



Universidad de Valladolid

FACULTAD DE CIENCIAS EMPRESARIALES Y DEL TRABAJO DE
SORIA

Grado en Administración y Dirección de Empresas

TRABAJO FIN DE GRADO

**El Sistema Eléctrico Español y el futuro de la
energía eólica renovable. Análisis económico
financiero de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.**

Presentado por Juan José Mainez de Lomo

Tutelado por: José Luis Ruiz Zapatero

Soria, Julio de 2015

CET

FACULTAD de CIENCIAS EMPRESARIALES y del TRABAJO de SORIA

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	2
---------------------------	----------

PARTE PRIMERA. MARCO CONCEPTUAL

CAPÍTULO 1

EL SISTEMA ELECTRICO ESPAÑOL

1.1 Conceptos básicos	6
1.2. Evolución histórica del Sistema Eléctrico Español	8
1.3. Organización y estructura del Sistema Eléctrico Español	13
1.3.1 Generación.....	13
1.3.2 Transporte. Red Eléctrica de España	19
1.3.3 Distribución	24
1.3.4 Comercialización: mercado minorista de electricidad	26
1.4 El mercado organizado: “Pool de la energía”	28

CAPÍTULO 2

LA ENERGÍA RENOVABLE EÓLICA

2.1 Conceptos básicos	38
2.2 Evolución histórica del aprovechamiento eólico.....	40
2.3 Evolución regulatoria comunitaria	41
2.4 Evolución regulatoria española.....	45
2.5 Energía Eólica en España	51
2.5.1 Régimen de vientos	51
2.5.2 Evolución potencia eólica instalada	52
2.5.3 Generación eólica	54

PARTE SEGUNDA. ANÁLISIS DE UN CASO PRÁCTICO

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO DE COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A.

3.1	CETASA: origen, actividad y regulación	58
3.1.1	Origen y actividad	58
3.1.2	Evolución regulación sectorial.....	59
3.2	Análisis de los estados financieros de CETASA	61
3.2.1	Estructura de los estados financieros	61
3.2.2	Balance de situación	62
3.2.3	Cuenta de pérdidas y ganancias.....	65
3.2.4	El estado de flujos de efectivo.....	69
3.3	Análisis de la liquidez, la solvencia y la rentabilidad de CETASA	70
3.3.1	Análisis de la liquidez.....	70
3.3.2	Análisis de la solvencia	73
3.3.3	Análisis de la rentabilidad.....	74
3.4	Hipótesis de evolución.....	77
3.4.1	Datos de partida.....	77
3.4.2	Cuenta de resultados	79

CAPÍTULO 4

CONCLUSIONES

4.1	Conclusiones generales.....	84
4.2	Conclusiones sobre los estados financieros de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.....	86
4.3	Futuras líneas de investigación.....	88

BIBLIOGRAFÍA

Libros y artículos de revista.....	90
Legislación.....	91
Páginas web.....	94

ANEXOS

Balance de situación.....	102
Cuenta de pérdidas y ganancias.....	103

Introducción

INTRODUCCIÓN

La energía eólica constituyó durante el ejercicio 2014 la segunda fuente de electricidad en España, con una producción de 51.019 GWh, cubriendo el 19% de la demanda. Crecimiento que se ha venido produciendo de forma continuada desde finales de los años 90, impulsado por una legislación favorable. Este entorno de crecimiento, provocó el nacimiento de una fuerte industria y multitud de sociedades promotoras, que se aprovecharon de las oportunidades que brindaba el sector.

España se situó como el segundo país con mayor potencia eólica instalada de la Unión Europea y el primero en cuanto a generación. Sin embargo, fruto de una profunda Reforma Energética, durante el año 2014 se ha frenado en seco la ejecución de nuevas instalaciones eólicas, con tan solo 27,50 MW nuevos, el menor crecimiento en 17 años. (The European Wind Energy Association, 2015)

Mi motivación e interés personal en este tema, se justifica en que parte de mi experiencia profesional durante más de diez años, proviene de la participación en una empresa auxiliar del sector, concretamente en una empresa constructora, encargada de la ejecución de la obra civil e infraestructura eléctrica de parques eólicos. Durante este periodo he tenido la oportunidad de ver la evolución del sector eólico en Castilla y León, y por extensión en la provincia de Soria¹, constituyendo durante la última década, uno de los pilares básicos de la economía provincial. Y que como no podía ser de otra manera, también ha sufrido los efectos del panorama de incertidumbre en el que se vive.

A lo largo del presente trabajo mencionaremos diversos estudios acerca de la promoción, integración y potencialidad de la energía eólica en España y en su entorno europeo. Pero debido a la actualidad de las medidas adoptadas, hemos encontrado pocas publicaciones que estudien la situación actual y futura, en la que queda una compañía representativa, motivo añadido para decantarnos por este tema.

En este contexto, nos planteábamos algunos objetivos antes de comenzar nuestro estudio:

- Describir el funcionamiento del Sistema Eléctrico Español, su organización, composición y estructura.
- Presentar las principales actividades que componen el Sistema Eléctrico Español.
- Conocer las principales normas y leyes que regulan su comportamiento.

¹ Con 5.560 MW es la Comunidad Autónoma que ocupa el primer lugar, en cuanto a potencia eólica instalada. Y dentro de ella la provincia de Soria, con 1.178 MW, ocupa el segundo lugar por detrás de Burgos. (Asociación Empresarial Eólica, 2014)

- Profundizar en el conocimiento de la energía eólica y conocer la normativa a nivel europeo y nacional, que ha promovido su desarrollo hasta nuestros días.
- Analizar el impacto de la evolución legislativa, en el desarrollo del sector.

Llegados a este punto se hacía conveniente plantear un objetivo final a través del conocimiento de la situación, tras la reforma acontecida, de una sociedad representativa del sector. Por ello se procedió a elegir a Compañía Eólica Tierras Altas, S.A. para su estudio, al tratarse de una sociedad pionera en la actividad dentro de la provincia de Soria. Y a través de un estudio empírico basado en sus cuentas anuales, realizar un análisis económico-financiero de su situación actual, que nos sirviera para prever su futuro y por ende el del sector.

La metodología aplicada para realizar este Trabajo Fin de Grado ha sido el método del caso, partiendo del análisis del sector realizado en el marco teórico, se ha aplicado dicho conocimiento al estudio de un caso práctico real en una compañía pionera representativa del sector.

En la bibliografía adjunta, se pueden consultar las diversas fuentes utilizadas, las cuales han sido citadas puntualmente en el contexto de la lectura. Entre las mismas cabe destacar estudios de revistas especializadas, así como el análisis pormenorizado de la legislación. Para el estudio empírico se han utilizado las cuentas anuales de la compañía.

Para alcanzar estos objetivos, la estructura de este trabajo se divide en dos bloques: una primera parte que engloba el marco conceptual, dividida en dos capítulos, que realiza un examen teórico de la operativa del Sistema Eléctrico Español y en detalle la integración de la energía eólica. Conociendo normativa vigente, aspectos operativos y organizativos, así como las cifras del sector. Y una segunda parte, en la que se lleva a cabo un estudio en profundidad de las cuentas de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A., empleando técnicas contables de análisis de estados financieros.

El primer capítulo se centra por tanto, en el análisis del Sistema Eléctrico Español, comenzando por definir los conceptos básicos y unidades de medida de la electricidad, que posteriormente utilizaremos durante el desarrollo del trabajo. Continuaremos haciendo un breve repaso de la evolución histórica acontecida, paralela a su evolución normativa, que nos sirva para definirlo y situarnos en la actualidad. Para finalizar describiendo detalladamente su organización, estructura y funcionamiento, aportando una serie de tablas y gráficos que nos lo describa, siempre centrandó nuestro estudio hacia la integración de la energía renovable en el sistema.

Analizado esto, en el segundo capítulo, presentamos una serie de apuntes esenciales que nos ayudarán a comprender el funcionamiento del aprovechamiento eólico. Posteriormente pasamos a describir de una manera cronológica el marco normativo, tanto comunitario como nacional, sobre el que se ha desarrollado esta tecnología. Comparándolo con la evolución de potencia

y generación eólica desarrollada en nuestro país y describiendo las políticas retributivas llevadas a cabo.

En el capítulo tercero se aglutina la parte empírica del trabajo, realizándose un estudio de un caso real, que es el análisis de las cuentas anuales de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A. durante los ejercicios 2011, 2012 y 2013. Donde mediante la aplicación de fórmulas preestablecidas, se obtienen los distintos ratios y magnitudes del estudio.

Se expone brevemente la historia de la entidad, su objeto social y la composición de la explotación, para centrarnos posteriormente en el análisis de los estados financieros de la compañía. Comenzamos por describir de una manera general la situación patrimonial y las principales partidas de los estados contables, prosiguiendo con un análisis detallado de las partidas de Activo, Pasivo, Patrimonio Neto, Ingresos y Gastos. Para finalizar estudiando liquidez, solvencia y rentabilidad de la sociedad, así como sus perspectivas de resultados en los tres ejercicios siguientes, bajo diferentes escenarios posibles.

Desarrollado el cuerpo del trabajo, dedicaremos el capítulo final a realizar una síntesis de todo lo anteriormente expuesto, formulando las conclusiones alcanzadas. Describiéndolas como hemos venido realizando todo el estudio, de lo general a lo particular, y comentado alguna pincelada de las líneas futuras que puede tomar el sector.

Trataremos de aportar una visión esclarecedora y técnica de cuál es la situación en la que queda el sector eólico en general, a través del análisis de una explotación representativa en particular. Finalmente, la investigación se acompaña de la bibliografía utilizada para su elaboración, así como de unos anexos donde se recogen unas tablas que resumen las cuentas anuales de Compañía Eólicas Tierras Altas, S.A. en los ejercicios 2011, 2012 y 2013.

Capítulo 1

El Sistema Eléctrico Español

1.1 Conceptos básicos

➤ Energía

“En física, la energía se define como la capacidad de un cuerpo o sustancia para realizar un trabajo. Atendiendo a aspectos tecnológicos y económicos, la energía se refiere a un recurso natural que adecuadamente manipulado y transformado es capaz de realizar un trabajo, es decir, a su transformación se le puede dar un uso industrial, y tener, por tanto, un sentido económico. (...) Toda transformación del recurso natural para producir trabajo, tiene un impacto, mayor o menor, sobre el medio ambiente, la cantidad disponible de recursos naturales susceptibles de realizar trabajo es lo que se conoce como recursos energéticos”. (Energía y sociedad, 2014: 3)

Atendiendo a la definición expuesta, fácilmente llegamos a la conclusión de que necesitaremos de unas fuentes primarias en estado natural, que correctamente manipuladas nos ofrezcan una utilidad y es este proceso el que nos lleva a una primera clasificación de las energías, atendiendo a la fase del proceso de transformación en el que las encontremos:

- Energías primarias, se entienden como las fuentes de energía tal y como las encontramos en la naturaleza. Ejemplos de ello pueden ser el carbón, el gas, el agua, el viento, el sol, el combustible nuclear, etc.
- Dichas fuentes de energía primarias, necesitarán de una transformación por diferentes medios técnicos y así convertirse en energías que puedan ser utilizadas por los consumidores finales. A estas últimas, las llamaremos energías finales y ejemplos de ellas pueden ser los combustibles líquidos, gases, electricidad, etc.

La energía como tal, ni se crea ni se destruye, sólo se transforma. Es por ello, que toda forma energética susceptible de ser utilizada, deriva de unas pocas fuentes de energía, en su mayoría minerales, que constituyen la base del eslabón de la producción energética final y que las podemos clasificar en:

- Fuentes renovables, que son aquellos recursos energéticos no limitados en cuanto a su cantidad disponible o que se renuevan en procesos cíclicos relativamente cortos. Y que no se agotan con su utilización, volviendo a su estado original después de su uso (el agua, el viento, el sol y los recursos forestales).
- En cambio, aquellas fuentes de recursos energéticos, limitadas en su cantidad disponible, recibirán el nombre de fuentes no renovables (recursos minerales, gas, petróleo, etc.). El hecho de que las transformaciones de estas fuentes, no sean reversibles, hace que la energía se degrade y que no sea posible extraer más trabajo del recurso natural, del que se parte inicialmente.

“Parece incuestionable que la energía juega un papel de primer orden en la conformación tecnológica, económica y social del planeta. Las disponibilidades cada vez mayores de energía y el desarrollo de la tecnología para su uso son un claro síntoma de progreso de las sociedades más avanzadas, concluyendo que se puede establecer cierta correlación entre desarrollo y consumo energético”. (Sancho García y otros, 2009: 25)

➤ **Electricidad**

La electricidad se obtiene por la transformación de otras energías, mediante procesos más o menos eficientes, en energía eléctrica. Está basada en que la materia posee cargas eléctricas positivas y negativas, cuando varias cargas eléctricas están en reposo relativo (electricidad estática), se ejercen entre ellas fuerzas electrostáticas. Cuando estas cargas se ponen en movimiento relativo, se crean unos campos magnéticos estableciéndose una corriente eléctrica.

Las medidas esenciales que permiten cuantificar esta forma de energía y que van a ser utilizadas de aquí en adelante son:

- La tensión o voltaje, medida en voltios (V), y que se trata de la presión que ejerce una fuente de suministro de energía eléctrica, sobre las cargas eléctricas o electrones, en un circuito eléctrico cerrado, para que se establezca el flujo de una corriente eléctrica.
- La corriente o intensidad eléctrica, medida en amperios (A), es el flujo de carga eléctrica por unidad de tiempo que recorre un material y se debe al movimiento de los electrones en el interior del material.
- La potencia eléctrica, medida en vatios (W) y puede definirse como la cantidad de energía entregada o absorbida por un elemento, en un tiempo determinado.
- La energía eléctrica producida o consumida, que se mide en vatios-hora (Wh).

A partir de estas unidades básicas de medida, se definen sus múltiplos, que son más utilizados en la práctica: kilovoltios (kV), kilovatios (kW), gigavatios (GW), gigavatios-hora (GWh), etc.

(Energía y sociedad, 2014)

Cuando estas cargas eléctricas producidas, circulan siempre en la misma dirección, hablamos que se produce corriente continua, es decir, la tensión e intensidad de corriente son siempre las mismas. A diferencia de la corriente alterna, producida a través de un generador eléctrico o alternador y en dónde la intensidad y la tensión varía, cambiando el sentido de circulación de las cargas eléctricas. Es esta corriente alterna, la comúnmente utilizada por las tecnologías de producción y en ella se basan todos nuestros sistemas eléctricos, debido a su facilidad de transformación, a través de

transformadores, que elevan la tensión hasta altos valores. Disminuyendo la intensidad de corriente y por lo tanto, posibilitando su transporte a largas distancias.

Características básicas de la electricidad pueden ser, que es limpia en el lugar de consumo, no huele, no se detecta por la vista y no se aprecia por el oído. Además, como ya sabemos, se puede obtener fácilmente a partir de diferentes tipos de energías primarias.

Hay que tener en cuenta, que la energía eléctrica no se puede almacenar en grandes cantidades, obligando a generarla al mismo ritmo que se consume. Por lo tanto, exige de una continuidad eléctrica para su existencia. Esta continuidad es lo que define el circuito eléctrico. Estas dos características, hacen que la disponibilidad de la energía en nuestra sociedad, se consiga en base a un sistema muy complejo, que integra un número muy elevado de componentes, interconectados entre sí. Abarcando las fases de generación, transporte, distribución y consumo. Y conformando “El Sistema Eléctrico” o la maquinaria más grande jamás construida por el hombre.

1.2 Evolución histórica del Sistema Eléctrico Español

➤ Antecedentes históricos

Los principios de la electricidad en España podemos situarlos, en el año 1852. Estableciendo como primeros hitos, el de la iluminación de su botica por parte del farmacéutico Domenech, en Barcelona y la iluminación de la Plaza de la Armería y el Congreso de los Diputados en Madrid. En el año 1875 se instala una dinamo en Barcelona, que logra iluminar las Ramblas, la Boquería, el Castillo de Montjuic y parte de los altos de Gracia. Dando lugar al comienzo de la electrificación industrial en España y constituyéndose en Barcelona, la Sociedad Española de Electricidad. Sociedad que podemos considerar, como la primera empresa eléctrica española y que dio pie a la creación de numerosas empresas, en las dos últimas décadas del siglo. Viéndose obligadas las autoridades de la época, a dictar el primer decreto que ordenaba las instalaciones eléctricas, en el año 1885. (Asociación Española de la Industria Eléctrica, 2005)

En estos principios, la electricidad era generada en forma de corriente continua por centrales térmicas² e hidráulicas³, próximas a los centros de consumo, normalmente industrias y municipios. Es en estos años, cuando surgen Hidroeléctrica Ibérica en 1901 e Hidroeléctrica Española en 1907. Creadas para abastecer Madrid y Valencia y fundadas con capital aportado por el Banco de Vizcaya. Así mismo también nace, impulsada por un grupo de

² Producen energía eléctrica a partir de la combustión de carbón, fuelóleo o gas en una caldera diseñada a tal efecto.

³ Las centrales hidroeléctricas aprovechan, mediante un desnivel, la energía potencial contenida en la masa de agua que transportan los ríos para convertirla en energía eléctrica, utilizando turbinas acopladas a alternadores.

empresarios vascos, Saltos del Duero en 1918⁴, con la finalidad de explotar el aprovechamiento hidrológico del Duero. (Iberdrola, 2011)

➤ **Creación de UNESA.**

Con la aparición de la corriente eléctrica alterna, a principios del siglo XX y su posibilidad de transporte a gran distancia, se produce una gran expansión, de la potencia instalada. Llegando a producirse en 1930, 2.616 millones de kWh, provenientes en un 90% de centrales hidroeléctricas y el 10% restante de centrales térmicas⁵. Durante los años de la guerra civil y la posguerra, se estanca este crecimiento de la potencia instalada, hasta la aparición de UNESA, en 1944.

Unión Eléctrica, S.A. nace por la iniciativa de 18 empresas eléctricas, de hacer frente al fuerte crecimiento de la demanda de electricidad, agravado por una fuerte sequía en 1944 y 1945. Por ello, se hizo necesaria la interconexión de las centrales eléctricas existentes en las distintas zonas, para intercambiar energía y así conseguir un reparto adecuado de la electricidad disponible. Siendo el origen del Sistema Eléctrico Nacional, al conectar todos los centros de producción y consumo. (Unesa, 2015)

Esta integración del Sistema Eléctrico, contribuyó al rápido crecimiento de la economía española en los años siguientes. Garantizando el suministro a la demanda creciente y aprovechando al máximo la potencia instalada, con el consiguiente abaratamiento de las tarifas. En 1970 la potencia instalada alcanzaba los 17.925 MW y la producción de energía eléctrica los 56.500 GWh. Energía producida en un 50% por centrales hidroeléctricas, apareciendo las centrales de fuel-oil⁶, debido a los bajos precios del petróleo y la primera central nuclear⁷, en Zorita de los Canes (Guadalajara). (Energía y sociedad, 2014)

➤ **Crisis del petróleo.**

La mayor parte de los grupos de generación del parque térmico, puestos en funcionamiento en los años anteriores, correspondían a grupos de fuel-oil, debido a la estabilidad y los bajos precios del petróleo. Pero tras la primera escalada de los precios del petróleo en 1973 y sobre todo a partir de la segunda crisis de 1979, se empezaron a tomar medidas para contener esta dependencia del petróleo.

⁴ La unión en 1944 de Saltos del Duero e Hidroeléctrica Ibérica constituyó Iberduero, que unida en 1991 a Hidroeléctrica Española constituyó la compañía eléctrica IBERDROLA.

⁵ (UNESA. Asociación Española de la Industria Eléctrica, 2005)

⁶ Centrales altamente contaminantes que utilizan fueloil (residuo del petróleo) para la producción de electricidad.

⁷ Se trata de centrales termoeléctricas, que aprovechan una fuente de calor (la fusión de núcleos de uranio), para convertir en vapor a alta temperatura, un líquido que circula por un conjunto de conductos. Vapor que es utilizado para accionar un grupo turbina-alternador, produciendo así energía eléctrica.

Consecuencia de ello, fue la aparición a principios de los 80, de las primeras centrales de carbón nacional, la puesta en servicio de cinco grupos nucleares y la aparición de la cogeneración⁸ y las energías renovables.

Mención especial, por su expansión y repercusión futura en el peso del Sistema Eléctrico Español, merece Endesa. Empresa pública creada en 1944, para reducir la dependencia que en España había de la energía hidráulica y la creciente dependencia exterior del petróleo, en una apuesta clara por el carbón nacional. Tiene su origen en la construcción de la central térmica de Compostilla, en Ponferrada (León). (Endesa, 2015)

➤ **Marco Legal y Estable**

Las políticas que fomentaron la construcción de centrales alternativas al petróleo, produjeron un fuerte endeudamiento del sector. Con altos tipos de interés y unos crecimientos moderados de la demanda, el sector se encontraba en una situación complicada. Por ello se hizo necesaria la aparición del conocido “Marco legal y Estable”⁹, con una serie de medidas concretas:

- Las centrales de generación serían retribuidas, en función de unos costes estándares reconocidos, que incluían: costes de inversión, mantenimiento y combustible. Empleados para determinar la tarifa eléctrica.
- Los ingresos obtenidos a través de la tarifa, eran redistribuidos entre las compañías para conseguir una estabilidad financiera.
- La administración realizaba la función de planificación del sector, tanto en nueva capacidad a instalar, como en infraestructuras de red.

Las medidas adoptadas, consiguieron la estabilidad financiera del sector y la reducción de costes¹⁰. Aunque también produjeron efectos negativos, como la elevada integración vertical¹¹ y el reconocimiento de unos costes estándares muy por encima de los reales, que sólo repercutía en el beneficio de las compañías eléctricas y no en la reducción de la tarifa del consumidor. Por todo ello, se hacían necesarias nuevas medidas de liberalización y de competitividad.

En estos años, se producen una serie de privatizaciones y concentraciones. Ejemplos son la gestación del grupo Endesa, que es en esta época cuando comienza su expansión, al fusionarse primero con Hidrogalicia en 1972 y constituirse como grupo en 1983, con la adquisición de las acciones

⁸ Sistema de alta eficiencia energética, basado en la producción simultánea de electricidad y energía térmica, a partir de la energía primaria contenida en un combustible.

⁹ Conjunto de medidas que se empezaron a aplicar paulatinamente a partir de 1988 encabezadas por el Real Decreto 1538/1987 y sus posteriores desarrollos reglamentarios.

¹⁰ Cualquier medida que situase los costes reales por debajo de los reconocidos, suponía un beneficio.

¹¹ Las empresas que componían el sector eléctrico español, desarrollaban todas las actividades propias del suministro energético: generación, transporte y distribución.

propiedad del entonces Instituto Nacional de Industria (INI), en las compañías Enher¹², Gesa, Unelco y Encasur y la incorporación de ERZ¹³ (Endesa, 2015). Y la creación de Iberdrola como fusión entre Iberduero e Hidroeléctrica Española en 1991. (Agosti y otros, 2007)

➤ **Liberalización**

En el marco de la Directiva 96/92/CE¹⁴ de la Comunidad Europea, en la que se fija como objetivo la creación de un mercado interior de la electricidad, liberalizando las actividades de generación y comercialización. Nace el proceso liberalizador del sector eléctrico español, con la entrada en vigor de la Ley del Sector Eléctrico 54/1997 (LSE97)¹⁵, estableciendo la separación vertical de las actividades de generación y comercialización:

- Se permitió la libre instalación de generadores, dejando la planificación de generación en manos del sector privado.
- Las actividades de distribución y transporte, se mantienen reguladas por tener características de monopolio natural, permitiendo el acceso libre a los generadores.
- Se crea la figura del comercializador y se creó un calendario para permitir a los consumidores elegir su suministrador.
- Se crean dos regímenes diferenciados de generación. La generación en *régimen ordinario*, que está compuesto por todas las unidades de generación de más de 50 MW y el *régimen especial*, que incluye las unidades con menos de 50 MW de potencia instalada y que utilizan para su producción fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración

Paradójicamente, este proceso de liberalización del sector eléctrico, comienza cuando encontramos una mayor concentración dentro del mismo, controlando entre Endesa e Iberdrola más del 55% de la capacidad de generación peninsular total. Este panorama cambiará algo en los años siguientes, concretamente en el año 2007, con la venta de parte de su capital social a Enel por parte de Endesa¹⁶ y la entrada de Gas Natural¹⁷ en el mercado de generación.

¹² Enher.- Empresa Nacional Hidroeléctrica Ribagorzana.

¹³ ERZ.- Eléctricas Reunidas de Zaragoza.

¹⁴ Para más información ver Directiva 96/92/CE

¹⁵ Ley 54/1997 de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Establece la obligatoriedad de que en las actividades de generación y comercialización, dentro de un mismo grupo integrado verticalmente, exista separación jurídica, es decir, sean sociedades diferentes con objeto social exclusivo.

¹⁶ El 27 de febrero de 2007, Enel adquiere una participación del 9,993 por ciento en el capital social de Endesa y el 12 de Marzo de 2007, Enel comunica que el número total de acciones de Endesa que tiene contratado, supone un 14,98 por ciento, con lo que su participación directa e indirecta en el capital de la compañía asciende al 24,973 por ciento. Para más información sobre la compañía (Endesa, 2015)

En lo que sí se produce un cambio, es en que las empresas instaladas con anterioridad al proceso de liberalización, eran empresas integradas verticalmente. Es decir, entre sus actividades se encontraban todas las pertenecientes al sector (generación, distribución y comercialización). En cambio, las empresas llegadas con posterioridad, no abarcan toda la cadena. (Agosti y otros, 2007)

➤ **La nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 (LSE13)¹⁸**

Transcurridos dieciséis años, desde la anterior ley del sector eléctrico y después de varias adaptaciones normativas, que han ido moldeando el Sistema Eléctrico Español hasta nuestros días. Se hacía necesaria una nueva ley, por varios motivos identificables, según el legislador:

- La imposibilidad de garantizar el equilibrio financiero del sistema, debido a un déficit estructural, causado por incrementos de costes por decisiones de política energética, concretadas en elevadas inversiones en las redes de distribución y transporte, la creciente penetración de las FER y el exceso de capacidad de centrales térmicas de ciclo combinado de gas¹⁹. Sin garantizarse su correspondiente ingreso por parte del sistema, cifrando este déficit, en 27.000 millones de euros, por parte del Gobierno de España.
- Por la dispersión normativa, en tan largo periodo.

Consecuentemente, se toman las siguientes medidas con respecto a la Ley 54/1997:

- Considera el suministro eléctrico como servicio de interés económico general, a diferencia de servicio esencial.
- El déficit de ingresos no podrá superar el 2% de los ingresos estimados para cada ejercicio y la deuda acumulada por desajustes no podrá superar el 5% de dichos ingresos.
- Se mantiene la libertad de planificación en generación por parte del sector privado, incorporando herramientas para adecuar el nivel de inversión a la situación actual del ciclo económico y los principios de sostenibilidad económica.
- Desaparece la diferencia entre *régimen ordinario* y *especial*.

¹⁷ Empresa creada en 1965 para la importación de gas natural de Libia y Argelia y que en la década de los 90 comenzó su expansión y diversificación integrando el negocio del Gas y la Electricidad en España. Para más información sobre la compañía ver historia corporativa en (gasNatural fenosa, 2015)

¹⁸ Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

¹⁹ Aquella en donde se genera electricidad a través de la transformación de la energía del combustible mediante dos ciclos superpuestos: 1. Una turbina de gas que toma el aire de la atmósfera y lo somete a un calentamiento y compresión para aprovecharlo como energía eléctrica (ciclo de Brayton) 2. Una turbina de vapor donde se relaciona el consumo de calor con la creación de energía a partir de vapor de agua (ciclo de Rankine) (Endesa educa, 2015)

1.3 Organización y estructura del Sistema Eléctrico Español

La actual estructura y organización del Sistema Eléctrico Español, es fruto de la evolución legislativa y empresarial vista en el punto anterior. Para profundizar en el conocimiento del mismo, vamos a proceder a analizar con mayor detalle cada una de las actividades básicas en las que podemos dividir todo sistema eléctrico: Generación, Transporte, Distribución y Comercialización. Y a través de este análisis, conocer las reglas de funcionamiento del sistema, así como la toma de decisiones de los distintos agentes.

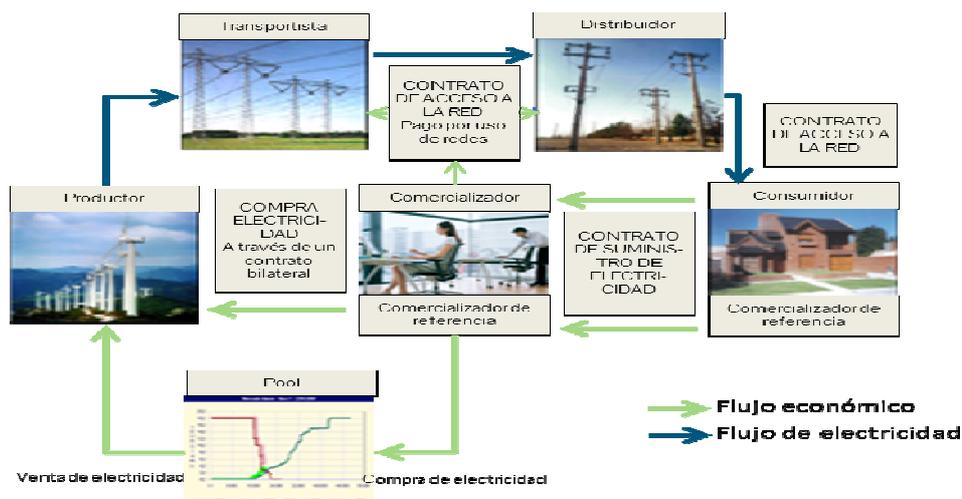


Ilustración 1.1 “Descripción simplificada de la organización del Sistema Eléctrico en España”.
Fuente: (Energía y sociedad, 2014)

1.3.1 Generación

Podemos definir a los generadores de energía eléctrica, como aquellas personas físicas o jurídicas, que tienen la función de producir energía eléctrica para el sistema, mediante la transformación, a través de una tecnología concreta, de una energía primaria (eólica, solar, nuclear, térmica, hidráulica, etc.). Así como construir, operar y mantener los centros de generación. Desde la entrada en vigor de la Ley 54/1997, los productores se dividían en función de la modalidad de generación, en productores de régimen especial y productores de régimen ordinario. Con la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013, y la posterior Ley del Sector Eléctrico 24/2013, desaparecen estos regímenes diferenciados.

La actividad de producción de energía eléctrica está regulada en el Título IV de la Ley 24/2013, del Sector Eléctrico y requiere de autorización administrativa previa.

Los tres principios que estarán presentes continuamente, en el desarrollo de nuestro trabajo y que son aceptados comúnmente en toda política energética son: *seguridad en el suministro*, *competitividad económica* y *sostenibilidad ambiental*. En base a ello, la generación de energía eléctrica como bien básico de toda sociedad desarrollada, cumplirá los siguientes objetivos: (Castro-Rodríguez, 2007)

- En el corto plazo, el parque de generación debe de ser lo suficientemente flexible para mantener un equilibrio continuo entre oferta y demanda. Ello obliga a disponer de unidades de producción, que sean capaces de atender incrementos inesperados de demanda, lo que llamaremos “*security of supply*” o *seguridad de suministro*.
- En el largo plazo, el nivel de potencia instalada debe de ser suficiente para atender la cobertura de la demanda (“*Adequacy*”).
- El suministro debe de realizarse en unas condiciones mínimas de calidad en el nivel de tensión, frecuencia y continuidad.
- El parque de generación debe de cumplir una *sostenibilidad medioambiental*, es decir, debe de ser respetuoso con el medio ambiente y cumplir los objetivos en materia de emisiones.
- Finalmente, el mix tecnológico debe suministrar electricidad al sistema al mínimo coste (*eficiencia*).

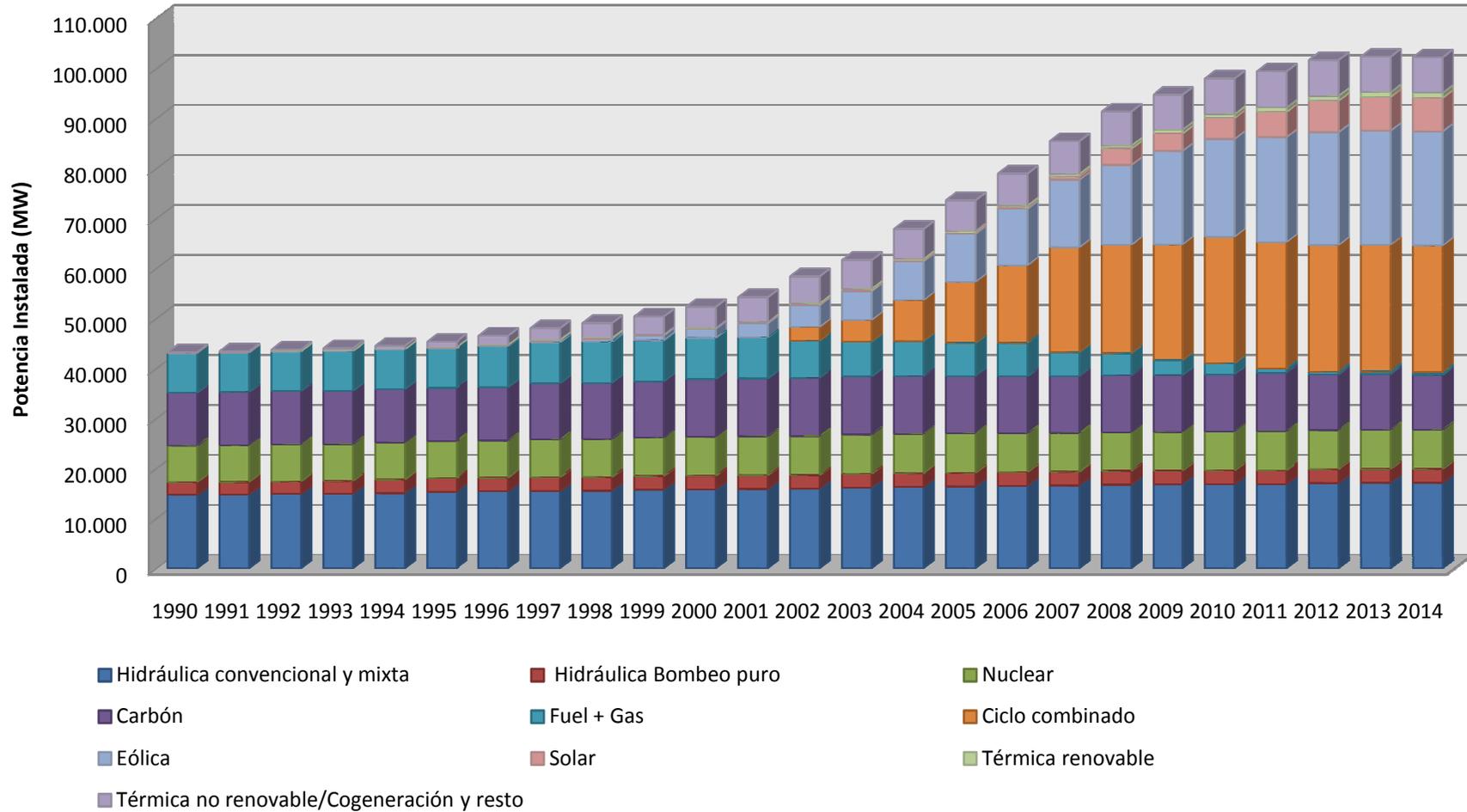
Del análisis del gráfico 1.1 podemos concluir que hasta mediados de los años 90 y desde la industrialización de la segunda mitad del siglo pasado. El mix tecnológico español estaba basado en hidráulica, nuclear, carbón y fuel. Presentaba seguridad en el suministro, en un contexto sin crecimiento de la demanda. En cambio, mostraba una gran dependencia del exterior, por necesitar consumo de combustibles fósiles, fundamentalmente del petróleo y el gas; y gran impacto ambiental, por las energía nuclear, carbón y fuel.

A partir de mediados de los 90, en un contexto de crecimiento económico. El aumento de la demanda energética se cubrió, además de por la base otorgada por la hidráulica, nuclear y carbón. Tecnologías heredadas y que se han mantenido constantes, por:

- Un crecimiento de las centrales de ciclo combinado (gas). Instalándose desde 2002, 25.353 MW, los cuales han ido sustituyendo, a los antiguos grupos de fuel. Estas centrales, aseguran el suministro y la competitividad, debido a su flexibilidad. Además su coste por megavatio instalado, es relativamente bajo. En cambio, contaminan y crean una gran dependencia del exterior
- Por el crecimiento de las energías renovables, fundamentalmente la eólica, pasando de los 634 MW en 1998, a los 22.845 MW en 2014. Y en menor medida por la solar. Tecnologías apoyadas en políticas activas de fomento, que analizaremos más adelante en el caso de la eólica, que produjeron un desarrollo de la industria del sector, con la consiguiente disminución en los costes. Esta energía, cumple totalmente con los objetivos medioambientales, pero no ofrece seguridad en el suministro.

Gráfico 1.1 “Evolución mix de potencia instalada en España en el periodo 1990-2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados “Series estadísticas del sistema eléctrico español” en (Red Eléctrica de España, 2015)

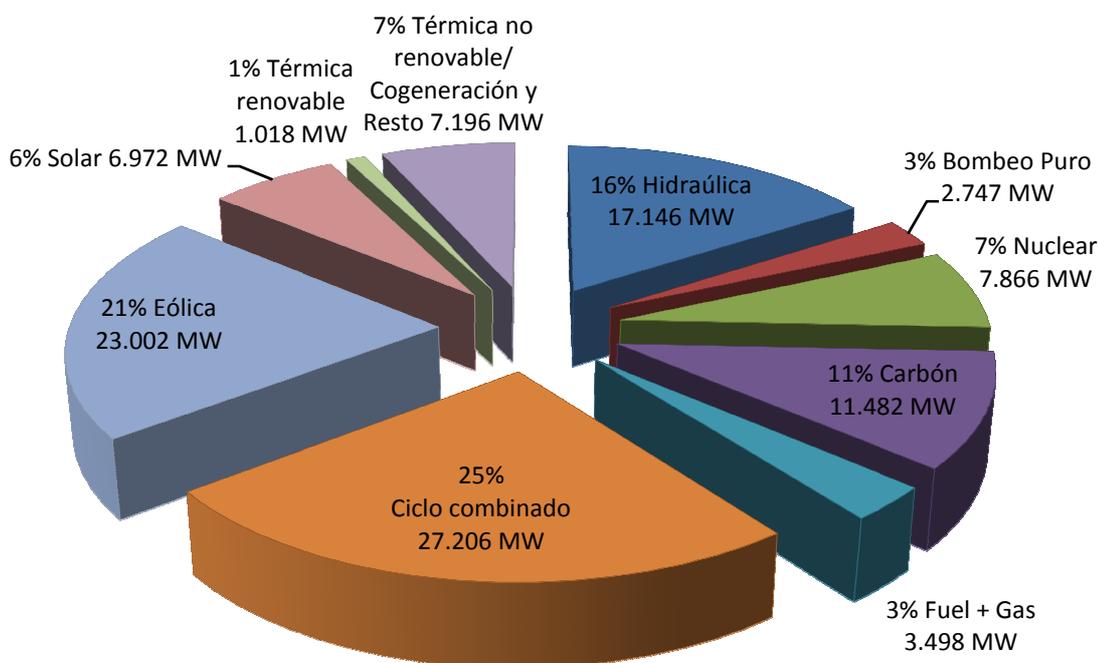
Evolución potencia instalada 1990 - 2014



La potencia instalada en el Sistema Eléctrico Español, al concluir el año 2014, era de 108.144 MW. Y según observamos en el gráfico 1.3, el 25% eran ciclos combinados, el 21% eólica, el 19% hidráulica, el 11% carbón, el 7% nuclear, el 3% centrales mixtas de fuel-oíl y gas, el 6% solar y el 8% restante otras renovables, residuos y cogeneración. Por el momento, no hay ninguna fuente de energía que cumpla plenamente con los tres principios generalmente aceptados, es por ello por lo que se debe de mantener una oferta de generación diversificada, máxime en un contexto de casi isla energética como es el caso de España, en dónde sólo se dispone de interconexión con Francia y Portugal.

Gráfico 1.2 "Composición mix tecnológico español 2014". Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados "Series estadísticas del sistema eléctrico español" en (Red Eléctrica de España, 2015)

Composición Mix Tecnológico en el Sistema Eléctrico Español



Analizando el mix de producción en el gráfico 1.4, las cosas cambian un poco, destacando:

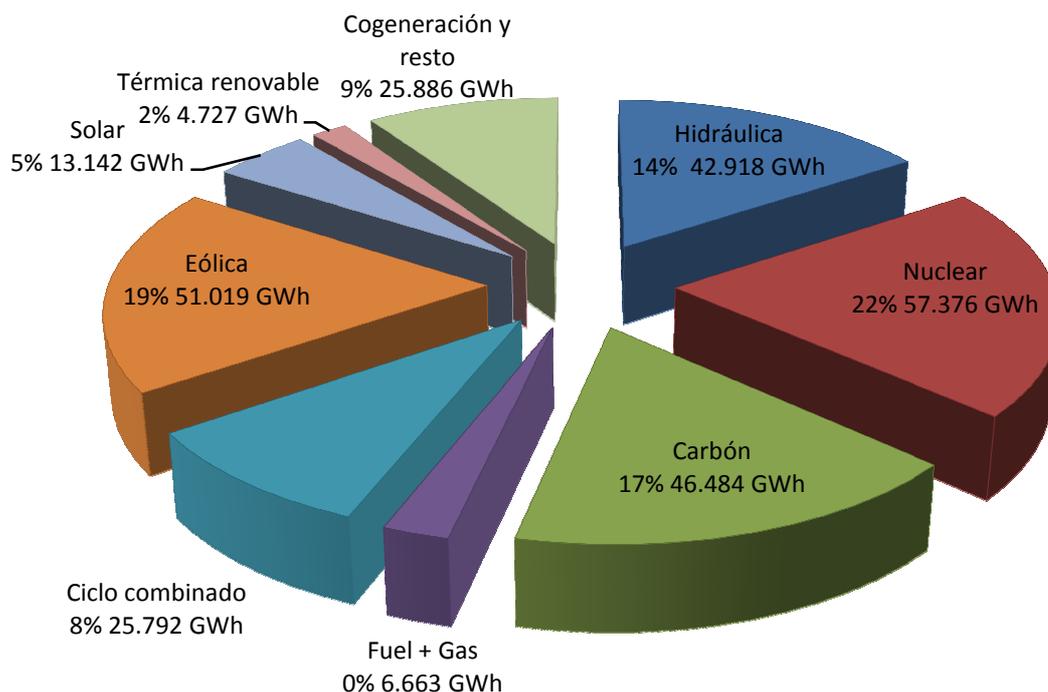
- La menor contribución en la producción, en relación a su potencia instalada, de los ciclos combinados. Frente al 25%, que representan en potencia instalada, sólo suponen un 8% en cuanto a producción, en el año 2014. Esto conlleva una gran infrautilización de esta tecnología, debido a su gran flexibilidad, al sólo operar pocas horas al año, cuando la demanda es alta y no

se puede cubrir con fuentes renovables, debido a la variabilidad del recurso.

- Las centrales nucleares, cubren el 22% de la producción, con un 7% de la potencia instalada. Debido a la necesidad de operar regularmente durante todo el año.
- Pese a la falta de competitividad conocida del carbón nacional, la producción de electricidad mediante esta tecnología, supone un 17% del total. Lo que nos sitúa en una posición dependiente del exterior.
- El crecimiento de la contribución de las energías renovables, fundamentalmente la eólica, que cubrió durante el año 2014, el 19% del total de lo producido.

Gráfico 1.3 “Mix de producción en el Sistema Eléctrico Español 2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados “Series estadísticas del sistema eléctrico español” en (Red Eléctrica de España, 2015)

Mix de producción en el Sistema Eléctrico Español



Pese al aumento en el peso de las energías renovables, seguimos teniendo una gran dependencia del exterior, en torno a un 80 %, muy superior al de nuestros homónimos europeos. Creando dos problemas: uno de carácter económico, al contribuir en un 40% a la generación del déficit exterior

corriente²⁰ y siendo fuente limitadora del crecimiento. Y otro de carácter político y estratégico, al concentrarse los productos fósiles necesarios, en países políticamente inestables. (Folgado, 2011)

Atendiendo al parque de generación desde el punto de vista empresarial, la actual estructura, es fruto de las concentraciones acontecidas, antes de la entrada en vigor de la Ley 54/1997 de liberalización del Sistema Eléctrico Español, aunque mitigada en parte, por la irrupción de Gas Natural. Así observando la tabla 1.1, vemos que entre Endesa e Iberdrola controlan el 50% de la capacidad de generación peninsular total y un 45% de la producción real; seguidos de Gas Natural-Fenosa, con 15.467 MW en potencia nacional instalada, cubriendo un 14% del total y un 13% de la generación. Es decir, entre 3 grupos empresariales durante el año 2014, cubrieron el 58% de la producción neta nacional, con un total de 152.954 GWh, de los 267.000 GWh necesario.

Estos grupos empresariales, son los dominantes de las centrales de producción del extinto régimen ordinario, que incluía todas las unidades de generación de más de 50 MW. En cuanto a la propiedad, de las unidades de producción del también extinto régimen especial, que incluía las instalaciones con potencia inferior a 50 MW y que utilizaban para su generación fuentes de energía renovable. Esta se encuentra más atomizada, entre diversos productores, que han contribuido a disminuir ligeramente el grado de concentración del sector.

DATOS OPERATIVOS GENERACIÓN POR GRUPO EMPRESARIAL AÑO 2014				
Generador	Potencia Neta (MW)	(%)	Producción Neta (GWh)	(%)
Iberdrola	25.283	24	61.052	24
Gas Natural – Fenosa	15.467	14	34.400	11
Endesa	27.103	26	57.502	22
EDP - HC	5.289	5	11.000	6
E-ON	4.000	4	7.799	3
Resto	85.208	27	88.386	34

Tabla 1.1 “Datos operativos de energía generada en España por grupo empresarial en el año 2014”.
Fuente: Elaboración propia a partir de datos en páginas web de las empresas (Iberdrola, 2015) (gasNatural fenosa, 2015) (Endesa, 2015) (EDP España, 2015) (e-on, 2015) y (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014)

El parque de generación español, está altamente concentrado y al menos dos grupos empresariales, tienen capacidad para ejercer poder de mercado y actuar prácticamente como un duopolio. Partiendo de la idea, de que los mercados que operan libremente consiguen alcanzar asignaciones eficientes. El alto grado de concentración del parque de generación, en el Sistema Eléctrico Español, promueve conductas que pueden afectar tanto al nivel de inversión, como a la elección tecnológica. Es decir, puede propiciar comportamientos de restricción de oferta, con el objeto de elevar el precio de la electricidad y consecuentemente los beneficios de los generadores. En este sentido se manifiestan Rodríguez, 2001; López, 2003; Beato, 2005 y Agosti y otros, 2007; en sus estudios.

²⁰ Endeudamiento neto de los residentes de un país con el resto del mundo.

1.3.2 Transporte. Red Eléctrica de España

La actividad de transporte tiene la función de garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico en alta tensión²¹, desde su generación hasta los puntos de conexión con la red de distribución. Con criterios de transparencia, objetividad, independencia, eficiencia económica y desarrollo sostenible. Es una actividad regulada y con carácter de monopolio natural a través de una compañía que es Red Eléctrica de España. (Real Decreto 1955/2000)

Este carácter de actividad regulada, como dijimos en el capítulo 1.2, se definió en la Ley 54/1997. Y se desarrolla por la directiva 2003/54/CE y su posterior traslado a la normativa española, a través de la Ley 17/2007.

La Ley 17/2007, en su artículo 14, prohíbe a las sociedades que desarrollan actividades reguladas (transporte y distribución), tomar participación en empresas que realicen actividades de producción o comercialización. Así como la prohibición, a las personas responsables de la gestión de estas actividades reguladas, de participar en órganos de gobierno en sociedades de generación y comercialización²² (Ley 17/2007). Así mismo, establece la obligación, de presentar información periódicamente a la CNMC²³.

➤ Evolución histórica²⁴

Red Eléctrica se constituye en 1985, en aplicación de la Ley 49/1984 de 26 de diciembre, con el objeto de unificar de forma continua y continuada las explotaciones eléctricas empresariales, con criterios de eficiencia económica. Así surge, con la aportación de los patrimonios de empresas públicas de la época, como Endesa y ENHER y privadas como Iberduero, Hidroeléctrica Española y Unión Fenosa, entre otras.

Con la aprobación de la Ley 54/1997, se define la propiedad patrimonial de Red Eléctrica y se ratifican sus funciones, siendo responsable de la planificación de la red de transporte con su desarrollo y ampliación, para garantizar la fiabilidad del suministro de energía eléctrica y de las instalaciones de la red de transporte, a ella conectadas.

En julio de 2009, se produce la salida a bolsa de la sociedad y por lo tanto comienza el periodo de privatizaciones, hasta reducir la participación del capital público a un 20%, en poder de la SEPI²⁵. Y pasar a formar parte del selectivo IBEX35. Desde el año 2008, Red Eléctrica es un holding del que cuelgan varias sociedades, encargadas de distintas actividades eléctricas, tanto nacional como internacionalmente. Red Eléctrica de España, S.A.U., es la

²¹ Aquella que transporta energía eléctrica con tensiones iguales o superiores a 220 kV en corriente alterna, para evitar pérdidas, según define la Ley 54/1997.

²² Para más información consultar artículo 14 de la Ley 17/2007.

²³ Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia.

²⁴ Revisión de la literatura (Red Eléctrica de España, 2015) y (Energía y sociedad, 2014)

²⁵ Sociedad Estatal de Participaciones Industriales, entidad de Derecho Público, cuyas actividades se ajustan al ordenamiento jurídico privado, adscrita al Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. Creada mediante el Real Decreto Ley 5/1995 (SEPI, 2015)

responsable de las actividades de transporte de energía en España, y por lo tanto, la sociedad de la que hablaremos en este trabajo.

En 2010, finaliza el proceso de adquisición de los activos transporte, que quedaban pendientes de transferir por parte de las empresas eléctricas. Se comienza, a través del proyecto MAR (Mejora de Activos de Red), a adecuar las infraestructuras a unos mínimos estándares de calidad en el transporte de electricidad y se concluye en 2013, a través de la nueva Ley del Sector Eléctrico, donde se ratifica a Red Eléctrica como transportista único y operador del Sistema Eléctrico Español, en régimen de exclusividad²⁶.

➤ **Retribución de la actividad**

Para posibilitar la libre competencia en las actividades de generación y comercialización, se debe de garantizar el libre acceso a las redes de cualquier generador, comercializador o consumidor. Y esto se consigue mediante el pago de las tarifas de acceso, estando en vigor las reguladas en el Real Decreto-ley 9/2013 de 12 de julio, artículo 5.

Las retribuciones a percibir, se calcularán de acuerdo a la metodología recogida en el anexo IV del citado Real Decreto-ley. Será el Ministerio de Industria, Energía y Turismo quien aprobará la retribución para cada periodo, previa propuesta de retribución para cada una de las empresas titulares de instalaciones de transporte, remitida antes del 1 de octubre de cada año, por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, además de todos los parámetros del anexo IV necesarios para el cálculo.

La retribución según el legislador incluirá los costes necesarios para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada y una rentabilidad referenciada al rendimiento de las Obligaciones del Estado a diez años en el mercado secundario, incrementado con un diferencial.

(Real Decreto-ley 9/2013)

Se ha establecido un nuevo modelo para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica en España, mediante el Real Decreto 1047/2013, que entrará en vigor previsiblemente en 2016, tras extenderse a 2015, el modelo definido en el Real Decreto-ley 9/2013.

La retribución de la actividad de transporte, al tratarse de un coste regulado del sistema, se recauda a través de los peajes de acceso.

➤ **Composición patrimonial**

Como hemos venido comentado, Red Eléctrica es el gestor único de la red de transporte. Y por ello, es el responsable de la gestión y mantenimiento de las distintas infraestructuras que componen la red de transporte, que conectan las centrales de generación, con los puntos de distribución a los consumidores. Así como de su planificación y desarrollo, en caso de ser

²⁶ Para más información sobre las funciones de Red Eléctrica, consultar Ley 24/2013, Título IV.

necesario. En la Tabla 1.2, procedemos a detallar la composición de las instalaciones en servicio, dónde observamos que se gestionan más de 42.000 kilómetros de líneas de alta tensión y 5.216 subestaciones.

RED DE TRANSPORTE NACIONAL					
Km. De circuito	400kV	220kV	150 – 132 – 110kV	<132kV	TOTAL
Año 2013 ²⁷	20.641	19.078	272	2.017	42.008
POSICIONES DE SUBESTACIONES NACIONAL					
Número de posiciones	400kV	220kV	150 – 132 – 110kV	<110kV	TOTAL
Año 2013	1.374	3.047	52	743	5.216

Tabla 1.2 “Instalaciones en servicio de la Red de transporte en España en el año 2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica. (Red Eléctrica de España, 2015)

➤ Operación del sistema. CECOEL

La energía eléctrica circulante por el Sistema Eléctrico Español, dado su carácter de no almacenable, necesita de una constante coordinación entre oferta y demanda. Con continuas previsiones, que puedan hacer frente a los diferentes cambios en la generación y en el consumo. De esta tarea, es de la que se encarga el Centro de Control Eléctrico²⁸, durante las 24 horas del día. Mediante un conjunto de Procedimientos de Operación, aprobados por el Ministerio de Economía²⁹ y desarrollados por un importante sistema informático y de telecomunicaciones de gran potencia.

En el proceso se tienen en cuenta varias variables:

- La primera debe de ser la previsión de la demanda de energía eléctrica, fundamental para poder establecer un equilibrio con la generación. Que lo realiza Red Eléctrica, a través de una aplicación desarrollada de resultados precisos. Las previsiones se realizan en plazos semanal, diario y horario, con continuos ajustes.
- Paralelamente los distintos grupos generadores, informan al CEOEL, de sus previsiones de producción para los mismos horizontes temporales y a un precio determinado. El CEOEL, realizará las asignaciones de generación de potencia a cada grupo, reservando siempre unos márgenes (regulación secundaria), que cubren la imposibilidad de regular exactamente y de forma dinámica generación y consumo. Esta regulación secundaria, es realizada automáticamente por el sistema RCP (Regulación Compartida Peninsular), el cual modifica la potencia generada por los grupos, en esos márgenes de reserva.
- Herramientas importantes en los ajustes entre generación y demanda, son las conexiones internacionales y el centro de

²⁷ Es el último año que nos facilita datos REE.

²⁸ En adelante CECOEL

²⁹ Se pueden consultar en la web de REE: Procedimientos de operación (Red Eléctrica de España, 2015)

control de energías renovable. Que por su importancia trataremos separadamente a continuación.

➤ **Interconexión internacional y Mibel**

La Comisión Europea en su comunicación COM(2015)82³⁰, cifra el objetivo de capacidad de interconexión eléctrica instalada de los países miembros en un 10%, para 2020. Las ventajas de disponer de sistemas eléctricos interconectados son varias:

- Seguridad y continuidad en el suministro eléctrico
- Aprovechando las líneas eléctricas que no son utilizadas para cubrir el suministro eléctrico del país, se realizan intercambios de energía con los sistemas interconectados, aprovechando las diferencias de precios de la energía en cada momento, aumentando así la eficiencia del sistema.
- Competencia entre los sistemas interconectados, que conlleva una reducción de precios de los generadores de electricidad, si quieren que sus ofertas sean aceptadas en el mercado. Facilitando la producción de electricidad, con las tecnologías más eficientes, provocando que la electricidad fluya desde donde es más barata hacia donde es más cara.
- Mayor integración de las energías renovables, las cuales debido a la variabilidad de su carácter, posibilitan su exportación a países interconectados, en caso de exceso de producción o importación, en el caso contrario.

(Red Eléctrica de España, 2015)

Como podemos observar en la Ilustración 1.1, España por su situación geográfica es considerada prácticamente una isla energética y sólo dispone de interconexión con Francia, Andorra, Portugal y Marruecos, situándose el ratio de interconexión³¹ en torno al 5%. Limitando su capacidad de interconexión, comparado con otros países de centroeuropeos como Suiza y Austria, que pueden llegar a alcanzar ratios superiores al 18%. Actualmente se encuentra en construcción una nueva interconexión con Francia que estará operativa en julio de 2015 y que duplicará la capacidad de intercambio entre ambos países pasando de los 1.400 MW actuales a 2.800 MW, uniendo así el Sistema Eléctrico con Francia y por ende con toda Europa. (Expansión, 2015)

³⁰ Para más información consultar COM(2015)82 de 25 de febrero 2015

³¹ Suma de la capacidad de importación, frente a la potencia de generación instalada. En 2014 la capacidad de importación sumaba 4.900 MW, frente a la potencia de generación instalada que fue de 108.144 MW.

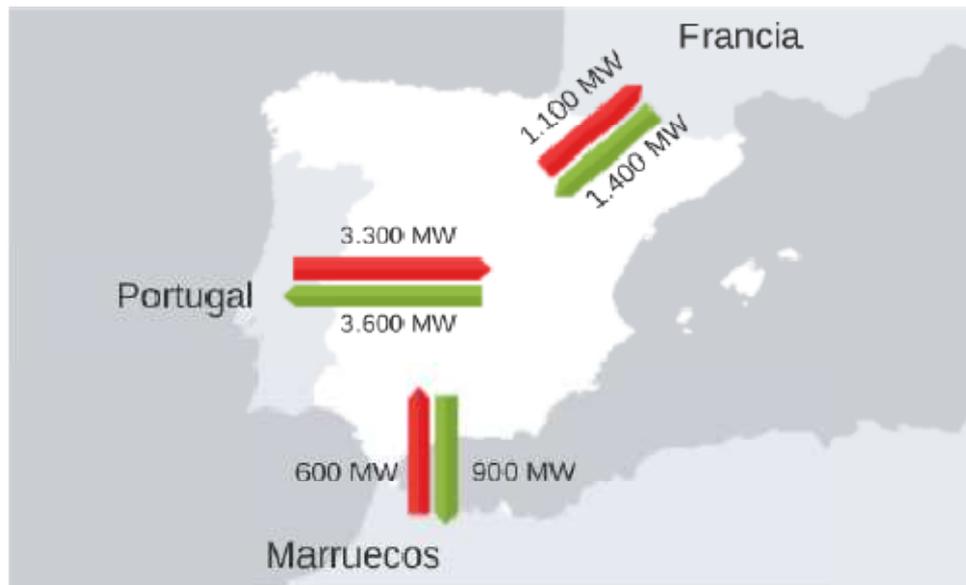
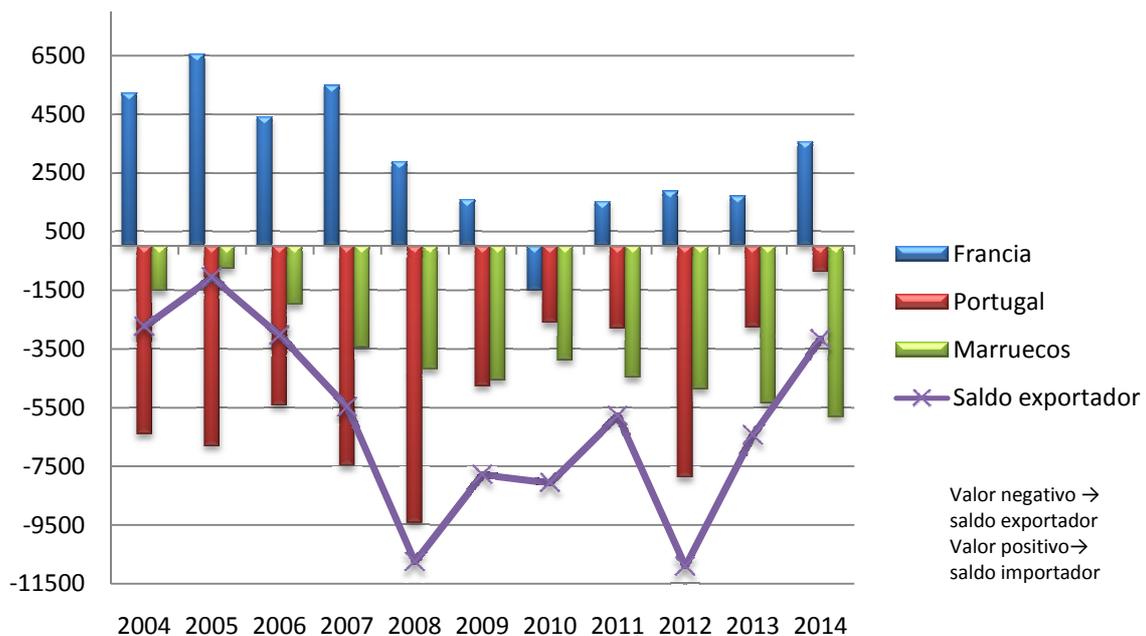


Ilustración 1.2 “Capacidad de intercambio comercial (MW) de las interconexiones 2014. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica. (Red Eléctrica de España, 2015)

En el Gráfico 1.3, vemos que España exporta energía eléctrica hacia el exterior desde el año 2004. Con un saldo exportador en 2014, de 3.406 GWh. Pero este saldo neto exportador es producido por el balance con Portugal y Marruecos, sin embargo, hemos dependido de Francia para completar nuestra generación.

Gráfico 1.4 “Intercambios internacionales físicos anuales por frontera en España 2004-2014 (GWh)”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos de Red Eléctrica. (Red Eléctrica de España, 2015)

Intercambios Internacionales Anuales (GWh)



Desde julio del 2007, fruto del conocido como “Convenio Internacional de Santiago”³² existe un mercado ibérico de la electricidad entre España y Portugal (MIBEL), con la finalidad de promover y regular los intercambios entre ambos países. Pero el desarrollo de este mercado no podrá completarse, si no va acompañado del aumento de la capacidad de conexión, de la península ibérica con toda Europa, mediante Francia.

Parece claro que para el aumento de la competencia en el sector eléctrico español, el aumento de la capacidad de interconexión es totalmente necesario. Pero para llegar a este ideal, es necesario realizar una fuerte inversión, que en muchos casos puede resultar inviable. (Pérez y otros, 2003)

Centro de Control de Energías Renovables

Gran parte del éxito que supone que la energía eólica cubra porcentajes cada vez mayores en la cobertura de la demanda en España, se debe a la puesta en marcha por parte de Red Eléctrica en el año 2006, del Centro de Control de Energías Renovables³³, unidad operativa integrada dentro del CECOEL de Red Eléctrica.

Desde la puesta en funcionamiento de políticas nacionales que fomentaron el crecimiento de la generación eólica, la característica común ha sido la dispersión de la propiedad, esto unido a la variabilidad de la fuente de energía hacía necesaria la creación de un centro que fuese capaz de integrar dentro del Sistema Eléctrico, la mayor producción posible de energía de origen renovable.

El CECRE reúne a todos los generadores eólicos, los cuales envían desde sus centros de producción, información referente a la velocidad del viento, potencia eólica disponible y cantidad de energía que cada parque produce y vierte a la red. Con esta información disponible y a través la utilización de sofisticados sistemas de análisis de potencia³⁴, el CECRE calcula la producción eólica que en cada momento puede integrarse por cada parque y en cada nudo en la Red de Transporte, todo ello realizado de forma automática y sin suponer riesgo para el Sistema Eléctrico.

(Duvison, 2007)

1.3.3 Distribución

Al igual que la actividad de transporte, la actividad de distribución, se enmarca dentro de las actividades reguladas del Sector Eléctrico Español. Regulándose por primera vez en la Ley 54/1997 y ampliándose en la Ley 17/2007, como vimos para la actividad de transporte.

³² Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004. BOE núm. 121 de 22 de mayo de 2006.

³³ En adelante CECRE

³⁴ El sistema utilizado por el CECRE es el GEMAS (Generación Eólica Máxima Admisible en el Sistema)

Y se define como, la actividad que tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución³⁵.

En España se consideran instalaciones de distribución eléctrica las líneas de tensión inferior a 220 kV y no incluidas dentro de la red de transporte, así como subestaciones³⁶ y centros de transformación³⁷ asociados a estas líneas de distribución.

(Real Decreto 1955/2000)

El Real Decreto-ley 9/2013, incluía una serie de medidas para garantizar la estabilidad financiera del Sistema Eléctrico y en sus anexos I y II, fijaba la retribución de la actividad. Basándose, al igual que en la actividad de transporte, en una metodología que incluya los costes para realizar la actividad por una empresa eficiente y bien gestionada, más una rentabilidad de 200 puntos básicos sobre las Obligaciones del Tesoro a diez años.

Posteriormente, el Real Decreto 1048/2013 viene a confirmar los principios establecidos en el Real Decreto-ley 9/2013, añadiendo:

- El devengo y el cobro de la retribución generada por instalaciones puestas en servicio en el año n, se inicia en el año n+2. Con el fin de vincular la retribución a las inversiones realmente ejecutadas.
- Se incluyen incentivos a aquellas medidas que fomenten la calidad en el suministro y la reducción de pérdidas.

La retribución de la actividad de distribución, se recauda a través de las tarifas de acceso.

Los distribuidores deben inscribirse en la Sección Primera del Registro de Distribuidores. En España existen 5 grandes distribuidoras, que operan en las zonas donde históricamente han estado establecidas. Entre las 5 controlan el 95 por ciento de la energía distribuida en el país. Endesa Distribución se sitúa como líder en la distribución, con un total de 109.197 GWh distribuidos a lo largo del año 2014; seguida de Iberdrola Distribución, con 90.729 GWh. El 5% de energía distribuida, fuera de estos cinco grandes distribuidores, se reparte entre más de 300 pequeñas distribuidoras³⁸. (Tabla 1.3)

³⁵ Los distribuidores deberán inscribirse en la Sección Primera del Registro de Distribuidores, regulado en el Real Decreto 1955/2000 en los artículos 182 a 187.

³⁶ Subestaciones transformadoras reductoras, son los centros de transformación encargados de reducir los valores de tensión a unos valores aptos para alimentar las líneas de distribución.

³⁷ Centros encargados de transformar valores de media tensión, de la red de distribución, a valores aptos para el consumo en baja tensión 400/230V.

³⁸ Listado Público de Distribuidoras Eléctricas (Ministerio de Industria, Energía y Turismo).

DATOS OPERATIVOS DISTRIBUCIÓN POR GRUPO EMPRESARIAL AÑO 2014						
Distribuidor	Energía distribuida (GWh)	(%)	Km. líneas	Subestaciones	Centros de Control	
Iberdrola Distribución Eléctrica, S.A.	90.729	35	245.397	946	95.225	
Unión Fenosa Distribución, S.A.	34.054	13				
Endesa Distribución Eléctrica, S.L.	109.197	42	314.528	1.240	131.636	
HC Distribución Eléctrica, S.A.	9.003	3	23.294	57	6.730	
E.On Distribución, S.L.	5.515	2				
Resto	13.533	5				

Tabla 1.3 “Datos operativos de energía distribuida en España por grupo empresarial en el año 2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos en páginas web de las empresas. (Endesa Distribución, 2015) (Iberdrola, 2015) (EDP HC Energía, 2015)

1.3.4 Comercialización: mercado minorista de electricidad

Comercializadores son aquellas sociedades mercantiles o sociedades cooperativas de consumidores y usuarios, que accediendo a las redes de transporte y distribución, adquieren energía para su venta a los consumidores, a otros sujetos del sistema o para realizar operaciones de intercambio internacional en los términos establecidos en la ley. (Ley 24/2013)

Desde la entrada en vigor Ley 54/1997, se trata de una actividad liberalizada. Teniendo las empresas comercializadoras, libertad para acceder a las redes de transporte y distribución, así como contratar libremente el suministro de energía eléctrica con los consumidores.

Antes del comienzo de la actividad. Las empresas comercializadoras, deberán comunicar ante la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Industria, Energía y Turismo, el ámbito territorial dónde van a ejercer. Así mismo, deberán acreditar ante Red Eléctrica su capacidad técnica y económica.

La Dirección General de Política Energética y Minas, dará traslado de la comunicación a la CNMC, que será quien publique y mantenga actualizado un listado con todos los comercializadores.

(Real Decreto 1955/2000)

Existen tres formas para suministrar energía eléctrica a los consumidores:

- Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (en adelante PVPC), es un precio calculado por Red Eléctrica según el precio del mercado eléctrico durante el periodo de facturación, modalidad que se aplica por defecto a partir del 1 de julio de 2014. Se trata de consumidores en baja tensión, con potencia contratada menor o igual a 10 kW.



Ilustración 1.3 “Cálculo del Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor”. Fuente: (Energía y sociedad, 2014)

- Tarifa de Último Recurso para consumidores Vulnerables (Bono Social), se aplica a aquellos consumidores que tienen la consideración de vulnerables: potencia contratada inferior a 3 kW, pensionistas con 60 o más años que reciban pensión mínima, familias numerosas o familias con todos sus miembros en desempleo. El precio se calcula descontando un 25% en todos los términos que componen el PVPC.
- Contratación en el mercado liberalizado. En esta modalidad se contratan 2 servicios: El uso de las redes por el distribuidor por el que se paga un peaje y la energía eléctrica que se adquiere al comercializador, de acuerdo con un precio libremente pactado.

El suministro de referencia comprende a los consumidores acogidos al PVPC y al Bono Social. Dicho suministro es realizado por los comercializadores de referencia, que son designados por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo por su estructura y capacidad. La CNMC actualizará puntualmente, a través de su página web, el listado de comercializadores de referencia. Actualmente son: Endesa Energía XXI, S.L.U; Iberdrola Comercialización de Último Recurso, S.A.U.; Gas Natural S.U.R., SDG, SA; EDP Comercializadora de Último Recurso, S.A. y E.ON Comercializadora de Último Recurso, S.L.

(Real Decreto 216/2014)

Analizando la estructura del sector en la Tabla 1.4, observamos, que aunque desde el año 2003 se está consolidando la entrada de consumidores en el mercado liberalizado. Es a partir de 2009³⁹, con la aparición de la Tarifa Último Recurso (actual PVPC) y la prohibición de que las empresas distribuidoras comercialicen directamente con el consumidor. Cuando se produce un incremento importante en el número de consumidores que optan por el mercado liberalizado. Alcanzando un 43% del total de consumidores, en el año 2013.

³⁹ Real Decreto 485/2009 introduce dos cambios importantes a partir del 1 de julio de 2009: Las empresas distribuidoras ya no comercializan directamente con el cliente, serán las comercializadoras quienes lo hagan. Y desaparecen las tarifas reguladas, a excepción de la Tarifa Último Recurso.

DATOS ESTRUCTURALES DE INTERES COMERCIALIZACIÓN											
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Nº de suministros en mercado regulado ⁴⁰	22,9	22,2	21,4	21,5	22,7	23,8	25,3	21,6	20,8	17,8	15,7
Nº de suministros en mercado libre ³⁴	0,06	0,7	2,0	2,3	1,8	1,8	2,6	6,1	6,7	9,8	12,0
% suministros en mercado libre	0,3	3	8,5	9,5	7,2	7,1	9,4	22	24	35	43
% volumen de energía en mercado libre	31	35	37,5	25	26,8	39,6	53,2	72	75	80	83
% Cuota (GWh) en mercado libre de comercializadoras no pertenecientes a los 5 grandes grupos	6,8	11,9	16,7	11,8	5,9	11,7	20,7	18,4	16	17	21
% Cuota (GWh) en mercado libre de las 3 mayores comercializadoras	84,2	83,8	81,7	77,7	77,8	72,4	68,3	70,8	73	72	67

Tabla 1.4 “Datos de interés sobre la estructura del mercado de comercialización en España 2003-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de informes en páginas web (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014) (Comisión Nacional de Energía, 2015)

Se avanza en el grado de liberalización del sector, situándose en un 21% de cuota (GWh) en el mercado libre. Es decir, las comercializadoras no pertenecientes a los 5 grandes grupos empresariales, negocian un 21% de energía de la comercializada en el mercado libre. Dato a tener en cuenta, ya que hace 10 años la cuota comercializada por estas empresas, era de tan solo el 6,8%. Este avance se concreta porque, según datos facilitados por la CNMC (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014), en diciembre de 2013 prácticamente la totalidad de consumidores sin derecho al PVPC, se encuentran suministrados por un comercializador diferente al Comercializador de Último Recurso. Así mismo, en 2013, eran 48 las comercializadoras que operan en la red de distribución de las grandes empresas energéticas, con un volumen de negocio de energía significativo, fundamentalmente en el sector industrial.

Pese a estos avances, las 3 mayores comercializadoras suministran un 67% de la energía negociada en el mercado libre, dato que se apoya en el alto grado de fidelidad del sector doméstico.

1.4 El mercado organizado: “Pool de la energía”

Como vimos anteriormente, Red Eléctrica de España, S.A., es la responsable del funcionamiento técnico del sistema eléctrico. También se hace necesaria la presencia de un responsable en las transacciones económicas del sistema, dicha labor es realizada por OMI-POLO ESPAÑOL, S.A.⁴¹. OMIE es una sociedad que desde el 1 de julio de 2011, fruto del “Acuerdo Internacional de Santiago” entre España y Portugal, gestiona las transacciones económicas

⁴⁰ Millones de consumidores

⁴¹ En adelante OMIE

del mercado mayorista de la electricidad conjuntamente para toda la Península Ibérica.

OMIE es una sociedad participada al 50% por la sociedad española Polo Español, S.A.⁴² y la portuguesa Operador do Mercado Ibérico Portugal SGPS, S.A. Y regulada por la legislación española, concretamente por la Ley 24/2013 y el Real Decreto 2019/1997.

Debido a las características conocidas de la energía eléctrica, donde se requiere un equilibrio puntual entre generación y demanda, que ofrezca seguridad y calidad de suministro. El mercado de la electricidad, se distribuye en dos horizontes temporales:

- El “*mercado diario*”, se realiza el día anterior a la transacción de energía existiendo un mercado para cada una de las 24 horas del día siguiente. En él, los vendedores (generadores, importadores) presentan ofertas de venta y los compradores (comercializadores, exportadores, consumidores finales) presentan ofertas de compra, todas ellas gestionadas por el OMIE. De la casación entre oferta y demanda, se formalizan compromisos de intercambio de energía, para cada hora del día siguiente. Estas transacciones admiten cierta flexibilidad, permitiendo a las empresas oferentes y demandantes ajustar sus posiciones en el “*mercado intradiario*”. Posibilitando así, la resolución de restricciones técnicas, servicios complementarios, gestión de desvíos, discrepancias entre demanda real y prevista, optimización de operación de plantas generadoras, etc. (Agosti y otros, 2007)
- Con anterioridad al “*mercado diario*” se realizan compromisos anuales, trimestrales, mensuales, etc. Entre los agentes operantes, es lo que denominamos “*mercado a plazo*”.

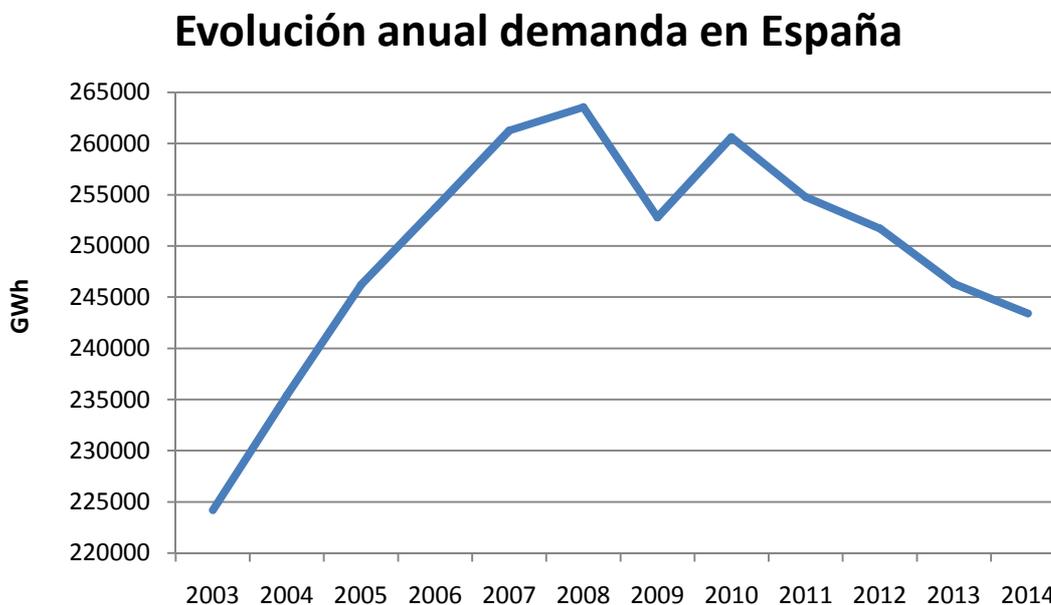
La demanda de energía eléctrica está compuesta por todos los consumidores del sistema. En el “*mercado diario*”, la curva de la demanda se ve influenciada por factores como si el día es laborable o festivo, por las condiciones climáticas y por la actividad económica del país. Podemos diferenciar los siguientes tipos de consumidores, en función de su nivel de consumo:

- Pequeños consumidores, conectados a redes de baja tensión. Generalmente acogidos al PVPC o Bono Social y que suelen formar la parte de la curva de demanda de poca fluctuación y con un consumo relativamente estable.
- Consumidores de tamaño medio, correspondientes al sector servicios e industrial. Que tienen una mayor influencia en la curva de demanda, ya que algunos pueden adaptar su consumo a los precios del mercado.

⁴² Hasta el 1 de julio de 2011 operador del mercado eléctrico español. En adelante OMEL

- Grandes consumidores (grandes industrias, transporte ferroviario). Los cuales representan la curva de demanda con mayor pendiente al tener gran influencia en la misma.

Gráfico 1.5 “Evolución anual de la demanda de energía eléctrica en España en el periodo 2003-2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en informes anuales de (Red Eléctrica de España, 2015)



Como podemos observar en el gráfico 1.4, durante la primera década del siglo XXI, se produce una escalada en la demanda de energía eléctrica en nuestro país. Crecimiento por encima de la media de sus homónimos europeos⁴³ y basado fundamentalmente, en crecimientos de la economía española con PIB⁴⁴ cercanos al 4%. Hasta el año 2008, que supone un punto de inflexión, ese año la demanda crece un 0,8%, con un PIB de la economía española del 1,2%. Pero por primera vez desde el inicio de la escalada de demanda eléctrica nacional, esta crece al mismo ritmo que en el resto de países de la UE.

En estos años se producen varios máximos históricos, vigentes en la actualidad como son: la máxima demanda de potencia media horaria, que se produce el 17 de diciembre de 2007, entre las 19 y 20 horas con 44.876 MW; el máximo histórico de demanda mensual, acontecido en enero de 2008 con 24.226 GWh y el máximo valor de energía diaria producida, que fue el 18 de diciembre de 2007 con 898 GWh.

En 2009 se produce una brusca caída de la demanda eléctrica, respecto a 2008, de un 4,5%. Que constituye la primera tasa negativa de la serie histórica desde 1985, fundamentada en un descenso del PIB del 3,7%. Esta

⁴³ Países integrados dentro de la ENTSO-E (European Network of Transmission System Operator for Electricity) asociación europea de gestores de transporte de electricidad. Que agrupa 34 países y 42 gestores de redes de transporte, que comparten una red de transporte sincronizada en la Unión Europea.

⁴⁴ Producto Interior Bruto

será la tónica general de los años siguientes, con una moderada recuperación en el año 2010. Hasta situarnos en el ejercicio 2013, en niveles de demanda del año 2005.

En el año 2014, observamos un descenso más moderado de la demanda. Esto unido a que en enero de 2015, se produce un crecimiento de la misma del 2,8% respecto al mismo mes de 2014, incluso con temperaturas inferiores. Nos permite ser optimistas de cara al futuro próximo⁴⁵.

(Red Eléctrica de España, 2015)

El “*mercado diario*”, donde los vendedores de energía eléctrica presentan sus ofertas, es un “*mercado marginalista*”, es decir, la retribución de la energía producida por los generadores, vendrá dada para cada hora del día por: “el precio al que se oferta la unidad de generación más cara cuyo concurso es necesario para satisfacer la demanda de dicha hora” (Agosti y otros, 2007:23)

Cada generador presenta en el mercado la cantidad de energía que está dispuesto a vender a un precio mínimo. Este precio mínimo representa un coste de oportunidad, es decir, los costes en los que no incurriría en caso de no producir y de los ingresos a los que renuncia por producir. Costes estos distintos de los costes variables y fijos (amortización de la inversión, mantenimiento, etc.), que son recuperados mediante mecanismos como pagos por capacidad⁴⁶ o margen de mercado⁴⁷. (Energía y sociedad, 2014)

Una vez que los vendedores han presentado sus ofertas en el mercado para cada hora del día siguiente, el OMIE las agrega por precio de forma ascendente⁴⁸. En el gráfico 1.5, podemos observar la evolución en la cobertura de la demanda en el Sistema Eléctrico Español, así como la evolución anual del precio medio horario del mercado diario. En la parte baja de la curva de oferta se encuentran energías como la nuclear y la eólica, con bajo coste de oportunidad. En la parte alta aparecen energías como el bombeo hidráulico y los ciclos combinados, energías con elevado coste de oportunidad y que pueden condicionar su producción, a momentos de elevada demanda y que el precio del mercado sea alto.

“España, al igual que la mayoría de los países de la UE, carece de recursos propios para poder cubrir la elevadas necesidades energéticas de sus sectores de consumo final: industria, transporte, hogares, comercios y otros. El

⁴⁵ Se observa una tendencia de crecimiento en el PIB español. Con una tasa crecimiento en el cuarto trimestre de 2014 de un 2%, respecto al mismo periodo del año anterior. (www.ine.es, 2015)

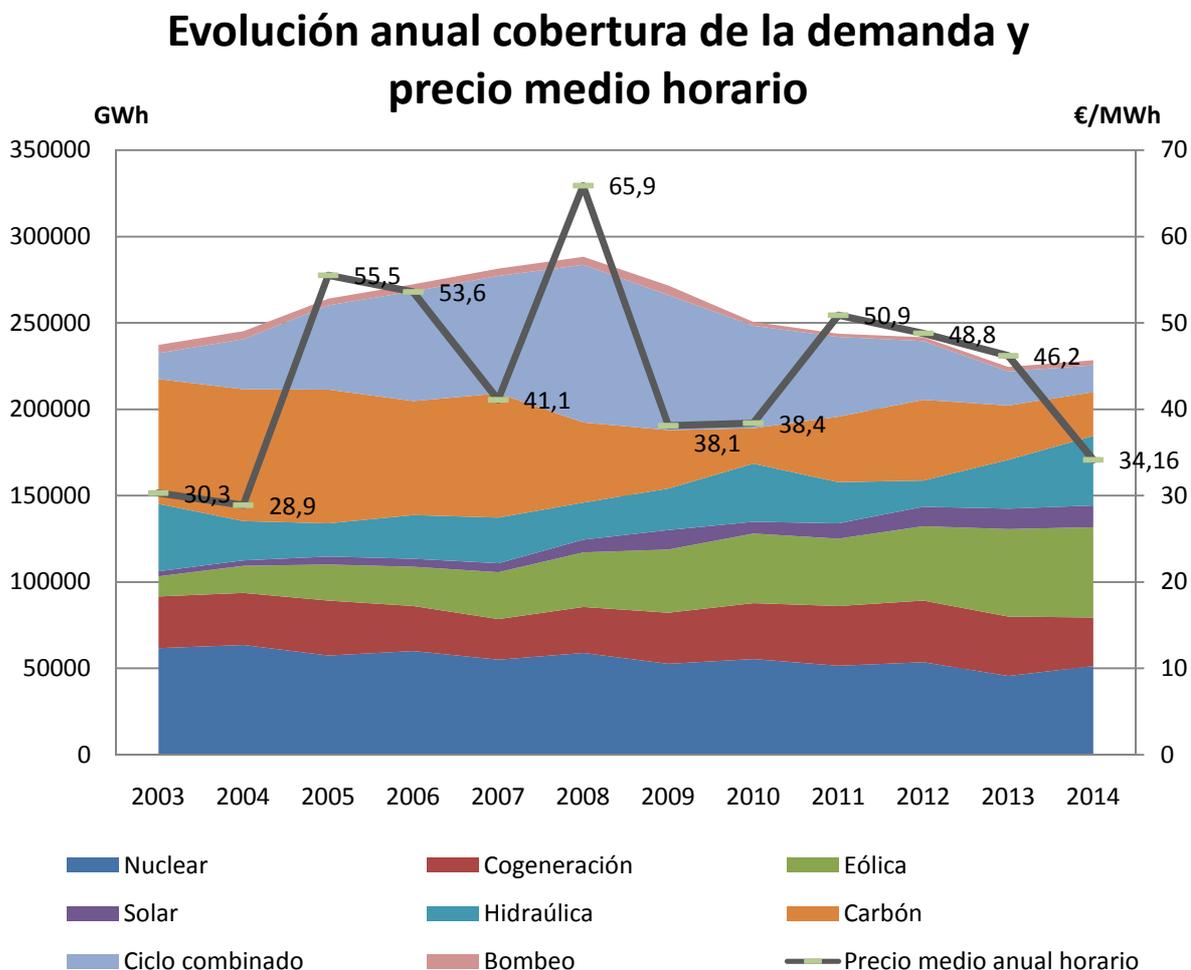
⁴⁶ Pagos regulados que reciben los generadores, determinados a partir del coste fijo de cada central de generación y que garantizan la existencia de capacidad de generación para abastecer a todos los consumidores, favoreciendo la inversión en nueva capacidad. (Energía y sociedad, 2014)

⁴⁷ Pagos regulados que reciben los generadores y representan la diferencia entre el precio de mercado recibido y los costes variables incurridos. (Energía y sociedad, 2014)

⁴⁸ Las ofertas de los generadores deben cumplir la Ley de Defensa de la Competencia. Supervisará el mercado la CNMC, la cual podrá actuar en caso de observar prácticas restrictivas.

modelo de consumo energético español esta (sic.) basado, desde la industrialización de la segunda mitad del siglo pasado, en los combustibles fósiles, fundamentalmente en el petróleo". (Campos, 2011:44)

Gráfico 1.6 “Evolución anual de la cobertura de la demanda de energía eléctrica y precio medio anual horario en España 200-2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en informes en (Comisión Nacional de Energía, 2015) (Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, 2014) y (Red Eléctrica de España, 2015)



Atendiendo a la evolución de la cobertura de la demanda que nos muestra el gráfico 1.5, observamos:

- La base estable de generación eléctrica la constituyen la energía nuclear y cogeneración, las cuales han mantenido una producción constante a lo largo de los años. Con una ligera reducción de producción nuclear, fundamentada en los cierres de la central nuclear de Zorita en el año 2006, de 160 MW, en Guadalajara y el cese transitorio de la central nuclear de Garoña, en el año 2013.
- Se observa un crecimiento significativo, desde el año 2003 de las energías renovables, operantes hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, en el extinto régimen especial. Fundamentalmente la eólica, apoyada en una legislación favorable que analizaremos en detalle en el siguiente capítulo.

- Los crecimientos de demanda acontecidos hasta el año 2008, fueron cubiertos por el aumento de la producción de las centrales de ciclo combinado, lo que supuso una fuerte apuesta por esta tecnología. Desde el año 2003 hasta el 2008, se ponen en funcionamiento 39 nuevos grupos de ciclo combinado, así como la actualización de potencia en los existentes.
- La energía hidráulica, sigue siendo pilar fundamental del Sistema Eléctrico Nacional. Su producción varía considerablemente, según la hidraulicidad de cada año. Así los años de fuertes lluvias como fueron: 2003, 2010 y 2013. Se tradujeron en aumentos en la producción de esta tecnología, repercutiendo en sentido inverso en la producción de las centrales de carbón y fuel-oíl.
- Se observa una evolución lógica en la configuración del sistema. Con la paulatina sustitución de las centrales de carbón, fuel-oil y ciclo combinado, en favor de tecnologías renovables. Con dos consecuencias inmediatas; reducción del nivel contaminación, así como la dependencia energética del exterior.

(Red Eléctrica de España, 2015)

En cuanto a la evolución de los precios, observamos en general que los años con penetración de producción hidráulica y renovable eólica, el precio medio disminuye. Así los años comentados de gran hidraulicidad como fueron 2003, 2010 y 2014, nos encontramos los precios medios más bajos de la serie analizada.

Al contrario ocurre con la participación de los ciclos combinados y carbón, el aumento de su participación en la cobertura de la demanda, influye en elevar el precio medio anual. Así lo observamos en el año 2008, cuando se alcanza el mayor precio medio anual horario (65,9€) producido por una escalada en la demanda, cubierta con el mayor porcentaje histórico de ciclo combinado. Y en el año 2011, cuando el incremento de los precios de los ofertantes titulares de ciclos combinados aumenta, debido al incremento del precio del gas natural⁴⁹, unido a medidas nacionales para mantener en funcionamiento el parque de generación de carbón autóctono⁵⁰. (Comisión Nacional de Energía, 2012)

La influencia comentada de las distintas tecnologías en la formación de los precios, hasta la entrada en vigor de la Ley 24/2013, venía determinada porque: “la energía eólica, junto con la fotovoltaica, la nuclear y la hidráulica fluyente (energía hidráulica que no puede ser almacenada, ni reservada para otro momento) entran en el sistema a un coste 0 para asegurarse la venta. En el caso de las dos primeras porque tienen asegurada la retribución y en el caso de las otras dos porque no pueden parar la producción. El resto de fuentes

⁴⁹ Aumento del precio del gas natural por elevación de la demanda en Japón, tras el terremoto ocurrido.

⁵⁰ El 26 de febrero de 2011 entra en vigor el mecanismo de resolución de restricciones por garantía de suministro (RGS), con la finalidad de mantener en funcionamiento el parque generador de centrales de carbón autóctono.

realizan su oferta en orden ascendente (ciclo combinado, carbón, hidráulica regulable, fuel).” (Campos, 2011:56)

Así mismo también podemos observar, como el “pool” energético español, no actúa como un mercado. Entendiendo por mercado: “Un mecanismo de formación de precios y asignación de recursos. Dicha asignación, así como los precios que la sustentan, resultarán eficientes cuando los precios que resulten del juego de mercado reflejen adecuadamente el balance oferta-demanda. Esto es, cuando dichos precios proporcionen a los consumidores la información que necesitan para ajustar sus demandas óptimamente” (Agostí y otros, 2007:35). Vemos en el gráfico 1.5, como los precios resultantes de casar oferta y demanda, no se corresponden con el funcionamiento eficiente de un mercado, al coincidir los precios más altos de la serie analizada con la mayor demanda existente en el mercado.

En la tabla 1.4, podemos ver la posición neta que mantienen los grandes grupos empresariales, que controlan el Sistema Eléctrico Español. Así observamos, que ninguno de ellos mantiene una posición neta vendedora o compradora, manteniendo cuotas similares de producción y de venta dentro del mismo grupo empresarial, con la influencia que ello tendría a la hora de la fijación de los precios. Ya que si un grupo empresarial generase más electricidad que la que compra como suministrador del mercado, este tendería a elevar el precio marginal, y viceversa, si la posición neta del grupo empresarial fuese compradora. Además de la reducción del riesgo, que tienen estas compañías verticalmente integradas, ante las variaciones de los precios, por gozar de una cobertura natural al disponer de cuotas similares de producción y venta. (Agosti y otros, 2007)

COMPARATIVA EVOLUCIÓN PRODUCCIÓN-DEMANDA POR GRUPO EMPRESARIAL								
	2011		2012		2013		2014	
	Producción	Demanda	Producción	Demanda	Producción	Demanda	Producción	Demanda
Iberdrola	21,20%	17,50%	18,93%	17,97%	20,60%	17,40%	24,26%	16,73%
Gas Natural – Fenosa	13,60%	11,20%	13,30%	10,31%	12,58%	11,03%	10,41%	11,56%
Endesa	24,80%	25,60%	25,25%	26,19%	22,96%	25,63%	21,95%	27,02%
EDP - HC	5,80%	7,70%	6,15%	7,33%	6,44%	7,21%	5,90%	7,87%
E-ON	4,10%	1,40%	3,70%	2,31%	2,30%	2,78%	2,80%	2,95%
Resto	30,60%	12,10%	32,68%	13,76%	35,10%	17,08%	34,70%	17,43%

Tabla 1.5 “Comparativa de la evolución anual porcentaje por grupo empresarial de producción y demanda por comercializador en mercado libre 2011 – 2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en informes en (Comisión Nacional de Energía, 2015) (www.cnmec.es, 2015)

Así, tal y como se manifiestan Rodríguez, 2001; Beato, 2005; Agosti y otros, 2007 y Castro-Rodríguez, 2007. Podemos concluir que el problema del “pool” español puede ser, más que la integración vertical de las compañías con cuota de poder en el mercado, la concentración horizontal de estos grupos empresariales en el mercado de generación. Que, como vimos en la evolución

histórica del Sistema Eléctrico Español, es un problema heredado históricamente, con fechas anteriores a la liberalización del sector y que no se ha abordado con profundidad por el legislador. Debiendo acometer medidas que aumenten la competitividad del mercado, que hagan la demanda más sensible al precio y a la calidad, que favorezcan la entrada de nuevos inversores, eliminando paulatinamente el carácter intervencionista en el mismo y que deriven en la libre interacción entre los agentes.

Medidas como el aumento de la interconexión internacional, la reducción de poder de mercado de las empresas establecidas y el aumento de la competencia, favorecerán que el mercado de la electricidad en España funcione como un mercado en competencia.

Además, como se manifiesta Campos, 2011. Tanto desde el ámbito académico, como desde el político existe un amplio consenso para el cambio del modelo energético actual, conscientes de que no existen soluciones mágicas, ni fuentes energéticas que sólo presenten aspectos favorables. Por lo tanto el nuevo modelo debe de ir orientado hacia:

- Una sustitución paulatina de las fuentes basadas en combustibles fósiles, cuya tendencia a lo largo del presente siglo es el agotamiento. Reduciendo así, el grado de dependencia del exterior, que conlleva inseguridad en el suministro y volatilidad de precios.
- Búsqueda de nuevas fuentes que reduzcan los impactos ambientales, que produce el consumo de estos combustibles, con el trasfondo siempre presente del cambio climático.
- Diversificación del mix eléctrico, buscando que la nueva capacidad instalada innovadora, combine garantía de suministro al menor coste posible. Repercutiendo en un abaratamiento de la electricidad para el usuario final.
- Y cambios en el sistema de fijación de precios eléctricos, ya que el actual provoca enormes beneficios a instalaciones amortizadas (nucleares e hidráulicas), que cobran la electricidad al precio marginal de la energía más cara. Además de haber sido realizadas con grandes aportaciones públicas. Estableciendo cánones a las mismas, que sirvan para sufragar la implantación de las nuevas fuentes.

Capítulo 2

La energía renovable eólica

2.1 Conceptos básicos

➤ **Atmósfera**

Se trata de una masa de aire situada alrededor de la Tierra, dentro de la cual se desarrolla todo fenómeno meteorológico. Sirve de protección contra las radiaciones solares, actúa como fuente de oxígeno para el reino animal y como fuente de agua potable. (Escudero, 2008)

En ella se produce un efecto físico de vital importancia, que es la presión atmosférica. Y que se trata básicamente, de la presión debida al peso del aire, que se ejerce dentro de la atmósfera. Esta presión varía con respecto a la altitud, siendo menor a medida que la altura aumenta y no siendo constante en un punto determinado, al depender de factores como la humedad y la temperatura.

➤ **Temperatura**

La superficie terrestre recibe energía proveniente del sol, de ella el 55% de la radiación es reflejada por la atmósfera y el 45% absorbida. Además de ello la Tierra también despidе energía, por lo tanto el calor ganado por la radiación solar debe ser igual al calor perdido por la radiación terrestre, de lo contrario la Tierra se convertiría en más caliente o más fría. (Escudero, 2008)

Lo anteriormente descrito se produce globalmente, analizándolo de una manera más local observaremos que debido a situaciones como la hora del día, la estación del año, la latitud, la altitud, etc. Variará la incidencia solar y con ello la temperatura.

➤ **Humedad**

Se corresponde con la cantidad de vapor de agua que se encuentra en la atmósfera, o dicho de otra manera, masa de vapor acuoso contenida en un determinado volumen de aire. (Roldán, 2012)

El vapor de agua en la atmósfera proviene de la evaporación del agua del mar y depende de la temperatura de la masa de aire. Así una masa de aire caliente absorbe mayor cantidad de vapor de agua, que una masa de aire frío. Así hasta llegar al punto de saturación del aire, es decir, cuando una masa de aire contiene la máxima cantidad de vapor de agua admisible.

Las masas de aire caliente tienden a ascender en la atmósfera, porque su temperatura es más elevada que la de las masas que le rodean, o bien porque se encuentra con zonas de relieve o cadenas montañosas. Al elevarse estas masas de aire cálido, se produce un enfriamiento de las mismas, produciéndose con el vapor de agua sobrante una condensación y provocando el fenómeno de las precipitaciones.

➤ **Viento**

Enlazando con el párrafo anterior, ya nos formamos una idea del comportamiento de este fenómeno. Así tenemos varias acepciones con el mismo significado:

- “el viento es la variable de estado de movimiento del aire”. (Escudero, 2008:51)
- “Los vientos son movimientos de aire, que se originan por el calentamiento diferencial producido en distintos puntos geográficos que reciben cantidades diferentes de radiación solar. (...) En este sentido puede afirmarse que la energía eólica es energía solar que se almacena en la atmósfera en forma de calor distribuido de modo no homogéneo, lo que pone en marcha las corrientes convectivas”. (González, 2009:288)
- “También puede definirse el *viento* como una corriente de aire que se produce en la *atmósfera* por diversas causas naturales”. (Escudero, 2008:66)
- “Corrientes de aire producidas sobre la superficie terrestre. El aire se desplaza de unas zonas o áreas de más presión a otras con menos presión, en forma de viento. Las diferencias de temperatura colaboran a las variaciones de presión”. (Roldán, 2012:117)

Aspectos importantes relacionados con el viento, que son tenidos en cuenta a la hora de estudiar una instalación eólica son los siguientes:

- Como hemos visto, la *densidad* del aire varía con la temperatura y la altitud. Así en los lugares cálidos, el aire en contacto con la superficie terrestre se expande y su densidad disminuye, elevándose y dejando espacio que es ocupado por aire de mayor densidad, proveniente de lugares fríos. Esto genera grandes masas de aire uniformes, que ocupan varios kilómetros horizontal y verticalmente.
- La *velocidad*, varía en el tiempo y la cual es medida con sofisticados anemómetros en metros por segundo (m/s).
- La *dirección* del viento, que es influenciada por los accidentes geográficos y por la presión atmosférica. Desplazándose generalmente, de lugares con alta a lugares con baja presión.
- La *potencia* eólica, producto de la densidad, del área interceptada por el viento y de la velocidad⁵¹.

⁵¹ Viene expresada por la siguiente fórmula: $P=1/2\rho Av^3$. (Gipe, 2000)

P= potencia del viento
 ρ = densidad del aire

Del análisis detallado de estas variables mediante torres de medición y estaciones de medida, los promotores de instalaciones eólicas obtienen datos que determina la viabilidad de la instalación. Uno de ellos que adquiere gran relevancia, es la denominada por Espejo Marín, C. (2004) como “*densidad de potencia*” y que lo define, como el valor máximo de la potencia que se puede obtener por cada unidad de área barrida por el viento. Esto nos dará unos valores mínimos, medidos en vatios por metro cuadrado, por debajo de los cuales no será viable económicamente el emplazamiento de una instalación eólica.

2.2 Evolución histórica del aprovechamiento eólico⁵²

Los primeros indicios de aprovechamiento eólico parecen situarse en Persia, donde mediante molinos movidos por el viento se elevaba agua de ríos y pozos para regar y moler grano, sistemas que se extendieron hasta China y Oriente Próximo. Así mismo, grabados egipcios de 3.000 años a.c. ilustran barcos movidos por velas, sistema utilizado posteriormente por fenicios y romanos.

Los primeros molinos de viento no los vemos en Europa hasta el siglo XII, en Francia e Inglaterra y en el siglo XVII en “El Quijote” se habla de molinos de viento en La Mancha. Se trataba de construcciones de piedra, que tenían en su parte superior un eje horizontal, del que salían de cuatro a ocho aspas cubiertas de tela o maderas, que hacían girar un eje engarzado a un sistema de engranajes. Y eran utilizados fundamentalmente para moler cereal.

En los siglos que van desde el XV al XIX, continúa su desarrollo y expansión. Con mejoras en los mecanismos mediante aspas en forma de abanico, las cuales se podían regular en orientación, logrando un mayor aprovechamiento de la energía. Y nuevas aplicaciones para bombeo de agua, prensados, aserraderos de madera, etc. En el siglo XIX se llegaron a construir en Holanda unos 9.000 molinos, muchos de los cuales restaurados podemos seguir viendo actualmente.

Con la llegada de la revolución industrial y la aparición de los motores se frenó su desarrollo y evolución, hasta la aparición a finales del siglo XX, de su aplicación para generar energía eléctrica mediante turbinas de viento, también llamados aerogeneradores. Se trata de máquinas que transforman la fuerza del viento, en energía mecánica rotativa y esta en energía eléctrica, mediante un generador.

Por ser considerado el modelo más eficiente, el aerogenerador de eje horizontal es el comúnmente utilizado. Y podemos distinguir las siguientes partes:

A= área que intercepta el viento
v= velocidad instantánea del viento

⁵² Revisión de la literatura basada en (Gipe, 2000); (Escudero, 2008) y (Roldán, 2012).

- El *Rotor*, el cual está formado por el buje y las palas⁵³. Las palas construidas de un material resistente y flexible, generalmente fibra de vidrio, reciben el viento y al estar conectadas a un eje de baja velocidad, reciben la energía mecánica rotativa generada por el viento. Ese buje del rotor es conectado al multiplicador o eje rápido, el cual tienen la función de transformar la velocidad lenta, proporcionada por las palas, a alta velocidad necesaria para la generación de electricidad⁵⁴. Los modernos aerogeneradores comienzan su funcionamiento a velocidades por encima de 19 km/h, parándose con vientos superiores a 100 km/h. Disponiendo de sistemas de orientación, diseños aerodinámicos y sistemas de regulación y ajuste, que hacen que su comportamiento sea cada vez más óptimo.
- La *Góndola* compuesta por multiplicador, generador eléctrico y sistemas transmisión, orientación y freno. Es elaborada generalmente en fibra de vidrio y diseñada aerodinámicamente, con el fin de evitar perturbaciones. Alberga en su interior espacio para su acceso en óptimas condiciones, por personal de mantenimiento, y sistemas de cableado, que transportan la electricidad producida en el generador hasta el transformador⁵⁵.
- Finalmente el soporte de góndola y rotor, que es la *Torre*. Construida generalmente en forma tubular y de materiales como acero al carbono, con el fin de soportar el empuje del viento. Y de alturas que oscilan entre los 40 y los 100 metros de altura, dependiendo de la potencia de los aerogeneradores⁵⁶ y de la disponibilidad del recurso eólico en la zona.

2.3 Evolución regulatoria comunitaria

A continuación realizaremos un análisis, de las distintas medidas tomadas a nivel europeo en cuanto a promoción de la energía eólica se refiere, las cuales las describiremos en orden cronológico, detallando únicamente las más importantes. El origen de estas medidas fue, la inestabilidad económica de los países europeos, fruto de la gran dependencia energética del exterior. Que hizo necesaria la elaboración de directrices comunes, relativas al fomento de las energías renovables, dejando a cada país miembro el desarrollo de las mismas.

⁵³ Generalmente en el mercado nos encontramos aerogeneradores de 3 palas, aunque es posible ver modelos de 2 o incluso 1.

⁵⁴ La caja multiplicadora transforma la velocidad lenta, de 20 revoluciones por minuto, a alta velocidad de 1.500 r.p.m., permitiendo el funcionamiento del generador eléctrico. (Escudero, 2008)

⁵⁵ La electricidad producida en el generador es de 380-400V y en el transformador se eleva a tensión de 20.000V, en condiciones de conexión a la red. (Escudero, 2008)

⁵⁶ Los aerogeneradores más comúnmente utilizados en un principio eran de 600 kW de potencia, actualmente se encuentran instalados aerogeneradores de hasta 2.000 kW. (Escudero, 2008)

➤ **Libro Blanco 1997**

El primer intento de promoción de las Fuentes de Energía Renovable⁵⁷ es la Comunicación Europea de 1997, conocida como “*Libro Blanco*” y titulada: “*Energía para el futuro: fuentes de energía renovable. Libro Blanco para una Estrategia y Plan de Acción Comunitarios*”.

Se crea en un contexto con una creciente preocupación por el cambio climático y la reducción de las emisiones de CO₂; una creciente dependencia energética del exterior, cifrada en un 50%; una industria creciente y de vanguardia, capaz de desarrollarse tecnológicamente, abaratar costes y crear puestos de empleo y un importante potencial en recursos renovables de los Estados miembros.

Se cifraba el consumo de energía bruto, procedente de FER, dentro de la Unión Europea en un 6% y se establecía el objetivo de llegar al 12% antes de 2010⁵⁸. En cuanto a energía eólica se refiere, el objetivo era alcanzar los 40.000 MW generados por Parques Eólicos⁵⁹ de grandes dimensiones para el año 2010.

Para ello se establecen una serie de directrices, que cada Estado miembro aplicará de acuerdo a su estructura y potencial renovable, entre las que podemos destacar:

- Prioridad en el acceso a redes eléctricas de la electricidad generada mediante recursos renovables.
- Establecimiento de primas⁶⁰ a los productores renovables, que compensen las ventajas sociales y económicas de esta forma de producción.
- Medidas fiscales y financieras favorables para los productores renovables, tales como: flexibilidad en la amortización de instalaciones, subvenciones para puesta en marcha y tratamientos fiscales beneficiosos en financiación.

➤ **Directiva 2001/77/CE de 27 de septiembre**

Fruto de las directrices marcadas por el “*Libro Blanco*” y conscientes de la necesidad de reducir la dependencia energética europea del exterior,

⁵⁷ En adelante FER.

⁵⁸ Se refiere al consumo total bruto de energía, compuesta por electricidad, biocarburantes y calefacción y refrigeración. De la cual la electricidad, que es la que a nosotros nos importa, representa el sector energético más importante, cifrada alrededor del 40%.

⁵⁹ Agrupación de aerogeneradores conectados entre sí, para producir energía eléctrica.

⁶⁰ El “*Libro Blanco*” cifraba que esta prima podría ser superior al 20% del “*coste evitado*”, es decir, el precio al que un concesionario de una red municipal de baja tensión compra la electricidad a la red de distribución.

garantizar el suministro en una previsión de crecimiento económico y cumplir con los compromisos de Kioto⁶¹, nació esta directiva.

Los Estados miembro deberán publicar cada cinco años y para los diez siguientes, planes que recojan los objetivos nacionales de consumo de electricidad proveniente de FER, así como las medidas adoptadas o previstas para la consecución de los mismos. Sobre esta base, la Comisión Europea valorará el grado de cumplimiento, de cada estado miembro de los compromisos fijados y podrá presentar propuesta al Parlamento y al Consejo Europeo, relativas a los objetivos nacionales, que pueden convertirse en objetivos de obligado cumplimiento.

La Directiva 2001/77/CE, establecía el objetivo común de que el 21% de la electricidad consumida en 2010 proceda de FER, y para España del 29,40%⁶². No siendo de obligado cumplimiento, ni dando lugar a sanciones financieras.

➤ **Libro Verde 2006**

En un entorno de bonanza económica, el crecimiento de la demanda de electricidad debía ser cubierta con importaciones exteriores de hidrocarburos, sujetas a constantes fluctuaciones. Unido a la creciente concienciación medioambiental y a los obstáculos en la interconexión energética, entre los países miembros de la Unión Europea. Se hacía necesario el asentamiento de unas bases, que dieran lugar a una política energética europea, siempre cumpliendo con los tres principios básicos de sostenibilidad, competitividad y seguridad de abastecimiento.

Es así como se publica el 8 de marzo de 2006, la Comunicación de la Comisión Europea: *“Estrategia europea para una energía sostenible, competitiva y segura”*, comúnmente conocida como *“Libro Verde”*. Estableciendo seis áreas de actuación:

- Los mercados interiores de electricidad se encuentran sometidos, o bien a un gran control estatal o al dominio de empresas tradicionalmente asentadas, por lo tanto se trata de realizar una liberalización del sector, estableciendo normas que provoquen las siguientes consecuencias: separación clara de actividades que nos permita distinguir entre productores y distribuidores; fomento de la interconexión entre los países miembros, con normas comunes en cuanto al tráfico transfronterizo; competitividad de la industria, que genere precios asequibles y que promueva la inversión en nueva capacidad productiva, para así hacer frente a las puntas de demanda.

⁶¹ Acuerdo internacional que tiene por objeto la reducción las emisiones de gases de efecto invernadero, que provocan el calentamiento global. Inicialmente adoptado el 11 de diciembre de 1997, en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

⁶² Estos porcentajes se obtienen a partir de la producción nacional de E-FER dividida por el consumo nacional bruto de electricidad. Para más información acerca de los porcentajes de cada país miembro, se puede consultar el ANEXO de la Directiva 2001/77/CE.

- Creación de un *Observatorio Europeo del Abastecimiento Energético*, que prevea los crecimientos de demanda garantizando el abastecimiento de los países miembros, controlando las reservas necesarias de petróleo y gas y desarrollando mecanismos solidarios entre los países, que fomenten la inversión de las empresas.
- Libertad a los países, para establecer su mix energético, en función de las características propias. Revisado globalmente por la Unión Europea en busca de una combinación sostenible, eficiente y diversificada.
- La Unión Europea también propone ser líder en sostenibilidad medioambiental, creando un entorno favorable para la inversión en FER.
- Promoción a la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías energéticas.
- Y finalmente, que el establecimiento de una política energética común a todos los países miembros, sirva para tener una comunicación unificada con los países productores de petróleo y gas, que garantice el abastecimiento y la reacción en caso de crisis.

➤ **Programa de trabajo de la energía renovable de 2007**

En la comunicación de la Comisión Europea, de 10 de enero de 2007, referente al programa de trabajo de la energía renovable y titulada *“Las energías renovables en el siglo XXI: construcción de un futuro más sostenible”*. Se realizó una revisión de los objetivos fijados en el *“Libro Blanco”* y Directiva 2001/77/CE, instando al Consejo y Parlamento Europeo a crear un nuevo marco normativo comunitario, que permita lograr el objetivo global obligatorio, que se establece en el 20%, la aportación de las fuentes de energía renovables en el consumo interior bruto en 2020.

En cuanto a energía eólica se refiere la comisión informaba, que el objetivo plasmado en el *“Libro Blanco”* de 40 GW de energía eólica para 2010⁶³, se alcanzó con cinco años de anticipación. Debido al buen hacer de nueve de los estados miembros⁶⁴, que van por delante de los objetivos.

➤ **Directiva 2009/28/CE de 23 de abril**

La presente Directiva, publicada en el Diario Oficial de la Unión Europea el 5 de junio de 2009, que deroga a la Directiva 2001/77/CE. Se creó con el objetivo de establecer un marco común para la promoción y fomento de energía procedente de FER. Y por primera vez, estableció unos objetivos

⁶³ La Asociación Europea de Energía Eólica (*European Wind Energy Association, EWEA*), elevó el objetivo hasta 75 GW para 2010.

⁶⁴ Alemania, Dinamarca, España, Finlandia, Hungría, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Suecia.

mínimos obligatorios para cada país, que para España se situaron en que el 20% del consumo de energía final bruta procediera de FER.

Así mismo establecía la obligación de que cada estado miembro, presentase ante la Comisión Europea, con fecha límite el 30 de junio de 2010, un Plan de Acción Nacional de Energías Renovables⁶⁵, que abarque el periodo 2011-2020, el cual recoja los objetivos obligatorios de la Directiva. En el PANER 2011-2020, presentado por España, se establecían unos objetivos para el año 2020, de 38.000 MW de potencia eólica instalada y de 78.255 GWh de producción eólica. (Espejo y García, 2012)

2.4 Evolución regulatoria española

A continuación realizaremos un breve repaso de la normativa española, en cuanto a energía eólica se refiere, ordenándola cronológicamente, destacando únicamente las medidas más importantes e influyentes.

➤ Ley 54/1997 de 27 de noviembre

Anteriores normas ya se habían hecho eco, de la incipiente proliferación de instalaciones eléctricas para la producción de electricidad. Así la Orden Ministerial de 5 de septiembre de 1985, fijaba condiciones técnicas y administrativas para la conexión de Parques Eólicos a la red receptora. Y el Real Decreto 2366/1994, establece por primera vez la obligación para las empresas distribuidoras, de comprar la energía excedentaria procedente de instalaciones renovables, a un precio fijado anualmente mediante orden ministerial.

Pero es la Ley 54/1997 de 27 de noviembre, la que constituye un verdadero apoyo público a la energía eólica al crear, como vimos en el punto “*Evolución histórica del Sistema Eléctrico Español*”, un *régimen especial* para las instalaciones eólicas de menos de 50 MW y que cumplan unas condiciones mínimas en términos de eficiencia. El pertenecer a este *régimen especial*, suponía dos ventajas principalmente:

- Acceso garantizado a la red de transporte, al estar obligadas las empresas distribuidoras de la zona a adquirir la generación eléctrica de estas instalaciones.
- La posibilidad de elegir entre dos tipos de remuneración: prima fija a añadir al precio fijado por el mercado mayorista, o posibilidad de que las instalaciones que estaban acogidas a las condiciones del Real Decreto 2366/1994, mantengan sus condiciones de precio total fijo. Ambas opciones revisables anualmente.

Así mismo, dando cumplimiento a las directrices marcadas desde Europa a través del “*Libro Blanco*”, en la disposición transitoria decimosexta se

⁶⁵ En adelante PANER

indica que se establecerá un Plan de Fomento de las Energías Renovables⁶⁶ para el periodo 2000-2010⁶⁷, el cual incorpora el objetivo indicado de que el 12% del total de la demanda energética de España sea cubierto por FER. Y que en el año 2010 hubiese instalados en España 8.974 MW en energía eólica. (Espejo y García, 2012)

Finalmente, también se hizo necesario el desarrollo reglamentario mediante la promulgación del Real Decreto 2818/1998. Dónde se reconocen unos incentivos económicos⁶⁸ sin límite temporal, para las instalaciones eólicas que no superen los 25 MW. Con el objetivo de hacerlas competitivas en el mercado libre de productores, al soportar unos costes tecnológicos de implantación superiores al resto de tecnologías y valorar económicamente, el beneficio medioambiental, que supone la implantación de las FER.

➤ **Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto**

Debido al importante crecimiento de las instalaciones productoras, acogidas al *régimen especial*, fundamentalmente eólicas. Se hizo necesaria la promulgación de este Real Decreto, el 2 de agosto de 2002, con 3 medidas a destacar:

- Obligación de participar en el mercado, las instalaciones eólicas de potencia superior a 50 MW⁶⁹.
- Obligación de informar, por parte de los productores eólicos, al operador del sistema de sus previsiones de producción.
- Posibilidad, por parte de los productores eólicos acogidos al régimen especial, de vender directamente a comercializadores. Los cuales podrán vender esta electricidad a consumidores cualificados, o bien integrarla en el mercado diario.

➤ **Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo**

Este Real Decreto derogó el 2818/1998, en el mismo se empiezan a observar los primeros recortes a los productores eólicos. El apoyo público (*Tarifas, Primas e Incentivos*) para las instalaciones eólicas es mayor para las instalaciones más pequeñas y menor para las más grandes, reduciéndose después de la puesta en marcha del parque y garantizándose durante toda su vida útil⁷⁰, revisándose anualmente y vinculándolo a la Tarifa Eléctrica Media o de Referencia, fijada anualmente por el gobierno. Y estableciéndose el límite

⁶⁶ En adelante PER

⁶⁷ El Consejo de Ministros, en su reunión del día 30 de diciembre de 1999, tomó el acuerdo por el que se aprobó el Plan de fomento de las Energías Renovables para el periodo 2000-2010.

⁶⁸ Para detalle sobre la fórmula de cálculo de las primas, para las instalaciones eólicas, consultar Capítulo IV del RD 2818/1998.

⁶⁹ Se trataba de instalaciones eólicas acogidas a lo promulgado en el RD 2366/1994, y que la Ley 54/1997 había mantenido sus condiciones.

⁷⁰ Para conocer porcentajes de ayuda en instalaciones eólicas mediante *Tarifas, Primas e Incentivos*, ver Artículo 34 del RD 436/2004.

de que cuando se alcancen los 13.000 MW de potencia eólica instalada, se procederá a la revisión de la cuantía de *Tarifas, Primas e Incentivos*.

Los productores eólicos podían seguir vendiendo su electricidad a los distribuidores o al mercado, así:

- En caso de venderse a la distribuidora, percibirán una *Tarifa Regulada*, cuyo importe dependerá de la potencia instalada y del tiempo transcurrido desde la puesta en marcha
- Por el contrario, si se vende libremente en el mercado mayorista. Los productores eólicos percibirán el precio del mercado con un *Incentivo* por participar en él, más una *Prima* vinculada a la producción. Incorporando los conceptos “*suelo*” y “*techo*”. Así, si el precio del mercado más la prima supera el “*techo*”, los productores sólo reciben hasta ese tope. Y lo contrario, si el precio de mercado más la prima está por debajo del “*suelo*”, los generadores recibirán el valor del “*suelo*” y así poder garantizar la inversión.

Como podemos observar se seguía apoyando el acceso preferente para la energía generada mediante FER, tratando de que cada vez sea mayor la participación de estas en el mercado mayorista. Aunque estas retribuciones siguen dependiendo de decisiones gubernamentales, con la consiguiente inseguridad en la inversión. (Del Río, 2009)

Finalmente intentando mejorar la calidad en el suministro, toda instalación mayor de 10 MW, debe de estar adscrita al CECRE y remitir información puntualmente. Incentivándose económicamente las instalaciones, que sean capaces de soportar huecos de tensión⁷¹ y penalizando desvíos entre la producción real y la estimada.

➤ **Plan de energías renovables 2005-2010**

El PER 2005-2010, revisa al alza el PER español 2000-2010, debido a considerar que los objetivos hasta ahora fijados serán fácilmente asumibles. Al existir un amplio potencial eólico todavía sin aprovechar y un marco normativo favorable, que ha permitido la confianza de promotores y el desarrollo de una industria competitiva e innovadora.

Por lo tanto, manteniendo el compromiso anterior de cubrir con fuentes renovables el 12% del consumo total de energía en 2010, se fija una producción eléctrica con FER del 30,3% del consumo bruto de electricidad y el incremento de la potencia eólica instalada hasta los 20.155 MW, con una producción de 45.511 GWh, para el año 2010.

➤ **Real Decreto 661/2007 de 25 de mayo**

⁷¹ Se trata de caídas bruscas y transitorias (milisegundos) en la tensión, que acontecen en la Red. El RD 436/2004 incentiva las instalaciones eólicas capaces de soportar huecos de tensión con 0,38 céntimos de euros/KWh, durante un máximo de 5 años.

Deroga al Real Decreto 436/2004, estableciendo una nueva regulación de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial, siguiendo la corriente de recortes en los apoyos públicos a la energía eólica. Y con las siguientes medidas:

- Sigue existiendo la *Tarifa Regulada*, por vender la energía a la distribuidora. Cuyo importe fijado en este Real Decreto, es de 73,23 €/MWh para los primeros 20 años del parque y 61,20 €/MWh a partir de entonces.
- Se elimina el *Incentivo* del Real Decreto 436/2004, por participar en el mercado.
- La *Prima* de referencia se fija en 29,29 €/MWh. Y debido a las variaciones en los precios del mercado mayorista y así poder garantizar unos ingresos mínimos a las inversiones, se fija un “suelo” de 71,28 €/MWh y un “techo” de 84,94 €/MWh. Siempre durante los primeros 20 años, posteriormente la instalación se considera amortizada.

Según fijó este Real Decreto, era condición necesaria para acceder a este régimen económico, la inscripción definitiva de la instalación en el *Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial*, dependiente de cada Comunidad Autónoma. Con el límite de potencia de 20.155 MW, para acceder a la retribución.

Será la Comisión Nacional de la Energía⁷², quien informe del grado de avance en la cobertura de la potencia eólica, con inscripción definitiva. Y una vez alcanzado el 85% del objetivo de potencia se definirá, mediante Resolución, el plazo máximo durante el cual las instalaciones que obtengan su inscripción definitiva tendrán derecho al régimen económico del Real Decreto 661/2007, que en ningún caso será inferior a 1 año.

➤ **Real Decreto-ley 6/2009 de 30 de abril. Registro de pre-asignación**

Con el objetivo de conocer el calendario de implantación de las instalaciones proyectadas acogidas al régimen especial y de poder acceder al régimen económico establecido en el Real Decreto 661/2007, se creó el *Registro de Pre-asignación*. Para formar parte de él, las instalaciones debían facilitar información completa de las mismas, así como cumplir una serie de requisitos legales y reglamentarios⁷³.

En el Boletín Oficial del Estado⁷⁴, de 24 de noviembre de 2009, el Consejo de Ministros procedió a la ordenación de las instalaciones presentadas en el *Registro de Pre-asignación*, estableciendo las siguientes fases en la implantación: Fase 1 con 3.719 MW, en los años 2009 y 2010; Fase 2 con 5.419 MW para 2011 y Fase 3 para 2012, con el resto de potencia inscrita al

⁷² En adelante CNE

⁷³ Para detalle de los requisitos consultar Artículo 4, del RD-L 6/2009.

⁷⁴ En adelante BOE.

amparo de lo previsto en la disposición transitoria quinta del Real Decreto-ley 6/2009.

Las instalaciones inscritas en el *Registro de Pre-asignación*, deberán ser inscritas con posterioridad en el *Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial*. Y el régimen económico aprobado en el Real Decreto 661/2007 se agotará, cuando se cumpla el objetivo de 20.155 MW, fijado en el mismo. Estableciéndose mediante Real Decreto, un nuevo marco jurídico y económico.

➤ **Real Decreto 1614/2010 de 7 de diciembre**

Este Real Decreto anuncia un recorte del 35% de la *Prima* de referencia, en los parques eólicos instalados al amparo del Real Decreto 661/2007⁷⁵. Medida que será de aplicación hasta 1 de enero de 2013, momento a partir del cual los parques eólicos volverán a percibir los valores de las primas fijados en la Orden ITC/3519/2009. Así mismo, las revisiones futuras de *Tarifas y Primas* no afectarán a las instalaciones inscritas en el *Registro Administrativo de Instalaciones de Producción en Régimen Especial*, ni a las que hubieran resultado inscritas en el *Registro de Pre-asignación*. Pero limita a 2.589 horas al año el pago de la *Prima*, en los años en que la media nacional supere las 2.350 horas.

A pesar de garantizar que los parques eólicos volverán a percibir los niveles de diciembre de 2010 y de eliminar el riesgo de una revisión retroactiva de las *Primas*, dentro del sector eólico se empieza a vislumbrar una incertidumbre regulatoria. (Espejo y García, 2012)

➤ **Plan de energías renovables 2011-2020**

En 11 de noviembre de 2011 el Consejo de Ministros aprobó, acorde a los objetivos fijados en la Directiva 2009/28/CE, el presente Plan que sustituye al PER 2005-2010. Propone como objetivo obligatorio mínimo que las energías renovables representen en 2020 un 20,8% del consumo final bruto de energía en España. En cuanto a energía eólica se refiere para el horizonte temporal de 2020 se prevé una potencia instalada de 35.000 MW, con una producción de 71.640 GWh.

➤ **Medidas legislativas del año 2012**

Viendo a confirmar las sospechas dentro del sector eólico, en enero de 2012 se aprobó el Real Decreto-ley 1/2012, con motivo según el legislador, de controlar el problema del déficit tarifario. En el mismo, se suspenden los incentivos económicos a la instalación de nuevas plantas de producción de energía eléctrica por medio de FER. Y además, se suspende indefinidamente los procedimientos de inscripción en el *Registro de Pre-asignación* de retribución, previstos en el Real Decreto-ley 6/2009.

⁷⁵ La medida afecta al 25% de la potencia instalada hasta entonces. (La energía eólica en la producción de electricidad en España, 2012)

Posteriormente se adoptó la Ley 15/2012, que incluye la creación de nuevos impuestos para el sector eléctrico con fines recaudatorios. Estableciéndose un impuesto del 7%, que grava la actividad de generación e incorporación de la energía al sistema eléctrico.

➤ **Real Decreto-ley 9/2013 de 14 de julio y nueva Ley 24/2013**

En julio de 2013 se publicó el Real Decreto-ley 9/2013, derogando el régimen económico del Real Decreto 661/2007 y el Artículo 4 del Real Decreto-ley 6/2009, dónde se establecen los requisitos para la inscripción en el *Registro de Pre-asignación*.

Desparece el régimen especial, bajo el que se realizaron las inversiones. Aplicándose con efecto retroactivo, a la vida útil de las instalaciones existentes y a las nuevas. Y se pretende compensar con un complemento a la inversión, basado en una rentabilidad razonable al criterio del legislador, ligado a las Obligaciones del Tesoro a diez años incrementada en 300 puntos básicos.

Sin embargo desde la entrada en vigor, 14 de julio de 2013, hasta la publicación de las disposiciones necesarias para la plena aplicación del nuevo régimen retributivo, se abonará con carácter de pago a cuenta, los conceptos liquidables devengados según lo establecido en el Real Decreto 661/2007. Es decir, en julio de 2013 a las empresas se les planteó la problemática, de cobrar los incentivos a cuenta sin saber si tendrían que devolverlos o no, cerrando el ejercicio contable sin conocer cuáles eran sus ingresos reales.

El sustento normativo se produjo con la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013, de 26 de diciembre, que viene a confirmar las medidas aprobadas por el Real Decreto-ley 9/2013:

- Las instalaciones eólicas participarán en el mercado mayorista y recibirán el precio fijado en el mismo complementado por unidad de potencia instalada, si los costes de inversión no pueden ser recuperados por la venta de energía. Considerando para ello, una instalación tipo a lo largo de su vida útil regulatoria⁷⁶, con los siguientes parámetros:
 - Ingresos estándar por la venta de la energía generada, valorada al precio del mercado de producción.
 - Costes estándar de la instalación necesarios para realizar la actividad
 - Valor estándar de la inversión inicial.
 - Una rentabilidad razonable sobre el conjunto del proyecto, para una “empresa eficiente y bien gestionada”.

⁷⁶ El Artículo 14 de la Ley 24/2013 establece la vida útil regulatoria para la Eólica en 20 años.

- Las condiciones fijadas en esta Ley serán invariables⁷⁷ durante el primer periodo regulatorio, que finaliza el 31 de diciembre de 2019. Posteriormente se establecerán periodos regulatorios sucesivos cada 6 años, dónde se podrán modificar todos los parámetros, excepto la vida útil y el valor estándar de la inversión inicial.
- Excepcionalmente, se podrán establecer regímenes retributivos específicos para fomentar la producción a partir de FER. Si fueran necesarios para cumplir objetivos obligatorios de la Unión Europea o supongan una reducción del coste energético y de la dependencia energética del exterior.

➤ **Real Decreto 413/2014 de 6 de junio**

El presente Real Decreto desarrolla los términos integrados en la Ley 24/2013, desarrollando una línea de continuidad a la misma:

- Desaparece el régimen especial y los incentivos dejan de ser a la generación, pasando a ser a la inversión. Siendo estos incentivos de carácter retroactivo, al no aplicarse a las inversiones nuevas sino a toda la vida útil de las instalaciones existentes
- Deja sin retribución toda potencia instalada antes de 2004⁷⁸.
- Para la retribución específica se considera una instalación tipo, ingresos por la venta de energía generada valorada a precios del mercado de producción⁷⁹, costes de explotación medios necesarios para realizar la actividad y el valor de la inversión inicial de una instalación tipo⁸⁰.
- La rentabilidad razonable se calcula como el rendimiento medio en el mercado secundario de los diez años anteriores a la entrada en vigor del Real Decreto-ley 9/2013 (julio 2003 a junio 2013), de las Obligaciones del Estado, que es del 4,438%, que sumados los 300 puntos básicos, otorga una rentabilidad del 7,398%.

2.5 Energía Eólica en España

2.5.1 Régimen de vientos

Como vimos anteriormente, la producción, velocidad y dirección del viento depende de factores como la temperatura, relieve, clima, etc. España por su situación geográfica dispone de variables geográficas, que hacen que

⁷⁷ Existe posibilidad de revisarse a los 3 años, si así lo decide el legislador.

⁷⁸ La medida afecta al 25% de la potencia instalada. (Polo, 2014)

⁷⁹ El precio del mercado se estima para 2014 en 48,21 €/MWh, para 2015 en 49,52 €/MWh, para 2016 en 49,75 €/MWh y a partir de 2017 se estima en 52 €/MWh. (Reflexión sobre los parámetros aplicados a la eólica en la Reforma Energética, 2014)

⁸⁰ Para más detalle consultar RD 413/2014 Título IV.

las condiciones que debe cumplir el viento para su utilización eficaz (continuidad, estabilidad, velocidad, etc.), se den en las siguientes zonas geográficas:

- Litoral cantábrico y costa gallega, entre la Ría de Arosa y la Estaca de Bares.
- Valle del Ebro, fundamentalmente alrededor de Zaragoza.
- Castilla y León en la franja extendida entre las provincias de Soria y noroeste de Salamanca.
- Castilla La Mancha, principalmente provincia de Albacete.
- Litoral mediterráneo, desde Gerona hasta Almería
- Y las bahías de Algeciras y Cádiz.

(Espejo y García, 2012)

Influenciando en parte en la potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas, encabezadas por Castilla y León, Castilla La Mancha, Andalucía, Aragón, Galicia y Aragón con 5.560 MW, 3.806 MW, 3.337,63 MW, 3.328,10 MW y 1.893,30 MW, respectivamente.

2.5.2 Evolución potencia eólica instalada

En España la aparición de la energía eólica con fines eléctricos comenzó en 1978 en Tarifa (Cádiz), con la instalación de un prototipo de 100 kW de potencia (Espejo, 2004). Pero no es hasta 1997, con la entrada en vigor de la Ley 54/1997, el *régimen especial* y su continuidad regulatoria favorable, cuando realmente se produce un despegue de la energía eólica para la producción de electricidad. Durante la primera década del siglo XXI, se produce el crecimiento y estabilización de esta fuente dentro del panorama eléctrico nacional, pasando de los 1.022 MW en 1999 a los 18.723 MW en 2009, tal y como podemos observar en el gráfico 2.1. Hasta situar en 2008 a España, en el tercer país del mundo en cuanto a potencia eólica instalada, sólo superado por Estados Unidos y Alemania⁸¹. Dentro de este despegue, los años con instalación especialmente alta son 2004, 2007 y 2009. Coincidiendo con los cambios regulatorios Real Decreto 436/2004, Real Decreto 661/2007 y Real Decreto-ley 6/2009.

Así en el año 2009, se produce el mayor crecimiento interanual de potencia eólica instalada con 2.751 MW, lo que suponía un crecimiento de 17,07% respecto al cierre del año anterior. Crecimiento provocado por la inestabilidad regulatoria establecida a partir de la publicación del Real Decreto 6/2009, creando el *Registro de Pre-asignación* y provocando una aceleración por parte de los promotores en cuanto a sus proyectos a instalar.

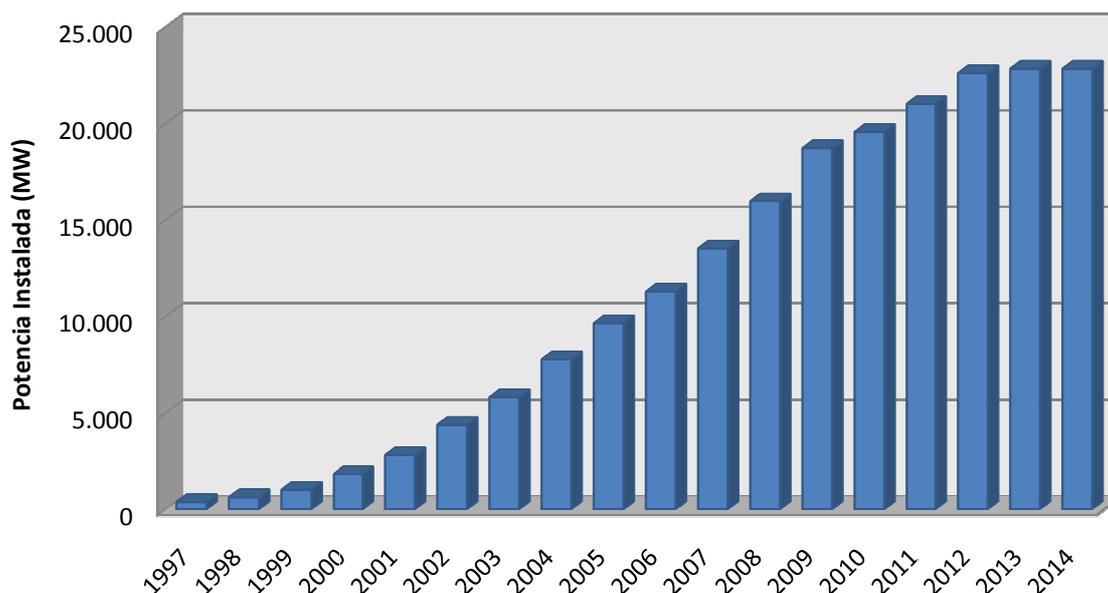
⁸¹ (Asociación Empresarial Eólica, 2009)

A partir del año 2011, pese a que se instalaron 1.460 nuevos MW, alcanzando una potencia total de 21.175 MW, lo que suponía cumplir los objetivos establecidos en el PER 2005-2010. Se comienza a ver una desaceleración en el ritmo de crecimiento en la instalación de nueva potencia eólica, que viene a reflejar la incertidumbre regulatoria en el sector, al publicarse el Real Decreto 1614/2010.

Incertidumbre no reflejada en el año 2012, donde la potencia instalada creció 1.591 MW, debido a ser el año que cubría la última fase de la potencia inscrita en el *Registro de Pre-asignación*. Pero claramente reflejada en el año 2013 con 236 MW instalados, lo que suponía los últimos cupos del *Registro de Pre-asignación*, y en el año 2014, sin incidencia en cuanto a nueva potencia instalada. Reflejo de las medidas regulatorias tomadas en los años 2012, 2013 y 2014, analizadas con anterioridad.

Gráfico 2.1 “Evolución potencia eólica instalada en España en el periodo 1997-2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados “Series estadísticas del sistema eléctrico español” en (Red Eléctrica de España, 2015)

Evolución potencia eólica instalada 1997 - 2014



En cuanto a la promoción y producción, como podemos observar en la tabla 2.1, existe un número significativo de empresas que operan. Pero entre Iberdrola y Acciona Energía, controlan casi la mitad de la potencia eólica instalada. Se trata de un sector que requiere maquinaria y personal de alta cualificación, que conlleva una alta productividad, pero por el contrario ocupa poco nivel de empleo. (Campos, 2011)

REPARTO DE PROMOTORES DE LA POTENCIA EÓLICA INSTALADA		
Promotor	Potencia acumulada (MW)	% Cuota de mercado sobre acumulado
Iberdrola	5.513,07	24,01%
Acciona Energía	4.267,82	18,59%
EDPR	2.099,15	9,14%
Enel Green Power	1.491,55	6,50%
Gas Natural F.	968	4,22%
Resto	8.662,41	37,54%

Tabla 2.1 “Reparto de la potencia eólica instalada por promotores”. Fuente: Elaboración propia a partir de informe publicado por la Asociación Empresarial Eólica. Anuario Eólica 14” (Asociación Empresarial Eólica, 2014)

2.5.3 Generación eólica

En la tabla 2.2 podemos observar en cifras, la evolución de la potencia instalada, comentada en el punto anterior. Mencionando que debido al carácter específico de la energía eólica, la cual posee una producción variable al depender del viento, observamos que la cuota eólica en la producción es menor a la que corresponde en cuanto a capacidad instalada. (Campos, 2011)

DATOS POTENCIA INSTALADA Y ELECTRICIDAD PRODUCIDA 2000 - 2014			
Año	Potencia (MW)	Producción (GWh)	% de cobertura de la demanda
2000	1.829	4.462	2,28%
2001	2.817	6.594	3,19%
2002	4.391	9.259	4,34%
2003	5.816	11.720	5,11%
2004	7.777	15.754	6,46%
2005	9.654	20.858	8,21%
2006	11.420	22.881	8,68%
2007	13.668	27.612	9,58%
2008	16.118	32.160	10,86%
2009	18.869	38.253	13,66%
2010	19.715	43.545	15,09%
2011	21.175	42.465	15,17%
2012	22.766	48.508	17,12%
2013	23.002	54.713	19,98%
2014	23.002	51.026	19,12%

Tabla 2.2 “Evolución anual de la potencia instalada y electricidad producida en España 2000 - 2014”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados “Series estadísticas del sistema eléctrico español en (Red Eléctrica de España, 2015)

Así mismo podemos ver el crecimiento en la generación anual, hasta alcanzar el record de producción eólica en el año 2013 con 54.713 GWh, situándose como primera fuente en cobertura de la demanda junto con la nuclear, con un 21%. Anualmente se han venido superando los máximos históricos, que en cuanto a potencia instantánea se produjo el pasado 29 de enero de 2015 a las 19:27 horas, con 17.553 MW y el mayor porcentaje de cobertura de la demanda instantánea, producido el 25 de diciembre de 2013 a

las 2:56 horas con un 68,40% de la demanda cubierta por esta energía. (Europapress, 2015)

Por el contrario observamos que estamos lejos de alcanzar los objetivos propuestos en el PANER 2011-2020, que se fijaban en 35.000 MW instalados de potencia eólica terrestre y una producción de 71.640 GWh.

Capítulo 3

Análisis Económico Financiero de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.

Analizado el Sistema Eléctrico Español, y posteriormente centrándonos en la energía eléctrica eólica, su desarrollo y evolución en España. Como continuación del trabajo, procederemos a realizar un análisis económico-financiero de la empresa Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.⁸², situada en la provincia de Soria. Con el objeto de conocer cuál es la situación en la que ha quedado una empresa de promoción, mantenimiento y explotación de parques eólicos. Así como analizar las causas que han llevado a que durante el ejercicio 2014, no haya habido incidencia en cuanto a nueva potencia eólica instalada en España. El citado análisis lo realizaremos a través del estudio de las cuentas anuales de los ejercicios 2011, 2012 y 2013

Antes de comenzar el análisis de los estados contables, conviene realizar una serie de anotaciones acerca de la empresa a analizar, describir los parques eólicos en explotación y la regulación a la que se ha acogido a lo largo de la serie analizada. Así como composición accionarial, ubicación y actividades.

3.1 CETASA: origen, actividad y regulación

3.1.1 Origen y actividad

CETASA nace por la iniciativa de Endesa, Caja Rural de Soria y Caja Rural de Navarra. Con el propósito de aprovechar el potencial eólico de la comarca de Tierras Altas, en la provincia de Soria. Su constitución se produce el 25 de marzo de 1997 en Madrid, situándose su domicilio social en San Pedro Manrique, calle La Cosa número 7, provincia de Soria.

Su objeto social se define en el artículo 2º de los Estatutos, de la siguiente manera:

“ La Sociedad tiene por objeto: promoción, mantenimiento y explotación de los Parques Eólicos, así como fomentar y participar en actividades de desarrollo y producción de energías de todo tipo en el mundo rural, mediante la explotación y aprovechamiento de los recursos naturales”

CETASA cuenta en la actualidad con cuatro parques eólicos en explotación, con un total de 99 MW de potencia instalada, distribuida de la siguiente manera:

- *“Parque Eólico de Oncala”* compuesto por 33 aerogeneradores Neg Micon, modelo NM 750/48 de 750 kW de potencia unitaria, con una potencia nominal total de 24,75 MW. La autorización de puesta en marcha del parque eólico por parte de la Junta de Castilla y León se produjo en diciembre de 2001.
- *“Parque Eólico de Magaña”* compuesto por 33 aerogeneradores Neg Micon, modelo Multi-Power 52 de 750 kW de potencia unitaria, con una potencia nominal total de 24,75 MW. La

⁸² En adelante CETASA

autorización de puesta en marcha del parque eólico por parte de la Junta de Castilla y León se produjo en julio de 2002.

- “Parque Eólico de Castilfrío” compuesto por 33 aerogeneradores Made, modelo AE52 de 750 kW de potencia unitaria, con una potencia nominal total de 24,75 MW. La autorización de puesta en marcha del parque eólico por parte de la Junta de Castilla y León se produjo en agosto de 2003.
- “Parque Eólico de El Cayo” compuesto por 33 aerogeneradores Made, modelo AE52 de 750 kW de potencia unitaria, con una potencia nominal total de 24,75 MW. La autorización de puesta en marcha del parque eólico por parte de la Junta de Castilla y León se produjo en agosto de 2005.

Su actividad consiste en la generación de energía eléctrica en régimen especial. Y ninguna de sus explotaciones supera los 25 MW, con el fin de poder acogerse a los incentivos económicos del Real Decreto 2818/1998.

La producción eólica de las explotaciones ha sido la siguiente:

DATOS PRODUCCIÓN PARQUES EOLICOS CETASA 2011 - 2013						
Parques	2011		2012		2013	
	Producción (MWh)	Horas equivalentes	Producción (MWh)	Horas equivalentes	Producción (MWh)	Horas equivalentes
Oncala	51.176	2.067,63	62.714	2.533,93	66.310	2.679,20
Magaña	56.807	2.295,10	69.614	2.812,69	73.846	2.983,69
Castilfrío	60.573	2.447,26	74.229	2.999,17	78.511	3.172,16
El Cayo	58.957	2.381,93	72.247	2.919,08	72.422	2.926,18
TOTAL	227.513	9.191,92	278.805	11.264,87	291.090	11.761,23

Tabla 3.1 “Evolución anual de la producción y horas equivalentes en CETASA 2011 - 2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados cuentas anuales de CETASA ejercicios 2012 y 2013.

3.1.2 Evolución regulación sectorial

Las instalaciones anteriormente descritas, se acogieron en junio de 2005 al Real Decreto 436/2004 de 12 de marzo, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones acogidas al régimen especial. En la modalidad establecida en el artículo 22.1.b del citado Real Decreto, en el que el titular de la instalación procede a la venta de la energía libremente en el mercado, a través del sistema de ofertas gestionado por el operador de mercado. El precio de venta de la electricidad será el precio que resulte en el mercado organizado o el precio libremente negociado por el titular, complementado por un *Incentivo* y, en su caso, por una *Prima*.

El 25 de mayo de 2007 fue promulgado el Real Decreto 661/2007 para regular la actividad de producción de energía en régimen especial, derogando al Real Decreto 436/2004. En el mismo se modifica la retribución de la energía producida por instalaciones abastecidas por FER, eliminando el *Incentivo* por participar en el mercado del Real Decreto 436/2004, estableciendo una *Prima* de referencia y fijando unos ingresos mínimos y máximos (“*suelo*” y “*techo*”),

que garanticen unos ingresos mínimos a las instalaciones, durante los primeros 20 años.

Así mismo, se establece un periodo transitorio⁸³, para aquellas sociedades que lo solicitaran, de permanencia en el sistema fijado en el Real Decreto 436/2004 hasta el cierre del ejercicio 2012, como fue el caso de CETASA.

Durante el año 2012 se suceden varias medidas. Primero, el 27 de enero de 2012 se publicaba el Real Decreto-ley 1/2012, por el que se suspendían los incentivos económicos para nuevas instalaciones que no estuvieran inscritas en el *Registro de Pre-asignación*, con anterioridad a esa fecha. Y a finales de año, se publicaba la Ley 15/2012, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, que establecía un impuesto del 7% sobre el valor de la energía eléctrica producida, para todos los tipos de tecnología de generación, y por lo tanto afectando a CETASA.

El 1 de febrero de 2013 se publica el Real Decreto-ley 2/2013, en el que se imponían primas de cero euros a las instalaciones del régimen especial que optaran por acudir a la opción de venta a pool más *Prima* del Real Decreto 661/2007, artículo 24.1. Mientras que las que permanezcan en *Tarifa Regulada*, deberán mantenerse durante toda su vida útil, estableciéndose un nuevo IPC "*subyacente*"⁸⁴ para la revisión de dicha tarifa. CETASA y sus cuatro instalaciones se acogieron a la opción de *Tarifa Regulada* para todo el ejercicio 2013, cambiando así de modalidad de retribución, y estableciéndose el precio de venta en 81,247 €/MWh para esta tecnología, lo que supuso una reducción del 7% con respecto al precio medio del ejercicio 2012.

El 14 de julio de 2013 entró en vigor el Real Decreto-ley 9/2013, derogando el Real Decreto 661/2007. Por el que se eliminan todos los incentivos económicos sobre las energías del denominado régimen especial y se informa que se realizará una nueva norma que garantice una rentabilidad antes de impuestos⁸⁵, calculada respecto de determinados parámetros de inversión y explotación. Hasta la entrada en vigor de esta nueva norma, el sistema retribuirá a estas instalaciones con carácter de pago a cuenta, conforme a los conceptos liquidables establecidos en el Real Decreto 661/2007.

CETASA basándose en el informe 18/2013 de 4 de septiembre de 2013, elaborado por la Comisión Nacional de Energía⁸⁶ a petición del Ministerio, sobre el Real Decreto 9/2013. Decide que la opción más razonable supone, asumir la pérdida de la prima a partir del 14 de julio de 2013, a falta de conocer los términos exactos de los parámetros de cálculo de inversión y explotación de

⁸³ Disposición transitoria primera, del RD 661/2007. Aquellas instalaciones que eligiesen la opción b) del artículo 22.1, podrán mantener los valores de las primas e incentivos establecidos en el RD 436/2004, en lugar de los dispuestos en este RD, hasta el 31 de diciembre de 2012.

⁸⁴ Artículo 1, del RD-L 2/2013. Sustitución de la revisión según IPC a impuestos constantes sin alimentos no elaborados ni productos energéticos.

⁸⁵ Fijada en el RD 413/2014 en un 7,398%.

⁸⁶ En adelante CNE

estas instalaciones. Quedando el precio medio anual para el ejercicio 2013 en 67,31 €/MWh, en lugar de los 81,247 €/MWh previstos

El 26 de diciembre de 2013 se aprueba la nueva Ley del Sistema Eléctrico 24/2013, que viene a confirmar lo expuesto en el Real Decreto-ley 9/2013, eliminando el régimen especial y la prioridad de acceso a la red de nuestras instalaciones, manteniendo sólo esa prioridad a igualdad de oferta en el pool.

3.2 Análisis de los estados financieros de CETASA

Hemos visto la actividad a la que se dedica fundamentalmente la empresa objeto de nuestro análisis, la composición de sus explotaciones y la evolución legislativa de su actividad, observando una progresiva reducción en cuanto a apoyo público se refiere. A partir de este momento, procederemos a conocer la salud económico-financiera de la que goza CETASA, determinando sus fortalezas y debilidades, a través del análisis de sus cuentas anuales.

3.2.1 Estructura de los estados financieros

Las cuentas anuales se tratan de los documentos que elabora la empresa para dar a conocer su situación económico-financiera y sirven de instrumento para poder analizar los cambios experimentados en un periodo determinado, fruto de su actividad.

Según el artículo 254, del texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital, deben ser redactados con claridad, mostrar la imagen fiel del patrimonio, de la situación financiera y de los resultados de la sociedad. Y los documentos que las empresas tienen la obligación de presentar son:

- Balance de Situación
- Cuenta de Pérdidas y Ganancias
- Estado de Cambios en el Patrimonio Neto
- Estado de Flujos de Efectivo
- Memoria

CETASA comienza sus ejercicios el 1 de enero y finalizan el 31 de diciembre. Elaborando las cuentas anuales de acuerdo en lo establecido en la Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea y en el Plan General de Contabilidad aprobado por el Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre, y las modificaciones incorporadas a este mediante el Real Decreto 1159/2010, y en lo que no se oponga a lo anterior, por el Real Decreto 437/1998 de 20 de marzo, por el que se aprobaron las normas de adaptación del Sector Eléctrico.

3.2.2 Balance de situación

El balance de situación es un estado contable de naturaleza estática que refleja la situación económica-financiera de la compañía en un momento concreto. Y su análisis nos va a permitir conocer la relación patrimonial de la que dispone la empresa para ejercer su actividad y los importes monetarios que informan de las formas que tiene la empresa para financiar su estructura económica. (Archel Domench, 2003)

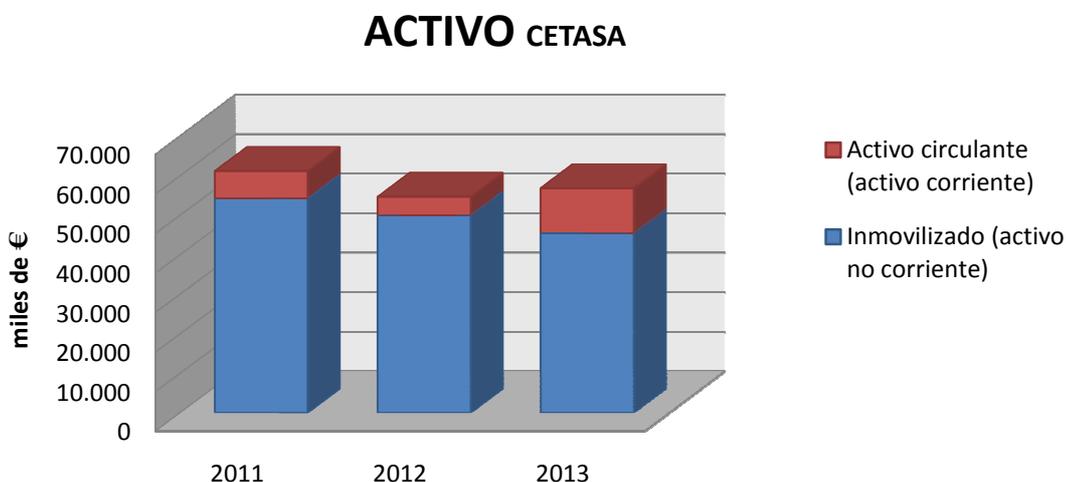
Está compuesto por dos partes: la estructura económica o activo y la estructura financiera o pasivo. Partes que hacen referencia a una misma realidad con importe coincidente y que procedemos a analizar detalladamente.

➤ Análisis del activo

La estructura económica o activo está compuesta por los bienes, derechos y otros recursos controlados económicamente por la empresa, resultantes de sucesos pasados, de los que se espera que la empresa obtenga beneficios o rendimientos económicos en el futuro. (Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, 2015)

Dentro del mismo se divide en activo no corriente, también denominado activo fijo o inmovilizado, y en activo corriente o circulante.

Gráfico 3.1 “Evolución activo de CETASA periodo 2011-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en cuentas anuales CETASA 2011-2013.



En la serie analizada el importe del activo no corriente es muy superior al del activo corriente, no observándose variaciones significativas a parte de la disminución del 7,95% entre los ejercicios 2011-2012 y del 8,99% entre los ejercicios 2012-2013. Fruto de las amortizaciones anuales acumuladas que se realizan de forma lineal desde el momento que están disponibles para su puesta en funcionamiento, y en su caso, el importe acumulado de las correcciones por deterioro.

Destaca dentro de este activo no corriente, la partida por importe de 41.729 miles de euros en el ejercicio 2013, correspondiente a “Instalaciones

técnicas de energía eléctrica y otros” en el inmovilizado material. Partida valorada por los costes de adquisición de las instalaciones, más los gastos financieros devengados antes de la puesta en funcionamiento de las mismas, cumpliendo con los requisitos para su capitalización, y menos la amortización acumulada, estimando una vida útil de 20 años. Se incluye dentro de esta partida 716 miles de euros⁸⁷, correspondiente a los costes de desmantelamiento de los parques eólicos, cuando los terrenos en los que se asienta no son propiedad de la sociedad o existe reglamentación que establece la necesidad de realizar alguna actuación al finalizar la vida útil.

Partidas de menor relevancia dentro del activo no corriente son:

- “Terrenos y construcciones” valoradas en 964 miles de euros en el ejercicio 2013 y amortizables durante 33 años, correspondientes a los terrenos adquiridos para la instalación de los parques eólicos e infraestructuras accesorias.
- “Inversiones financieras a largo plazo” por importe de 2.378 miles de euros en el ejercicio 2013. Importe indisponible, correspondiente a garantía suscrita según establecen los préstamos suscritos con Barclays Bank, para la financiación de los proyectos de Magaña, Castilfrío y El Cayo. Que obliga a CETASA a mantener un saldo del 50%, de los importes del principal más los intereses pagaderos en los siguientes 12 meses, hasta la cancelación de las deudas.

En cuanto al activo circulante se refiere, sufrió una caída del 32,10% durante los ejercicios 2011-2012, en cambio aumentó en el ejercicio 2013 un 143,62%, con respecto al ejercicio 2012, y un 65,42% respecto al ejercicio 2011. Lo cual ha sido debido a un aumento de las partidas a cobrar, fundamentalmente el saldo de clientes, que se corresponde con energía pendiente de cobro del OMIE y CNMC. Así como un incremento de la tesorería.

➤ **Análisis del pasivo**

La estructura financiera o pasivo son las obligaciones actuales surgidas como consecuencia de sucesos pasados, para cuya extinción la empresa espera desprenderse de recursos que puedan producir beneficios o rendimientos económicos en el futuro. A estos efectos, se entienden incluidas las provisiones. (Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, 2015)

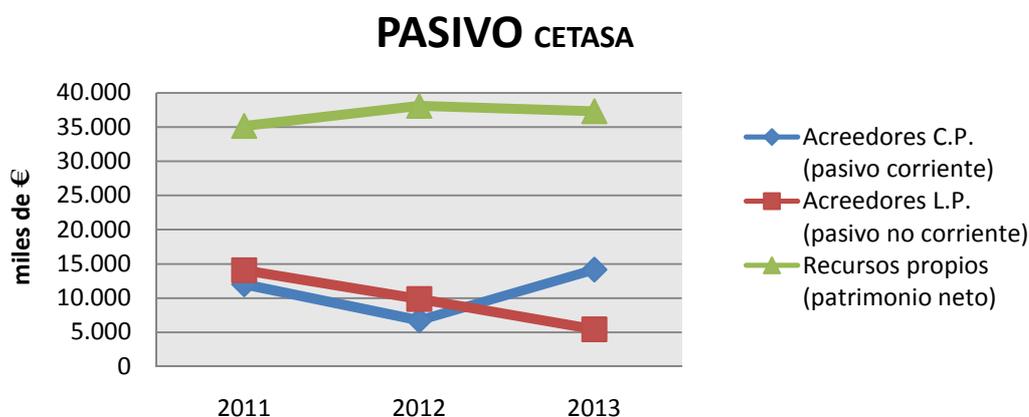
El pasivo no corriente⁸⁸, la entidad lo ha logrado disminuir hasta los 5.438 miles de euros, lo que supone un recorte del 61,31% respecto al ejercicio 2011. Obtenido merced a la reducción de la deuda bancaria a largo plazo. Tal y como aparece en la memoria, cada proyecto cuenta con financiación específica

⁸⁷ Memoria de “CETASA. Cuentas Anuales e Informe de Gestión correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013”. Importe calculado en 2008 y nos indica que mismo importe en 2012, en cambio en memoria de “CETASA. Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012” figura el importe de 923 miles de euros.

⁸⁸ Deudas con entidades de crédito, préstamos y resto de acreedores a largo plazo

realizada con Barclays Bank. Así en mayo de 2000, CETASA suscribió financiación del proyecto de Oncala por 19.833 miles de euros. En octubre y diciembre de 2002 se firmó la financiación para los parques eólicos de Magaña y Castilfrío por 16.800 y 16.650 miles de euros, respectivamente. Y en junio de 2004 se formalizó el correspondiente contrato de financiación para la construcción del parque eólico El Cayo por 17.600 miles de euros. La financiación de Oncala se canceló en el año 2011 y las restantes continúan en vigor a finales de 2013.

Gráfico 3.2 “Evolución pasivo de CETASA periodo 2011-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en cuentas anuales CETASA 2011-2013.



En cuanto al pasivo corriente⁸⁹, después de haber conseguido en el ejercicio 2012 su reducción hasta los 6.743 miles de euros, un 43,84% respecto del ejercicio 2011. En el ejercicio 2013 se incrementa por encima de los niveles de 2011, hasta situarse en los 14.145 miles de euros, debido fundamentalmente a dos acontecimientos ocurridos: como vimos en la evolución de la regulación sectorial, CETASA decidió que los importes de la prima percibidos por la energía entregada a partir del 14 de julio de 2013, serán muy probablemente reclamados para su devolución por parte de la CNMC, por lo que se decidió su registro en el pasivo corriente por 5.209 miles de euros, no pasando por la cuenta de pérdidas y ganancias. Además se recogen 2.000 miles de euros de dividendo aprobados en la Junta General de 20 de junio de 2013 y cuyo pago quedó pospuesto para el ejercicio 2014.

Dentro del pasivo corriente destacan también las deudas con las administraciones públicas en lo que se refiere a impuesto de sociedades, impuesto de producción de electricidad e impuesto autonómico medioambiental que grava a cada uno de los aerogeneradores.

El patrimonio neto lo constituye la parte residual de los activos de la empresa, una vez deducidos todos sus pasivos. Incluye las aportaciones realizadas, ya sea en el momento de su constitución o en otros posteriores, por

⁸⁹ Acreedores a corto plazo

sus socios o propietarios, que no tengan la consideración de pasivos, así como los resultados acumulados u otras variaciones que le afecten. (Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, 2015) El patrimonio neto de CETASA se ha mantenido constante en la serie analizada, simplemente variando debido a las dotaciones para reservas de libre disposición.

El capital social no ha sufrido variaciones y está compuesto por dos millones doscientas mil acciones de 6,01 € de valor nominal cada una, totalmente suscritas y desembolsadas. Y repartidas de la siguiente manera:

- Enel Green Power España, S.L.: 4.710.33 miles € (35,625%)
- Caja Rural de Soria S.Coop.Cto.: 4.710,33 miles € (35,625%)
- Caja Rural de Navarra S.Coop.Cto.: 3.140,22 miles € (23,750%)
- Autocartera⁹⁰: 661,10 miles € (5,000%)

En cuanto a la aplicación de resultados, según el Texto Refundido de la Ley de Sociedades de Capital, la sociedad debe destinar el 10% de los beneficios del ejercicio a la constitución de la reserva legal, hasta que esta alcance, al menos, el 20% del capital social, el cual ya estaba cubierto en 2011. Sólo podrán repartirse dividendos con cargo al beneficio del ejercicio, o a reservas de libre disposición, si el valor del patrimonio neto no es inferior al capital social, a consecuencia del reparto. CETASA ha venido dotando reservas voluntarias para poder afrontar posibles resultados negativos futuros. Así estas han sido de 1.825, 3.495 y 1.223 miles de euros, en los ejercicios 2011, 2012 y 2013 respectivamente.

CETASA ha repartido dividendos durante la serie analizada cuantificándose de la siguiente manera: 6.578 miles de euros en 2011, 6.000 miles de euros en 2012 y 4.000 miles de euros en 2013.

3.2.3 Cuenta de pérdidas y ganancias

La cuenta de pérdidas y ganancias es un documento contable de naturaleza dinámica, que explica el resultado obtenido por la sociedad en un periodo de referencia. El cual se obtendrá por la diferencia de dos magnitudes, ingresos y gastos, sujetas a un proceso de estimación, valoración e imputación. (Archel Domench, 2003)

➤ Análisis de los ingresos

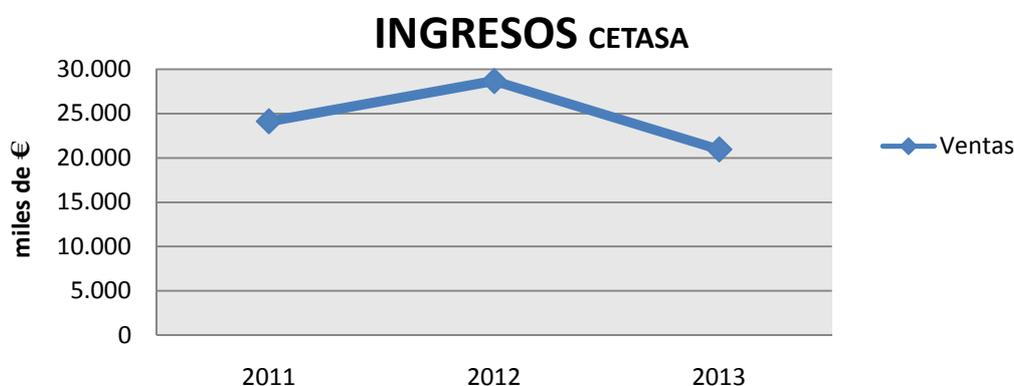
Se trata de incrementos en el patrimonio neto de la empresa durante el ejercicio, ya sea en forma de entradas o aumentos en el valor de los activos, o de disminución de los pasivos, siempre que no tengan su origen en aportaciones, monetarias o no, de los socios o propietarios. (Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, 2015)

⁹⁰ En junio de 2006 CETASA adquirió el 5% de sus propias acciones cuya titularidad ostentaba Vestas Eólica, S.A.U. al precio de 1.161 miles de euros.

Los ingresos por ventas corresponden exclusivamente a venta de energía. Como podemos observar en el gráfico 3.3, en el ejercicio 2012 se produjo un incremento cercano al 20% en las ventas, hasta situarse en 28.663 miles de euros. Causado por el aumento de un 23% respecto del ejercicio anterior en la producción eólica, y una reducción del 3% en los precios de casación de la electricidad.

En el ejercicio 2013 se produce una descenso de entorno al 27% en las ventas de energía, situándose en los 20.933 miles de euros, respecto al ejercicio anterior. Debido a la obligación de acudir a *Tarifa Regulada* y a la eliminación de las primas en el segundo semestre.

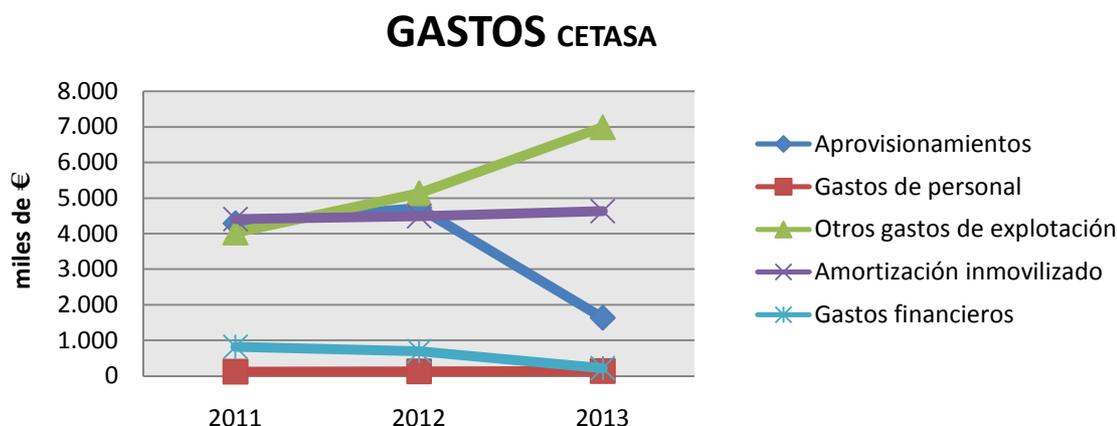
Gráfico 3.3 “Evolución ventas de CETASA periodo 2011-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en cuentas anuales CETASA 2011-2013.



➤ **Análisis de los gastos**

Son decrementos en el patrimonio neto de la empresa durante el ejercicio, ya sea en forma de salidas o disminuciones en el valor de los activos, o de reconocimiento o aumento del valor de los pasivos, siempre que no tengan su origen en distribuciones, monetarias o no, a los socios o propietarios, en su condición de tales. (Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, 2015)

Gráfico 3.4 “Evolución gastos de CETASA periodo 2011-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en cuentas anuales CETASA 2011-2013.



Analizando los gastos, observamos que una de las partidas importantes es aprovisionamientos, que comprende el consumo de energía de la red por parte de las instalaciones y las compras de energía imputadas por el Operador del Sistema Eléctrico, en su sistema de liquidación por saldos netos de entregas y adquisiciones. La compañía contabilizó en el ejercicio 2012, 4.359 miles de euros, lo que suponía un incremento del 20% respecto al ejercicio 2011, debido al incremento de la producción del 23% y una reducción del 3% en los precios de casación de la electricidad. En cambio, en el ejercicio 2013 se produce un descenso brusco del gasto en aprovisionamientos, hasta los 1.341 miles de euros, motivado por el descenso de la producción, debido al efecto negativo que supuso no contar con la prima.

Los gastos de personal se mantienen constantes durante toda la serie, al disponer de solamente 3 personas contratadas, subcontratando el resto de servicios.

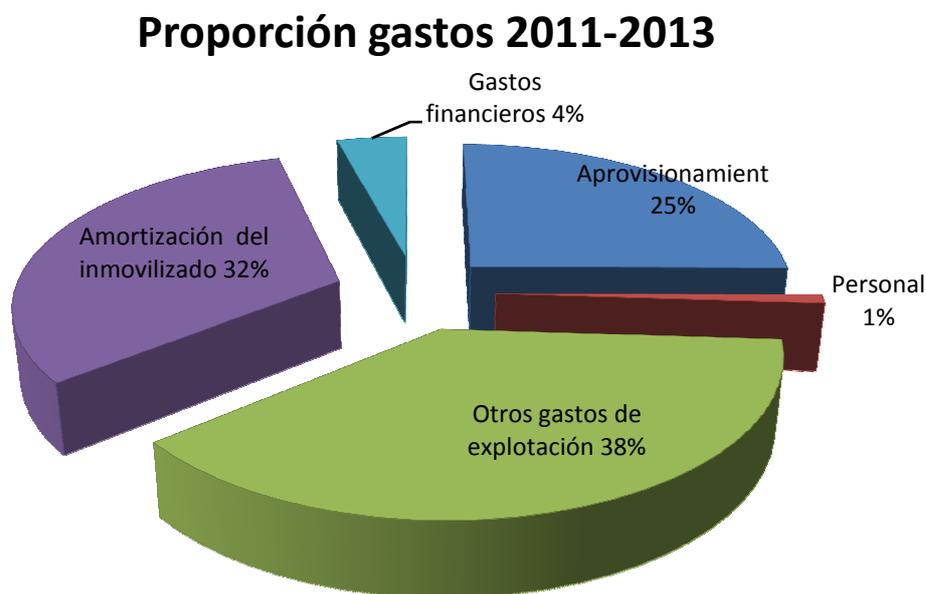
Los gastos de explotación, son otra de las partidas importantes, y comprenden: operación, mantenimiento y reacondicionamiento de las instalaciones; los seguros contratados; los gastos derivados del derecho de uso de los terrenos en los que se encuentran ubicados los parques; la gestión técnica y financiera de las explotaciones; y los gastos bancarios y tributos locales. En el año 2012 los gastos de explotación han ascendido a 5.134 miles de euros, lo que supone un incremento del 27,36% respecto del ejercicio 2011, debido al incremento de los costes de operación, mantenimiento y reacondicionamiento de las instalaciones, asociados a una mayor producción. Igualmente en el año 2013 se produce una escalada de un 36% de estos costes, asociada al nuevo tributo aparecido a finales de 2012, gravando la producción de energía eléctrica.

Las dotaciones para amortización del inmovilizado, también representan un gasto importante, si bien se han mantenido constantes a lo largo de la serie analizada.

En cuanto a los gastos financieros, se ha reducido notablemente en el ejercicio 2013 un 64,56%, hasta situarlos en 219 miles de euros. Fruto de la reducción de las deudas a largo plazo con entidades de crédito.

El gráfico 3.5 viene a reflejar, que el peso de los gastos recae sobre el consumo de energía y compra de energía atribuida por el Operador del Mercado; gastos de explotación y tributos; y la amortización del inmovilizado. Destacando la escasa importancia de los gastos de personal, así como los gastos financieros, consecuencia de la disminución de la financiación ajena y la disponibilidad de fondos propios.

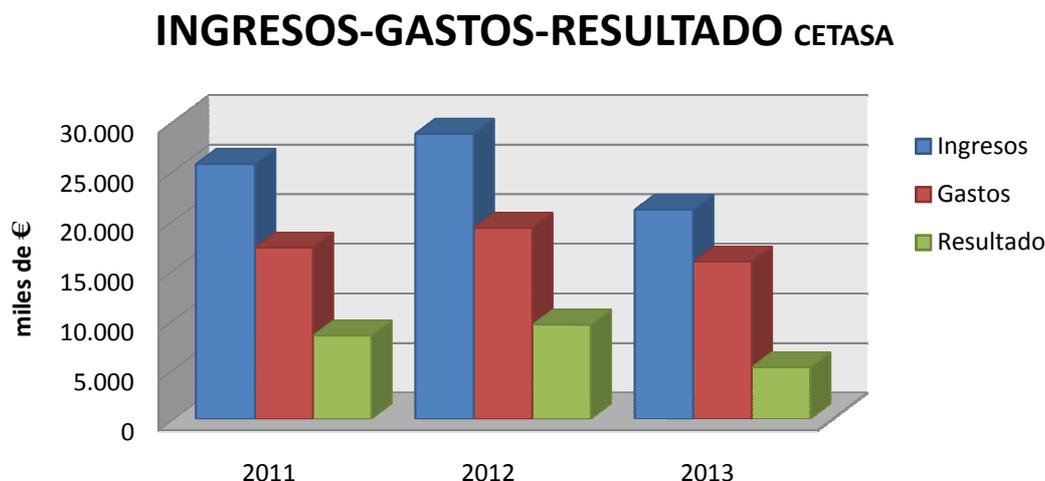
Gráfico 3.5 “Proporción de gastos CETASA periodo 2011-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en cuentas anuales CETASA 2011-2013.



➤ **Análisis de la cuenta de resultados**

Terminaremos el análisis de la cuenta de pérdidas y ganancias, viendo la evolución de ingresos, gastos y consecuentemente del resultado, durante los tres ejercicios analizados.

Gráfico 3.6 “Evolución de ingresos, gastos y resultados de CETASA periodo 2011-2013”. Fuente: Elaboración propia a partir de datos publicados en cuentas anuales CETASA 2011-2013.



Tal y como podemos observar en el gráfico 3.6, el volumen de gasto se ha mantenido constante, incrementándose ligeramente durante el ejercicio 2013, asociado a un incremento de la producción y por lo tanto un incremento proporcional de los gastos de aprovisionamiento y de explotación. En cambio, manteniéndose el nivel de gasto en 2013 en niveles de 2012, pese a la notable disminución de las ventas, debido al incremento de los gastos de explotación por la aparición de un nuevo impuesto.

Cabe destacar en cuanto a la partida de resultado, una reducción en el ejercicio 2013 de 4.271 miles de euros, motivado por dos factores. En primer lugar, la finalización en 2012 del periodo transitorio previsto en el Real Decreto 661/2007, por el que se mantenía el sistema retributivo de mercado previsto en el Real Decreto 436/2004; y la obligación a que durante el ejercicio 2013, CETASA permaneciera en la modalidad de *Tarifa Regulada*, con la consiguiente disminución del precio medio en torno al 7%. En segundo lugar por el impuesto a la generación del 7%, introducido en la Ley 15/2012.

3.2.4 El Estado de flujos de efectivo

Informa sobre el origen y la utilización de los activos monetarios representativos de efectivo y otros activos líquidos equivalentes, clasificando los movimientos por actividades e indicando la variación neta de dicha magnitud en el ejercicio. (Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas, 2015)

Los movimientos se agrupan en tres apartados, los cuales procederemos a analizar a continuación:

En primer lugar tenemos las actividades de explotación que nos da valores positivos en la serie analizada, provocado por los resultados positivos de los ejercicios 2011, 2012 y 2013.

En segundo lugar, en cuanto a las actividades de inversión observamos la moderación en cuanto a inversiones realizadas durante la serie analizada. Destacamos el ejercicio 2011 con un valor de la partida de desinversiones de 1.036 miles de euros, mucho mayor que las inversiones.

Por último, las actividades de financiación nos da valores negativos en los años 2011, 2012 y 2013. Debido a las amortizaciones de las deudas financieras y al reparto de dividendos.

Del análisis de los 3 apartados, observamos el crecimiento en el efectivo generado por CETASA, producido por una contención en el reparto de dividendo en el ejercicio 2013, que ayudará a mejorar la imagen frente a terceros en cuanto a generar efectivo.

3.3 Análisis de la liquidez, la solvencia y la rentabilidad de CETASA

Una vez vistos los principales elementos de los estados contables, a continuación procederemos a analizar la situación actual de la sociedad, a través del análisis de las variables consideradas clave en toda sociedad: liquidez, solvencia y rentabilidad. Las cuales nos proporcionen información cuantitativa, dirigida a orientar la toma de decisiones futuras.

3.3.1 Análisis de la liquidez

Toda empresa debe conocer la capacidad que tiene para hacer frente a todo tipo de pagos provocados por sus deudas (intereses y principal) tanto en el corto como en el largo plazo. El análisis de este riesgo en el corto plazo, nos lleva a conocer es estado de liquidez de la compañía. (Archel Domench, 2003)

Para el análisis de la misma utilizaremos las siguientes técnicas:

➤ Fondo de maniobra

Lo podemos definir como los recursos de largo plazo que una empresa tiene para financiar las necesidades operativas de corto plazo, una vez financiado su inmovilizado o activo fijo. (Bernstein Leopold, 1993)

Fondo de maniobra = Recursos propios + Pasivo no corriente – Inmovilizado

Fondo de maniobra = Activo circulante – Pasivo circulante

Para su cálculo se utiliza, el pasivo no corriente y los recursos propios y restamos el activo fijo o inmovilizado. Un valor positivo nos indicará gran solidez para afrontar deudas, y un resultado negativo falta de liquidez a corto plazo, o lo que es lo mismo, que además del activo circulante hay parte del activo fijo o inmovilizado que está financiado con recursos a corto plazo.

Fondo de maniobra 2011 = (5.149) miles de euros

Fondo de maniobra 2012 = (2.087) miles de euros

Fondo de maniobra 2013 = (2.802) miles de euros

Como vemos a lo largo de la serie analizada, el fondo de maniobra es negativo, aunque la tendencia es acercarse a valores positivos, pudiéndonos haber encontrado con tensiones de liquidez en el corto plazo. Si bien en ningún momento, ha superado el 10% de porcentaje negativo sobre el total del activo, pudiéndose considerar una situación normal, fruto de las abultadas operaciones de compra iniciales y política de reparto de dividendos. Además de demostrar una situación clara, en la que nuestro pasivo circulante, financia los activos circulantes y parte del inmovilizado.

➤ **Análisis de la liquidez por medio de ratios**

Uno de los problemas de analizar la liquidez de la empresa basándonos en el valor adoptado por el capital circulante, es que al ser analizado en términos absolutos, puede que no nos permita alcanzar conclusión alguna. En cambio, si en lugar de calcular la diferencia, se usa el cociente, nos permitirá relativizar las cantidades, poniendo en comparación dos magnitudes y así poder profundizar en el análisis del circulante. (Archel Domench, 2003)

- *Liquidez general o solvencia a corto plazo*

Mide la relación entre el activo circulante y el pasivo circulante, es decir, la capacidad de la compañía de con sus activos circulantes hacer frente a las deudas reconocidas en el balance de situación.

Liquidez general = Activo circulante / Pasivo circulante

Ratio liquidez general 2011 = 0,57

Ratio liquidez general 2012 = 0,69

Ratio liquidez general 2013 = 0,81

Como podemos observar del análisis de los ratios, CETASA tiene más deudas de corto plazo, que activos corrientes para hacerles frente. Aunque se observa un crecimiento en los mismos, todavía lejano del intervalo óptimo 1,5-2 considerado por algunos autores.

- *Ratio de liquidez inmediata o test ácido*

Informa sobre la capacidad de la compañía mediante activos totalmente o casi líquidos que no necesitan de su transformación o venta para su conversión en efectivo, para cancelar el pasivo circulante en el muy corto plazo.

Liquidez inmediata = (Activo corriente–Existencias–Deudores)/Pasivo circulante

Liquidez inmediata 2011 = 0,24 Liquidez inmediata 2012 = 0,07

Liquidez inmediata 2013 = 0,43

Vemos como CETASA en el ejercicio 2012 dispuso de una posición de liquidez crítica. Mejorada notablemente en el ejercicio 2013, donde se sitúa con un ratio de disponibilidad inmediata del 0,43, lo que supone que podría hacer frente en ese momento, a casi la mitad de las deudas que vencían durante el ejercicio 2014.

➤ **Análisis de la relación entre el fondo de maniobra y las necesidades operativas de fondos**

Hasta ahora hemos analizado la posición de liquidez de la compañía desde un punto de vista estático, sin considerar aspectos dinámicos, estructurales y operativos. Por ello necesitamos completar el análisis de la liquidez, analizando el equilibrio entre el fondo de maniobra y las necesidades operativas de fondos. Para así, conocer una posición de liquidez más dinámica, que nos permita conocer si la sociedad va a ser capaz de generar activos líquidos en el momento oportuno y poder hacer frente a los pagos.

Fondo de maniobra = NOF – Pasivos a corto plazo

Cualquier compañía deberá conocer su situación durante su periodo de explotación. Para ello dispondrá de un activo corriente operativo, compuesto por los bienes y derechos a corto plazo (existencias, tesorería, clientes, cuentas a cobrar a corto plazo, etc.). Que requerirá financiación, en primer lugar por el pasivo corriente operativo (cuentas a pagar y acreedores a corto plazo), y como será insuficiente, debido a que los plazos de pago suelen ser menores que los de cobro, necesitaremos financiación adicional, que es lo que llamaremos Necesidades Operativas de Fondos⁹¹.

Por lo tanto, las NOF de la sociedad las calcularemos como la diferencia entre el activo corriente operativo y el pasivo corriente operativo. Así para la serie analizada, CETASA arroja los siguientes valores:

NOF 2011 = 2.502 miles de euros

NOF 2012 = 2.352 miles de euros

NOF 2013 = 8.881 miles de euros

Vemos como las NOF de CETASA son positivas, esto quiere decir que la compañía no alcanza a financiar su ciclo normal de actividad con los pasivos a corto plazo, lo que unido a los fondos de maniobra negativos analizados, nos conduce a la posibilidad de que la compañía no pueda disponer de fondos líquidos suficientes. Existe por lo tanto un riesgo de liquidez, compensado por los recursos que genera la actividad y por una adecuación de la política de dividendos a la evolución de la generación de caja, sin necesidad por lo tanto de financiación externa.

⁹¹ En adelante NOF

3.3.2 Análisis de la solvencia

El estudio de la solvencia analiza el equilibrio financiero en el largo plazo. Para ello es conveniente depurar la información del balance, valorando correctamente activos y pasivos, con el objeto de conocer la capacidad de la empresa en el largo plazo. (Archel Domench, 2003)

➤ **Ratio de solvencia**

Este ratio, también denominado de garantía o de cobertura, compara la totalidad de los activos de la compañía con el pasivo circulante y el pasivo a largo plazo, incluidas las provisiones para riesgos y gastos.

Ratio de solvencia = Activo total / Pasivo exigible total

Ejercicio 2011 = 2,35 Ejercicio 2012 = 3,29

Ejercicio 2013 = 2,90

La información facilitada por este ratio no es muy concluyente, pero es conveniente su cita, ya que valores inferiores o cercanos a la unidad nos declararía una situación de quiebra, como podemos observar CETASA está lejos de esta situación.

➤ **Ratio de autofinanciación**

Como su propio nombre indica, nos muestra la parte de activos que son financiados con recursos propios, con el consiguiente menor endeudamiento y por lo tanto mayor solvencia.

Ratio de autofinanciación = Patrimonio neto / (Patrimonio neto + Pasivo)

Ejercicio 2011 = 0,5743 (57,43%)

Ejercicio 2012 = 0,6962 (69,62%)

Ejercicio 2013 = 0,6557 (65,57%)

CETASA dispone de elevado volumen de fondos propios, debido a la dotación de reservas de libre disposición que la compañía ha venido realizando. Por lo tanto, los valores que nos arroja la serie analizada confirman la buena solvencia de la sociedad.

➤ **Ratio de endeudamiento**

Nos indica la asignación de recursos adicionales que utiliza la empresa para financiar su estructura económica. Se trata de un ratio utilizado comúnmente por las entidades financieras, para conocer el endeudamiento de la empresa que solicita recursos, con el fin de no incurrir en riesgos.

Ratio de endeudamientos = Pasivo / (Patrimonio neto + Pasivo)

Ejercicio 2011 = 0,4256 (42,56%)

Ejercicio 2012 = 0,3038 (30,38%)

Ejercicio 2013 = 0,3442 (34,42%)

Se trata de un ratio complementario del de autofinanciación, y reafirma la solvencia de la CETASA, disminuyendo el endeudamiento ajeno a medida que aumenta la autofinanciación.

➤ **Ratio de calidad de la deuda**

Cuanto mayor sea el plazo para el pago de las deudas por parte de la empresa, mayor será el margen del que disponga, disminuyendo los problemas para hacer frente a sus compromisos.

Ratio de calidad de la deuda = Pasivo corriente / Pasivo total

Ejercicio 2011 = 0,4607 (46,07%)

Ejercicio 2012 = 0,4057 (40,57%)

Ejercicio 2013 = 0,7223 (72,23%)

A menor ratio, mayor plazo de pago de las deudas para la empresa y mejor calidad de endeudamiento. Observamos que la calidad de la deuda de CETASA no es la ideal, y empeora a medida que avanzamos en la serie a analizar. Unido a los problemas de liquidez a corto plazo observados, podría ocasionar problemas de hacer frente a los compromisos en el corto plazo.

3.3.3 Análisis de la rentabilidad

La cuenta de pérdidas y ganancias nos informa del resultado económico durante un periodo de tiempo, con indicación de los ingresos y gastos que lo forman, pero sin tener en cuenta los recursos utilizados para su generación. Es decir, el análisis de la cuenta de pérdidas y ganancias, no nos proporciona información acerca de la capacidad de la compañía de generar resultados, por ello que se hace necesario un análisis de la rentabilidad. (Archel Domench, 2003)

Toda sociedad para ser atractiva debe de ser capaz de generar recursos, es decir, alcanzar determinada rentabilidad para interesar a prestamistas de fondos. Rentabilidad que irá unida al riesgo, es por ello por lo que el análisis de la rentabilidad tratará de evaluar previamente el riesgo económico de la empresa, para finalmente determinar el riesgo financiero.

➤ **Rentabilidad económica**

El ratio de rentabilidad económica o ROA (*return on assets*) relaciona el beneficio empresarial, sin incluir los intereses financieros e impuestos, con los activos totales utilizados para la generación del mismo.

ROA= Beneficio antes de intereses financieros e impuestos⁹²/Activo total medio

ROA 2011 = 0,2070 (20,70%) ROA 2012 = 0,2595 (25,95%)

ROA 2013 = 0,1344 (13,44%)

Vemos como CETASA ha tenido unos valores bastante elevados en lo que a rentabilidad del activo se refiere, reduciéndose considerablemente durante el ejercicio 2013, debido a la reducción legislativa de los precios de venta, vista anteriormente.

➤ **Rentabilidad financiera**

El ratio de rentabilidad financiera o ROE (*return on equity*) es un indicador de la remuneración recibida por los accionistas de la empresa. Relaciona el beneficio antes de impuestos (BAT) con los fondos propios de la compañía.

ROE = Beneficio neto / Fondos propios

ROE 2011 = 0,3415 (34,15%) ROE 2012 = 0,3563 (35,63%)

ROE 2013 = 0,2000 (20,00%)

CETASA goza de rentabilidades financieras notablemente elevadas, lo que nos da una visión de que la política de financiación de la sociedad es eficiente, y que la confianza de los accionistas es elevada.

➤ **Apalancamiento financiero**

Es decisión de los gestores de una sociedad determinar cuál es el nivel óptimo entre recursos financieros propios y ajenos, ya que está demostrado que un mayor nivel de endeudamiento puede incrementar la rentabilidad financiera, a cambio de un incremento del riesgo. Es por ello, por lo que vamos a proceder a analizar el nivel de apalancamiento de nuestra sociedad, relacionando rentabilidad económica y financiera, a través de las diferentes ecuaciones que determinan su cálculo. (Archel Domench, 2003)

FP = Fondos propios

FA = Fondos ajenos

FT = Fondos totales o activo total

Gf = Gastos financieros

i = tipo medio de interés

L = Ratio de endeudamiento

ROA = Rentabilidad económica

ROE = Rentabilidad financiera

BAIT = Beneficio antes de intereses e impuestos

BAT = Beneficio antes de impuestos

⁹² También llamado BAIT o beneficio antes de intereses e impuestos. Es decir, diferencia entre los ingresos correspondientes a la actividad ordinaria y los gastos de explotación.

Con las conocidas funciones:

$$[1] FT = FA + FP \quad [2] L = FA / FP$$

$$[3] ROA = BAIT / FT \quad [4] i = Gf / FA$$

$$[5] ROE = BAT / FP$$

Y sabiendo que $BAT = BAIT - \text{Gastos financieros}$, obtenemos la siguiente expresión:

$$[6] ROE = \frac{BAIT - Gf}{FP}$$

Sustituyendo las expresiones [3] y [4] en [6], se desarrolla lo siguiente:

$$ROE = \frac{ROA * FT - i * FA}{FP}$$

$$ROE = \frac{ROA * (FA + FP) - i * FA}{FP}$$

$$ROE = \frac{ROA * (FA + FP) - i * FA}{FP}$$

$$ROE = \frac{ROA * FA}{FP} + \frac{ROA * FP}{FP} - \frac{i * FA}{FP}$$

$$ROE = ROA + (ROA - i) \frac{FA}{FP}$$

$$ROE = ROA + (ROA - i)L$$

Según la expresión alcanzada, si la empresa no recurre a la financiación ajena, el endeudamiento es igual a cero y por lo tanto ROE igual a ROA, con el consiguiente efecto de apalancamiento nulo. Es decir, la rentabilidad financiera ROE, será superior a la rentabilidad económica ROA cuando el *factor adicional* $(ROA-i)L$ sea positivo.

Ejercicio 2011 (ROE=0,3415, ROA=0,2070, i=0,0343, L=0,4256)

Ejercicio 2012 (ROE=0,3563, ROA=0,2595, i=0,0319, L=0,3038)

Ejercicio 2013 (ROE=0,2000, ROA=0,1344, i=0,0243, L=0,3442)

Como hemos visto, CETASA ha recurrido a la financiación ajena, consecuentemente tiene un ratio de endeudamiento L siempre positivo, por lo que el signo del determinado *factor adicional* dependerá de $(ROA-i)$. Es decir, si

la rentabilidad económica es mayor que el tipo medio de endeudamiento, producirá que la rentabilidad financiera sea mayor que la rentabilidad económica. Es decir:

$$\text{Si } ROA > i \rightarrow ROE > ROA$$

En toda la serie analizada $ROA > i$ con apalancamiento financiero positivo que permite que en el desarrollo de la actividad, la rentabilidad económica (ROA), sea menor que la rentabilidad financiera (ROE), con la consecuente remuneración a los accionistas durante la serie analizada.

3.4 Hipótesis de evolución

Tras el anterior análisis económico financiero de las cuentas anuales de CETASA, conocemos la situación de la compañía a finales de 2013. Si bien, para la finalización del presente trabajo, consideramos importante realizar una previsión de la cuenta de resultados para los ejercicios 2014, 2015 y 2016, que nos aclare la evolución previsible de la compañía y por ende del sector.

Partiremos de unas hipótesis de partida y de los datos aportados en la memoria de las cuentas anuales de CETASA. Siendo conscientes a la fecha de realización del trabajo, de la legislación en vigor del Sistema Eléctrico Español, que elimina totalmente las primas, lo que obligará a la compañía a operar con parámetros desconocidos hasta el momento.

3.4.1 Datos de partida

➤ **Potencia**

Consideramos los 99 MW de potencia nominal instalada, correspondiente a los cuatro parques eólicos en explotación que posee CETASA, como vimos en el punto “3.1.1 Origen y actividad”.

➤ **Precio**

Analizados los datos de OMIE, referentes a los precios medios diarios, para el año 2014 el precio se fijó en 42,13 €/MWh. Para 2015 podemos fijarlo en 45 €/MWh, considerándolo como un estándar óptimo ya que suponemos que el mercado se ha estabilizado tras el estado convulso del año anterior, incrementándose un 1,5% para el año 2016.

➤ **Horas de funcionamiento equivalente**

La producción total de las instalaciones ha sido: 227 GWh en 2011 (2.297,98 horas equivalentes), 278 GWh en 2012 (2.816,22 horas equivalentes)

y 291 GWh en 2013 (2.940,31 horas equivalentes). Siendo el “Parque Eólico de Castilfrío” el más productivo, con 3.172 horas equivalentes en el año 2013⁹³.

A la vista de los datos obtenidos y siendo conscientes de la sujeción a la variabilidad del recurso eólico, fijamos una producción media estándar de 2.900 horas equivalentes por año.

➤ **Regulación sectorial vigente**

Las instalaciones actualmente en explotación propiedad de CETASA, se rigen bajo el Real Decreto 413/2014, de 6 de junio. En el mismo se establecía que toda potencia instalada con anterioridad a 2004, como es nuestro caso, deja de percibir las primas del extinto régimen especial. Obligando a nuestras instalaciones a la participación en el mercado mayorista, percibiendo por ello el precio fijado en el pool.

➤ **Gastos**

Aprovisionamientos y gastos de personal son partidas de gasto estabilizadas, con la única previsión de crecimiento durante la serie a analizar, de la revisión anual.

Los contratos de arrendamiento de los terrenos sobre los que se ubican las instalaciones eólicas, principalmente establecidos con las administraciones locales, no se prevé que puedan variar.

En cuanto a los costes de reparación y mantenimiento de las instalaciones en explotación, son gastos asociados a la producción. Por lo tanto, podemos fijar un estándar para la serie a analizar, teniendo en cuenta la mejora del poder de negociación de CETASA, dada la situación actual.

Los tributos incrementados considerablemente en el año 2013, debido a la aparición de un impuesto que gravaba la producción, no se prevé que puedan incrementarse.

➤ **Amortización del inmovilizado**

El inmovilizado es valorado por su coste de adquisición menos la amortización acumulada, y en su caso el importe de las correcciones por deterioro registradas. La amortización de los elementos del inmovilizado se realiza, desde el momento en que están disponibles para su puesta en funcionamiento y de forma lineal durante su vida útil estimada. Revisándose cada año tanto valores residuales, como vidas útiles y métodos de amortización, y ajustándose en caso necesario.

El inmovilizado intangible lo componen las aplicaciones informáticas, su vida útil estimada es de 4 años. Los equipos a finales de 2013 se encontraban totalmente amortizados y se estima una renovación de los mismos en 2014.

⁹³ “CETASA. Cuentas Anuales e Informe de Gestión correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013” y “CETASA. Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012”.

Para los terrenos y construcciones se estima una vida útil de 33 años.

Dentro de las instalaciones técnicas de energía eléctrica se incluyen, los gastos financieros devengados antes de su puesta en funcionamiento. Así como la estimación inicial del valor actual de las obligaciones asumidas derivadas de su desmantelamiento, cuando den lugar al registro de provisiones. La vida útil estimada es de 20 años.

➤ **Ingresos financieros**

Los ingresos financieros corresponden a las cuentas de “reserva del servicio de la deuda”, constituidas en virtud de los préstamos suscritos con Barclays Bank para la financiación de los proyectos. Donde se establece, que la sociedad deberá mantener un saldo indisponible en dichas cuentas, equivalente al 50% de los importes del principal más los intereses, pagaderos en los 12 meses siguientes, hasta la cancelación total de la deuda. Dichas cuentas son remuneradas a precios de mercado, vinculados a la evolución de los tipos de interés.

Si prevemos un crecimiento en la economía española, podemos estimar una subida moderada de los tipos de interés.

➤ **Gastos financieros**

Corresponden a la financiación que CETASA suscribió para cada uno de los proyectos con Barclays Bank, que recordamos que fueron los siguientes:

- 19.833 miles de euros para el proyecto de Oncala, en mayo de 2000.
- 16.800 miles de euros para el proyecto de Magaña, en octubre de 2002.
- 16.650 miles de euros para el proyecto de Castilfrío, en diciembre de 2002.
- Y finalmente, 17.600 miles de euros para el proyecto de El Cayo, en junio de 2004.

El tipo de interés contractual se calcula en base al Euribor más un diferencial de mercado en el momento de su contratación. Para el cálculo de los gastos financieros se ha considerado tan solo el importe del vencimiento de los préstamos con las entidades de crédito para los años 2014, 2015 y 2016, que ascienden a 4.439, 2.985 y 1.530 miles de euros respectivamente, con la moderada subida de los tipos de interés, comentada anteriormente.

3.4.2 Cuenta de resultados

Con las premisas anteriormente expuestas, obtenemos la cuenta de resultados para CETASA en el horizonte temporal 2014, 2015 y 2016. Para ello establecemos 3 escenarios debido a la variabilidad del recurso eólico: un escenario optimista en el que fijaremos 3.100 horas equivalentes de

funcionamiento de la explotación, otro pesimista con 2.500 horas equivalentes y finalmente escenario estándar de 2.900 horas equivalentes.

Es muy probable que nuestra compañía haya incurrido en pérdidas durante el ejercicio 2014, debido a un precio del pool bajo ocasionado por elevada generación de las tecnologías hidráulica y eólica durante los primeros meses del año. En los próximos ejercicios se observa una situación complicada para producciones inferiores a 2.900 horas equivalentes y precios de venta inferiores a 45 €/MWh, aunque la finalización de los vencimientos de los préstamos con las entidades de crédito, puede aliviar la situación. Así mismo, no se observa riesgo de hacer frente a sus obligaciones contractuales de crédito, pese a posibles variaciones en los tipos de interés.

Al tratarse de una explotación anterior al 2005, hemos visto como la total eliminación de las ayudas públicas, ha reducido el precio de venta y por lo tanto el nivel de ingresos, en torno a un 50%, invirtiendo la tendencia en cuanto a resultados de los ejercicios precedentes, y estableciéndose un punto de inflexión en las inversiones realizadas.

ANÁLISIS ECONÓMICO FINANCIERO

	Ejercicio 2014			Ejercicio 2015			Ejercicio 2016		
	Pesimista	Caso base	Optimista	Pesimista	Caso base	Optimista	Pesimista	Caso base	Optimista
Importe neto de la cifra de negocios	10.427	12.096	12.930	11.138	12.920	13.810	11.305	13.113	14.018
Aprovisionamientos	(294)	(341)	(360)	(296)	(343)	(360)	(298)	(345)	(390)
Gastos de personal	(139)	(139)	(139)	(141)	(141)	(141)	(143)	(143)	(143)
Servicios exteriores	(3.588)	(3.588)	(3.588)	(3.598)	(3.598)	(3.598)	(3.606)	(3.606)	(3.606)
Tributos	(2.360)	(2.732)	(2.885)	(2.360)	(2.732)	(2.885)	(2.360)	(2.732)	(2.885)
Otros gastos de explotación	(15)	(15)	(15)	(16)	(16)	(16)	(17)	(17)	(17)
Amortización del inmovilizado	(4.732)	(4.732)	(4.732)	(4.827)	(4.827)	(4.827)	(4.922)	(4.922)	(4.922)
Resultado de explotación	(701)	549	1.211	(100)	1.263	1.983	(41)	1.348	2.055
Ingresos financieros	21	21	21	16	16	16	9	9	9
Gastos financieros por deudas con terceros	(164)	(164)	(164)	(82)	(82)	(82)	(28)	(28)	(28)
Resultado antes de impuestos	(844)	406	1.068	(166)	1.197	1.917	(60)	1.329	2.036
Impuesto sobre beneficios		(122)	(320)		(359)	(575)		(399)	(611)
Previsión resultado del ejercicio (miles €)		284	748		838	1.342		930	1.425

Capítulo 4

Conclusiones

En este apartado trataremos de resaltar, a modo de conclusiones, las diversas ideas surgidas a lo largo del presente estudio. Debido a la amplitud de la primera parte, resaltaremos las conclusiones más representativas, separándolas como hemos venido dividiendo el trabajo, primero en una parte general, para posteriormente centrarnos en la parte específica del análisis de las cuentas de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.

4.1 Conclusiones generales

El Sistema Eléctrico Español venía caracterizándose desde sus comienzos por ser un sistema con alto grado de intervención pública, tanto en planificación como en gestión de infraestructuras, y con un índice elevado de concentración, debido a las diversas fusiones entre las empresas originarias.

Desde finales de los años noventa, con la Ley 54/1997, y hasta nuestros días, con la nueva Ley 24/2013 del sector eléctrico, se suceden diversos intentos de acercar el sistema a mecanismos de mercado, medidas que no han tenido el efecto liberalizador deseado, ya que al menos dos grupos empresariales tienen capacidad para poder ejercer poder de mercado. Podemos concretar como posibles causas de esta situación la unión de las siguientes:

- La permisividad, hasta el cambio regulatorio del año 1997, de las concentraciones empresariales. Otorgando al menos a dos grupos empresariales la capacidad para poder ejercer poder de mercado.
- La situación geográfica de España al considerarse prácticamente una isla energética y su limitada capacidad de interconexión internacional.
- Y finalmente, las propias características del sistema español, ya que conviven actividades realizadas en régimen de competencia (generación y comercialización), con otras en régimen regulado (transporte y distribución). Existiendo además mecanismos de retribución que fomentan determinadas tecnologías o que tratan de suplir desigualdades.

Síntomas evidentes del funcionamiento ineficiente del *"pool" marginalista* español es la coincidencia de los precios más elevados, con los periodos de mayor demanda, lo cual lo podemos atribuir a las siguientes causas:

- El elevado grado de integración vertical en los grupos empresariales dominantes del sistema, los cuales mantienen cuotas similares de producción y de venta, lo que les permite la reducción del riesgo ante variaciones en los precios y disponer de una cobertura natural a su producción.
- Concentración horizontal en el mercado de generación en los mismos grupos empresariales, evidencia de una reducida

competitividad e insensibilidad de la demanda al precio y a la calidad.

Varias decisiones podrían mejorar el comportamiento del mercado:

- Medidas como el aumento en la capacidad de interconexión del país, provocaría un incremento en las importaciones y exportaciones de electricidad, haciendo al mercado más contestable.
- La incorporación de nuevos productores y comercializadores al sistema, aportaría un entorno más competitivo al reducir el poder de mercado de las empresas establecidas.
- Una mayor transparencia en cuanto a fijación de las tarifas de las actividades reguladas, aportaría mayor confianza.
- El incremento en la penetración de las energías renovables otorga estabilidad de precios al sistema.

Esta diversidad de medidas por parte de los reguladores en el mercado eléctrico español ha influido en la configuración del parque de generación, sin existir una estrategia a largo plazo, no cumpliendo con los principios comúnmente aceptados de *seguridad en el suministro, competitividad económica y sostenibilidad ambiental*. Apostando indistintamente y a corto plazo, tanto por tecnologías convencionales que provocan gran dependencia del exterior, como por otras con reducido nivel de disponibilidad.

Como vemos la inversión en nueva capacidad, se dirige en un sentido o en otro en función, tanto de las medidas adoptadas por el regulador, como por las medidas adoptadas por las empresas que ostentan el poder de mercado. Y no según los mecanismos de asignación eficiente, emanados de un mercado bien gestionado, donde los precios pagados por los consumidores en el mismo, remuneraran la oferta de tal manera que se incentiva la inversión, para cubrir la demanda existente.

En España, siguiendo directrices europeas sobre una mayor concienciación medioambiental y preocupados por la gran dependencia energética del exterior. Se procedió a realizar una fuerte apuesta por las energías renovables y dentro de ellas ocupó lugar preferencial la eólica, apoyo incondicional en un principio, para ir disminuyendo progresivamente hasta nuestros días. Así, desde la creación en la Ley 54/1997 del *régimen especial*, con su acceso garantizado a la red y su posibilidad de elección de remuneración entre tarifa regulada o prima. Hasta la aparición de la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 y el Real Decreto 413/2014, que elimina todo incentivo a la generación, pasando simplemente a complementar durante su vida útil, las inversiones existentes posteriores a 2004. Se han sucedido una serie de medidas que incentivaron la aparición de multitud de nuevas instalaciones eólicas hasta situarlas en los más de 23.000 MW eólicos instalados.

Las nuevas medidas implantadas, han paralizado la inversión en nueva capacidad, observándose tres efectos inmediatos:

- La dificultad para cumplir con los objetivos obligatorios plasmados en el PER 2011-2020, de que las renovables representen un 20,8% del consumo final bruto de energía, con una potencia de energía eólica instalada de 35.000 MW y una producción de 71.640 GWh. Que puede acarrear sanciones
- La inseguridad jurídica transmitida a los nuevos inversores del sector, al tratarse de medidas con efectos retroactivos. Modificando los parámetros bajo los cuales se realizaron las inversiones y afectando a la credibilidad del país.
- Y la paralización de nuevo en el cambio de modelo energético necesario, que intentaba sustituir las fuentes basadas en combustibles fósiles, para así reducir la dependencia del exterior, la inseguridad en el suministro, la volatilidad en los precios y el impacto ambiental.

4.2 Conclusiones sobre los estados financieros de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A.

Antes de recordar las conclusiones alcanzadas acerca de las cuentas anuales de la sociedad, es obligado recordar que CETASA es el claro ejemplo de una sociedad representativa del sector, pionera dentro de la provincia de Soria. Cuya evolución está ligada a la evolución legislativa dentro de la energía eólica y su situación actual la podríamos trasladar a la gran mayoría de las compañías operantes.

➤ Evolución

CETASA constituida el 25 de marzo de 1997 con el accionariado de Caja Rural de Soria, Caja Rural de Navarra y Endesa, nace fruto de la visión empresarial en el aprovechamiento de una tecnología, en esa fecha prácticamente sin explorar en nuestro país. Al amparo de las condiciones establecidas en el extinto *régimen especial*, creado en la Ley 54/1997, se comienza a proyectar y explotar sus instalaciones, las cuales son diseñadas bajo los incentivos económicos del Real Decreto 2818/1998 para instalaciones eólicas que no superen los 25 MW.

En junio de 2005 la totalidad de las instalaciones en funcionamiento, se acogen a la opción 22.1.b del Real Decreto 436/2004, mediante la cual perciben el precio fijado por el mercado, más un *Incentivo* por participar en él y una *Prima* vinculada a la producción. Opción esta mantenida hasta finales de 2012, cuando se acogen a la opción de *Tarifa Regulada* durante el primer semestre del ejercicio 2013 y fijada en 81,247 €/MWh, según el Real Decreto Ley 2/2013. Ya que a partir del 14 de julio de 2013, con la entrada en vigor del

Real Decreto-ley 9/2013, se elimina todo incentivo económico, empezándose a vender la energía a precio de mercado.

Los efectos de estas medidas recesivas del ejercicio 2013 han tenido su reflejo en la gráfica del beneficio obtenido, con una reducción del mismo con respecto al ejercicio anterior de 4.271 miles de euros, provocado tanto por la eliminación de las primas, como por el también incremento de los impuestos, aunque mitigado en parte por ser el año 2013 un año de buena producción. El resto de años analizados el beneficio dependía de la variabilidad del recurso, ya que las diferencias de precio de venta no eran muy significativas.

➤ **Ratios**

El análisis de las cuentas anuales de CETASA, nos muestra unos resultados impecables hasta el año 2013, pese al periodo de recesión que atraviesa el país. Debido fundamentalmente al apoyo público del que gozaba el sector.

Por lo tanto la solvencia de la entidad queda totalmente acreditada, con unos ratios que nos muestran los escasos problemas que debería tener la compañía para asegurar su supervivencia, con una estructura patrimonial con elevado volumen de fondos propios y un endeudamiento de la compañía reducido ostensiblemente.

Ello pese al posible riesgo de liquidez observado, de no disponer en un momento determinado de fondos líquidos o acceder a ellos en la cuantía suficiente y a un coste razonable. CETASA considera que será suficiente para atenderlos, los recursos generados por la propia actividad, así como la adecuación de la política de dividendos a la evolución de caja.

➤ **Perspectivas empresariales**

Podemos concluir diciendo, que el año 2013 ha constituido un punto de inflexión en el sector. Se ha tratado de un buen negocio, dependiente de ayudas públicas, al que se le vislumbra un futuro complicado. Precios de mercado bajos, que supondrán reducciones cercanas al 50% sobre lo que se venía percibiendo, llevarán a las explotaciones a incurrir en pérdidas con la asociada pérdida patrimonial.

Pese a que en CETASA no se atisba problema para la amortización de sus préstamos, en las fechas previstas para ello. Podemos estar asistiendo al final de un negocio, que puede mantenerse en el corto plazo, en previsión de posibles modificaciones en las leyes del sistema eléctrico y por la imposibilidad de la deslocalización de las inversiones.

En caso de explotaciones anteriores a 2004, con reducidas horas de producción, y sin previsiones de incrementos de demanda que puedan ocasionar subidas del precio del "pool". Será muy probable, que deban acudir a refinanciar sus condiciones con las entidades bancarias.

Y en instalaciones posteriores a 2004, donde el incentivo pasa de la producción a la inversión, garantizando una rentabilidad del 7,398%.

Deberemos estar vigilantes, sobre si los parámetros fijados en el Real Decreto 413/2014, son coincidentes con la realidad.

4.3 Futuras líneas de investigación

A la vista del nuevo escenario fijado por la nueva Ley del Sector Eléctrico 24/2013 y el Real Decreto 413/2014 que la desarrolla. Una futura línea de investigación interesante, debería versar sobre un punto de vista inversor. Tanto para nuevas instalaciones, como para existentes ya amortizadas.

Realizando una previsión de balance y cuenta de resultados, que resulte atractiva a inversores, dónde se barajen distintos análisis de sensibilidades, en función de: evolución en el precio de mercado, tamaño de la explotación, perfiles de inversores, tipos de interés y nivel de apalancamiento óptimo, precios de las máquinas, evolución de los costes de explotación, seguros, etc.

Bibliografía

LIBROS Y ARTÍCULOS DE REVISTA

AGOSTI, L., PADILLA, J.A. y REQUEJO, A. (2007): “El mercado de generación eléctrica en España: Estructura, funcionamiento y resultados”. *Economía Industrial*, número 364: págs. 21-37.

ARCHEL DOMENCH, P. (2003): *Estados contables: Elaboración, análisis e interpretación*. Pirámide, Madrid.

AROCENA, P. y RODRIGUEZ, L. (1998): “Incentivos en la regulación del sector eléctrico español”. *Revista de Economía Aplicada*, volumen VI, número 18: págs. 61-84.

BEATO BLANCO, P. (2005): “La liberalización del sector eléctrico en España ¿Un proceso incompleto o frustrado?”. *Información Comercial Española. Ministerio de Economía y Competitividad*, número 826: págs. 259-283.

BERNSTEIN LEOPOLD, A. (1993): *Análisis de estados financieros. Teoría, aplicación e interpretación*. Deusto, Barcelona.

CAMPOS REVUELTA, A. (2011): “Energía eólica en España: potencialidad y consecuencias”. *Papeles de Europa*, número 23: págs. 43-69.

CASTRO-RODRIGUEZ, F. (2007): “La configuración del mix tecnológico en un sistema eléctrico liberalizado”. *Economía Industrial*, número 364: págs. 75-86.

DEL RÍO, P. (2009): “La promoción de la electricidad renovables en España en el contexto europeo”. *Revista de Economía*, número 847: págs. 59-74.

DUVISON, M. (2007): “Integración de la energía renovable en la operación del sistema: El Centro de Control de Régimen Especial (CECRE)”. *Economía Industrial*, número 264: págs. 187-190.

ESCUADERO LÓPEZ, J.M. (2008). *Manual de energía eólica. Investigación, diseño, promoción, construcción y explotación de distinto tipo de instalaciones*. Mundi-Prensa, Madrid.

ESPEJO MARÍN, C. (2004): “La energía eólica en España”. *Investigaciones Geográficas*, número 35: págs. 45-66.

ESPEJO MARÍN, C. y GARCÍA MARÍN, R. (2012): “La energía eólica en la producción de electricidad en España”. *Revista de Geografía Norte Grande*, número 51: págs. 115-136.

FOLGADO BLANCO, J. (2011): “Una reflexión sobre el sistema eléctrico español”. *Estudios de Economía Aplicada*, volumen 29-2: págs. 433-448.

GIPE, P. (2000): *Energía eólica práctica*. Promotora General de Estudios, S.A., Madrid.

GONZÁLEZ VELASCO, J. (2009): *Energía renovables*. Reverté, Barcelona.

LÓPEZ MILLA, J. (2003): “1998-2002: Avances y obstáculos en la expansión de la competencia en el mercado eléctrico español”. *Información Comercial Española*, número 808: págs. 13-34.

PEREZ ARRIAGA, J.I. y SANCHEZ DOMINGUEZ, J.J. (2003): “La capacidad de interconexión y el poder de mercado en sistemas eléctricos semi aislados como el español”. *Anales de Mecánica y Electricidad*, volumen 80, número 6: págs. 60-66.

POLO GÓMEZ, L. (2014): “Reflexión sobre los parámetro aplicados a la eólica en la Reforma Energética”. *Cuadernos de Energía*, número 42: págs. 54-69.

RODRIGUEZ ROMERO, L. (1999): “Regulación, estructura y competencia en el sector eléctrico español”. *Economistas*, número 82: págs. 121-132.

RODRIGUEZ ROMERO, L. (2001): “Sector eléctrico: el largo camino de la competencia”. *Economistas. Colegio de Economistas de Madrid*, número 87: págs. 355-366.

ROLDÁN VILORIA, J. (2012): *Energías renovables. Lo que hay que saber*. Paraninfo, Madrid.

SANCHO GARCÍA, J., MIRÓ HERRERO, R. y GALLARDO BERMELL, S. (2009): *Gestión de la Energía*. Universidad Politécnica de Valencia, Valencia.

LEGISLACIÓN

ESPAÑA. *Ley 49/1984, de 26 de diciembre, sobre explotación unificada del sistema eléctrico nacional*. Boletín Oficial del Estado, 29 de diciembre de 1984, 312.

ESPAÑA. *Orden de 5 de septiembre de 1985 por la que se establecen normas administrativas técnicas para funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 KVA y centrales de autogeneración eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, jueves 12 de septiembre de 1985, 219.

ESPAÑA. *Real Decreto 2366/1994, de 9 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables*. Boletín Oficial del Estado, sábado 31 de diciembre de 1994, 313.

ESPAÑA. *Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.* Boletín Oficial del Estado, viernes 28 de noviembre de 1997, 285.

ESPAÑA. *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, sábado 27 de diciembre de 1997, 310.

ESPAÑA. *Real Decreto 437/1998, de 20 de marzo, por el que se aprueban las normas de adaptación del Plan General de Contabilidad a las empresas del Sector Eléctrico.* Boletín Oficial del Estado, sábado 21 de marzo de 1998, 69.

ESPAÑA. *Real Decreto 2818/1998, de 23 de diciembre, sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables, residuos y cogeneración.* Boletín Oficial del Estado, miércoles 30 de diciembre de 1998, 312.

ESPAÑA. *Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.* Boletín Oficial del Estado, miércoles 27 de diciembre de 2000, 310.

ESPAÑA. *Real Decreto 841/2002, de 2 de agosto, por el que se regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción, y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.* Boletín Oficial del Estado, lunes 2 de septiembre de 2002, 210.

ESPAÑA. *Real Decreto 436/2004, de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* Boletín Oficial del Estado, sábado 27 de marzo de 2004, 75.

ESPAÑA. *Convenio internacional relativo a la constitución de un mercado ibérico de la energía eléctrica entre el Reino de España y la República Portuguesa, hecho en Santiago de Compostela el 1 de octubre de 2004.* Boletín Oficial del Estado, lunes 22 de mayo de 2006, 121.

ESPAÑA. *Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.* Boletín Oficial del Estado, sábado 26 de mayo de 2017, 126.

ESPAÑA. *Ley 16/2007, de 4 de julio, de reforma y adaptación de la legislación mercantil en materia contable para su armonización internacional con base en la normativa de la Unión Europea.* Boletín Oficial del Estado, jueves 5 de julio de 2007, 160.

ESPAÑA. *Ley 17/2007, de 4 de julio, por la que se modifica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, para adaptarla a lo*

dispuesto en la Directiva 2003/54/CE, del Parlamento Europeo y del Consejo, de 26 de junio de 2003, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad. Boletín Oficial del Estado, jueves 5 de julio de 2007, 160.

ESPAÑA. *Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, martes 18 de marzo de 2008, 67.*

ESPAÑA. *Real Decreto 485/2009, de 3 de abril, por el que se regula la puesta en marcha del suministro de último recurso en el sector de la energía eléctrica. Boletín Oficial del Estado, sábado 4 de abril de 2009, 82.*

ESPAÑA. *Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Boletín Oficial del Estado, jueves 7 de mayo de 2009, 111.*

ESPAÑA. *Resolución de 19 de noviembre de 2009, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica el acuerdo del Consejo de Ministros de 13 de noviembre de 2009, por el que se procede a la ordenación de los proyectos o instalaciones presentados al registro administrativo de preasignación de retribución para las instalaciones de producción de energía eléctrica, previsto en el Real Decreto-ley 6/2009, de 30 de abril, por el que se adoptan determinadas medidas en el sector energético y se aprueba el bono social. Boletín Oficial del Estado, martes 24 de noviembre de 2009, 283.*

ESPAÑA. *Orden ITC/3519/2009, de 28 de diciembre, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de enero de 2010 y las tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial. Boletín Oficial del Estado, jueves 31 de diciembre de 2009, 315.*

ESPAÑA. *Real Decreto Legislativo 1/2010, de 2 de julio, texto refundido de la Ley de Sociedades de Capital. Boletín Oficial del Estado, sábado 3 de julio de 2010, 161.*

ESPAÑA. *Real Decreto 1159/2010, 17 de septiembre, por el que se aprueban las Normas para la Formulación de Cuentas Anuales Consolidadas y se modifica el Plan General de Contabilidad aprobado por Real Decreto 1514/2007, de 16 de noviembre y el Plan General de Contabilidad de Pequeñas y Medianas Empresas aprobado por Real Decreto 1515/2007, de 16 de noviembre. Boletín Oficial del Estado, viernes 24 de septiembre de 2010, 232.*

ESPAÑA. *Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica. Boletín Oficial del Estado, miércoles 8 de diciembre de 2010, 298.*

ESPAÑA. *Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía*

renovable y residuos. Boletín Oficial del Estado, sábado 28 de enero de 2012, 24.

ESPAÑA. *Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética*. Boletín Oficial del Estado, viernes 28 de diciembre de 2012, 312.

ESPAÑA. Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, *de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero* Boletín Oficial del Estado, sábado 2 de febrero de 2013, 29

ESPAÑA. *Real Decreto-ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico*. Boletín Oficial del Estado, sábado 13 de julio de 2013, 167.

ESPAÑA. *Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico*. 2013. Boletín Oficial del Estado, viernes 27 de diciembre de 2013, 310.

ESPAÑA. *Real Decreto 1047/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de transporte de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, lunes 30 de diciembre de 2013, 312.

ESPAÑA. *Real Decreto 1048/2013, de 27 de diciembre, por el que se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica*. Boletín Oficial del Estado, lunes 30 de diciembre de 2013, 312.

ESPAÑA. *Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación*. Boletín Oficial del Estado, sábado 29 de marzo de 2014, 77.

ESPAÑA. *Real Decreto 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos*. Boletín Oficial del Estado, martes 10 de junio de 2014, 140.

PÁGINAS WEB

ABC (2015): “El temporal de viento dispara la generación eólica hasta un nuevo récord”. [en línea]. 30 de enero de 2015. [ref. de 19 de Febrero de 2015]. En <http://www.abc.es/agencias/noticia.asp?noticia=1778401>.

ACHIEVING THE 10% ELECTRICITY INTERCONNECTION TARGET. MAKING EUROPE’S ELECTRICITY GRID FIT FOR 2020. [en línea]. Febrero 2015. Comisión de las Comunidades Europeas. [ref. 16 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://ec.europa.eu/>>.

CENTRALES TÉRMICAS DE CICLO COMBINADO. [en línea]. 2015. Endesa Educa. [ref. 1 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.endesaeduca.com/>>.

DIRECTIVA 96/92/CE SOBRE NORMAS COMUNES PARA EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD. [en línea]. Diciembre 1996. Comisión de las Comunidades Europeas. [ref. 6 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://eur-lex.europa.eu/>>.

DIRECTIVA 2001/77/CE RELATIVA A LA PROMOCIÓN DE LA ELECTRICIDAD A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES EN EL MERCADO INTERIOR DE LA ELECTRICIDAD. [en línea]. Septiembre 2001. Comisión de las Comunidades Europeas. [ref. 5 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://europa.eu/>>.

DIRECTIVA 2009/28/CE RELATIVA AL FOMENTO DEL USO DE ENERGÍA PROCEDENTE DE FUENTES RENOVABLES Y POR LA QUE SE MODIFICAN Y SE DEROGAN LAS DIRECTIVAS 2001/77/CE Y 2003/30/CE. [en línea]. Abril 2009. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [ref. 6 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.idae.es/>>.

EDP ESPAÑA (2015). [en línea]. [ref. 27 de febrero de 2015]. En <http://www.edpenergia.es>.

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2003: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Mayo 2004. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2004: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Noviembre 2005. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2005: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Julio 2006. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2006: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Septiembre 2007. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2007: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Abril 2008. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2008: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Julio 2009. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2009: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Octubre 2010. Comisión Nacional de Energía. [ref. 17 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL CONSUMO ELÉCTRICO EN EL MERCADO PENINSULAR EN EL AÑO 2010: CLASIFICACIÓN DE LOS CONSUMIDORES SEGÚN ACTIVIDAD ECONÓMICA, BANDAS DE PRECIOS Y CARACTERÍSTICAS DEL SUMINISTRO. [en línea]. Junio 2011. Comisión Nacional de Energía. [ref. 18 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

EL SECTOR ELÉCTRICO A TRAVÉS DE UNESA (1944-2004). [en línea]. 2005. Asociación Española de la Industria Eléctrica. [ref. 9 de febrero de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.unesa.es/>>.

ENDESA (2015). [en línea]. [ref. 27 de febrero de 2015]. En <http://www.endesa.com/>.

ENDESA DISTRIBUCIÓN 2015. [en línea]. 2015. Endesa Distribución. [ref. 13 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.endesadistribucion.es/>>.

ENDESA. NUESTRA HISTORIA. [en línea]. 2015. Endesa. [ref. 18 de febrero de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.endesa.com>>.

E-ON ESPAÑA (2015). [en línea]. [ref. 27 de febrero de 2015]. En <http://www.eon.espana.com/>.

EÓLICA '09 ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA LA REFERENCIA DEL SECTOR. [en línea]. 2009. Asociación Empresarial Eólica. [ref. 28 de abril de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.aeeolica.org/>>

EÓLICA '14 ASOCIACIÓN EMPRESARIAL EÓLICA LA REFERENCIA DEL SECTOR. [en línea]. Junio 2014. Asociación Empresarial Eólica. [ref. 29 de Abril de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.aeeolica.org/>>

EUROPAPRESS (2015). “La energía eólica bate nuevos record de producción”. [en línea]. 30 de enero de 2015. [ref. 29 de abril de 2015]. En <http://www.europapress.es/economia/energia-00341/noticia-economia-energia-eolica-bate-nuevos-record-potencia-produccion-horaria-20150130123349.html>

EXPANSION (2015). “España y Francia “se enchufan””. [En línea] 19 de febrero de 2015. [ref. 19 de febrero de 2015]. En <http://www.expansion.com/2015/02/19/empresas/energia/1424336175.html>.

GASNATURAL FENOSA (2015). [en línea]. [ref. 27 de febrero de 2015]. En <http://www.gasnaturalfenosa.es/>.

IBERDROLA (2015). [en línea]. [ref. 25 de febrero de 2015.]. En <http://www.iberdrola.es/>.

IBERDROLA: LA HISTORIA DE UNA MULTINACIONAL CON MÁS DE 150 AÑOS DE EXPERIENCIA. [en línea]. Abril 2011. Iberdrola. [ref. 18 de febrero de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.iberdrola.es/>>

INFORME ANUAL DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO ELÉCTRICO AÑO 2011. [en línea]. Febrero 2012. Comisión Nacional de Energía. [ref. 25 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>.

INFORME DE SUPERVISIÓN DEL MERCADO MINORISTA DE ELECTRICIDAD. DICIEMBRE 2013. [en línea]. Mayo 2014. Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia. [ref. 18 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cnmc.es/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2003. [en línea]. Julio 2004. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2004. [en línea]. Junio 2005. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2005. [en línea]. Julio 2006. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2006. [en línea]. Octubre 2007. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2007. [en línea]. Agosto 2008. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2008. [en línea]. Julio 2009. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2009. [en línea]. Julio 2010. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2010. [en línea]. Junio 2011. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2011. [en línea]. Julio 2012. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2012. [en línea]. Junio 2013. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME DEL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL 2013. [en línea]. Julio 2014. Red Eléctrica de España. [ref. 20 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/es/publicaciones/sistema-electrico-espanol/>>.

INFORME 18/2013 DE LA CNE SOBRE LA PROPUESTA DE REAL DECRETO POR EL QUE SE REGULA LA ACTIVIDAD DE PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE FUENTES DE ENERGÍA RENOVABLES, COGENERACIÓN Y RESIDUOS. [en línea]. Septiembre 2013. Comisión Nacional de Energía. [ref. 23 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.cne.es/>>

INFORME RESULTADOS IBERDROLA 2015. [en línea]. Febrero 2015. Iberdrola. [ref. 13 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.iberdrola.es/>>

INSTALACIONES DE DISTRIBUCIÓN EDP. [en línea]. 2015. EDP HC Energía. [ref. 13 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.edphcenergia.es/es/instalaciones/>>.

INSTITUTO NACIONAL DE ESTADÍSTICA (2015). [en línea]. [ref. 21 de marzo de 2015]. En <http://www.ine.es/>.

LA ELECTRICIDAD EN ESPAÑA: ASPECTOS BÁSICOS DE LA ELECTRICIDAD. [en línea]. Agosto 2014. Energía y Sociedad. [ref. 10 de enero de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.energiaysociedad.es/>>.

LIBRO BLANCO PARA UNA ESTRATEGIA Y UN PLAN DE ACCIÓN COMUNITARIOS. [en línea]. 1997. Comisión de las Comunidades Europeas. [ref. 7 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://europa.eu/>>

LIBRO VERDE: ESTRATEGIA EUROPEA PARA UNA ENERGÍA SOSTENIBLE, COMPETITIVA Y SEGURA. [en línea]. Marzo 2006. Comisión de las Comunidades Europeas. [ref. 8 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://europa.eu/>>

MIBEL (2015). [en línea]. [ref. 19 de marzo de 2015]. En <http://www.mibel.com/>.

MINISTERIO DE INDUSTRIA, ENERGÍA Y TURISMO (2015). [en línea]. [ref. 19 de marzo de 2015]. En <http://www.minetur.gob.es/energia>.

OMEL (2015). [en línea]. [ref. 19 de marzo de 2015]. En <http://www.omelholding.es/>.

OMIE (2015). [en línea]. [ref. 19 de marzo de 2019]. En <http://www.omie.es/>.

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2005-2010. [en línea]. Agosto 2005. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [ref. 6 de abril de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.idae.es/>>

PLAN DE ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA 2011-2020. [en línea]. Noviembre 2011. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [ref. 6 de abril de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.idae.es/>>

PLAN DE FOMENTO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ESPAÑA. [en línea]. Diciembre 1999. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. [ref. 4 de abril de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.idae.es/>>

PROGRAMA DE TRABAJO. LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SIGLO XXI: CONSTRUCCIÓN DE UN FUTURO MÁS SOSTENIBLE. [en línea]. Enero 2007. Comisión de las Comunidades Europeas. [ref. 7 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <http://eur-lex.europa.eu/>

RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. ACTIVIDADES. [en línea]. 2015. Red Eléctrica de España. [ref. 31 de marzo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.ree.es/actividades/>>.

SEPI (2015). [en línea]. [ref. 5 de Marzo de 2015.]. En <http://www.sepi.es/>.

SERIES ESTADÍSTICAS RED ELÉCTRICA DE ESPAÑA. [en línea]. 2015. Red Eléctrica de España. [ref. 26 de febrero de 2015]. Disponible en Internet: <http://www.ree.es/es/publicaciones/indicadores-y-datos-estadisticos/series-estadisticas>

TEXTO REFUNDIDO CON LAS MODIFICACIONES INTRODUCIDAS POR EL REAL DECRETO 1159/2010, DE 17 DE SEPTIEMBRE, EN VIGOR PARA LOS EJERCICIOS INICIADOS A PARTIR DEL 1 DE ENERO DE 2010. [en línea]. Instituto de Contabilidad y Auditoría de Cuentas. [ref. 12 de mayo de 2015]. Disponible en Internet: <<http://www.icac.meh.es/>>.

THE EUROPEAN WIND ENERGY ASSOCIATION. EWEA. [en línea]. [ref. 2 de junio de 2015.]. En <http://www.ewea.org/>.

OTRA DOCUMENTACIÓN

COMPAÑÍA EÓLICA TIERRAS ALTAS, S.A. (2012). *Cuentas Anuales correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2012.* 2012.

ERNST & YOUNG, S.L. (2013). *Informe de Auditoría Compañía Eólica Tierras Altas, S.A. Cuentas Anuales e Informe de Gestión correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2013.* 2013.

Anexos

Balance de Situación	2011	2012	2013
A) ACTIVO NO CORRIENTE	54.371	50.047	45.547
I. Inmovilizado intangible	3	0	0
6. Aplicaciones informáticas	3	0	0
II. Inmovilizado material	51.813	47.326	42.692
1. Terrenos y construcciones	1.024	995	964
2. Instalaciones técnicas de energía eléctrica y otros	49.757	46.332	41.729
3. Inmovilizado en curso	1.032	0	0
V. Inversiones financieras a largo plazo	2.511	2.676	2.394
5. Otros activos financieros	2.511	2.676	2.394
VI. Activos por impuestos diferidos	44	45	461
B) ACTIVO CORRIENTE	6.857	4.656	11.343
II. Existencias	11	11	11
2. Materias primas y otros aprovisionamientos	11	11	11
III. Deudores comerciales y otras cuentas a cobrar	3.965	4.183	5.197
1. Clientes por ventas y prestación de servicios	2.796	3.361	4.786
3. Deudores varios	1.169	822	411
4. H.P. retenciones	0	0	0
V. Inversiones financieras a corto plazo	4	4	4
5. Otros activos financieros	4	4	4
VI. Periodificaciones	158	-17	0
VII. Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	2.719	476	6.131
1. Tesorería	2.719	476	6.131
TOTAL ACTIVO (miles de euros)	61.228	54.703	56.890
A) PATRIMONIO NETO	35.166	38.083	37.307
A-1) Fondos propios	35.166	38.083	37.307
I. Capital	13.222	13.222	13.222
1. Capital suscrito	13.222	13.222	13.222
III. Reservas	14.802	16.627	20.121
1. Legal y estatutarias	2.644	2.644	2.644
2. Otras reservas	12.158	13.983	17.477
IV. (Acciones y participaciones en patrimonio propias)	-1.261	-1.261	-1.261
VII. Resultado del ejercicio	8.403	9.495	5.224
B) PASIVO CORRIENTE LARGO PLAZO	14.056	9.877	5.438
I. Provisiones a largo plazo	852	923	923
4. Otras provisiones	852	923	923
II. Deudas a largo plazo	13.204	8.954	4.515
2. Deudas con entidades de crédito	13.204	8.954	4.515
B) PASIVO CORRIENTE CORTO PLAZO	12.006	6.743	14.145
II. Deudas a corto plazo	7.651	4.439	11.683
2. Deudas con entidades de crédito	4.503	4.439	4.474
5. Otros pasivos financieros	3.148	0	7.209
IV. Deudas con empresas del grupo y asociadas c/p	214	227	0
V. Acreedores comerciales y otras cuentas a pagar	4.141	2.076	2.461
1. Proveedores	12	114	0
2. Proveedores, empresas del grupo asociadas	76	0	71
3. Acreedores varios	2.723	638	617
4. Personal (remuneraciones pendientes de pago)	10	0	0
5. Pasivo por impuesto corriente	968	937	647
6. Otras deudas con Administraciones Públicas	352	387	1.126
TOTAL PASIVO (miles de euros)	61.228	54.703	56.890

Cuenta de Pérdidas y ganancias	2011	2012	2013
A) OPERACIONES CONTINUADAS			
1. Importe neto de la cifra de negocios	24.115	28.663	20.933
a) Ventas	24.115	28.663	20.933
4. Aprovisionamiento	-4.286	-4.719	-1.635
a) Consumo de mercaderías	-3.910	-4.359	-1.341
b) Consumo de M.Primas y otras materias consumibles	-376	-360	-294
5. Otros ingresos de explotación	1.405	7	104
a) Ingresos accesorios y otros de gestión corriente	152	7	0
c) Ingresos excepcionales	1.253	0	104
6. Gastos de Personal	-122	-132	-137
a) Sueldos, salarios y asimilados	-90	-96	-103
b) Cargas sociales	-32	-36	-34
7. Otros gastos de explotación	-4.031	-5.134	-6.985
a) Servicios exteriores	-3.691	-4.356	-4.671
b) Tributos	-329	-811	-2.313
d) Otros gastos explotación	-11	33	-1
8. Amortización del inmovilizado	-4.405	-4.490	-4.633
A.1) RESULTADO DE EXPLOTACIÓN	12.676	14.195	7.647
12. Ingresos financieros	151	65	36
b2) De terceros	151	65	36
13. Gastos financieros	-817	-689	-219
b) Por deudas con terceros	-797	-618	-219
c) Por actuaciones de provisiones	-20	-71	0
A.2) RESULTADO FINANCIERO	-666	-624	-183
A.3) RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	12.010	13.570	7.463
13. Impuesto sobre beneficios	-3.607	-4.075	-2.239
A.4) RESULTADO DEL EJERCICIO (miles de euros)	8.403	9.495	5.224

Tablas elaboradas a partir de los datos obtenidos en los informes de auditoría de Compañía Eólica Tierras Altas, S.A., de los ejercicios 2012 y 2013.