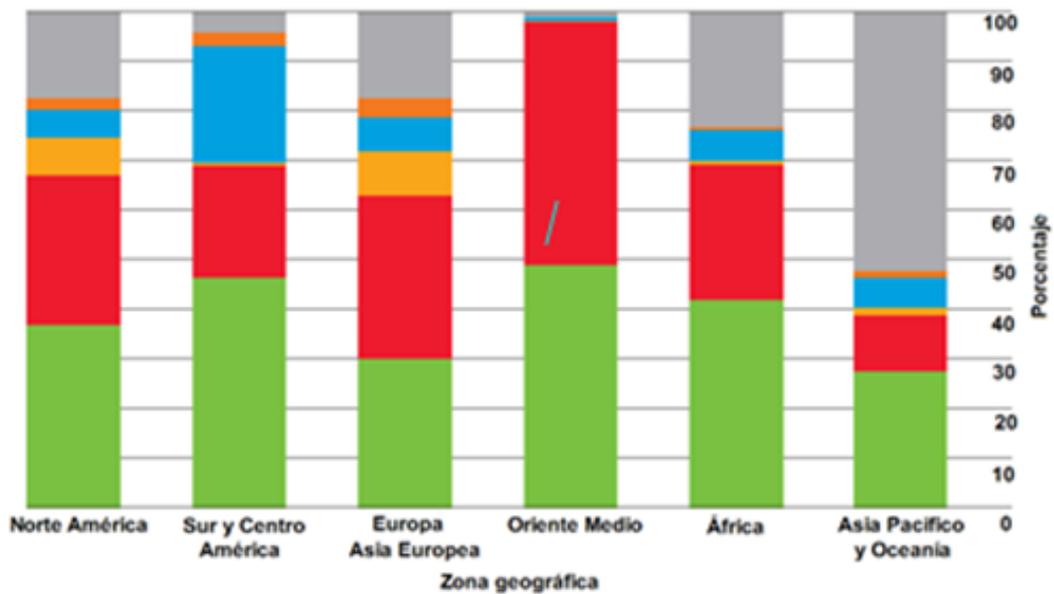


Figura 1. 2 Distribución mundial del consumo de energía primaria por zonas durante el año 2013. (Fuente: BP 2014)

En el caso de España, el consumo de energía primaria durante el año 2013 ascendió a 121.1 Mtep. En la Figura 1.2 se presenta la distribución del consumo de energía primaria por zonas, en ambos casos, referidos al año 2013. Observando la figura puede apreciarse como el perfil de distribución de estos datos de consumo se caracterizó por el dominio del petróleo y el gas natural. Sin embargo, al contrastar con los datos de producción, la energía primaria predominante fue la energía nuclear seguida de las energías renovables. Finalmente, si se realiza una comparación entre las producciones interiores de petróleo y gas natural (valores muy bajos) con el consumo, se concluye que existe una evidente importancia de la dependencia energética exterior.

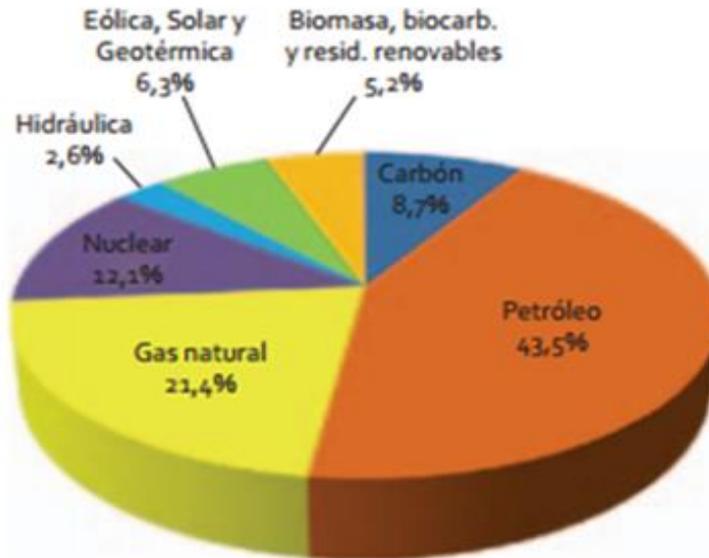


Figura 1. 3 Distribución del consumo de energía primaria en España (Fuente: MINETUR 2013)

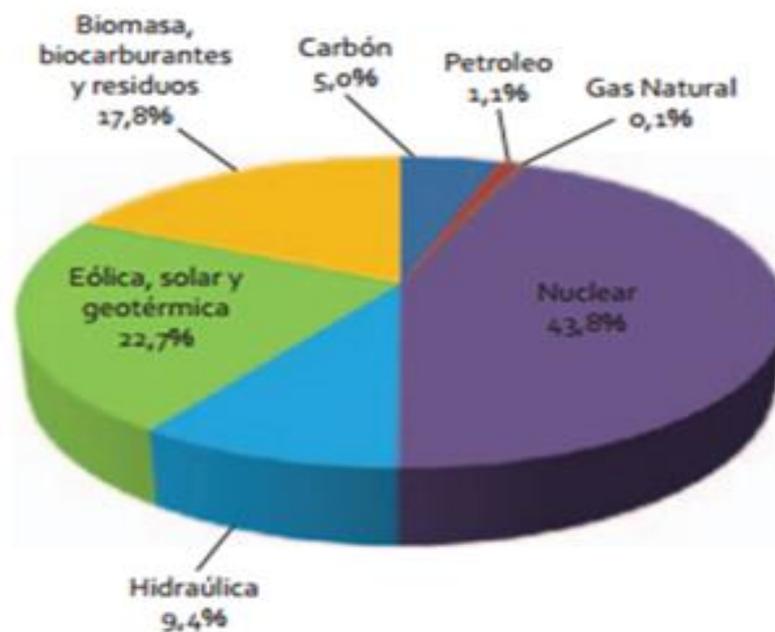


Figura 1. 4 Distribución de la producción interna de energía primaria en España. (Fuente: MINETUR, 2013)

Con objeto de promover y facilitar el uso de los recursos energéticos renovables, desde mediados de los años ochenta, la Administración Española ha publicado como herramienta principal sucesivos Planes de Energías Renovables (PER). El plan vigente en la actualidad (2011-2020) fue 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. En él se fijan, 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 (UE) y una cuota 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 (MINETUR, 2011).

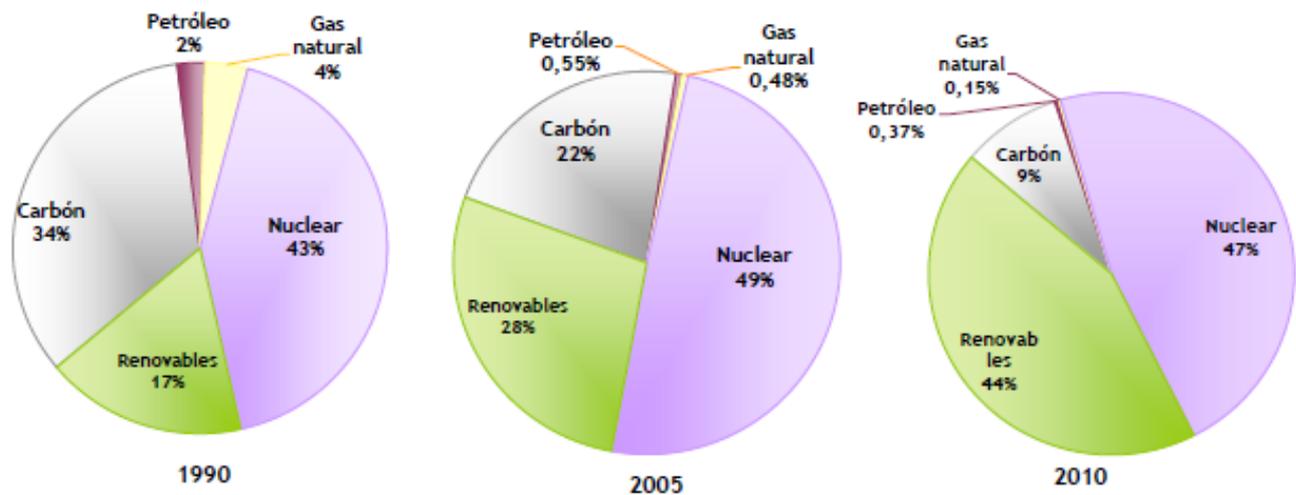


Figura 1. 5 Evolución de la producción interna de energía por fuentes energéticas. (Fuente: MINETUR, 2011)

1.5 NECESIDAD DE SATISFACER LAS NECESIDADES CRECIENTES DE ENERGÍA CON LOS RECURSOS DISPONIBLES REDUCIENDO LA CONTAMINACIÓN.

El desarrollo y la transferencia de tecnología desempeñan un papel esencial en la respuesta global a los desafíos del cambio climático. Hasta la fecha, aproximadamente el 80% de la energía del mundo, según indicadores del Banco Mundial, se suministra a través de la utilización de combustibles fósiles que liberan dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero a la atmósfera. Los combustibles fósiles seguirán siendo la principal fuente de energía y electricidad primaria en el futuro inmediato, a menos que se remodele significativamente nuestro sistema energético. (Facility Global Environment)

En momentos en que la concentración de gases de efecto invernadero en la atmósfera sigue aumentando y se prevé una mayor demanda de energía de parte de una creciente población mundial (unas nueve mil millones de personas en 2050), la

implementación de una alternativa sostenible es de gran necesidad. Un cambio persistente hacia el desarrollo de tecnologías de energía renovable, como la eólica, solar, geotérmica, biomasa e hidroeléctrica, ha demostrado ser una alternativa que puede ayudar a satisfacer la demanda mundial de energía, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y la contaminación y estimular el empleo y el desarrollo tecnológico, contribuyendo así al crecimiento económico. (Facility Global Environment)

Las energías renovables, incluida la biomasa tradicional, actualmente representa el 13% de la demanda mundial de energía primaria y tiene el potencial para satisfacer la creciente demanda de servicios energéticos en el mundo en desarrollo. En 2050, la cuota de las energías renovables en el suministro mundial de energía primaria podría aumentar a un 30-50%, según Global Energy Assessment (GEA 2012). La investigación apunta a la necesidad de crear ambientes propicios para la utilización de las energías renovables en los países en desarrollo. La coordinación de políticas de energía limpia con medidas pertinentes en otras áreas, como la agricultura, el desarrollo rural, la salud, la erradicación de la pobreza, la igualdad de género y el empoderamiento de las mujeres, así como la seguridad energética, tiene el potencial de generar sinergias beneficiosas a nivel local, nacional y global. (Facility Global Environment)

Con el fin de crear una estructura sostenible de energía global, la eficiencia energética y las energías renovables deben abordarse conjuntamente. Todos los años, gran parte de la energía que el mundo consume se pierde a través de las pérdidas de transmisión y distribución, incrementando los costos y provocando un incremento de la contaminación por emisiones de CO₂. La eficiencia energética es una de las técnicas más rentables para combatir el cambio climático, mejorar la competitividad y reducir los costos de energía. Apoyar el uso de la eficiencia energética también contribuye a otros objetivos de desarrollo nacional, tales como la seguridad energética, la reducción de la pobreza y una mayor productividad. (Facility Global Environment)

1.6 EL CO₂. PROPIEDADES Y USOS.

El CO₂ es el principal gas de efecto invernadero desde el punto de vista cuantitativo por las cantidades emitidas a la atmósfera, estimadas en más de 35000 millones de toneladas anuales (Oliver et al., 2013). Es por ello que la mayoría de las tecnologías medioambientales en este campo se centran en reducir las emisiones de CO₂. A continuación se tratan las principales propiedades y usos del CO₂:

1.6.1 Propiedades del CO₂

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas inodoro, incoloro, no inflamable, más pesado que el aire y ligeramente ácido. Su peso molecular es 44.01 g/mol. Presenta una geometría lineal y un carácter apolar aunque los enlaces C-O son ligeramente polares. (PTECO₂, 2014).

El CO_2 a temperatura y presión ambiental se encuentra en estado gaseoso. No obstante, cambiando las condiciones de presión y temperatura, es posible obtenerlo en sus diferentes estados: sólido en forma de nieve carbónica ($T < 195 \text{ K}$, y presión atmosférica), líquido en todo un rango de presión y temperatura, o como fluido supercrítico (a temperaturas superiores 304.2 K y presiones superiores a 7.3 MPa). En la Figura 1.5 se presentan el diagrama de fases del CO_2 y se indica el estado en el cual se encuentra en función de las condiciones de presión y la temperatura a las que es expuesto.

En la gráfica se representan por líneas las zonas en las que coexisten dos estados (por ejemplo, sólido-gas, líquido-vapor). En el punto triple coexisten los tres estados: sólido, líquido y gas, mientras que a partir del punto crítico no se distinguen el líquido y el gas. A temperaturas y presiones por encima del punto crítico ($T = 304.2 \text{ K}$ y $P = 7.3 \text{ MPa}$) se dice que el CO_2 ha alcanzado el estado supercrítico (PTECO₂, 2014).

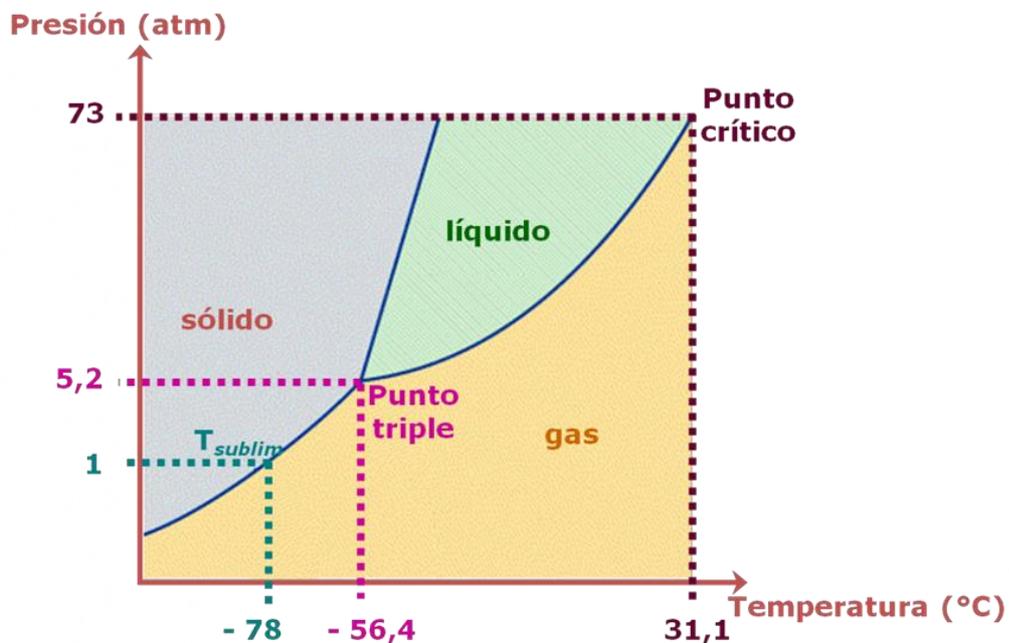


Figura 1. 6 Diagrama de fases del dióxido de carbono. (Fuente: Cedrón et al., 2011).

1.6.2 Usos del CO_2

El CO_2 en grandes cantidades no es un gas deseable en la atmósfera. Sin embargo, puede ser aprovechado en multitud de procesos y aplicaciones. Por ello puede ser interesante plantear tecnologías que permitan capturar el CO_2 para evitar sus altas emisiones y, por otra parte, contribuir al uso eficiente del mismo como recurso.

A continuación, se describen algunos ejemplos de las utilidades del CO₂ en diferentes ámbitos (PTECO₂, 2014, Vega, 2010):

- **Recuperación mejorada de petróleo (RMP).** En esta tecnología el CO₂ se utiliza para aprovechar mejor la extracción de petróleo en los pozos donde se encuentra. Se explicará en mayor profundidad en la sección siguiente de este capítulo.
- **Seguridad.** El CO₂ se utiliza en extintores de incendios debido a sus propiedades: no combustible, no reacciona químicamente con otras sustancias, permite ser comprimido dentro del extintor de incendios (no siendo necesario otro producto para descargarlo), no conduce electricidad y no deja ningún tipo de residuo.
- **Medio supercrítico.** Los fluidos supercríticos tienen la peculiaridad de comportarse como un híbrido entre un líquido y un gas. El CO₂ es ampliamente utilizado en este contexto por tratarse de un disolvente medioambientalmente más benigno que otros disolventes clorados, por ejemplo, en el caso de las extracciones líquido-líquido o las cromatografías. Además, sus condiciones supercríticas son relativamente suaves, lo que hace que los equipos para llevar a cabo estas reacciones no sean excesivamente caros.
- **Alimentación.** El CO₂ está aprobado como aditivo alimentario, no es un compuesto tóxico y ha demostrado tener propiedades bactericidas. Sus usos más conocidos en este campo son la carbonatación de bebidas, la conservación de alimentos tanto en atmósfera modificada como en congelación y su uso para la extracción de compuestos procedentes de alimentos, tales como la cafeína o los aceites esenciales de orégano y otras especies.
- **Invernaderos.** Su utilización en invernaderos favorece el proceso de fotosíntesis dando lugar a un mayor crecimiento y una mejor salud de las plantas. Asimismo, se ha demostrado su efecto beneficioso en el crecimiento de plantas mediante su uso en el agua de riego.
- **Nuevos materiales.** El CO₂ también se destina a la síntesis de nuevos materiales. Por ejemplo, como reactivo en la síntesis de policarbonatos, para el procesado de polímeros o para la formación de materiales donde la molécula de CO₂ forma parte de los mismos: nuevos polímeros, carbonato cálcico precipitado, etc.
- **Medicinal.** En el campo de la medicina, permite ser mezclado con otros gases con el fin de crear un ambiente adecuado para la manipulación de órganos artificiales, estimulante de respiración o dilatación quirúrgica, entre otras. Asimismo, el CO₂ forma parte importante de la reacción para la obtención de algunos fármacos, como el ácido acetilsalicílico (aspirina).

- **Energía.** El CO₂ puede ser utilizado como energía renovable a partir del uso de energía solar, mediante un proceso conocido como fotosíntesis artificial. Además, actualmente se están desarrollando procesos para producir gasolina y otros hidrocarburos líquidos a partir de dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, aunque estas aplicaciones sólo se están llevando a cabo a escala laboratorio.
- **Limpieza.** El CO₂ sometido a presiones muy altas (50 bares), pasa a estado líquido y se puede utilizar para la limpieza de productos textiles, siendo una alternativa segura, respetuosa con el medio ambiente y competitiva con los disolventes más utilizados en la actualidad para la limpieza en seco.
- **Tratamiento de aguas.** Se utiliza como acidificante en el tratamiento de aguas residuales mediante la modificación del pH, también en el tratamiento de aguas recreacionales para controlar el pH tras la desinfección de las mismas.
- **Electrónica.** Destinado para el enfriamiento de componentes electrónicos o limpieza de piezas a fin de evitar la utilización de solventes orgánicos.

1.7 EL CAMBIO CLIMÁTICO: CAUSAS

El cambio climático es uno de los problemas ambientales más relevantes que sufre el planeta. Desde aproximadamente mediados del siglo XIX, la utilización de combustibles de origen fósil en todo el mundo se ha incrementado, dando lugar a un aumento de las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global y al cambio climático. Por este motivo, en los últimos años, se ha generado una conciencia a nivel mundial para intentar introducir sistemas más productivos y eficientes que faciliten la reducción de este tipo de emisiones.

Las variaciones del clima han existido desde los inicios de la Tierra. Nuestro planeta ha asistido a periodos de glaciaciones, actividades sísmicas o fuertes radiaciones solares. Sin embargo, hoy en día somos testigos de un cambio climático global sin precedentes, donde las causas naturales juegan un papel secundario. La comunidad científica coincide en que las variaciones del clima son provocadas en gran parte por la mano del hombre.

Actividades como la tala indiscriminada de árboles, el mal uso del agua potable, la sobreexplotación de las tierras, etc. alimentan el cambio climático, que crece a gran velocidad. De entre todos los factores, la emisión de gases por parte de los países industrializados es uno de los factores que más agravan la situación, provocando un calentamiento global mundial del que comienzan a ser visibles ya trágicos resultados.

1.8 EL CAMBIO CLIMÁTICO: CONSECUENCIAS

A lo largo de los últimos años hemos podido observar y padecer el impacto cada vez más visible del cambio climático. No sólo sobre el clima, sino también sobre el medio ambiente y el ser humano. El cambio climático supone una alteración radical y brusca de los equilibrios medioambientales “hombre - naturaleza”, y sus consecuencias acabarán siendo nefastas si no se toman medidas para detener (o al menos disminuir) el cambio climático).

1.8.1 Consecuencias sobre el agua

- El aumento generalizado de caudales y un adelanto en las descargas primaverales de ríos que son alimentados con la fusión de nieve y glaciares.
- Incremento de las temperaturas de ríos y lagos, lo que afecta directamente a la calidad y características del agua.
- Una acidificación de los océanos al absorber el carbono generado por el hombre o animales.

1.8.2 Consecuencias sobre los seres vivos

- Adelanto de los eventos primaverales, tales como floración, migración de las aves y puesta de huevos.
- Migración hacia regiones polares de ciertas especies.
- Aparición de “enverdecimiento” prematuro de la vegetación, consecuencia directa de un alargamiento de las estaciones.
- Aumento del volumen de algas, plancton y peces en los océanos de latitudes altas.
- Migración más temprana de los peces en ríos y cambios en los límites de estas migraciones.

1.8.3 Consecuencias sobre los humanos

- Aumento de la mortalidad en la tercera edad con las olas de calor.
- Incremento de enfermedades infecciosas en determinadas áreas.
- Polen alérgico en latitudes medias y altas del hemisferio norte
- Aumento de la malnutrición debido al desequilibrio estacional de las cosechas.
- Incremento de enfermedades y daños debido a las olas de calor, inundaciones, tormentas, sequías e incendios.
- Aumento de las enfermedades diarreicas por la contaminación de acuíferos.

1.8.4 Riesgos a corto plazo

- Inundaciones de zonas montañosas debido al desbordamiento de lagos glaciares, como consecuencia de la fundición del hielo.
- En algunas regiones de África, una reducción de la estación de crecimiento, con el efecto perjudicial sobre los cultivos.
- Aumento del nivel del mar, lo que implica pérdida de manglares y humedales costeros, que hasta ahora ayudaban eficazmente a prevenir los daños por inundaciones costeras.
- Extensión y aumento en la duración de las sequías en zonas afectadas.
- Aumento de inundaciones como resultado de intensas lluvias.
- El progresivo agotamiento de los ecosistemas para absorber CO₂, lo que incrementaría los efectos del cambio climático y las temperaturas globales.
- Desaparición de zonas costeras por el aumento del nivel marítimo.

1.9 PROTOCOLO DE KYOTO

La Convención Marco del Cambio Climático de las Naciones Unidas adoptó, el 11 de diciembre de 1997, el Protocolo de Kioto, por el cual los países industrializados y de economías en transición se comprometieron a limitar las emisiones de los seis principales gases de efecto invernadero:

- Dióxido de Carbono (CO₂)
- Metano (CH₄)
- Óxido de nitrógeno (N₂O)
- Hidrofluorocarbonos (HFCs)
- Perfluorocarbonos (PFCs)
- Hexafluoruro de azufre (SF₆)

El Protocolo representó un importante paso hacia adelante en la lucha contra el calentamiento del planeta, a partir de los objetivos obligatorios y cuantificados de limitación y reducción de gases de efecto invernadero. Las emisiones totales de los países desarrollados debían reducirse durante el periodo 2008-2012 al menos en un 5% respecto a los niveles de 1990. En el caso de la Unión Europea, el compromiso estableció una reducción del 8%.

El 31 de mayo de 2002, la Unión Europea ratificó el protocolo de Kioto, que entró en vigor el 16 de febrero de 2005, tras la adhesión de Rusia al mismo. Sin embargo, varios países industrializados se negaron a ratificar el protocolo, entre ellos, Estados Unidos y Australia.

En la conferencia de las partes celebrada en Doha en 2012, se alcanzó un compromiso sobre el segundo período de vigencia del protocolo de Kioto, prolongándose éste desde 2013 hasta 2020, con el abandono de Rusia, Canadá y Japón.

En la actualidad, el grupo de trabajo creado en la Cumbre de Durban (2011), tiene la responsabilidad de dar un paso más en la negociación internacional de cambio climático, y conseguir adoptar un acuerdo global de cambio climático de carácter jurídicamente vinculante. Este acuerdo está previsto que se adopte en la Cumbre de París en 2015 y entraría en vigor a partir de 2020, y en el mismo todos los países participantes deberán inscribir objetivos de reducción de emisiones (Unión Europea, 2015).

1.10 POLÍTICA DE CAMBIO CLIMÁTICO EN EUROPA

La lucha contra el cambio climático figura como una de las prioridades de la política de la UE. Se han establecido mecanismos para limitar las emisiones de CO₂ como el Sistema de Comercio de Emisiones de la UE (EU ETS) una herramienta clave para reducir las emisiones industriales de gases de efecto invernadero de manera rentable. Es el primer y mayor plan internacional para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, cubriendo unas 11000 instalaciones en 30 países en sectores de generación eléctrica, industria y aviación, y abarcando aproximadamente el 45% de las emisiones de gases de efecto invernadero de la UE (IEA, 2013).

Cabe destacar la aprobación en 2008 del Paquete Europeo de Energía y Cambio Climático 2013-2020, que se compone de normativa vinculante, donde se establecen objetivos concretos para 2020 en materia de energías renovables, eficiencia energética y reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

La Unión Europea estableció como objetivo la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero en un 20% respecto a 1990, un aumento de la eficiencia energética del 20% y una participación de las energías renovables del 20% en el mix energético de la UE). Estos objetivos se conocen como 20/20/20 (En el siguiente punto se profundiza sobre ellos) (MAGRAMA, 2015).

Posteriormente en el año 2013, los líderes de la UE respaldaron uno de los planes de política a largo plazo anunciados bajo la iniciativa de Europa Eficiente de Recursos. La Comisión Europea publicó una hoja de ruta hacia una economía competitiva baja en carbono en 2050 que tiene por objetivo reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en Europa en un 80-95% en el año 2050 en comparación con los niveles de 1990. En ella se indica que todas las grandes economías tendrán que hacer reducciones de emisiones para que la temperatura media global no supere los 2°C en comparación con la temperatura de la era preindustrial. La hoja de ruta apunta que los principales sectores responsables de las emisiones: generación de energía, industria, transporte,

edificios, construcción y agricultura, pueden hacer la transición hacia una economía de baja emisión de carbono de una forma rentable (European Commission, 2013).

En enero de 2014, la Comisión Europea presentó un informe denominado “2030 Framework for Climate and Energy Policies”. Dicho informe, es una propuesta del camino que debería seguir la UE en materia de política energética y cambio climático a partir del 2020. Entre los nuevos objetivos para el 2030 propuestos por la Comisión y que fueron presentados al Consejo Europeo a finales de marzo hay que destacar los siguientes (Hidalgo García, 2014):

- Reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero hasta un 40 % respecto a 1990.
- 27% de la participación en la producción de energía a partir de energías renovables en el conjunto de la UE.

La energía eléctrica procedente de las energías renovables en el conjunto de la UE supondrá un 45% del total producido.

- Aumento de la eficiencia energética en, al menos, un 27%.
- Reformas en el sistema de comercio de emisiones de la UE.
- Garantizar los suministros energéticos mediante el establecimiento de políticas comunitarias.

1.11 OBJETIVO 20/20/20

El Objetivo 20-20-20 es un compromiso pactado y firmado por los Estados de la Unión Europea para lograr una mayor eficiencia energética. La idea surgió a raíz del aumento de la concienciación sobre la seguridad energética, el cambio climático o la reducción del consumo energético. Este compromiso energético está plasmado en la Directiva 2012/27/UE. Se establecen una serie de objetivos para 2020:

- **Reducir las emisiones GEI (Gases de Efecto Invernadero) en un 20 %** con respecto a 1990. Esta cifra aumentaría a un 30 % si fuese posible alcanzar un acuerdo entre las diversas naciones.
- **Obtener al menos el 20 % del consumo energético a partir de energías renovables**, así como cubrir el 10 % de las necesidades del transporte con biocombustibles.
- **Reducir un 20 % el consumo energético** respecto a las cifras proyectadas para el 2020.

Entre las medidas que los Estados deben incluir se encuentran estrategias para captar y promover inversiones con el objetivo de renovar los edificios existentes, tanto públicos

como privados, la promoción del uso eficiente de la energía, proporcionando a los clientes contadores precisos a un precio competitivo, y el fomento de los servicios energéticos y su fácil acceso para las pequeñas y medianas empresas.

1.12 LA EFICIENCIA ENERGÉTICA EN ESPAÑA

Las medidas tomadas en nuestro país y los resultados obtenidos hasta ahora pueden observarse en el Informe sobre el objetivo nacional de eficiencia energética 2020 (Secretaría de Estado de Energía). En general en España, como en el resto de Europa, se puede observar cómo los avances han sido desiguales y han estado marcados por la profunda crisis económica. La evolución de la economía pone de manifiesto el retroceso de la demanda interna. El impacto sobre el empleo y los niveles económicos ha sido claro, y ha limitado la consecución de los objetivos. (Comunicación CEREM 2015)

Las energías renovables muestran un cierto estancamiento, aunque los biocarburantes, la biomasa y la energía solar siguen en aumento. Por otro lado, el consumo de energía final ha disminuido en más del 3 %. Con el objeto de internalizar los costes medioambientales que se derivan de la producción eléctrica y del almacenamiento de los residuos nucleares, también se ha regulado una reforma tributaria de tres nuevos impuestos.

Con apoyo del gobierno de España, se han iniciado proyectos de ahorro energético y eficiencia en el sector industrial, auditorías energéticas, cursos sobre cómo conducir de forma eficiente, programas de rehabilitación de la envolvente térmica de edificios varios planes sostenibles de movilidad urbana y planes de renovación del alumbrado público. Cabe destacar sobre todo los programas de renovación de vehículos por otros energéticamente más eficientes, así como el apoyo a los vehículos eléctricos e híbridos (PLAN PIVE). Un objetivo en línea con las claves de la Directiva europea ha sido la reducción de las emisiones de dióxido de carbono gracias a las subvenciones.

Los Estados miembros de la Unión Europea tienen la obligación de trasponer la Directiva a su ordenamiento jurídico particular. Así nace el Real Decreto 56/2016 relativo a auditorías energéticas, acreditación de los proveedores de servicios y los auditores energéticos, promoción de la eficiencia energética en los procesos de calor y frío y contabilización de consumos de agua caliente sanitaria, calefacción y refrigeración. El Real Decreto 56/2016 se centra solo en las grandes empresas, dejando fuera de su ámbito a las pequeñas y medianas empresas. Establece la obligación de realizar antes del 5 de diciembre del año 2015 una auditoría energética. Con posterioridad a esta, las empresas están obligadas a realizar, al menos, otra auditoría cada cuatro años a partir de la anterior. El texto establece los requisitos que deben cumplir las auditorías, como basarse en datos fiables y actualizados o abarcar un examen del perfil de consumo de energía de edificios, instalaciones y medios de transporte internos. (Comunicación CEREM 2015)

Por otro lado, regula las condiciones y los requisitos que se deben observar para la acreditación de proveedores de servicios energéticos y auditores energéticos, creando un sistema de acreditación. Este sistema se convierte en un punto clave para que un mercado transparente y orientado a la calidad funcione de forma correcta en Europa. La acreditación constituye una herramienta internacional para generar confianza hacia los verificadores y su actuación, en cualquier actividad. El valor de un sistema de evaluación depende, en buena medida, de la confianza y la credibilidad otorgadas por el mercado, y en general por la sociedad, a dichos verificadores. Esa confianza y credibilidad deben lograrse a través de un mecanismo que pueda garantizar la competencia técnica de los evaluadores. Por eso la acreditación refleja la sujeción de los verificadores a normas de carácter internacional. (Comunicación CEREM 2015)

El Real Decreto 56/2016 también promueve la eficiencia energética en la producción y el uso del calor y el frío, mediante la regulación de la forma de evaluar el potencial de cogeneración de eficiencia alta y de los sistemas urbanos de refrigeración y calefacción eficientes. Esto tiene como objetivo facilitar información a los posibles inversores en cuanto a los planes de desarrollo, al tiempo que se contribuye a lograr un entorno estable, propicio para las inversiones.

Por otro lado, se regulan las condiciones y requisitos que se deben observar para la contabilización individual de los consumos de las instalaciones térmicas de los edificios existentes, ya sean de calor, frío o de agua caliente sanitaria. Este punto se llevaría a cabo mediante la instalación de contadores individuales y de sistemas que permitan regular o interrumpir los servicios suministrados.

Se declara, por último, que la Comisión Nacional de Mercado y Competencia deberá considerar la eficiencia energética cuando se desempeñen sus funciones reguladoras. En particular, al respecto de sus decisiones sobre la explotación de la infraestructura de gas. La citada comisión, colaborando con el Gestor Técnico del Sistema, distribuidores y transportistas, deberá presentar una evaluación del potencial de eficiencia energética de la infraestructura de gas, sobre todo en lo que se refiere al transporte, distribución y gestión de carga. (Comunicación CEREM 2015)

Se ha trabajado mucho para lograr reducir el consumo energético y conseguir una mayor eficiencia energética en Europa. Pero el camino es largo, y todavía queda mucho por hacer (la recuperación económica ralentiza el objetivo). De hecho, los líderes europeos ya han planeado los siguientes pasos de este camino. Hablan de que para el año 2030 las cifras de consumo bajen un 27 % con respecto a las de 1990, y se obtenga el 40 % de energía a partir de fuentes renovables.

1.13 XXI CONFERENCIA INTERNACIONAL SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO (CUMBRE DE PARÍS 2015)

Durante la última semana de noviembre de 2015, mandatarios de 195 países participantes se reunieron en París en la XXI Conferencia Internacional sobre Cambio Climático. El acuerdo suscrito en París por la comunidad internacional para impulsar la lucha contra el cambio climático se resume en los siguientes diez puntos fundamentales:

1. DOS GRADOS. La comunidad internacional firma el compromiso de hacer todo lo posible para evitar que las temperaturas medias mundiales suban más de dos grados en este siglo respecto a niveles anteriores a la revolución industrial y apuesta por seguir esforzándose para limitar el incremento a 1,5°C, tal como exigían, entre otros, los países más vulnerables del océano Pacífico. El segundo objetivo es muy difícil si tenemos en cuenta que las temperaturas ya han aumentado 0,9°C, pero queda como objetivo deseable y de referencia.

2. CÓMO SE LOGRARÁ. De los 195 países miembros de la Convención de Cambio Climático de la ONU (UNFCCC), 186 presentaron voluntariamente medidas con vistas a los años 2025-2030, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero o bien aumentarlas a un ritmo más lento de lo que vienen haciendo actualmente.

3. MECANISMOS DE REVISIÓN. Para mejorar los resultados, se crea un mecanismo de revisión de compromisos, voluntario, para observar si el esfuerzo realizado es suficiente para limitar las emisiones globales y estabilizar el aumento de temperatura. También se emplaza al IPCC (el grupo de expertos en clima de la ONU), a realizar un análisis de la situación en 2018. Los países presentarán un balance en el 2023 y, cada cinco años deberán endurecerlo, si es preciso, en función de la evolución del clima. Las ONG ecologistas consideran que se pone en marcha demasiado tarde.

4. VERIFICACIÓN. Calcular las emisiones de CO₂, desde las causadas por los coches a los de generación energética, la ganadería, etc. no es tarea fácil pero cuenta con mecanismos que pueden auditarse. Hasta ahora solo lo hacían los países ricos, pero se emplaza a que lo hagan también los países "en disposición de hacerlo", entre ellos el primer emisor mundial, China, aunque con la precisión de que las inspecciones han de respetar su "soberanía nacional". A los más pobres se les exime de hacerlo.

5. OBLIGACIÓN. Los compromisos de los países de reducción de gases de efecto invernadero no serán jurídicamente vinculantes, tal y como solicitaba Estados Unidos (para evitar el riesgo de que el acuerdo sea rechazado por el Congreso), de mayoría republicana y opuesta a las medidas de transición energética puestas en marcha por Obama. Sin embargo, será obligatorio para los países presentar contribuciones climáticas cada 5 años, que serán evaluadas de forma transparente e imparcial.

6. PICO DE EMISIONES. La comunidad internacional se compromete a alcanzar un máximo mundial de emisiones de gases de efecto invernadero “lo antes posible” y reconoce que los países más pobres “necesitarán más tiempo”. Debe alcanzarse “un equilibrio entre las emisiones antropogénicas y la absorción de las mismas por parte de los sumideros (bosques y océanos) en la segunda mitad del siglo”. Además, el proceso, debe asentarse “sobre la base de la equidad y en el contexto del desarrollo sostenible y de los esfuerzos por erradicar la pobreza”.

7. DIFERENCIAS ENTRE PAÍSES. Pese a que el mundo ha cambiado mucho desde entonces, el texto aprobado perpetúa la división entre países desarrollados y en vías de desarrollo instaurado en la Convención de la ONU de 1992. Los más ricos han pretendido acabar con esta división, pero al final han debido ceder para que exista consenso. El acuerdo habla concretamente de “responsabilidades comunes pero diferenciadas”. Las potencias emergentes como China y la India no están obligadas a reducir emisiones y se les emplaza simplemente a “mejorar sus esfuerzos contra el cambio climático en función de sus circunstancias”.

8. AYUDA PARA EL SUR. En el 2009, los países ricos prometieron la creación del llamado Fondo Verde, una ayuda financiera de 100.000 millones de dólares anuales a partir del 2020 para que los estados más desfavorecidos pudieran hacer frente a los problemas más inmediatos del cambio climático y acometer una transición energética. El acuerdo de París se compromete a incrementar las inversiones. A las potencias emergentes, entre ellos China o Corea del Sur, se les emplaza a ayudar, pero siempre voluntariamente.

9. AVIACIÓN. A pesar de lo propuesto por la Unión Europea, las emisiones causadas por los sectores de la aviación y el transporte marítimo, difíciles de atribuir a un país concreto, quedan excluidos del tratado (suponen el 5% y 3% de las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, tanto como las que generan juntos Gran Bretaña y Alemania). Los grandes exportadores asiáticos, Rusia y EEUU se han opuesto. Los 28 estuvieron al borde de una guerra comercial al incluir ambos sectores en el 2012 dentro del sistema de mercado de emisiones. Fue derogada en el 2013.

10. RATIFICACIÓN. El acuerdo se firmó el 22 de abril del 2016 y se espera que entre en vigor en 2018/2020. A pesar de la adopción del acuerdo, los países reconocen que los compromisos actuales de reducción de emisiones aun no son suficientes para alcanzar esos objetivos. El Acuerdo de París requiere que cada cinco años se celebren reuniones, comenzando en 2018, para analizar los avances y revisar si es necesario aumentar la ambición. Dicho acuerdo requiere la ratificación por lo menos 55 partes de la Convención de la ONU, siempre que aglutinen un mínimo del 55% de los gases de efecto invernadero (ya la han firmado 171 países), es decir, los mismos criterios exigidos con el protocolo de Kioto de 1997.

2 EL PETRÓLEO

El petróleo es un líquido de color negrozco, consistencia aceitosa, fuerte olor y con una densidad entre 0´8 y 0´95 g/ml. Está formado por una mezcla de hidrocarburos. Es la fuente de energía más importante en la actualidad, aunque la situación de los últimos meses deja entrever que la situación está cambiando; además es la materia prima en muchos procesos de la industria química. El origen del petróleo es parecido al del carbón. Tanto uno como otro se hallan en las rocas sedimentarias. La diferencia está en que el petróleo procede de la descomposición de materia orgánica (restos de animales, plancton, etc. en un medio marino). La explotación petrolífera es un proceso muy costoso, sólo asumible por grandes empresas.

El petróleo es un recurso fósil empleado como energía primaria, que fue el sustituto del carbón como fuente principal de energía en el siglo XIX. El porcentaje respecto del total de la energía primaria consumida, en un país industrializado, ha ido en incremento desde comienzos de siglo hasta hace pocos años. Tras la crisis del petróleo de 1973 se ha estabilizado el consumo, consiguiendo que varios países diversifiquen su dependencia energética (entre ellos España) y hagan descender las cifras de las importaciones petrolíferas.

2.1 EXTRACCIÓN

Extraer petróleo de la Tierra es relativamente más fácil que extraer carbón. Para ello se taladra un pequeño agujero y se bombea, o se deja que la presión natural, que de existir, lo eleve hasta la superficie. Cuando la perforación ha alcanzado la zona petrolífera, se pone en servicio el pozo, operación bastante delicada si se queremos evitar la erupción y, hasta en ocasiones, incendio.

En el proceso de explotación de un yacimiento, distinguimos dos periodos que son la recuperación primaria y la recuperación secundaria:

- **RECUPERACIÓN PRIMARIA**

En este periodo, debido al efecto de la presión, el petróleo sube por sí mismo hasta la superficie: la emanación del crudo se debe al drenaje por gravedad o al reemplazamiento del aceite, sea por una subida del agua bajo presión, sea por la expansión del gas disuelto, por la dilatación del gas comprimido que sobrenada el aceite o una combinación de estos mecanismos.

Por tanto, la presión natural (con tendencia a bajar rápidamente) se intenta restablecer mediante la inyección de gas comprimido antes de disolverse en el bombeo con bombas de balancín, cuyo lento movimiento alternativo es transmitido por un juego de tubos al pistón situado en el fondo del pozo. Al llegar a la superficie, el petróleo bruto se pasa a una estación de "limpiado", donde se le extrae primero el metano y los gases

licuados (estabilización), electrostática y por fin el sulfuro de hidrógeno de desgasificación a contracorriente.

Para luchar contra el colmatado progresivo de los poros de la roca petrolífera y restablecer la actividad del yacimiento, es necesario "estimular" periódicamente los pozos por acidificación (inyección de ácido clorhídrico), por torpedeo (perforación con la ayuda de balas tiradas con un fusil especial cuyos explosivos descienden a la altura de la formación o por fracturación hidráulica (potentes bombas de superficie hasta la ruptura brutal de la roca colmatada).

- **RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

En este segundo periodo, los métodos procedentes no permiten, por sí solos, llevar a la superficie más del 20% aproximadamente del petróleo del yacimiento; por ello la idea de extraer una gran parte del crudo restante gracias a uno de los métodos siguientes:

- El drenaje con agua por inyección de agua por debajo o alrededor del petróleo.
- Reinyección del gas por encima o debajo del petróleo.
- Drenaje con agua caliente o con vapor, (recuperación del 90%).

Existen diversas formas de perforar, pero el modo más eficiente y moderno es la perforación rotatoria.

Primero se construye la torre de 20-30 m de altura (armazón piramidal de acero o de madera que sostiene la maquinaria necesaria para mover el taladro rotatorio que va entrando en la roca). El proceso de taladrado es muy rápido, ya que completa la perforación en unas cuantas semanas.



Figura 2. 1 Torre petrolífera (Fuente: Google imágenes)

Los fragmentos pulverizados de roca que va cortando, son arrastrados, a la vez que desciende el taladro, por medio de un chorro de agua a presión que los va sacando del agujero. Al salir este fango a la superficie, se revela la naturaleza de la roca que va perforando el taladro. El agujero que va perforando la maquinaria se forra con una tubería de hierro. Un pozo de petróleo es, por lo tanto, un tubo fino y largo de hierro que atraviesa la roca hasta llegar al estrato que lo contiene. Por lo general, hay capas de agua de por medio antes de llegar al petróleo. Las paredes del tubo que se forma son mantenidas en su sitio por los caños que se introducen más tarde, y por los que los materiales arrancados del interior de la tierra salen a la superficie.

Las capas ricas en petróleo pueden encontrarse bajo el mar o bajo los desiertos, es decir, en cualquier zona. En el caso de encontrarse bajo el mar, estos son los tipos de “plataformas” para su extracción:

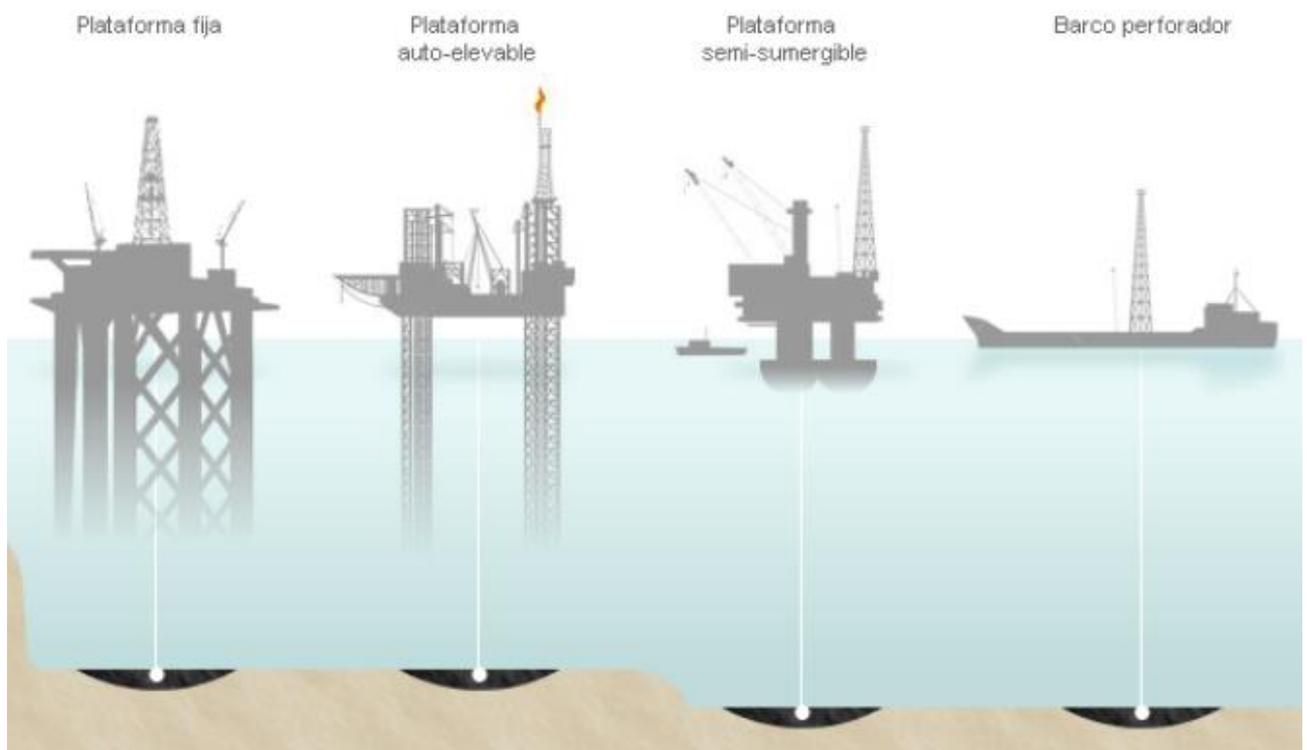


Figura 2. 2 Tipos de torres petrolíferas (Fuente: Google imágenes)

2.2 RESERVAS

Hablamos de "reservas probadas" a aquéllas que pueden ser extraídas de una manera rentable utilizando la tecnología actual, considerando el precio del petróleo. Dichas estimaciones se realizan en base a análisis geológicos y de ingeniería, lo que confiere a estas cantidades fijadas un alto grado de confianza. Las cifras varían dependiendo de distintas fuentes, publicaciones y baremos dependiendo de los organismos que aporten los datos (OPEP, CIA, compañías petroleras, etc.).

Al considerar "reserva probada" a las reservas cuya extracción sea rentable, las distintas naciones o empresas lo valoran y ven cómo puntualmente se producen aumentos de sus reservas probadas, en función de la situación económica, precios, avances tecnológicos, etc.).

A continuación, se detalla la lista de países por reservas probadas de petróleo. A primeros de 2011, el país con mayor reserva probada de petróleo en el mundo era Venezuela.

	PAIS/REGIÓN	RESERVAS (BARRILES)	Año
1	 Venezuela	298.350.000.000	2011
2	 Arabia Saudita	267.501.000.000	2010
3	 Canadá	178.100.000.000	2009
4	 Irak	177.500.000.000	2010
5	 Irán	137.600.000.000	2009
6	 Kuwait	101.500.000.000	2009
7	 Emiratos Árabes	97.800.000.000	2009
8	 Rusia	79.000.000.000	2009
9	 Libia	46.000.000.000	2009
10	 Nigeria	36.220.000.000	2009
11	 Kazajistán	30.002.000.000	2009

PAIS/REGIÓN	RESERVAS (BARRILES)	Año
12  Argentina	29.500.000.000	2015
13  Qatar	27.190.000.000	2009
14  Estados Unidos	17.320.000.000	2014
15  China	15.700.000.000	2009
16  Argelia	15.150.000.000	2009
17  Angola	13.500.000.000	2009
18  México	12.692.000.000	2010
19  Brasil	12.620.000.000	2009
20  Ecuador	6.990.000.000	2012
21  Sudán	6.800.000.000	2009
22  Noruega	6.680.000.000	2009
→  UNIÓN EUROPEA	5.718.000.000	2009
23  India	5.625.000.000	2009
24  Omán	5.500.000.000	2009
25  Malasia	4.000.000.000	2009
26  Indonesia	3.990.000.000	2009
27  Egipto	3.700.000.000	2009
28  Reino Unido	3.600.000.000	2009
29  Yemen	3.000.000.000	2009
31  Siria	2.500.000.000	2009
32  Gabón	2.000.000.000	2009

PAIS/REGIÓN	RESERVAS (BARRILES)	Año
33  Australia	1.500.000.000	2009
34  Chad	1.500.000.000	2009
35  Colombia	2.445.000.000	2014
36  Dinamarca	1.188.000.000	2009
37  Brunéi	1.100.000.000	2009
38  Guinea Ecuatorial	1.100.000.000	2009
39  Perú	930.000.000	2009
40  Trinidad y Tobago	728.300.000	2009
41  Rumania	600.000.000	2009
42  Turkmenistán	600.000.000	2009
43  Vietnam	600.000.000	2009
44  Uzbekistán	594.000.000	2009
45  Timor Oriental	553.800.000	2009
46  Bolivia	493.000.000	2015
47  Italia	406.500.000	2009
48  Túnez	400.000.000	2009
49  Ucrania	395.000.000	2009
50  Alemania	367.000.000	2009
51  Turquía	300.000.000	2009
52  Pakistán	289.200.000	2009
53  Camerún	200.000.000	2009

	PAIS/REGIÓN	RESERVAS (BARRILES)	Año
54	 Albania	199.100.000	2009
55	 Bielorrusia	198.000.000	2009
56	 Congo	180.000.000	2009
57	 Tailandia	176.000.000	2009
58	 Chile	150.000.000	2009
59	 ESPAÑA	150.000.000	2009
60	 Filipinas	138.500.000	2009
61	 Bahrein	124.600.000	2009
62	 Cuba	124.000.000	2013
63	 Francia	122.000.000	2009
64	 Costa de Marfil	100.000.000	2009
65	 Mauritania	100.000.000	2009
66	 Países Bajos	100.000.000	2009
67	 Polonia	96.380.000	2009
68	 Surinam	88.000.000	2009
69	 Nueva Guinea	88.000.000	2009
70	 Guatemala	83.070.000	2009
71	 Croacia	79.150.000	2009
72	 Serbia	77.500.000	2009
73	 Nueva Zelanda	55.000.000	2009
74	 Austria	50.000.000	2009

PAIS/REGIÓN	RESERVAS (BARRILES)	Año
75  Birmania	50.000.000	2009
76  Japón	44.120.000	2009
77  Kirguistán	40.000.000	2009
78  Georgia	35.000.000	2009
79  Bangladés	28.000.000	2009
80  Hungría	20.180.000	2009
81  Bulgaria	15.000.000	2009
82  Rep. Checa	15.000.000	2009
83  Sudáfrica	15.000.000	2009
84  Ghana	15.000.000	2009
85  Lituania	12.000.000	2009
86  Tayikistán	12.000.000	2009
87  Grecia	10.000.000	2009
88  Eslovaquia	9.000.000	2009
89  Benín	8.000.000	2009
90  Belice	6.700.000	2009
91  Barbados	2.200.000	2009
92  Israel	1.940.000	2009
93  Taiwán	1.880.000	2009
94  Jordania	1.000.000	2009
95  Marruecos	836.000	2009

PAIS/REGIÓN	RESERVAS (BARRILES)	Año
96  Etiopía	428.000	2009
	1.663.169.000.000 BARRILES	
- TOTAL APROX.	243.153.000.000 TONELADAS EQ. DE PETRÓLEO	
	(6.84 barriles = 1 tonelada equivalente)	

Tabla 2. 1 Reservas probadas de petróleo por países (Fuente: OPEC)

2.3 CONSUMOS ESPAÑOLES

A continuación, se muestran varias figuras con los consumos españoles de petróleo repartidos según el tipo de sector, así como su tendencia. Corresponden al año 2014, ya que el informe de 2015 no había sido realizado cuando se redactó este trabajo.

Por segundo año, CORES publica la distribución de los consumos de productos petrolíferos desagregada en los principales sectores económicos. A partir de este año, la distribución completa del consumo de productos petrolíferos por sectores económicos y productos se puede consultar en la sección de estadísticas de la página web de CORES, en el apartado de archivos históricos pues contiene la información de 2014 y 2015.

El sector Transporte concentra de nuevo la mayor parte del consumo de productos petrolíferos en España, representando un 67%, y aumenta su peso con respecto a 2013 (65%). El consumo de este sector, que incorpora prácticamente el total de las gasolinas, los querosenos y los gasóleos de automoción, ha crecido un 1% con respecto al año anterior, a pesar de que el consumo total de productos petrolíferos ha descendido un 2,3%. (CORES 2014)

El transporte concentra un 67% del consumo de productos petrolíferos en 2014

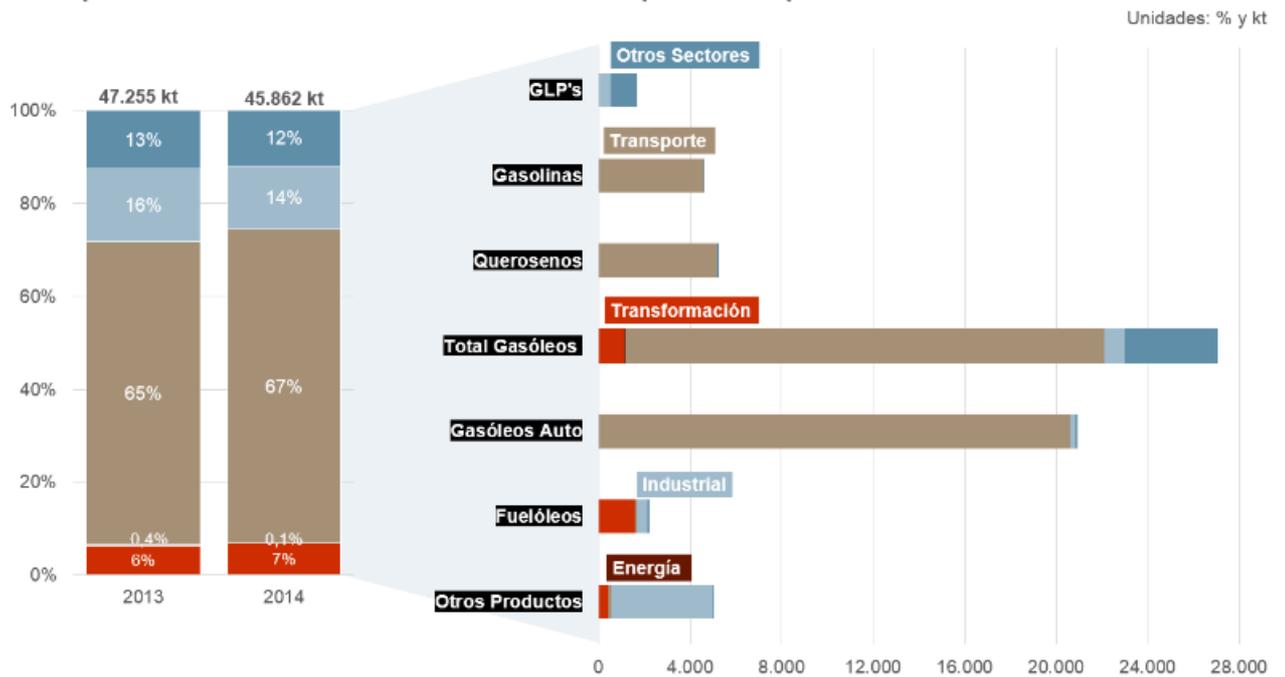


Figura 2. 3 Distribución de consumo por sectores y productos petrolíferos en 2014 (Fuente: CORES)

El consumo de productos petrolíferos en el sector Industrial se mantiene como el segundo sector en importancia en 2014 con un 14% del consumo total, tan solo dos puntos porcentuales por debajo del año anterior. Este sector, que incluye, entre otras, la industria química y petroquímica, la industria de los minerales no metálicos y la construcción, y en el que se consumen principalmente GLP, gasóleos y 'otros productos', disminuye su consumo un 16% con respecto a 2013. (CORES 2014)

Con similar importancia que en 2013 se encuentra el grupo de 'Otros Sectores', que representa un 12% del total, y que agrupa al sector residencial, comercial y público, pesca y al de agricultura y silvicultura, donde los principales productos consumidos son gasóleos y GLP. En 2014 esta agrupación ha reducido su consumo en un 8%.

El sector Transformación incrementa en 2014 tanto su consumo en valor absoluto (+5%) como su aportación a la estructura (7%). En este sector, que incluye los consumos destinados a transformar un combustible primario en un producto energético secundario, y que utiliza principalmente fuelóleos, los gasóleos han ganado importancia en 2014 (cuatro puntos porcentuales).

Con una aportación mínima se encuentra el sector Energía (0,1%) que, al disminuir el consumo de coque, ha sufrido un importante descenso (-83%). (CORES 2014)

El sector industrial es el que emplea una mayor diversidad de productos petrolíferos

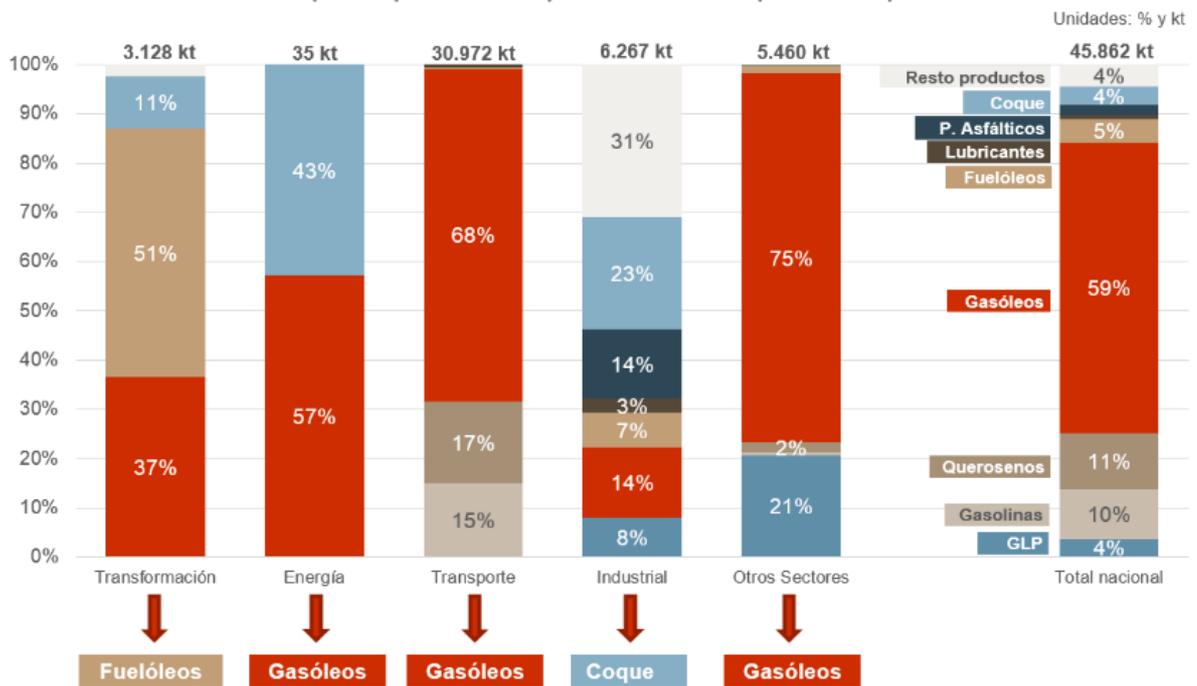


Figura 2. 4 Distribución de consumo por productos petrolíferos y sectores 2014 (Fuente: CORES)

En el total del consumo nacional en 2014 los productos petrolíferos más utilizados son de nuevo los gasóleos (59%), seguidos de los querosenos (11%) y las gasolinás (10%). Analizando el consumo por sectores y productos, en los sectores Transporte, Transformación, Energía y en los "Otros Sectores" predomina el uso de uno o dos productos. En concreto, en el sector Transformación los principales productos consumidos son los fuelóleos (51%), que descienden un 4% con respecto a 2013, y los gasóleos (37%).

En el sector Transporte, que agrupa el consumo de los combustibles utilizados, ya sea por carretera y ferrocarril, aviación nacional e internacional o navegación doméstica, independientemente del sector en el que se desarrolle la actividad, el principal producto es el gasóleo (68%) con una aportación similar a la del año anterior, mientras destaca el aumento del consumo de los querosenos un 3% en 2014 (17% del sector).

El sector Energía consume un 57% de gasóleos y un 43% de coque de petróleo. Por su parte, los 'Otros Sectores' consumieron gasóleos en un 75% y GLP en un 21%, manteniéndose como el sector con mayor dependencia de un único producto, los gasóleos, que ven incrementada su aportación en dos puntos porcentuales. (CORES 2014)

En contraposición a estos sectores se encuentra el sector Industrial, que utiliza numerosos productos con un peso específico muy repartido. En el mix de consumo de

este sector, que engloba los consumos que las diferentes industrias utilizan en apoyo a sus actividades principales, los productos predominantes son el coque (23%), los productos asfálticos (14%) y el resto de productos (31%). La fracción restante (32%) restante se reparte entre los gasóleos (14%), GLP (8%), fuelóleos (7%) y lubricantes (3%). Es destacable el incremento del consumo de GLP (+57%) lo que provoca que su peso en la estructura sea mayor que en 2013 (4%). (CORES 2014)

En 2014 crece hasta el 92% el consumo de uso energético

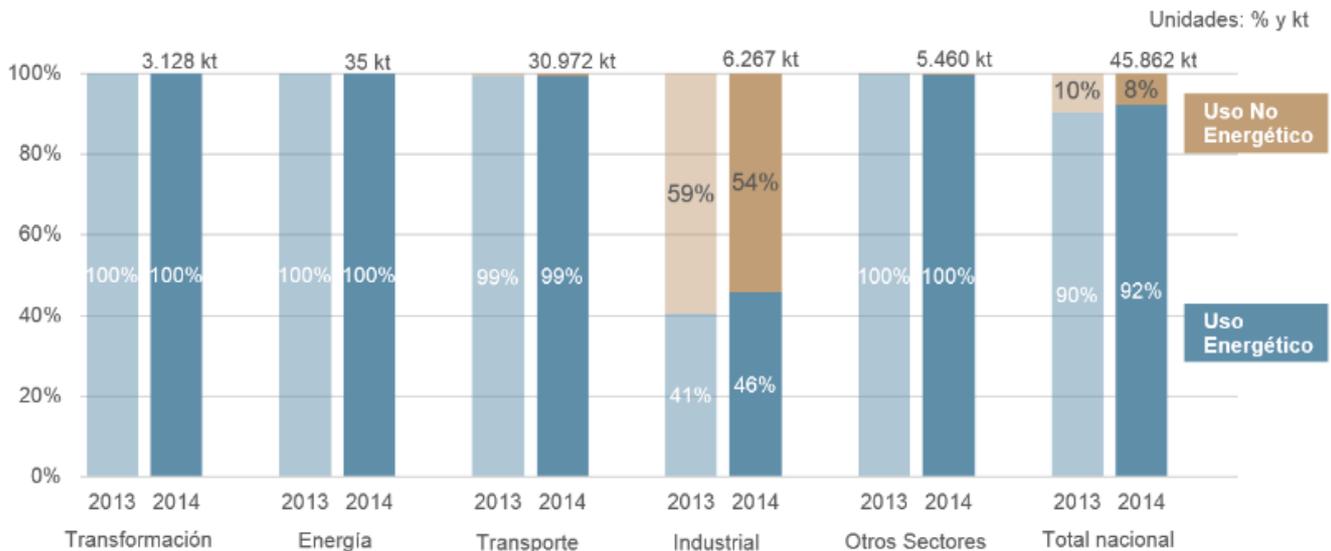


Figura 2. 5 Distribución de consumos por sectores económicos y tipos de uso 2014. (Fuente Cores)

En 2014 aumenta 2 puntos porcentuales, hasta el 92%, el consumo de los productos petrolíferos de uso energético, correspondiendo al uso no energético el 8% restante. El sector Industrial concentra el 95% del total de consumo de uso no energético, seguido de Transporte y 'Otros Sectores', este último con consumo mínimo.

Por otro lado, un 54% del consumo en el sector Industrial es de uso no energético (principalmente productos asfálticos y resto de productos), en contraposición del 1% de uso no energético en el sector Transporte (100% lubricantes).

Se presenta a continuación una tabla con el resumen de la sectorialización del total del consumo de productos petrolíferos por grupos de productos y grupos de sectores, agrupando los consumos de uso energético y no energético. (CORES 2014)

Resumen de la distribución del consumo de productos petrolíferos en España 2014 por sectores

Unidad: Miles de toneladas

	GLP's	Gasolinas	Querosenos	Total Gasóleos	Gasóleos Auto	Fuelóleos	Otros productos	Total
Consumo	1.664	4.618	5.266	27.073	20.922	2.202	5.039	45.862
Sector Transformación	1	-	-	1.142	-	1.582	403	3.128
Sector Energía	-	-	-	20	7	-	15	35
Sector Consumo Final	1.663	4.618	5.266	25.911	20.915	620	4.621	42.699
Sector Transporte	35	4.580	5.158	20.937	20.624	87	175	30.972
Sector Industrial	503	1	-	884	208	447	4.432	6.267
Otros Sectores	1.125	37	108	4.090	83	86	14	5.460

Figura 2. 6 Distribución del consumo de productos petrolíferos en España 2014 por sectores (Fuente: CORES)

2.4 COSTES

Los precios finales de las gasolinas y los gasóleos, en su puesta a consumo, tienen tres componentes fundamentales:

- Coste del producto que refleja el de sus componentes.
- Costes lógicos, de comercialización y financieros.
- Impuestos, concretamente el especial de hidrocarburos y el IVA.

A continuación, se incluye una descripción de los costes que componen el precio:

2.4.1 El coste del producto

Se calcula con base en las cotizaciones internacionales de las gasolinas y gasóleos en los mercados mediterráneo y del noroeste de Europa, en un promedio del 70% y del 30%, respectivamente.

2.4.2 Los costes logísticos

Se calculan en base a las tarifas de almacenamiento y transporte hasta el punto de suministro al consumidor final. Se distingue la logística primaria (transporte de larga distancia y almacenamiento) de la logística secundaria o capilar (transporte en camiones cisterna).

2.4.3 Los costes financieros

Que incluyen los derivados de mantener existencias de seguridad y operativas.

2.4.4 Los costes de comercialización

Incluyen todos aquellos costes asociados a la venta de los productos: coste de la red comercial, coste de personal, descuentos, crédito a clientes, etc. En esta partida se incluyen, asimismo, los márgenes mayorista y minorista.

2.4.5 Los impuestos

- **El impuesto especial de hidrocarburos**, que se desglosa en tres tipos: estatal (general o especial) y autonómico.
- **El IVA** (actualmente 21% que se aplica sobre el precio antes de impuestos y sobre el impuesto especial de hidrocarburos).

2.5 REFINACIÓN DEL PETRÓLEO. PROCESOS

La refinación del petróleo empieza con la destilación del petróleo crudo en grupos de hidrocarburos separados. Los productos que resultan de la destilación están relacionados directamente con las características del crudo procesado. La mayoría de los productos destilados se transformarán posteriormente en otros productos más utilizables, variando el tamaño y estructura de las moléculas de los hidrocarburos a través de la rotura (o “cracking”), reformado y demás procesos de conversión. Estos productos convertidos son sometidos a varios procesos de separación como extracción, hidrotratamiento y endulzamiento para eliminar constituyentes indeseables y mejorar la calidad del producto. Las refinerías integradas incorporan los procesos de fraccionamiento, tratamiento de conversión y mezclado (y en ocasiones incluso el procesamiento de los petroquímicos).

Los procesos y operaciones de refinación del petróleo se pueden separar en cinco áreas básicas:

2.5.1 Fraccionamiento

El fraccionamiento (también llamado destilación) consiste en separar el petróleo crudo usando torres atmosféricas y de vacío en grupos de compuestos hidrocarburos de distintos rangos de punto de ebullición llamados fracciones o cortes.

2.5.2 Conversión

Los procesos de conversión cambian el tamaño o estructura de las moléculas de hidrocarburos. Estos procesos incluyen las siguientes fases:

- Descomposición (división) por “cracking” térmico y catalítico.
- Unificación (combinación): alquilación y polimerización.

- Alteración: isomerización y reformado catalítico.

2.5.3 Tratamiento

Los procesos de tratamiento buscan preparar las corrientes de hidrocarburos para procesos adicionales y para preparar productos finales. El tratamiento puede incluir la remoción o separación de aromáticos y naftenos, así como impurezas y contaminantes indeseables. El tratamiento puede involucrar separaciones físicas o químicas tales como: disoluciones, absorciones o precipitaciones usando una variedad e incluso combinaciones de procesos (secado, refinación por solventes, hidrodesulfuración, desalación, endulzamiento, extracción con solventes, eliminación de ceras con solventes, etc.).

2.5.4 Formulación y mezclado

La formulación y mezclado es el proceso de combinar fracciones de hidrocarburos, aditivos y otros componentes para producir productos terminados con propiedades de específicas en cuanto a su desempeño.

2.5.5 Otras operaciones en la refinación

Dentro de las otras operaciones que se llevan a cabo en refinerías, se encuentran la recuperación de ligeros, tratamiento de desechos sólidos y de agua, tratamiento y enfriamiento de agua de proceso, almacenamiento, manejo y transporte de productos, producción de hidrógeno, tratamiento de ácidos y “colas”, recuperación de azufre, etc.

Las operaciones e instalaciones auxiliares incluyen la generación de energía y vapor, sistemas de agua contra incendio y de proceso, sistemas de relevo, hornos y calentadores, bombas y válvulas, suministro de vapor, aire, nitrógeno y otros gases, alarmas y sensores, controles de ruido y contaminación, muestreo, pruebas, inspección, laboratorio, cuarto de control, mantenimiento e instalaciones administrativas.

2.6 PRINCIPALES IMPACTOS AMBIENTALES

Dentro de los mayores desastres ambientales se encuentran los vertidos de petróleo a ríos, mares y masas de agua. La contaminación por petróleo puede ocurrir de manera accidental o a propósito; está estimado que se vierten 4000 millones de litros cada año a océanos de actividades humanas. Sólo un 8% se debe a fuentes naturales, un 22 % se debe a descargas intencionadas de los barcos, un 12 % por derrames de buques y otro 36 % es debido a los vertidos de aguas residuales.

El efecto y consecuencias del petróleo derramado sobre la fauna son variadas y complejas. Existe una amplia gama de respuestas de los organismos marinos ante el

petróleo. La mortalidad puede producirse por intoxicación. Los datos recopilados tras varios derrames de petróleo han mostrado que tan sólo 1/4 de las aves contaminadas llegan a tierras vivas o muertas; el resto desaparece en el mar o se hunden, ya que no pueden volar.

El petróleo (u otros hidrocarburos) dañan los ecosistemas marinos gravemente produciendo uno o varios de los efectos que se detallan a continuación:

- Asfixia de los organismos.
- Destrucción de los organismos jóvenes o recién nacidos.
- Disminución de la resistencia o aumento de infecciones en las especies.
- Efectos negativos sobre la reproducción de la fauna y flora marina.
- Destrucción de las fuentes alimenticias de las especies superiores.
- Incorporación de carcinógenos en la cadena alimentaria.

Lo cierto es que sea cual sea la forma en que se produce la contaminación, a la larga se ve afectado todo el ecosistema, e incluso se afirma puede llegar al hombre a través de la cadena alimenticia.

2.6.1 Efectos fóticos

- La disminución (o en su caso la falta) de entrada de luz en el mar por las manchas de petróleo reduce (o imposibilita) el área donde puede tener lugar la fotosíntesis y, por tanto el desarrollo de plantas verdes.
- La mayor parte de la actividad fotosintética (80%) y de la absorción de energía solar se produce en los 10 primeros metros de la superficie marina. Ello indica la importancia de la entrada de la luz (20% restante) para mantener las comunidades fotosintéticas que habitan los fondos marinos.
- La falta o disminución de plantas fotosintéticas reduce el aporte de oxígeno y alimento a dicho ecosistema.
- La disminución en la distribución de algas y demás plantas acuáticas limita las zonas que dan cobijo a miles de especies.
- El fitoplancton es a su vez el alimento del zooplancton (que además de microorganismos está formado por larvas de peces, moluscos, crustáceos, etc.). Sin fitoplancton, el zooplancton moriría y con él se interrumpe el crecimiento de un importante número de especies, al tiempo que se deja sin alimento a un gran número de animales marinos.

2.6.2 Efectos tóxicos

- Muerte de los organismos por envenenamiento (absorción o contacto).
- Los mamíferos marinos sufren daños en el tracto respiratorio y su mucosa por efecto de los contaminantes químicos.
- Muerte por los componentes tóxicos del petróleo solubles en agua.
- Al desaparecer el petróleo de la superficie, el agua presenta una falsa apariencia "limpia" ya que queda cristalina por la muerte del fitoplancton y fauna marina que "enturbia" el agua.
- Las especies marinas detectan el petróleo en el agua y sus quimiorreceptores les hacen variar sus migraciones y movimientos.
- Las algas de los fondos y las orillas quedan cubiertas por una fina película aceitosa que dificulta la fotosíntesis y la reproducción.
- Las aves impregnadas de petróleo pierden o ven mermada su capacidad impermeable o aislante con el agua pudiendo morir por hipotermia. Al limpiarse el plumaje, ingieren grandes cantidades de crudo y pueden llegar a morir envenenadas.
- Los mejillones y otros moluscos que se adhieren a rocas u objetos pierden su capacidad de adhesión y caen al fondo, perdiendo su capacidad de alimentarse.
- El petróleo se deposita sobre los fondos marinos matando o provocando efectos para el ecosistema.

2.6.3 ¿Cuánto duran los impactos del petróleo en el ecosistema?

Los impactos del petróleo perduran durante décadas. Un año después del accidente del Prestige, la degradación del hidrocarburo fue muy baja, lo que propició la contaminación de las costas. Pasados 10 años del derrame del Exxon Valdez se demostró que los peces y mejillones cercanos a este derrame aún estaban expuestos a hidrocarburos residuales en el ambiente. Otro estudio realizado 17 años después detectó contaminación residual proveniente del mismo incidente.

2.6.4 Efectos del petróleo sobre la salud humana

El petróleo puede entrar en contacto con el cuerpo humano a través de tres vías: la absorción por la piel; la ingestión de comida y bebida; y la inhalación a través de la respiración. Los habitantes de las áreas de actividad petrolífera sufren una potencial exposición a cualquiera de las tres vías.

La exposición al petróleo no se ciñe únicamente al área cercana a la contaminación. Cuando el petróleo contamina el medio ambiente, los componentes más pesados tienden a depositarse en los sedimentos desde donde pueden contaminar repetidamente las fuentes de agua o ser consumidos por organismos que pueden entrar

en la cadena alimenticia del hombre. Componentes del petróleo más ligeros pueden evaporarse en cuestión de horas y ser depositados a gran distancia de su lugar de producción a través del aire o del agua.

Los efectos en el hombre ante una exposición aguda al crudo son transitorios y de corta duración a menos que las concentraciones de los compuestos sean inusualmente altas. Dichas exposiciones irritan la piel, causan irritación de los ojos ante un contacto accidental o por la exposición a sus vapores, y pueden producir náusea, vértigo, dolores de cabeza, mareos en una exposición prolongada, etc.

3 OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS NO RENOVABLES

3.1 CARBÓN, GAS NATURAL Y URANIO

3.1.1 Carbón

El carbón es una roca sedimentaria de color negro, muy rica en carbono y con cantidades variables de otros elementos (azufre, oxígeno, hidrógeno y nitrógeno), utilizada como combustible fósil. Es un recurso no renovable.

El carbón se produce por la descomposición de vegetales acumulados en zonas pantanosas o marinas, de poca profundidad. Los restos vegetales se acumulan en el fondo de una cuenca, quedando posteriormente cubiertos de agua y protegidos del aire. En estas condiciones, empieza una transformación por la acción anaeróbica de bacterias, unos microorganismos que no necesitan oxígeno para poder vivir. Con el tiempo se produce un enriquecimiento en carbono de forma progresiva. Posteriormente pueden cubrirse con depósitos arcillosos, lo que contribuirá al mantenimiento de dicho ambiente, adecuado para que continúe el proceso de carbonización.

En las cuencas de carbón, las capas se intercalan con otras capas de rocas sedimentarias (areniscas, arcillas, conglomerados, esquistos y pizarras). Existen numerosas variedades de carbón, las cuales se pueden clasificar según características como la humedad, el contenido en cenizas, el poder calorífico y la inflamabilidad. A continuación, podemos ver los 4 principales tipos de carbón:

- **Turba:** Son depósitos de materias vegetales en descomposición y contiene entre un 45% y 60% de carbono.
- **Lignito:** Es un carbón fósil, tiene una textura terrosa y tiene una utilidad única en lo que es la joyería por su capacidad para ser pulida.
- **Hulla:** Carbón nativo negruzco y brillante, contiene entre un 80% y 90% de carbono.
- **Antracita:** Es un carbón natural de muy alto poder calorífico ya que posee alrededor de un 95% de carbono. Por ello tiene muy buen comportamiento en cuanto al calor que desprende en su combustión, aunque al principio arda con mucha dificultad. Es la más brillante, siendo éste el carbón con una mejor calidad.



Figura 3. 1 Distintos tipos de carbón (CARBUNIÓN)

3.1.2 Gas Natural

El gas natural es fuente de energía fósil que se libera en su combustión. Está formado por una mezcla de hidrocarburos gaseosos ligeros que se extrae de yacimientos independientes (gas libre), o junto a yacimientos petrolíferos/carbón (gas asociado a otros hidrocarburos). En el siglo XIX comenzó a extraerse y canalizarse hacia las ciudades estadounidenses. Tras la Segunda Guerra Mundial fue aumentando la profundidad de las extracciones y la capacidad de transporte.

Es un combustible muy versátil y con menores emisiones de CO₂ en su combustión que los demás combustibles fósiles, cuyos principales usos son:

- **Calefacción** de edificios y procesos industriales, mediante calderas.
- **Gas natural vehicular**, combustible de cada vez más empleado en camiones, autobuses o buques, en forma de gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuado (GNL).
- **Centrales eléctricas de alto rendimiento**, como son las de ciclo combinado gas-vapor,
- **Centrales de cogeneración** que mediante la producción simultánea de electricidad y calor alcanzan rendimientos energéticos elevados,
- **Pila de combustible** para generar energía eléctrica en vehículos de hidrógeno.

Su extracción es más sencilla y económica si se compara con otros combustibles. La licuefacción del gas natural se produce por la acción combinada de la compresión y refrigeración a bajas temperaturas. El GNL (gas natural licuado) permite su transporte

marítimo a largas distancias, y sin la necesidad de infraestructuras terrestres (buques metaneros).

3.1.3 Uranio

La energía nuclear procede de reacciones de fisión o fusión de átomos en las cuales se liberan grandísimas cantidades de energía usadas para la producción de electricidad.

En los años cincuenta y sesenta, la generación de energía nuclear fue acogida con entusiasmo, ya que consumía poco combustible (con un solo kg de uranio se podía producir tanta energía como con 1000 toneladas de carbón). Aunque en la década de los 70 y sobretodo en la de los 80 cada vez más voces se alzaron alertando sobre los peligros de la radiación y su alto riesgo en caso de accidentes.

El sistema utilizado para la generación de energía nuclear usa el uranio como combustible. En concreto se usa el isótopo 235 del uranio que es sometido a fisión nuclear en los reactores. En dicho proceso, el núcleo del átomo de uranio (U-235) es bombardeado por neutrones y se rompe originando 2 átomos de un tamaño aproximadamente la mitad del de uranio y liberándose 2 o 3 neutrones que inciden sobre átomos de U-235 vecinos, que vuelven a romperse, originando una reacción en cadena. La fisión controlada del U-235 libera una gran cantidad de energía, usada en la planta nuclear para convertir agua en vapor. Con este vapor, se mueve una turbina que genera electricidad.

El mineral de uranio se encuentra en la naturaleza en cantidades limitadas. Por tanto, hablamos de un recurso no renovable. Suele hallarse casi siempre junto a rocas sedimentarias. Existen depósitos importantes de uranio en Norteamérica (casi el 30% de las reservas mundiales), África (33%) y Australia (23%). El mineral del uranio contiene 3 isótopos: U-238 (99,28%), U-235 (0,71%) y U-234 (menos que el 0,01%). Ya que el U-235 está en una pequeña proporción, el mineral debe ser enriquecido (purificado y refinado), hasta aumentar la concentración de U-235 a un 3%, haciéndolo así útil para la reacción.

El uranio que se utilizará en el reactor se prepara en pequeñas pastillas de dióxido de uranio de unos milímetros, cada una de las cuales contiene energía equivalente a una tonelada de carbón. Dichas pastillas se ponen en varillas, de 4 m. de largo, agrupadas de 50 a 200 varillas. Un reactor nuclear típico puede contener unas 250 de estas agrupaciones de varillas.

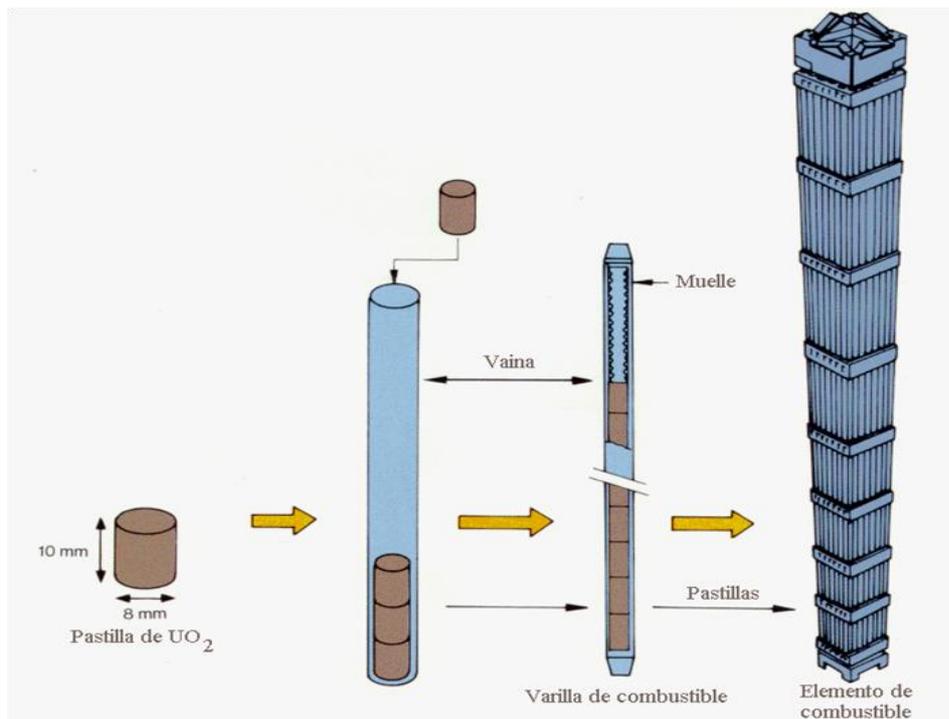


Figura 3. 2 Composición de los elementos de combustible de las centrales nucleares. (Fuente: google imágenes)

3.2 FUENTES Y EXTRACCIÓN

Para la extracción de **carbón** hay que tener en cuenta diversos factores: profundidad y calidad de las grietas, geología, factores ambientales, etc. La minería de carbón está diferenciada básicamente en dos tipos: la minería de superficie y la de subsuelo. La mayoría del carbón extraído requiere de un lavado en lavadero de carbón. La viabilidad técnica y económica se basa en: las condiciones geológicas características de los materiales que estén por encima del carbón, la continuidad de las grietas, ancho, tipo de estructura, calidad y profundidad; la topografía; el apoderado de la tierra; el acceso; los patrones de drenaje de la superficie; las condiciones del agua del suelo; clima; requerimientos del según tonelaje, calidad, y destino; los requerimientos del capital de inversión y un largo etc.

La decisión del método de minería a proceder (de superficie o subterránea) depende de la profundidad de la excavación, el grosor de la grieta de carbón y la densidad del material que se encuentre encima del carbón. Para grietas relativamente cerca de la superficie, a menos de 50m de profundidad, se utiliza generalmente minería de superficie.

Los yacimientos de **gas natural** se encuentran a gran profundidad en el subsuelo, ya sea en tierra firme o bajo el mar. El gas natural puede encontrarse en los yacimientos en dos estados; libre o asociado. Cuando se encuentra libre, el gas se extrae independientemente y cuando está asociado se encuentra mezclado con hidrocarburos u otros gases del yacimiento. También podemos encontrar gas natural en capas más superficiales (asociado al carbón).

Una vez detectado un yacimiento y las comprobaciones pertinentes que hacen viable la extracción del gas natural, se procede a su perforación. Por lo general, se utiliza una técnica de perforación por rotación directa. Los últimos avances en técnicas extractivas se están produciendo en la naciente industria del gas no convencional.

El proceso de extracción del **uranio** depende de los yacimientos según su riqueza y su distribución geológica, y debido a su bajo precio unido a la escasa abundancia hace que para rentabilizarlo sea necesario mover enormes cantidades de roca en poco tiempo, incluso a veces sin importar mucho las consecuencias medioambientales.

En una primera etapa se muele el material extraído en varias fases y se reduce de un tamaño inferior a 100 mm, y se almacena en montones según su concentración de uranio o su granulometría. La clasificación por tamaños se hace mediante tamices vibrantes y riego, y la concentración mediante espesadores y prensas para dar una pasta de 1/3 de concentración de sólidos, entre los que se encuentra el U_3O_8 .

Los montones de menor concentración se desechan directamente, las de una concentración y tamaño intermedio pasan a un proceso de lixiviación ática, y los más concentrados a lixiviación dinámica. En ambos procesos se usa gran cantidad de agua que queda seriamente contaminada y que; o bien se filtra en la misma mina cuando se hace in-situ o queda almacenada en grandes lagos donde contamina el terreno y el subsuelo por generaciones. Esta es precisamente la parte del proceso más contaminante, ya que no hay una manera más barata y fácil de separar el Uranio del resto de minerales, y además de que tener que concentrar metales pesados se han de usar sustancias altamente agresivas como ácidos, todo ello en cantidades enormes y durante todo el año.

La lixiviación estática consiste en disolver la pasta con diferentes compuestos ácidos y/o microorganismos y mantenerlos en reposo. En la lixiviación dinámica, previo a un nuevo espesado, se disuelve el material con ácido sulfúrico y se mantiene en tanques agitando la mezcla pero manteniendo constantes el PH y temperatura de la mezcla. De estos tanques va pasando en cascada a otros en los que la mezcla ha variado su concentración en U_3O_8 y se les añade una nueva dosis de ácido antes de pasar al siguiente tanque. Después del proceso se puede obtener un rendimiento de más del 90% de U_3O_8 .

El producto de la lixiviación se manda a un lavado, en el que se terminan de separar los compuestos orgánicos o sólidos finos disueltos. Se realiza en unos espesadores en los que se hace circular una disolución de agua "limpia" en contracorriente en varias fases consecutivas. La pulpa resultante con un grado de humedad muy elevado y alta concentración de uranio, se pulveriza sobre una corriente de aire caliente, se seca y se enfría obteniendo un polvo con un 90% de U_3O_8 , que se almacena en bidones. Este producto en el sector se denomina "yellowcake," (torta amarilla).

En los mejores casos los polvos que se derivan del proceso son filtrados para limitar su emisión a la atmósfera, y los líquidos se almacenan en diques estériles donde son neutralizados con compuestos como la cal y se dejan decantar para retirar los sólidos resultantes. Las aguas impuras se mandan a plantas depuradoras donde tras ser tratadas con compuestos como cloruro bórico para neutralizar el Radio y verificado su PH y composición son vertidos al cauce de los ríos. (NUCLEAR5DIM)

3.3 CONSUMOS.

El consumo de energía primaria en España se ha estabilizado en el año 2015, con apenas una reducción del 0,7% respecto al año 2014, después de la fuerte bajada que se registró el año anterior.

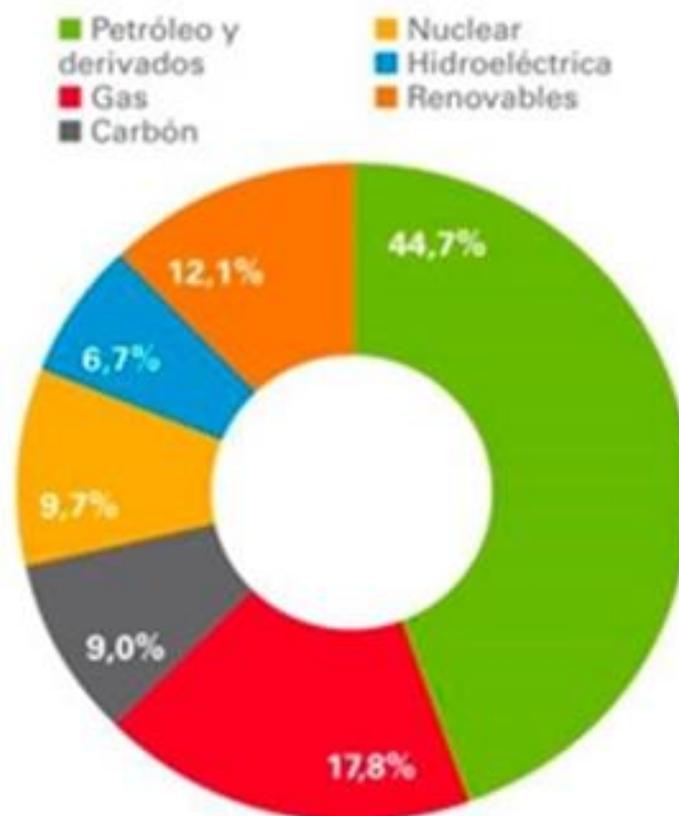


Figura 3. 3 Consumo de energía primaria en España en el 2015 (Fuente: MINETUR)

Aunque el mix energético español no sufrió fuertes cambios durante 2015, dado que el petróleo siguió siendo la principal fuente de energía con el 44,7%, sí que se han producido algunas variaciones interanuales dentro de las fuentes de energía primaria en España.

Así, el consumo de gas natural se redujo en un 9,3%, aunque sigue siendo la segunda fuente dentro del mix energético con el 17,8%. En contra de la tendencia europea, el carbón aumentó su consumo un 5,1%, representando el 9% del mix español. Por último, las energías renovables han detenido su avance de los últimos años, reduciendo su consumo el 1,4% y manteniendo el 12,1% de cuota por encima del peso que éstas representan en la UE. La energía hidroeléctrica supone el 6,7% en el mix energético en nuestro país. (Review BP Statistical)

3.4 RESERVAS

A finales del año 2013 las reservas probadas de carbón eran de 891.500 millones de toneladas aproximadamente, lo que equivaldría a 113 años de producción. Si consideramos el total de los recursos, la producción alcanzaría para un total de 3000 años. Los países que cuentan con mayores reservas son Estados Unidos (26,6%), Rusia (17,6%) y China (12,8%).

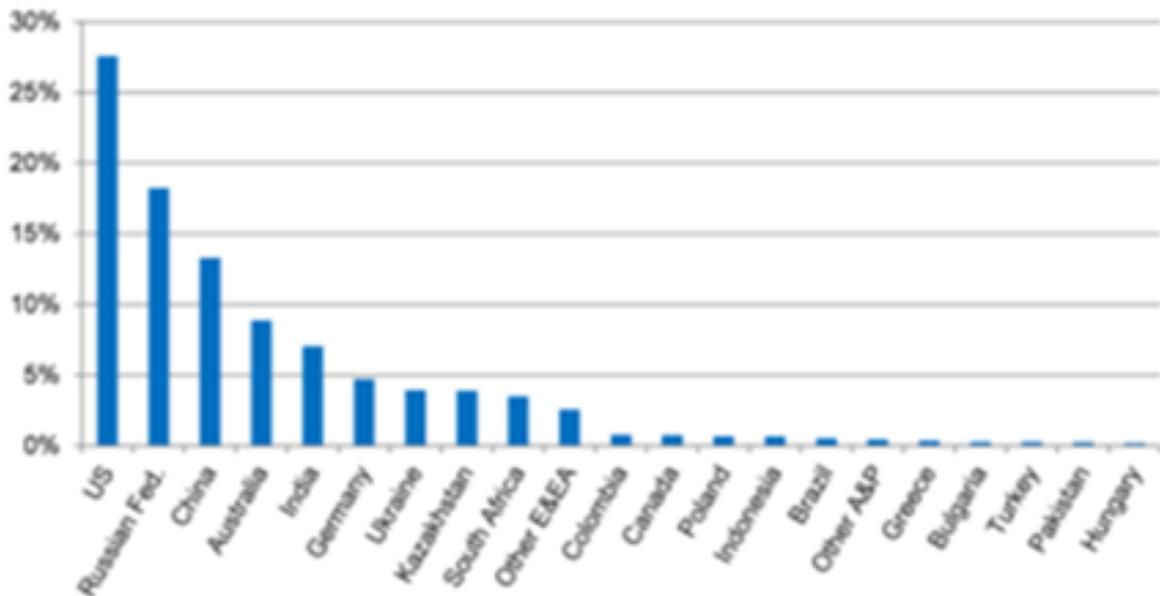


Figura 3. 4 Reservas probadas de carbón. (BP 2014)

La búsqueda de gas natural se inicia con exploraciones, que consisten básicamente en realizar perforaciones en zonas donde existen indicios de la existencia de gas. Una vez que algún yacimiento de gas natural es encontrado, el próximo paso es analizarlo con el

fin de determinar tanto la cantidad como la calidad del gas natural contenido en ese yacimiento, calculándose así la duración de ese yacimiento de acuerdo a la cantidad de gas que tenga y a una estimación del consumo. Una vez que estos análisis son efectuados, el gas natural de ese yacimiento pasa a ser una "reserva probada" de gas natural.

Pero, dado el alto costo que este proceso implica, no todos los yacimientos son analizados. Lo que si se realiza constantemente son perforaciones para localizar yacimientos, de manera de que en el momento que se necesiten probar las reservas, se tengan ubicadas y lo único necesario por realizar sea un análisis para determinar la calidad y la duración del gas natural. Como norma, las empresas productoras de gas natural deben mantener reservas probadas por lo menos como para cumplir con los contratos de extracción o de suministro que mantenga vigentes.

Respecto a las reservas mundiales de gas natural, éstas son aproximadamente 145 trillones de metros cúbicos estándar, las que están principalmente concentradas en la ex Unión Soviética y en el Medio Oriente. Y dentro de la ex Unión Soviética, Rusia tiene el 85% de esas reservas. En el caso del Medio Oriente, es Irán el país que tiene la mayor cantidad de reservas de esa zona, con un 47%. (INNERGY 2015)

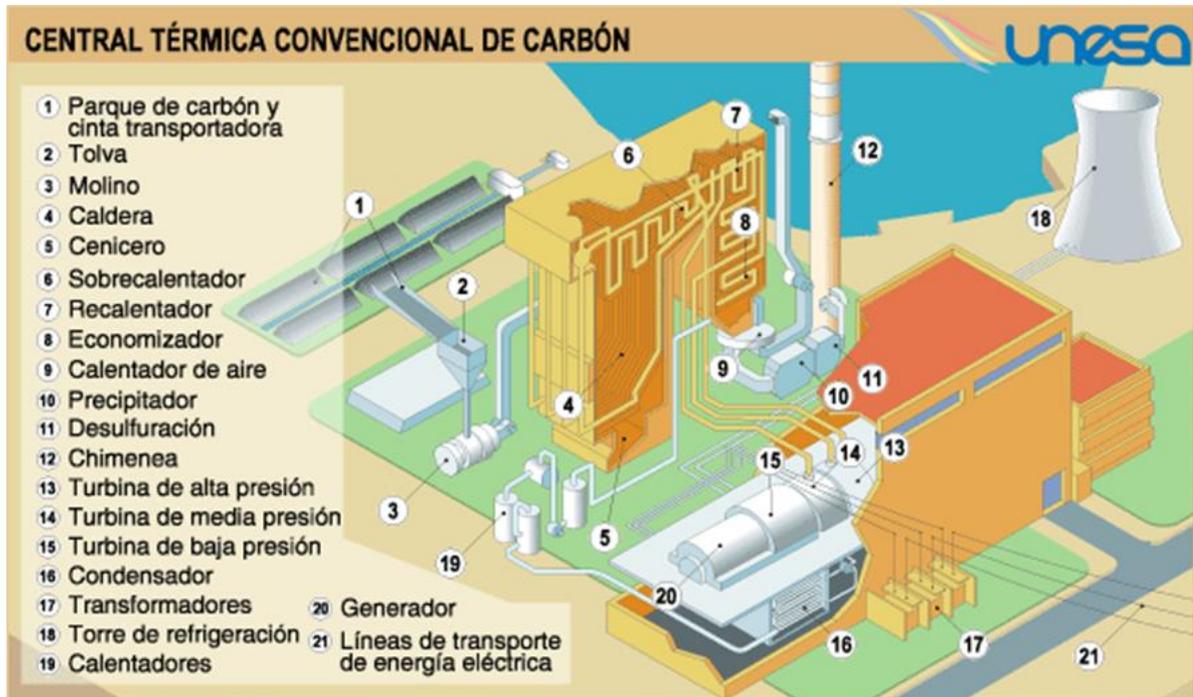
En cuanto a las reservas de uranio, el propio uranio es uno de los argumentos utilizados en contra de la energía nuclear. Por un lado, señalan que no es un recurso inagotable y por otro, que España importa el 100% del uranio usado en sus centrales.

El uranio es 500 veces más abundante que el oro y solo es usado como combustible para las centrales (no tiene otro uso). Con las tecnologías actuales y manteniendo el ritmo actual de consumo, se calcula que hay reservas de este mineral para unos 80 años, pero gracias al desarrollo tecnológico y las mejoras en la construcción de reactores, el reciclado del combustible gastado para su uso en otras centrales nucleares podría ser prácticamente ilimitado.

La investigación y los sucesivos desarrollos de la tecnología nuclear permitirán un mayor aprovechamiento de las reservas, ya que los nuevos reactores pueden llegar a conseguir del combustible nuclear más de 50 veces la energía que aprovechan los actuales. Ya existen proyectos internacionales en los que participa España sobre nuevos reactores más rápidos, más pequeños y con un menor consumo de uranio. Se trata de reactores de ciclo cerrado que reutilizan el combustible gastado.

3.5 MÉTODOS DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA

3.5.1 CENTRALES TÉRMICAS



Las centrales térmicas convencionales producen energía eléctrica a partir de combustibles fósiles, como son el carbón, el fuelóleo o el gas. Además, utilizan tecnologías clásicas para la producción de electricidad, es decir, mediante un ciclo termodinámico de agua/vapor. (UNESA 2016)

El carbón almacenado en el parque (1) cerca de la central es conducido mediante una cinta transportadora hacia una tolva (2) que alimenta al molino (3). Aquí el carbón es pulverizado finamente para aumentar la superficie de combustión y así mejorar la eficiencia de su combustión. Una vez pulverizado, el carbón se inyecta en la caldera (4), mezclado con aire caliente para su combustión.

La caldera está formada por numerosos tubos por donde circula agua, que es convertida en vapor a alta temperatura. Los residuos sólidos de esta combustión caen al cenicero (5) para ser posteriormente transportados a un vertedero. Las partículas finas y los humos se hacen pasar por los precipitadores (6) y los equipos de desulfuración (7), con el objeto de retener un elevado porcentaje de los contaminantes que en caso contrario llegarían a la atmósfera a través de la chimenea (8). (UNESA 2016)

El vapor de agua generado en la caldera acciona los álabes de las turbinas de vapor (9), haciendo girar el eje de estas turbinas que se mueve solidariamente con el rotor del generador eléctrico (12). En el generador, la energía mecánica rotatoria es convertida en electricidad de media tensión y alta intensidad. Con el objetivo de disminuir las pérdidas del transporte a los puntos de consumo, la tensión de la electricidad generada es elevada en un transformador (13), antes de ser enviada a la red general mediante las líneas de transporte de alta tensión (14).

Después de accionar las turbinas, el vapor de agua se convierte en líquido en el condensador (10). El agua que refrigera el condensador proviene de un río o del mar, y puede operar en circuito cerrado, es decir, transfiriendo el calor extraído del condensador a la atmósfera mediante torres de refrigeración (11) o en circuito abierto, descargando dicho calor directamente a su origen. (UNESA 2016)

3.5.2 CENTRALES NUCLEARES

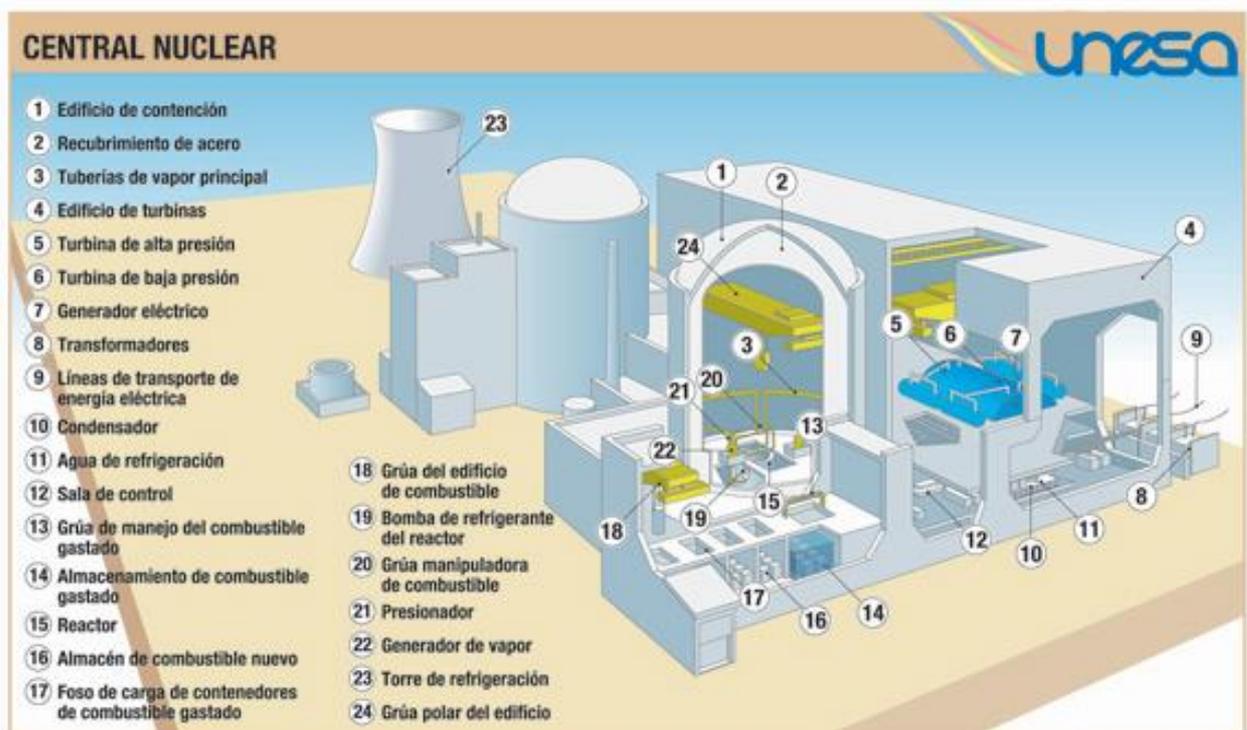


Figura 3. 6 Esquema de una central nuclear (UNESA)

Una central térmica nuclear es una instalación que aprovecha el calor obtenido mediante la fisión de los núcleos de uranio para producir energía eléctrica. Por consiguiente, las centrales nucleares tienen un reactor, es decir, una instalación que permite iniciar y controlar una reacción en cadena de fisión nuclear. El calor generado en dicha reacción se utiliza para convertir un líquido, generalmente agua, en vapor que de manera semejante a como ocurre en las centrales térmicas de combustibles fósiles, se

emplea para accionar un grupo turbina-generator y producir así energía eléctrica. (UNESA 2016).

Se tomará como ejemplo el funcionamiento de una central de agua a presión:

- Consta de un edificio de contención (1), que es una construcción blindada y hermética compuesta normalmente por una base cilíndrica acabada por una cúpula. En él se alojan los principales componentes del circuito primario, como son el reactor (10), los generadores de vapor (13), el presionador (12) y las bombas del refrigerante (11). Representa, por tanto, la parte más característica de una central nuclear.
- El calor generado por las fisiones de los núcleos del combustible alojado en el reactor se transmite al fluido refrigerante (agua), que se mantiene en estado líquido debido a su gran presión. El refrigerante es conducido hacia los generadores de vapor. (UNESA 2016)
- A la salida de éstos, el agua vuelve al reactor impulsada por las bombas del refrigerante. En los generadores de vapor y, sin mezclarse con la del circuito primario, el agua del circuito secundario se convierte en vapor que se conduce al edificio de turbinas a través de las tuberías de vapor principal (2) para accionar los álabes de las turbinas de vapor (3). El vapor que sale de las turbinas pasa nuevamente a estado líquido en el condensador (7).
- El agua para refrigerar (8) se toma de un río o del mar y, a través de una o varias torres de refrigeración (9), se enfría antes de devolverla a su origen. La energía del vapor que llega a las turbinas se convierte en electricidad mediante un generador eléctrico (4). La tensión de salida del mismo es aumentada convenientemente mediante transformadores (5) para ser enviada a la red general a través de las líneas de transporte de energía eléctrica (6). (UNESA 2016)
- Entre las instalaciones relevantes de una central nuclear se halla, asimismo, el edificio de combustible (14). En él se halla el sistema de almacenamiento de combustible gastado que permite la pérdida gradual de su actividad. El combustible se cargará posteriormente en un contenedor que, tras su limpieza en el foso de descontaminación, será transportado a las instalaciones de almacenamiento definitivo fuera de la central. En dicho edificio se almacena también el combustible que aún no ha sido utilizado en el reactor. (UNESA 2016)

3.5.2.1 Desmantelamiento de centrales nucleares

La Ley 25/1964, sobre Energía Nuclear, define residuo radiactivo como cualquier material o producto de desecho, para el cual no está previsto ningún uso, que contiene o está contaminado con radionucleidos en concentraciones o niveles de actividad superiores a los establecidos por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, previo informe del Consejo de Seguridad Nuclear.

Para clasificar los residuos radiactivos se puede atender a diversos criterios, tales como su estado físico, sistema de tratamiento, tipo de radiación que emite, vida, generación de calor, etc. (MINETUR, 2016)

La clasificación en España, desde el punto de vista de su gestión, de acuerdo con los criterios adoptados por el OIEA (1994) y la Comisión Europea (1999), distingue dos grandes grupos:

- **Residuos de baja y media actividad (RBMA):** con baja actividad específica por elemento radiactivo, no generan calor, contienen radionucleidos emisores beta-gamma con un periodo de semidesintegración de menos de 30 años. Por sus características pueden ser almacenados temporalmente, tratados, acondicionados y almacenados definitivamente en las instalaciones de “El Cabril” (Córdoba), incluyendo entre ellos al subconjunto de los Residuos de Muy Baja Actividad (RBBA).
- **Residuos de alta actividad (RAA):** contienen radionucleidos emisores alfa, de vida larga, que reducen su actividad a la mitad en más de 30 años. Están formados básicamente por el combustible nuclear gastado. Adicionalmente, se incluyen también en este conjunto aquellos otros residuos de Media Actividad (RMA) que por sus características no son susceptibles de ser gestionados de forma final en las condiciones establecidas en “El Cabril” y requieren instalaciones específicas para ello. (MINETUR 2016)

Los residuos radiactivos en España tienen los siguientes orígenes:

- Operación y desmantelamiento de las centrales nucleares (8 reactores en operación en 6 emplazamientos + 2 reactores en desmantelamiento). [Una central de 1.000 MW produce al año ≈ 20 tU CG + (50 – 130 m³ RBMA)].
- Operación y desmantelamiento de la fábrica de elementos combustibles de Juzbado (Salamanca).
- Aplicación de los radioisótopos a la medicina, industria, agricultura e investigación (≈ 1.400 instalaciones que producen ≈ 40 m³/año RBMA).
- Procedentes del reprocesado en el extranjero del combustible gastado procedente de centrales nucleares españolas.

- Residuos generados en el Plan Integral de Mejora de las Instalaciones del CIEMAT (PIMIC).
- Resultantes de la operación de las propias instalaciones de almacenamiento.
- Procedentes de incidentes ocasionales, por ejemplo, en el reciclado de materiales metálicos.

El artículo 38 bis de la Ley 25/1964, de 29 de abril, sobre Energía Nuclear, introducido por la Ley 11/2009, de 26 de octubre, por la que se regulan las Sociedades Anónimas Cotizadas de Inversión en el Mercado Inmobiliario, establece que la gestión de los residuos radiactivos, incluido el combustible gastado, y el desmantelamiento y clausura de las instalaciones nucleares, constituye un servicio público esencial que se reserva a la titularidad del Estado de conformidad con el artículo 128.2 de la Constitución, encomendándose a la Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA) la gestión de este servicio público. (MINETUR 2016)

Corresponde al Gobierno el establecimiento de la política sobre gestión de los residuos radiactivos, mediante la aprobación del Plan General de Residuos Radiactivos.

La tutela de ENRESA corresponde al Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través de la Secretaría de Estado de Energía, quien llevará a cabo la dirección estratégica y el seguimiento y control de sus actuaciones y planes, tanto técnicos como económicos.

3.5.2.2 Gestión de residuos.

La Empresa Nacional de Residuos Radiactivos, S.A. (ENRESA), creada en 1984, es responsable de todas las actividades sobre la gestión de residuos radiactivos, y de las operaciones derivadas del desmantelamiento de instalaciones nucleares. Sus funciones están reguladas por el Real Decreto 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.

- **Gestión de residuos de Media y Baja actividad**

Entre los países que tienen implantadas soluciones de carácter definitivo, la práctica totalidad ha adoptado lo que se conoce como “almacenamiento cerca de la superficie”, que puede ser:

- a) los almacenes en superficie (España, EE.UU. Reino Unido, Francia, etc.).
- b) los almacenes en galerías subterráneas realizadas a unas decenas de metros de profundidad (Alemania, Suecia, Finlandia).

Algunos ejemplos de estos emplazamientos se describen a continuación:

- ❖ **Alemania:** antigua mina Konrad (baja Sajonia). La licencia para la construcción de un almacén de residuos se presentó en 1982, fue aprobada 20 años después e inmediatamente recurrida. En 2006 se confirmó la licencia. Se espera que inicie su operación en 2019, con una capacidad total de 300.000 m³.



KONRAD (ALEMANIA)

Figura 3. 7 Mina Konrad en Alemania. (Fuente MINETUR 2016)

- ❖ **Francia:** posee dos centros de almacenamiento definitivo: L'Aube en Soulaines (con capacidad para 1 millón de metros cúbicos de residuos de baja actividad y vida corta), y el centro de Morvilliers (con capacidad de 0,65 millones de metros cúbicos de residuos de muy baja actividad).



L'AUBE (FRANCIA)

Figura 3. 8 Centro de almacenamiento nuclear en L`Aube (Francia) (Fuente MINETUR 2016)

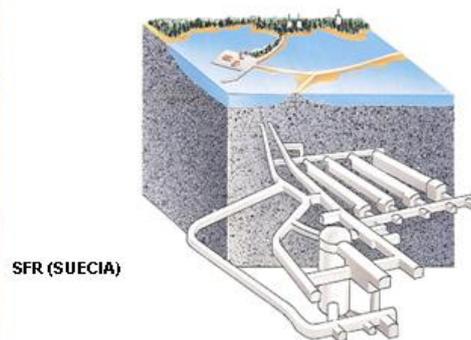
- ❖ **Reino Unido:** Los residuos de baja actividad, tras su acondicionamiento, se envían a Drigg en Cumbria, donde se depositan en zanjas de hormigón que una vez llenas, se cubren con hormigón y tierra. Hay otro centro de almacenamiento final en Dounreay, Escocia, propiedad de UKAEA, cuya capacidad de almacenamiento ya está cubierta y se está evaluando su ampliación.



DRIGG (REINO UNIDO)

Figura 3. 9 Centro de almacenamiento en Drigg (Reino Unido) (Fuente MINETUR 2016)

- ❖ **Suecia:** El almacenamiento final para los residuos de baja y media actividad procedentes de las centrales, denominado SFR1, y situado junto a la CN de Forsmark, está en operación desde 1988 y es propiedad de SKB. Está situado debajo del mar Báltico y cubierto por unos 60 m de roca. Tiene capacidad, ampliable, para 63.000 m³. Para los residuos procedentes del desmantelamiento está previsto construir un almacén final (SFR3) junto al actual SFR1.



SFR (SUECIA)

Figura 3. 10 Centro de almacenamiento en Forsmark (Suecia) (Fuente MINETUR 2016)

- **Gestión del Combustible Gastado y RAA:**

Tras su almacenamiento en la piscina de combustible gastado de las centrales nucleares, éste puede ser almacenado temporalmente en una instalación de almacenamiento centralizada o individualizada, hasta la determinación de su destino final.

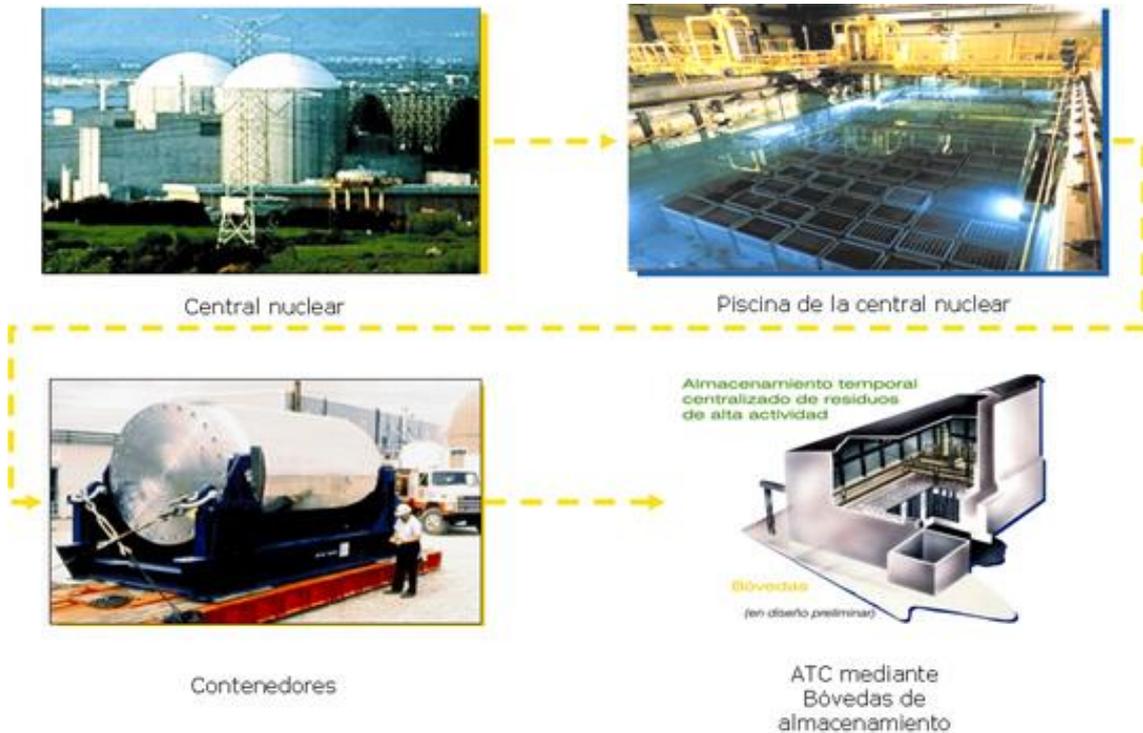


Figura 3. 11 Diferentes tipos de almacenamiento de combustible gastado y RAA (Fuente: MINETUR 2016)

Este destino final puede ser:

- Almacenamiento definitivo en un Almacén Geológico Profundo (AGP, ciclo abierto), en cuyo caso es tratado como un residuo de alta actividad.
- Envío a una planta de reproceso (ciclo cerrado) con lo que se considera un recurso potencialmente útil al poder aprovecharse la energía del uranio y del plutonio. El reprocesado da lugar a unos residuos de alta actividad que hay que gestionar como tales.

El desarrollo de tecnologías sobre separación y transmutación podría conducir a una disminución significativa de la actividad y volumen de los residuos a almacenar.

3.5.2.3 Financiación de la gestión y el desmantelamiento

Se estima un coste total de 17.770 M €, para todo el periodo de gestión considerado, que se extiende hasta el año 2080. Los costes hasta la fecha representan aproximadamente un 26% del total.

La gestión de los residuos radiactivos se financia a través del denominado Fondo para la financiación de las actividades del PGRR (Plan General de residuos Radiactivos), el cual estará integrado, entre otros conceptos, por las cantidades procedentes de la recaudación de las siguientes Tasas:

- Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 3 de la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997.
- Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos a que se refiere el apartado 4 de la disposición adicional sexta de la Ley 54/1997.
- Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos derivados de la fabricación de elementos combustibles de Juzbado, incluido el desmantelamiento de las instalaciones de fabricación de los mismos.
- Tasa por la prestación de servicios de gestión de residuos radiactivos generados en otras instalaciones.

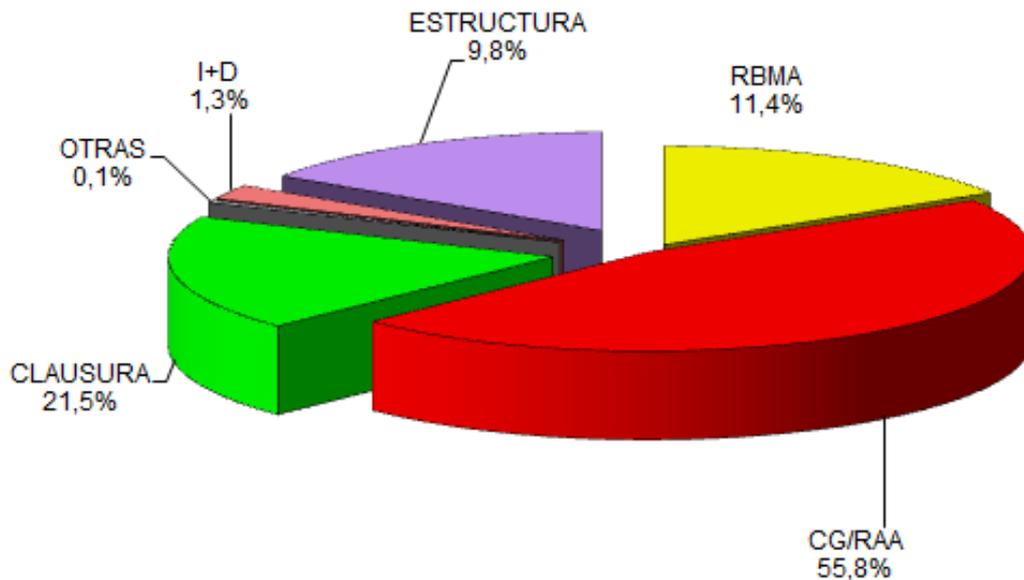


Figura 3. 12 Distribución de costes de la gestión de residuos nucleares. (Fuente MINETUR 2016)

GESTIÓN RBMA	GESTIÓN CG y RAA	CLAUSURA	ESTRUCTURA	I+D	OTROS
2.030 M €	9.918 M €	3.827 M €	1.748 M €	228 M €	19 M €

Tabla 3. 1 Costes en M € de la gestión de residuos nucleares (Fuente MINETUR 2016)

RBMA: Residuos de Media y Baja Actividad.

CG: Combustible Gastado.

RAA: Residuos de Alta Actividad.

I+D: Investigación y Desarrollo.

Este Fondo sólo se puede destinar a costear las actuaciones previstas en el PGRR y al concluir el periodo de gestión de los residuos radiactivos y del desmantelamiento de las instalaciones contempladas en el PGRR las cantidades totales en él ingresadas deberán cubrir los costes incurridos de tal manera que el saldo final resultante sea cero.

A efectos de planificación, el valor del Fondo a 31 de diciembre de 2013 es de 3.872 M€, como resultado de la diferencia entre los ingresos y los costes incurridos hasta esa fecha.

- **Comité de Seguimiento y Control**

Existe un Comité de Seguimiento y Control de las inversiones transitorias del Fondo para la financiación de las actividades de la segunda parte del ciclo de combustible nuclear, actualmente regulado por el Real Decreto 102/2014, de 21 de febrero, para la gestión responsable y segura del combustible nuclear gastado y los residuos radiactivos.

4 LA BIOMASA

La biomasa puede definirse como la materia orgánica originada en un proceso biológico, espontáneo o forzado, que constituye la materia total de los seres que viven en un lugar determinado, expresada en peso por unidad de área o de volumen.

Dentro de la biomasa así definida podemos seleccionar diversos recursos, tanto de origen vegetal como animal, susceptibles de ser aprovechados energéticamente. Estos recursos engloban, entre otros, a los residuos procedentes de las actividades agrícolas, ganaderas y forestales, así como los subproductos de las industrias agroalimentarias y de transformación de la madera. Además, se diferencian los llamados cultivos energéticos para la producción de biomasa lignocelulósica, orientada a su aplicación mediante combustión o gasificación. Finalmente, se incluye la biomasa marina como fuente orgánica de crecimiento acuático.

De esta manera se puede realizar una clasificación genérica diferenciando los siguientes tipos de biomasa (adaptación propia de IDAE, 2011):

- **Biomasa natural:** constituye la biomasa que se produce en ecosistemas naturales. La biomasa natural se puede subclasificar en biomasa *forestal* y *agrícola*. La biomasa forestal se genera en los tratamientos y aprovechamientos de prácticas silvícolas de las masas vegetales, de los restos de la madera y la limpieza de los montes. La biomasa agrícola se produce 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. La biomasa marina también se considera biomasa natural. En este subgrupo encontramos las algas, utilizadas principalmente con fines energéticos o medicinales.
- **Biomasa residual:** biomasa que incluye productos, subproductos y residuos generados en las actividades industriales forestales y agrícolas. También puede considerarse en este apartado la biomasa de parte de la madera reciclada. Se incluyen en este grupo los residuos sólidos urbanos y los residuos biodegradables como efluentes ganaderos, lodos de depuradoras, aguas residuales urbanas, etc.
- **Cultivos energéticos:** biomasa cultivada expresamente para su aprovechamiento energético, se caracteriza por una gran producción de materia viva por unidad de tiempo (especies agrícolas herbáceas anuales o plurianuales y especies forestales leñosas de crecimiento rápido como chopo, sauce, eucalipto, etc.). En el caso de los cultivos energéticos agrícolas destacan los alcoholígenos y oleaginosos, destinados a la producción de alcoholes, biogás, aceites y derivados. En ocasiones se utilizan los restos de la cosecha de estos cultivos energéticos.

- **Excedentes agrícolas:** constituidos por los productos agrícolas que no emplea el hombre.

En función de sus usos finales, la biomasa puede clasificarse en dos categorías (IDAE, 2011):

- **Biomasa térmica:** Incluye aplicaciones tecnológicas dedicadas al suministro de calor para calefacción, producción de agua caliente sanitaria y/o 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, etc.) y de actividades silvícolas y de cultivos leñosos (podas, leñas, etc.). Estos materiales se pueden transformar en pellets y briquetas, que facilitan su transporte, almacenamiento y manipulación.
- **Biomasa eléctrica:** Aplicaciones para generación de energía eléctrica tanto de forma exclusiva como mediante sistemas de cogeneración, con producción combinada de energía eléctrica y térmica. También es posible su uso en sistemas de cocombustión, combinando la biomasa con otro tipo de combustible, generalmente carbón.

De todos los tipos de biomasa antes expuestos, se van a desarrollar con mayor detalle los residuos procedentes de cultivos energéticos y la biomasa marina por ser estos los más abundantes.

4.1 CULTIVOS ENERGÉTICOS

Los residuos de los cultivos constituyen una importante fuente de biomasa. Comprenden tanto el material procedente de cultivos energéticos en los que se aprovecha el resto de la planta en lugar del grano, como cultivos agrícolas de cualquier tipo que no cumplen los requisitos o no se utilizan para su aprovechamiento principal, que es el de la alimentación humana o la animal. A continuación se presenta una breve descripción de las oleaginosas, colza y girasol, y del cereal maíz, por ser también las más abundantes.

4.1.1 Colza

La colza (*Brassica napus*) es una planta herbácea de la familia de las crucíferas que se emplea como oleaginosa, para la obtención de aceite a partir de sus granos (ITACYL, 2006). Su cultivo es tradicional en muchos países europeos como Francia, Suecia, Alemania, e Inglaterra, destinado fundamentalmente a usos alimentarios. Es una de las oleaginosas más cultivadas en la UE con una producción de 21.0 Mt en el año 2013 (FAOSTAT, 2013).

En la figura 4.1 se representa la evolución de la producción de colza en España entre los años 2003 y 2013. Puede observarse como la producción de colza ha experimentado un crecimiento significativo en los últimos años. La explicación a este comportamiento se ha buscado en la mayor demanda existente por parte del mercado del biodiesel, que ha alcanzado las 107.7 kt en 2013.

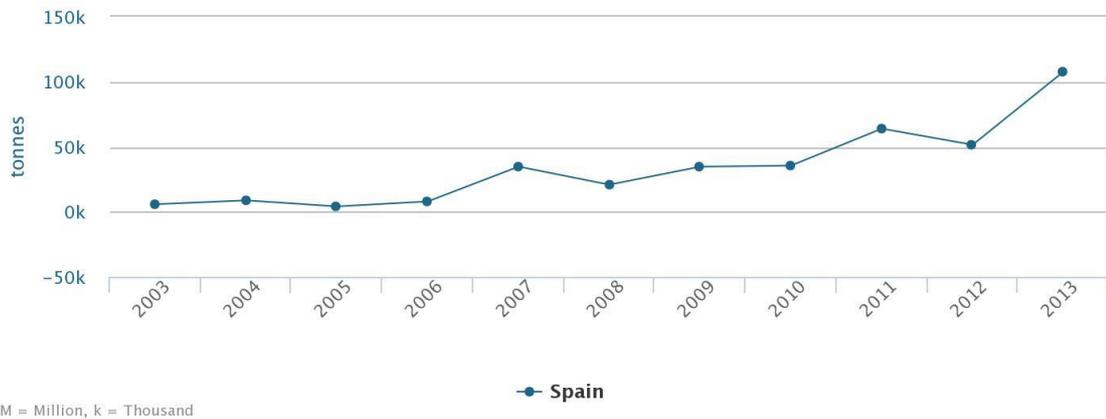


Figura 4. 1 Evolución de la producción de colza en España 2003-2013. (Fuente: FAOSTAT, 2013).

La siembra de la colza se realiza en otoño o primavera según variedades de ciclo largo (8-10 meses) o corto (5-6 meses). Se distinguen dos fases de desarrollo. En la fase de roseta, puede soportar heladas de hasta -15°C . Transcurridos entre 3 y 4 meses, se produce el entallado y la emisión del talamo floral. Posteriormente, la siega de la planta produce el grano que se utiliza en la obtención de aceite. La paja se dispone en bandas en el campo para que se seque de forma natural, para posteriormente ser prensada.

El ratio medio de producción es de 1.26 t paja/ t grano, con una producción teórica de 3.8 t paja/ha. Asumiendo las pérdidas, se considera que esta producción no excede 2 t paja/ha (Damien, 2010).

4.1.2 Girasol

El girasol (*Helianthus annuus*) es una dicotiledónea anual de la familia de las compuestas, procedente de América. En la UE la producción alcanza un valor de 9.2 Mt (FAOSTAT, 2013). En España, se sitúa como el principal cultivo de especie oleaginosa, con una producción en 2013 que asciende a 1.0 Mt (FAOSTAT, 2013), abarcando un porcentaje superior al 90% en el cultivo de oleaginosas (MAGRAMA, 2014).

La siembra se suele realizar durante los meses de febrero-mayo, en función del ciclo medio (120 días) o largo (170 días), con recolección durante el otoño.

La producción de paja de girasol asciende a 2 t/t grano, con una producción comprendida entre 3-4 t/ha. Generalmente no se recolecta, suele quedar en las parcelas restituyendo nitrógeno, fósforo, potasio y magnesio al suelo. En caso de cosecha, se recomienda el uso de residuos de la siega y el corte de la paja residual disponiéndola en bandas en el suelo para asegurar un secado mínimo (Damien, 2010).

4.1.3 Maíz

El maíz (*Zea Mays*), es un cereal de ciclo vegetativo anual originario de América que fue introducido en Europa en el siglo XVII. Actualmente, se trata del cereal de mayor producción a nivel mundial.

Pertenece a la familia de las gramíneas, con una estructura morfológica característica constituida por un tronco con estructura de caña, con espiga o panícula. Proporciona unos granos, que se utilizan como aprovechamiento principal de la planta, para alimentación tanto humana como animal. Además del grano como producto principal, se aprovecha también la paja como fuente de celulosa para los rumiantes, así como para cama del ganado o para acolchado de suelos como cubierta vegetal inerte en cultivos leñosos como olivar y frutales. También es destacable el aprovechamiento energético como biomasa (MAGRAMA, 2015).

La producción de maíz en la campaña 2012/2013 en la UE ascendió a 53.8 Mt y en España a 4.2 Mt (MAGRAMA, 2012). Se estima que la siega de esta planta produce una ratio de 1.34 t paja/t grano (PROBIOGAS, 2010). Teniendo en cuenta la producción de maíz en España, se produce una ratio de 13.3 t paja/ha.

4.2 BIOMASA MARINA

Las algas han suscitado la atención en los últimos años debido a sus propiedades como biomasa alternativa para aplicaciones en la obtención de biocombustibles. Se caracterizan por su alta velocidad de crecimiento, alto rendimiento por área, alta eficiencia en la captura de CO₂ y no competencia en la agricultura para la producción de alimentos.

Son organismos fotosintéticos pertenecientes al reino protista (protistas fotoautótrofos). Se clasifican en función de su tamaño en microalgas (<0.02 cm), mesoalgas (0.02-3 cm) y macroalgas (>3 cm) (BioPlat, 2015).

4.2.1 Microalgas

Las microalgas son organismos fotosintéticos que pueden vivir tanto en agua dulce como salada, o en ambientes terrestres de elevada humedad. Pueden ser procariontas o eucariotas, unicelulares o filamentosos, con un tamaño inferior a 0.02 cm (BioPlat, 2010).

Alguna de las ventajas que presentan frente a otro tipo de cultivos energéticos son: el rápido crecimiento, requerimiento de menores superficies de cultivo, alto contenido en lípidos y mayor capacidad de fijación de CO₂ (Chisti, 2007). No obstante, algunas de las dificultades técnicas y económicas en la comercialización de los combustibles derivados de las microalgas incluyen la necesidad de desarrollar mejoras en la selección de las especies para su cultivo, reducción de los costes y establecimiento de estrategias para maximizar la productividad de lípidos y biomasa (Chisti, 2007).

El principal uso de las microalgas está orientado a la obtención de biodiesel, sin embargo, también es posible su aplicación en la obtención de diferentes tipos de combustibles renovables como bioetanol, biohidrógeno, metano o syngas (Tan et al. 2015).

Respecto a su utilización para generación de calor y electricidad mediante combustión directa, se requiere que el contenido de humedad sea inferior al 50% del peso seco para su quemado. Por lo tanto, en el caso de las microalgas es necesario introducir pretratamientos de secado y molienda, que aumentan los gastos de operación, haciendo necesario un mayor estudio para analizar la viabilidad (Brennan et al. 2010).

4.3 APROVECHAMIENTO ENERGÉTICO DE LA BIOMASA.

La principal aplicación de la biomasa es la obtención de energía térmica mediante los procesos descritos anteriormente. Esta energía puede utilizarse para dos fines: la producción de energía eléctrica o el aprovechamiento térmico directo. A continuación se comentan algunas características de cada una de estas dos aplicaciones.

La generación eléctrica a partir de la biomasa se puede llevar a cabo empleando como único combustible la biomasa (generación dedicada) o mediante técnicas de cocombustión que consisten en la sustitución de parte del combustible fósil por biomasa en centrales térmicas convencionales.

En la Figura 4.2 se recoge el perfil de la capacidad instalada de generación eléctrica mediante combustión de biomasa en diferentes países europeos.

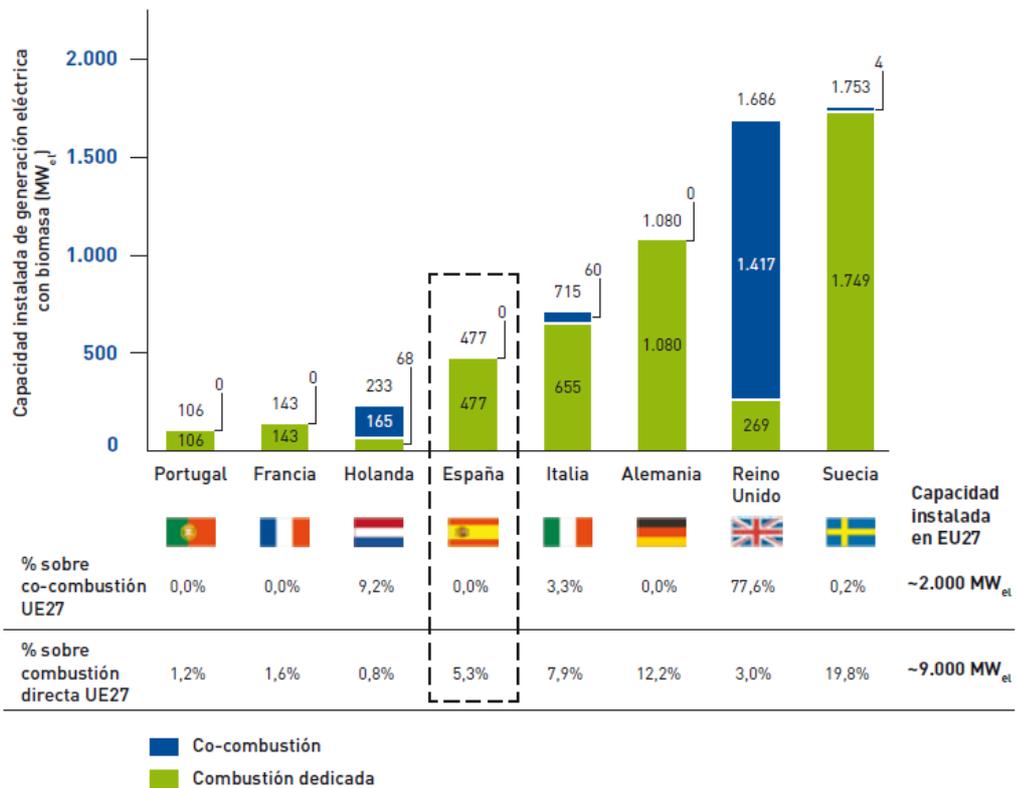


Figura 4. 2 Perfil de la capacidad instalada de generación eléctrica con biomasa en diferentes países europeos. Datos del año 2009. (Fuente: IDAE, 2011)

La figura anterior muestra una situación intermedia de España frente a otros países europeos en la capacidad instalada de producción de energía eléctrica con biomasa. Especialmente relevante es la posición de países como Reino Unido y Suecia, con las mayores potencias instaladas. Por el contrario, Portugal y Francia presentan algo más de la quinta parte de la potencia española instalada. Dos años después, la potencia instalada en España ascendió hasta 658 MW, situándose en una cifra próxima a la italiana en el mismo año.

En la Figura 4.3 se presenta la estructura de la generación eléctrica en España con datos del año 2013. A la vista de la figura puede afirmarse que el *pool* energético español está formado principalmente por la generación de energía eléctrica a partir de la combustión de carbón y gas natural en centrales térmicas, la energía nuclear y la generación a partir de energías renovables. Este apartado representa cerca del 40% del *mix* energético español. Sin embargo, dentro del mismo, la generación de energía eléctrica a partir de biomasa representa tan solo el 3.3%, siendo el 1.3% respecto del total de la estructura energética española.

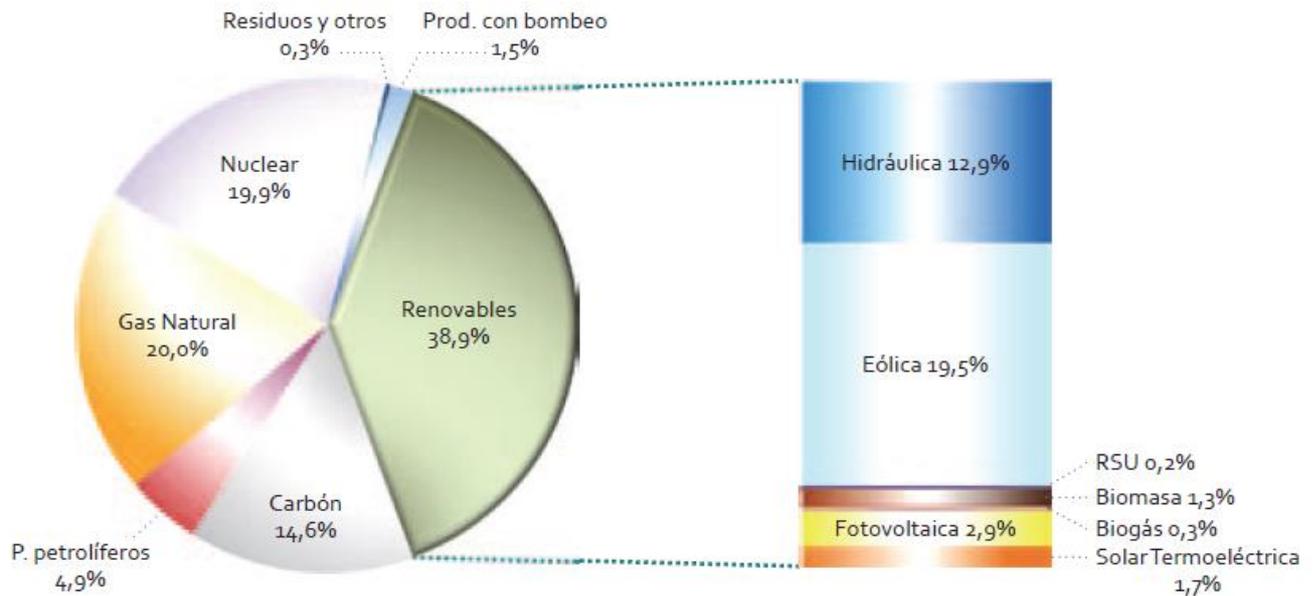


Figura 4. 3 Estructura de la generación eléctrica en España. Datos del año 2013 (Fuente: MINETUR, 2013)

El procedimiento fundamental para obtener energía eléctrica a partir de la biomasa es la generación dedicada. Dentro de ella se distinguen dos tecnologías: la combustión y la gasificación.

La tecnología más extendida consiste en la combustión de biomasa en una caldera de parrilla que cede el calor a un ciclo de vapor. Este vapor actúa sobre un grupo turbogenerador que produce electricidad. Se trata de una tecnología simple y madura con un rendimiento eléctrico entre 20 y 28%, y que permite combinar diferentes tipos de combustibles (biomasas). Como norma general, estas instalaciones tienen una potencia nominal entre 2 y 20 MW (IDAE, 2011).

La tecnología de gasificación consiste en la transformación de la biomasa en gas y en la combustión del gas en un motor-generador de combustión interna. Se trata de una tecnología más compleja que tiene como principal ventaja un mayor rendimiento eléctrico entre el 28 y el 32% a pesar de que se trata de plantas con altos costes de inversión y que requieren un suministro de biomasa muy homogéneo. Las plantas de tamaño medio oscilan entre 1 y 10 MW (IDAE, 2011).

Por otra parte, el aprovechamiento térmico directo con biomasa consiste en la combustión de biomasa como fuente de calor para calefacción o agua caliente sanitaria. Una clasificación general distingue entre instalaciones residenciales (entre 25 y 500 kWt) e instalaciones industriales (entre 500 y 2000 kWt). En España se estima que la generación térmica se sitúa en 40 TWh anuales (IDAE, 2011). Las calderas de biomasa son una tecnología muy extendida en algunos países europeos. Ello hace que las mejoras

tecnológicas en torno a este tipo de aprovechamiento de la biomasa estén en continuo desarrollo y optimización.

4.4 PROCESOS TERMOQUÍMICOS DE LA BIOMASA PARA USO ENERGÉTICO

Dentro de los distintos usos que la biomasa presenta, la producción de energía se ha convertido en uno de los más interesantes por representar una opción para estabilizar las diferencias entre la producción energética interna de los países y sus consumos, reduciendo así la dependencia exterior. Como principales procesos termoquímicos se van a describir la combustión, la gasificación, la torrefacción y la pirolisis.

4.4.1 Combustión

El proceso de combustión se define como la reacción química que tiene lugar entre un agente oxidante, oxígeno contenido en el aire, y un combustible. La combustión viene acompañada de la liberación de la energía intrínseca del combustible que es transmitida en forma de energía térmica a los gases y partículas generados. La cantidad de energía producida en la combustión varía en función de la composición y propiedades físicas del combustible, el oxígeno utilizado y la temperatura a la que se realiza.

Entre las características relacionadas con la composición del combustible destaca, por su importancia, el grado de humedad, ya que en la evaporación del agua contenida se consume parte de la energía liberada en la combustión. Por otro lado, el contenido en volátiles, es una característica fundamental para facilitar la ignición. Otras propiedades relevantes son el contenido en carbono fijo, cenizas, azufre y oxígeno.

Por otro lado, la granulometría (tamaño) y la densidad son características que influyen en la duración del proceso de combustión y en los equipos utilizados en el tratamiento.

Las propiedades energéticas vienen dadas por el poder calorífico superior (PCS), que se define como la cantidad de calor desprendido por la combustión completa de un kilogramo de combustible a presión constante sin tener en cuenta la evaporación de la humedad de la biomasa (Muñoz Domínguez et al., 2006)

4.4.2 Gasificación

La gasificación es un proceso de oxidación parcial que se lleva a cabo en presencia de aire, oxígeno o vapor de agua, a altas temperaturas (800-900 °C), obteniéndose como producto un gas combustible. La gasificación tiene lugar en varias etapas:

- **Secado:** se trata de una primera etapa hasta una temperatura aproximada de 100°C en la que se produce la evaporación del agua contenida en la biomasa.
- **Pirolisis:** se produce una descomposición térmica en ausencia de oxígeno de la biomasa generando gas, compuestos orgánicos condensables y char. Tiene lugar hasta una temperatura aproximada de 600 °C.
- **Gasificación:** se producen reacciones de oxidación y de reducción, para finalmente obtener una mezcla de gases, conocida como gas de síntesis o “syngas”, formado por CO e H₂ principalmente, y un residuo sólido constituido por cenizas.

En función del agente oxidante varían las propiedades del syngas obtenido. Si se gasifica con aire, se obtiene un syngas con un contenido aproximado de un 50 % de nitrógeno. Sin embargo, la gasificación con vapor de agua u oxígeno, mejora el rendimiento global y aumenta la proporción de hidrógeno en el syngas (IDAE, 2007).

4.4.3 Torrefacción

La torrefacción se trata de una transformación intermedia entre el secado y la pirolisis. Se lleva a cabo en ausencia de oxígeno a temperaturas comprendidas entre 200 y 300 °C. Consiste en un aumento progresivo de la temperatura durante un período de tiempo comprendido entre 5 y 15 minutos. Entre 180 y 270 °C, se produce la descomposición de la hemicelulosa, se desprende agua, dióxido de carbono, ácido acético y fenoles. Simultáneamente también se producen cambios en la estructura de la lignina. Tras este tratamiento, la biomasa sufre varias modificaciones, ésta se convierte en un material hidrófobo, fiable y con mayor densidad energética. Las propiedades hidrofóbicas permiten el almacenamiento de la biomasa en ambiente húmedo e incluso bajo lluvia, lo que supone una gran ventaja respecto de la biomasa tradicional sin tratar.

La torrefacción se puede considerar un pretratamiento que permite mejorar las propiedades físico-químicas del material, reduciendo los costes de transporte, almacenamiento y molienda (Gil Barnó, 2009).

4.4.4 Pirolisis

La pirolisis es un proceso termoquímico en el que se produce la degradación de la materia orgánica por acción del calor en ausencia de oxígeno. Se suele llevar cabo en reactores de lecho fijo o de lecho fluidizado. Como producto se obtiene una mezcla líquida de hidrocarburos, gases combustibles y un residuo sólido carbonoso que se conoce como char. Se trata de un proceso complejo en el que se llevan a cabo una serie de reacciones que están influenciadas por diversos factores como son: la estructura y composición de la materia orgánica, la velocidad de calentamiento, la temperatura de

operación, el tiempo de residencia o la velocidad de enfriamiento (Bridgwater et al., 1999).

En la figura 4.4 se muestra un esquema general del proceso de pirolisis. Observando dicha figura puede apreciarse como la pirolisis puede clasificarse como rápida o lenta, según las condiciones experimentales que se muestran en la tabla 4.1. Cada una de ellas se lleva a cabo en un reactor diferente, pero en cualquier caso se obtienen tres productos: un producto sólido carbonoso, el char; un producto líquido que se denomina bioaceite, y que incluye diversos compuestos alifáticos, aromáticos y grupos funcionales; un producto gaseoso, mezcla de CO₂, H₂, CO y CH₄. Esta mezcla de gases presenta un elevado poder calorífico y por ello tiene un elevado interés para su aplicación posterior.

En la Tabla 4.1, se resumen las condiciones de operación de los tres principales tipos de pirolisis: pirolisis lenta, pirolisis rápida y flash pirolisis.

	Pirolisis lenta	Pirolisis rápida	Flash pirolisis
Temperatura (°C)	300-700	600-1000	800-1000
Velocidad de calentamiento (°C s⁻¹)	0.1-1	10-200	>1000
Tamaño de partícula (mm)	5-50	<1	<0.2
Tiempo de residencia (s)	300-550	0.5-10	<0.5

Tabla 4. 1 Condiciones de operación de los diferentes tipos de pirolisis. (Fuente: Bahng et al., 2009)

Las condiciones reflejadas en la tabla anterior recogen la necesidad de unas condiciones experimentales más intensas a medida que se pretende acelerar el proceso de pirolisis. La temperatura de trabajo debe elevarse, y con ella la velocidad de calentamiento en la cámara. Por otra parte, las partículas deben ser mucho más pequeñas y el tiempo de residencia menor.

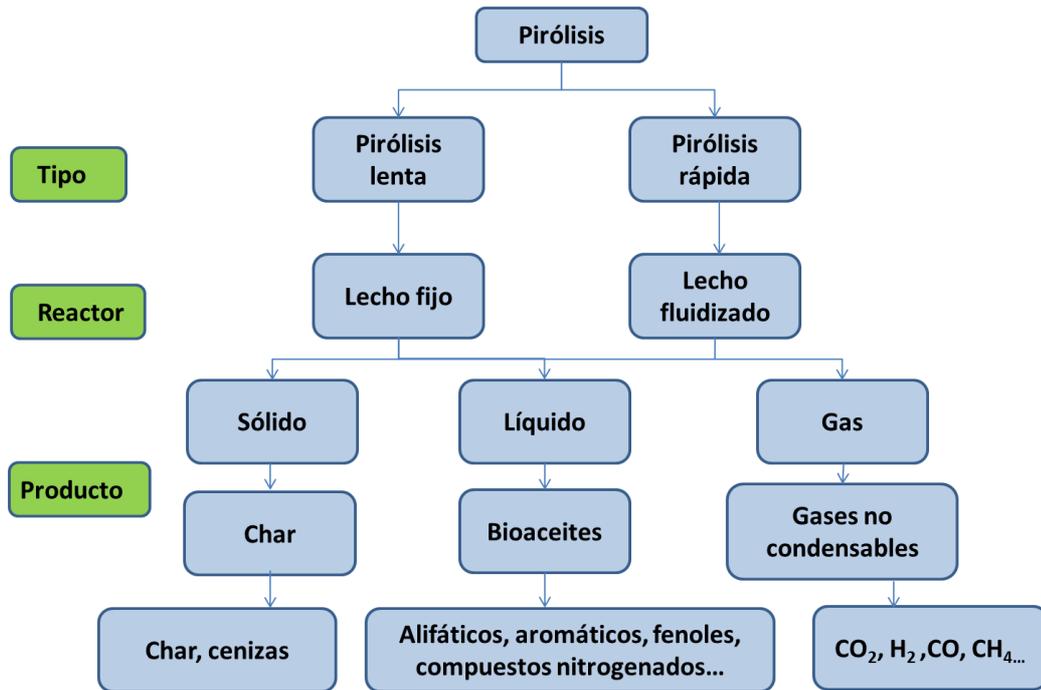


Figura 4. 4 Esquema general del proceso de pirólisis. (Fuente: Chen et al., 2014. Adaptación)

4.5 PROCESOS BIOQUÍMICOS PARA EL APROVECHAMIENTO DE LA BIOMASA

Los procesos bioquímicos transforman la biomasa mediante la actividad de microorganismos, los cuales provocan la descomposición de la materia orgánica en componentes más simples de alto poder calorífico que se pueden aprovechar a nivel industrial. Existen dos vías diferentes:

4.5.1 Digestión anaeróbica

Es el proceso utilizado básicamente para la transformación de la biomasa húmeda (vertidos biodegradables, como las aguas residuales urbanas o industriales y los purines) en el cual determinadas bacterias degradan la materia orgánica, en ausencia de oxígeno, con objeto de reducir la carga contaminante que puedan tener. A partir de este proceso se obtiene un tipo de gas (biogás) y una parte sólida que concentra los minerales y los productos de difícil degradación. El biogás contiene una elevada proporción de metano (entre un 50% y un 70%) y puede ser utilizado como combustible.

4.5.2 Fermentación alcohólica

Es el proceso que requiere una atmósfera sin oxígeno, y en el cual se produce la fermentación de los hidratos de carbono (azúcares y almidón) procedentes de la biomasa

vegetal para obtener bioalcoholes. Estos alcoholes se pueden utilizar como combustibles para motores de explosión, ya sea directamente o mezclados con gasolina.

4.6 BIOCARBURANTES

Los biocarburentes son combustibles de origen renovable que pueden utilizarse como sustitutivos (puros o mezclados en distintas proporciones) o aditivos de los carburantes convencionales: gasóleos y gasolinas. Existen dos tipos de biocombustibles:

- **El biodiésel** se produce a partir de aceites vegetales obtenidos de semillas oleaginosas: girasol, colza, soja, etc., o a partir de grasas de animales o aceites vegetales usados. Puede sustituir al gasóleo.
- **El bioetanol** es un alcohol que se obtiene a partir de caña de azúcar, remolacha, cereales, patatas o biomasa leñosas. Puede sustituir a las gasolinas.

Son una fuente de energía renovable, son combustibles líquidos procedentes de la biomasa con propiedades similares a los carburantes derivados del petróleo (gasolina y gasóleo).

Actualmente son la única opción real en el sector de la automoción para disminuir las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Se pueden utilizar en la mayoría de los vehículos existentes en el mercado. No es necesario realizar modificaciones en los vehículos ni crear nuevas estructuras de distribución.

En la actualidad se investiga en nuevas materias primas y procesos para obtener biocarburentes más sostenibles y baratos, conocidos como biocarburentes de segunda, tercera e incluso cuarta generación. (Agencia Andaluza de la Energía)

4.6.1 Biocarburentes de primera generación

El biodiésel, puede emplearse en motores diésel en estado puro o mezclado con gasóleo convencional en diferentes proporciones.

El bioetanol, o alcohol obtenido a partir de material vegetal diverso, puede utilizarse en motores de gasolina convencionales mezclado hasta el 15%. En mayores proporciones (hasta un 85%) sólo puede emplearse en vehículos específicos, denominados “flex fuel”. (Agencia Andaluza de la Energía)

4.6.2 Biocarburantes de segunda generación

Los biocarburantes de segunda generación son muy prometedores por su potencial para reducir los costes de producción. Se producen a partir de materias primas con coste nulo o reducido pero de elevado potencial, como son los residuos orgánicos y biomásas lignocelulósicas.

Mejoran prestaciones de los biocarburantes comunes, y se diferencian de ellos principalmente por la tecnología empleada, más compleja y en fase de optimización.

El bioetanol producido a partir de materias primas celulósicas, el biohidrógeno, el syngas, los bioaceites, el biometanol, el biobutanol o los biocarburantes sintéticos obtenidos a través de síntesis o de la reacción de Fischer-Tropsch, pertenecen a esta categoría. También se incluyen los biocarburantes producidos a partir de microalgas, aunque emplean tecnologías convencionales. (Agencia Andaluza de la Energía)

4.6.3 Biocarburantes de tercera generación

Los biocombustibles de tercera generación utilizan métodos de producción similares a los de segunda generación, pero empleando como materia prima cultivos bioenergéticos específicamente diseñados o adaptados (a menudo por medio de técnicas de biología molecular) para mejorar la conversión de biomasa a biocombustible. Un ejemplo es el desarrollo de los árboles “bajos en lignina”, que reducen los costes de pretratamiento y mejoran la producción de etanol, o el maíz con celulasas integradas. (Agencia Andaluza de la Energía).

4.6.4 Biocarburantes de cuarta generación

Los biocombustibles de cuarta generación llevan la tercera generación un paso más allá. La clave es la captación y almacenamiento de carbono (CAC), tanto a nivel de la materia prima como de la tecnología de proceso. La materia prima no sólo se adapta para mejorar la eficiencia de proceso, sino que se diseña para captar más dióxido de carbono, a medida que el cultivo crece. Los métodos de proceso (principalmente termoquímicos) también se combinan con tecnologías de captación y almacenamiento de carbono que encauzan el dióxido de carbono generado a las formaciones geológicas (almacenamiento geológico, por ejemplo, en yacimientos petrolíferos agotados) o a través del almacenamiento en minerales (en forma de carbonatos).

De esta manera, se cree que los biocombustibles de cuarta generación contribuyen más a reducir las emisiones de GEI (gases de efecto invernadero), porque son más neutros o incluso negativos en carbono si se comparan con los biocombustibles de las otras generaciones. Los biocombustibles de cuarta generación encarnan el concepto de «bioenergía con almacenamiento de carbono». (Agencia Andaluza de la Energía)

4.7 IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES

Las plantas termoeléctricas de biomasa comparten características similares con las centrales eléctricas convencionales alimentadas con combustibles fósiles: ambas implican la combustión de materias primas para generar electricidad. Por lo tanto, también presentan inconvenientes similares en cuanto a emisiones a la atmósfera y uso del agua. Por el contrario, la gran diferencia entre ambas es que las materias primas de las centrales termoeléctricas de biomasa pueden ser producidas de manera sostenible, mientras que los combustibles fósiles son no renovables.

Los recursos naturales para la producción de biomasa son muy diversos: desde cosechas específicas para su aprovechamiento energético, hasta residuos agrícolas y ganaderos, materia procedente de bosques y residuos urbanos. Dependiendo de cada uno de ellos y de los modos como se obtengan, su impacto sobre el medio ambiente variará considerablemente.

4.7.1 Uso del agua

Las plantas de biomasa requieren prácticamente la misma cantidad de agua para enfriamiento que una planta térmica a base de carbón. Aunque la cantidad final depende mucho de la tecnología de enfriamiento que utilicen. Si son plantas que se abastecen del agua de fuentes naturales de alrededor, la usan directamente y la devuelven tal cual (refrigeración de circuito abierto), su consumo es mucho mayor que aquellas que reutilizan el recurso hídrico mediante sistemas de recirculación (circuito cerrado con aerocondensador).

La mayoría de plantas termoeléctricas son de refrigeración por ciclo cerrado, ya que a pesar de que las de ciclo abierto son más económicas, éstas presentan un mayor impacto ambiental. En cualquier caso, siempre se devuelve una cierta cantidad de agua al medio ambiente y ésta tiene una temperatura mayor que el agua que se toma en origen, afectando a la vida vegetal y animal. Al igual que las plantas térmicas convencionales, los efectos sobre el medio natural deben vigilarse y monitorizarse.

Además, en algunos casos se emplea agua en el riego de los cultivos para aprovechamiento como biomasa con el fin de garantizar su producción y rentabilidad. La cantidad necesaria depende mucho de cada especie vegetal, el tipo de suelo, clima y temperatura.

En zonas donde por su climatología no son necesarios riegos de apoyo, no supone un problema. Pero en zonas dedicadas a regadío, además pueden aparecer problemas de contaminación de las aguas como resultado de la escorrentía de suelo y nutrientes. Por ello, deben aplicarse técnicas de cultivo apropiadas con el fin de minimizar estos impactos.

4.7.2 Emisiones a la atmósfera

La combustión de biomasa para producir energía puede afectar a la calidad del aire. Las emisiones a la atmósfera asociadas en las plantas termoeléctricas dependerán del tipo de materia prima, la tecnología de combustión, dispositivos de control de las emisiones que tengan instalados. Los contaminantes más abundantes son óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, monóxido de carbono y partículas. Sin embargo, la combustión de la biomasa produce emisiones menores de dióxidos de azufre y mercurio que el carbón.

Los óxidos de nitrógeno son menores también que los procedentes de la combustión del carbón pero mayores que si se usa gas natural como combustible. Estos gases emitidos a la atmósfera incrementan los niveles de ozono o smog, que afecta a la salud de las personas provocando asma, bronquitis y otras afecciones respiratorias crónicas. Además, junto al dióxido de azufre, contribuyen a la aparición de la lluvia ácida. Hoy en día, mediante la instalación de sistemas como precipitadores electrostáticos o la combustión en lecho fluidificado, se contribuye a una reducción importante de las emisiones procedentes de las plantas termoeléctricas de biomasa.

4.7.3 Uso del suelo

Cuando se crean específicamente cultivos para su aprovechamiento como biomasa se produce un impacto sobre el uso del suelo. Si la materia prima utilizada procede de restos de cultivos agrícolas o forestales, el impacto es prácticamente inexistente sobre este recurso a no ser que se obtengan de forma no adecuada, en cuyo caso podrían contribuir a la degradación de los hábitats.

El manejo de los suelos cuando se extrae biomasa debe garantizar la fertilidad del terreno y la prevención de la erosión. Cuando la biomasa se extrae de terrenos forestales, se debe garantizar la sostenibilidad de estos ecosistemas con el fin de evitar la destrucción de los hábitats y garantizar la salud y biodiversidad de los bosques.

Otro aspecto a tener en cuenta es el hecho de que muchos cultivos destinados a la obtención de biomasa para la producción eléctrica o de biocombustibles, desplazan cultivos destinados a la alimentación (humana y/o animal). Dado que la alimentación es necesaria, se deben destinar nuevos terrenos naturales para la obtención de alimentos o intensificar los cultivos existentes, lo que conlleva normalmente mayor erosión del suelo y eutrofización.

Una buena solución sería aplicar las mismas técnicas de cultivo sostenible empleadas en los cultivos tradicionales, como la rotación de cultivos, control integrado de plagas y manejo adecuado del suelo. Muchos cultivos de tipo perenne para aprovechamiento energético pueden ser de hecho una buena alternativa para el

agricultor que hace rotaciones o que buscan minimizar tiempos de laboreo, o estabilizar ciertos suelos que estén degradados.

4.7.4 Efecto sobre el calentamiento global

Ya hemos visto que la combustión de biomasa conlleva unas emisiones a la atmósfera. También durante su cultivo, cosecha y transporte hasta las plantas, se producen emisiones de efecto invernadero.

Hasta hace poco se consideraba que la biomasa era una energía totalmente limpia que no contribuía con emisiones a la atmósfera, ya que el carbono producido en la combustión se correspondía con el fijado en las materias primas y se consideraba que el balance neto era cero. Pero en algunos casos no es del todo cierto.

Las fuentes para biomasa más beneficiosas incluyen aquellas que no compiten por la obtención de alimentos, por ejemplo, las procedentes de los restos agrícolas, recursos forestales obtenidos de forma sostenible o residuos urbanos. Si todos estos restos orgánicos terminasen en un vertedero, terminarían produciendo metano en su descomposición, por lo que emplearlas para la obtención de energía, no contribuye con la generación de este gas de efecto invernadero.

En cambio, cuando la biomasa procede directamente de prácticas como la deforestación de bosques y selvas, o la transformación de ecosistemas silvestres en nuevas tierras de cultivo, se produce un gran impacto ambiental. Un bosque o terreno natural fija mayor cantidad de carbono que un cultivo medio. No obstante, si ese cultivo de biomasa se realiza sobre terrenos baldíos, la fijación de carbono en este último caso es favorable en la obtención de biomasa para aprovechamiento energético.

Por todo ello, estimar si un cultivo para biomasa contribuye al calentamiento global o no es complicado y debe estudiarse en cada caso.

Sin embargo, de forma general, se considera que las emisiones de CO₂ a la atmósfera procedentes de la biomasa son mucho menores que las generadas a partir del gas natural, carbón o cualquier otro combustible fósil y por tanto su impacto sobre el medio ambiente puede considerarse mucho menor.

5 OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS RENOVABLES

5.1 TIPOS DE ENERGÍAS RENOVABLES

5.1.1 Energía Solar

La energía solar es una energía renovable, obtenida a partir de la radiación electromagnética procedente del Sol. En la actualidad, el calor y la luz del Sol pueden aprovecharse por medio de diversos captadores como células fotovoltaicas, helióstatos o colectores térmicos, pudiendo transformarse en energía eléctrica o térmica.

Las diferentes tecnologías solares se pueden clasificar en pasivas o activas según cómo capturan, convierten y distribuyen la energía solar. Las tecnologías activas incluyen el uso de paneles fotovoltaicos y colectores solar térmicos para recolectar la energía. Entre las técnicas pasivas, se encuentran diferentes técnicas enmarcadas en la arquitectura bioclimática: la orientación de los edificios al Sol, la selección de materiales con una masa térmica favorable o que tengan propiedades para la dispersión de luz, así como el diseño de espacios mediante ventilación natural.

Gracias a los avances tecnológicos, la sofisticación y la economía de escala, el coste de la energía solar fotovoltaica se ha reducido de forma constante desde que se fabricaron las primeras células solares comerciales, aumentando a su vez la eficiencia, y su coste medio de generación eléctrica ya es competitivo con las energías no renovables en un creciente número de regiones geográficas, alcanzando la paridad de red. Otras tecnologías solares, como la energía solar termoeléctrica, está reduciendo sus costes también de forma considerable.

5.1.2 Energía Hidráulica

La energía hidráulica se obtiene del aprovechamiento de las energías cinética y potencial de la corriente del agua, saltos de agua o mareas. Se puede transformar a muy diferentes escalas. Existen explotaciones en las que la corriente de un río, con una pequeña represa, mueve una rueda de palas y genera un movimiento aplicado, por ejemplo, en molinos para cereal. Sin embargo, la utilización más significativa la constituyen las centrales hidroeléctricas (presas).

Es generalmente considerada un tipo de energía renovable puesto que no emite productos contaminantes. Sin embargo, produce un gran impacto ambiental debido a la construcción de las presas, que inundan grandes superficies de terreno y modifican el caudal del río y la calidad del agua.

5.1.3 Energía Eólica

La energía eólica se obtiene a partir del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire. En la actualidad, la energía eólica es utilizada principalmente para producir electricidad mediante aerogeneradores conectados a las grandes redes de distribución de energía eléctrica. Los parques eólicos construidos en tierra suponen una fuente de energía cada vez más barata y competitiva, e incluso más barata en muchas regiones que otras fuentes de energía convencionales.

Las compañías eléctricas distribuidoras adquieren cada vez en mayor medida el excedente de electricidad producido por pequeñas instalaciones eólicas domésticas. El auge de la energía eólica ha provocado también la planificación y construcción de parques eólicos marinos situados cerca de las costas. La energía del viento es más estable y fuerte en el mar que en tierra, y los parques eólicos marinos tienen un impacto visual menor, pero sus costes de construcción y mantenimiento son considerablemente mayores.

La energía eólica es un recurso abundante, renovable y limpio que ayuda a disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero al reemplazar fuentes de energía a base de combustibles fósiles. El impacto ambiental de este tipo de energía es, además, generalmente, menos problemático que el de otras fuentes de energía. La energía del viento es bastante estable y predecible a escala anual, aunque presenta variaciones significativas a escalas de tiempo menores. Adicionalmente, la predicción meteorológica permite a los gestores de la red eléctrica estar preparados frente a las previsible variaciones en la producción eólica que puedan tener lugar a corto plazo.

5.1.4 Energía Geotérmica

La energía geotérmica es una de las fuentes de energía renovable menos conocidas y se encuentra almacenada bajo la superficie terrestre en forma de calor y ligada a volcanes, aguas termales, fumarolas y géiseres.

A diferencia del resto de energías renovables cuyo origen es la radiación solar, ya sea de forma directa como la solar térmica y fotovoltaica o de forma indirecta como la eólica, hidroeléctrica y biomasa, la energía geotérmica proviene del calor interior de la Tierra; un calor que se alimenta, por un lado la desintegración de isótopos radiactivos; y, por otro, de movimientos diferenciales entre las distintas capas que constituyen la Tierra y del calor latente de la cristalización del núcleo externo.

Considerando toda la superficie de la Tierra, la potencia geotérmica total que nos llega desde el interior es de $4,2 \times 10^{12}$ J. Se trata de una cantidad inmensa de energía, pero solo una fracción de ella puede ser utilizada por la humanidad. Por tanto, la energía geotérmica es, en su más amplio sentido, la energía calorífica que la tierra transmite desde sus capas internas hacia la parte más externa de la corteza terrestre.

La energía geotérmica es una forma, de aprovechamiento energético sostenible con presente y futuro, tanto desde el punto de vista de aprovisionamiento energético de elevadas garantías, como desde el punto de vista térmico, como alternativa de alta eficiencia energética frente a los sistemas convencionales de calefacción y refrigeración.

5.2 PRODUCCIÓN ENERGÉTICA ESPAÑOLA A TRAVÉS DE ESTAS FUENTES

Ni el carbón, ni el gas, ni la nuclear. Las renovables vuelven a liderar en el año 2015 el ranking eléctrico nacional. El operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica de España, acaba de publicar su primer balance del año. Según ese balance, "en el conjunto del año 2015, la demanda peninsular de energía eléctrica se estima en 248.000 gigavatios hora (GWh), un 1,8% más que en el año 2014". REE matiza no obstante que ese crecimiento ha sido algo menor, un 1,6%, "una vez corregida la influencia del calendario y las temperaturas". Las principales fuentes renovables de energía -solar, eólica, hidráulica y biomasa- han aportado en 2015 al mix eléctrico nacional el 37,1% de los kilovatios, mientras que el gas, el carbón y la nuclear habrían quedado virtualmente empatados. La nuclear habría generado, según REE, el 21,9% de la electricidad que ha demandado España este año; el carbón, el 20,3%; y el gas, alrededor del 20% también, pues de las centrales térmicas de ciclo combinado que queman gas natural ha salido el 10,1% de la electricidad y de las centrales de cogeneración (y otros), el restante 10% (la mayoría de las centrales de cogeneración emplean también gas natural para generar electricidad).

El año pasado, las fuentes renovables de energía produjeron más del 43% de los kilovatios que se generaron en la península. Este año se ha producido pues un descenso más que considerable de la aportación renovable al mix eléctrico nacional. En 2015 han bajado la aportación eólica (aproximadamente un punto con respecto a 2014) y la hidráulica (en torno a tres puntos). Además, el Ejecutivo ha perjudicado el crecimiento de la potencia renovable (entre 2012 y 2015 se han instalado en España solo 850 megavatios, cuando los cuatro años anteriores se instalaron 6.800 MW). Esa congelación de facto de la Transición Energética que emprendiera España hace ahora aproximadamente diez años es el fruto de la política energética que ha ejecutado el Gobierno, que se ha caracterizado por una apuesta decidida por el gas, el incremento de la presión impositiva (más impuestos) sobre los productores de energías renovables y el recorte de los ingresos que estos percibían por kilovatio hora generado. Todo ello se ha traducido en una crisis sin precedentes del sector y en la huida de los inversores, que han dejado de estar interesados en invertir en instalaciones renovables en España. (Energías Renovables 2015)

En la figura 5.1 se presentan las cifras del mix eléctrico nacional 2015, según Red Eléctrica de España:

Generación de **enero a diciembre** del 2015

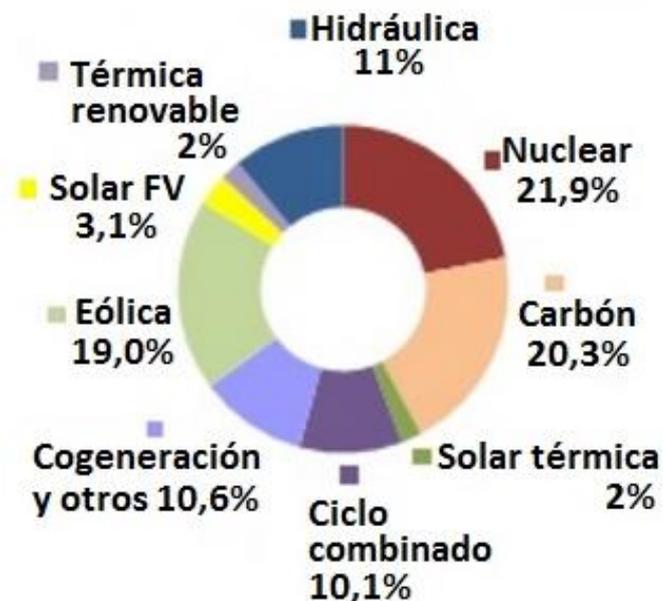


Figura 5. 1 Producción energética en España en 2015 (Red Eléctrica de España)

Observamos en el gráfico que encabeza la producción la energía eólica (19%), seguida por la hidráulica (11%), seguida por la solar (5,1%) y la biomasa o térmica renovable (2%).

5.3 HORIZONTE 2010/2020. ANÁLISIS POR TECNOLOGÍAS.

5.3.1 Solar fotovoltaica

El sector solar fotovoltaico contaba en 2010 con 3.787 MW de potencia instalada, que produjeron 6.279 GWh. En cuanto a los costes, es previsible que se mantengan los descensos recientes, si bien, no con la misma intensidad. Según los estudios realizados se prevé un descenso en los costes de inversión desde el rango de 2,5 €/W a 3,0 €/W en 2010 hasta un rango de entre 1,1 €/W a 1,3 €/W en 2020.

En cuanto a la tipología de las instalaciones, se prevé una mayor penetración en edificaciones, con instalaciones de pequeña o mediana potencia, desde un modelo previo donde predominaban las grandes instalaciones en suelo. El potencial es inmenso, debido al alto recurso disponible y a la versatilidad de la tecnología, que permite su instalación cerca de los centros de consumo fomentando la generación distribuida renovable.

Las propuestas planteadas están enfocadas, por una parte, a impulsar el descenso de los costes de la energía producida con la tecnología y, por otra, a superar otras barreras no económicas que permitan su integración a gran escala en el sistema eléctrico. Destacan las propuestas sobre impulso a la I+D, desarrollo de almacenamiento eléctrico, simplificación de procedimientos y fomento de autoconsumo (balance neto). (Fuente: Plan de Energías Renovables 2011/2020 - MINETUR)

5.3.2 Solar térmica

El sector solar térmico contaba en 2010 en España con 2.366.534 m² (1.657 MW), que produjeron 183 kTep (2.128 GWh). Para los próximos años se prevé un descenso de costes importantes debido a mejoras en fabricación y al efecto escala (mayores instalaciones).

En cuanto a tipología de instalaciones, se prevé una mayor penetración en sectores diferentes del residencial, como el sector servicios o el sector industrial, con instalaciones de mediano o gran tamaño, que proporcionarán energía térmica para usos de ACS, de climatización (frío/calor) e industriales. El potencial del sector solar térmico es muy grande, considerando la demanda de calor en los rangos que puede trabajar la tecnología.

Entre las acciones propuestas destacan dotar al sector de un sistema de retribución de la energía producida, basado en incentivos al calor renovable (ICAREN), favorecer la penetración de la energía solar térmica en los modelos de venta de energía a través de Empresas de Servicios Energéticos (ESE's) y fortalecer la I+D en el sector.

(Plan de Energías Renovables 2011/2020 - MINETUR)

5.3.3 Solar termoeléctrica

El sector solar termoeléctrico contó en 2010 en España con 632 MW de potencia instalada, que produjeron 691 GWh.

Actualmente, las empresas españolas lideran el desarrollo del sector a nivel mundial, participando prácticamente en todas las iniciativas que se llevan a cabo. Para los próximos años se espera un descenso de costes intenso, debido a la optimización de la fabricación de componentes, especialmente del campo solar, y a la penetración de otras

tecnologías como las de receptor central (torre) o disco Stirling. El potencial del sector es muy grande y en ningún caso limita los objetivos planteados.

Las propuestas planteadas están enfocadas, principalmente, al impulso de la I+D+i en España, destacando la fabricación de componentes y la mejora de sistemas de almacenamiento e hibridación con otras tecnologías que permitan un descenso de costes y una penetración segura en el sistema eléctrico. (Plan de Energías Renovables 2011/2020 - Minetur)

5.3.4 Hidroeléctrica

España dispone de grandes recursos hidroeléctricos, gran parte de los cuales han sido ya desarrollados, dando como resultado un importante y consolidado sistema de generación hidroeléctrica altamente eficiente. No obstante, todavía hay disponible un significativo potencial sin explotar, cuyo desarrollo puede ser muy importante para el conjunto del sector eléctrico por su aportación energética y por su contribución a la seguridad y calidad del sistema eléctrico.

Los retos tecnológicos en el área hidroeléctrica, por tratarse de una tecnología consolidada, van todos encaminados a obtener la máxima eficiencia, mejorar los rendimientos y reducir los costes, sin olvidar la protección medioambiental en cuanto a evitar cualquier tipo de fugas de aceite o grasas al medio acuático.

Según la última evaluación de los recursos hidráulicos nacionales realizada en 1980, se consideraba que el potencial de futura utilización con pequeñas centrales 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, por lo que, teóricamente, el potencial hidroeléctrico pendiente de desarrollar sería de 4.500 GWh. Sin embargo, 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 propuestas específicas planteadas para el sector están enfocadas principalmente al fomento del aprovechamiento hidroeléctrico de infraestructuras hidráulicas existentes (presas, canales, sistemas de abastecimiento, etc.), así como a la rehabilitación y modernización de centrales hidroeléctricas existentes, todo ello de forma compatible con la planificación hidrológica y con la preservación de los valores ambientales. (Plan de Energías Renovables 2011/2020 - Minetur)

5.3.5 Eólica

La energía eólica es la fuente renovable que experimentó un mayor crecimiento en España durante la anterior década. La producción eléctrica del sector eólico en 2010

fue superior a los 43.700 GWh, contribuyendo en un 16% a la cobertura total de la demanda eléctrica nacional, y superando, en algunas ocasiones, una cobertura del 50% de la demanda horaria.

En cuanto a las tendencias tecnológicas principales en el horizonte 2020, no son previsibles grandes cambios en la tecnología eólica, más allá de desarrollar aerogeneradores de mayor tamaño aplicando nuevos materiales más resistentes, con menores costes asociados y con sistemas avanzados de control de la calidad de la energía cedida a la red. Para la tecnología eólica marina, en estado todavía incipiente en muchos aspectos, será fundamental desarrollar conceptos específicos en el diseño, logística de transporte y montaje, etc. que permitan la reducción de ratios de inversión y costes de explotación para conseguir la máxima competitividad. En particular, se considera esencial la implantación de plataformas marinas experimentales para la I+D de subestructuras de cimentación para profundidades medias y de diseños flotantes para aguas profundas, en las que todavía no existe ningún parque comercial.

El potencial eólico es altamente sensible a la evolución del nivel tecnológico, por lo que no se trata de un valor estable en el tiempo, estimándose en España superior a los 330 GW en tierra y próximo a los 8 GW en el mar en aguas no profundas (menor de ≈ 50 m de profundidad). En cuanto a la eólica de pequeña potencia, todavía no se ha aprovechado en España su capacidad 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. Estas instalaciones tienen una serie de ventajas adicionales respecto a la gran eólica, como una mayor eficiencia potencial 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.

Para la consecución de los objetivos fijados en el Plan, aparte de propuestas de carácter general, esenciales para permitir la mayor integración del conjunto de las energías renovables (marco retributivo estable y predecible, adecuado desarrollo de las infraestructuras eléctricas de transporte, nuevas interconexiones internacionales, aumento de la capacidad de almacenamiento energético, y potenciación de la gestión de la demanda en tiempo real), se incluyen diversas propuestas para eliminar las barreras identificadas en cada subsector eólico, especialmente en la Eólica Marina y la Eólica de Pequeña Potencia, todavía por desarrollar en España. En particular, destacan especialmente las propuestas relacionadas con la simplificación de las tramitaciones administrativas para las repotenciones de parques eólicos, para las nuevas instalaciones de I+D+i, tanto en tierra como en mar, y el tratamiento regulatorio específico para las máquinas de pequeña potencia.

(Plan de Energías Renovables 2011/2020 – Minetur)

5.3.6 Geotermia

La energía geotérmica es uno de los recursos energéticos más importante y menos conocido, que puede ser aprovechado, en determinadas condiciones técnicas, económicas y medioambientales, para la producción de electricidad y para usos térmicos.

Actualmente en España no existen instalaciones geotérmicas de alta entalpía para generación de electricidad, aunque sí existe un gran y creciente interés en desarrollar proyectos de este tipo en el corto-medio plazo.

Para la geotermia profunda, 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 nuevos métodos de perforación para la reducción de costes y de la geotermia estimulada.

Respecto a la geotermia para generación de electricidad, se estima que existe un potencial bruto de casi 3.000 MW de recursos geotérmicos de alta temperatura para generación de electricidad, aprovechables mediante geotermia convencional y con las nuevas tecnologías de la geotermia estimulada

Para la consecución de los objetivos será necesario, principalmente, articular propuestas de I+D en las fases iniciales para el conocimiento del recurso, la disminución de riesgos en la perforación y el desarrollo de las nuevas tecnologías de geotermia estimulada. En cuanto a la geotermia para usos térmicos, la potencia actual instalada en España se estima que supera los 100 MWt, sobre todo por el gran desarrollo en los últimos años de los aprovechamientos geotérmicos mediante bombas de calor.

Los principales retos tecnológicos de la geotermia para usos térmicos son reducir el coste de generación térmico, mediante la reducción de los costes de ejecución del intercambio geotérmico y el incremento de los ahorros proporcionados por estos sistemas, y mediante el aumento de la eficiencia de las bombas de calor geotérmicas. El potencial geotérmico de baja y muy baja temperatura en zonas con potenciales consumidores se ha estimado en más de 50.000 MWt.

El objetivo establecido en el PER 2011-2020 para los usos térmicos de la geotermia se va a alcanzar mediante iniciativas dirigidas a favorecer aplicaciones directas térmicas (redes de climatización o balnearios) y aplicaciones con bombas de calor geotérmicas para climatización y agua caliente sanitaria (ACS) en el sector residencial y de servicios. (Plan de Energías Renovables 2011/2020 - MINETUR)

5.3.7 Biomasa

En la actualidad la mayor parte de los 3.655 ktep de consumo térmico final de biomasa en España proviene del sector forestal, utilizándose en sector doméstico, mediante sistemas tradicionales poco eficientes (uso de leñas en equipos obsoletos) y en industrias forestales para consumo térmico o cogeneración. Existe una potencia instalada de 533 MW abastecida con residuos de industrias agroforestales y restos de cultivos agrícolas principalmente.

En los últimos años se está iniciando el desarrollo de los cultivos energéticos y de la mecanización específica para la recogida, extracción y tratamiento de biomasa. 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, además de avanzar en una mayor aportación cuantitativa de la biomasa, se producirá un cambio cualitativo a tecnologías actualizadas y eficientes.

El potencial de biomasa disponible en España, bajo hipótesis conservadoras, se sitúa en torno a 88 millones de toneladas de biomasa primaria en verde, incluyendo restos de masas forestales existentes, restos agrícolas, masas existentes sin explotar y cultivos energéticos a implantar. A este potencial se suman más de 12 millones de toneladas de biomasa secundaria seca obtenida de residuos de industrias agroforestales.

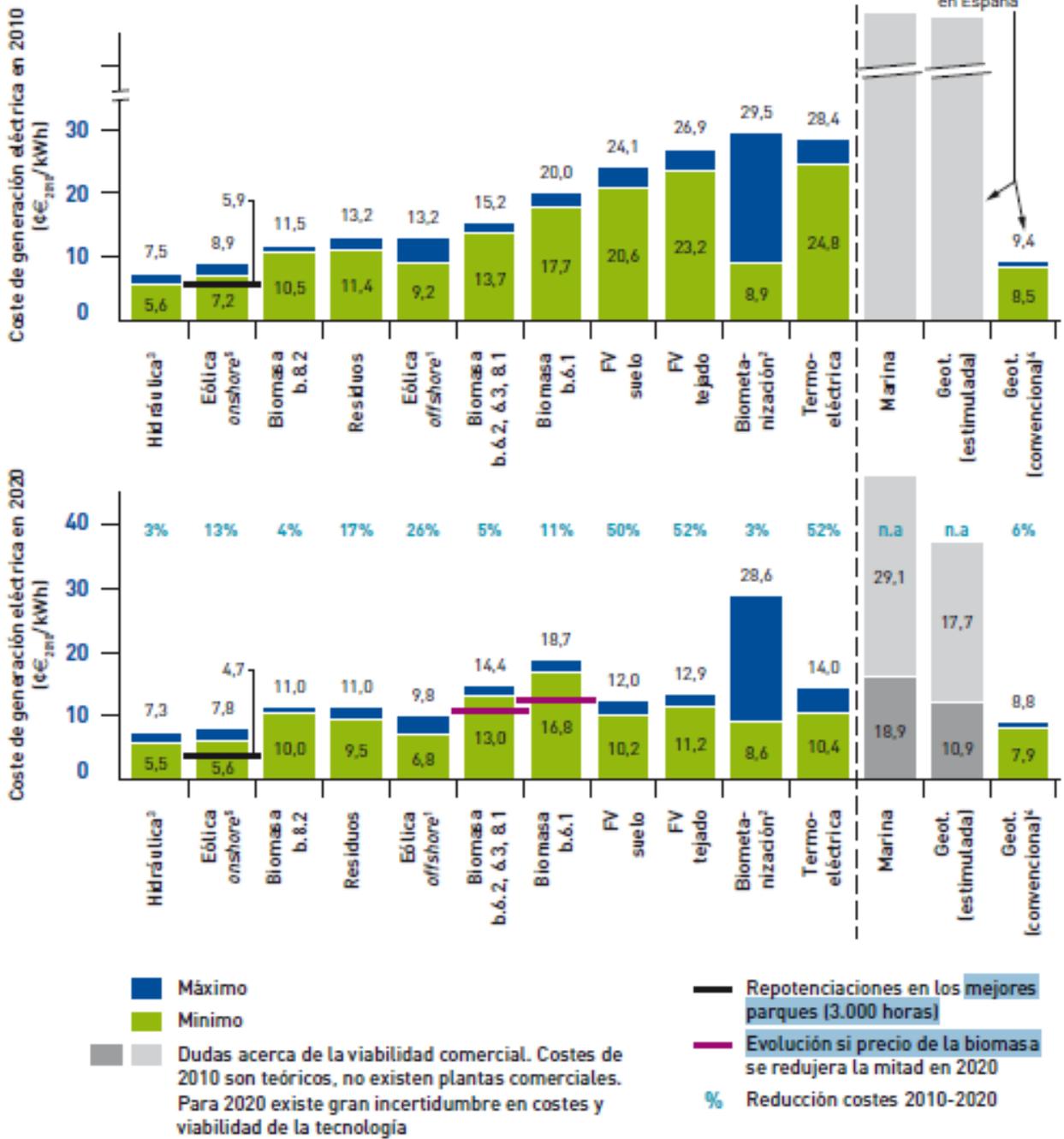
Para alcanzar los objetivos fijados en el área de biomasa se han definido una serie de propuestas dirigidas a cada fase del aprovechamiento de la misma. Las propuestas para el desarrollo de un mercado maduro de suministro de biomasa se centran principalmente en la movilización del recurso. El apoyo al desarrollo de aplicaciones térmicas, especialmente en edificios, se realizará mediante campañas de difusión, desarrollos normativos y nuevos sistemas de apoyo financiero, de incentivos y de ayudas públicas a la inversión. El crecimiento de la producción eléctrica con biomasa se conseguirá mediante la generación distribuida a través de pequeñas cogeneraciones y centrales eléctricas en el entorno de los 15 MW, para lo que se establecen nuevos programas de financiación y mejoras en el sistema de retribución de la energía eléctrica renovable (especialmente para instalaciones con menos de 2 MW). (Plan de Energías Renovables 2011/2020 - Minetur)

5.4 COSTES

5.4.1 Costes de la generación eléctrica por tecnologías renovable.

En la siguiente figura se muestra la evolución de costes de las diferentes fuentes renovables principales de generación eléctrica, así como de otras muchas existentes.

Evolución 2010-2020 esperada en España del coste de generación eléctrica para las tecnologías renovables



5.4.2 Costes de la generación térmica por tecnologías renovables.

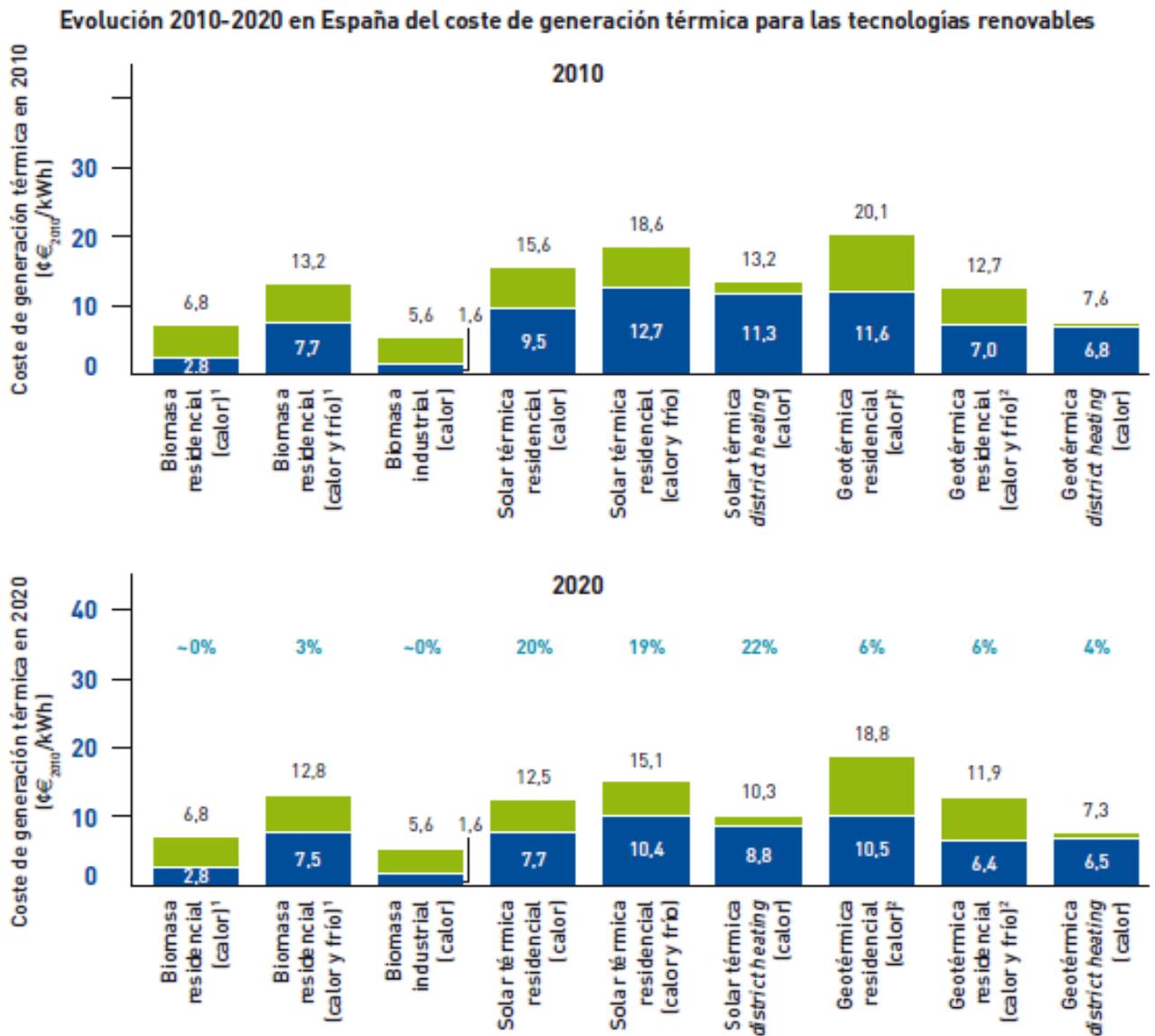


Figura 5. 3 Costes de la generación eléctrica por tecnologías renovable. (Fuente: BCG 2011)

5.5 PRIMAS

5.5.1 ¿Qué son las primas a las energías renovables?

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia mensualmente abona una prima a las, aproximadamente, 64.000 instalaciones acogidas al régimen especial. De estas, unas 43.000 se abonan directamente a sus propietarios, mientras que las 21.000 restantes se pagan a través de sus representantes.

Estas primas son la diferencia entre la cantidad que debe percibir cada una de las instalaciones dependiendo de su tecnología (fotovoltaica, termosolar, etc.), establecida por la regulación, y la cantidad que cada una de ellas ha cobrado del mercado mayorista por la venta de la electricidad generada. En su origen estas ayudas se establecieron para promover las energías alternativas con el fin de cumplir los objetivos de reducción de gases contaminantes comprometidos en el objetivo comunitario 2020. Las citadas primas permitían una rápida amortización de la inversión y fueron la causa de que la potencia instalada en este tipo de energías prácticamente se duplicara entre 2007 y 2012. En ese período se pasó de los 20.000 MW instalados en 2007 a más de 39.000 MW registrados a finales de 2012.

Estas primas se pagan cada mes de acuerdo con la liquidación del sector eléctrico. Es decir, cada mes se comprueba la cantidad de energía que han producido las citadas instalaciones y se calcula lo que corresponde a cada productor.

El calendario de este proceso es el siguiente: entorno al día 29 del mes cada productor reporta a la CNMC la cantidad de energía que ha producido. En los primeros quince días del mes siguiente se prepara una propuesta de liquidación. La Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC es la encargada de aprobarla y con ella se emite la orden de pago a los distribuidores, que en este caso actúan de alguna manera como “tesoreros”, y tienen la obligación de pagar a la CNMC el importe correspondiente en un periodo máximo de 3 días.

La Ley exige que la propuesta de liquidación se realice en el mes siguiente (N+1) y que la liquidación se abone antes de 31 días (N+2). Sin embargo, habitualmente este proceso queda completado antes del día 20 del mes. Es decir, que antes de que finalice el mes de diciembre se habrá pagado la liquidación de las ayudas correspondientes a la energía de origen renovable producida en octubre.

5.5.2 Cinco claves para entender la problemática de las renovables.

Estamos escuchando a diario las consecuencias del último decreto del Gobierno, el Real Decreto 413/2014, sobre las energías renovables y las valoraciones que éste está suscitando en el sector. Para el ciudadano de a pie puede ser un tema un tanto desconocido... Lo único que entenderá es que se trata de una mala noticia para las

empresas que han apostado por la puesta en marcha de energías limpias porque van a perder más dinero. Pues bien, en estos 5 puntos se puede entender un poco mejor la problemática que existe en torno a este tema.

5.5.2.1 ¿Qué son las primas a las renovables?

La prima es una retribución adicional al dinero que reciben las renovables por vender la energía que producen. Por ejemplo, una planta fotovoltaica genera energía a través del sol y las placas solares. Esa energía se “vierte” a la red general para que pueda ser utilizada en los hogares y por ello recibe un dinero, según los precios del mercado. Pues bien, la prima es un dinero adicional a esa venta de energía.

5.5.2.2 ¿Por qué se paga esta prima?

El sector de las energías renovables comienza a regularse desde finales de los 90. Las primas se establecen con el objetivo de impulsar la aparición de instalaciones de fuentes limpias para ir reduciendo la dependencia de otras energías como la nuclear. Además, se establecen para que la puesta en marcha de dichas plantas sea rentable desde el primer día, ya que durante los primeros años el gasto en la tecnología que las pone en marcha es mucho mayor que el gasto luego solo de mantenimiento. En el último decreto se justifica este régimen retributivo “para cubrir los costes que les permitan competir en nivel de igualdad con el resto de tecnologías en el mercado obteniendo una “rentabilidad razonable”.

5.5.2.3 ¿Cómo se calcula la prima y qué es la “rentabilidad razonable”?

Según el decreto, la prima se calculará para cada instalación en función de los costes de explotación de la instalación y el valor de la inversión inicial, siempre que la empresa sea “eficiente y esté bien gestionada”. Además, se tendrá en cuenta que dicha instalación obtenga una “rentabilidad razonable” que rondará el 7%.

5.5.2.4 ¿Por qué el sector se levanta en armas?

Porque la prima se recorta y la rentabilidad que ahora fija el decreto del Gobierno central es mucho menor de la que venían obteniendo las instalaciones de energías limpias.

5.5.2.5 ¿Por qué hay instalaciones que quiebran?

El recorte de las primas afecta a todas las instalaciones. A las eólicas prácticamente les deja sin primas. En la adversidad, las termosolares resisten porque sus dueños son multinacionales que se pueden permitir dichos recortes. Pero el gran problema está en las instalaciones fotovoltaicas. Como utilizan una tecnología menos costosa que la termosolar y la eólica, numerosos pequeños empresarios invirtieron en ellas. Los bancos

les concedieron en su día unos créditos bajo unas previsiones de beneficios mucho mayores que los de ahora. Como han ido cambiando las reglas del juego a peor y se han ido recortando las ayudas, muchos empresarios no pueden ahora afrontar dichos créditos; por eso hay quien directamente está entregando la planta al banco.

5.6 IMPACTOS MEDIOAMBIENTALES

5.6.1 Energía Solar

El sol constituye una fuente de energía limpia y sostenible, sin emisiones tóxicas contaminantes o emisiones de gases invernadero. Los potenciales impactos medioambientales asociados a la energía solar, como el uso del suelo y pérdida de hábitats, el uso del agua así como el uso de materias primas peligrosas en la fabricación de paneles y otros componentes de las instalaciones solares, varían mucho en función de la tecnología empleada para aprovechar la energía del sol. Así, por ejemplo, no es lo mismo el impacto de la tecnología solar fotovoltaica que el de una planta de concentración solar térmica.

También el tamaño de una instalación juega un importante papel. Las instalaciones solares pueden ser tan simples como un panel solar situado en la cubierta de una casa. Pero también es cierto que existen grandes huertos o explotaciones solares, cuyo impacto en el medio ambiente es lógicamente mucho mayor.

5.6.1.1 Uso del suelo

Dependiendo de su localización, las plantas solares más grandes pueden provocar una degradación del suelo y pérdidas de hábitats. Las necesidades totales de suelo varían en función de la tecnología, la topografía de la zona y la intensidad de la radiación. En una instalación de solar fotovoltaica, las necesidades son de 2 ha por megavatio instalado en el caso de paneles solares policristalinos y de 5 ha/MW para paneles de capa fina. Si se trata de energía solar de concentración, las necesidades de terreno son algo mayores llegando a las 6 ha/MW.

A diferencia de los parques eólicos, los huertos o plantas solares están más restringidos en cuanto a usos simultáneos, por ejemplo, con la agricultura o la ganadería. Sin embargo, el impacto sobre el suelo podría verse minimizado si se destinasen a la implantación de huertos solares aquellas áreas más degradadas o campos de cultivo abandonados por su baja productividad.

5.6.1.2 Uso del agua

Los paneles solares fotovoltaicos no usan agua en la generación de electricidad. Sí la usan, en pequeña proporción, en su fabricación.

Sin embargo, las plantas de energía solar térmica de concentración sí consumen gran cantidad de agua en su funcionamiento y enfriamiento. La cantidad de agua usada depende del diseño de la planta, de su localización y del tipo de sistema de enfriamiento que usen. Aquellas plantas que usen torres de enfriamiento con recirculación húmeda pueden gastar entre 2000 a 3000 litros por megavatio-hora de electricidad producida. La tecnología de enfriamiento en seco puede reducir el uso del agua en casi el 90%. Sin embargo, esto conlleva mayores costes y menor eficiencia.

Puesto que las áreas más propicias para la implantación de instalaciones solares son las zonas con mayor irradiación solar, que suelen ser más áridas y secas, es necesario considerar el factor del consumo del agua como un serio inconveniente a tener en cuenta.

5.6.1.3 Sustancias peligrosas

En el proceso de fabricación de los paneles fotovoltaicos se usan numerosas sustancias peligrosas, muchas de las cuales se emplean para purificar y depurar la superficie semiconductor de los paneles. Estas sustancias químicas, similares a las usadas en la industria de los semiconductores, incluyen ácido clorhídrico, ácido sulfúrico, ácido nítrico, fluoruro de hidrógeno y acetona. La cantidad y la sustancia en concreto que se usa dependen el tipo de célula solar a fabricar, el grado de pureza que se necesita, y el tamaño de la lámina de silicio. Los trabajadores también se exponen a riesgos por inhalación de polvo de silicio. Por ello, en el proceso de fabricación se deben garantizar unas condiciones laborales seguras para los trabajadores y que los productos usados y residuos, se gestionan adecuadamente.

Los paneles fotovoltaicos de capa fina contienen un mayor número de sustancias tóxicas respecto a los paneles de silicio tradicionales. En su fabricación se emplean arseniuro de galio, diseleniuro de cobre-indio-galio, y telurio de cadmio. Si no se manejan y se desechan apropiadamente, estas sustancias químicas pueden ocasionar un serio problema de contaminación ambiental y amenazar la salud pública.

5.6.1.4 Emisiones de gases invernadero asociadas al ciclo completo de la energía solar

Aunque la producción de electricidad gracias a los paneles solares no conlleva emisiones de gases de efecto invernadero, hay emisiones asociadas con otras etapas del ciclo de vida de un panel solar, por ejemplo, durante la fabricación, el transporte, la instalación, el mantenimiento y su desinstalación y gestión como residuo.

En cualquier caso, las cifras que se barajan de dióxido de carbono equivalente son menores que las asociadas al gas o al carbón, por lo que sigue siendo una alternativa más limpia y sostenible que las fuentes de energía provenientes de los combustibles fósiles.

5.6.2 Energía Hidráulica

La energía hidráulica puede obtenerse tanto de una presa con central hidroeléctrica o desde pequeñas mini centrales hidráulicas en ríos de menos caudal. Las grandes centrales hidroeléctricas continúan construyéndose en muchas zonas del mundo (sobre todo China y Brasil); en cambio, en otros países (incluyendo España), su implantación está más limitada al no existir emplazamientos idóneos o por motivos medioambientales.

Por lo tanto, el incremento en el futuro de la producción de energía hidráulica pasará por una mejora en la eficiencia de las instalaciones existentes o en proyectos de menor entidad. Tanto en los grandes proyectos hidroeléctricos como en los más modestos, existen impactos medioambientales que deben ser valorados y tenidos en cuenta.

5.6.2.1 Uso del suelo

El tamaño del embalse o reservorio de agua construido en todo proyecto hidroeléctrico varía considerablemente de uno a otro, dependiendo en gran medida del tamaño de los generadores hidroeléctrico y la topografía del terreno. Las plantas hidroeléctricas en terrenos llanos necesitan lógicamente más superficie que aquellas en zonas montañosas, zona de valles o cañones, donde los embalses alcanzan más profundidad y pueden almacenar un volumen de agua considerablemente mayor en comparación con la superficie utilizada.

La inundación de terrenos debido a una central hidroeléctrica tiene un impacto medioambiental extremo: desaparecen bosques, hábitats, tierras de cultivo y paisajes de gran valor. Además, se han dado numerosos casos en los que pueblos enteros han quedado bajo las aguas, con el consiguiente desplazamiento de sus habitantes o de comunidades enteras y la desaparición de su patrimonio.

5.6.2.2 Impactos sobre la vida salvaje

Los embalses y presas se utilizan para numerosos fines como abastecimiento de agua a ciudades y poblaciones en general, riego agrícola, control de inundaciones, usos recreativos, etc., por lo que la presión e impacto sobre la vida salvaje creados por ellas, no puede achacarse únicamente a la producción de energía eléctrica. Pero es innegable que también afectan seriamente a la fauna y, en gran medida, a los ecosistemas acuáticos. A pesar de la implantación de numerosas técnicas para minimizar su impacto, como escaleras y rampas para peces, éstos y otros organismos acuáticos pueden ser heridos o morir en el movimiento de las aspas de las turbinas que generan electricidad.

Aparte de este impacto directo, se producen otros impactos en la propia presa o incluso aguas debajo de la misma. Las presas y embalses estancan el agua y los flujos son

más lentos que el río original, y como consecuencia, acumulan más cantidad de sedimentos y nutrientes, lo que conlleva a un aumento excesivo de algas y plantas acuáticas. Esta vegetación acuática anómala desplaza a la original, y en muchos casos, debe ser controlada por medios mecánicos o biológicos.

Aguas abajo de una presa se suele reducir el caudal del río de manera considerable. De hecho, desde hace tiempo se implantó la obligatoriedad de garantizar un “caudal ecológico”, para intentar garantizar la pervivencia de poblaciones vegetales y animales fluviales.

En una presa, el oxígeno disuelto en el agua es menor que en un río que fluye, por lo que a la hora de soltar agua es importante la acción de aireadores, ya que normalmente se suele liberar agua de las zonas más profundas del embalse, que son las que tienen precisamente menos oxígeno y también una temperatura menor que las aguas más someras de los ríos. De esa forma se minimiza su impacto sobre las normalmente sensibles poblaciones piscícolas.

5.6.2.3 Repercusión sobre el cambio climático

Durante la construcción y desmontaje de una planta hidroeléctrica es cierto que se producen emisiones que contribuyen al calentamiento global. Curiosamente durante su explotación, a pesar de que no se emplean combustibles fósiles, se ha descubierto que las presas y embalses emiten a la atmósfera cantidades variables de dióxido de carbono y metano dependiendo de su tamaño y de la biomasa que estuviera presente en la zona antes de quedar bajo las aguas.

La razón es sencilla: tras quedar anegada por el agua, la vegetación y materia orgánica del suelo de estas zonas se descompone y libera dióxido de carbono y metano, ambos gases de efecto invernadero. Sin embargo, su efecto es mucho menor en comparación con las emisiones de la producción eléctrica partiendo de combustibles fósiles como carbón o incluso el gas natural.

5.6.3 Energía Eólica

El aprovechamiento de la energía del viento es una de las formas más sostenibles y limpias de obtener electricidad puesto que no produce emisiones tóxicas o emisiones que contribuyan al calentamiento global. El viento es también abundante, inagotable, y una de las formas de energía renovable más rentable, lo que la convierte en una gran alternativa a gran escala a los combustibles fósiles. A pesar de su inmenso potencial, hay una gran variedad de impactos medioambientales asociados con la generación de energía eólica que deben ser reconocidos para intentar mitigarlos lo más posible.

5.6.3.1 Uso del suelo

El impacto sobre el uso del suelo de las instalaciones de energía eólica depende en gran medida del lugar de emplazamiento: los campos de aerogeneradores situados en áreas planas normalmente usan más terreno que aquellos situados en zonas altas, colinas o a pie de áreas escarpadas. Sin embargo, los aerogeneradores no ocupan todo el terreno. Deben separarse aproximadamente entre 5 y 10 veces el diámetro de sus rotores (el diámetro de los rotores incluye las palas). Por ello, los aerogeneradores en sí y la infraestructura que acompaña (caminos de acceso, conexiones a la red eléctrica...) ocupan una pequeña zona del total de un parque eólico.

Como media, se considera que en un parque eólico se requieren entre 4 y 20 ha por cada MW, aunque la superficie que ocupa un aerogenerador realmente es de tan sólo 0,43 ha/MW. El terreno que queda bajo los aerogeneradores podría emplearse para otros usos: agrícola, pastos para el ganado, comunicaciones terrestres, pistas de senderismo, etc. También podrían situarse en espacios industriales, lo que reduciría la preocupación por el uso del suelo en áreas de mayor interés natural. Los parques eólicos marinos requieren mayor superficie para trabajar, puesto que las turbinas y palas que usan son mayores que las de los aerogeneradores típicos de un parque eólico terrestre. Los parques eólicos marinos podrían ser compatibles con una gran variedad de actividades como la extracción de gas y petróleo, acuicultura, actividades recreativas, pesca, etc.

Se requiere un buen estudio de planificación y situación para minimizar los impactos potenciales sobre el terreno y poder hacerlas compatibles en la medida que sea posible con otros usos.

5.6.3.2 Impacto sobre la fauna y los hábitats naturales

El impacto de los aerogeneradores sobre la vida salvaje, sobretodo sobre la avifauna y los murciélagos, está ampliamente estudiado y documentado. Se han documentado muertes de aves y murciélagos no sólo por impactos directos sino por los cambios en la presión atmosférica provocados por el giro de las palas. También se producen alteraciones en sus hábitats.

En el documento de *Directrices para la evaluación del impacto de los parques eólicos en aves y murciélagos de la SEO*, se hace una muy buena revisión de los estudios existentes sobre la mortalidad de aves y murciélagos en parques eólicos, y se llega como conclusión, que a pesar de que las cifras son bajas comparadas con el impacto sobre la fauna de otras infraestructuras de origen humano, los parques eólicos tienen un significativo impacto cuando se sitúan en zonas comúnmente frecuentadas por aves (nidificación, alimentación, paso migratorio...) y que pueden afectar gravemente a poblaciones de especies amenazadas, donde la desaparición de un número bajo de ejemplares supone un gran impacto sobre el conjunto de la especie.

En cuanto a los murciélagos es de destacar que se ha comprobado que éstos son más activos con velocidades de viento bajas. Si tenemos en cuenta que la rentabilidad de los aerogeneradores aumenta conforme a la velocidad del viento, se podrían desconectar a bajas velocidades incidiendo muy positivamente sobre las poblaciones animales sin grandes penalizaciones de índole económica.

Los parques eólicos marinos también tienen un efecto similar sobre las poblaciones de aves marinas. Se cree de igual forma que el impacto es bajo. Por el contrario, sobre poblaciones piscícolas podrían tener un impacto positivo, ya que las torres actuarían como refugios o arrecifes artificiales. De nuevo, en ambos casos, se requiere un minucioso estudio previo de minimización de impactos.

5.6.3.3 Impacto visual y acústico

El impacto visual y acústico es también una de las mayores preocupaciones de la gente sobre la instalación de aerogeneradores. El ruido que ocasionan los aerogeneradores es debido precisamente al movimiento de las palas en el aire. También hay un cierto ruido proveniente de las partes mecánicas de la turbina. Que ese ruido sea más o menos notable dependerá del diseño de cada aerogenerador y de la velocidad del viento. Al objeto de disminuir en lo posible el ruido generado por los aerogeneradores, se está investigando en la minimización de las imperfecciones de la superficie de las palas de los rotores y en el uso de materiales que absorban el ruido por sí mismos.

Respecto al impacto visual, los aerogeneradores presentan dos caras opuestas: por una parte, son elementos gráciles que son dignos de ser admirados, por su tecnología y por el beneficio “verde” que aportan. En la otra cara, pueden presentar aberraciones del ser humano que daña irremediablemente el paisaje. Obviamente, en tanto se pretendan instalar en zonas de especial protección natural o belleza, la balanza quedará desplazada más en el segundo sentido que en el primero. De ahí que sea de nuevo muy necesario una buena planificación y justificación del emplazamiento.

Otro hecho que mencionan personas que viven en las inmediaciones de aerogeneradores es el sufrimiento del llamado efecto de sombra parpadeante. Cuando se vive cerca de un aerogenerador, y dependiendo de cómo interceda la luz del sol, el giro de las aspas provocará sombras periódicas a los habitantes de la casa provocando un efecto estroboscópico, muy molesto, y que se asocia a ciertos problemas de salud como los ataques epilépticos. Por ello, bajo estas condiciones se suele restringir el funcionamiento de los aerogeneradores en las horas de luz que provocan las molestas sombras parpadeantes.

5.6.3.4 Uso del agua

Sólo se hace uso del agua en el proceso de fabricación e instalación de los aerogeneradores. Posteriormente durante su explotación, no hay ningún consumo de agua.

5.6.3.5 Emisiones a la atmósfera durante el ciclo de vida de un aerogenerador

Aunque en pleno funcionamiento un parque eólico no genera emisiones de efecto invernadero a la atmósfera, se producen emisiones en otras etapas del ciclo productivo de un aerogenerador, por ejemplo, en la fabricación, transporte de materiales, construcción, mantenimiento y desinstalación.

Sin embargo, en el cómputo global de emisiones se considera que éstas son muy inferiores a las producidas por generación de energía a partir del gas o petróleo, por lo que sigue siendo una fuente de energía mucho más limpia y alternativa a los combustibles fósiles.

5.6.4 Energía geotérmica

La energía geotérmica consiste en el aprovechamiento del calor de las capas internas de la corteza terrestre. Normalmente el aprovechamiento se realiza mediante la circulación de agua caliente hasta unas turbinas que generan electricidad o directamente como fuente de agua caliente y calefacción para poblaciones. El mayor limitante, a día de hoy, es la escasez de emplazamientos económicamente viables para la implantación de esta energía verde.

5.6.4.1 Impacto ambiental sobre el medio ambiente

El único elemento ambiental afectado por este tipo de energía es el paisaje. La construcción de las infraestructuras asociadas conlleva una merma de los valores paisajísticos que es muchas veces incompatible con el entorno en el que se sitúan. Excepto en casos extremos en los que existan endemismos o especies protegidas en la más inmediata proximidad de las plantas o instalaciones auxiliares, la afección de este tipo de instalaciones al medio es muy reducida.

Otro tipo de efectos, tales como la emisión de gases de efecto invernadero u otros contaminantes pueden ser evitados creando circuitos cerrados por los que circule el agua para posteriormente ser reintroducida en la tierra o mediante la adopción de filtros si no fuera el caso. La tecnología disponible actualmente posibilita reducir a cero las afecciones al medio (suelo y atmósfera) derivadas de las emisiones de estos gases.

6 CAPTURA DE CO₂ EN ESPAÑA

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas de efecto invernadero que se encuentra de forma natural en la atmósfera. Las actividades humanas están aumentando la concentración atmosférica de CO₂ y de esta manera contribuyen al calentamiento global del planeta. Las emisiones de CO₂ se producen cuando se quema combustible, ya sea en grandes centrales eléctricas, en motores de automóviles, o en sistemas de calefacción. También pueden producirse emisiones mediante otros procesos industriales, por ejemplo, cuando se extraen y se procesan los recursos o cuando se queman los bosques.

La captura y almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) es una de las técnicas que podrían utilizarse para reducir las emisiones de CO₂ provocadas por las actividades humanas. Esta técnica podría aplicarse para aquellas emisiones que provengan de grandes centrales eléctricas o plantas industriales.

6.1 USOS DEL CO₂

El CO₂ en grandes cantidades no es un gas deseable en la atmósfera. Sin embargo, puede ser aprovechado en multitud de procesos y aplicaciones. Por ello puede ser interesante plantear tecnologías que permitan capturar el CO₂ para evitar sus altas emisiones y, por otra parte, contribuir al uso eficiente del mismo como recurso.

A continuación, se describen algunos ejemplos de las utilidades del CO₂ en diferentes ámbitos (PTECO₂, 2014, Vega, 2010):

- **Recuperación mejorada de petróleo (RMP).** En esta tecnología el CO₂ se utiliza para aprovechar mejor la extracción de petróleo en los pozos donde se encuentra. Se explicará en mayor profundidad en la sección siguiente de este capítulo.
- **Seguridad.** El CO₂ se utiliza en extintores de incendios debido a sus propiedades: no combustible, no reacciona químicamente con otras sustancias, permite ser comprimido dentro del extintor de incendios (no siendo necesario otro producto para descargarlo), no conduce electricidad y no deja ningún tipo de residuo.
- **Medio supercrítico.** Los fluidos supercríticos tienen la peculiaridad de comportarse como un híbrido entre un líquido y un gas. El CO₂ es ampliamente utilizado en este contexto por tratarse de un disolvente medioambientalmente más benigno que otros disolventes clorados, por ejemplo, en el caso de las extracciones líquido-líquido o las cromatografías. Además, sus condiciones supercríticas son relativamente suaves, lo que hace que los equipos para llevar a cabo estas reacciones no sean excesivamente caros.

- **Alimentación.** El CO₂ está aprobado como aditivo alimentario, no es un compuesto tóxico y ha demostrado tener propiedades bactericidas. Sus usos más conocidos en este campo son la carbonatación de bebidas, la conservación de alimentos tanto en atmósfera modificada como en congelación y su uso para la extracción de compuestos procedentes de alimentos, tales como la cafeína o los aceites esenciales de orégano y otras especies.
- **Invernaderos.** Su utilización en invernaderos favorece el proceso de fotosíntesis dando lugar a un mayor crecimiento y una mejor salud de las plantas. Asimismo, se ha demostrado su efecto beneficioso en el crecimiento de plantas mediante su uso en el agua de riego.
- **Nuevos materiales.** El CO₂ también se destina a la síntesis de nuevos materiales. Por ejemplo, como reactivo en la síntesis de policarbonatos, para el procesado de polímeros o para la formación de materiales donde la molécula de CO₂ forma parte de los mismos: nuevos polímeros, carbonato cálcico precipitado, etc.
- **Medicinal.** En el campo de la medicina, permite ser mezclado con otros gases con el fin de crear un ambiente adecuado para la manipulación de órganos artificiales, estimulante de respiración o dilatación quirúrgica, entre otras. Asimismo, el CO₂ forma parte importante de la reacción para la obtención de algunos fármacos, como el ácido acetilsalicílico (aspirina).
- **Energía.** El CO₂ puede ser utilizado como energía renovable a partir del uso de energía solar, mediante un proceso conocido como fotosíntesis artificial. Además, actualmente se están desarrollando procesos para producir gasolina y otros hidrocarburos líquidos a partir de dióxido de carbono (CO₂) y vapor de agua, aunque estas aplicaciones sólo se están llevando a cabo a escala laboratorio.
- **Limpieza.** El CO₂ sometido a presiones muy altas (50 bares), pasa a estado líquido y se puede utilizar para la limpieza de productos textiles, siendo una alternativa segura, respetuosa con el medio ambiente y competitiva con los disolventes más utilizados en la actualidad para la limpieza en seco.
- **Tratamiento de aguas.** Se utiliza como acidificante en el tratamiento de aguas residuales mediante la modificación del pH, también en el tratamiento de aguas recreacionales para controlar el pH tras la desinfección de las mismas.
- **Electrónica.** Destinado para el enfriamiento de componentes electrónicos o limpieza de piezas a fin de evitar la utilización de solventes orgánicos.

6.2 REDUCCIÓN DE LAS EMISIONES DE CO₂

En la figura 6.1 se muestran diversas opciones para la reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera. Las técnicas pueden clasificarse como técnicas de mitigación y de adaptación, clasificadas a su vez como medidas directas e indirectas. En general, las tecnologías se orientan hacia la eliminación del CO₂ ya emitido, a la generación en las mismas cantidades en los procesos productivos pero con captura del mismo antes de emitirlo a la atmósfera, y a evitar la generación del propio CO₂ en los diversos procesos.

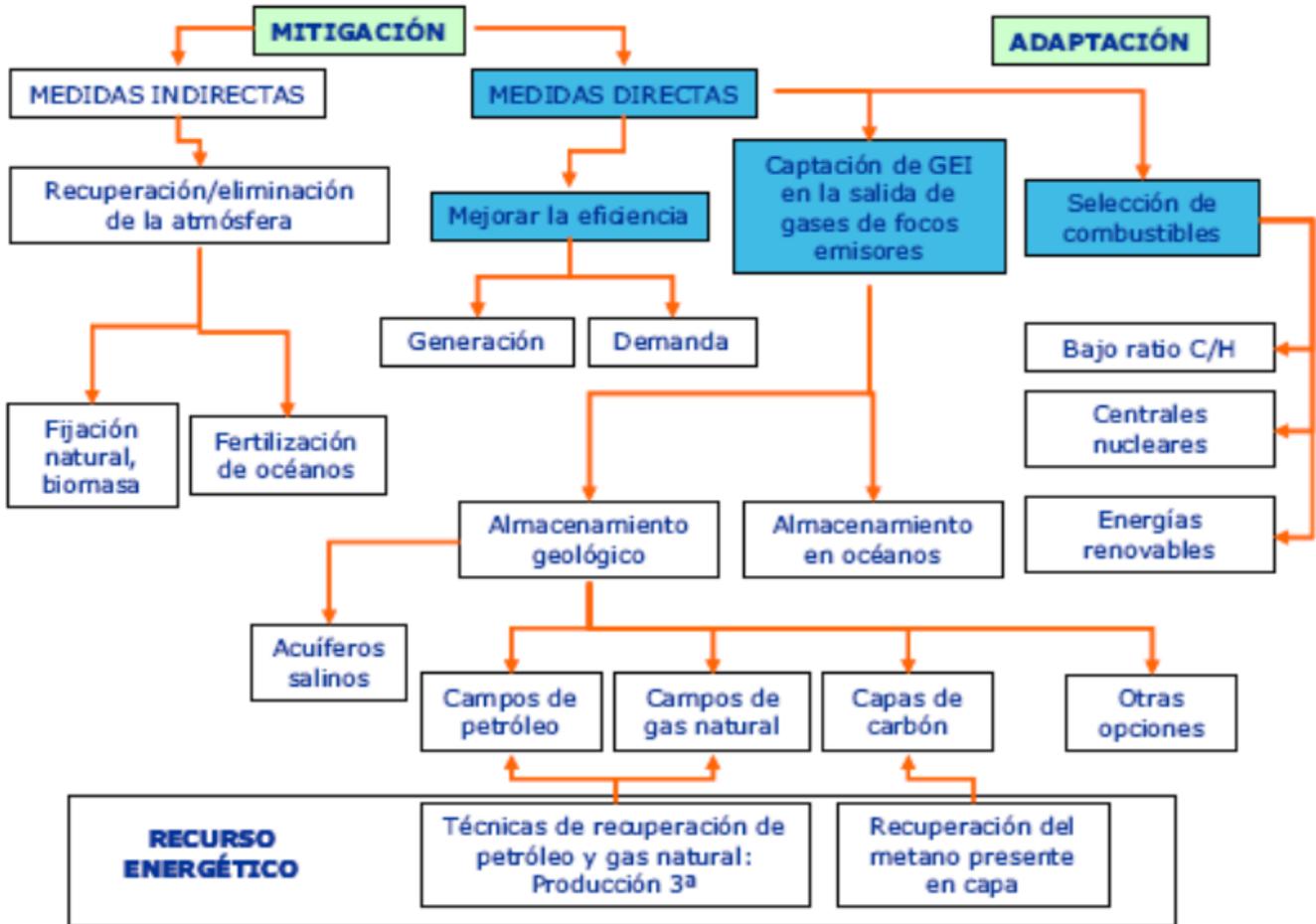


Figura 6. 1 Opciones para la reducción de emisiones de CO₂. (Fuente: PTECO2, 2015).

Uno de los métodos para lograr reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera, y así contribuir a cumplir los compromisos antes expuestos es la captura y almacenamiento de CO₂ (CAC). Las tecnologías aplicables suponen alternativas que permiten reducir las emisiones asociadas a grandes focos, como las centrales térmicas. En el caso de focos de emisión difusos, como el transporte o domésticos, son más efectivas otro tipo de medidas dirigidas a uso local de combustibles renovables, mejoras de la eficiencia, o utilización de vectores energéticos, como el H₂, con posibilidad de minimizar las emisiones de CO₂ en su ciclo de vida (PTECO2, 2014).

Para que la aplicación de las tecnologías CAC sea efectiva debe realizarse en emplazamientos que permitan el almacenamiento de millones de toneladas. De ahí que el primer paso de la cadena tenga sentido realizarlo principalmente en grandes focos de emisión de CO_2 , donde el objetivo de la captura es obtener una corriente concentrada de grandes cantidades de CO_2 para su posterior compresión, transporte y almacenamiento permanente en una formación geológica profunda (PTECO2, 2013).

Los procesos de captura y almacenamiento de CO_2 se caracterizan por las tres fases siguientes:

1. **Captura**, que consiste en la separación del CO_2 contenido en los gases de combustión producidos en centrales térmicas y procesos industriales.
2. **Transporte del CO_2** hasta el enclave geológico seleccionado para su almacenamiento.
3. **Almacenamiento del CO_2** en el subsuelo en ubicaciones geológicas idóneas.

6.2.1 Captura

La captura de CO_2 consiste en la separación del dióxido de carbono del resto de gases que se originan durante la combustión. En la figura 1.7 se recoge un esquema simplificado de las tecnologías de captura de CO_2 , que incluyen las técnicas postcombustión, precombustión y oxcombustión. Sin embargo, en la figura 1.8 se amplía esta información recogiendo los procesos emergentes actuales que, en la mayor parte de los casos, no han conseguido su implantación a escala industrial hoy día.

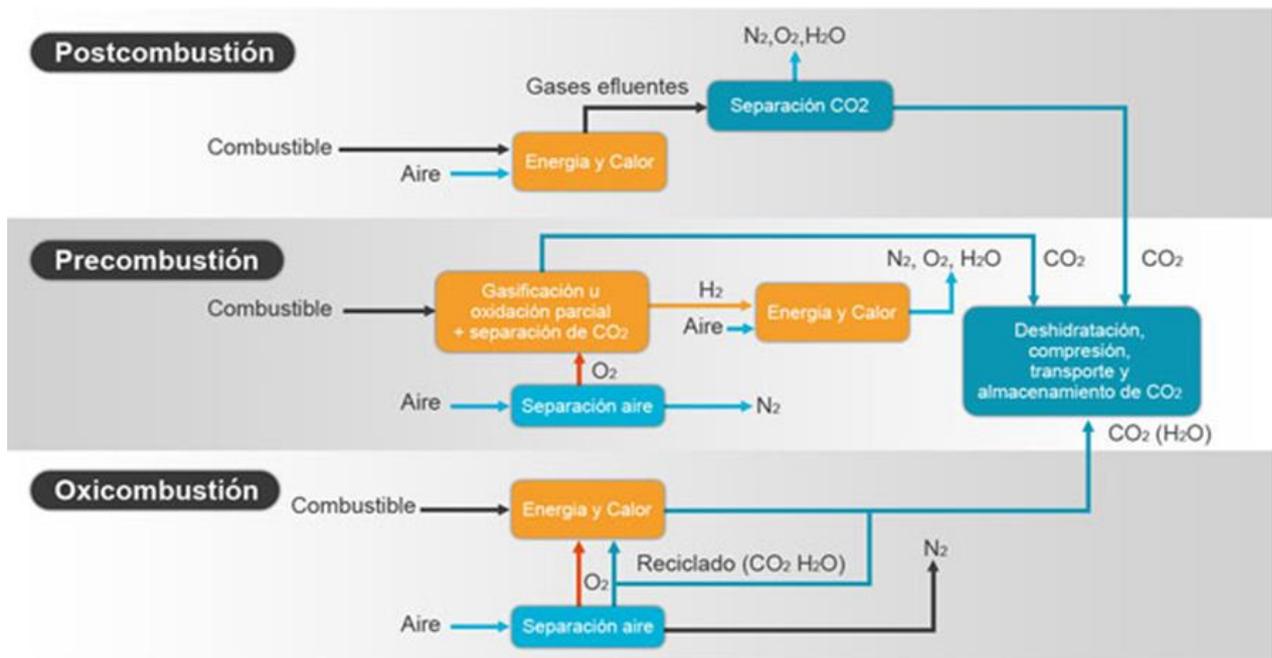


Figura 6. 2 Esquema simplificado de diferentes tecnologías de captura de CO_2 . (Fuente: PTECO2, 2015)

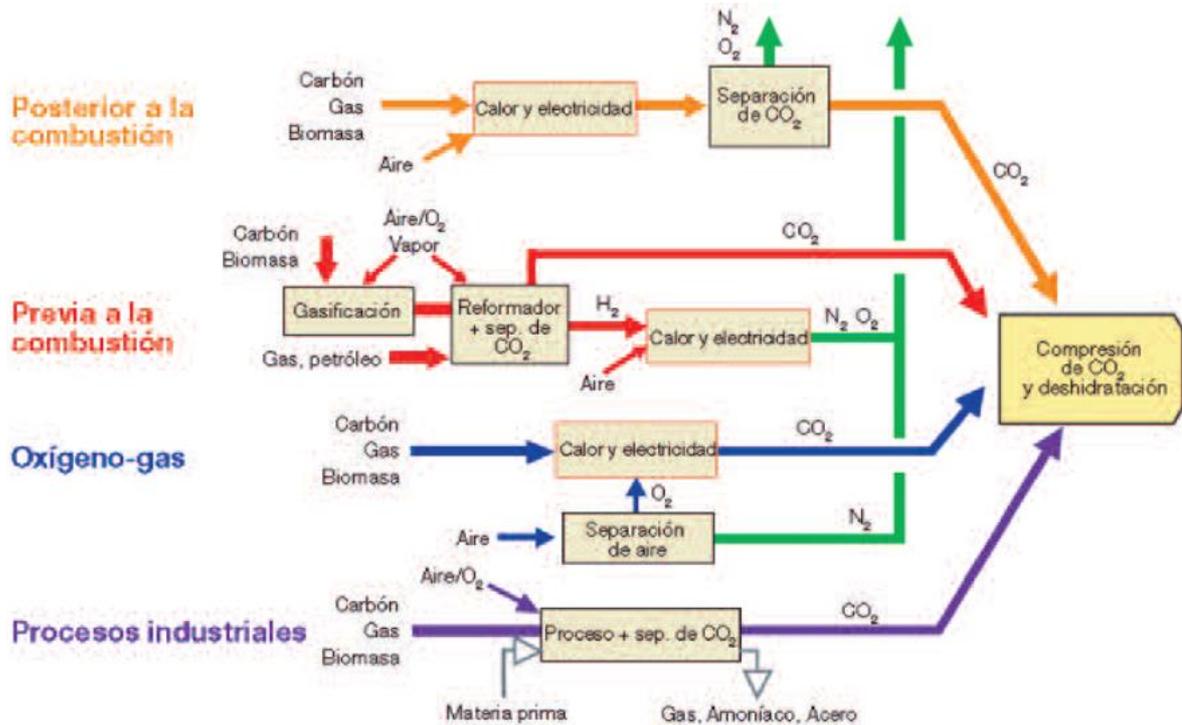


Figura 6. 3 Esquema de diferentes tecnologías de captura de CO₂. (Fuente: IPCC, 2005)

- **Postcombustión.** El CO₂ se separa de los gases generados tras la combustión convencional, que consisten en una mezcla compuesta mayoritariamente por N₂ y CO₂.

Normalmente se suelen aplicar procesos de absorción química (empleando disoluciones de alquilaminas), ciclos de carbonatación/calcinación, membranas o la destilación criogénica (Ballesteros et al., 2007).

- **Precombustión.** En este tipo de sistemas se procesa el combustible primario mediante un proceso de gasificación o reformado para su transformación en un gas de síntesis compuesto principalmente por H₂ y CO. Posteriormente, mediante una reacción de intercambio "Water Gas Shift", el CO reacciona con vapor de agua para producir mayoritariamente H₂ y CO₂. A continuación, durante la etapa de captura, se separa el CO₂ de la corriente gaseosa. A la vez, el H₂ separado, es un producto que puede ser empleado en la generación de electricidad, calor o destinado a otros usos.

Aunque las fases iniciales de conversión del combustible son más complejas que en los sistemas de postcombustión, las altas concentraciones de CO₂ (15-60% en volumen seco) y las altas presiones que suelen caracterizar a estas aplicaciones son más favorables para la separación del CO₂. Este sistema se aplica en centrales eléctricas que usan tecnología de gasificación integrada de ciclo combinado (GICC), (IPCC, 2005).

Existe una planta piloto de 14 MWt instalada en Puertollano (Ciudad Real), que utiliza el 2% del gas de síntesis y permite la captura del 90% del CO₂ mediante la tecnología de precombustión. Se trata de la primera planta piloto puesta en funcionamiento en España que ha demostrado con éxito la integración de un proceso de captura de CO₂ en una central GICC dedicada a la producción de electricidad. (ELCOGAS, 2015).

- **Oxicombustión.** La combustión se realiza únicamente con oxígeno, de tal manera que el gas que se produce está compuesto mayoritariamente por CO₂ y H₂O, fácilmente separables por condensación.

Para aplicar este tipo de sistemas es necesario realizar modificaciones en las calderas para la adaptación al uso de O₂ en lugar de aire. Además, debido a las altas temperaturas que se alcanzan durante una combustión en una atmósfera de O₂ puro, es necesario recircular parte del CO₂ para favorecer la reducción de la temperatura de la cámara de combustión. La principal desventaja que presenta esta tecnología es la necesidad de instalar unidades de separación de aire, normalmente de destilación criogénica, caracterizadas por un elevado consumo energético.

- **Tecnologías emergentes.** Actualmente se trabaja en el desarrollo de tecnologías aplicables en la postcombustión que se presentan con el objetivo de reducir los requerimientos energéticos. Este es el caso de los procesos avanzados de absorción, adsorción sobre carbón activo o zeolitas o la separación mediante membranas entre otros. (Toftegaard et al., 2010).

6.2.2 Transporte

El transporte a gran escala del CO₂ es una actividad que se desarrolla a partir de la tecnología existente para el gas natural y los combustibles derivados del petróleo. Previo a su transporte, el CO₂ se comprime hasta alcanzar propiedades similares a las del estado líquido. Esto se consigue mediante la compresión del gas hasta encontrarse a presiones y temperaturas ligeramente superiores a las de su punto crítico, es decir, en estado supercrítico. A continuación, se transporta mediante tuberías (ceoductos) o bien mediante camiones cisterna o buques si la fuente de CO₂ está muy alejada del área de almacenamiento o no existe una infraestructura para su transporte mediante el empleo de tuberías. Actualmente existen en el mundo más de 5000 kilómetros de tuberías que transportan CO₂.

Debido al carácter innovador de este tipo de transporte en la actualidad se está trabajando en diferentes áreas, entre las que destacan (PTECO₂, 2013):

- La caracterización del CO₂ para transporte, aspecto clave para el estudio del comportamiento de los materiales y elementos de transporte por tubería.

- La determinación de los aspectos territoriales, que permitan la configuración de una red de tuberías e instalaciones auxiliares.
- El desarrollo de equipamiento y la determinación de los materiales, validación de su comportamiento ante posibles efectos de corrosión.
- La realización de estudios económicos del transporte, con el objetivo de identificar los elementos clave para desarrollar un modelo económico que permita estimar con precisión los costes asociados al transporte de CO₂.

6.3 FORMACIONES SUSCEPTIBLES DE ALMACENAR CO₂

Una vez que el CO₂ ha sido capturado debe almacenarse o utilizarse como materia prima, como por ejemplo, en la fabricación de bebidas carbonatadas y en otras aplicaciones de la industria alimentaria. Sin embargo, la mayor parte del CO₂ capturado deberá ser almacenado, ya que la demanda para su uso es muy inferior al nivel de emisiones, y se espera que esta tendencia se mantenga en el futuro (Bartolomé et al., 2011).

El almacenamiento consiste en la inyección del dióxido de carbono en una formación geológica profunda. Se estima que se debe realizar a una profundidad superior a 800 metros para permitir que el dióxido de carbono se encuentre en condiciones de presión y temperatura supercríticas (7.3 MPa; 304.2 K), ocupando un menor volumen que en condiciones normales (PTECO2, 2012).

En la Figura 6.4 se muestran las distintas opciones existentes para llevar a cabo el almacenamiento de CO₂:

- Mediante el aprovechamiento de yacimientos de petróleo/gas en explotación o agotados.
- Mediante el aprovechamiento de formaciones salinas profundas.
- Mediante el aprovechamiento de capas de carbón profundas.

A continuación se explicarán cada una de estas tecnologías por separado, indicando sus principales características.

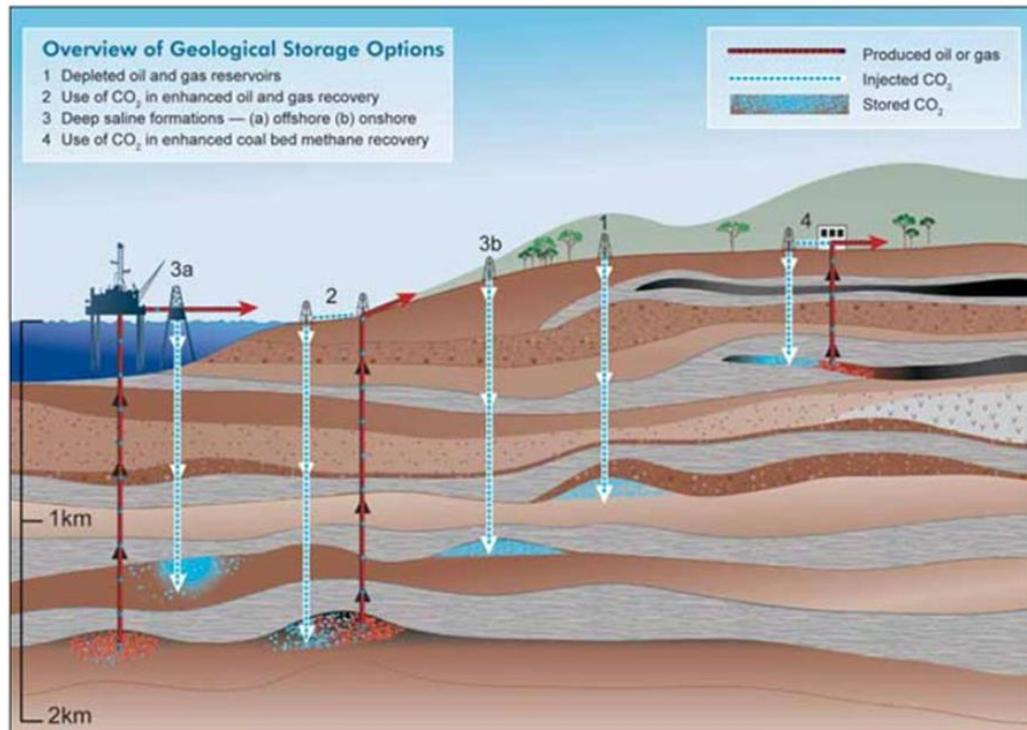


Figura 6. 4 Métodos de almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas profundas (Fuente: IPCC, 2005).

6.3.1 Yacimientos de petróleo o gas en explotación o agotados

La posibilidad de almacenamiento de dióxido de carbono en yacimientos de petróleo o gas se plantea como la primera opción y es en la que se tiene mayor experiencia. Desde los años 70, empresas petroleras de EE.UU y Canadá han inyectado CO₂ en yacimientos de petróleo a nivel comercial. Actualmente, se estima que se inyectan alrededor de 32 Mt/año de CO₂ en proyectos “Enhanced Oil Recovery” (EOR). En Europa tienen experiencia en este campo países como Croacia, Hungría, Polonia y Turquía.

El éxito de estos proyectos ha sido prolongar la vida útil de los yacimientos de crudo mediante el incremento del factor de recuperación, entre un 4-12% del “Original Oil In Place” (OOIP). Como se representa en la figura 6.4, ello consiste en inyectar CO₂ para facilitar la extracción de petróleo cuando la sobrepresión en el pozo se hace reducida y se incrementan por ello los costes de su explotación. La inyección de CO₂ en un punto distinto al de extracción, en el mismo yacimiento, eleva de nuevo la presión en el interior del pozo para permitir la máxima extracción posible del crudo. Un detalle ampliado del proceso de aprovechamiento de yacimientos de petróleo en explotación se representa en la figura 6.5 que se incluye a continuación.

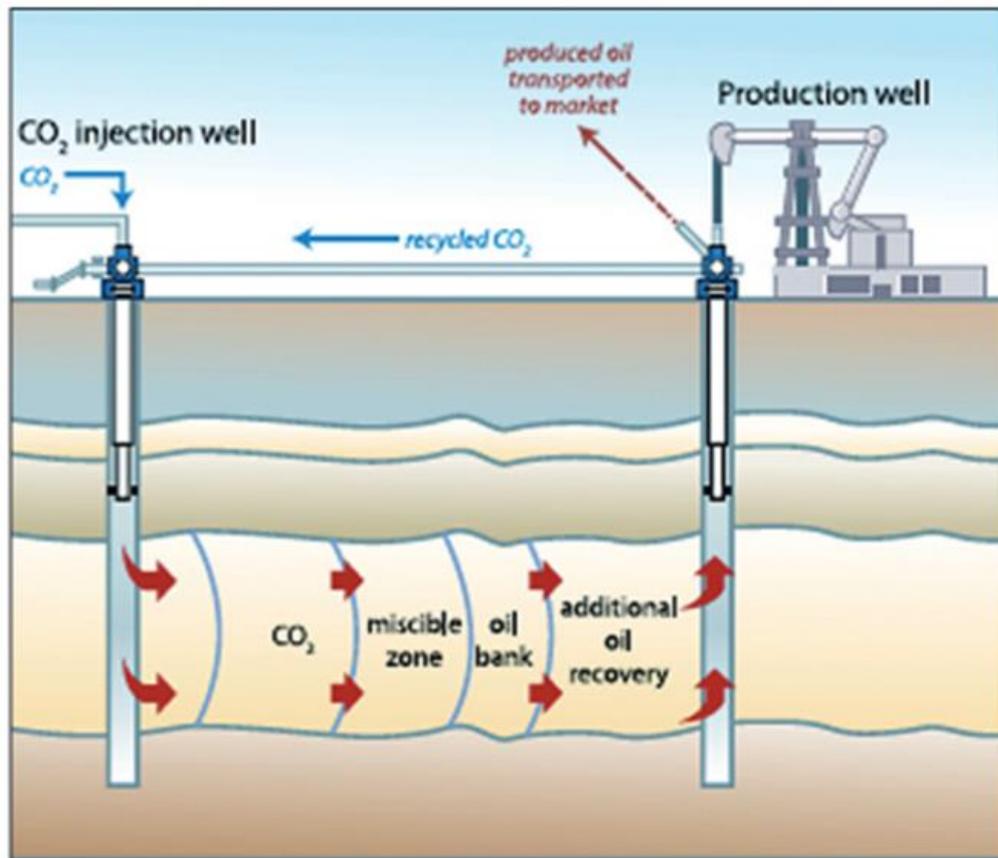


Figura 6. 5 Almacenamiento de CO₂ en yacimiento de petróleo. Aplicación EOR (Fuente: IEA Greenhouse Gas R&D Programme, 2007).

En el campo del gas, la inyección de CO₂ mejora la producción al volver a presurizar o mantener la presión del yacimiento, pero sin embargo todavía es una tecnología incipiente con pocos desarrollos comerciales de "Enhanced Gas Recovery" (EGR) inyectando CO₂ (PTECO₂, 2012).

Según Bartolomé et al. (2011), las ventajas técnicas de estos almacenamientos geológicos pueden resumirse en los siguientes puntos:

- La existencia de una trampa geológica, que ha demostrado su eficacia y seguridad a lo largo de millones de años.
- El mayor conocimiento de las propiedades y características geológicas y físicas del yacimiento y la cuenca.
- La existencia de modelos específicos desarrollados para predecir el comportamiento dinámico de los fluidos naturales (hidrocarburos, aguas de formación) presentes en el yacimiento, que pueden ser empleados como elemento de partida para analizar el comportamiento del CO₂.

Por otra parte, Bartolomé et al. (2011) resumen algunas ventajas económicas de esta tecnología como sigue:

- Menores inversiones en exploración, en perforación e instalaciones de superficie, ya que podrían reciclarse y emplearse en este tipo de proyectos.
- Proyectos EOR/CAC. Mejora de la relación coste/beneficio del proyecto debido al incremento de producción del crudo gracias al CO₂ inyectado.
- Proyectos EGR/CAC. Mejora de la relación coste/beneficio del proyecto.

6.3.2 Capas de carbón profundas

Las capas de carbón proporcionan una opción para el almacenamiento de CO₂ y el incremento de la recuperación de CH₄, mediante la adsorción del primero y la desorción del segundo. La técnica que emplea la inyección de gases en las capas de carbón para la recuperación de CH₄ se denomina “Enhanced Coal Bed Methane” (ECBM). La aplicación de esta técnica presenta las siguientes ventajas (PTECO₂, 2012):

- Se dispone de conocimiento, identificación y caracterización de las principales cuencas de carbón a nivel mundial.
- Mejora de la relación coste/beneficio con la técnica ECBM.
- Menores costes de las instalaciones al utilizar las minas de carbón existentes abandonadas o una vez finalizada su explotación.
- Estabilidad de almacenamiento del CO₂.
- No se requiere gran profundidad para conseguir almacenes.

En Europa, el proyecto RECOPOL ha desarrollado en Polonia una planta de producción de metano con almacenamiento subterráneo simultáneo de dióxido de carbono (CGS Europe, 2013).

En 2009, en España, se inició el proyecto CARBOLAB, formado por un consorcio internacional liderado por HUNOSA. Tiene por objetivo realizar un ensayo a escala reducida de ECBM en una capa de carbón del Pozo Montsacro (Asturias) mediante la creación de un laboratorio subterráneo para investigación, desarrollo tecnológico y demostración del secuestro de CO₂ en capas de carbón no explotadas. Se trata, por tanto, de acondicionar un lugar para la realización de todo tipo de ensayos relacionados con la inyección de CO₂ y el desarrollo de modelos que ayuden a predecir el comportamiento de este gas una vez inyectado en la capa de carbón, así como la recuperación del metano preexistente en la misma (Frédéric et al., 2014).

6.3.3 Formaciones salinas profundas

Los acuíferos salinos profundos están constituidos por rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen agua salada (salmuera) en el espacio existente entre sus granos, en el caso de las areniscas, o en fracturas y cavidades de disolución, en las rocas carbonatadas.

El objetivo de este tipo de almacenamientos es reproducir las condiciones en las que de forma natural se almacenan los hidrocarburos. Las características necesarias para que los acuíferos salinos profundos puedan ser utilizados como almacenes geológicos de CO₂ pueden resumirse, según Bartolomé et al. (2011), de la siguiente forma:

- Tener una porosidad, permeabilidad y salinidad adecuadas.
- Existencia de una capa suprayacente, impermeable al flujo vertical del CO₂, denominada roca sello.
- Estar ubicadas en áreas geológicamente estables.
- Tener un tamaño lo suficientemente grande como para almacenar la cantidad de CO₂ que permita la viabilidad del almacén.
- Estar a profundidad suficiente. Normalmente, por debajo de los 800 m para que el CO₂ se mantenga en condiciones supercríticas.

Existen un elevado número de almacenamientos de este tipo tanto en Europa como en Estados Unidos. En Europa, Sleipner, ha sido el primer proyecto a escala comercial dedicado al almacenamiento de CO₂ en un acuífero salino profundo. Está ubicado en el Mar del Norte y desde 1996 se está inyectando 1 Mt de CO₂/año con un capacidad de almacenamiento de 20 Mt CO₂ (PTECO₂, 2012).

Por otra parte, en España se están estudiando diversas zonas, principalmente ubicadas en las cuencas del Ebro y del Tajo, en las que se ubican formaciones geológicas susceptibles de ser utilizadas para el almacenamiento de CO₂ (Proyecto Avanza CO₂, 2012):

- En la cuenca del Ebro se han estudiado formaciones detríticas como la Buntsandstein, la Weald y la Utrillas. Las tres tienen análisis petrográfico y granulométrico diferentes y aún no han sido explotadas ninguna de ellas.
- En la cuenca del Tajo se ha hecho una subdivisión entre la subcuenca de Madrid y la Depresión Intermedia o de Loranca. Ambas cuencas sedimentarias presentan series mesozoicas y cenozoicas de hasta 3000 m de potencia, de entre las que se pueden destacar, como potenciales formaciones almacén de CO₂, las facies del Buntsandstein. Tan solo reseñar que dicha formación almacén desaparece (límite

erosivo) en el sector Oeste de la cuenca de Madrid (sondeos de El Pradillo-1 y Tielmes-1). De las series del cretácico destacar la facies Utrillas, considerado como una de las formaciones objetivo de la cuenca del Tajo.

En la figura 6.6 se representa la capacidad de almacenamiento de CO₂ en diversos ámbitos geológicos españoles.



Figura 6. 6 Capacidad española de almacenamiento de CO₂. (Fuente: IGME, 2015)

6.4 FUNDAMENTOS DE LA OXICOMBUSTIÓN

Incluyo en este apartado la tecnología de la oxidación ya que es una técnica emergente y con una gran proyección de futuro relacionada con la captura de CO₂. Podemos decir brevemente que la oxidación se basa en realizar la combustión del carbón en una atmósfera formada únicamente por oxígeno y CO₂ de forma que se obtiene una corriente de gases formada por CO₂ y vapor de agua. Condensando este último, el producto resultante pasa a ser exclusivamente CO₂. Una vez separado el CO₂, éste puede ser utilizado en diversas aplicaciones que se están investigando o puede ser inyectado en el subsuelo evitando su emisión a la atmósfera. Es una tecnología que se está desarrollando con buenos resultados, principalmente en Reino Unido.

La tecnología de oxidación con recirculación de los humos de combustión fue inicialmente propuesta durante la década de los ochenta por Horn y Steinberg (1982), con

el objetivo de reducir el impacto ambiental del empleo de combustibles fósiles en la producción de energía mediante la captura del CO₂. Por otro lado, Abraham et al. (1982) orientaron sus investigaciones en la recuperación de CO₂ para su aplicación en procesos de mejora de la obtención de petróleo (Enhanced Oil Recovery). En los años noventa aumentó el interés por esta tecnología como una posible alternativa de captura de CO₂ para afrontar los problemas del cambio climático (Tan et al., 2005).

En general, la oxidación puede aplicarse empleando cualquier tipo de combustible, aunque los trabajos se han orientado mayoritariamente a su aplicación con carbón o gas natural (Toftegaard et al., 2010).

El proceso se caracteriza principalmente por el empleo de una mezcla de oxígeno y dióxido de carbono como comburente en lugar de aire. Por este motivo, es necesaria la realización de una separación del nitrógeno del aire para la obtención de una corriente con aproximadamente un 95% de pureza de oxígeno, que es mezclada con parte de los gases de salida del equipo, ricos en CO₂. De esta manera, se consigue una reducción del volumen de productos de combustión gaseosos, con un mayor contenido de CO₂ y una disminución de la temperatura de la llama, que facilita la eliminación de contaminantes tipo SO_x, NO_x, mercurio o partículas. Además, la eliminación del nitrógeno del comburente evita prácticamente la formación de compuestos NO_x.

En la figura 6.7 se representa un esquema general de un proceso de oxidación. En ella se distinguen los siguientes componentes principales, que son descritos a continuación con más detalle:

- Producción de oxígeno. "Air Separation Unit" (ASU).
- Caldera de combustión.
- Unidad de purificación y compresión de dióxido de carbono.

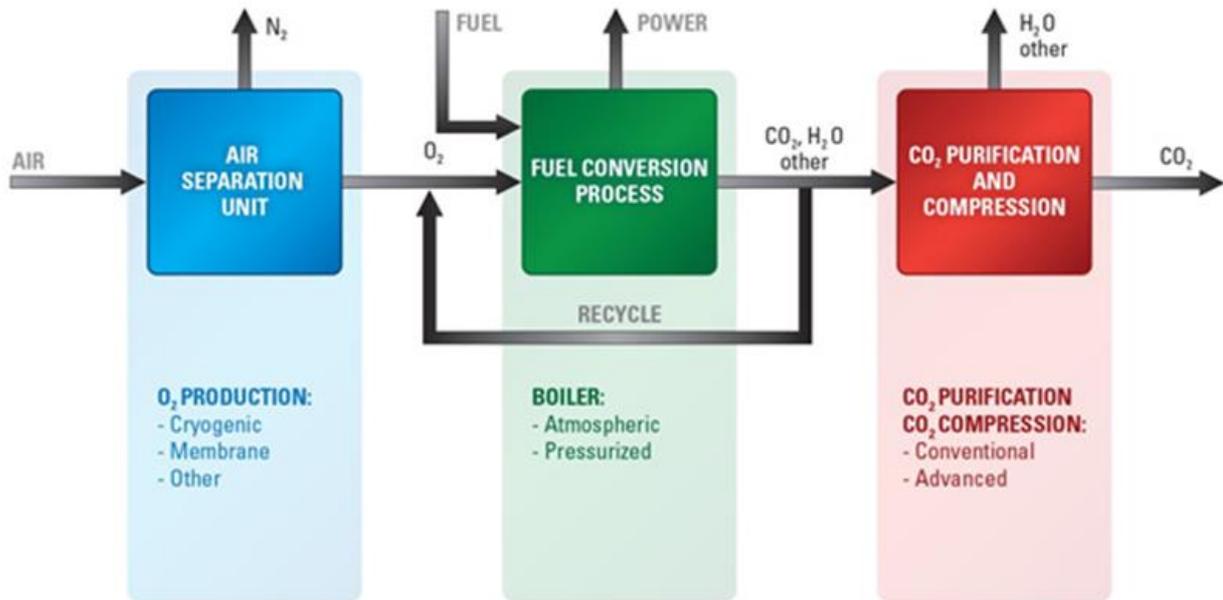


Figura 6. 7 Esquema de un proceso de oxidación (Fuente: NETL, 2015)

6.4.1 Unidad de separación de aire

La unidad de separación de aire (ASU) suministra el oxígeno para la combustión. Se suelen emplear unidades de destilación criogénica, ya que es la única tecnología comercialmente disponible para cubrir las necesidades de una planta de oxidación. Otras tecnologías de separación de aire son la adsorción de oxígeno sobre carbón molecular mediante cambios de presión, "Pressure Swing Adsorption" (PSA) o aplicación de vacío, "Vacuum Swing Adsorption" (VSA) o la separación con membranas. No obstante, actualmente no pueden competir económicamente con la destilación criogénica. En la Figura 6.8 se muestra un diagrama de bloques de una unidad de separación de aire:

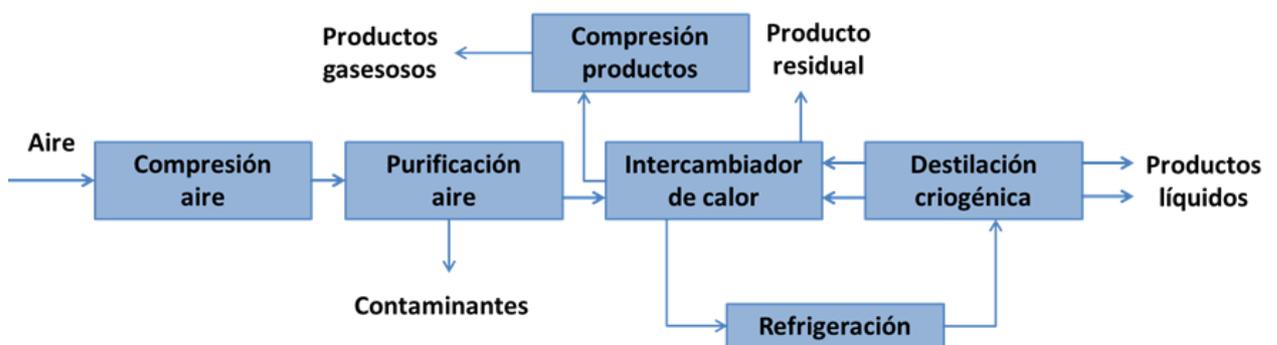


Figura 6. 8 Diagrama de bloques de una unidad de separación de aire. (Fuente: Anhenden et al. 2005)

Siguiendo el diagrama anterior pueden distinguirse las siguientes etapas:

- **Etapas de compresión:** en primer lugar el aire se filtra y se comprime hasta una presión comprendida entre 6-7 bar. Normalmente, se suelen emplear compresores centrífugos o axiales, en función del tamaño de la instalación.
- **Etapas de purificación del aire:** a continuación, mediante un tratamiento de adsorción se recupera el contenido en dióxido de carbono, agua, óxidos de nitrógeno y trazas de otros hidrocarburos utilizando lechos de alúmina y tamices moleculares.
- **Etapas de enfriamiento:** el aire purificado se enfría hasta una temperatura de -173°C en un intercambiador de calor que aprovecha la corriente de nitrógeno líquido recuperado en el destilador criogénico. En unidades ASU de gran tamaño el enfriamiento se consigue mediante la aplicación de turbinas de expansión. Posteriormente, el trabajo de la expansión se recupera en los compresores.
- **Etapas de destilación criogénica:** el oxígeno y el nitrógeno se separan en una columna de destilación, en la que también es posible llevar a cabo una recuperación del argón.

Una unidad ASU con destilación criogénica consume una elevada cantidad de energía eléctrica, pudiendo llegar a suponer el 60% del consumo en una planta de captura de CO_2 (Singh et al., 2003). Por este motivo, es necesario el desarrollo de plantas más eficientes con una reducción del consumo energético. En la actualidad, el grupo Air Liquide posee experiencia en el desarrollo de plantas ASU de gran tamaño. Ha diseñado la planta más grande para la producción de 4200 t/d de oxígeno. Ésta dispone de un compresor con una capacidad de tratamiento de 700000 m³/h de aire y un consumo de 50 MW.

Aproximadamente, una planta de oxidación tiene un consumo de oxígeno comprendido entre 15-20 t O₂/MW producido (Anheden et al. 2005). De esta forma, una planta de producción de 500 MW requiere entre 7500 y 10000 t/d de oxígeno. Con los equipos disponibles, para cubrir estas necesidades, sería necesario plantear la instalación de varias unidades en paralelo.

Actualmente se están llevando a cabo trabajos enfocados a la reducción del consumo energético. Éste se ha podido reducir desde 240 hasta 150 kWh/t O₂ mediante la disminución de la presión del proceso de destilación a partir de mejoras en la tecnología y gracias a la integración energética (Perrin et al., 2014).

Algunas de mejoras que se están incorporando en el desarrollo de las ASU incluyen:

- Aumentar la eficiencia de la maquinaria de los motores e intercambiadores de calor.
- Aplicación de nuevos materiales para el relleno de las columnas de destilación y desarrollo de nuevos procesos de adsorción.
- Integración energética de los compresores de aire y el ciclo de vapor.
- Desarrollo de procesos de producción de oxígeno a baja presión.

En la Figura 6.9 se muestra la evolución de la reducción del consumo energético de una ASU con proceso de destilación criogénica.

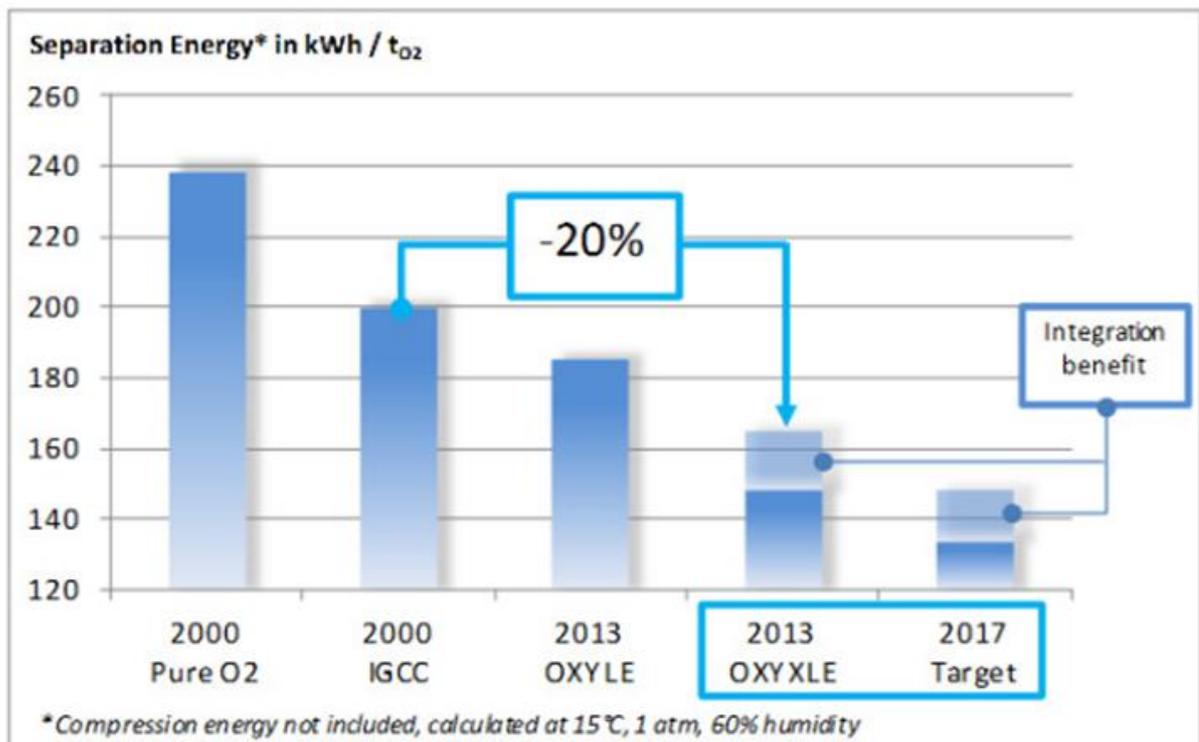


Figura 6. 9 Evolución de la reducción del consumo energético de una ASU con proceso de destilación criogénica (Fuente: Perrin et al., 2014).

Mediante las mejoras anteriormente expuestas se pronostica que se podría alcanzar una reducción de un 10% del consumo energético en el año 2017 (Perrin et al., 2014, 2015). Esta reducción, que se suma a la producida en el consumo de una ASU en los últimos 15 años, resulta fundamental para hacer el proceso de oxidación por destilación criogénica más competitivo.

6.4.2 Caldera de combustión

En los procesos de oxidación, es necesario que en la caldera el oxígeno se mezcle con los humos de combustión para reducir la temperatura de llama. Normalmente la cantidad que se recircula a la caldera oscila entre el 60-80% de los gases de combustión (Toftegaard et al., 2010).

Según Wall et al. (2007), la aplicación de la tecnología de oxidación implica una serie de modificaciones frente a las calderas convencionales, destacando principalmente los cambios debidos a las propiedades radiantes del gas y a la capacidad calorífica de los gases que se encuentran en el interior de la caldera.

Para favorecer la estabilidad de la llama se recomienda operar con concentraciones de oxígeno comprendidas entre un 25 y 42% en volumen. El exceso de oxígeno es un factor económico clave ya que está asociado al funcionamiento y necesidades de la unidad de separación de aire (Toftegaard et al., 2010).

A escala industrial se utilizan principalmente dos tipos de caldera, que emplean carbón como combustible mayoritario: las calderas de carbón pulverizado y las calderas de lecho fluidizado. La tecnología de lecho fluidizado favorece un mayor aprovechamiento del combustible y una mejor transferencia del calor producido durante la combustión. Un reactor de este tipo consiste en una mezcla de partículas sólidas suspendidas en un flujo gaseoso ascendente, llevándose a cabo la combustión en un lecho constituido por cenizas y un sorbente. Este tipo de calderas se caracterizan por una temperatura de operación inferior a las de carbón pulverizado, lo que conlleva una menor generación de NO_x en las mismas. Además, mediante la adición de sorbentes como la caliza, se consiguen reducir las emisiones de SO_2 (Rufas, 2013).

6.4.3 Unidad de compresión y purificación del CO_2

Durante los procesos de oxidación, los gases generados se caracterizan por una alta concentración de CO_2 . Mediante la separación del vapor de agua se pueden alcanzar concentraciones del orden de 90-95% de CO_2 (Anhenden et al., 2005). Con dicha composición, prácticamente se cumplen los requisitos para el transporte y almacenamiento. No obstante, el contenido en partículas y otros contaminantes gaseosos hace necesario incluir sistemas de depuración para cumplir la normativa medioambiental de emisiones a la atmósfera o para el cumplimiento de las especificaciones de la unidad de compresión y de transporte posterior.

En la Figura 6.10 se muestran los principales componentes de una planta de oxidación:

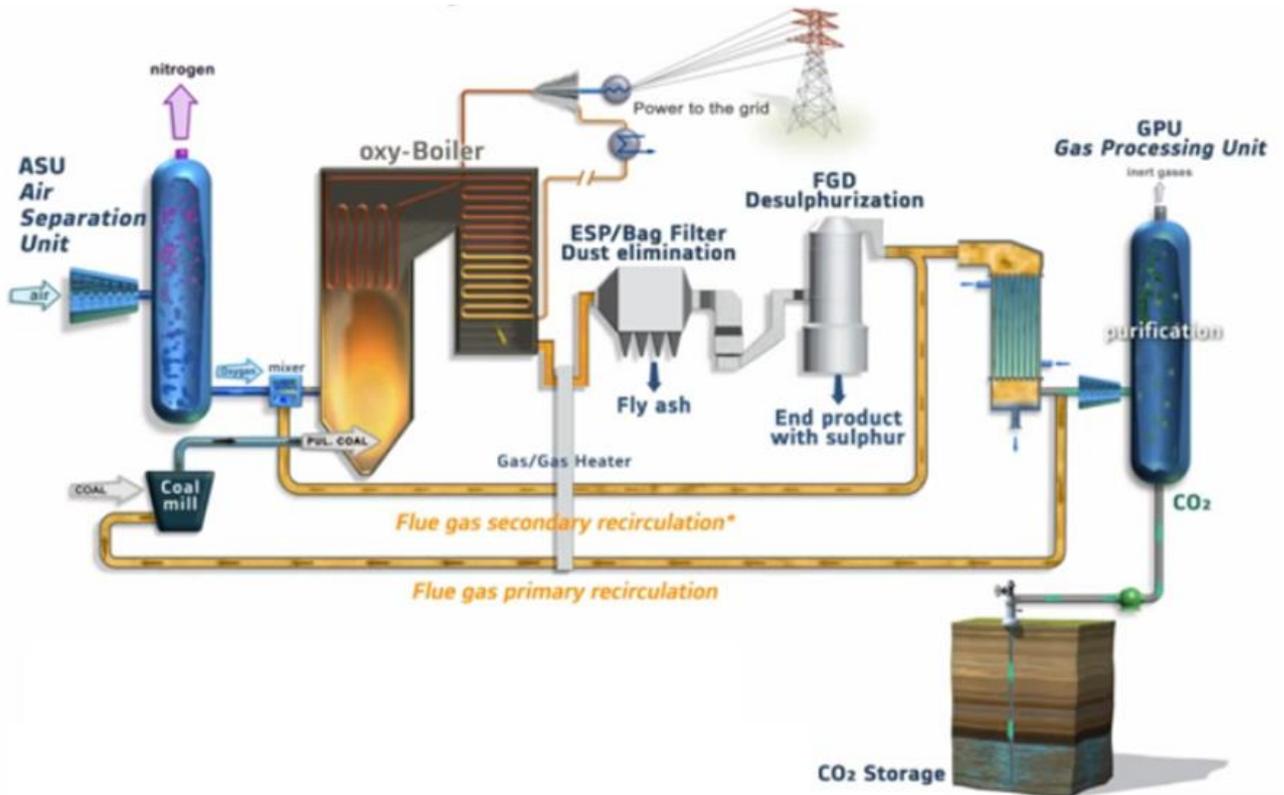


Figura 6. 10 Principales componentes de una planta de oxidación de combustión (Fuente: Almston, 2015)

Una vez se ha producido la separación de los componentes del aire y se ha obtenido una corriente suficientemente pura de oxígeno, esta corriente se mezcla con una recirculación de los gases de salida. De esta forma se alimenta al combustor una corriente compuesta fundamentalmente por O_2 y CO_2 . En el combustor se produce vapor a alta presión fruto de la evaporación del agua del circuito cerrado de la turbina que produce energía eléctrica.

Por otra parte, el gas de salida del combustor debe pasar por una etapa de eliminación de partículas, por ejemplo con un precipitador electrostático, y una unidad de eliminación de óxidos de azufre (SO_x). Posteriormente, el gas pasa por una trampa de humedad para obtener un CO_2 seco y listo para que parte pueda recircularse. Por último, se comprime el CO_2 y se transporta hasta el lugar elegido para su confinamiento.

6.5 SITUACIÓN DE LA OXICOMBUSTIÓN A NIVEL INDUSTRIAL

Actualmente, la oxidación está en fase de desarrollo con varias plantas piloto en operación y demostración, como un paso previo al escalado industrial y comercialización de la tecnología. En la Tabla 6.1 se recoge una panorámica de la situación de las instalaciones planta piloto en operación.

Nombre del proyecto Localización	Tipo de planta	Fecha de puesta en marcha	Capacidad de la planta	Captura de CO ₂ anual (10 ⁶ toneladas)
Schwarze Pumpe (Spremberg, Alemania)	Caldera de carbón	2008	30 MW _t	0.075
Total Lacq (Lacq, Francia)	Caldera de gas natural	2009	30 MW _t	0.075
OxyCoal UK (Renfrew, Escocia)	Caldera de carbón	2009	40 MW _t	Dato no disponible
CIUDEN (Cubillos del Sil, España)	Caldera de carbón	2011	20 MW _t	<0.092
CS Energy Callide A (Biloela, Australia)	Caldera de carbón	2012	30 MW	0.3

Tabla 6. 1 Instalaciones planta piloto en operación (Fuente: Rubin et al., 2012)

- La primera planta piloto de demostración a nivel mundial se puso en funcionamiento en el año 2008 por el grupo Vattenfall. Está ubicada en Brandenburg (**Alemania**) y tiene una producción de 30 MW_t. La caldera se diseñó para operar con combustión y oxidación. Es una caldera tipo carbón pulverizado que puede emplear lignito o carbón bituminoso como combustible. La capacidad de captura de CO₂ es de 75000 t/año. Se han llevado a cabo pruebas y experimentos durante su funcionamiento para ampliar el conocimiento del proceso y poder llevar a cabo un futuro escalado en una planta de demostración de 400-600 MW (Almston, 2015).
- Otro proyecto relevante de captura, transporte y almacenamiento de CO₂ se ha desarrollado en Lacq (**Francia**) a cargo de Total y Air Liquide. Emplea una caldera de 30 MW_t, alimentada con gas natural. El CO₂ se transporta a un yacimiento agotado de gas natural, ubicado a una distancia de 27 km y una profundidad de 4500 m (Almston, 2015).

- En 2008, en Alliance (Ohio, **USA**), la compañía Babcock and Wilcox junto con Air Liquide, llevaron a cabo pruebas de oxidación en una caldera de 30 MWt (Davidson, R.R. y O Santos, S., 2010).
- En **Reino Unido**, la compañía Doosan Babcock Energy mediante el proyecto Oxycoal 2, llevó a cabo modificaciones en una planta experimental, para adaptarla a oxidación de carbón pulverizado con reciclo de gases de combustión de 40 MWt (Davidson, R.R. y O Santos, S., 2010).
- En **Australia**, el proyecto de oxidación Callide, se caracteriza por una caldera de 30 MW que genera electricidad que se distribuye de forma comercial (Callide Oxyfuel Project, 2014).
- En **España**, la mayor experiencia de oxidación es llevada a cabo por la Fundación Ciudad de la Energía (CIUDEN). Dispone de una caldera de carbón pulverizado (20 MWt) y otra caldera de lecho fluido circulante (30 MWt), que pueden operar con varios tipos de carbón (Davidson et al. 2010).

En la Figura 2.5 se muestra una fotografía aérea de las instalaciones de CIUDEN con indicación de la localización de las zonas de la planta, y ambas calderas, de carbón pulverizado.

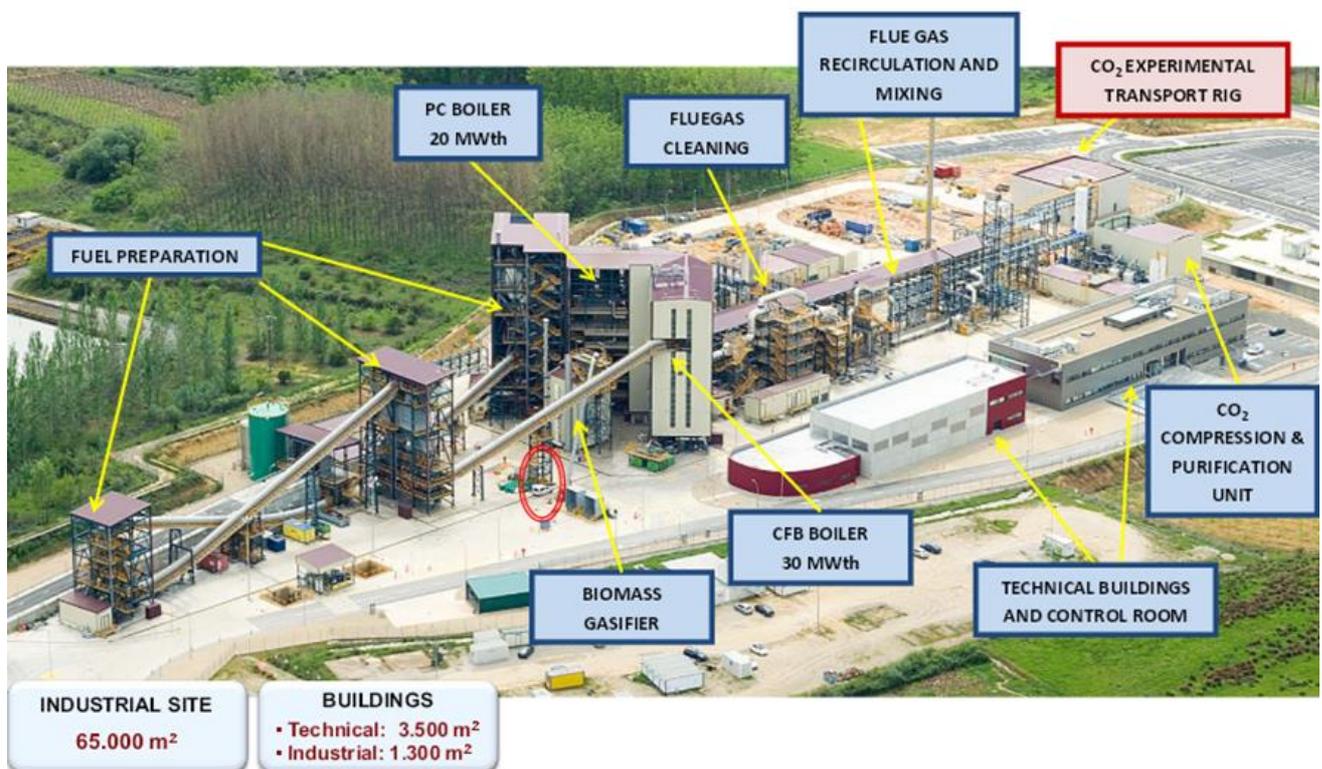


Figura 6. 11 Vista aérea de las instalaciones de CIUDEN (Fuente: Otero, P. 2013).

En la figura anterior puede apreciarse la zona de preparación del combustible, la ubicación de las dos calderas de oxidación, la zona de recirculación del gas de salida y mezclado con el oxígeno de entrada y la compresión del CO₂ de salida final. Además, puede observarse la zona experimental de transporte de CO₂ y los edificios destinados a laboratorios y oficinas. En total, el complejo industrial ocupa 65000 m².

Un consorcio constituido por Endesa, CIUDEN y Foster Wheeler, está llevando a cabo el proyecto Compostilla OXYCB300, con desarrollo en el periodo 2009-2016. Se trata de un proyecto integral de demostración comercial de Captura y Almacenamiento de CO₂ (CAC), cofinanciado por la Unión Europea en el marco del Programa Energético Europeo para la Recuperación. Está orientado al desarrollo de una planta de demostración de oxidación con una caldera de lecho fluido circulante de 300 MW, con almacenamiento profundo de CO₂ en un acuífero salino.

El proyecto está dividido en dos fases. Durante la fase I, se ha podido demostrar la viabilidad técnica de una planta con tecnología de oxidación en caldera de lecho fluido circulante e integrada con una unidad de compresión y purificación del CO₂, utilizando diferentes tipos de combustibles y condiciones de operación. También se ha finalizado con éxito la perforación de dos pozos, uno para la inyección y otro para la monitorización, y la construcción de las instalaciones de la planta piloto de almacenamiento geológico de CO₂ en la localidad de Hontomín, en la provincia de Burgos. En la fase II, se contemplaba la construcción de una planta de demostración con captura de CO₂ de 300 MW, pero por el momento su desarrollo se encuentra suspendido (The Compostilla Project, 2009).

Hay varios proyectos que se están llevando a cabo en todo el mundo para poder demostrar la viabilidad de la oxidación a gran escala. En la Tabla 6.2 se recoge una previsión de proyectos de demostración a gran escala.

Nombre del proyecto Localización	Tipo de planta	Año de puesta en marcha	Capacidad de la planta	Captura de CO₂ anual (10⁶toneladas)
FutureGen 2.0 (Meredosia, Illinois, USA)	Caldera de carbón	2015	200 MW	1.3
Boundary Dam (Estevan, Canada)	Caldera de carbón	2015	100 MW	1.0
Datang Daqing (Heilongjiang, China)	Caldera de carbón	2015	350 MW	~1.0

OXYCFB300 (Cubillos del Sil, España)	Caldera de carbón	2012	300 MW	Dato no disponible
Oxy CCS Demonstration (North Yorkshire, UK)	Caldera de carbón	2016	426 MW	~2.0

Tabla 6. 2 Proyectos de demostración a gran escala (Fuente: Rubin et al., 2012)

En la tabla anterior se recogen, entre otros, el Proyecto FutureGen 2.0 (EEUU) que pretende reconvertir una central eléctrica de 200 MW en una planta de oxidación que integra la captura y el almacenamiento de CO₂. La puesta en marcha está prevista para el año 2015 (Air Liquide, 2010).

En Reino Unido, en North Yorkshire, en el proyecto White Rose se utiliza la tecnología de oxidación en una planta supercrítica de carbón de 426 MW (Almston, 2015).

7 PROPUESTA DE MEJORA DEL MIX ENERGÉTICO ESPAÑOL

El Acuerdo de la Cumbre del Clima de París (COP 21) no es el texto buscado por aquellos que consideran el cambio climático como algo urgente para el presente y futuro próximo de la humanidad, pero sí el mejor posible vistas las dificultades y trabas para su negociación y posterior firma por parte de sus 196 partes (195 países más la Unión Europea) con intereses y situaciones dispares. El tiempo lo dirá si dicho acuerdo fue suficiente o no, pero parece el punto de partida de una inercia imparable y en aumento para combatir el cambio climático de aquí a años próximos. Para ello instituciones, empresas y consumidores tendrán que asumir diversas medidas a nivel global.

El texto final apunta como objetivo principal que la temperatura media del planeta a final de siglo se quede "por debajo de los 2°C" con respecto a los niveles preindustriales y que se deben hacer esfuerzos para que "no se superen los 1,5°C". Los países deberán presentar planes para recortar sus emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), pero los objetivos que cada país se marca para ello no serán obligatorios. De esa forma se ha conseguido que Estados Unidos, el segundo país con más emisiones de GEI del mundo, no se quede fuera. Se crearán inventarios para hacer un seguimiento de los programas nacionales.

Los científicos subrayan que, aunque los países cumplieran estos compromisos, la barrera de los 2°C se sobrepasaría. Por ello, el acuerdo establece revisiones al alza de las contribuciones nacionales cada cinco años. La primera revisión se efectuará en 2020, cuando entra en vigor el acuerdo.

Los países desarrollados deberán reunir, desde la entrada en vigor del acuerdo hasta 2025 y de forma anual, 100.000 millones de dólares para ayudar a los países en desarrollo a que reduzcan sus emisiones y se adapten a las consecuencias del cambio climático. Esta cantidad deberá ser además revisada para antes de dicho año. Otros países podrán aportar dinero de manera voluntaria.

Las medidas para lograr los objetivos del acuerdo de la COP 21 de París son diversas, con la colaboración global de todos, instituciones, empresas y ciudadanos:

- Aumentar el peso de las energías renovables y reducir el de los combustibles fósiles. Así se entendió en las bolsas al conocerse el texto final con subidas de las acciones de las empresas renovables. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena) estima que cumplir el acuerdo de París supondrá duplicar su instalación en los próximos 15 años y una inversión anual de 900.000 millones de dólares en 2030.

- Disminuir el consumo de energía. La energía que menos impacto tiene en el medio ambiente es la que no se consume. Por ello, es esencial también mejorar la eficiencia energética y gastar solo lo estrictamente necesario, sin derroches.
- Apostar por un modelo de movilidad sostenible: utilizar el transporte público y exigir que haya más y sea más ecológico; si se necesita el vehículo privado, elegir un modelo menos contaminante, realizar una conducción eficiente o compartir el coche y el parking; siempre que sea posible, ir a pie o en bicicleta; e incluso la opción de no desplazarse gracias al teletrabajo.
- Detener la deforestación y regenerar los bosques para que cumplan su función natural de sumideros de carbono, además de cambiar las técnicas agrícolas intensivas por otras sostenibles.
- Aumentar la implicación de las instituciones a todos los niveles en la adaptación y mitigación del cambio climático, desde las altas instancias gubernamentales hasta las entidades locales, que pueden hacer mucho más de lo que se piensa.
- Seguir actitudes de consumo sostenibles, basadas en las tres erres (reducir, reutilizar y reciclar).
- Potenciar las investigaciones científicas y tecnológicas para conseguir una sociedad baja en carbono, desde la mejora de baterías para almacenar la energía renovable hasta los sistemas de ahorro energético o de reducción de emisiones de dióxido de carbono (CO₂).

7.1 LA PROBLEMÁTICA DEL MODELO ESPAÑOL ACTUAL

7.1.1 Gran déficit energético.

Nuestro país tiene una enorme dependencia del exterior, de las mayores de la Unión Europea, debida principalmente a las importaciones de gas y petróleo, lo que lastra la balanza comercial haciéndola fuertemente deficitaria. En la figura podemos apreciar la evolución desde el año 2004 de nuestro grado de dependencia energética, expresado como porcentaje sobre el total de la energía primaria que tenemos que importar del exterior:

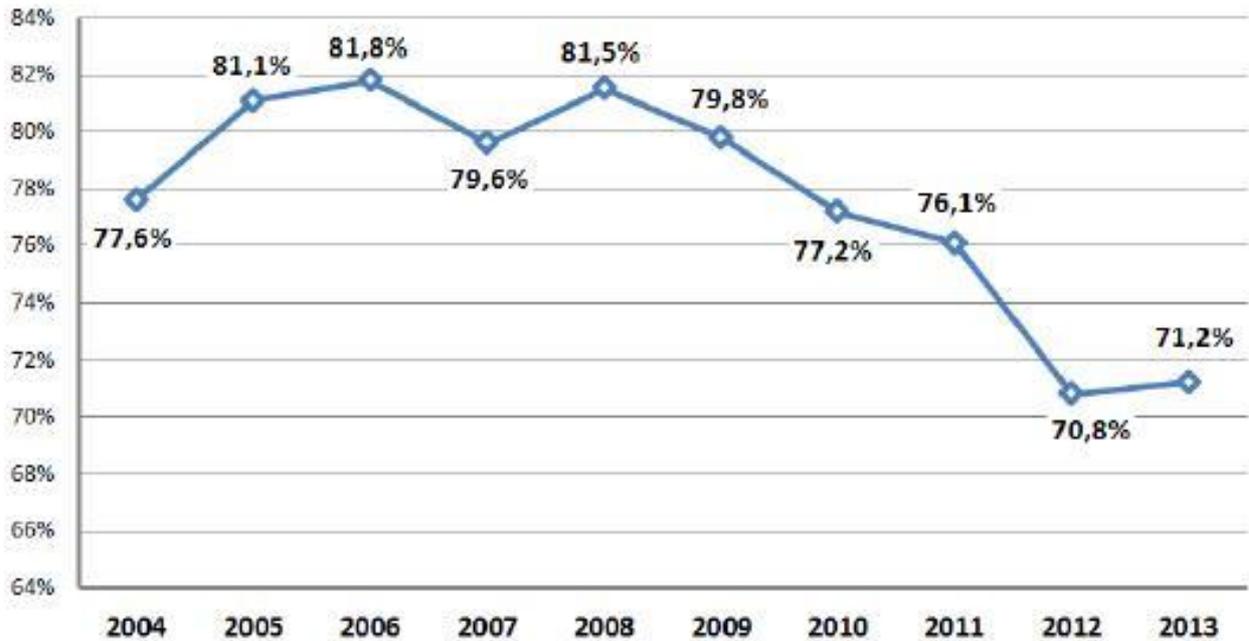


Figura 7. 1 Grado de dependencia energética de España. (Fuente: Informe APPA 2014)

7.1.2 Exceso de capacidad instalada para la producción de energía eléctrica.

Nuestro sistema tiene instalados un total de 108.000 MW de potencia y en los picos de demanda (a mediodía y a primera hora de la noche), sólo se necesitan aproximadamente 42.000-46.000 MW.

7.1.3 Estancamiento de las energías renovables.

Tras el auge experimentado en el período 2004-2008, desde el año 2012 se produjo un freno a las energías renovables debido a las políticas restrictivas impuestas por los actuales responsables del Ministerio de Industria.

7.1.4 Modelo de producción centralizado.

El sistema de generación de energía está en manos de pocas compañías, que actúan en régimen de oligopolio. Es necesario cambiar este modelo por otro que combine sostenibilidad ambiental y seguridad en el suministro de energía.

7.2 CONDICIONANTES HACIA UN NUEVO MODELO ENERGÉTICO.

Las energías renovables tienen que ser el motor de cambio. Esto permitirá reducir la dependencia exterior y limitar las importaciones de combustibles fósiles. Dicho cambio garantizaría independencia energética y seguridad en el suministro. En el período 2000-2010, España consiguió un liderazgo tecnológico e industrial indiscutible en las principales

tecnologías renovables: eólica, solar fotovoltaica y solar termoeléctrica, lo que se debería haber aprovechado y desarrollado para propiciar el cambio de modelo productivo de nuestra economía. Ese liderazgo se logró por una confluencia de esfuerzos en I+D+i en universidades, centros tecnológicos públicos y empresas privadas. Recuperar ese liderazgo tecnológico tiene que ser la absoluta prioridad para una nueva política energética.

Pero la realidad actual es que no solo no se ha aprovechado esa posición privilegiada en este sector puntero, sino que se ha favorecido los intereses de las grandes compañías eléctricas. La producción de energía basada en combustibles fósiles y en uranio pertenece a estas compañías, que son dueñas de prácticamente la totalidad de las centrales térmicas de carbón, ciclos combinados de gas y centrales nucleares y ello está dificultando el crecimiento de las energías renovables, pues esto supondría una merma en sus ingresos por la venta de electricidad. La penalización mediante el conocido “peaje de respaldo” al autoconsumo energético fue idea de una de esas compañías.

7.3 PROPUESTAS DE MEJORA

El importante volumen de las inversiones a realizar, los largos plazos de recuperación de las mismas y la incertidumbre sobre cuándo ciertas tecnologías estarán lo suficientemente maduras para su despliegue masivo, requieren una transición inteligente que garantice el cumplimiento eficiente de los objetivos a largo plazo.

Prescindir de determinadas tecnologías o combustibles (por ejemplo, carbón, productos petrolíferos o gas) entre hoy y 2030 significaría poner en riesgo la eficiencia económica de la transición o la seguridad de suministro del modelo energético. En este sentido, en la definición del camino a recorrer será fundamental tener en consideración:

- El uso de tecnologías de transición que permitan la progresiva adopción por el mercado de otras más limpias, a medida que la evolución de estas últimas reduzca sus costes a niveles competitivos.

- La priorización de las medidas a implantar a partir de:
 - a) El volumen de emisiones, priorizando aquellas medidas que actúan sobre las principales fuentes de emisiones de gases de efecto invernadero.
 - b) El análisis coste-beneficio de cada tipo de medida, priorizando las más eficientes económicamente en el caso de plantearse varias alternativas. Para analizar la transición energética hasta el modelo energético en 2050 resulta útil contar con la referencia de 2030, por tratarse de un año intermedio para el que la Unión Europea ha adoptado un conjunto de objetivos sobre emisiones, renovables y eficiencia energética.

Esta transición deberá avanzar en los tres grandes grupos de actuaciones:

7.3.1 Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones

En 2030 sería necesario alcanzar un nivel de electrificación de entre un 35% y un 39% sobre el consumo total de energía final. Esto equivale a un crecimiento del 0,8% anual respecto al nivel de electrificación actual (26%). De la misma manera, el consumo de gas natural debería representar entre el 29% y el 30% del total del consumo de energía final, frente a un nivel actual de gasificación del 19%. Este aumento del gas vendría fundamentalmente propiciado por los sectores residencial e industrial que requerirán una mayor demanda, así como por la penetración de vehículos de gas natural licuado para el transporte pesado por carretera y buques propulsados por gas natural.

7.3.1.1 Electrificación del transporte ligero

Se emiten alrededor de 53 millones de toneladas de CO₂ equivalentes a la atmósfera como consecuencia del consumo de energía en el transporte ligero. La flota española consta de 27 millones de vehículos ligeros (turismos y transporte ligero de mercancías), cuyos combustibles son el gasóleo y la gasolina. Por lo anterior, para “descarbonizar” el transporte de pasajeros en vehículos ligeros se necesitará un aumento bastante significativo de las ventas de vehículos eléctricos (desde los 2.300 vehículos vendidos en el 2015 hasta entre el 40% y 60% de las ventas de coches nuevos en 2030) e híbridos (15% de las ventas en 2030), alcanzando en conjunto una penetración de entre el 22% y el 33% del parque de vehículos.

El vehículo híbrido podría hacer de puente con el vehículo 100% eléctrico, ya que el primero requiere menor desarrollo de infraestructuras de recarga y reduce las limitaciones de prestaciones de este.

7.3.1.2 “Descarbonización” del transporte pesado por carretera

En España el transporte pesado por carretera emite alrededor de 22 millones de toneladas de CO₂ equivalentes. A día de hoy, las dos actuaciones con mayor eficacia para reducir dichas emisiones son el cambio modal a ferrocarril y los vehículos de gas natural.

El cambio modal en el transporte de mercancías implica el desplazamiento de parte de la demanda de transporte por carretera al ferrocarril. Este cambio estaría restringido a determinados trayectos, ya que un gran porcentaje de la demanda de transporte de mercancías no se puede realizar por cuestiones logísticas. Para esos casos, el gas natural es la alternativa que está en una mejor posición para desplazar a los productos petrolíferos.

Para el año 2030, aproximadamente el 25% de los vehículos pesados deberían haber trasladado su carga al ferrocarril eléctrico; y alrededor del 50% del total de vehículos pesados deberían estar propulsados por gas natural. En este escenario, más de

un tercio del parque de vehículos pesados actual, equivalente al de 2030, continuaría funcionando con productos petrolíferos.

7.3.1.3 “Descarbonización” del transporte por ferrocarril y el transporte marítimo

Aproximadamente 6 millones de toneladas de CO₂ son emitidas a la atmósfera como consecuencia del transporte por ferrocarril, el transporte marítimo (puertos españoles) y el transporte aéreo nacional. El transporte por ferrocarril en España, tanto de mercancías como de pasajeros, se lleva a cabo por medio de equipos tractores eléctricos o diésel. En la actualidad, el 40% de la energía final que se consume en el sector ferroviario no es eléctrica. Una buena parte de esas líneas no están electrificadas por no ser económicas, debido al bajo tráfico. Además de las emisiones, esto está provocando, por ejemplo, la necesidad de que los nuevos operadores adquieran locomotoras diésel que puedan moverse por las líneas no electrificadas. Estos operadores mantienen locomotoras diésel, porque para el operador de la infraestructura (ADIF) hay ciertas vías que no son rentables y como consecuencia no las electrifica, ya que no percibe ningún beneficio/señal económica por la reducción de consumos o emisiones. Pero estas locomotoras diésel acaban por ser utilizadas también en el resto de la red: como resultado, hoy en día más de la mitad de las mercancías transportadas en locomotoras diésel circulan por una línea electrificada.

El transporte marítimo, por su parte, se enfrenta a importantes barreras logísticas para su completa “descarbonización” y se busca, al igual que con el transporte por carretera, una solución en el gas natural. La gran mayoría de las embarcaciones funcionan actualmente con productos derivados del petróleo. El uso de gas natural debería incrementarse hasta alcanzar una penetración de entre un 12% y un 27% en 2030 (en 2013 su consumo en este sector fue prácticamente nulo). Para reducir estas emisiones, se podría:

- Fomentar la instalación de motores de gas natural licuado en los barcos. El gas natural es una alternativa técnicamente y económicamente viable para sustituir el consumo de destilados del petróleo, y actualmente es la medida de menor impacto ambiental.
- Sistemas OPS (On-Shore Power Supply) lo que hace referencia a las infraestructuras de suministro eléctrico para embarcaciones que se encuentren amarradas en los puertos. El suministro eléctrico evitaría utilizar los motores del barco para otros consumos mientras el barco se encuentra atracado, lo que es fuente de ruidos y emisiones de CO₂, SO_x, NO_x y partículas que afectan a la calidad del aire en las proximidades de los puertos.

Los puertos del norte de Europa han estado a la vanguardia en la implantación de estas medidas. En España, los puertos de Valencia, Vigo y Castellón cuentan con la

categorización de Puerto Verde además de otras acreditaciones medioambientales. De los 10 puertos con mayor tráfico de mercancías en España, sólo 2 de ellos tienen la acreditación de Puerto Verde.

7.3.1.4 Electrificación y gasificación de los sectores residencial y de servicios

30 millones de toneladas de CO₂ equivalentes se emiten a la atmósfera provenientes del sector residencial y de servicios, como consecuencia del consumo de energía para usos térmicos. El consumo eléctrico en el sector residencial y el sector servicios necesitaría aumentar hasta situarse entre el 61 y el 65% del consumo energético total en dichos sectores, y el consumo de gas tendría que aumentar hasta el 23-28%.

Para alcanzar estos valores, se requieren inversiones en nuevos equipos para usos térmicos (calefacción, agua caliente sanitaria) en función de la competitividad en costes de las distintas soluciones tecnológicas disponibles. Las principales barreras para el cambio a vectores energéticos menos emisores son:

- El precio de la electricidad, derivado de la actual estructura tarifaria, que contiene costes de política energética que encarecen su precio respecto a otras alternativas energéticas (aproximadamente el 50% para los usuarios domésticos).
- La elevada inversión inicial de los equipos eléctricos.

Un análisis detallado de actuaciones requeriría considerar las diferencias entre las diferentes tipologías de edificios y subsectores de actividad, y desarrollar una serie de actuaciones:

- **Tipo de propietario o administración (empresas privadas, particulares y administraciones u organismos públicos).** Los administradores de edificios normalmente disponen de una gestión energética profesionalizada. En cambio, los particulares por lo general, desconocen cómo hacerlo.
- **Ciclos de rehabilitación.** Ciertos edificios del sector servicios (oficinas, hoteles y centros comerciales) tienen ciclos de rehabilitación de equipos más cortos que en el sector residencial. Esto permitiría aprovechar para acometer mejoras en el equipamiento energético.
- **Control de costes.** El sector servicios realiza un seguimiento periódico de los costes y busca de manera activa formas de reducir los costes de operación. Por otro lado, el consumidor residencial necesita de incentivos tanto positivos (por

ejemplo, ayudas a la inversión) como negativos (por ejemplo, restricciones en el uso de los combustibles más contaminantes).

7.3.1.5 Electrificación y gasificación del sector industrial

El 65% del consumo del sector industrial proviene de los combustibles fósiles, fundamentalmente el gas natural. Desde el año 2000 el sector industrial español ha realizado importantes esfuerzos para sustituir consumos de productos petrolíferos y carbón por gas natural. Este esfuerzo ha permitido la reducción de emisiones del sector industrial de 59 MtCO₂ a 42 MtCO₂ equivalentes, en el periodo desde 2000 a 2013. Cada subsector industrial tiene unos consumos específicos diferentes y, con el actual desarrollo tecnológico, determinados usos energéticos y procesos no son viables sin el consumo de combustibles fósiles. La economía española está en proceso de “terciarización” (incremento del peso del sector servicios), automatización y digitalización. Todo este proceso debería redundar en una mayor penetración de robots y maquinaria/sistemas que funcionan fundamentalmente con electricidad.

Para continuar el proceso de “descarbonización” del sector industrial es necesario que el gas se mantenga como el combustible más importante por su papel en ciertos procesos térmicos donde no es posible otro vector energético con menores emisiones, así como un incremento de la electricidad. La electricidad tendría que incrementar su participación en el consumo energético desde un 29% hasta un 34-39% entre 2013 y 2030. Para que la industria realice las inversiones necesarias para reducir sus emisiones se deben establecer los incentivos necesarios y asegurar que no hay riesgo de deslocalización:

- Establecer los mecanismos necesarios que faciliten la financiación de las inversiones.
- Durante la transición del modelo energético en la industria, se debe prestar especial atención a los riesgos de deslocalización. Las medidas de aplicación local, como por ejemplo la creación de un impuesto a las emisiones GEI, podrían resultar en desincentivos para la permanencia de la industria en la economía española, sin una eliminación real de las emisiones. En este caso, se podrían provocar deslocalizaciones industriales, trasladando dichas emisiones a otro país con una regulación medioambiental menos restrictiva. Esto ha de ser un aspecto fundamental en la toma de decisiones de política energética en relación a este sector económico.

7.3.2 Instalar generación eléctrica libre de emisiones

La electrificación de la demanda necesaria para la “descarbonización” tiene ir necesariamente acompañada por el desarrollo de un parque de generación libre de emisiones. Con las anteriores estimaciones de cambio de vector energético, la demanda eléctrica crecería a una media de entre un 1% y un 2,4% anual hasta 2030, situándose entre 305 y 375 TWh.

7.3.2.1 Fomento de las energías renovables

Para conseguir los objetivos de “descarbonización”, todo el crecimiento de la demanda eléctrica debe ser cubierto con energía renovable, salvo en determinados escenarios de crecimiento de la demanda o cuando no haya sido posible implementar a tiempo otras fuentes de energía. Hasta 2030 se necesitaría la instalación de entre 30 y 39 GW de capacidad renovable, lo que equivaldría la instalación de entre 2 y 2,6 GW cada año de capacidad de generación renovable.

El ritmo de construcción de nuevas renovables necesario para cumplir los objetivos 2030 es algo superior que el que se ha venido desarrollando entre 2001 y 2012. Dicha instalación de potencia renovable supone un importante reto para el sistema de nuestro país. Por tanto requerirá unas condiciones regulatorias favorables para garantizar un desarrollo eficiente y que todos los agentes contribuyan en su cumplimiento:

- Marco regulatorio y diseño de un mercado estable y atractivo para los inversores, que permitan una retribución razonable. En un mix de generación con creciente penetración de renovables los precios del mercado de energía no son suficientes para la inversión. Es por ello que los ingresos de las renovables en el mercado deberán complementarse con mecanismos de contratación a plazo que proporcionen la estabilidad suficiente para las inversiones.

El esfuerzo a realizar es especialmente relevante y su cumplimiento se logrará gracias al reparto entre múltiples agentes. La disrupción tecnológica que supondrán las tecnologías solares y de almacenamiento en baterías a pequeña escala, junto con el deseo creciente de los consumidores de autoabastecerse de energía, permitirán que los propios consumidores contribuyan a dicho esfuerzo inversor. En este contexto futuro, la generación distribuida y el autoconsumo pueden tener un papel muy relevante, para lo cual será necesario que se permita el libre acceso y sin penalizaciones a esta forma de producción de energía.

El desarrollo eficiente de la generación distribuida exige una tarifa que sólo refleje los costes reales de suministro. Un esquema eficiente de generación distribuida debe permitir que el cliente inyecte excedentes de energía en la red a precios actuales de mercado. Esto hoy es posible al parque de contadores con discriminación horaria y telegestión instalados.

7.3.2.2 Gestión de la generación convencional

La necesidad de nueva potencia renovable requiere, al mismo tiempo, de una capacidad de respaldo y flexibilidad que, inicialmente será proporcionado por el parque térmico, nuclear e hidráulico existente. Esta capacidad firme irá siendo complementada (y sustituida, cuando los costes y el desarrollo tecnológico lo vayan permitiendo) con otras opciones de capacidad firme y flexible: las interconexiones con otros países, la construcción o repotenciación de centrales de bombeo, las nuevas tecnologías de almacenamiento, la gestión de la demanda y la construcción de nuevas centrales de gas.

Es difícil prever cuándo las nuevas tecnologías de almacenamiento estarán disponibles en volumen y a coste competitivo como para proporcionar la flexibilidad y el respaldo necesarios para las puntas de demanda. Por esto, durante la transición a 2030 es imprescindible asegurar que las tecnologías convencionales de respaldo ya instaladas se mantienen en el sistema, al mismo tiempo que las nuevas se desarrollan y penetran en función de las necesidades y de su desarrollo tecnológico. Las alternativas de respaldo disponibles a día de hoy son:

- Aumentar la **potencia hidráulica y de bombeo**, en ocasiones mediante repotenciaciones de centrales donde sea eficiente en términos económicos.
- Mantener las **centrales de tecnologías térmicas convencionales** de respaldo, mientras no están suficientemente desarrolladas las nuevas tecnologías de almacenamiento. Cierres anticipados pueden comprometer la seguridad de suministro y la competitividad:

En el caso de los **CICLOS COMBINADOS**, presentaron un funcionamiento aproximado de las 1.000 horas en 2015. Con este nivel de funcionamiento y los mecanismos retributivos actuales, las plantas en operación no recuperan costes fijos, existiendo el riesgo de cierres anticipados. Si se comprometiese el cierre de las actuales centrales de carbón, habría que instalar (el horizonte 2020 es demasiado pronto como para que hubiera alternativas económicamente viables), nuevas centrales de gas natural (hasta 9 GW adicionales a los 27 GW ya existentes (3.500 millones de € de nueva inversión).

Estas nuevas centrales estarían condenadas a funcionar poco en el periodo hasta 2050, debido al incremento del almacenamiento y a los objetivos de reducción de emisiones y además, tendrían una vida útil de 40 años, y seguirían emitiendo CO₂ hasta más allá de 2050 (esto es incoherente ya que se persigue una disminución de emisiones).

Además, se produciría un incremento del precio mayorista que podría suponer un sobrecoste para los clientes de 25.000-35.000 millones de € (equivalente a 9-11 €/MWh de incremento del precio del mercado mayorista) en el periodo 2020-2030.

En el hipotético caso de tener que mantener alguna de las centrales de carbón hasta finales de la próxima década, se podrían establecer mecanismos para limitar su funcionamiento, y por tanto sus emisiones, y al mismo tiempo garantizar el suministro, como es el caso de la oxidación.

En el caso de las **CENTRALES NUCLEARES**, los planteamientos de cierre acelerado que proponen diversos grupos políticos y organizaciones ecologistas (al cumplir 40 años de vida o incluso antes) perjudicarían la competitividad y la garantía de suministro, y además incrementarían las emisiones de CO₂. No debemos olvidar que las plantas nucleares contribuyen a la mitigación del riesgo del cambio climático, al estar libres de emisiones de gases de efecto invernadero. El posible cierre en el periodo 2022-27 de los 7.800 MW actualmente instalados, supondría unas emisiones adicionales de alrededor de 170 MtCO₂ hasta 2030, pues se trata de producción de base que sería sustituida, en buena parte, por producción térmica (en dicho momento no habría alternativas realistas para la producción).

Desde el punto de vista, dicha sustitución podría suponer un incremento en el precio del mercado diario en 8-10 €/MWh debido a la sustitución de la energía nuclear por otras tecnologías con costes variables más altos (gas natural). Es por ello que la generación convencional debe jugar un papel clave para que la transición sea eficiente y se mantenga la seguridad de suministro mientras aumenta la producción por renovables.

Por último, el mantenimiento de todas las tecnologías convencionales en el mix de generación eléctrico implicaría una mayor diversificación de fuentes de suministro, reduciendo el riesgo ante variaciones de precios de materias primas en los mercados internacionales.

7.3.3 Fomento de la eficiencia energética

Las iniciativas a implantar en el campo de la eficiencia energética y de la conservación son muy numerosas, de diferente naturaleza y abarcan todos los sectores de actividad, lo que implica un gran reto al ser partícipes numerosos agentes de la sociedad. A pesar del atractivo de estas actuaciones, existen barreras “históricas” que frenan su adopción, entre las que destacan:

- Elevadas inversiones iniciales, largos periodos de recuperación de costes y dificultad para materializar las ventajas económicas a corto plazo.
- Dificultades en la financiación de proyectos de eficiencia energética, debido a que las características y riesgos de las inversiones y de las estructuras contractuales y de contrapartes, hacen que sean proyectos relativamente poco atractivos.

- En muchas ocasiones, el agente que debe acometer la inversión no disfruta directamente de las ventajas de la misma (por ejemplo, el cambio de ventanas para un edificio es sufragado por el propietario, mientras que el ahorro en consumo energético va a ser disfrutado por los inquilinos del mismo), dificultando la adopción de medidas de eficiencia y conservación, por ejemplo, en el parque existe de edificios de viviendas y oficinas.
- En los sectores de actividad que son altamente competitivos y consumidores relevantes de energía (el industrial, por ejemplo) las decisiones de inversión suelen estar sujetas a una evaluación racional. En estos casos, no serían necesarios incentivos para tecnologías libres de emisiones más competitivas que las convencionales, sino mecanismos que faciliten la financiación de las inversiones.

7.3.4 Medidas para conseguir un mix energético más sostenible

En la siguiente matriz se muestran las diferentes propuestas que se concretarán en el punto siguiente para conseguir un modelo energético más sostenible, y que facilite lograr los compromisos de la cumbre de París. A cada punto se le asigna una nota de 0 a 5, siendo 0 la mínima puntuación, y 5 la máxima. Posteriormente se obtiene una puntuación total que nos permitirá ordenar las propuestas.

OBJETIVO	ACCIÓN	NECESIDAD			VIABILIDAD						EXPERIENCIA	TOTAL
		URGENCIA	DEMANDA	TRASCENDENCIA	TECNOLOGÍA	MATERIA PRIMA	COMPROMISO	LEGISLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	COSTE		
Reducir emisiones en el transporte	Fomentar la movilidad sostenible en transporte privado por carretera (vehículo eléctrico/híbrido y postes de recarga)	3	4	5	3	5	3	5	5	4	2	39
Reducir emisiones en el transporte	Fomentar el cambio modal a ferrocarril del transporte pesado	3	1	1	3	1	1	2	4	1	2	19

OBJETIVO	ACCIÓN	NECESIDAD			VIABILIDAD						EXPERIENCIA	TOTAL
		URGENCIA	DEMANDA	TRASCENDENCIA	TECNOLOGÍA	MATERIA PRIMA	COMPROMISO	LEGISLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	COSTE		
Reducir emisiones en el transporte	Promover el gas natural vehicular como herramienta de transición en el transporte pesado por carretera.	3	3	4	2	3	3	5	5	3	3	34
Reducir emisiones en el transporte	Desarrollar un transporte marítimo sostenible, fomentando el uso de gas natural y desarrollar puertos verdes.	3	3	4	1	3	2	4	5	4	2	31

OBJETIVO	ACCIÓN	NECESIDAD			VIABILIDAD						EXPERIENCIA	TOTAL
		URGENCIA	DEMANDA	TRASCENDENCIA	TECNOLOGÍA	MATERIA PRIMA	COMPROMISO	LEGISLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	COSTE		
Sectores residencial, servicios e industrial	Reducción de emisiones en el sector residencial.	4	4	5	5	5	4	4	3	3	5	38
Sectores residencial, servicios e industria	Beneficios fiscales y revisiones periódicas en el sector servicios	4	3	5	5	5	3	4	3	3	4	39
Sectores residencial, servicios e industria	Fomentar el cambio (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria.	4	5	5	4	4	2	4	4	4	3	39

OBJETIVO	ACCIÓN	NECESIDAD			VIABILIDAD						EXPERIENCIA	TOTAL
		URGENCIA	DEMANDA	TRASCENDENCIA	TECNOLOGÍA	MATERIA PRIMA	COMPROMISO	LEGISLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	COSTE		
Sector eléctrico	Marco razonable de planificación para la instalación de renovables y la capacidad de respaldo necesario para cubrir el crecimiento de la demanda.	5	5	5	4	5	4	2	1	4	5	40
Sector eléctrico	Aprovechar la capacidad de generación eléctrica de respaldo ya instalada.	4	4	5	5	2	4	3	3	1	5	36

OBJETIVO	ACCIÓN	NECESIDAD			VIABILIDAD						EXPERIENCIA	TOTAL
		URGENCIA	DEMANDA	TRASCENDENCIA	TECNOLOGÍA	MATERIA PRIMA	COMPROMISO	LEGISLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	COSTE		
Sector eléctrico	Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles.	3	2	2	5	5	4	5	4	1	5	36
Sector eléctrico	Desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en las redes.	4	4	3	4	4	3	3	3	2	3	33

OBJETIVO	ACCIÓN	NECESIDAD			VIABILIDAD						EXPERIENCIA	TOTAL
		URGENCIA	DEMANDA	TRASCENDENCIA	TECNOLOGÍA	MATERIA PRIMA	COMPROMISO	LEGISLACIÓN	IMPACTO AMBIENTAL	COSTE		
Sector eléctrico	Convertir la tarifa eléctrica en una señal de precio eficiente mediante un cambio en su estructura.	5	5	5	5	4	3	2	1	2	3	33

1. En **urgencia** se valora lo crítica que puede ser la situación.
2. En **demanda** se valora si la sociedad, la comunidad científica, etc... pide o no esta acción.
3. En **trascendencia** se considera la repercusión de esa acción a medio o largo plazo (puestos de trabajo, cambios en I+D, ...)
4. En **tecnología** se valora si hay tecnología madura y suficiente para llevarlo a cabo.
5. En **materia prima** se valora si se dispone de las materias primas para llevar a cabo la acción.
6. En **compromiso** se valora el respaldo social e institucional con el que se cuenta.
7. En **oportunidad** se valora las ayudas a las que se puede acceder.
8. En **legislación** se valora si es una legislación madura.
9. En **impacto ambiental** se considera el impacto en el paisaje, población, etc... (menor puntuación cuanto mayor impacto)
10. En **coste** se valora el coste de implantar las diferentes técnicas.
11. En **experiencia** se considera la experiencia que hay en España en la implantación de estas medidas.

7.4 MIS PROPUESTAS POR ORDEN DE ACTUACIÓN

Una vez analizadas las medidas, en base a la prioridad de las mismas y según mi criterio propio, considero esta serie de propuestas necesarias para conseguir los objetivos de la cumbre de París 2015 y reducir así las emisiones a la atmósfera:

7.4.1 Marco razonable de planificación para la instalación de renovables y la capacidad de respaldo necesario para cubrir el crecimiento de la demanda.

- Planificación de la capacidad de generación renovable necesaria a medio-largo plazo (10 años) según las estimaciones de crecimiento de demanda, cumplimiento de objetivos y madurez de las distintas tecnologías.
- Reducir los sobrecostes asumidos por el ciudadano. Es necesario apostar por la instalación de tecnologías con mayor madurez y menor coste total.
- Reformar el mercado eléctrico para que retribuya de un modo competitivo la inversión en renovables.
- Crear mecanismos que resuelvan las crecientes ineficiencias del actual mercado.

7.4.2 Promover la reducción de emisiones del sector servicios.

- Definir un plan de acción coordinado a largo plazo, con estrategias específicas para cada uno de los segmentos del sector terciario.
- Establecer obligaciones, sujetas a inspección periódica, de realizar inversiones en eficiencia energética en aquellos edificios sometidos a procesos de rehabilitación.
- Resolver la realidad “propietario-inquilinos”, donde el responsable de las inversiones (propietario) no es el que paga el suministro energético (inquilino) y por tanto el que se beneficia de una mayor eficiencia.
- Asegurar que la tarifa eléctrica sea una señal de precio que recoja los costes reales del suministro, eliminando aquellos sobrecostes.

7.4.3 Fomentar el cambio (electrificación y gasificación) y la eficiencia energética en la industria.

- Analizar el impacto que supone la transición del modelo energético para la industria, prestando atención al riesgo existente de deslocalización.
- Establecer mecanismos de financiación, ventajas fiscales y favorecer otros instrumentos de apoyo con el fin de reducir las trabas existentes para realizar estas inversiones.

7.4.4 Fomentar la movilidad sostenible en transporte privado por carretera mediante el vehículo híbrido/eléctrico y la instalación de postes de recarga.

- Involucrar a la administración pública para desarrollar la infraestructura de recarga en las zonas urbanas de forma coordinada para asegurar que se facilite la disponibilidad progresiva de puntos de recarga mediante:
 1. Despliegue planificado de la infraestructura necesaria de recarga en las vías públicas de cada zona urbana, acorde con el ritmo de penetración de los vehículos eléctricos.
 2. Modelos de negocio y regulación adecuados para que los agentes inviertan en infraestructuras (por ejemplo, concesiones, electrolineras en libre competencia, negocio regulado distribuidora, etc.), permitiendo la viabilidad económica y la recuperación de costes y una rentabilidad razonable de la infraestructura a los agentes involucrados.
 3. Puntos de recarga para uso restringido (se asegura al propietario de un vehículo eléctrico sin garaje privado que dispone de un lugar en la vía pública donde recargar su vehículo).
 4. Puntos de recarga en garajes privados (individuales o colectivos).

- Crear paquetes de estímulo acordes a la demanda de movilidad eléctrica en los que se contemple la adquisición de vehículos e instalaciones de recarga con acceso restringido para los ciudadanos que no dispongan de plazas de garaje:
 1. Mayores subvenciones y desgravaciones fiscales en la adquisición y uso del vehículo eléctrico o híbrido.
 2. Normativas locales para la creación de las plazas de aparcamiento con cargador eléctrico de uso restringido (para propietarios de vehículos eléctricos sin garaje propio).
 3. Límites a las emisiones de efecto invernadero para la comercialización de vehículos con motores convencionales de combustión.
 4. Cargas fiscales adicionales aplicables tanto en la adquisición del vehículo convencional como en el uso del mismo.

- Desarrollar una estrategia industrial y de inversiones para desarrollar baterías y motores eléctricos.

- Introducir los necesarios cambios en las tarifas y en la normativa de distribución eléctrica, reduciendo las barreras que puedan asociarse a estos elementos. En concreto:

1. Definir de una tarifa que refleje los costes reales del suministro y los costes para el sistema de los nuevos usos eléctricos. Debe permitir generar una señal de precio eficiente para el futuro comprador del vehículo eléctrico y asegurar la sostenibilidad económica del sistema eléctrico.
- Establecer medidas para reducir el tráfico de vehículos convencionales en las ciudades para reducir la contaminación:
 1. Fomentar el “compartir” coches eléctricos.
 2. Incentivar el transporte público de gas natural vehicular.

7.4.5 Reducir las emisiones en el sector residencial.

- Diseñar un plan de rehabilitación de edificios acompañado de un sistema de ayudas para las inversiones necesarias.
- Aplicar requisitos máximos de consumo energético o mínimos de eficiencia energética en edificios, acordes a los objetivos de emisiones fijados para el sector residencial.
- Desarrollar una regulación específica para edificios residenciales que refuerce los mecanismos de control sobre la normativa existente y que establezca estándares de obligado cumplimiento en eficiencia energética y conservación (aislamientos, cerramientos, climatización, iluminación, etc.).

7.4.6 Aprovechar la capacidad de generación eléctrica de respaldo ya instalada.

- Mientras se desarrolla una tecnología de almacenamiento que sea viable técnica y económicamente, se debe mantener la generación de respaldo mientras.
- Reformar el mercado eléctrico para que genere la señal de precio necesaria para retribuir de modo competitivo la capacidad firme.
- No incentivar nuevas inversiones en capacidad de respaldo que en un futuro puedan ser infrautilizadas (generación térmica) o inversiones en tecnologías poco maduras (almacenamiento). Se debe permitir el mantenimiento de la generación térmica ya instalada, siempre que se cumplan los objetivos o normativas medioambientales.

7.4.7 Extender la autorización de operación de las centrales nucleares hasta los 60 años en las condiciones de seguridad exigibles.

- Extender la vida de las centrales nucleares hasta los 60 años en línea con otros países que han extendido el funcionamiento de sus centrales, en las condiciones exigibles de seguridad.
- Decisiones consensuadas según la normativa aplicable liderado por el Consejo de Seguridad Nuclear.
- Aunque el problema de sus residuos genera mucha controversia, con una buena gestión se evitan muchas toneladas de emisiones de CO₂ a la atmósfera.

7.4.8 Promover el gas natural vehicula como herramienta de transición en el transporte pesado por carretera.

- Desarrollar una estrategia para el desarrollo e implantación del gas natural vehicular (GNV) para el transporte de mercancías por carretera conjuntamente con los fabricantes de vehículos, la Administración, así como asociaciones y colectivos de usuarios, incluyendo programas de ayuda para incentivar la demanda de dichos vehículos.
- Desarrollar la infraestructura de repostaje, al ser esta uno de los cuellos de botella para el desarrollo del GNV. La falta de lugares de repostaje hace inviable hoy a los transportistas realizar el cambio a este combustible.
- Realizar campañas de divulgación para transmitir las ventajas del cambio a GNV entre el colectivo de transportistas y posibles usuarios.

7.4.9 Cambiar la estructura de la tarifa eléctrica para conseguir un precio eficiente.

- Reducir el precio de la electricidad para el usuario mediante la eliminación de la tarifa eléctrica de aquellos sobrecostes derivados de políticas energéticas que distorsionen la señal de precio de la electricidad.
 1. Aproximadamente el 50% de los costes en la tarifa eléctrica son ajenos al suministro (ayudas a las renovables, déficit de tarifa, etc.) y derivados de la política energética. Estos sobrecostes encarecen el precio de la electricidad y disminuyen su competitividad frente a otros combustibles que producen emisiones.
 2. Habría que eliminar de la tarifa eléctrica estos sobrecostes realizando una asignación de los mismos entre los diferentes usos energéticos.
 3. Financiación de las políticas medioambientales.

- Modificar el sistema tarifario actual, sustituyendo el modelo existente donde los clientes pagan por nivel de tensión de conexión a la red y de la potencia contratada, a un sistema que tenga en cuenta los diferentes tipos de consumos y usos de la electricidad.
 1. Existen una gran diversidad de usos de la electricidad: consumos en base para industria, consumos intermitentes, consumos con generación distribuida o almacenamiento, etc. El sistema tarifario debe asegurar que todos los clientes contribuyan a soportar los costes del sistema en función del tipo de uso que hagan de la red y generar incentivos para un uso racional de la red para evitar el sobredimensionamiento de la red.
 2. La tarifa actual no está diseñada para muchos de estos usos, entre ellos el uso del coche eléctrico. Se debe diseñar para incentivar las recargas nocturnas y evitar de esta manera el aumento de la demanda pico del sistema.
 3. Los contadores inteligentes que se están instalando últimamente permiten conocer con precisión el uso que se hace de la red, pudiendo así crear tarifas que se adapten mejor a la variedad de consumos existente.

7.4.10 Desarrollar una regulación que incentive las inversiones necesarias en las redes.

- Establecer el rol de los distribuidores eléctricos en el desarrollo del vehículo eléctrico y la instalación de puntos de recarga, así como en la integración de las energías renovables distribuidas para que se incentive la innovación, la automatización de la red y se minimicen las inversiones necesarias en la red.
- Incentivar las inversiones en redes reconociendo una mayor retribución de determinados activos que tengan un carácter transformacional.

7.4.11 Desarrollar un transporte marítimo sostenible, que fomente el uso de gas natural y el desarrollo de puertos verdes.

- Fomentar la inversión en sistemas que reduzcan las emisiones de gases de efecto invernadero de los puertos, como por ejemplo el uso de sistemas OPS (On-Shore Power Supply). Se trata de la implantación de medidas e infraestructuras para ofrecer suministro eléctrico desde tierra a barcos atracados en el puerto. De esta manera, los buques pueden apagar los motores en puerto, ahorrar combustible y reducir emisiones.
- El empleo de barcos eléctricos. La propulsión eléctrica consigue una reducción del combustible en los buques para las maniobras portuarias.

- El empleo de SCRUBBERS (aparatos para lavar los gases de emisión del buque, de manera que los componentes no deseados del mismo queden separados por contacto con la superficie de un líquido).
- El empleo de motores de gas natural licuado (GNL). Estos motores son la alternativa al diésel para los buques comerciales. El GNL es un combustible más económico, y ofrece ahorros de hasta un 30% respecto del diésel, menores emisiones y reducción de la contaminación acústica.

7.4.12 Fomentar el cambio del transporte pesado de mercancías a ferrocarril.

- Desarrollar una estrategia de infraestructuras logísticas que permita la “descarbonización” del sector del transporte de pesado de mercancías, incluyendo:
 1. Infraestructuras portuarias para la gestión logística de carga y descarga de buques y conexión con la red ferroviaria e infraestructuras de conexión con centros logísticos.
 2. Revisión de la utilización de la red ferroviaria actual para maximizar su capacidad de transporte de mercancías.
 3. Electrificación de los tramos de red aún pendientes (introduciendo en el análisis económico el coste de las emisiones evitadas).
 4. Desdoblamiento de la red ferroviaria y construcción de nueva red ferroviaria electrificada, dedicada al transporte de mercancías a larga distancia, concretamente desde las zonas portuarias y centros de producción industrial hacia las zonas de consumo y el transporte internacional.
- Realizar un esfuerzo de inversión por parte de las Administraciones Públicas (del mismo modo que se ha realizado en el desarrollo de la Red de Alta Velocidad para el transporte de pasajeros) para el desarrollo de las infraestructuras básicas enfocadas al cambio del transporte pesado de mercancías a ferrocarril.

8 LISTA DE REFERENCIAS

[1] Agencia Andaluza de la Energía. (02/02/2016)

www.agenciaandaluzadelaenergia.es/s/ciudadania/biocarburantes . s.f.

[2] APPA 2014. «Informe APPA 2014./» . (10/02/2016)

[3] Ballesteros, J.C., Dopazo, C., Sabugal, S., García, F., Martínez, R., 2007. “Captura y almacenamiento de CO₂. Universidad Pontificia de Comillas”. (07/04/2016)

[4] BCG 2011, The Boston Consulting Group. «Evolución tecnológica y prospectiva de costes de energías renovables.» 2011-2020. (25/03/2016)

[5] British Petroleum 2014.

www.bp.com 2014 (12/05/2016)

[6] CARBUNIÓN 2016. s.f. (25/05/2016)

[7] Comunicación CEREM 2015.

www.cerem.es . 2015. (31/01/2016)

[8] CORES 2014, Corporación Estratégica de Reservas de Hidrocarburos.

<http://www.cores.es/> . 2014. (03/03/2016)

[9] Damien, A., 2010. La biomasa. Fundamentos, Tecnologías y Aplicaciones. AMV Ediciones. Madrid. 1ª Ed.2010. (25/04/2016)

[10] ELCOGAS, 2015. Tecnología GICC. Plan I+D+i.

<http://www.elcogas.es/es/tecnologia-gicc/plan-idi> (11/02/2016)

[11] Energías Renovables 2015.

<http://www.enerqias-renovables.com> . s.f. (10/02/2016)

[12] Facility Global Environment.

<https://www.thegef.org/qef> . 2015. (03/05/2016)

[13] Fournier Origgi, Luis Alberto. “Recursos Naturales”. Univ. Estatal, 2003. (22/03/2016)

- [14] Hidalgo, M.M., 2014. Marco 2030 de la UE: “Cambio climático y política energética. Instituto Español de Estudios Estratégicos”. (20/04/2016)
- [15] Instituto Geológico y Minero de España. Ministerio de Economía y Competitividad. <http://www.igme.es> (10/05/2016)
- [16] Instituto Tecnológico Agrario de Castilla y León (ITACYL). Junta de Castilla y León. 2006. El cultivo de la colza en Castilla y León. Resultados de los ensayos de la campaña 2005-2006. (30/05/2016)
- [17] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2007. Biomasa: Gasificación. (02/03/2016)
- [18] Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), 2011. Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020. (09/02/2016)
- [19] López González, Roberto. *Agroenergetic bioresidues oxy-combustion as a complementary technology for energy production*, 2015. (10/04/2016)
- [20] Marbán, Gregorio. <http://www.energia2012.es> . s.f. (15/04/2016)
- [21] MINETUR 2016. <http://www.minetur.gob.es/energia/nuclear> . s.f.
- [22] Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente (MAGRAMA), 2015. Producciones Agrícolas. Leguminosas grano y Oleaginosas. <http://www.magrama.gob.es/es/agricultura/temas/producciones-agricolas/cultivos-herbaceos/leguminosas-y-oleaginosas> (01/03/2016)
- [23] Ministerio de Industria Energía y Turismo (MINETUR), 2011. Plan de Energías Renovables 2011-2020. (21/02/2016)

[24] Ministerio de Industria Energía y Turismo (MINETUR), 2013. La energía en España 2013. (21/02/2016)

<http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Balances/LibrosEnergia/Energia>

[25] Mosquera Martínez, Pepa y Luis Merino Ruesga. *Empresa y Energías Renovables*. Madrid: Fundación Confemetal, 2006. (01/03/2016)

[26] NUCLEAR5DIM.

<http://www.nuclear.5dim.es/uranio.php> s.f. (13/04/2016)

[27] Plataforma tecnológica Española del CO₂ (PTECO₂), 2015

<http://www.pteco2.es/reportaje.asp> (14/02/2016)

[28] Plan de Energías Renovables 2011/2020 - Minetur.

<http://www.minetur.gob.es/energia/>. 2011. (08/04/2016)

[29] Red Eléctrica de España.

<http://www.ree.es/es/> . s.f. (14/02/2016)

[30] Review BP Statistical.

http://www.bp.com/es_es/spain/prensa/notas-de-prensa/2015/bp-presentaBP s.f.

[31] Toftegaard, M.B., Brix, J., Jensen, P.A., Glarborg, P., Jensen, A.D., 2010. Oxy-fuel combustion of solid fuels, *Progress in Energy and Combustion Science*. (04/03/2016)

[32] UNESA 2016.

www.unesa.es . s.f.

[33] Unión Europea, 2015. Síntesis de la legislación de la Unión Europea.1995-2015

http://europa.eu/legislation_summaries/environment/tackling_climate_change/index

(08/05/2016)

[34] Vega, L.F. (2010). El CO₂ como recurso. De la captura a los usos industriales. Edición Gas Natural 2011. (22/03/2016)