



ASOCIACIÓN NACIONAL DE INGENIEROS DE MINAS  
GRUPO ESPECIALIZADO EN RECURSOS Y RESERVAS MINERALES

# **ANÁLISIS DE SITUACIÓN DE LA MINERÍA ESPAÑOLA EN LOS AÑOS 2015 Y 2016**

## **II. MINERALES ENERGÉTICOS**



**Diciembre 2016**

**AUTORES:**

**Carbón:**

**Felipe González Coto;** Hulleras del Norte S.A.

**Laura García de Marina Vázquez;** Hulleras del Norte S.A.

**Petróleo:**

**Carlos León Altamirano;** Grupo PEAL S.A.

**José Antonio Espí Rodríguez;** Escuela de Minas y Energía de Madrid (UPM)

**Máster en Ingeniería de Petróleo y Gas;** Escuela de Minas y Energía de Madrid (UPM)

**Recursos de gas no convencional en España:**

**Ángel Cámara Rascón;** Escuela de Minas y Energía de Madrid (UPM)

**COLABORADORES:**

**Fernando Vázquez Guzmán;** Escuela de Minas y Energía de Madrid (UPM)

**COORDINADOR:**

**Carlos León Altamirano;** Grupo PEAL S.A.

## Preámbulo

Este segundo volumen del “Análisis de situación de la minería española en el año 2015 y principios del 2016”, dedicado a los minerales energéticos, continúa con la misma estructura e idea que la publicación dedicada a los minerales metálicos. De este modo, pretende ser una contribución a la comprensión del fenómeno de la industria minera española del carbón, petróleo y gas natural, buscando definir su situación y, lo más importante, descubrir lo que en un futuro próximo llegará a ser. Para conseguir esta pretensión se parte de un buen conocimiento de los datos y descripciones que la definen, pero sin abandonar la pretensión de investigar sobre su futuro.

El equipo que lo ha confeccionado resulta muy abierto y en él se han incorporado aquellos profesionales que desinteresadamente lo han deseado y, con este modelo permanecerá, tratando de enriquecerse tanto en la información aportada y en la detección de sus errores como, sobre todo, en el contraste de opiniones sobre su futuro. Otro objetivo difícil de trazar es la relación de nuestro sector minero con los acontecimientos que se desarrollan en el exterior y que, al fin y al cabo, en esta economía tan abierta que vivimos, serán los que condicionen sus actividades y van a definir su modelo en los próximos años.

El destino del informe se dirige a un amplio grupo de lectores y por ello su lenguaje se ha adaptado para que pueda ser comprendido sin grandes dificultades, pero tampoco abandona la pretensión de ser exhaustivo, de tal manera que pueda tomar el papel de referencia a aquellos que precisen de una información total e integrada.

En fin, del mismo modo que en el volumen dedicado a la minería metálica, este documento está sujeto a las variaciones que imponga el nuevo conocimiento y a su actualización pertinente.

# Índice

<b>I. PRIMER COMENTARIO .....</b>	<b>6</b>
<b>II. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA MINERÍA DEL CARBÓN EN ESPAÑA.....</b>	<b>8</b>
<b>1. Esquema .....</b>	<b>8</b>
<b>2. Normativa .....</b>	<b>8</b>
2.1. Decisión del consejo Europeo 787/2010.....	8
2.1. Fin del Real Decreto 134/2010, el 31 de Diciembre de 2014.....	9
2.3. Directiva 2010/75/UE, de 24 de Noviembre de 2010, sobre emisiones industriales (DEI).....	9
2.4. XX Conferencia sobre el Cambio Climático de Lima .....	10
2.4.1 Decisión Europea .....	10
2.5 Cumbre sobre el Cambio Climático de París. ....	10
2.5.1 Debate sobre el cambio climático .....	11
2.6 Planificación Energética, según la ley 2/2011 de 4 de marzo de Economía Sostenible .....	12
<b>3. Situación del sector energético en España y Europa .....</b>	<b>12</b>
3.1 Contexto energético español .....	12
<b>4. Datos estadísticos relativos a la producción energética .....</b>	<b>14</b>
4.1 Evolución de los precios internacionales del carbón (API-2) .....	14
4.2 Evolución de la producción vendible de carbón .....	15
4.3 Evolución de la plantilla del sector minero .....	17
4.4 Estimación de reservas energéticas por Comunidades Autónomas .....	18
<b>5. Nuevos proyectos .....</b>	<b>19</b>
5.1 Carbón coquizable .....	19
5.1.1 Proyecto de reapertura de Mina Leonor.....	20
5.1.2 Proyecto de reapertura de Mina Julita.....	21
5.2 Lignito .....	21
5.2.1 Proyecto de apertura de Mina Aurora .....	21
<b>6. Conclusiones.....</b>	<b>22</b>
6.1 Limitaciones reglamentarias .....	22
6.2 Futuras Cumbres sobre el Cambio Climático .....	22
6.3 Emisión de gases de efecto invernadero.....	23

6.4 Consumo de carbón en España .....	23
6.5 Reservas de carbón en España .....	24
6.6 Nuevos proyectos en minería de carbón .....	25
6.6.1 Carbón coquizable .....	25
6.6.2 Lignito .....	25
<b>III. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA MINERÍA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL.....</b>	<b>27</b>
<b>7. Panorámica general .....</b>	<b>27</b>
7.1 El Petróleo en España .....	29
7.1.1 Producciones de petróleo en España .....	30
7.1.2 Proyectos de investigación petrolífera en España .....	32
7.2 Gas Natural .....	34
7.2.1 Producción de Gas Natural .....	34
7.2.2 Exploración de Gas Natural .....	35
7.3 Almacenamiento de Gas Natural .....	36
7.4 Recursos de gas no convencional en España .....	37
<b>8. Conclusiones.....</b>	<b>41</b>
8.1 Caída del precio del petróleo: causas y consecuencias. El caso español. ....	41
8.2 Una visión sobre el futuro del petróleo en España .....	42
8.2.1 Precio de los hidrocarburos.....	43
8.2.2 Producción Nacional.....	43
8.2.3 Factores sociales y medioambientales .....	44
<b>IV. BIBLIOGRAFÍA FUNDAMENTAL.....</b>	<b>46</b>

# Análisis de situación de la minería española en el año 2015 y 2016

## II. Carbón, petróleo y gas natural

### I. PRIMER COMENTARIO

La situación actual de los minerales energéticos, o combustibles fósiles, en nuestro país es bastante crítica, y lo que parece más grave, parece augurar un futuro poco esperanzador. Por un lado, la minería del carbón acogida al Plan de Cierre del Reino de España, provocará sin duda que, tras el año 2018, momento en el que las unidades de producción que decidan continuar con su actividad, deberían devolver las ayudas estatales percibidas, se vean abocadas a un cierre seguro. En cuanto al petróleo y al gas natural se refiere y, pese a que España es un país deficitario en estos productos, la presión y oposición de algunas administraciones públicas y de diversos sectores sociales a la investigación de nuevos proyectos en nuestro territorio, todo ello ha paralizado prácticamente esta actividad, de modo que resultará difícil aumentar las producciones actuales. Más aún, parece previsible que éstas disminuirán en la medida que los diferentes campos se vayan agotando.

En cuanto a la extracción de hidrocarburos mediante el sistema del “fracking”, de igual manera que se ha citado con anterioridad, las dudas generadas sobre los posibles daños atribuidos a este método ha devenido en una tajante oposición en algunas Comunidades Autónomas. Esto, unido a numerosas presiones por parte de diversos sectores de la sociedad y a un bajo precio de cotización del barril de crudo, en España al día de hoy, resulta muy difícil la prospección y extracción de petróleo mediante este sistema.

Con este panorama, se muestran en la Tabla 1.1 las producciones de carbón, petróleo y gas natural de los cuatro últimos años.

		Producción española de minerales energéticos			
		2016*	2015	2014	2013
<b>Carbón</b>	Mt	-	3.042*	2.793	4.976
<b>Petróleo</b>	milt	132	232	305	368
<b>Gas natural</b>	Mm <sup>3</sup>	47	60	23	55

\* cifras de producción provisional. Fuentes: CORES, diciembre 2016 e Instituto Aragonés de Estadística. Confedem, diciembre 2016 (producción de carbón 2015)

Tabla 1.1. Producciones españolas de carbón, petróleo y gas natural durante los años 2013, 2014, 2015 y 2016

Pese a la implantación de las energías renovables a nivel mundial, parece imprescindible el uso de carbón, petróleo y gas natural para el abastecimiento energético en la actualidad. Por ello, es inevitable a día de hoy el uso de combustibles fósiles para garantizar el suministro energético pese a los problemas medioambientales implícitos a su uso, si bien, el desarrollo de las energías renovables y las nuevas tecnologías, permite disminuir las emisiones contaminantes.

Como se podrá comprobar a lo largo del desarrollo de este texto, la situación del carbón, petróleo y gas natural no pasa por un buen momento en nuestro país, planteándose numerosas incógnitas sobre su futuro.

## II. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA MINERÍA DEL CARBÓN EN ESPAÑA

### 1. Esquema

Este “Análisis de la situación de la minería de carbón en España” que a continuación se desarrolla tiene como objetivo analizar la situación de la industria extractiva de carbón en España, para tratar de comprender lo que el futuro más próximo depara a este sector. Para lograr este objetivo, se hará un breve repaso tanto de la normativa vigente que regula el sector energético como de los datos más recientes disponibles en relación con el sector energético en España, haciendo especial énfasis en los datos relacionados con el carbón.

A través de este documento el lector podrá relacionar la situación actual del carbón nacional con los acontecimientos que están ocurriendo en los últimos tiempos en el contexto internacional, que es una de las variables que condicionará el camino que tomará el sector en los próximos años.

### 2. Normativa

La minería de carbón en España se encuentra condicionada por la política energética de la Unión Europea, cuyo cumplimiento incide de manera importante en la situación económica, social y de desarrollo de las regiones, tradicionalmente, explotadoras de carbón.

Dicha política se expresa en Decisiones y Directivas comunitarias que se resumen a continuación.

#### 2.1. Decisión del consejo Europeo 787/2010

En los últimos años la política energética de la Unión Europea se ha centrado en el fomento de las energías renovables, la economía sostenible y la disminución de la producción de carbono (descarbonización). Por este motivo y por la pequeña contribución del carbón autóctono al mix energético, la Unión ya no considera necesario el mantenimiento de las subvenciones al carbón para garantizar el suministro energético.

Todo lo anterior tiene como consecuencia que el Consejo Europeo haya tomado la decisión de suprimir el apoyo a las minas de carbón no competitivas, programando unas ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las mismas. Su objetivo es el cese ordenado de las actividades en el contexto de un plan de cierre irrevocable de la mina y la financiación de los costes derivados de este cierre.

Esta decisión contempla tres imposiciones:

- Obliga a presentar un Plan de Cierre a todas las unidades de producción receptoras de ayudas, a 31 de Diciembre de 2018. (Pdte. de aprobación por la C.E.)
- Establece ayudas decrecientes con relación al 2011, hasta un 75% en el 2017 y su fin en 2018 a la producción y hasta 2027 a labores de restauración medioambiental y

sociales.

- Devolución de las ayudas recibidas en todo el periodo cubierto por el plan de cierre para quienes deseen continuar sin ayudas después del 2018.

### **2.1. Fin del Real Decreto 134/2010, el 31 de Diciembre de 2014**

En este Real Decreto se establecía el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro, que consideraba el carácter estratégico de la producción de carbón autóctono para garantizar el suministro eléctrico a los consumidores.

En este contexto, se especificaba qué centrales térmicas quedaban obligadas a comprometerse a la adquisición de carbón autóctono, con hasta un máximo del 15% de la energía primaria necesaria para la generación eléctrica anual. Las cantidades de carbón autóctono se prevén en el “Plan Nacional de Reserva Estratégica de Carbón y Nuevo Modelo de Desarrollo Integral y Sostenible de las Comarcas Mineras” para el periodo vigente.

En el plan para el periodo 2013 – 2018 estipulaba que la participación del carbón nacional en el mix de generación anual fuera del 7,5%. A partir de 2018, la participación del carbón autóctono en la generación eléctrica dependerá únicamente de la producción de carbón de las empresas que resulten ser competitivas.

El fin de este R.D. provoca que, al ser más barato el carbón importado, las centrales térmicas no compren carbón nacional y por tanto las empresas mineras estén abocadas a una situación de EREs y finalmente al cierre de explotaciones.

Esta situación está siendo abordada por el Gobierno para establecer nuevos mecanismos de incentivos al consumo del carbón, mediante ayudas a las centrales térmicas de carbón nacional que realicen mejoras medioambientales (adecuación a la nueva normativa de emisiones industriales mediante la incorporación de desnitrificación) a cambio de que se comprometan a comprar determinadas cantidades de carbón autóctono. El último borrador situaba las ayudas en 90.000€ por megavatio y la garantía de consumo de 5,6 millones de toneladas. Esta propuesta debe ser aún aprobada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y posteriormente por la Comisión Europea, que tendrá que dar el visto bueno y avalar que no son ayudas de Estado; proceso que puede ser lento y que en el mejor de los casos llegará tarde para algunas explotaciones.

### **2.3. Directiva 2010/75/UE, de 24 de Noviembre de 2010, sobre emisiones industriales (DEI)**

Aplicable desde el 01/01/2016 salvo Plan Nacional Transitorio, hasta el 30/06/2020, sitúa a las compañías eléctricas ante la decisión de acometer inversiones adecuarse a los valores límite de emisiones de SO<sub>2</sub> y NO<sub>x</sub>, u optar por la exención por vida útil limitada: funcionar 17.500 h desde el 01/01/2016 hasta el 31/12/2023.

Esta situación reduciría el uso de carbón nacional en las centrales afectadas por la directiva, lo que puede comprometer la viabilidad de las empresas mineras suministradoras.

## 2.4. XX Conferencia sobre el Cambio Climático de Lima

Semanas antes de la COP20 tiene lugar una reunión entre EEUU y China, los dos países más contaminantes del planeta, en la que anunciaron un compromiso conjunto para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) por primera vez en la historia. En este acuerdo se comprometen a reducir sus emisiones entre un 26% y un 28% en 2025 respecto a 2005. China además se compromete a reducir sus emisiones absolutas en 2030, y a que las fuentes generadoras renovables, no generadoras de emisiones, supongan un 20% de su mix energético en 2020. No debemos olvidar dos datos significativos:

- China genera el 85% de su electricidad con la quema de carbón.
- EEUU y China poseen grandes reservas de shale gas.

Para evitar cualquier tipo de interferencia peligrosa con el clima, los expertos han estimado que el valor límite del aumento de temperatura con respecto al periodo preindustrial es de 2°C, y esta es la base de la lucha contra el cambio climático desde la Conferencia de Copenhague en 2009.

Según el Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC) las emisiones de CO<sub>2</sub> no deberían superar la horquilla de 870 – 1240 Gt para tener un 50% de probabilidades de no superar a mediados de siglo la barrera 2°C sobre la temperatura media perindustrial, el problema fundamental al que se enfrentan los países firmantes del tratado de la COP20 es que la quema de las reservas fósiles actuales generaría 2400 Gt de CO<sub>2</sub>.

El acuerdo alcanzado finalmente en la COP20 es un acuerdo de mínimos, en el que se recoge que cada país fijará sus metas de reducción de emisiones sobre una base voluntaria. Partiendo de esta base, se invita a los países a presentar antes de octubre de 2015 sus planes de reducción de emisiones.

El acuerdo alcanzado en la COP20 es débil y propone unas medidas voluntarias que generan una responsabilidad diluida, por lo que los grupos ecologistas lo han considerado un fracaso.

### 2.4.1 Decisión Europea

Por otra parte, el Consejo de Europa hizo pública su decisión vinculante de reducir en 2030 las emisiones de gases contaminantes de la Unión Europea en un 40% con respecto a los valores de 1990. Estas directrices también fijan una participación de al menos el 27% de las energías renovables dentro del mix energético de la Unión para el año 2030.

Además, se estima que la captura de CO<sub>2</sub> no sería viable, por coste y tecnología, hasta 2025 y su efecto inicial sería relativamente pequeño, solo permitiría un aumento del consumo de carbón del 6%.

## 2.5 Cumbre sobre el Cambio Climático de París.

En diciembre de 2015 los principales líderes mundiales se reunirán en París en una conferencia en la que estarán representados como participantes todos los Estados firmantes

del Protocolo de Kyoto, mientras que los Estados que no son parte del mismo asistieron en calidad de observadores. El CMP evaluó la aplicación del Protocolo de Kyoto y promovió las medidas necesarias para su aplicación efectiva, tratando de establecer un compromiso vinculante internacional para la reducción de las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera.

En concreto, los representantes de 195 países asistentes adoptaron el primer acuerdo global para atajar el calentamiento desencadenado por las emisiones de gases de efecto invernadero. Todos los países firmantes deberían limitar sus emisiones, aunque los desarrollados tendrían que hacer un mayor esfuerzo y movilizar 100.000 millones de dólares anuales.

El acuerdo establece, entre otros objetivos, elevar los “flujos financieros” para caminar hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero, cuya acumulación en la atmósfera ha desencadenado el cambio climático.

Se adopta un objetivo obligatorio como es que el aumento de la temperatura media en el Planeta quede, a final de siglo, “muy por debajo” de los dos grados respecto a los niveles preindustriales e incluso intentar dejarlo en 1,5.

Los países reunidos en París debían comprometerse a presentar sus programas nacionales con las aportaciones a la contribución de las limitaciones de gases.

Sin embargo, el acuerdo de París, que entrará en vigor en 2020, requerirá esfuerzos mucho mayores, estableciéndose, cada cinco años, revisiones al alza de los compromisos adquiridos.

Tras el considerado fracaso de la Conferencia sobre el Cambio Climático de Lima se puede intuir presiones para tomar decisiones restrictivas en contra de las emisiones de CO<sub>2</sub> y consecuentemente contra la quema de combustibles fósiles.

### **2.5.1 Debate sobre el cambio climático**

Las actuaciones necesarias para frenar el cambio climático han sido un tema de extenso debate, entre las declaraciones más relevantes en el panorama internacional se encuentran las del G-7, el exhorto del propio papa Francisco para combatir el calentamiento global y las recomendaciones de revistas científicas como la británica Lancet (donde insta a sustituir a nivel mundial el uso del carbón mineral por otra energía más limpia) que advierte que “están en juego cientos de miles de vidas al año y que el calentamiento global amenaza con socavar el último medio siglo de avances en desarrollo y salud mundial”.

El Instituto de Salud Global de la Universidad College de Londres advierte que “la receta para el paciente Tierra es que tenemos un reto real con la contaminación por carbón y tenemos un límite de tiempo para arreglar las cosas”.

El propio gobierno del Presidente Obama emitió un reporte enfatizando los costes de la falta de acción sobre el cambio climático y los beneficios emprender acciones inmediatas para

frenar esta problemática.

## **2.6 Planificación Energética, según la ley 2/2011 de 4 de marzo de Economía Sostenible**

La planificación energética tiene por objetivo diseñar un programa donde se definen todas las actuaciones a acometer en el sector energético en un plazo determinado, y que debe plasmarse en el Plan Energético Nacional (PEN) para ese periodo. Estos planes abarcan un periodo de seis años por lo que el último PEN comprendería el periodo 2014 – 2020, pero debido a la necesidad del cumplimiento del horizonte 2020 por su relevancia como referencia para el cumplimiento de diversos compromisos comunitarios, se ha modificado finalmente para abarcar el periodo 2015 – 2020.

Según algunas publicaciones, la planificación energética de España podría ir en la línea siguiente:

- Hibernar 6000 MW de ciclos combinados.
- Reabrir Garoña en 2016 (actualmente en revisión).
- Repunte de las renovables para cumplir con la normativa europea del 20% del mix. El objetivo a este respecto es instalar 4.533 – 6.473 MW eólicos, 1.370 MW fotovoltaicos, 211 MW termosolares y 208 MW hidroeléctricos.
- Entrada en funcionamiento de nuevas centrales de bombeo.
- Caída de la generación derivada de productos petrolíferos.
- Mantenimiento de las centrales de carbón que realicen las inversiones DEI y reducción de las horas de funcionamiento para las que no las realicen.

Con todo esto en 2020 España tendría entre 1.033 y 3.456 MW más instalados que en 2013. La demanda de 2013 fue de 404.630 GWh.

## **3. Situación del sector energético en España y Europa**

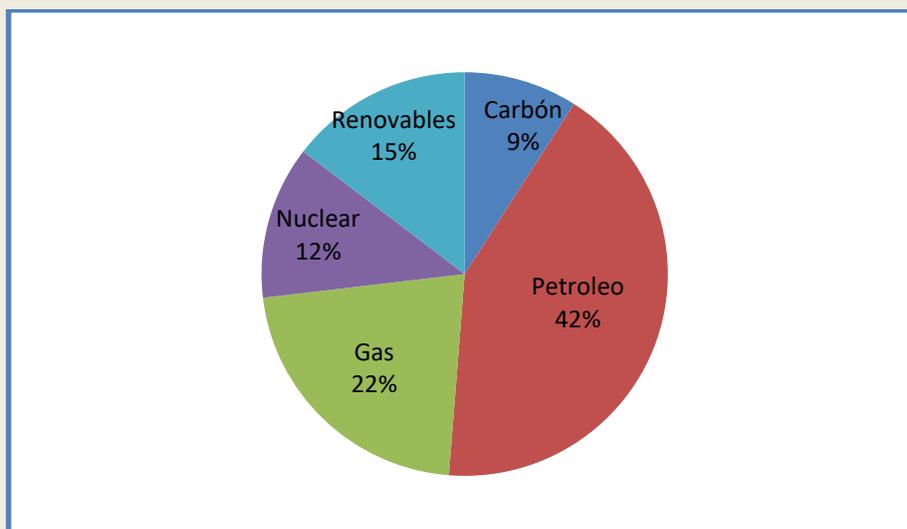
Para poder comprender los efectos que las normativas vigentes tendrán sobre la industria del carbón en España, conviene realizar un breve análisis de la situación actual del sector energético en nuestro país.

### **3.1 Contexto energético español**

En la Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible se establece un objetivo nacional mínimo de participación de las energías renovables en el mix energético de un 20% en 2020. Según los expertos, para alcanzar este objetivo el 20%, las inversiones necesarias serían del orden de 6.000 – 7.000 M€, por lo que resulta difícil alcanzar esa cifra. Debido a las fuertes inversiones necesarias para alcanzar el objetivo fijado, el Comisario del ramo ha anunciado una serie de medidas de la UE para traer inversores al sector.

Los últimos informes sobre los balances de energía en España publicados por la agencia Eurostat datan del año 2013, en ellos la participación de las renovables en el mix energético

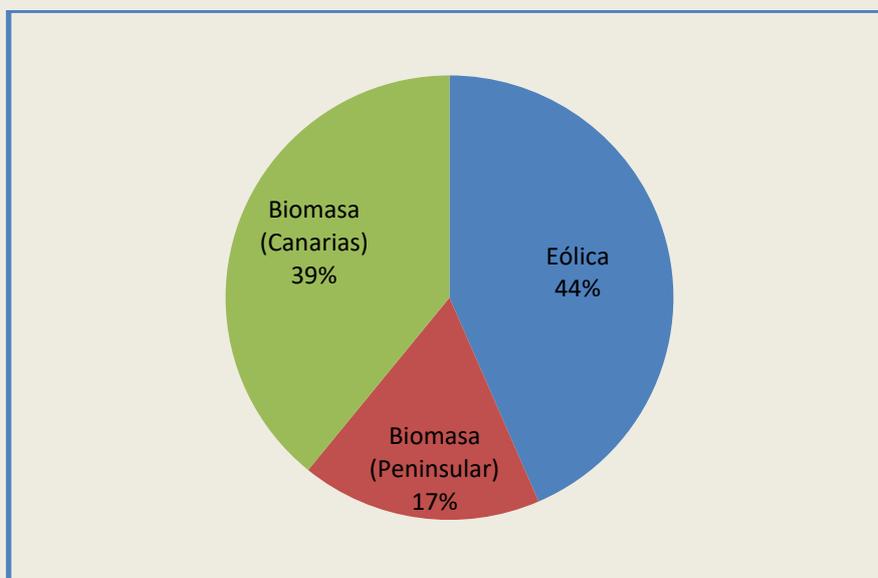
se cifraba en un 14,65% (Figura 3.1).



Fuente: Eurostat

Figura 3.1. Consumo Interior Bruto de Energía en 2013

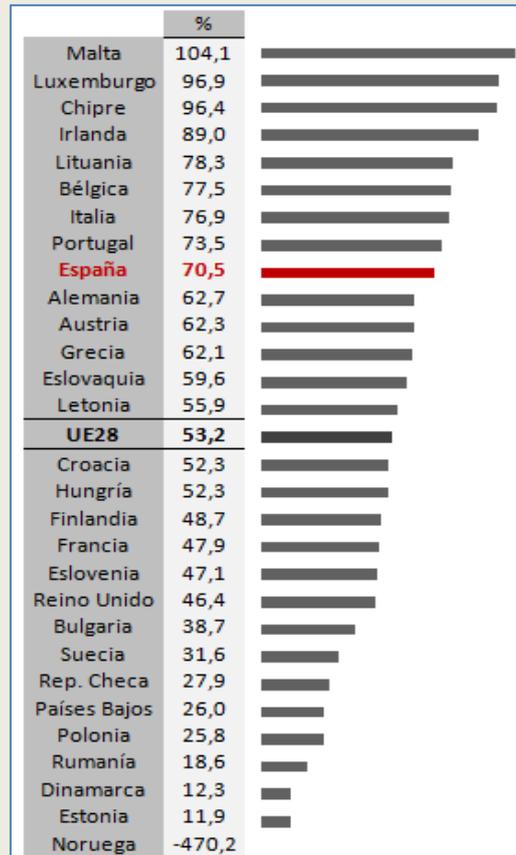
Como una medida más para alcanzar el objetivo del 20%, el ministro Soria ha anunciado en 2015 la subasta energética de 1150 MW renovables (Figura 3.2): 500 MW de eólica, 200 MW de biomasa peninsular y 450 MW en Canarias.



Fuente: Eurostat

Figura 3.2. Distribución de energía en la Subasta Energética 2015

Si se analizan los datos de dependencia energética de terceros proporcionados por la agencia Eurostat para la Unión Europea (Figura 3.3), se puede ver que España se encuentra por encima de la media de la tasa de dependencia energética de todos los países de la UE.



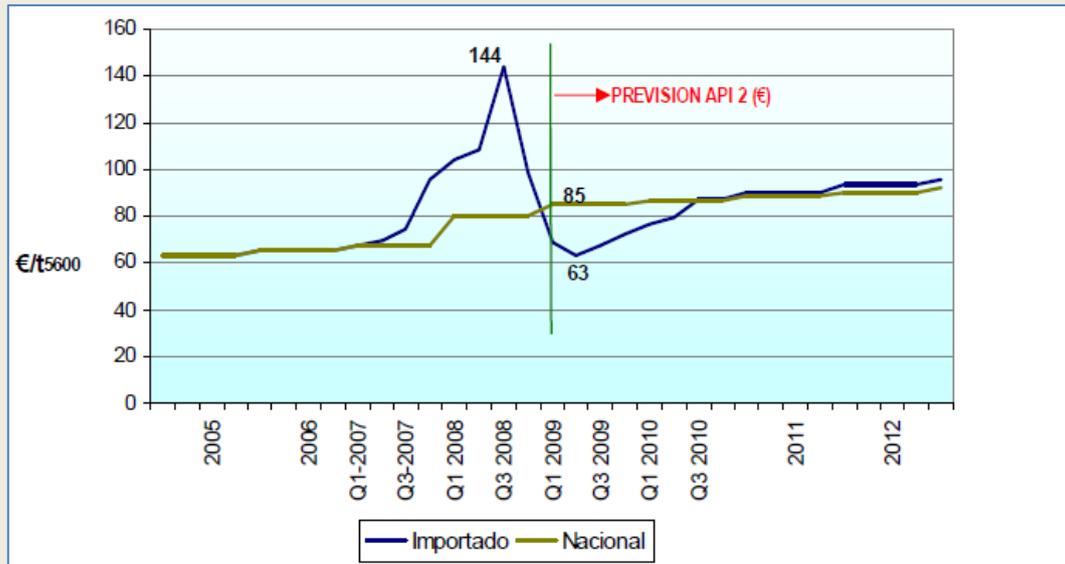
\* Fuente: Eurostat

Figura 3.3. Datos de dependencia energética para la Unión Europea

## 4. Datos estadísticos relativos a la producción energética

### 4.1 Evolución de los precios internacionales del carbón (API-2)

Como ya ha pasado en varias ocasiones a lo largo de los años, cuando aumenta la demanda de carbón los precios internacionales del mismo se incrementan. El carbón nacional tiene un carácter estratégico debido a que actúa como un agente moderador en el precio de la energía eléctrica generada (Figura 4.1).



Fuente: Carbuni3n

\* El 3ndice API-2 es la referencia utilizada en la industria carbon3fera internacional y representa el precio de carb3n importado en el noroeste de Europa.

Figura 4.1. Hist3rico de precios de carb3n nacional e importado

Es posible que, en un futuro, si Espa1a careciera de carb3n nacional debido al cierre de explotaciones y la demanda internacional de carb3n aumentara, para generar electricidad las centrales t3rmicas deber3n comprar carb3n internacional, lo que repercutir3 en el precio final que el consumidor debe pagar por la energ3a consumida.

Adem3s, las estrategias pol3ticas que se puedan establecer en torno al fracking y las reservas de shale gas, y las decisiones de la Cumbre de Par3s, pueden influir muy negativamente en los futuros precios del carb3n.

## 4.2 Evoluci3n de la producci3n vendible de carb3n

	Antracita				Hulla				Subbituminoso			
	2014	2013	2011	2010	2014	2013	2011	2010	2014	2013	2011	2010
<b>Asturias</b>	641.316	485.573	135.974	1.565.621	378.410	481.784	513.476	861.795	-	-	-	-
<b>C. Real</b>	-	-	-	-	604.387	618.780	502.345	589.705	-	-	-	-
<b>C3rdoba</b>	-	-	-	-	-	-	-	519.551	-	-	-	-
<b>Le3n</b>	655.957	270.039	919.927	1.457.614	349.010	679.977	616.975	805.868	-	-	-	-
<b>Lleida</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	71.468	104.202
<b>Palencia</b>	39.664	6.570	33.390	188.155	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Teruel</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	124.043	1.826.681	2.156.372	2.339.477
<b>Zaragoza</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26.625	-
<b>Total (kt)</b>	<b>1.336,94</b>	<b>762,182</b>	<b>1.089,29</b>	<b>3.211,39</b>	<b>1.331,81</b>	<b>1.780,54</b>	<b>1.632,80</b>	<b>2.776,919</b>	<b>124,043</b>	<b>1.826,68</b>	<b>2.254,47</b>	<b>2.443,68</b>

Fuente: Instituto Aragon3s de Estadística

Tabla 4.1. Producci3n vendible de carb3n en Espa1a (en kt)

El carb3n total consumido en Espa1a por sectores se muestra en la Tabla 4.2, en ella se tiene en cuenta tanto el carb3n nacional como las importaciones.

	2010	2011	2012	2013	2014	Tasa de variación 2014 con respecto 2013 (%)
<b>Siderurgia y coquerías</b>	1.643	1.833	1.537	1.963	1.720	-12,4
<b>C. Térmicas</b>	7.870	13.917	18.627	13.380	14.571	8,9
<b>Cemento</b>	33	234	13	13	11	-11,1
<b>Resto *</b>	553	2.249	1.979	926	806	-13,0
<b>TOTAL</b>	10.099	18.233	22.156	16.281	17.109	5,1

\* Industrias varias, otros usos, usos domésticos, consumos propios, pérdidas y diferencias

Fuente: Carbuni3n

Tabla 4.2. Consumo de carb3n en Espa1a por sectores (en kt)

Para un an1lisis m1s visual de las proporciones consumidas por cada uno de los sectores, se presenta a continuaci3n el gr1fico de la Figura 4.2. Como se puede ver, la mayor parte del carb3n se destina a la generaci3n de energ1a el3ctrica en las centrales t3rmicas.

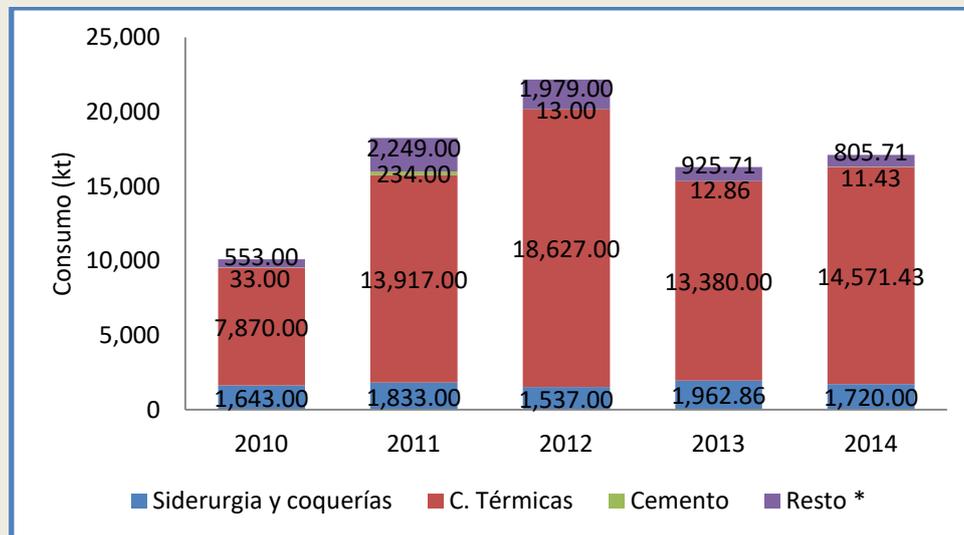


Figura 4.2. Consumo de carb3n en Espa1a por sectores (en kt)

De todo este carb3n, las cantidades correspondientes al suministro directo por parte de las empresas mineras espa1olas se muestran en la Tabla 4.3. En esta tabla tambi3n se puede ver el porcentaje de carb3n nacional consumido por las centrales t3rmicas con respecto a su consumo total.

	2010	2011	2012	2013	2014
<b>C. t3rmicas</b>	5.058	8.654	6.522	4.256	3.995
<b>% con respecto al total consumido</b>	64,27	62,18	35,01	31,81	27,42
<b>Cementos, cales y yesos</b>	1	1	<0,5	<0,5	<0,5
<b>Almacenistas y usos dom3sticos</b>	26	30	25	18	16
<b>Consumo propio</b>	1	<0,5	<0,5	<0,5	<0,5
<b>Resto</b>	3	1	52	3	33
<b>TOTAL</b>	<b>5.153</b>	<b>8.748</b>	<b>6.634</b>	<b>4.310</b>	<b>4.071</b>

Fuente: Carbuni3n

Tabla 4.3. Suministros directos de carb3n efectuados por las empresas mineras (en kt)

En la Tabla 4.4 se listan las empresas mineras de carbón españolas con explotaciones en activo en la actualidad y que están declaradas en el Plan de Cierre del Reino de España:

Empresas Mineras
Alto Bierzo S.A.
CARBONAR, S.A.
Carbones Arlanza, S.L.
Carbones del Puerto, S.A. (CARPUSA)
Carbones San Isidro y Maria, S.L.
Cía. General Minera de Teruel, S.A.
Coto Minero Cantábrico, S.A.
Empresa Carbonífera del Sur, S.A.
Hijos de Baldomero García, S.A.
Hullera Vasco Leonesa, S.A.
Hulleras del Norte, S.A. (HUNOSA)
La Carbonífera del Ebro, S.A.
Minera Catalano Aragonesa, S.A.
Unión Minera del Norte, S.A.

Extraído del Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018

Tabla 4.4. Empresas mineras recogidas en el Plan de Cierre del Reino de España

De acuerdo con la información remitida por estas empresas al Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras, las producciones de carbón por empresas esperadas para el periodo 2013 – 2018 se muestran en la Tabla 4.5, si bien es cierto, esta previsión de producción, a la fecha de este informe, está siendo revisada por el Gobierno al no ser aceptada por la UE.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Alto Bierzo S.A.</b>	293.882	293.882	293.882	293.882	293.882	293.882
<b>CARBONAR, S.A.</b>	189.571	189.571	201.146	198.765	192.428	189.974
<b>Carbones Arlanza, S.L.</b>	14.500	22.000				
<b>Carbones del Puerto, S.A.</b>	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
<b>Carbones San Isidro y Maria, S.L.</b>	8.818	8.818	8.818	8.818	8.818	8.818
<b>Cía. General Minera de Teruel, S.A.</b>	153.026	155.000	155.000	155.000	155.000	155.000
<b>Coto Minero Cantábrico, S.A.</b>	1.070.000	1.070.000	1.070.000	1.070.000	1.070.000	1.070.000
<b>Empresa Carbonífera del Sur, S.A.</b>	636.500	700.500	615.100	532.600		
<b>Hijos de Baldomero García, S.A.</b>	50.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000
<b>Hullera Vasco Leonesa, S.A.</b>	799.610	845.000	845.000	845.000	845.000	845.000
<b>Hulleras del Norte, S.A.</b>	505.500	380.000	325.000	272.000	200.000	120.000
<b>La Carbonífera del Ebro, S.A.</b>	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
<b>Minera Catalano Aragonesa, S.A.</b>	1.670.183	2.007.033	2.007.033	2.007.033	2.007.033	2.007.033
<b>Unión Minera del Norte, S.A.</b>	1.030.000	1.030.000	1.030.000	1.030.000	1.030.000	1.030.000
<b>TOTAL</b>	<b>6.514.290</b>	<b>6.859.504</b>	<b>6.708.679</b>	<b>6.570.798</b>	<b>6.959.861</b>	<b>5.877.407</b>

Fuente: Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018.

Tabla 5. Previsión de producciones por empresas para el periodo 2013-2018 (en t)

### 4.3 Evolución de la plantilla del sector minero

Al igual que se espera que la producción de carbón en España siga una senda decreciente, también es de esperar que la evolución de la plantilla (Tabla 4.6) vaya en la misma línea, sobre todo en minería subterránea.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Total</b>	4.894	5.309	4.995	4.911	4.839	4.549	4.496
Propia	3.407	3.396	3.388	3.360	3.354	3.321	3.318
Subcontratada	1.487	1.913	1.607	1.551	1.485	1.228	1.178
<b>%Disminución respecto 31/12/2013</b>			-6%	-7%	-9%	-14%	-15%

Fuente: Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018.

Tabla 4.6. Evolución de la plantilla en el sector de la minería en el periodo 2013-2018

Las comarcas mineras del carbón tienen una dependencia muy fuerte de la minería, ya que el mercado laboral regional en estas zonas gira en torno a este sector. Por este motivo el cierre de las explotaciones no competitivas ocasionará una sobrecarga de parados del sector minero.

Dentro de las ayudas contempladas en el Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018, se contemplan los costes sociales derivados del cierre ordenado de las explotaciones no competitivas.

Estas ayudas se destinan, por un lado, a ofrecer a los trabajadores afectados una salida indemnizada con unas condiciones que mejoran la regulación laboral actual. Por otra parte, para impulsar el desarrollo de los municipios afectados por los procesos de cierre, el plan considera primordial incentivar la creación de empleo en las cuencas y municipios mineros mediante una serie de medidas que son:

- Medidas de reactivación en las comarcas mineras de carbón destinadas a financiar proyectos de inversión empresarial generadores de empleo.
- Ayudas al desarrollo alternativo de las comarcas mineras mediante la ejecución de proyectos de infraestructuras y restauración de zonas degradadas.

#### 4.4 Estimación de reservas energéticas por Comunidades Autónomas

Después de analizar las numerosas variables e indefiniciones que se ciernen sobre el carbón es muy complicado establecer una diferencia entre reservas y recursos.

Las reservas serían la cantidad de carbón que sería económicamente viable extraer con las técnicas y la situación económica actual. Reservas que se ven muy comprometidas debido a la supresión de ayudas a la producción y las exigencias de rentabilidad a partir de 2018, así como por otros condicionantes.

Los recursos, en cambio, son la cantidad de carbón que se espera poder extraer con las técnicas actuales y los avances tecnológicos esperables, independientemente de las condiciones económicas.

En el contexto actual, los datos más relevantes en términos económicos son los de reservas. En la Tabla 4.7 se muestra una aproximación de las reservas estimadas:

	Reservas estimadas (Mtep) <sup>1</sup>	Cantidades medias estimadas		
		C (%)	S (%)	PCS kcal/kg
Asturias	45	38	0,8	4500
Castilla y León	50	37	1,6	5000
Aragón	70	35	7,0	3400

Tabla 4.7. Reservas estimadas de carbón en España

De estas reservas, en torno al 78% son extraíbles a cielo abierto, por lo que esta estimación preliminar de las reservas podría cambiar. Por otro lado la aplicación de normativas en materia ambiental, la inclusión de ciertas ubicaciones en zonas protegidas de la Red Natura 2000 y la denegación de permisos de investigación o explotación, mermarán las cifras de reservas.

Si bien es cierto, las explotaciones a Cielo Abierto (CA) no reciben en la actualidad ningún tipo de ayudas a la producción según se refleja en el Plan 2013-2018, por lo que este tipo de explotaciones podrían representar las que pudiesen sobrevivir más allá de 2018.

La Decisión 787/2010/UE contempla un periodo entre el 2018 y el 2027 para la Adecuación Ambiental del Medio de las explotaciones afectadas por los cierres, dentro de este proceso se podría realizar una recuperación energética del carbón presente en las escombreras (en investigación en la central térmica de La Pereda, del Grupo Hunosa), pudiendo además valorarse la posibilidad de vender el estéril a las cementeras para la fabricación del Clinker (componente del cemento portland).

## 5. Nuevos proyectos

### 5.1 Carbón coquizable

El precio del carbón con bajos contenidos en azufre y fósforo, apto para su transformación en coque, ha aumentado considerablemente en los últimos años (Tablas 5.1 y 5.2) debido al crecimiento de la demanda por parte de la industria siderúrgica de los países emergentes como China. Por este motivo, la extracción de carbón coquizable resulta considerablemente más rentable que la de carbón térmico.

	2010	2011	2012	2013	2014
Valor total (€)	43.128.836	63.118.391	47.732.458	34.040.751	28.917.610
Compras nacional (t)	22.888	29.742	23.069	13.931	16.466
Producción propia (t)	0	0	0	777.869	793.639
Hulla Importación (t)	374.284	337.707	221.607	231.734	229.734
Total (t)	397.172	367.449	244.676	245.665	246.200
<b>Precio (€/t)</b>	<b>108,59</b>	<b>171,77</b>	<b>195,08</b>	<b>138,57</b>	<b>117,46</b>

Fuente: Ministerio de Industria, Energía y Turismo.

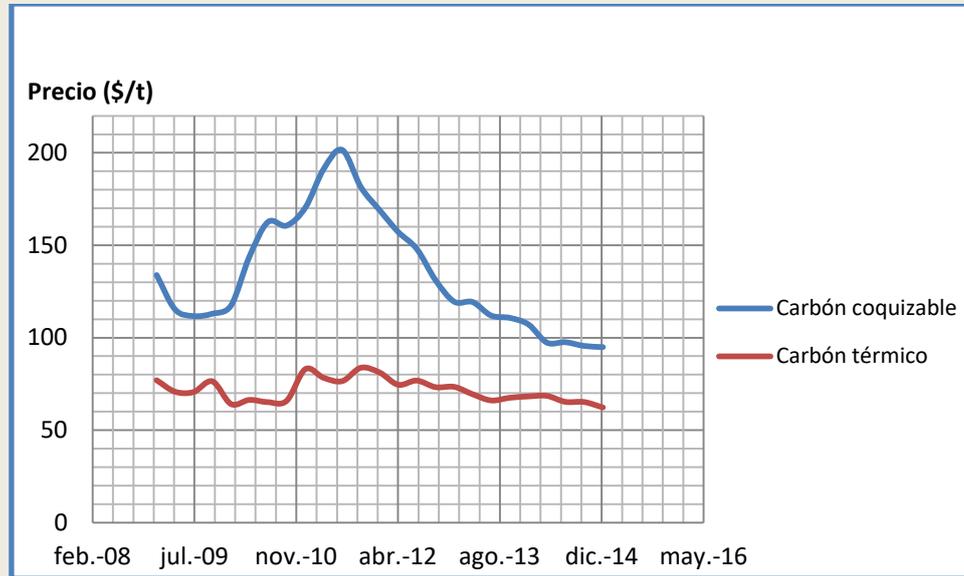
Tabla 5.1. Precio del carbón coquizable en España (€/t)

<sup>1</sup> tep: Toneladas equivalentes de petróleo. La tonelada equivalente de petróleo es una unidad de energía estandarizada definida como un valor calorífico de 10<sup>7</sup> kcal, que es la energía equivalente a una tonelada de petróleo crudo.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014
<b>Carbón coquizable</b>	118,42	146,07	186,15	151,31	115,31	99,32
<b>Carbón térmico</b>	73,71	65,4	80,4	76,44	69,14	66,85

Fuente: U.S. Energy Information Administration.

Tabla 5.2. Histórico de precios del carbón en EEUU (\$/t)



Fuente: U.S. Energy Information Administration.

Figura 5.1. Histórico del precio del carbón en EEUU

Debido a la elevada rentabilidad de la explotación de este tipo de carbón, varias empresas han iniciado trámites para la reapertura de dos minas en el concejo asturiano de Lena: Mina Julita y Mina Covadonga (ahora Mina María Leonor). Estas explotaciones se realizarían mediante minería subterránea de montaña, lo que reduciría los costes de explotación debido a que, por las características de este tipo de yacimientos, la ventilación se realizaría de forma natural y la evacuación del agua se produciría por gravedad. Tampoco existiría vertido de estériles, ya que estos se emplearían para el relleno de las labores de explotación.

Además, la ventaja de la explotación del carbón coquizable asturiano reside en que, al estar toda la producción de coque siderúrgico centralizada en Asturias, los costes de transporte son mínimos.

### 5.1.1 Proyecto de reapertura de Mina Leonor

Esta explotación se ubicaría en el cordal de Ranero, cerca de Carabanzo (Concejo de Lena, Asturias). En esta mina de montaña se explotarán tres capas de carbón de hulla coquizable, cuyas reservas se estiman en 403.500 toneladas.

Los promotores de la reapertura ya han presentado el Estudio de Impacto Ambiental y están a la espera de su resolución.

Los empresarios tienen previsto generar 50 puestos de trabajo directos, además del previsible desarrollo de los negocios del entorno. A pesar de que el plan de trabajo inicial tiene una duración de cinco años, tienen previsto mantener la explotación activa durante 30

años.

### **5.1.2 Proyecto de reapertura de Mina Julita**

La explotación planteada por la sociedad empresarial Coto Minero Cantábrico S.L. se ubicaría en el alto de la Cobertoria, entre los concejos de Lena y Aller (Asturias). Se estima que los montes de Mofoso, Faldas de Brañavalera y Porciles guardan unas reservas de 1,3 Mt.

A diferencia que la mina Leonor, ésta ya tiene aprobada su Declaración de Impacto Ambiental y están a la espera del permiso definitivo de la Dirección General de Minas, y de un cambio de catalogación del suelo por parte del Ayuntamiento de Lena.

Los empresarios esperan alcanzar 30 puestos de trabajo a lo largo de este año, y esperen que esta cifra se duplique cuando alcancen su objetivo de producción de 35.000 toneladas anuales.

## **5.2 Lignito**

La compañía minera Samca mantiene activas en la actualidad dos explotaciones de carbón en Ariño (Teruel), una de ellas a cielo abierto y otra subterránea.

Debido al estado actual de la normativa que regula el sector energético y las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, la empresa se ha visto obligada a programar el cierre de su explotación subterránea en el año 2016 por su falta de viabilidad económica.

Sin embargo, la continuidad de la explotación de los yacimientos en la zona mediante minería a cielo abierto puede ser rentable, por lo que Samca se encuentra actualmente en la búsqueda de nuevos yacimientos para continuar con su actividad. Es por este motivo que en los últimos años la empresa ha estado llevando a cabo un proyecto de investigación geológico-minera en las concesiones de explotación que actualmente posee en los términos municipales de Estercuel, Alcaine y Oliete, en Teruel. Esta investigación tenía como objetivo analizar la rentabilidad de la explotación a cielo abierto del carbón existente en estos yacimientos.

### **5.2.1 Proyecto de apertura de Mina Aurora**

Los permisos de investigación geológico-minera que la empresa ha estado llevando a cabo en los últimos tiempos han dado sus frutos, por lo que la Samca ha anunciado su intención de abrir una explotación de lignito a cielo abierto, que se localizaría en Plana del Boquero, en los términos municipales de Oliete y Alcaine (Teruel). El Instituto Aragonés de Gestión Ambiental (Inaga) acaba de iniciar un procedimiento administrativo de consultas previas para la elaboración del estudio de impacto ambiental del proyecto minero.

Esta explotación se llevaría a cabo mediante el método de minería de transferencia, y tendría una extensión de aproximadamente 5 km. La corta tendría unas dimensiones de 500 hectáreas y 180 m de profundidad máxima y a ello habría que sumarle la correspondiente instalación de residuos mineros, las pistas y el resto de infraestructura asociada.

Las reservas de la Mina Aurora se estiman en 30 Mt. Actualmente la compañía minera suministra un millón de toneladas anuales de carbón a la central térmica que Endesa tiene en funcionamiento en Andorra (un 90% del carbón que consume), por lo que la explotación podría permanecer en activo durante, al menos, 25 años.

## 6. Conclusiones

### 6.1 Limitaciones reglamentarias

- Decisión del Consejo Europeo.

El Consejo Europeo ha tomado la decisión de suprimir el apoyo a las minas de carbón no competitivas, programando unas ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de las mismas.

Su objetivo es el cese ordenado de las actividades en el contexto de un plan de cierre irrevocable de la mina y la financiación de los costes derivados de este cierre.

- Fin del Real Decreto 134/2010

Este Real Decreto especificaba qué centrales térmicas quedaban obligadas a comprometerse a la adquisición de carbón autóctono, con hasta un máximo del 15% de la energía primaria necesaria para la generación eléctrica anual.

Con su derogación las térmicas no están obligadas a comprar carbón nacional por lo que, al ser el carbón importado más barato, éstas no lo comprarán.

- Directiva 2010/75/UE

Sitúa a las compañías eléctricas ante la decisión de acometer inversiones para adecuarse a los valores límite de emisiones de gases contaminantes ( $SO_2$  y  $NO_x$ ), u optar por la exención por vida útil limitada.

Estos límites reducirían el uso de carbón nacional en las centrales afectadas por la directiva, lo que puede comprometer la viabilidad de las empresas mineras suministradoras.

### 6.2 Futuras Cumbres sobre el Cambio Climático

Hasta ahora estas Cumbres se han centrado en el objetivo principal de alcanzar acuerdos para la reducción de gases contaminantes de efecto invernadero. A la vista del carácter intermitente de las energías renovables y la evidente necesidad de una fuente que sea capaz de garantizar el suministro de energía eléctrica a los consumidores, en adelante estas Cumbres deberían abordar la necesidad de investigar métodos que permitan emplear los combustibles fósiles como una fuente limpia de energía, cumpliendo con los acuerdos adoptados en la Cumbre de París.

### 6.3 Emisión de gases de efecto invernadero

Debido a la gran preocupación que genera el cambio climático a nivel mundial, se han promovido una serie de normativas a nivel tanto internacional como europeo con el objetivo de reducir la emisión de gases contaminantes a la atmósfera. Para lograr este objetivo, en la industria del carbón se han emprendido dos líneas de actuación claramente diferenciadas:

- Las centrales térmicas españolas están realizando un gran esfuerzo para reducir las emisiones contaminantes derivadas de la quema del carbón, mediante fuertes inversiones en tecnología que permita la combustión limpia del mismo. Con esto se lograría reducir las emisiones de SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> y partículas a la atmósfera.
- Se han puesto en marcha una serie de programas de investigación para la captura y almacenamiento geológico del CO<sub>2</sub> responsable del efecto invernadero. Como ejemplo de los avances logrados hasta el momento en este ámbito pueden citarse:
  - ✓ La planta piloto de La Pereda (Mieres, Asturias) perteneciente al Grupo Hunosa, donde se ha logrado alcanzar una eficacia de más del 90 por ciento en sus ensayos de captura de dióxido de carbono. Actualmente la línea de investigación abierta en esta planta piloto se centra en la búsqueda de opciones para abaratar el coste de este proceso; no obstante, no se espera que esta tecnología sea viable hasta el año 2025.
  - ✓ El Proyecto Compostilla (León), gestionado por la Fundación Ciudad de la Energía. Entre los años 2009 y 2012 se llevó a cabo la primera fase del proyecto, que consistía en el Desarrollo Tecnológico a escala piloto de las plantas de captura, transporte y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. En la segunda fase del proyecto (2012 – 2015) y dados los resultados satisfactorios de la 1ª parte, se ha construido una Planta de Demostración de 300 MWe,
  - ✓ Complementario a este proceso, la etapa posterior de almacenamiento del gas capturado todavía se encuentra en fases de investigación. Por ello, El proyecto Compostilla en la actualidad desarrolla labores de exploración geológicas con el fin de buscar y estudiar el emplazamiento idóneo del almacén de CO<sub>2</sub>.

Dado que actualmente existen varias líneas abiertas encaminadas a la obtención de una energía verde en las centrales térmicas españolas y al carácter estratégico del carbón nacional como moderador de los precios de la energía en España, no tiene ningún sentido promover medidas que inevitablemente abocarían a la industria extractiva de carbón al cierre de sus explotaciones y centrales térmicas.

### 6.4 Consumo de carbón en España

Actualmente el mayor consumidor de carbón en España son las centrales térmicas (Figura 6.1), con un consumo de 14.571,43 ktec en el año 2014.

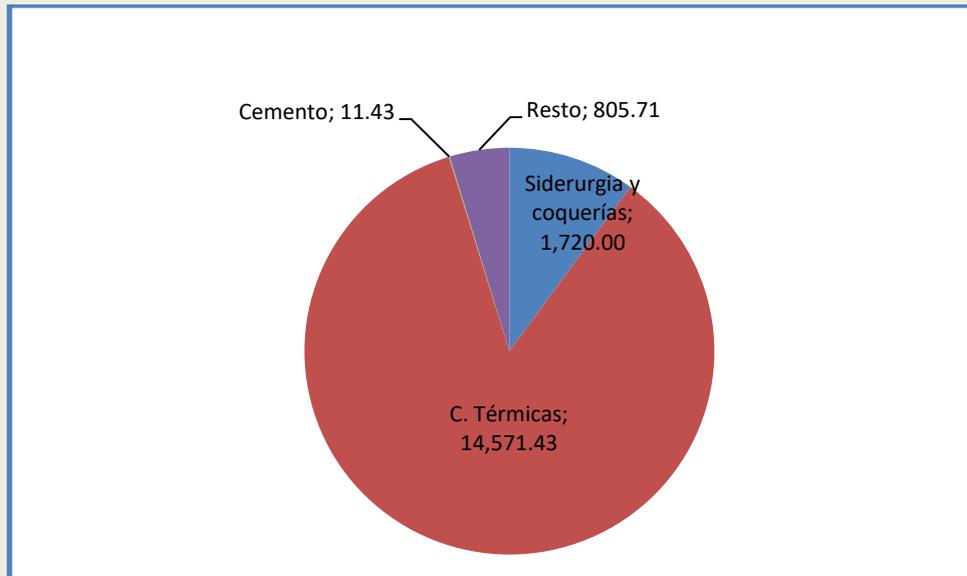


Figura 6.1. Consumo de carbón por sectores en 2014 (en ktec 2)

## 6.5 Reservas de carbón en España

Las reservas de carbón estimadas en España son actualmente de 165 Mtep, y se encuentran repartidas entre Asturias, Castilla y León y Aragón según el gráfico de la Figura 6.2. De todas las reservas, las de mayor calidad son las de carbón asturiano, ya que es el que menor contenido en azufre tiene.

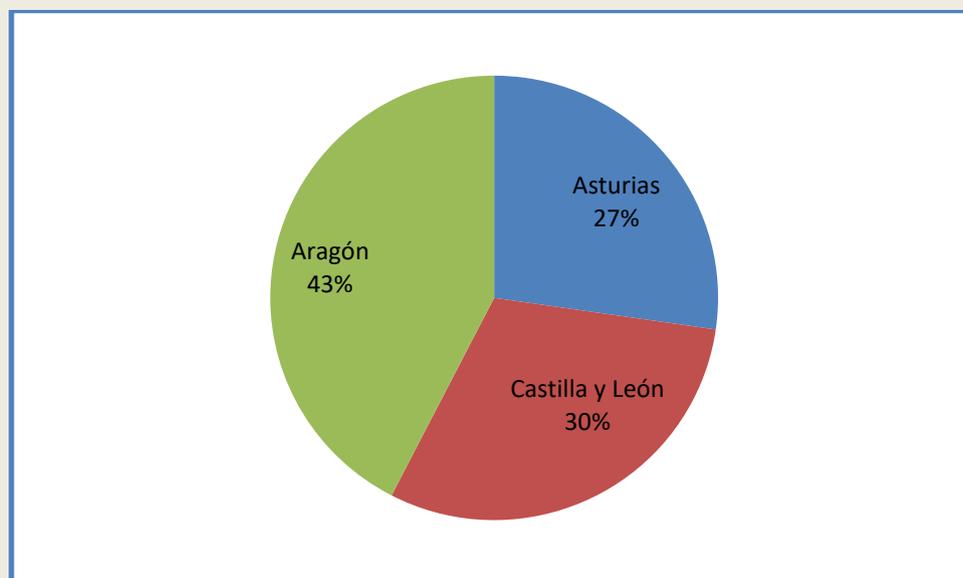


Figura 6.2. Reservas estimadas de carbón en España

Debido a las limitaciones reglamentarias impuestas hasta el momento, la producción de carbón en los últimos años ha ido decreciendo gradualmente, y se espera que en los próximos años continúe en la misma línea. En la Tabla 6.1 se muestra la previsión de producciones recogida en el Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas

<sup>2</sup> Equivalencia entre toneladas equivalentes de carbón y petróleo: 1tec = 0,7 tep

Mineras en el periodo 2013-2018.

	2013	2014	2015	2016	2017	2018
<b>Alto Bierzo S.A.</b>	293.882	293.882	293.882	293.882	293.882	293.882
<b>CARBONAR, S.A.</b>	189.571	189.571	201.146	198.765	192.428	189.974
<b>Carbones Arlanza, S.L.</b>	14.500	22.000				
<b>Carbones del Puerto, S.A.</b>	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700	2.700
<b>Carbones San Isidro y Maria, S.L.</b>	8.818	8.818	8.818	8.818	8.818	8.818
<b>Cía. General Minera de Teruel, S.A.</b>	153.026	155.000	155.000	155.000	155.000	155.000
<b>Coto Minero Cantábrico, S.A.</b>	1.070.000	1.070.000	1.070.000	1.070.000	1.070.000	1.070.000
<b>Empresa Carbonífera del Sur, S.A.</b>	636.500	700.500	615.100	532.600		
<b>Hijos de Baldomero García, S.A.</b>	50.000	65.000	65.000	65.000	65.000	65.000
<b>Hullera Vasco Leonesa, S.A.</b>	799.610	845.000	845.000	845.000	845.000	845.000
<b>Hulleras del Norte, S.A.</b>	505.500	380.000	325.000	272.000	200.000	120.000
<b>La Carbonífera del Ebro, S.A.</b>	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000	90.000
<b>Minera Catalano Aragonesa, S.A.</b>	1.670.183	2.007.033	2.007.033	2.007.033	2.007.033	2.007.033
<b>Unión Minera del Norte, S.A.</b>	1.030.000	1.030.000	1.030.000	1.030.000	1.030.000	1.030.000
<b>TOTAL</b>	<b>6.514.290</b>	<b>6.859.504</b>	<b>6.708.679</b>	<b>6.570.798</b>	<b>6.959.861</b>	<b>5.877.407</b>

Fuente: Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018.

Tabla 6.1. Previsión de producciones por empresas para el periodo 2013-2018 (en t)

Todas estas empresas están acogidas al Plan de Cierre del Reino de España, por lo que si decidieran continuar con su actividad después de 2018 deberían devolver las ayudas estatales percibidas, lo que podría resultar económicamente inasumible.

## 6.6 Nuevos proyectos en minería de carbón

### 6.6.1 Carbón coquizable

Es el bajo contenido en azufre y fósforo de la hulla en algunas zonas de Asturias lo que hace que aumente su valor en el mercado, ya que es de gran interés para la industria siderúrgica.

Debido a la elevada rentabilidad de la explotación del carbón coquizable, varias empresas han iniciado trámites para la reapertura de dos minas en el concejo asturiano de Lena: Mina Julita y Mina Covadonga (ahora Mina María Leonor). La apertura de estas minas generaría más de cien puestos de trabajo directos, e impulsaría el desarrollo económico del concejo.

### 6.6.2 Lignito

La compañía minera Samca mantiene activas en la actualidad dos explotaciones de carbón en Ariño (Teruel), una de ellas a cielo abierto y otra subterránea.

Debido al estado actual de la normativa que regula el sector energético y las emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, la empresa se ha visto obligada a programar el cierre de su explotación subterránea en el año 2016 por su falta de viabilidad económica. Sin embargo, el proyecto de investigación geológico-minera que la empresa ha llevado a cabo en los últimos años ha probado que la continuidad de la explotación a cielo abierto de los yacimientos de la zona es rentable.

Actualmente Samca está realizando los trámites necesarios para la apertura de una explotación de lignito a cielo abierto, que se localizaría en Plana del Boquero, en los

términos municipales de Oliete y Alcaine (Teruel).

Esta explotación se llevaría a cabo mediante el método de minería de transferencia con una longitud de 5km, y la corta tendría unas dimensiones de 500 hectáreas y 180 m de profundidad máxima.

Las reservas de la Mina Aurora se estiman en 30 Mt, por lo que se espera que la explotación permanezca en activo, al menos, 25 años.

### III. ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN DE LA MINERÍA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL

#### 7. Panorámica general

Haciendo una corta historia, en los últimos años, un auge sostenido de precios podría haber inducido grandes aumentos en la producción, pero también podría haber corrido el riesgo de ser insostenible en el tiempo. En este caso, el aumento de los precios internacionales fue aprovechado por Estados Unidos, que impulsó la producción de recursos no convencionales, y, en menos de un lustro, logró reducir sus necesidades de importaciones de crudo de dos tercios de su consumo interno a tan sólo un tercio. Esta situación se convirtió en un factor de preocupación para los países miembros de la OPEP (40% de la producción mundial de crudo) que, si bien derivaban grandes ingresos de las altas cotizaciones, también observaban cómo esas circunstancias permitían a un gran cliente como Estados Unidos desarrollar una estrategia de autoabastecimiento.

Existe un amplio consenso a la hora de considerar que la caída del precio del petróleo en los últimos meses, aunque, al final, con una discreta recuperación, se debe a la combinación de una débil demanda global de productos derivados del petróleo que se mantiene desde 2007-2008 y la retirada de inversiones financieras que alimentaron en su día una burbuja en los precios del petróleo.

La débil demanda global de productos derivados del petróleo se explica porque desde la irrupción de la crisis económica en 2007-2008, la actividad económica mundial se ha ralentizado y paralelamente también lo ha hecho el consumo de productos derivados del petróleo.

Entre junio y diciembre de 2014 el precio del petróleo se redujo un 43%, al bajar de US\$ 105 a US\$ 59 por barril. Así, el 27 de enero de 2015 se cotizaba a US\$ 45,57. La demanda petrolera mundial se redujo, en gran medida, porque la economía estadounidense aún no se dinamiza plenamente y sus importaciones petroleras se habían contraído. La demanda petrolera cayó también porque Europa se encontraba en recesión y la economía china se habría desacelerado en 2014 a un inusual 7,3% y en 2015 se desaceleraría hasta el 7%.

En cuanto a la oferta, la Agencia Internacional de la Energía, reconoce que la producción de petróleo crudo convencional tocó su “techo” mundial en 2005, y desde entonces está disminuyendo a razón de entre un 3% a un 6% anual. Además, los últimos informes trimestrales de la OPEP (2014) ponen de manifiesto que los países miembros de esta organización están reduciendo la producción, al contrario de otros países no pertenecientes a la OPEP como Estados Unidos y Rusia que sí aumentaron su producción, fundamentalmente gracias a la técnica de fracturación hidráulica o “fracking”.

Esta técnica consiste básicamente en una inyección controlada de agua, arena calibrada y otros aditivos en el subsuelo con la intención de fracturar la roca para así facilitar la extracción de los hidrocarburos. Su utilización permite extraer una mayor cantidad de petróleo y gas que por el sistema tradicional. La contrapartida es que su coste, de unos 60

dólares por barril, es bastante mayor que el de la extracción convencional de petróleo, que ronda, en los casos favorables, los 30 dólares por barril. Precisamente por eso, la utilización del “fracking” no se generalizó hasta hace unos siete u ocho años, cuando el precio de venta del barril superó ampliamente esos 60 dólares. Estados Unidos fue el principal impulsor de este procedimiento, logrando aumentar su producción de los 4 millones de barriles diarios a los 9 millones, aproximándose a las cotas registradas por Arabia Saudí y Rusia (10 y 9 millones de barriles diarios, respectivamente). Sin embargo, en términos globales este aumento de oferta no pudo compensar la caída generalizada de producción convencional.

No obstante, todas las burbujas terminan explotando y la del “fracking” ya lo ha hecho, teniendo como consecuencia una caída brusca de los precios del petróleo hasta un nivel más acorde a las circunstancias reales, ajeno a efectos artificiales.

Una vez la burbuja estalla y el precio se hunde, esta situación provoca una gran incertidumbre y el capital invertido realiza un camino inverso, abandonando las inversiones relacionadas con las petroleras y sus activos financieros, conformando un nuevo y potente empuje descendente de los precios. Este cambio en los mercados financieros tiene como consecuencia que la inmensa mayoría de estos capitales busquen lugares refugios hasta que la tempestad se calme. Entre estos activos seguros destacan los de siempre: el dólar, el bono público estadounidense y el alemán. Por eso el euro se está depreciando frente al dólar, y por eso, la prima de riesgo española (el diferencial de rentabilidad española frente a la alemana) está aumentando. Además, la fuga de los capitales invertidos en los países productores ha provocado que también exista una devaluación de estas monedas, tal como con el rublo que ha sido intensificada debido al anuncio de la Reserva Federal de EEUU de subir los tipos de interés en el primer semestre de 2015.

Los más perjudicados con esta situación son las economías productoras de petróleo (Rusia, Venezuela, Arabia Saudí, etc.), que observan cómo vendiendo el mismo volumen reciben menos ingresos, a pesar de que no todos los países productores se ven afectados de la misma manera. De hecho, es probable que Arabia Saudí salga muy beneficiada de este trance, porque al mantenerse los precios bajos (en torno a los 50 dólares por barril) se ha conseguido que las extracciones por “fracking” dejen de ser rentables y por lo tanto que sufran un duro golpe muchas petroleras estadounidenses. En cambio, las economías más beneficiadas son las importadoras de petróleo (con la Eurozona a la cabeza), cuyas facturas se reducen sustancialmente. Esto no quiere decir que el balance final para estas economías sea positivo, porque las turbulencias en los mercados financieros pueden tener un coste mayor que el ahorro que supone importar petróleo más barato.

Si consideramos el precio del petróleo como primer indicador de la situación internacional del petróleo y del gas, podemos afirmar que la coyuntura mundial está teniendo como consecuencia unos precios del barril de petróleo inusualmente bajos, que han mantenido durante prácticamente todo el año 2015 unos valores inferiores a los 60 \$/barril, tal y como se puede apreciar en la Figura 7.1. Se observa una evolución desde el entorno de los 100

\$/barril durante el primer semestre del año 2014, momento en el que sufre una caída en picado hasta bajar de los citados 60 \$/barril en noviembre de 2014, valor de cotización que no se ha vuelto prácticamente a superar desde ese momento. Es más, puede observarse que en el último trimestre la tendencia de la cotización vuelve a ser descendente, por debajo de los 50 \$/barril llegando a alcanzar mínimos inferiores a los 34 \$/barril en los últimos días del año.

Así mismo, en los primeros meses del año 2016, la tendencia fue fluctuar en el entorno de los 26-34 \$/barril, estabilizándose a partir del mes de mayo en el intervalo de los 42-49 \$/barril.



Fuente: Investing. Com

Figura 7.1. Evolución de la cotización del petróleo

Esta situación ha supuesto un considerable ahorro para todos aquellos países, como es el caso de España, importadores natos de crudo, con balanza importación/exportación desfavorable. En el caso particular de nuestro país y teniendo en cuenta que nuestra producción es nimia en relación con las necesidades de petróleo y gas, el ahorro solo en el primer semestre de 2015 se cifra en 8.400 millones de euros.

Nuestro país sigue siendo una nación básicamente importadora de petróleo y gas, con unas producciones inferiores al 1% y 0,20% de nuestra demanda. Este hecho, unido a los numerosos problemas que plantean algunas Comunidades Autónomas a los proyectos mineros de exploración, investigación y explotación en general de hidrocarburos, así como el rechazo de la sociedad actual que, junto con los posibles problemas medioambientales, no parecen predecir un futuro halagüeño a corto y medio plazo.

## 7.1 El Petróleo en España

Tal y como se ha indicado con anterioridad, España produce una cantidad muy pequeña de petróleo en comparación con las necesidades de este producto y, en consecuencia, la importación y hasta donde se pueda, su sustitución, son las únicas alternativas para cubrir su demanda. La importación de crudo durante el año 2014 fue de 59.054 mil t, mientras que la

producción autóctona resultó ser de 305,4 milt (correspondiente aproximadamente a 2,2 millones de barriles). Es decir, España produjo un 0,51 % en relación con el petróleo importado del exterior.

En el pasado año 2015, la importación de crudo aumentó hasta los 64.228 milt, en tanto la producción propia disminuyó a 232 milt, lo que representa un 0,36 % sobre el crudo importado por España.

La tabla siguiente muestra los datos correspondientes a la producción nacional y a las importaciones llevadas a cabo en el periodo comprendido entre los años 2010 y 2015. Puede observarse que, en el año 2013, la producción se duplica ampliamente con respecto a la del año anterior, como consecuencia de la puesta en producción a finales de 2012 de los pozos Montanazo-Lubina.

Año	Producción nacional de crudo* (milt)	Importación de crudo (milt)
2010	122	52.461
2011	100	52.147
2012	143	58.807
2013	368	57.871
2014	305	59.054
2015	232	64.628
2016**	132	52.875

\*Incluida en la producción de condensado transformada a crudo equivalente procedente del Pozo Viura

\*\* Datos a fecha de octubre de 2016

Fuente: CORES, diciembre de 2016

Tabla 7.1. Producción e importación española de petróleo

### 7.1.1 Producciones de petróleo en España

La producción doméstica de petróleo, cifrada en unos 7.500 barriles diarios, provienen prácticamente del yacimiento de Casablanca y de otros campos aledaños en el Mar Mediterráneo, mientras que únicamente alrededor de 100 barriles de petróleo se producen diariamente en el campo de Lora-Ayoluengo en la provincia de Burgos.

El Mar Mediterráneo, con la plataforma continental del delta del Ebro, ha resultado la zona más productiva, realizándose los primeros descubrimientos de petróleo a principios de la década de los 70. Desde entonces se han producido unos 250 millones de barriles y se estiman unas reservas probadas remanentes de unos *10 millones* de barriles. En 2009 se perforaron dos nuevos pozos (Montanazo D-5 y Lubina-1) en las inmediaciones del campo Casablanca, que han revitalizado la producción de la zona.

La producción española de petróleo está sostenida actualmente por los siguientes campos:

- ✓ Lora (Burgos); operador: Compañía Petrolífera de Sedano, S.I. (100 %)

- ✓ Casablanca-Montanazo (Casablanca); operadores: RIPSAs (67,35 %), Petroleum (7,50 %), CNWL (17,65 %) y Cepsa EP (7,50 %).
- ✓ Rodaballo; operador: RIPSAs (65,42 %), Petroleum (4,00 %), CNWL (15,58 %) y Cepsa EP (15,00 %).
- ✓ Angula-Casablanca (Boquerón); operadores: RIPSAs (53,85%), Murphy (46,15 %).
- ✓ Lubina-Montanazo (Lubina); operador: RIPSAs (100 %).

Los últimos cuatro están ubicados en el mar Mediterráneo, en el entorno de la plataforma Casablanca, frente a las costas de Tarragona.

Las producciones de los campos anteriormente citados se indican en la tabla presentada a continuación:

Campos españoles de producción petrolífera (toneladas)						
Año	Ayoluengo	Boquerón	Casablanca	Montanazo-Lubina	Rodaballo	Viura (*)
2012	6.580	34.491	41.895	59.797	3	
2013	4.575	33.049	35.611	293.613	1.492	
2014	4.772	23.606	47.591	228,412	1.030	
2015	6.339	29.355	38.842	113.821	41.842	2.045
2016**	5.012	18.502	30.041	52.012	13.836	1.748

\*Incluida en la producción de condensado transformada a crudo equivalente procedente del Pozo Viura

\*\* Producciones hasta octubre de 2016

Fuente: CORES, diciembre 2016

Tabla 7.2. Producción de los campos petrolíferos españoles

Puede observarse una producción más o menos continua del campo de Lora-Ayoluengo, con un aumento de la misma en el año 2015 respecto a los dos anteriores. Los campos de Boquerón, Casablanca y Lubina han sufrido una disminución apreciable de producción en los dos últimos años con relación a 2013 y 2014. Al contrario, el campo de Rodaballo ha pasado de una producción testimonial en el año 2012 a más de 41.840 t en el año 2015, aunque, sin embargo, la producción correspondiente a los primeros 5 meses de 2016 parece no seguir esa tendencia.

La siguiente tabla muestra las concesiones de explotación de hidrocarburos vigentes en 2015, tanto de campos petrolíferos como de pozos de gas natural. Así mismo, en el Anexo I se muestran los planos de las distintas concesiones de exploración, investigación y explotación que el Ministerio de Industria y Turismo ha actualizado recientemente.

PERMISOS DE EXPLOTACIÓN VIGENTES			
Operador	Empresas	Participación %	Permisos
RIPSA	RIPSA / MURPHY	82/18	ALBATROS
RIPSA	RIPSA / CNWL	53,85/46,15	ANGULA
RIPSA	RIPSA / PETROLEUM / CNWL / CEPSA EP	67,35/7,50/17,65/7,50	CASABLANCA
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	EL ROMERAL 1
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	EL ROMERAL 2
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	EL ROMERAL 3
NUELGAS	NUELGAS	100	EL RUEDO-1
NUELGAS	NUELGAS	100	EL RUEDO-2
NUELGAS	NUELGAS	100	EL RUEDO-3
RIPSA	RIPSA / MURPHY	82/18	GAVIOTA 1
RIPSA	RIPSA / MURPHY	82/18	GAVIOTA II
NUELGAS	NUELGAS	100	LAS BARRERAS
COMPAÑIA PETROLIFERA DE SEDANO	COMPAÑIA PETROLIFERA DE SEDANO	100	LORA
RIPSA	RIPSA	100	LUBINA
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	MARISMAS A
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	MARISMAS B-1
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	MARISMAS C-1
PETROLEUM	PETROLEUM / NUELGAS / EASTERN	75/15/10	MARISMAS C-2
RIPSA	PETROLEUM / RIPSA/ CEPSA EP / CNWL	17,06/72,44 /7,00/3,50	MONTANAZO D
RIPSA	RIPSA	100	POSEIDON NORTE
RIPSA	RIPSA	100	POSEIDON SUR
PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	PETROLEUM OIL & GAS ESPAÑA S.A.	100	REBUJENA
RIPSA	RIPSA / CNWL / CEPSA EP / PETROLEUM	65,42/15,58/15,00/4,00	RODABALLO

Fuente: MINETUR

Tabla 7.3. Concesiones de explotación vigentes de petróleo y gas españolas

### 7.1.2 Proyectos de investigación petrolífera en España

Ciertamente, los proyectos de investigación solicitados y concedidos en nuestro país son numerosos como se puede apreciar en la Tabla nº 7.3, la mayoría de ellos off-shore. De hecho, varios proyectos de investigación tienen la pretensión de comprobar si las reservas de gas y petróleo son suficientes como para plantear su extracción y que contribuirían a paliar en cierta medida la dependencia energética de nuestro país.

De este modo, grandes multinacionales del sector como Repsol, Cairn Energy, Spectrum o

Schumberger poseen proyectos de investigación. Parece ser que por ahora la caída de la cotización del precio del crudo no ha sido contraproducente para la acometida de estos proyectos, aunque sí es cierto que se ha producido alguna renuncia sobre premisos de investigación y, además, el ritmo de las compañías se ha ralentizado.

Según la Asociación Nacional de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos (Aciep) podrían establecerse siete dominios marinos con posibilidades potenciales:

- ✓ El golfo de Valencia.
- ✓ La zona sur del mar Mediterráneo.
- ✓ El mar de Alborán.
- ✓ El golfo de Cádiz.
- ✓ El margen Atlántico.
- ✓ El golfo de Vizcaya.
- ✓ Las islas Canarias.

Así mismo, las compañías son bastantes recelosas a la hora de informar públicamente sobre sus proyectos de exploración, en parte justificable por los condicionales sociales a que se ven sometidas este tipo de actividades

La perforación del pozo de exploración Sandía-1 por parte de REPSOL ha sido la más reciente actividad de perforación offshore. Este pozo se encuentra situado a 50 km al este de las Islas Canarias, en una lámina de agua de unos 900 metros y fue finalizado a principios de 2015. Si bien los resultados no fueron los esperados inicialmente, el pozo mostró la presencia de débiles indicios de gas durante la perforación y sus resultados decidieron el abandono de REPSOL en el proyecto. Además, el proyecto contó con la desaprobación del Gobierno de la Comunidad Autónoma de Canarias.

De igual modo, varias compañías han renunciado a sus proyectos. REPSOL realizó sondeos frente a las costas de Málaga (proyecto Siroco) antes de la compra de la canadiense Talisman Energy en mayo pasado. En la actualidad cuenta con proyectos exploratorios más avanzados y más rentables en otros lugares del mundo. Por ello, el permiso de investigación que tenía expiró el pasado 20 de agosto y no fue renovado. Así mismo, tampoco tiene previsto perforar el segundo pozo que tiene autorizado en Canarias.

La escocesa Cairn Energy renunció a buscar petróleo y gas en el golfo de Valencia tras un informe del Ministerio de Medio Ambiente desaconsejando las prospecciones en la zona por afectar a especies protegidas, como cetáceos y tortugas.

No obstante, los proyectos de exploración para determinar si hay reservas de crudo recuperables en el Mediterráneo han cobrado nuevo impulso este verano. La compañía Spectrum pretende conocer la estructura geológica del Mar Balear en un área de 14.000 kilómetros cuadrados. La compañía ya ha presentado el estudio de impacto ambiental, que ahora tiene que someterse a información pública. Sin embargo, hay que reseñar que la

oposición ciudadana al proyecto generó en 2014 más de 128.000 alegaciones, récord histórico en un procedimiento de evaluación ambiental en España. Los sondeos en el Mediterráneo son los que mayores enfrentamientos políticos han generado. Los Gobiernos autonómicos valenciano y balear rechazaban las prospecciones mientras el Ministerio de Industria los apoyaba.

## 7.2 Gas Natural

De igual modo que sucede con el petróleo, pero aún de manera más acuciante, España es un país netamente importador de gas natural y gas natural licuado. De este modo, en el año 2014 la producción autóctona de gas natural fue de 269 GWh (correspondientes a 23 millones de metros cúbicos) y supuso el 0,07 % de la importación total, mientras que en 2013 representó el 0,17 %, debido al agotamiento del campo de El Romeral en marzo de 2014. Por el contrario, en el año 2015, con la puesta en producción de Viura, el balance ascendió al 0,19 %. Esto avala la insignificancia de la extracción de gas en nuestro país, tal y como se muestra en la Tabla 7.4.

Durante el año 2014, España importó gas de 11 países, siendo su principal proveedor Argelia, con un 55 % del suministro total. En este último año, se ha importado gas de 9 países (dejan de proveer Holanda, Bélgica, y Portugal de manera testimonial) y Argelia continúa a la cabeza de nuestras importaciones, con más del 59 % del gas recibido durante el año 2015.

Año	Producción nacional de gas (Mm <sup>3</sup> )	Importación de gas (Mm <sup>3</sup> )
2010	57	35.293
2011	50	34.103
2012	58	33.743
2013	55	32.096
2014	23	32.818
2015	60	31.126
2016*	47	24.865

Fuente: CORES, diciembre 2016

\* Producciones hasta octubre de 2016

Tabla 7.4. Producción nacional e importación española de gas natural

### 7.2.1 Producción de Gas Natural

Las producciones por campos en el periodo correspondiente de 2012 a septiembre de 2015 se indican a continuación:

Campos españoles de producción de gas (Mm <sup>3</sup> )					
Año	El Romeral	El Ruedo	Marismas	Poseidón	Viura
2012	7,0	1,1	0,4	49,1	
2013	10,7	5,4	0,4	38,5	
2014	5,0	0,8	0,9	16,2	
2015	2,4	-	0,2	6,6	50,5
2016*	1,1	-	-	4,6	40,9

Fuente: CORES diciembre 2016

\*Producciones hasta octubre de 2016

Tabla 7.5. Producción de los campos de gas españoles

Puede observarse la progresiva merma de las producciones anuales de los campos correspondientes a El Romeral, El Ruedo, Marismas y Poseidón, situados en la cuenca del Guadalquivir, debido al agotamiento de sus reservas. Por el contrario, el campo de Viura (siendo Viura-3 el único pozo de exploración onshore de los últimos años) comenzó su producción en febrero de 2015, conectado mediante gasoducto a la red de distribución de gas natural nacional de ENAGAS desde su planta de procesado ubicada en la misma localización que el pozo Viura-1.

El proyecto Viura, liderado por Unión Fenosa Gas y participado por Oil&Gas y la sociedad de Hidrocarburos de Euskadi (SHESA), se ubica en el término municipal de Sotés en La Rioja y se espera poder llegar a la producción máxima autorizada por día, correspondiente a 500.000 m<sup>3</sup>. Los estudios realizados hasta el momento hacen prever que este yacimiento contenga reservas suficientes para autoabastecer a La Rioja durante un periodo de diez años.

### 7.2.2 Exploración de Gas Natural

Aunque inicialmente no se preveía actividad exploratoria en el presente año, la reciente presentación de varios proyectos para la investigación mediante perforación de gas natural no convencional en seis emplazamientos en Burgos rompe la tendencia de los últimos años. Este proyecto se encuentra cercano al campo de petróleo de Ayoluengo, dentro de la cuenca vasco-cantábrica, donde se encuentra la formación geológica con más potencial para contener cantidades significativas de gas no convencional de toda España.

El Ministerio de Industria y la Junta de Castilla y León han concedido respectivamente dos permisos de exploración (Urraca y Sedano) a BNK España-Trofagás para realizar trabajos de investigación sobre el aprovechamiento (que no la explotación) comercial de gas en la provincia de Burgos, con una inversión superior a los 100 millones de euros. Ahora comienza una fase que puede durar varios meses hasta que se aprueben todos los permisos necesarios y la preceptiva Declaración de Impacto Ambiental. En principio se estimaba que en 2016 podrían iniciarse las tareas de exploración, pero los últimos acontecimientos de presión de la opinión pública parece que conducirán al abandono de esta idea. En el País Vasco, el proyecto Gran Enara cubre una superficie de 140.000 hectáreas en el territorio de Álava con cuatro permisos de investigación, algunos de ellos compartidos con otras

Comunidades: Enara, Mirua, Usapal, y Usoa. En la actualidad los trabajos se encuentran en una fase de investigación y evaluación, considerando el Gobierno Vasco una futura fase de explotación si quedara probada la viabilidad técnica, económica y medioambiental del proyecto. Los trabajos de investigación corren a cargo de un consorcio formado por la Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, perteneciente al grupo Ente Vasco de la Energía, Petrichor Euskadi Coöperatief (del grupo americano Heyco) y Cambria Europe (del grupo americano True Oil), con una inversión prevista para la primera fase de investigación de 50 millones de euros.

En Cantabria, El Ministerio de Industria, Energía y Turismo y el Gobierno de Cantabria ha adjudicado varios permisos de investigación de hidrocarburos. Algunos de ellos se encuentran compartidos con otras Comunidades Autónomas, por ejemplo: Angosto-1 (Burgos, Cantabria y Vizcaya), Usapal (Cantabria, Vizcaya y Burgos); Bezana-Bigüenzo (Cantabria, Burgos y Palencia) y Luena.

### **7.3 Almacenamiento de Gas Natural**

Si bien el almacenamiento de gas natural no parece ser tema de inclusión en este documento, debido a su importancia, se expone a continuación el siguiente texto, tomado literalmente del Libro “La Energía en España 2014”; Ministerio de Industria, Energía y Turismo; páginas 92 y 93.

*“De acuerdo con la Ley 34/1998, de 7 de octubre, la utilización de estructuras subterráneas para el almacenamiento de gas natural requiere el otorgamiento de una concesión de explotación de almacenamiento subterráneo.*

*La Tabla 7.6 presenta las concesiones de almacenamiento subterráneo existentes a 31 de diciembre de 2014, todas ellas declaradas con la finalidad de almacenar gas natural para el sistema gasista, lo cual significa que pertenecen a la red básica y funcionan bajo un régimen de acceso de terceros.*

Titular	Concesión	BOE	Superficie (Ha)	Vigencia	Operador	Ubicación	Observaciones
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	SERRABLO	7/4/2007 (por Ley 12/2007)	11.12496	7/04/2007 7/03/2037	ENAGAS	Huesca	En operación
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	YELA	B.O.E. (11/09/2007)	6.51900	9/12/2007 9/11/2037	ENAGAS	Guadalajara	Puesta en marcha provisional el 30/04/2012
ENAGAS TRANSPORTE S.A.U.	GAVIOTA	B.O.E. (29/12/2007)	4.22900	12/30/2007 12/29/2037	ENAGAS	Frente costas Vizcaya	Cesión de RIPSAMURPHY a ENAGAS según Orden ITC/1767/2011 (B.O.E. 27/06/2011). En operación
ESCAL-UGS SL	CASTOR	B.O.E. (05/06/2008)	6.51900	6/6/2008	ESCAL-UGS	Frente costas Castellón	Puesta en marcha provisional el 05/07/2012. Operación suspendida por resolución de 26/09/2013.
GAS NATURAL ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA S.A.	MARISMAS	B.O.E. (03/08/2011)	18.50144	04/08/2011 03/08/2041	GAS NATURAL ALMACENAMIENTOS ANDALUCÍA S.A.	Sevilla y Huelva	En operación

Fuente: Libro de la Energía 2014

Tabla 7.6. Concesiones de almacenamiento de gas natural

*A este respecto, cabe realizar una mención específica al almacenamiento subterráneo Castor. A raíz del episodio sísmico de septiembre y octubre de 2013 durante la inyección del “gas colchón” en el mismo y de la subsiguiente suspensión de la operación en el almacenamiento subterráneo, se encargaron sendos informes al Instituto Geográfico Nacional y al Instituto Geológico y Minero de España.*

*Estos informes no permiten aún emitir una conclusión definitiva sobre las eventuales consecuencias de una vuelta a la operación de «Castor». Al contrario, recomiendan la realización de una serie de estudios adicionales que, sin perjuicio de las eventuales aportaciones de técnicos internacionales, permitirían disponer de una base sólida y coherente sobre la que tomar una decisión sobre el futuro de la instalación que prime de manera determinante la seguridad de las personas, los bienes y del medioambiente. Por este motivo el Real Decreto-ley 13/2014, de 3 de octubre, hiberna las instalaciones del almacenamiento subterráneo y encarga a la empresa ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U. la realización de los estudios necesarios sobre la seguridad en la operación de la instalación con el objetivo último de comprobar la correcta construcción, mantenimiento y utilización del almacenamiento así como la seguridad en el mantenimiento y operación de la instalación y la adquisición de conocimientos técnicos precisos para el desarrollo del almacenamiento.”*

## 7.4 Recursos de gas no convencional en España

En España se sigue haciendo una gran presión contra la investigación de los recursos de hidrocarburos no convencionales. El debate sobre la fracturación hidráulica llegó al gran

público en 2011 cuando el entonces lehendakari vasco, Patxi López (PSE), anunció por todo lo alto que en Euskadi se había encontrado unos recursos de gas pizarra equivalente a cinco veces el consumo anual de toda España. Su Ejecutivo respaldó el proyecto, llamado Gran Enara, a través de la sociedad pública Hidrocarburos de Euskadi. El Gobierno de Iñigo Urkullu (PNV) le puso freno nada más ganar las elecciones. La fuerte contestación social en Álava hizo, incluso, que varios municipios se declarasen “zona libre de fracking”. Actualmente, prácticamente cada semana se constituye una nueva organización ciudadana en algún punto del país contra esta técnica.

Nuestro país posee una larga trayectoria en exploración y producción de hidrocarburos, contando con más de 700 pozos perforados, pero, comparativamente con el resto de países europeos, es un país semiexplorado en materia de hidrocarburos convencionales y se encuentra en una etapa muy temprana en la prospección recursos no convencionales. Las perspectivas de la existencia de “shale gas” en territorio nacional son muy modestas en términos absolutos, pero importantes para su economía. Por este motivo, cada vez son más las compañías interesadas en explorar las cuencas españolas, con ambientes de deposición, historiales de enterramiento y regímenes de presión análogos a los de las cuencas sedimentarias de otros países, en los que se están desarrollando proyectos. El potencial español es, sin duda, más que interesante para un país que importa prácticamente el 99% de sus hidrocarburos, con un elevado coste de la energía.

Aunque ha existido una serie de compañías interesadas en explorar las cuencas españolas, en las que se están desarrollando proyectos, tal y como demuestran las primeras investigaciones realizadas, los bajos precios de los hidrocarburos y las trabas administrativas encontradas hacen que ese interés vaya decayendo. Hasta el momento, la obtención de permisos de exploración y las autorizaciones administrativas, tanto a nivel central, como autonómico y local, están frenado la actividad de exploración en España de todos los hidrocarburos, convencionales y no convencionales. A ello se une la compleja normativa medioambiental, con campos de actuación no bien delimitados entre las diferentes administraciones.

Respecto a las posibilidades de gas en las cuencas carboníferas, los recursos de metano en capa de carbón (CBM) fueron estimados en el año 2004 por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) mediante la elaboración de un primer inventario de recursos de CBM en España en el que se analizaron las posibilidades de las principales cuencas: Asturias, zona norte de León, Villablino, Pirineos, Guardo-Barruelo y zona suroccidental.

En principio, las cuencas carboníferas asturianas son las que presentan un mayor potencial. Las potencias de las capas de carbón y sus contenidos en gas son semejantes a los de otras muchas de las cuencas productoras de CBM en el mundo. Sin embargo, los elevados buzamientos de las capas de carbón, suponen un reto tecnológico a superar.

A nivel global, las perspectivas de la existencia de shale gas en España, evidentemente, son más modestas que las de Estados Unidos. Las principales áreas prospectivas se localizan en

las cuencas Vasco-Cantábrica, Pirenaica, Ebro, Guadalquivir y Bética.

Los potenciales objetivos identificados y sobre los cuales se comenzaron a desarrollar trabajos de investigación, se sitúan en edades del Paleógeno, del Cretácico superior e inferior (tal es el caso de la formación Valmaseda del País Vasco-Burgos), del Lías-Jurásico (como las margas toarcienses de Ayoluengo) y del Westfaliense-Estefaniense del Carbonífero (como son las formaciones Barcaliente y Fresnedo en la cuenca cantábrica). Se trata fundamentalmente de formaciones geológicas que tradicionalmente eran investigadas por su interés como potenciales rocas madre, generadoras de hidrocarburos.

En el año 2013 se realizaron tres estimaciones sobre este potencial que no han sido modificadas hasta ahora. En el informe realizado por el Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas sobre las posibilidades de gas no convencional se avanza una estimación de existencia de gas de unos 47 tcf, suficientes para cubrir las necesidades del país durante casi 40 años al ritmo de consumo actual, considerando exclusivamente las zonas de mayor posibilidad de encontrar este tipo de yacimientos, Paleozoico de la Cuenca Cantábrica, Mesozoico de la Vasco Cantábrica, Pirineos y Cordilleras Béticas. Las estimaciones de las empresas del sector son mucho más optimistas. La Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos (Aciep) va más allá y eleva el volumen de las reservas de gas hasta 70 años de consumo. La U.S. Energy Information Administration (EIA) cifra estas reservas en 8 tcf lo que representaría apenas unos 7 años de consumo. La aparente contradicción entre las cifras dadas por los tres estudios no es tal si tienen en cuenta las bases de cada cálculo. Como se ha indicado, en el primero se consideran las zonas de mayor probabilidad, en el segundo se incluyen todas las formaciones potencialmente productivas tanto en convencional como no convencional y, finalmente, el estudio de la EIA se basa en datos contrastados por yacimientos históricos con lo que reduce los cálculos al triángulo Cantabria-León-País Vasco.

Todo ello propició un repunte de las solicitudes de permisos exploratorios en España por parte de empresas públicas y privadas, tal y demuestran las 45 solicitudes de permisos de exploración solicitadas al Ministerio de Industria durante el año 2011, teniendo en cuenta que la media de solicitudes anuales era de 15 por año.

A pesar del interés de las compañías, toda la actividad exploratoria está prácticamente parada debido a las dificultades para la obtención de los respectivos permisos y autorizaciones. Quizás, precisamente por el creciente interés de estas compañías, también en España se están organizando movimientos sociales en contra del uso de la técnica del “fracking” por miedo a sus potenciales impactos sobre la salud humana y el medio ambiente. La presión de estos movimientos ciudadanos contra la fractura hidráulica junto a la bajada de precios ha logrado que se paralicen algunos de los permisos de investigación solicitados o concedidos.

La exploración de hidrocarburos en España se encuentra actualmente en una situación de bloqueo y desistimiento de las empresas que en años pasados trataron de poner en marcha

proyectos para conocer los recursos convencionales y no convencionales. Tanto es así que, Repsol, la multinacional española de referencia, ya no es operadora de ningún permiso de investigación en España y está tramitando la renuncia de sus permisos Berdún-Luena (Cantabria), Luena (Cantabria), Canarias (off shore) y Siroco (off shore frente a Málaga).

La inactividad de las distintas Administraciones y la utilización política que se ha hecho del desconocimiento general que existe en España sobre la E&P (exploración y producción), han dado al traste con el interés de numerosas empresas españolas y extranjeras, que en la última década habían puesto sus ojos en España, atraídas por el potencial de su subsuelo, y por las posibilidades de producción no convencional, gracias a la evolución de la tecnología de la fracturación hidráulica.

Esta es la situación de las principales empresas:

- **San León Energy** solicitó en el año 2011 diez permisos de exploración en la cuenca Cantabria-Pirineos, Ebro y Duero. Cinco años después, seis de los permisos todavía no han sido concedidos ni rechazados, por lo que el pasado mes de diciembre, la compañía desistió de seguir tramitándolos. Se trata de los permisos Quimera (Navarra y Aragón); Pegaso (Navarra y País Vasco), Perseo, Prometeo, Atlas y Helios (Cataluña y Aragón).

En cuanto a los otros cuatro permisos, que sí fueron concedidos (Libra, Geminis, Cronos y Aquiles), se encuentran ya en su quinto año de vigencia y todavía no ha podido realizarse en ellos ninguna actividad de exploración. La compañía solicitó autorización para hacer las correspondientes campañas sísmicas y todavía está pendiente de resolución.

- **BNK Petroleum.** Entre los años 2010 y 2011 solicitó doce permisos de exploración. Renunció a ocho de ellos antes de que le fueran concedidos (Burgos 1, 2, 3 y 4 y Palencia 1, 2, 3 y 4). En cuanto a los demás:
  - ✓ Arquetu (Cantabria). Concedido por el Gobierno de Cantabria en 2011. En abril de 2013 el mismo Gobierno regional aprueba una ley que prohíbe el “fracking”, y que es declarada inconstitucional por el TC en 2014. Pocos días después de la sentencia, el Gobierno regional anuncia que retira el permiso a la compañía. BNK no recurre la decisión ante los tribunales dada “la inseguridad jurídica, que no responde a los mínimos estándares necesarios para acometer la inversión”.
  - ✓ Rojas (Castilla y León), pendiente de concesión por parte de la Junta de Castilla y León desde 2011.
  - ✓ Sedano (Castilla y León) y Urraca (Castilla y León y País Vasco). Concedidos en 2011. En 2013 se aprueba una nueva Ley Ambiental, que obliga a presentar Estudio de Impacto Ambiental para los sondeos de exploración que incluyan la técnica del “fracking”, lo que retrasa la tramitación. Los estudios fueron presentados a principios de 2015. En una nota reciente, la compañía anunció que estudiaba la posibilidad de reducir o cesar sus actividades en España
- **Shesa** (Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi). Perteneciente al Ente Público de la

Energía (EVE), del Gobierno vasco, que fue uno de los grandes impulsores de la exploración no convencional en España, después de asociarse a la norteamericana Heyco. Paradójicamente ahora el Gobierno vasco impulsa una ley (6/2015) para prohibir el “fracking” en su territorio, que ha sido recurrida por el Gobierno ante el Tribunal Constitucional. Shesa tiene cinco permisos para exploración no convencional (Angosto-1, Enara, Usoa, Mirua y Usapal). Para todos ellos se ha solicitado una suspensión (interrupción del cómputo de plazo), dadas las discrepancias entre la Ley 6/2015 y las leyes nacionales.

## 8. Conclusiones

### 8.1 Caída del precio del petróleo: causas y consecuencias. El caso español.

El panorama presentado en la II JORNADA DE PUERTAS ABIERTAS DEL MÁSTER EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS (mip) en mayo de 2016 resume la situación de los combustibles fósiles en España de la siguiente manera:

1. La caída del precio del petróleo no obedece a una sola causa sino a una concurrencia de varias, como son:

- la caída de la demanda, por la crisis económica global y la desaceleración de la economía china.
- el éxito, superior al previsto, de la extracción de petróleo no convencional de Estados Unidos.
- la pérdida de peso de la OPEP y las malas relaciones entre algunos de sus miembros, que han impedido una reducción de la oferta.
- el aumento de la presión ambiental, que afecta sobre todo a las fuentes ricas en carbono, como es el petróleo.

2. Ya nadie se formula la pregunta de cuándo alcanzará su máximo la producción petrolera mundial. La nueva pregunta es cuándo dejará de crecer la demanda mundial de petróleo (en algún momento de la próxima década).

Contemplando el futuro, el gas será la transición entre un pasado de petróleo y un futuro de energías renovables, mientras que parte de las reservas de petróleo conocidas nunca llegarán a explotarse. El incentivo próximo de la exploración será reemplazar petróleo de alto coste, por petróleo de bajo coste.

3. No todo el sector ha sentido con igual fuerza las consecuencias de la caída de precios. Las compañías integradas y con reservas de bajo coste medio las han superado con efectos mínimos. Las especializadas en exploración y producción y las que se dedican a crudos de altos costes (“fracking”, aguas ultraprofundas y crudos ultrapesados) han sufrido enormes consecuencias.

4. La estrategia de las compañías petroleras ante la caída de precios ha sido común:

- reducción de inversiones (especialmente en exploración y en desarrollos de alto coste de capital), reducción de plantillas y reducción de otros costes.
- los anuncios de reducciones publicados suponen probablemente una sobre-corrección.
- la paralización de algunos desarrollos y la reducción significativa de la exploración podrían significar una caída de la producción mundial en 4 o 5 años de más de 4 millones de barriles diarios, lo que significaría una fuerte subida de precios.
- la reducción de plantillas anunciada significaría una fuerte pérdida de talento y, consiguientemente, de capacidad de reacción.
- es probable que ciertos anuncios nunca se llevarán a cabo íntegramente. Estaban pensados para una permanencia larga de los crudos por debajo de 40 dólares. Es fácil que eso no se produzca y las medidas no se implantarán en su integridad.
- el escenario más probable no es de unos años de precios muy bajos y una fuerte subida posterior, sino una subida suave, constante y prolongada, ya desde ahora.
- de hecho en todo este tiempo de precios tan volátiles, los precios utilizados por los agentes del petróleo para adoptar decisiones de adquisición y desarrollo, no han cambiado sensiblemente. De hecho, mientras el precio al contado ha llegado a bajar un 70%, el precio de decisiones ha bajado de 70-80 a 60-70 dólares. Entre estos abanicos nos moveremos dentro de tres años.

5. La actividad petrolera en España (“fracking” y convencional) era ya muy escasa antes de la crisis, pues venía afectada por un interés técnico reducido, y también por dificultades enormes para desarrollar las actividades, tanto sociales como políticas.

La caída de precios ha agravado la situación, cortando incluso las voces en defensa de la actividad. Se está prohibiendo el “fracking” en muchas comunidades sin despertar ninguna reacción en contra. Esta situación es peligrosa, pues ningún país puede permitirse ignorar el conocimiento de sus posibilidades de energías fósiles propias, y menos un país tan deficitario como el nuestro.

Ahora, con una voz empresarial casi inexistente, es el momento de poner las bases para que la actividad exploratoria retorne al nivel adecuado. Esto requeriría mejorar la fiscalidad (que se ha revelado inadecuada), revisar algunas legislaciones y prohibiciones, y tratar de cambiar el rechazo social empobrecedor que se ha creado.

## 8.2 Una visión sobre el futuro del petróleo en España

A tenor de todo lo expuesto con anterioridad, pueden considerarse los siguientes tres factores clave en cuanto a los proyectos de hidrocarburos, tanto a nivel de exploración-investigación como de explotación se refiere:

- Precio de los hidrocarburos
- Producción nacional
- Factores sociales y medioambientales

### 8.2.1 Precio de los hidrocarburos

Los precios actuales de cotización del crudo, así como la tendencia a corto plazo estimada por diversos analistas en el entorno de los 40\$/barril, pueden presentarse inicialmente como un condicionante fundamental en los futuros proyectos. Los últimos acontecimientos apenas han hecho variar este pronóstico.

La recesión global, responsable de la disminución del consumo del petróleo y sus derivados, concatenada con el mantenimiento de las producciones por parte de los países tradicionalmente productores, ha generado un desequilibrio en la balanza consumo-producción de petróleo y gas que, como última consecuencia, ha repercutido en una bajada de los precios sin igual en los últimos años. Así mismo, el fin del embargo a Irán ha permitido a este país poner en el mercado su producción de crudo, aumentando la oferta del petróleo.

Este hecho ha llevado ya a la toma de acuerdos entre varios países productores (como por ejemplo Arabia Saudí y Venezuela), con el fin de evitar que los precios de cotización lleguen a los alcanzados en el pasado mes enero de 2016, momento en el que barril de crudo llegó a estar por debajo de los 28 \$.

Así mismo, esta bajada sustancial ha repercutido, como daño colateral, sobre las producciones de hidrocarburos no convencionales. La extracción mediante “fracking” de los hidrocarburos parece no ser rentable con precios de cotización por debajo de 40 \$/barril. De este modo, las empresas extractivas que usan esta técnica, con unas sustanciales inversiones en sus proyectos han visto comprometida su viabilidad económica.

Algunos analistas llegan a indicar que más que un daño colateral, consecuencia de las circunstancias anteriormente citadas, puede ser una estrategia de mercado de los países productores tradicionales, con el fin de acabar con una competencia capaz de producir petróleo en grandes cantidades y a unos precios sustancialmente inferiores.

No obstante, sí es cierto que en el caso de los países tradicionalmente no productores, como el caso español, ello ha supuesto un ahorro considerable en sus balanzas de pago a la hora de las importaciones de petróleo.

### 8.2.2 Producción Nacional

Ya se ha indicado varias veces a lo largo del texto, que España es un país netamente importador de petróleo y gas natural. Con unas producciones insignificantes, no tiene más remedio que acudir al mercado exterior para cubrir sus necesidades en cuanto al consumo de hidrocarburos se refiere.

La producción propia se ha visto condicionada por dos aspectos fundamentales. El primero de ellos el agotamiento de los campos de petróleo y gas natural tradicionales. Si bien la perforación de nuevos pozos, caso de Montanazo D-5 y Lubina-1, ha revitalizado la producción autóctona petrolera, se debe recordar que la producción total es inferior al 1 % de la demanda española. Así mismo, en cuanto al gas natural se refiere, la situación es todavía más gravosa, pues a pesar de la puesta en producción del campo de Viura, el resto de los campos productivos parece que se encuentran ya en la fase final de su vida.

Por otra parte, si bien algunas Comunidades Autónomas han concedido permisos de investigación de hidrocarburos, algunas otras con situación geográfica estratégica, se niegan a tener proyectos de investigación en su territorio o anteponen todos los impedimentos posibles para evitarlos.

De igual modo, son numerosas las administraciones autonómicas que ya se han decantado por impedir los proyectos de fracturación hidráulica para la extracción de hidrocarburos.

Por todo ello, la previsión de aumentar las producciones de petróleo y gas natural en nuestro país no parecen predecir un futuro muy halagüeño, por lo menos a corto plazo.

### **8.2.3 Factores sociales y medioambientales**

No es nada nuevo indicar que en la actualidad y, como norma general, todos los proyectos mineros se enfrentan a un rechazo o animadversión social, la mayoría de las veces sin base o fundamento científico. Obviamente, los proyectos de investigación y extracción de hidrocarburos se encuentran en esta situación.

Si bien diversos accidentes acaecidos con anterioridad a nivel mundial, tanto en proyectos mineros metálicos, como en extracción de hidrocarburos convencionales y no convencionales, están suponiendo una rémora a veces insalvable para numerosas empresas mineras. No obstante, hay que considerar que a nivel legislativo español, los condicionantes de todo tipo, incluido el estudio de impacto medioambiental que debe superar cualquier proyecto de exploración, investigación y explotación minero, suponen unas circunstancias que garantizan la sostenibilidad de cualquiera de ellos.

Por otra parte, el auge de las energías renovables no parece a corto plazo la solución para disminuir sustancialmente los consumos de hidrocarburos. De este modo, la industria automovilística, principal demandante del consumo de gasóleos y gasolinas, no se encuentra técnicamente preparada en estos momentos para relevar estos combustibles tradicionales por otros menos contaminantes de manera generalizada. La aparición de vehículos híbridos y eléctricos se encuentra a día de hoy en sus comienzos, supeditada a los procesos técnicos y de investigación, si bien hay que reconocer que podrían suponer el futuro de la automoción en un plazo de tiempo no muy lejano.

Además, el empleo de las mencionadas energías renovables en la generación del mix energético español, es cierto que tiene gran importancia, pero no parece que vayan a sustituir de manera definitiva las fuentes tradicionales de producción eléctrica, en parte condicionadas por sus propias limitaciones actuales (necesidad de viento en la energía eólica, flujo de agua para la energía hidráulica, necesidad de iluminación solar para la generación de energía solar térmica y fotovoltaica, capacidad de almacenamiento de la energía producida para poder disponer de ella en la red eléctrica, etc.).

No obstante, no se puede negar a nivel medioambiental el perjuicio que supone el empleo de hidrocarburos como combustibles, debido a las emisiones contaminantes que conllevan, a pesar de la tecnificación de los procesos en aras de la disminución de las mismas. Sin embargo, a día de hoy, hay que considerar que la dependencia a nivel mundial de los hidrocarburos es fehaciente y comprobada. Por ello, partiendo de la necesidad de estos productos, puede parecer un contrasentido la negativa a la implantación de nuevos proyectos, como parece ser el caso de nuestro país.

Probablemente sea preciso un acto de reflexión al respecto. La negativa social a los proyectos de investigación y explotación de hidrocarburos en el territorio español, en tanto en cuanto no se cubren ni de lejos la demanda necesaria de petróleo y gas natural e independientemente de las reservas que todavía podrían quedar sin descubrir, implica la repercusión sobre los países productores de la problemática asociada. No parece una situación demasiado lógica desde la perspectiva de un mundo globalizado, pues únicamente se consigue el traslado del problema de un territorio a otro.

#### IV. BIBLIOGRAFÍA FUNDAMENTAL

Asociación de Geólogos y Geofísicos españoles del Petróleo (2026). “La exploración y producción en España”. <http://www.aggep.org/la-exploracion-y-produccion-en-espana>

Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (2013). “Memoria Anual 2013”.

Asociación Española de Compañías de Investigación, Exploración y Producción de Hidrocarburos y Almacenamiento Subterráneo (2014). “Análisis del impacto del desarrollo de la exploración y producción de hidrocarburos en la economía española, Febrero 2014”.

Boletín Oficial del Estado (2010), BOE 27 de febrero de 2010 núm. 51, pp. 19123-19136. “Real Decreto 134/2010 de 12 de febrero por el que se establece el procedimiento de resolución de restricciones por garantía de suministro y se modifica el Real Decreto 2019/1997 de 26 de diciembre por el que se organiza y regula el mercado de producción de energía eléctrica”.

Boletín Oficial del Estado (2011), BOE 5 de marzo de 2011 núm. 55, pp. 25033-25090. “Ley 2/2011 de 4 de marzo de Economía Sostenible”.

Boletín Oficial del Estado (2013), BOE 14 de noviembre de 2013 núm. 273, pp. 91103-91113. “Orden IET/2095/2013 de 12 de noviembre por la que se establecen las bases reguladoras de las ayudas para los ejercicios 2013 a 2018 destinadas específicamente a cubrir las pérdidas de la producción corriente de unidades de producción incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva y se efectúa la convocatoria de ayudas para el ejercicio 2013”.

Boletín Oficial del Estado (2015), BOE 11 de febrero de 2015 núm. 36, pp. 11751-11757. “Resolución de 6 de febrero de 2015 del Instituto para la Reestructuración de la Minería de Carbón y Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras por la que se convocan las ayudas destinadas específicamente a cubrir costes excepcionales que se produzcan o se hayan producido a causa del cierre de unidades de producción de carbón incluidas en el Plan de Cierre del Reino de España para la minería de carbón no competitiva para el ejercicio 2015”.

Carbunion Federación Nacional de Empresarios del Carbón (2016). “El sector del carbón en España (2010-2018)”. <http://www.carbunion.com>

Club Español de la Energía (2015). “Balance energético 2014 y perspectivas 2015: El sector del petróleo”.

Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (2016). <http://www.cores.es/es/estadísticas>

Diario Oficial de la Unión Europea (2010) L 334 17 de diciembre de 2010, pp. 17-119. “Directiva 2010/75/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 24 de noviembre de 2010 sobre las emisiones industriales (prevención y control integrados de la contaminación)”.

Diario Oficial de la Unión Europea (2010) L 336 21 de diciembre de 2010, pp. 24-29. “Decisión 2010/787/UE del Consejo de 10 de diciembre de 2010 relativa a las ayudas estatales destinadas a facilitar el cierre de minas de carbón no competitivas”.

Fundación Ciudad de la Energía (2015). <http://fundacionciudadelaenergia.com/index.php/es/>

International Energy Agency (2015). “World Energy Outlook 2015, Resumen Ejecutivo, Spanish Translation”

Instituto Aragonés de Estadística (2015). “Producción vendible de carbón por meses, Provincias y España. Años 2010-2014”. [http://www.aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Institutos/InstitutoAragonesEstadistica/AreasTematicas/14\\_Medio\\_Ambiente\\_Y\\_Energia/ci.15\\_Utilizacion\\_recursos\\_naturales.detalleDepartamento](http://www.aragon.es/DepartamentosOrganismosPublicos/Institutos/InstitutoAragonesEstadistica/AreasTematicas/14_Medio_Ambiente_Y_Energia/ci.15_Utilizacion_recursos_naturales.detalleDepartamento)

Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y el Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (2015). “Marco de Actuación para la minería del carbón y las Comarcas Mineras en el periodo 2013-2018”. <http://www.irmc.es/Noticias/common/Nuevo-Marco-2013-2018.pdf>

Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón y el Desarrollo Alternativo de las Comarcas Mineras (2015). “Plan Nacional de reserva estratégica de carbón 2006-2012 y nuevo modelo de desarrollo integral y sostenible de las Comarcas Mineras”. [http://www.irmc.es/irmcpre/common/Plan\\_Carbon.pdf](http://www.irmc.es/irmcpre/common/Plan_Carbon.pdf)

Investing.com “Petróleo crudo futuros” (2016). <http://es.investing.com/commodities/crude-oil>

Ministerio de Industria Energía y Turismo (2015). “Estadística de fabricación de pasta coquizable de coquerías y de gas de horno alto 2010-2014”. <http://www.minetur.gob.es/energia/balances/Publicaciones/DestilacionCarbonAnuales/Paginas/DestilacionCarbonAnual.aspx>

Ministerio de Industria, Energía y Turismo (2014). “La Energía en España, 2014”.

Oficina Europea de Estadística, Eurostat (2015). Energy Balance Sheets 2013 data. ISSN: 1830-7558. <http://ec.europa.eu/eurostat/documents/3217494/6898731/KS-EN-15-001-EN-N.pdf/e5851c73-9259-462e-befc-6d037dc8216a>

Preciopetroleo.net. <http://www.preciopetroleo.net/petroleo-hoy.html>



Proyecto para el desarrollo de tecnologías limpias del carbón mediante la captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>. “El proyecto Compostilla OXYCFB300”. <http://www.compostillaproject.eu/>

U.S. Energy Information Administration (2015). “Quarterly Coal Report”. <http://www.eia.gov/coal/production/quarterly/pdf/qcr.pdf>