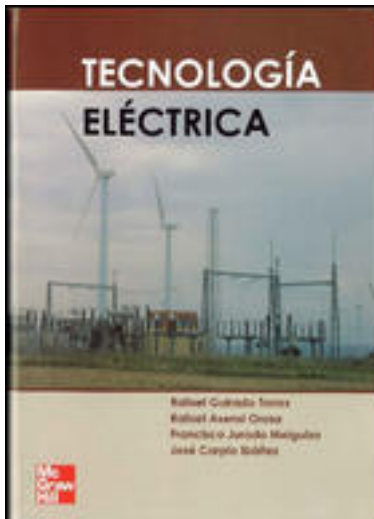


Bibliografía Complementaria



Este documento contiene el capítulo 1, titulado “El sector eléctrico”, del libro “Tecnología Eléctrica”, de R. Guirado, R. Asensi, F. Jurado y J. Carpio, editado por McGraw-Hill, 2006.

Este capítulo se puede descargar libremente (como capítulo de muestra) de la OLC de McGraw-Hill en Internet en la dirección <http://www.mhe.es/guirado1>.

EL SISTEMA ELÉCTRICO

La electricidad es la forma de energía más utilizada hoy en día en la industria y en los hogares. La electricidad es una forma de energía relativamente fácil de producir en grandes cantidades, de transportar a largas distancias, de transformar en otros tipos de energía y de consumir de forma aceptablemente limpia. Está presente en todos los procesos industriales y en prácticamente todas las actividades humanas por lo que se puede considerar hoy en día como un bien básico insustituible.

Para que la electricidad pueda ser utilizada es necesario, como en cualquier otra actividad industrial, un sistema físico que permita y sustente todo el proceso desde su generación hasta su utilización y consumo final. Este sistema es el sistema eléctrico.

El objetivo de este primer capítulo es describir qué es un sistema eléctrico en general, finalizando con el Sistema Eléctrico Nacional. Para ello, en primer lugar y como introducción, se ofrece una breve visión histórica de la Tecnología Eléctrica desde sus orígenes, hace poco más de un siglo, que sirve para entender mejor cómo se ha llegado a los sistemas eléctricos actuales.

El resto del capítulo es una presentación y descripción del primero de los elementos principales de cualquier sistema eléctrico como son las centrales eléctricas.

1.1. Antecedentes históricos de la Tecnología Eléctrica

A pesar de la importancia que tiene hoy en día la energía eléctrica en prácticamente todas las actividades del hombre, tanto industriales como residenciales y domésticas, su historia sin embargo es relativamente reciente ya que el inicio de la Tecnología Eléctrica está aceptado situarlo en el último cuarto del siglo XIX. Esa tecnología se desarrolla a partir de la base científica, experimental y teórica, que sobre la electricidad se había elaborado y formulado a lo largo de todo ese siglo.

En 1871 Z. T. Gramme presenta la primera dinamo industrial movida por una máquina de vapor, lo que supuso poder disponer de electricidad en forma corriente continua y en cantidad “abundante”, sustituyendo así a las pilas utilizadas hasta entonces como únicas fuentes de electricidad (la pila había sido inventada por Alessandro Volta en el año 1800). Otro hito importante ocurrió el 4 de septiembre de 1882 cuando Thomas A. Edison, utilizando 6 generadores de corriente continua con una potencia total de 900 CV y unas 7.200 bombillas (inventadas también

por él a finales de 1879), ilumina la calle Pearl en Nueva York, acontecimiento que tuvo una enorme repercusión en su momento y que se reconoce como el primer sistema de distribución de energía eléctrica utilizado para alumbrado público.

Desde ese momento queda claro el enorme potencial, técnico y económico, que supone la energía eléctrica; la carrera por su control y utilización fue imparable. Así, ese mismo año, 1882, L. Gaulard y J. Gibbs presentan la primera patente del transformador, que fue mejorada un año después por los ingenieros Deri, Blathi y Zypernowski. George Westinghouse compra en 1885 la patente del transformador y al año siguiente, en 1886, realiza el primer sistema de alumbrado público en corriente alterna en Great Barnington (MA, EE.UU.) y funda su empresa para el desarrollo y utilización de la electricidad en corriente alterna, la Westinghouse Electric and Manufacturing Co. En 1888 Nikola Tesla inventa y patenta el primer motor de inducción, Westinghouse compra la patente y contrata a Tesla.

En los años 1888 y 1889 se vive una apasionante guerra tecnológica y comercial: la lucha entre los defensores de los sistemas de corriente continua, encabezados por Edison a través de su empresa, la Edison General Electric Co., y los de los sistemas de corriente alterna, con Westinghouse al frente. Los sistemas en corriente continua contaban con la ventaja de estar más desarrollados en aquel momento, pero presentaban el gran problema de las pérdidas de energía por efecto Joule debidas a la corriente que circulaba por el sistema, problema más grave cuanto mayor era la potencia demandada; para minimizar en lo posible esas pérdidas los generadores debían estar en las propias ciudades, en el centro de la zona que alimentaban (de ahí quizás el nombre de “central” que todavía se utiliza en español para designar a las instalaciones de generación). La gran ventaja que supuso el poder transportar la energía eléctrica en corriente alterna desde las centrales generadoras, situadas a muchos kilómetros de los consumidores, gracias a poder elevar la tensión mediante los transformadores, y el desarrollo y la utilización en la industria de los motores de inducción a partir de la patente de Tesla, dieron finalmente la victoria a los sistemas de corriente alterna. Con la presentación en 1891, en la Exposición de Frankfurt, del primer sistema trifásico entre Frankfurt y Lauffen y la construcción de la central de las Cataratas del Niágara en 1895, la corriente alterna queda definitivamente aceptada como la forma de generar, transportar y distribuir la energía eléctrica.

España no se quedó al margen de esa corriente tecnológica de aquellos años. Así, en 1881 se construyó en Madrid la primera central eléctrica de la ciudad para iluminar la Puerta del Sol y los Jardines de El Retiro y, en 1886, Gerona fue la segunda ciudad europea en estar totalmente iluminada con energía eléctrica. En 1909 se puso en funcionamiento la línea entre la central hidroeléctrica de Molinar, en el río Júcar, y Madrid que, con una longitud de 250 km y una tensión de 60 kV, era en ese momento la línea más larga y de mayor tensión de Europa.

1.2. Estructura de un sistema eléctrico

Un sistema eléctrico se define como el conjunto de instalaciones, conductores y equipos necesarios para la generación, el transporte y la distribución de la energía eléctrica.

Desde finales del siglo XIX y durante todo el siglo XX, el crecimiento de los sistemas eléctricos ha ido a la par del avance tecnológico de la sociedad, hasta el punto de considerar el consumo de energía eléctrica como uno de los indicadores más claros del grado de desarrollo de un país.

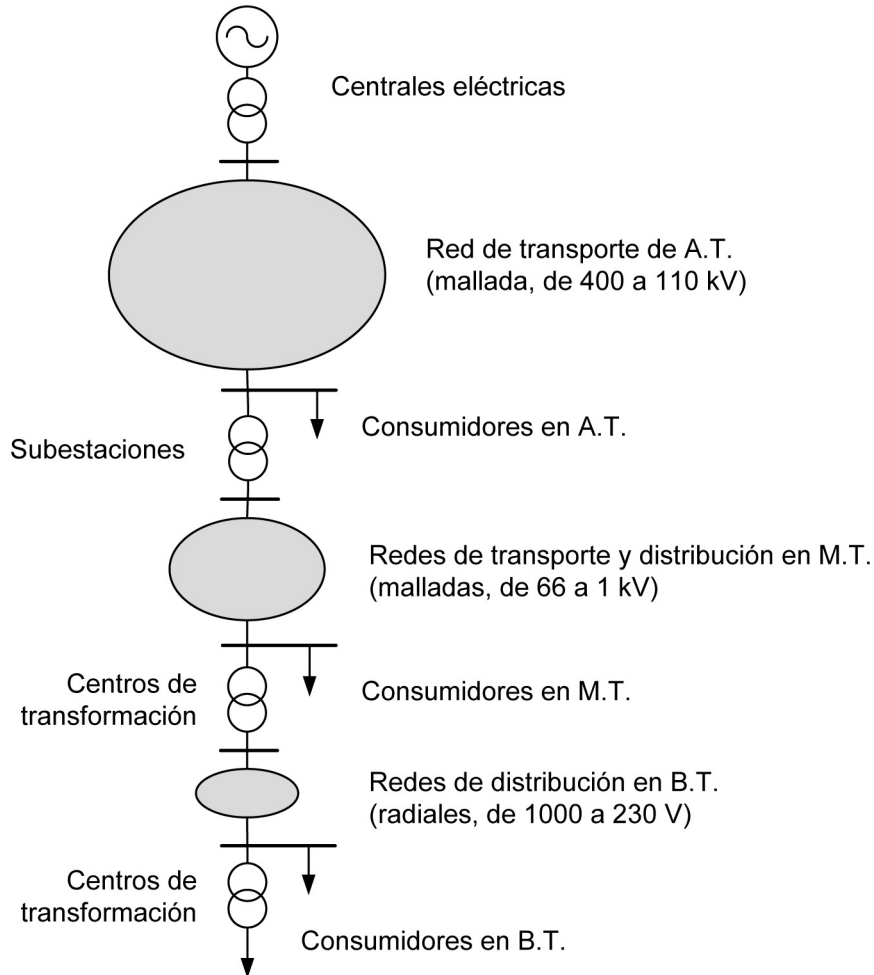


Figura 1.1. Estructura de un sistema eléctrico.

Los primeros sistemas eléctricos estaban aislados unos de otros; el crecimiento de la demanda de electricidad, y de la consiguiente capacidad de generación y de transporte, supuso un rápido proceso de concentración empresarial y de interconexión de esos pequeños sistemas dando lugar a otros mucho más grandes, tanto en potencia como en extensión geográfica, que son los que existen actualmente.

La Figura 1.1 muestra un esquema de la estructura de un sistema eléctrico actual de generación, transporte y distribución de energía eléctrica.

La generación de energía eléctrica tiene lugar en las centrales eléctricas. La mayor parte de las centrales son hidráulicas y térmicas, tanto convencionales (de carbón, de fuelóleo, de gas, de ciclo combinado y de cogeneración) como nucleares. Actualmente se está ampliando el tipo de centrales y así, aunque aun con una potencia instalada mucho menor que las anteriores, existen centrales basadas en energías renovables (eólicas, fotovoltaicas, de biogás obtenido a partir de la biomasa o de residuos sólidos urbanos, etc.). Los alternadores de las centrales producen la energía eléctrica en media tensión, de 6 a 30 kV, tensión que se eleva mediante los

transformadores de salida de la central, para ser inyectada en la red de transporte. La frecuencia del sistema de corriente alterna que se genera es fija y está normalizada: 50 Hz en Europa y 60 Hz en gran parte de América.

La red de transporte y distribución está formada por las líneas que llevan esa energía hasta los consumidores. El transporte se hace en alta tensión (400, 220 y 132-110 kV) para disminuir las pérdidas. La red de alta tensión es una red geográficamente extensa, va más allá de las fronteras de los países, y es mallada. En los nudos de esa malla, donde las líneas se interconectan (es decir, a donde llegan y de donde salen), se encuentran las subestaciones en las que están los transformadores, para cambiar a los niveles de tensión de las líneas, los elementos de mando y de protección, que sirven para manipular y proteger la red (interruptores, seccionadores, fusibles, pararrayos, etc.), y los elementos de medida, que permiten conocer en todo momento la situación del sistema y los valores de las variables más importantes. De algunas de esas subestaciones salen líneas a menor tensión que forman las redes de distribución en media tensión (de 66 a 1 kV), mucho menos malladas y de menor tamaño, en las se encuentran los centros de transformación en los que la tensión se va reduciendo hasta que finalmente, y conforme el sistema llega hasta los últimos consumidores, se transforman en otras redes de baja tensión (400 y 230 V).

Por último están los consumidores de esa energía eléctrica que se genera en las centrales. Esos consumidores, también llamados cargas, se conectan a la red en alta tensión (grandes industrias y, sobre todo, las redes de distribución de media tensión), en media tensión (industrias, distribución a las ciudades y redes de distribución en baja tensión) y en baja tensión (la mayoría de los consumidores como, por ejemplo, pequeñas industrias y los consumidores domésticos finales).

1.3. El Sistema Eléctrico Español

En el primer tercio del siglo XX en España, como en el resto del mundo, el desarrollo del sistema eléctrico se caracterizaba por un gran número de pequeñas empresas y sistemas locales, creados para el suministro de electricidad a las ciudades y zonas industriales. El constante crecimiento de la demanda y la necesidad de inversiones de capital cada vez mayores dieron lugar a una paulatina concentración empresarial. La Guerra Civil en España y la Segunda Guerra Mundial en Europa, supusieron un importante estancamiento de ese crecimiento que se prolongó en los años siguientes debido a la destrucción de las principales instalaciones.

Para unir esfuerzos y con el propósito de salir de esa situación, las principales empresas eléctricas españolas fundaron en 1944 UNESA (Unidad Eléctrica S.A.), sociedad cuyos principales objetivos eran procurar una explotación coordinada de los recursos eléctricos de los que disponían esas empresas eléctricas y promover el desarrollo del sistema eléctrico nacional con la interconexión de todas las redes que había. Esos objetivos dieron sus frutos y el sistema eléctrico español fue creciendo basándose en la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, primero, y luego térmicas y al constante desarrollo de la red eléctrica.

Hasta la primera mitad de la década de los 80, el sector eléctrico español estaba formado por un reducido conjunto de grandes empresas eléctricas privadas con una estructura vertical (es decir, cada una integraba los negocios de generación, transporte, distribución y comercialización de la energía eléctrica) y una empresa pública, Endesa, que tan solo tenía generación (centrales térmicas que consumían carbón nacional). El funcionamiento del sistema se realizaba más o menos de forma independiente por cada empresa, de tal forma que cada una gestionaba su sistema

buscando su óptimo económico, estableciendo o no, según le conviniese, acuerdos bilaterales de compra y venta de energía con las empresas vecinas.

En el año 1984 esta situación cambia con la entrada en vigor del Marco Legal Estable. Esta ley garantizaba la viabilidad de las empresas eléctricas como un monopolio a cambio de una fuerte intervención en su gestión, al entender el sector eléctrico como un servicio público. Así, se crea Red Eléctrica de España S. A. (REE), que pasa a ser la propietaria de la red de transporte en alta tensión, que se nacionaliza, y la generación se centraliza, tanto en la planificación (a través del PEN, Plan Energético Nacional) como en su funcionamiento, según el denominado funcionamiento en *pool*: todo el sistema se gestiona como una única empresa mediante un despacho centralizado (que realiza REE) con una distribución posterior de los costes y de los beneficios entre las empresas.

En el año 1996, con la Directiva Europea del Mercado Interno de Electricidad se pretende liberalizar el mercado de la energía eléctrica en la Unión Europea rompiendo los monopolios que, en distintas formas, existían en cada país. En España esa directiva dio lugar, en el año 1997, a la Ley del Sector Eléctrico que supuso un cambio radical del sector al introducir la liberalización de las actividades reguladas (se prohíbe la tradicional integración vertical de negocio de las empresas eléctricas) y al suprimir el concepto de servicio público, los monopolios y la planificación centralizada.

Así, actualmente en España el mercado eléctrico está desregulado y funciona como una especie de bolsa donde se compra y vende energía eléctrica mediante un sistema de casación entre las ofertas de venta de energía, presentadas por los productores que tienen la generación, y las ofertas de compra realizadas por los comercializadores. Para supervisar este mercado de compra-venta, la Ley del Sector Eléctrico establece la creación de dos entidades independientes: el Operador del Mercado y el Operador del Sistema. El primero, encomendado a OMEL (compañía Operador del Mercado Español de Electricidad S.A.), es el garante de la operación económica del sistema mediante la gestión de ese mercado de ofertas de compra y de venta de energía eléctrica y la liquidación final resultante. El segundo, encomendado a REE (Red Eléctrica de España S.A.), es el que garantiza el funcionamiento del sistema desde el punto de vista técnico, para asegurar la continuidad, calidad, seguridad y coordinación de las operaciones de generación y transporte. De esta forma España ha sido uno de los primeros países en crear y en poner en marcha su mercado eléctrico desregulado, modelo que ha servido de ejemplo para otros países.

Para finalizar este apartado, en la Tabla 1.1 se ofrece una visión general resumida del Sistema Eléctrico Nacional mediante sus cifras más significativas correspondientes al cierre del año 2004.

1.4. Centrales eléctricas

Las centrales eléctricas son las instalaciones en la que se produce la energía eléctrica. Aunque se pueden encontrar diferentes formas de clasificar las centrales, la más aceptada lo hace en cuatro grandes grupos:

- Centrales hidroeléctricas.
- Centrales térmicas convencionales.
- Centrales nucleares.
- Centrales con energías renovables.

Tabla 1.1. Datos estadísticos del Sistema Eléctrico Español en 2004 (fuentes [4] y [9]).

POTENCIA INSTALADA	MW
Hidráulica	16.657
Térmica convencional ⁽¹⁾	33.185
Nuclear	7.876
Renovables (incluida minihidráulica)	10.707
TOTAL	68.425

BALANCE ENERGÉTICO	GWh
Producción neta	263.068
Intercambios internacionales. Exportación	11.150
Intercambios internacionales. Importación	8.112
Pérdidas en transporte y distribución	20.207
CONSUMO NETO	239.823

RED DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN	km
Líneas de 400 kV	16.831
Líneas de 200 kV	16.417
Líneas de 132-110 kV	21.092
TOTAL	54.340

⁽¹⁾ Incluida las no renovables en Regimen Especial (cogeneración y residuos).

1.4.1. Centrales hidroeléctricas

La gran cantidad de energía que tiene el agua en movimiento es bien conocida desde la antigüedad, muchas veces por sus efectos devastadores, como las inundaciones y las riadas, aunque en la mayoría de las ocasiones lo ha sido por su aprovechamiento por el hombre, en cada época de la historia, para el desarrollo de la sociedad. Así, ya de la época romana se pueden encontrar molinos, norias, canales y otras obras hidráulicas que demuestran ese conocimiento y utilización.

La producción de electricidad en una central hidroeléctrica se basa en la transformación de la energía cinética de un cierto caudal de agua que mueve una turbina hidráulica, en energía eléctrica producida por un alternador acoplado al eje de la turbina. La energía cinética del agua puede obtenerse directamente del caudal de un río o bien aprovechando o creando un desnivel suficiente en su cauce mediante una presa o un canal. Esta relativa facilidad para su utilización hizo que desde el inicio de la industria eléctrica a finales del siglo XIX, la producción de electricidad mediante centrales hidroeléctricas haya ido a la par con su desarrollo. Como ejemplo, se puede citar la central de la Cataratas del Niágara, EE.UU., construida en 1895.

El funcionamiento básico de una central hidroeléctrica se puede explicar a partir de la Figura 1.2, que representa una central a pie de presa. En el cauce de un río se construye una presa que permite acumular una gran cantidad de agua creando un embalse. La elevación del nivel del agua permite disponer de una energía potencial debida a la diferencia de altura del agua que existe entre la cota superior del embalse y la cota del río a pie de presa: esa energía potencial del salto, convertida en energía cinética al liberar el agua de forma controlada, es la que se transforma posteriormente en energía eléctrica mediante los grupos turbina-alternador de la central.

Mediante una toma de agua situada en el embalse a media altura, para aprovechar el volumen del embalse hasta la cota superior, protegida por una rejilla metálica en su entrada, para evitar que

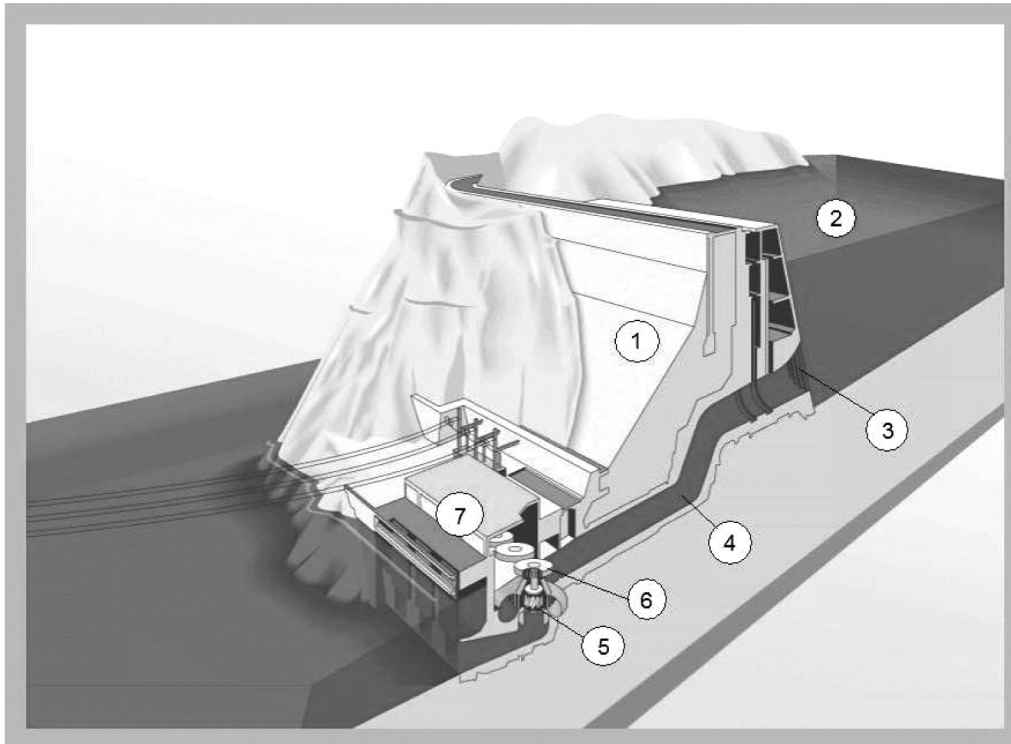


Figura 1.2. Esquema de una central hidroeléctrica: (1) presa, (2) embalse, (3) rejilla de entrada, (4) tubería forzada, (5) turbina, (6) alternador, (7) central y subestación de salida (por cortesía de UNESA).

penetren en ella cuerpos sólidos de gran tamaño, y a través de una cámara de compuertas, para regular el caudal, el agua entra en una tubería forzada o de presión, que atraviesa el cuerpo de la presa y la lleva desde el embalse a la central donde se encuentran los equipos hidroeléctricos. En esa tubería forzada, la presión del agua hace que la energía potencial que tenía se transforme en energía cinética al adquirir velocidad. Al llegar a la central, ese agua a presión y en movimiento actúa, a través del distribuidor de la turbina, sobre los álabes del rodete de la turbina hidráulica haciendo que ésta gire. El eje del rodete de la turbina está unido (es el mismo) al eje del rotor del alternador, un generador síncrono, que al girar induce en su estator una corriente alterna de media tensión y, en consecuencia, alta intensidad. Para evacuar esa energía eléctrica producida, a la salida del alternador, el transformador de la central eleva la tensión para su inyección en la red a través de las líneas eléctricas que salen de la central.

El agua, una vez que ha cedido su energía en la turbina, es devuelta al cauce del río, aguas abajo de la central, para que siga su curso hasta, quizá, otro embalse que permita seguir aprovechando el desnivel. De esta forma, se crea un sistema hidroeléctrico de varias centrales en un mismo río o en varios ríos de una misma cuenca hidrográfica. A su vez, en una misma central suelen existir varios grupos turbina-alternador alojados en una misma sala de máquinas o edificio de la central, lo que permite aumentar la potencia de la central.

Como se ha visto en la descripción anterior, en una central hidroeléctrica hay una gran cantidad de elementos, lo que permite realizar distintas clasificaciones de este tipo de centrales



Figura 1.3. Central de salto por derivación de Cofrentes, Valencia.

atendiendo a ellos: el emplazamiento para aprovechar el salto, el tipo de presa, la capacidad del embalse, la potencia de la central y el tipo de funcionamiento.

Desde el punto de vista del emplazamiento existen tres tipos básicos de centrales: de derivación, de acumulación y mixto. En las primeras no existe un embalse en el que acumular el agua y conseguir altura, lo que sí ocurre en las segundas, mientras que las terceras son un tipo intermedio entre las anteriores.

En las *centrales de derivación* o de salto por derivación, en un punto del cauce de un río se construye un pequeño embalse o azud que permite desviar el agua a un canal abierto con el objetivo de que el agua circule por él siguiendo un camino de pendiente mínima y así conservar su energía potencial ganando altura respecto al cauce natural del río. Una vez conseguido el desnivel suficiente, en un punto del canal se construye una cámara de presión de la que parte una tubería forzada que lleva el agua a presión hasta la central donde se encuentran los grupos turbina-alternador (Figura 1.3). A este tipo de central también se le denomina de tipo fluyente ya que al no disponer de embalse no puede almacenar agua y, por lo tanto, turбина toda el agua que le llega, siendo el valor máximo el correspondiente al caudal de diseño de la central.

En las *centrales de acumulación* existe una presa construida en el cauce del río que permite acumular agua y obtener una cierta altura; al pie o en la base de la presa está la central. Este esquema es el que corresponde a la central hidroeléctrica general descrita al inicio de este apartado.

En las *centrales de salto mixto* se utiliza una presa para embalsar el agua, que se lleva hasta la central a través de una conducción a presión. En esta conducción se distinguen tres partes: una tubería o galería a presión que sale de la presa y que, de forma análoga al canal de

derivación de las primeras, le permite al agua seguir ganando altura respecto al cauce del río; una tubería presión que lleva el agua hasta la central donde están los grupos turbina-alternador; y una chimenea de equilibrio o de expansión para regular las sobrepresiones que se producen en las conducciones anteriores debido al movimiento del agua por ellas y que, por estar a presión, podría llegar a dañarlas (un ejemplo bien conocido es el fenómeno del “golpe de ariete” que se produce en una tubería cuando, por la acción de la apertura o cierre de una válvula, se modifica bruscamente la velocidad del agua a presión que circula por ella). Este tipo de central presenta las ventajas de los otros dos esquemas: por un lado puede almacenar el agua en el embalse y ganar el desnivel de la presa y, por otro, permite aumentar ese desnivel hasta la cota de la central mediante la conducción a presión.

Desde el punto de vista de la presa existen dos tipos básicos: la presa de gravedad y la presa de bóveda o de arco (Figura 1.4). La *presa de gravedad* retiene el agua que embalsa gracias a su propio peso, transmitiendo así el empuje del agua al terreno sobre el que se asienta. El cuerpo de la presa (sección transversal) consiste en un núcleo impermeable de arcilla apisonada y hormigón recubierto por ambos lados mediante capas superpuestas de distintos materiales de acopio (roca y escollera); de esta forma se consigue una estructura de gran volumen cuyo propio peso es el que soporta el empuje del agua embalsada. La ventaja de este tipo de presa es que permite cerrar cauces anchos de río pero, por el contrario, no permite conseguir mucha altura, ya que sería necesario una gran cantidad de material.

La *presa de bóveda o de arco* recibe su nombre de la forma que tiene. Este tipo de presa se construye en zonas del cauce del río de menor anchura en las que éste discurre entre paredes de roca. La presa consiste en una pared curva de hormigón cuya forma permite transmitir el empuje del agua embalsada al terreno y, sobre todo, a las dos paredes de la montaña en las que se apoya la presa. Este tipo de presa permite diseños más estilizados, disminuyendo el volumen de material necesario para su construcción y obteniendo presas de mayor altura; sin embargo, existen menos emplazamientos donde pueden construirse ya que requieren de valles en los que el río vaya relativamente encajonado con sólidas paredes a los dos lados que aguanten el empuje del agua embalsada que les transmite el arco de la presa.

En cualquiera de estos dos tipos de presas, además del agua que sale del embalse al ser turbinada en la central, la presa debe disponer de uno o varios canales o vías para permitir desaguar o verter agua al cauce, tanto por seguridad para que no se sobrepase el nivel máximo del embalse (por una avenida debida a lluvias o deshielo) como por razones medioambientales para garantizar un caudal mínimo del río aguas abajo de la presa (en centrales de derivación y de salto mixto). Estos canales de desagüe o vertido pueden partir de la parte baja del embalse, denominados de fondo (por lo tanto son conducciones a presión que, además, permiten una cierta limpieza de materiales de arrastre del fondo del embalse), y también estar en la coronación de la presa, bien en el centro de la misma o en un lateral, denominados aliviaderos o vertederos, como se ven en la Figura 1.4.

En cuanto a la capacidad del embalse, las centrales se clasifican en fluyentes y con regulación que, a su vez, pueden ser de regulación anual o hiperanual. Las *centrales fluyentes* son aquellas que no tienen embalse o, si lo tienen, es de un volumen muy pequeño, de tal forma que en cualquier caso turbinan en cada momento el agua que les llega. Las centrales de salto por derivación, como ya se ha indicado, son un ejemplo de este tipo de centrales.

Las *centrales con regulación* son aquellas que tienen un embalse con mayor volumen de almacenamiento de agua de tal forma que pueden turbinar en cualquier momento el agua embalsada (principalmente en las horas de punta de demanda cuando la energía es más cara) independientemente de cuál sea el caudal de agua que llega al embalse en ese mismo momento. Este tipo de centrales tiene la gran ventaja de que además de producir electricidad permite regular



Figura 1.4. Tipos de presas: (arriba) de gravedad, central de José M^o de Oriol, Cáceres, y (abajo) de bóveda, central de Aldeadávila, Salamanca (por cortesía de UNESA).



Figura 1.5. Central de bombeo puro de Cortes-La Muela, Valencia (por cortesía de UNESA).

el curso de los ríos en los que se encuentran para otros fines, como abastecimiento de agua y regadío, y paliar los posibles efectos de riadas y avenidas. Según sea el volumen de agua que puede embalsar la regulación puede ser anual, regulando los caudales estacionales dentro de un mismo año, o hiperanual, cuando esa regulación va más allá de un año y permite aprovechar en los años más secos las aportaciones de agua de los años húmedos o de mayor hidraulicidad.

El modo de funcionamiento también permite hacer otra clasificación de las centrales hidroeléctricas en dos grandes grupos: las convencionales y las de bombeo. Las primeras comprenden a todas aquellas cuyo modo de funcionamiento es el descrito hasta ahora, es decir, produciendo electricidad mediante el turbinado del agua. Por su parte, las *centrales de bombeo* (Figura 1.5), en ocasiones llamadas también reversibles, son centrales hidroeléctricas que constan de dos embalses situados a distintas cotas, lo que le permite dos modos de funcionamiento alternativos: en uno, el agua del embalse superior es turbinada al inferior produciendo electricidad que es inyectada en la red; en el otro, la central consume energía eléctrica de la red para bombear agua del embalse inferior al superior. Aunque las turbinas y las bombas de la central pueden ser máquinas distintas, en la mayor parte de los casos el grupo turbina-alternador es reversible y el mismo para los dos modos de funcionamiento, comportándose como turbina-alternador cuando genera electricidad y como bomba-motor cuando bombea agua. Por último, según se llene el embalse superior, la central puede ser de *bombeo puro*, cuando el agua del embalse superior ha debido ser previamente bombeada desde el inferior, o de *bombeo mixto*, cuando eso no es necesario como, por ejemplo, en el caso una central hidroeléctrica convencional que posee una cierta potencia de bombeo.

Las centrales de bombeo han aparecido en las últimas décadas como complemento a las grandes centrales térmicas y nucleares, de tal forma que turbinan y generan energía eléctrica en las horas de punta, cuando la demanda es mayor, y bombean consumiendo energía eléctrica en las horas de valle o de los fines de semana en las que la demanda es menor. El objetivo de este tipo de centrales evidentemente no es energético, su rendimiento está en torno al 70%, sino que es económico, ya que genera en las horas de punta en las que la energía es más cara a costa de consumir la energía mucho más barata de las horas de valle. Otro objetivo es de funcionamiento del sistema, al permitir que muchas centrales nucleares y térmicas puedan funcionar durante las horas de baja demanda a su potencia base o a su potencia mínima técnica, evitando así que algunas se tuvieran que desconectar (ya que en ocasiones la suma de los mínimos técnicos de todas las centrales conectadas en un día es superior a la demanda del sistema en las horas de valle).

La potencia de una central hidroeléctrica depende del número de grupos turbina-alternador que tenga y, para cada uno de ellos, del caudal del agua y del salto efectivo, que es la diferencia entre la cota de entrada en el embalse y la de salida en la turbina menos las pérdidas que se producen en todos los elementos (en las rejillas de entrada en la toma del embalse, de carga en los canales y en las tuberías de presión, en el distribuidor de la turbina y en la propia turbina). Esto hace que haya un intervalo de potencias nominales muy amplio, desde grandes centrales de varios cientos de megavatios hasta otras más pequeñas de algunas decenas de kilovatios.

Así, desde el punto de vista de la potencia nominal de la central se distingue entre las centrales hidroeléctricas convencionales y las *minicentrales hidráulicas*. El límite entre estos dos grupos se ha establecido en 10 MW, de tal forma que aquellas cuya potencia es inferior a ese valor se definen como minicentrales hidráulicas. Aunque este tipo de centrales se encuentra en el origen de la industria eléctrica, su importancia decayó debido a la construcción de las grandes centrales hidroeléctricas; sin embargo, la crisis energética de los años ochenta les devolvió su interés y actualmente se engloban dentro del grupo de centrales que utilizan energías renovables.

Otro de los elementos más importantes de una central hidroeléctrica es la turbina. El objetivo de la turbina hidráulica es trabajar en todo instante con el mejor rendimiento posible. La gran amplitud de los márgenes en los que se encuentran los valores del caudal y del salto hace que no sea factible que haya un único tipo de turbina para todas las posibles situaciones que se pueden dar con esas dos variables. De esta forma se distinguen tres tipos básicos de turbinas: Pelton, Francis y Kaplan.

La *turbina Pelton* se utiliza en centrales con pequeño caudal y gran salto (más de 300 m). El rodete de una turbina Pelton presenta un conjunto de cazoletas o cucharas en su borde exterior contra las que choca el agua, haciendo así que la turbina gire. El agua es proyectada sobre las cazoletas del rodete a través de un conjunto de toberas que están situadas en dirección tangencial, cuyo número suele ser de uno a cuatro, y que sirven para regular el caudal y dirección del chorro de agua. Este principio de funcionamiento define la turbina Pelton como una turbina de acción, de eje horizontal, y su característica es que la velocidad de salida del agua por la tobera es la correspondiente al salto, por lo que este tipo de turbinas presenta excelentes rendimientos. El rendimiento máximo de una turbina Pelton, en general, está algo por encima del 90% y se obtiene para caudales de entre el 30% y el 100% del caudal nominal.

La *turbina Francis*, se utiliza en centrales con valores medios de caudal y salto (de 300 a 25 m). Se trata de una turbina de reacción ya que el agua llega radialmente al rodete y al pasar por él su dirección se desvía en un ángulo recto de tal forma que sale en sentido paralelo al eje de giro. En estas turbinas la velocidad de entrada del agua en el rodete es inferior a la correspondiente al salto, siendo esa diferencia proporcionalmente mayor cuanto menor es el salto. La turbina Francis es de eje vertical y consta de un distribuidor, formado por varias palas

móviles que permiten disminuir el paso de agua cuando se va cerrando la admisión (con el objetivo de mantener un alto rendimiento), el rodete de la turbina con sus paletas o álabes que producen la desviación de la dirección del agua y el tubo de aspiración para la descarga del agua. El rendimiento máximo de una turbina Francis, en general, está también ligeramente por encima del 90% pero sólo se obtiene para caudales de entre 60% y el 100% del caudal nominal.

La *turbina Kaplan*, se utiliza en centrales con gran caudal y un pequeño salto (menos de 50 m). Es también una turbina de reacción pero a diferencia de la Francis la entrada de agua es axial, el número de paletas del rodete es menor (de dos a cuatro para saltos pequeños que puede aumentar hasta ocho al aumentar el salto) y tiene una forma parecida a la de las hélices de un barco. El rendimiento de una turbina Kaplan decae rápidamente al disminuir el caudal respecto al nominal, por lo que se utilizan para centrales que tienen saltos y caudales prácticamente constantes. Para mantener el rendimiento de la turbina, existe un sistema de regulación que mueve las paletas del rodete de forma simultánea adecuando para cada caudal su ángulo de admisión y de salida en relación al del caudal del agua; de esta forma se consigue mantener el rendimiento máximo de la turbina para caudales de entre el 30% y el 100% del nominal.

Para finalizar este apartado es conveniente conocer algunos datos y algunas cifras del sistema hidroeléctrico español y de su evolución histórica. Hasta finales de la década de los años cincuenta la producción de energía eléctrica de origen hidráulico era la predominante con una producción de 8937 GWh en 1955 (el 75,5% del total) y una potencia instalada de 3200 MW (un 78% de la potencia total). El crecimiento de la demanda de energía eléctrica obligó a aumentar el parque generador español, lo que se llevó a cabo principalmente con la construcción de centrales termoeléctricas. Este crecimiento, que se inició en la década de los años sesenta, hizo que aunque se siguiese con la construcción de grandes centrales hidroeléctricas, la participación de la energía de origen hidráulico en el total del sistema eléctrico nacional disminuyera, de tal forma que en el año 2004 la producción hidroeléctrica, incluida la minihidráulica, fue de 34321 GWh (el 13,6% del total) con una potencia instalada de 18256 MW (un 26,7% del total). En cuanto a las principales instalaciones y aprovechamientos hidroeléctricos españoles actuales, en las Tablas 1.2 y 1.3 se resumen las centrales hidroeléctricas con mayor potencia instalada y las mayores centrales de bombeo.

Tabla 1.2. Mayores centrales hidroeléctricas españolas.

Central	Embalse	Potencia (MW)	Río	Provincia
Aldeadávila I y II	Aldeadávila	1139,2	Duero	Salamanca
José M ^a de Oriol	Alcántara	915,2	Tajo	Cáceres
Cortes-La Muela Villarino	Cortes-La Muela Almendra	908,3 810,0	Júcar Tormes	Valencia Salamanca

Tabla 1.3. Mayores centrales de bombeo.

Central	Potencia (MW)	Río	Provincia	Tipo
Villarino	810	Tormes	Salamanca	Mixto
La Muela	628,4	Júcar	Valencia	Puro
Estany Gento-Sallente	451	Flamisell	Lérida	Mixto
Aldeadávila II	421	Duero	Salamanca	Mixto

1.4.2. Centrales térmicas convencionales

Las centrales térmicas convencionales son aquellas que producen energía eléctrica a partir de la combustión de combustibles fósiles tradicionales como son el carbón, el fuelóleo y el gas. Este tipo de centrales está en el origen y en la expansión de la industria eléctrica, especialmente las de carbón, y se basan principalmente en el ciclo termodinámico del agua/vapor, aunque actualmente también incluye instalaciones que adaptan nuevas tecnologías como es el ciclo combinado. De esta forma, las centrales térmicas convencionales se clasifican en tres grandes grupos:

- Las centrales termoeléctricas de tecnología convencional, con un único ciclo termodinámico de agua/vapor.
- Las centrales de ciclo combinado, en las que se combina un ciclo de turbina de gas con otro de agua/vapor.
- Las centrales de cogeneración, que son instalaciones que además de producir electricidad, producen vapor para su uso industrial o residencial.

El principio básico de este tipo de centrales es, como se ha indicado, el ciclo termodinámico del agua/vapor, también conocido como ciclo de Rankine. En la Figura 1.6 se representa sobre un diagrama de entropía-temperatura el ciclo de Rankine junto a un esquema con los equipos elementales necesarios. El ciclo comienza en la caldera donde el agua a presión es calentada (pasa del punto A a los puntos B y C del diagrama) hasta obtener vapor saturado, con una presión de 166 a 172 bar, que es sobrecalentado hasta una temperatura de 538 a 545 °C (de C a D). Este vapor de alta presión y alta temperatura se expande en la turbina (de D a E). A la salida de la turbina el vapor, que tiene una presión de 0,07 a 0,035 bar, se condensa en el condensador (de E a F). Mediante la bomba de agua alimentación se eleva la presión del agua obtenida a la salida del condensador (de F a A), que es introducida de nuevo en la caldera iniciándose el ciclo. En estas condiciones, con este ciclo de Rankine básico se llega a obtener un rendimiento térmico de alrededor del 34%.

Para aumentar ese rendimiento se realizan dos modificaciones del ciclo de Rankine básico que consisten en recalentar el vapor a su paso por la turbina y en precalentar el agua a presión que entra en la caldera. En el primer caso, se recurre a dividir la turbina en dos o tres cuerpos o escalones, denominados de alta, media y baja presión, lo que permite recalentar el vapor cuando

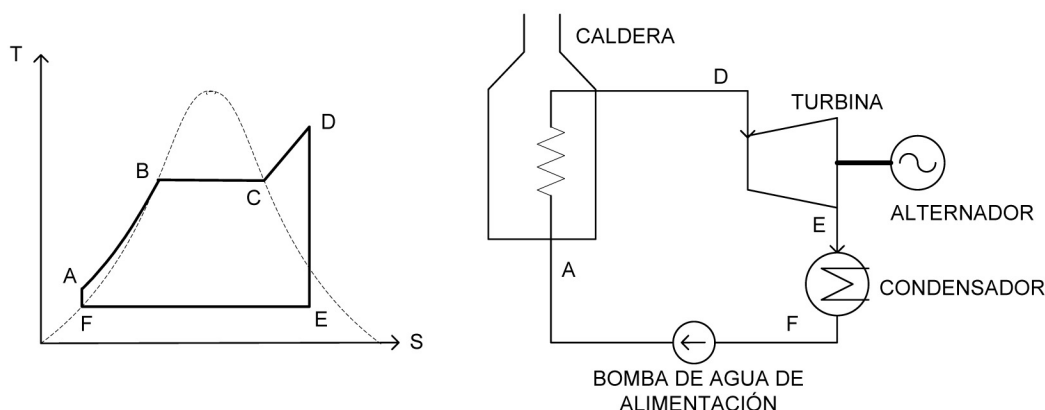


Figura 1.6. Ciclo de Rankine básico.

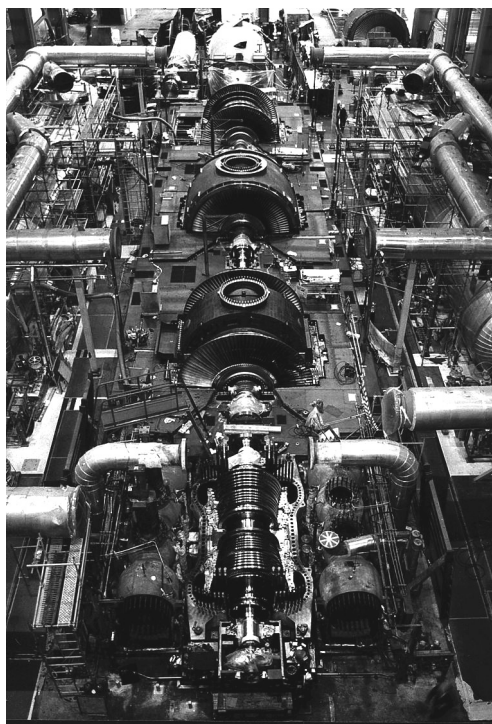


Figura 1.7. Turbina de vapor de una central térmica durante su montaje, donde se observan los diferentes cuerpos de la turbina (por cortesía de UNESA).

pasa de un cuerpo a otro (Figura 1.7). En el segundo, se precalienta el agua de alimentación de la caldera mediante una serie de calentadores (intercambiadores de calor) alimentados con vapor obtenido de extracciones intermedias de la turbina bien en alguno de sus escalones o bien cuando pasa de un cuerpo a otro (se trata, en cualquier caso, de pequeñas extracciones que suponen un gasto másico muy pequeño). Estas dos modificaciones se observan en el esquema de la Figura 1.8.

En las centrales térmicas de carbón, de fuelóleo y de gas, existe una zona de almacenamiento de combustible (parque de carbón y depósitos de fuel o de gas) que garantizan su disponibilidad para un tiempo razonable de funcionamiento de la central. La diferencia básica entre estos tipos de centrales es la caldera donde se quema el combustible y el tratamiento previo de éste. Así, en una central térmica de carbón, éste es triturado en molinos hasta convertirlo en un polvo muy fino, para facilitar su combustión completa, que es introducido en la caldera mediante chorros de aire caliente. En las de fuelóleo, el combustible es precalentado para aumentar su fluidez y poder así ser inyectado más fácilmente en los quemadores de la caldera. En todas ellas, los quemadores de la caldera están diseñados específicamente según el tipo de combustible que han de quemar y la tecnología utilizada para ello.

El resto del proceso es ya prácticamente el mismo en las tres y responde al esquema representado en la Figura 1.8. Las paredes de la caldera están completamente recubiertas de una densa y extensa red de miles de tubos por los que circula agua, a una presión y temperatura adecuada, que es calentada al quemar el combustible y que se transforma en vapor de agua con unas condiciones elevadas de presión y temperatura. Este vapor es conducido hasta una turbina de vapor donde se expande haciendo girar su rotor, que mueve un alternador acoplado a su eje.

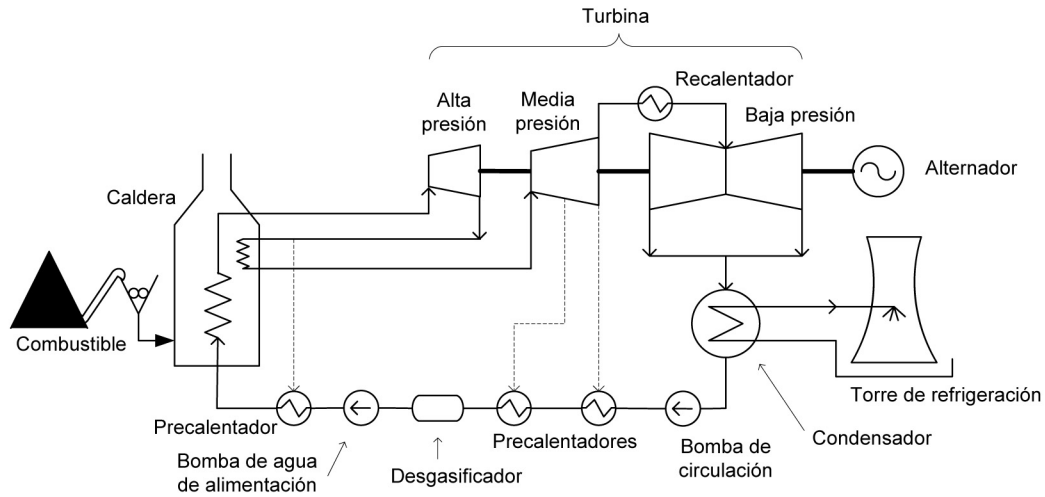


Figura 1.8. Esquema de funcionamiento de una central térmica convencional.

El alternador produce la energía eléctrica y los transformadores de salida de la central elevan su tensión para inyectarla a la red a través de las líneas eléctricas que salen de la central. El vapor a la salida de la turbina es transformado de nuevo en agua en el condensador que, a continuación y una vez eleva su presión y temperatura, es introducida otra vez a la caldera iniciando así el ciclo.

Para condensar el vapor de agua de la salida de la turbina, el condensador, que está situado justo debajo de la turbina, es refrigerado por otro circuito de agua, denominado de refrigeración, que puede ser cerrado o abierto. En el primer caso, el agua del circuito de refrigeración que se ha calentado en el condensador (téngase en cuenta que el condensador es un gran intercambiador de calor), se enfría en las torres de refrigeración gracias a la circulación natural por convección de un gran volumen de aire provocada por la forma de las torres, antes de volver a ser introducida en el condensador; de esta forma, sólo es necesario aportar un volumen de agua equivalente al que se pierde en forma de vapor y que sale a la atmósfera por la parte superior de las torres de refrigeración (Figuras 1.9 y 1.14). En el segundo caso, el agua de refrigeración del condensador es descargada directamente al mar o a un río o embalse, en un circuito abierto.

Por último, la central térmica dispone de una serie de equipos y sistemas para minimizar el impacto que supone el proceso de combustión sobre el medioambiente, como son la chimenea de gran altura, los precipitadores electrostáticos para retener la mayor parte de las partículas sólidas producidas al quemar el combustible y que van con el humo (cenizas volantes), y los equipos de desulfuración de gases y catalizadores para minimizar las emisiones de SH_2 , SO_x y NO_x .

En el ciclo de Rankine, mostrado en el diagrama de la Figura 1.6, se asume que la expansión en la turbina (de D a E) es isentrópica y adiabática, que es lo mismo que asumir que el rendimiento térmico de la turbina es del 100%. En la realidad esto no es así ya que existen pérdidas en los elementos de la turbina como válvulas de admisión, descarga y, principalmente, en los álabes. Actualmente, el diseño de los álabes se adapta y ajusta a los valores de la presión del vapor que se expande en los distintos cuerpos de la turbina obteniéndose así rendimientos térmicos de la turbina del 90% o incluso superiores.

Otro de los elementos importantes de una central térmica es la caldera. Su diseño depende del tipo de combustible y en las de carbón incluso del tipo de carbón. Además de las calderas

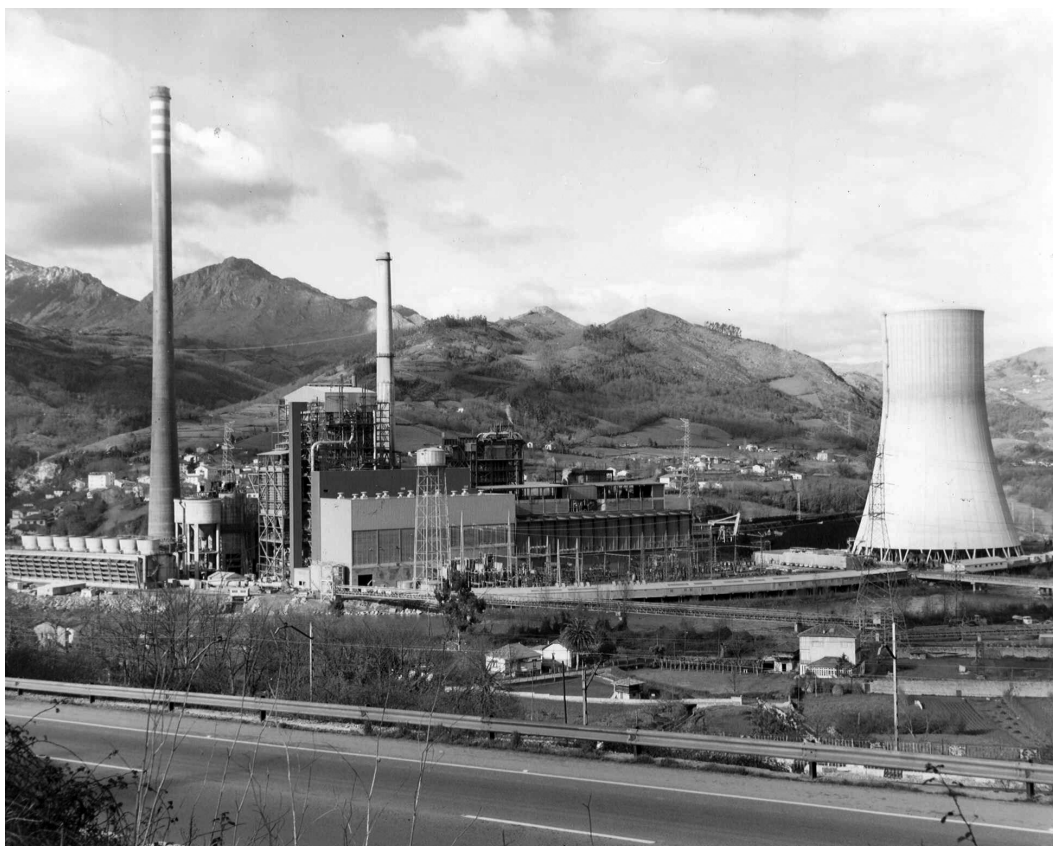


Figura 1.9. Central térmica de carbón de Soto de Ribera, Asturias (por cortesía de UNESA).

convencionales de carbón pulverizado, en la década de los ochenta se introdujeron nuevas tecnologías de combustión y nuevos diseños de calderas:

- Las calderas de lecho fluido, tanto a presión como a presión atmosférica, que se caracterizan por permitir la retención en la propia caldera de una gran parte del azufre que contiene el combustible, lo que contribuye a una disminución de las emisiones de óxidos de azufre y de nitrógeno (a estos procesos se les denomina tecnologías limpias de combustión del carbón).
- Las calderas de carbón pulverizado con ciclos supercríticos, que permiten aumentar la presión y la temperatura del vapor, lo que lleva a un aumento del rendimiento del ciclo.
- Las calderas de gasificación de carbón, en las que se obtiene gas para ser utilizado en un ciclo combinado (que se ve más adelante). Este gas obtenido es más limpio y produce menos contaminantes que los que hay en los gases de la combustión producidos en las calderas convencionales.
- Las calderas de las centrales de fuelóleo, en su gran mayoría, se han rediseñado para poder quemar indistintamente tanto este combustible como gas natural dando lugar a las denominadas centrales térmicas bicomcombustibles.

La caldera junto a todos sus elementos y sistemas auxiliares (precalentadores, economizadores, evaporadores, sobrecalentadores y calderines) presenta rendimientos alrededor del 90% o incluso superiores. De esta forma y teniendo en cuenta los rendimientos de todos los

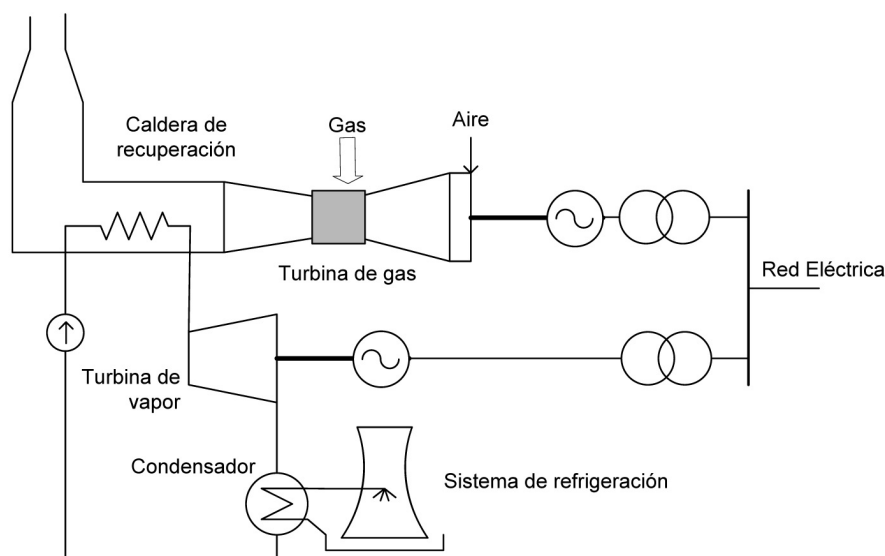


Figura 1.10. Esquema de funcionamiento de una central de ciclo combinado.

elementos de la central y del ciclo termodinámico, el rendimiento total o global de una central termoeléctrica convencional con un ciclo de agua/vapor está actualmente entre el 36 y el 40%.

El siguiente grupo de centrales térmicas convencionales es el de las *centrales de ciclo combinado*. Este tipo de centrales aparecieron en la década de los años setenta y se basa en combinar dos ciclos termodinámicos, de ahí su nombre: un ciclo de turbina de gas (ciclo de Brayton) y un ciclo de agua/vapor (ciclo de Rankine). El esquema de este tipo de centrales se representa en la Figura 1.10.

La turbina de gas es una instalación en la que se distinguen tres elementos principales: un compresor en la entrada, la cámara de combustión y una turbina en la salida (la instalación es conceptualmente similar al motor de un avión). En el ciclo de turbina de gas el combustible, que normalmente es gas natural, se quema en la cámara de combustión junto con el aire a presión que entra en ella desde el compresor, obteniéndose unos gases de combustión que alcanzan una temperatura de entre 1300 y 1430 °C (unos 1200 °C a la salida de la cámara). Esos gases de combustión se expanden en la turbina de gas, que mueve tanto el compresor del aire de entrada como el rotor de un alternador eléctrico acoplado a su eje. Los gases de escape de la turbina tienen una temperatura en torno a 600 °C, que es suficiente para ser aprovechada generando vapor en una caldera de recuperación.

En la caldera de recuperación se inicia el ciclo de agua/vapor: el vapor producido en ella se expande en una turbina de vapor que mueve otro alternador, el vapor de salida de la turbina se condensa en el condensador y vuelve a introducirse, a una presión y temperatura adecuada, a la caldera de recuperación. La energía eléctrica total producida por la central es la suma de las generadas por los dos alternadores y, como en las demás centrales eléctricas, su tensión se eleva en los transformadores de salida de la central para ser inyectada a la red.

El combustible de este tipo de centrales generalmente es gas natural aunque también se utiliza gas procedente de la gasificación del carbón. Gracias a la combinación de los dos ciclos, en las centrales de ciclo combinado se consigue actualmente un rendimiento total próximo al 60%.



Figura 1.11. Central térmica de ciclo combinado de Castellón (por cortesía de UNESA).

El tercer tipo de central térmica convencional lo constituyen las *centrales de cogeneración*. El objetivo de este tipo de centrales es producir tanto electricidad como calor, generalmente en forma de vapor de agua, para fines industriales o residenciales. La producción de electricidad puede incluso no ser el objetivo principal de la instalación, de hecho en muchas ocasiones la electricidad producida lo es a partir del calor o del vapor residual del proceso térmico principal de la instalación. Según el tipo del grupo turbina-alternador y del combustible utilizados y del objetivo principal de la instalación, existen distintos tipos de sistemas de cogeneración como, por ejemplo, los basados en ciclo de turbina de gas, con motor diesel u otros motores alternativos, con turbina de vapor, instalaciones con hornos y calderas, etc. En cualquier caso, la gran ventaja de las centrales de cogeneración es que permiten obtener altos rendimientos, muy superiores a los que se obtendrían para la producción de vapor y de electricidad por separado.

En España el peso de las centrales térmicas convencionales en la producción de energía eléctrica es importante. Desde la mitad de la década de los años setenta, la mitad de la producción eléctrica se obtuvo con centrales de este tipo y de ellas en las de carbón, ya que el carbón cobró importancia como sustituto del fuelóleo tras las crisis energéticas mundiales. El combustible empleado es principalmente carbón nacional que, aunque son carbones pobres como los lignitos pardos, son la única energía primaria fósil nacional. En el año 2004 la potencia instalada correspondiente a las centrales térmicas convencionales era de 33185 MW, un 48,5% del total, y produjeron 134910 GWh, un 55,5% de la producción total de electricidad, de los que algo más de la mitad fueron generados con carbón. En la Tabla 1.4 se recogen las principales características de las mayores centrales térmicas españolas.

Tabla 1.4. Principales centrales térmicas españolas por tipo de combustible.

Central	Potencia (MW)	Provincia	Combustible
Puentes de García Rodríguez	1468,5	La Coruña	Lignito pardo
Compostilla	1340,6	León	Hulla y antracita
Aboño	921,7	Asturias	Hulla y antracita
Teruel	1101,4	Teruel	Hulla subbituminosa
Litoral de Almería	1158,9	Almería	Hulla (import.)
Los Barrios	567,5	Cádiz	Hulla (import.)
Castellón	814,1	Castellón	Gas natural
Bahía de Bizkaia	828,6	Vizcaya	Gas natural
Santurce	936	Vizcaya	Fuel y gas natural

1.4.3. Centrales nucleares

Las centrales nucleares son un tipo de centrales de producción de energía eléctrica similares a las centrales térmicas convencionales explicadas en el apartado anterior, en el sentido de que, como aquellas, se basan en un ciclo de agua/vapor en el que una turbina de vapor mueve al alternador que genera la energía eléctrica. La diferencia está en la caldera en la que se quema el combustible para producir ese vapor y que en las centrales nucleares es el reactor nuclear; en él la energía liberada por la fisión de los núcleos de uranio del combustible es la que produce el calor necesario para generar el vapor. Esta diferencia es tan sustancial que hace que, a pesar de esa gran similitud en la forma de producir la energía eléctrica, las centrales nucleares se consideren como un tipo de centrales distinto al anterior.

La fisión es una reacción nuclear en la que los núcleos de ciertos isótopos de algunos elementos pesados, especialmente uranio (^{235}U) y plutonio (^{239}Pu), se dividen cuando chocan contra ellos neutrones de una cierta energía. Como consecuencia del impacto, ese núcleo se divide en dos fragmentos y se liberan dos o tres neutrones y una gran cantidad de energía, en forma de energía cinética, que es proporcional a la pérdida de masa producida en la reacción conforme a la conocida ecuación de Einstein. Esta energía es utilizada en el reactor nuclear para producir vapor y, posteriormente, electricidad mediante el conjunto turbina-alternador.

Los neutrones liberados en la fisión de un núcleo de combustible pueden servir para provocar nuevas reacciones de fisión de otros núcleos, obteniéndose así un proceso continuo llamado reacción en cadena. De esta forma esta reacción se puede mantener a sí misma una vez iniciada, lo que garantiza una producción de energía permanente. Si la reacción en cadena se mantiene estable se dice que el sistema está en estado crítico y corresponde con un estado de funcionamiento permanente del reactor.

La característica que diferencia e implica una tecnología específica para las centrales nucleares se centra en dos aspectos: la reactividad y la radiactividad. Se entiende por reactividad a la capacidad multiplicadora neutrónica del reactor y, en consecuencia, de generación de potencia, incluyendo además todos los aspectos termomecánicos y de integridad de la instalación. Otro concepto diferente es la radiactividad, que es la facultad de algunos núcleos de emitir radiaciones que, en el caso del combustible nuclear, conlleva una enorme amplificación de la radiactividad natural de la materia prima cuando ésta se irradia en el reactor.

El elemento característico y diferenciador de una central nuclear es el reactor nuclear. El reactor nuclear de fisión se define como un sistema que es capaz de iniciar, mantener y controlar

una reacción de fisión nuclear en cadena y de permitir extraer el calor generado por ella. Para esto, en el reactor se pueden distinguir los siguientes elementos esenciales:

- El combustible, que está formado por el material fisionable (por ejemplo óxido de uranio 235) dispuesto en formas de barras que forman el núcleo del reactor.
- El moderador, que sirve para disminuir la velocidad de los neutrones rápidos (con una energía del orden de keV) haciendo que sean neutrones lentos o térmicos (del orden de 0,025 eV). Como moderador se utiliza agua, grafito o agua pesada. Este elemento no existe en los denominados reactores rápidos.
- Los elementos de control, que debido a su capacidad de absorber neutrones sirven para controlar el número de neutrones que hay en el núcleo y, en consecuencia, la reactividad del reactor tanto durante el funcionamiento permanente (estado crítico del núcleo) como durante las paradas (estado subcrítico). Estos elementos están dispuestos en forma de barras que se pueden introducir entre las barras de combustible en el núcleo del reactor.
- El refrigerante, que es el elemento encargado de extraer el calor generado en el núcleo del reactor y puede ser agua ligera, agua pesada o gases como anhídrido carbónico o helio.
- El blindaje, que sirve de contención y evita la fuga al exterior de radiaciones y de neutrones del reactor y está formado tanto por la vasija del reactor como por edificio de contención en el que se encuentra. Para el blindaje se utiliza acero, hormigón y plomo, entre otros materiales.

Una primera clasificación de los reactores nucleares se hace conforme a la velocidad de los neutrones presentes en la reacción de fisión. Así se habla de reactores térmicos o lentos y de reactores rápidos.

Los *reactores térmicos o lentos* comerciales se dividen a su vez, según el moderador en reactores de agua ligera (que utilizan como combustible uranio enriquecido), reactores de agua pesada (que utilizan uranio natural) y reactores de grafito.

En los *reactores rápidos* no existe moderador ya que se utilizan los neutrones rápidos de la reacción de fisión. La utilización de neutrones rápidos favorece el importante fenómeno de la reproducción que consiste en que el número de núcleos fisionable producidos es igual o mayor que el de los consumidos. Esta característica se presenta como un incentivo muy notable para la utilización de este tipo de reactores ya que los convierte en un instrumento muy apropiado para extraer la energía del uranio natural lográndose un alto quemado del combustible.

La gran mayoría de centrales nucleares de producción de energía eléctrica existentes en el mundo corresponden a reactores de agua ligera (todas las centrales que hay en España son de este tipo), en los que se utiliza agua como moderador y como refrigerante, siendo el combustible uranio ligeramente enriquecido. En los reactores de agua ligera existen dos tipos o diseños: el reactor de agua a presión o PWR (del inglés *Pressurized Water Reactor*) y el reactor de agua en ebullición o BWR (del inglés *Boiling Water Reactor*).

En el *reactor de agua a presión* (Figura 1.12), la energía liberada por la reacción de fisión en cadena que se produce en el núcleo se transmite al refrigerante, que es agua y que se mantiene en estado líquido debido a la gran presión a la que está sometida. Este agua sale de la vasija del reactor y circula a través de una tubería a presión (circuito primario), pasa por unos intercambiadores de calor, denominados generadores de vapor, en los que cede la mayor parte de su energía térmica y regresa al núcleo del reactor. En los generadores de vapor, el agua del circuito secundario se convierte en vapor de alta presión y temperatura que sale del edificio de contención del reactor hacia la turbina de vapor donde se expande. Una vez condensada, vuelve al edificio del reactor iniciándose de nuevo el ciclo agua/vapor del circuito secundario.

El *reactor de agua en ebullición* (Figura 1.13) se diferencia del anterior en que carece de generadores de vapor. El agua de refrigeración en el circuito primario está a una presión

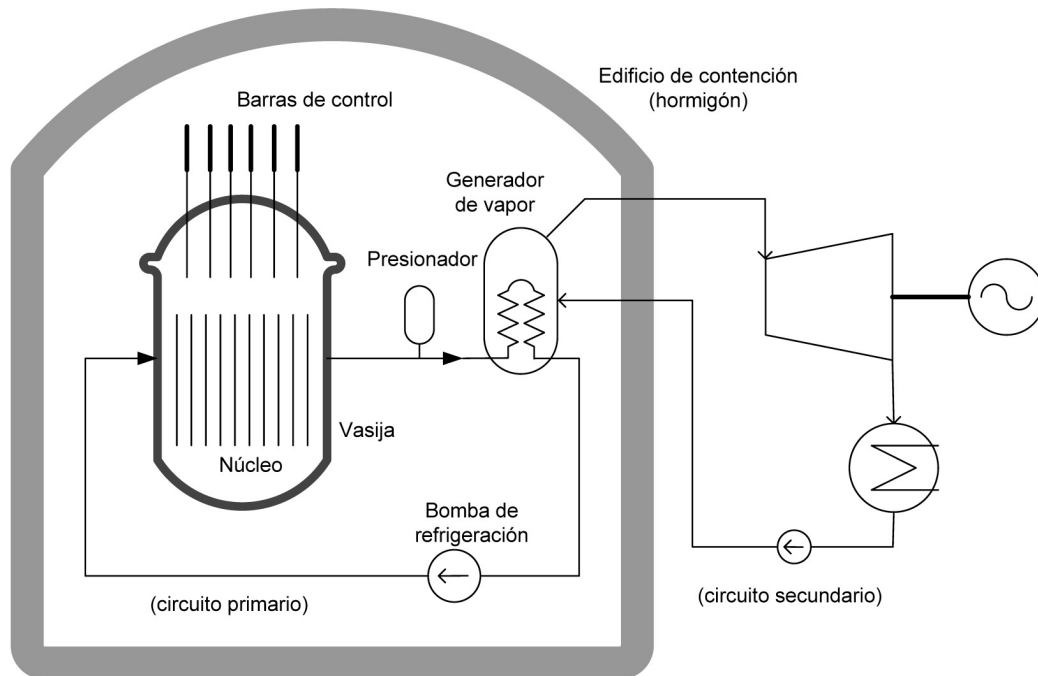


Figura 1.12. Esquema de una central nuclear con reactor de agua a presión o PWR.

ligeramente inferior de tal forma que en el interior del reactor se produce el vapor de agua que va directamente a la turbina de vapor. Alrededor de la vasija del reactor y de las bombas y tuberías del circuito primario existe una contención primaria de acero, denominada piscina de supresión, cuyo fin es retener y condensar las posibles fugas de vapor que se pudieran producir.

El otro edificio particular y característico de una central nuclear es el edificio de combustible, en el que se almacena en piscinas convenientemente protegidas el combustible consumido, a la espera de que descienda su nivel de actividad para su traslado a las instalaciones de almacenamiento provisional o definitivo, y el combustible nuevo utilizado en las recargas del núcleo. Este edificio está unido al del reactor, para la gestión y la manipulación del combustible, y ambos están a su vez controlados, blindados y completamente aislados del resto de la central.

El inicio de la industria nuclear para la producción de energía eléctrica puede situarse en la década de los sesenta y aunque su nacimiento fue prometedor como una solución al constante incremento de la demanda mundial de energía eléctrica, las crisis económicas de las dos décadas siguientes, la enorme cantidad de capital que era necesario invertir para su construcción y la fuerte oposición antinuclear de la opinión pública frenaron, prácticamente en todo el mundo, todos los programas nucleares que había en marcha. En el año 2000 existían en el mundo 438 centrales nucleares en funcionamiento para la producción de energía eléctrica, instaladas en 43 países y con una potencia neta total de poco más de 350 GW y una producción de 2450 TWh. En la Unión Europea, en ese mismo año había 136 centrales en funcionamiento que produjeron algo más de una tercera parte de la electricidad consumida, de ellas 59 están en Francia (el segundo país del mundo en número de centrales de este tipo, sólo por detrás de los EE.UU., y cuya producción en el año 2000 supuso el 76,4% de la producción total de electricidad de ese

Tabla 1.5. Centrales nucleares españolas.

Central	Potencia (MW)	Provincia	Reactor
José Cabrera	150	Guadalajara	PWR
Garoña	466	Burgos	BWR
Almaraz I	977	Cáceres	PWR
Almaraz II	980	Cáceres	PWR
Ascó I	1032	Tarragona	PWR
Ascó II	1027	Tarragona	PWR
Cofrentes	1092	Valencia	BWR
Vandellós II	1087	Tarragona	PWR
Trillo	1066	Guadalajara	PWR

país). En España hay 9 centrales en funcionamiento, con una potencia nominal total de 7876 MW y una producción en 2004 de 63606 GWh, un 25,3% de la producción española de electricidad.

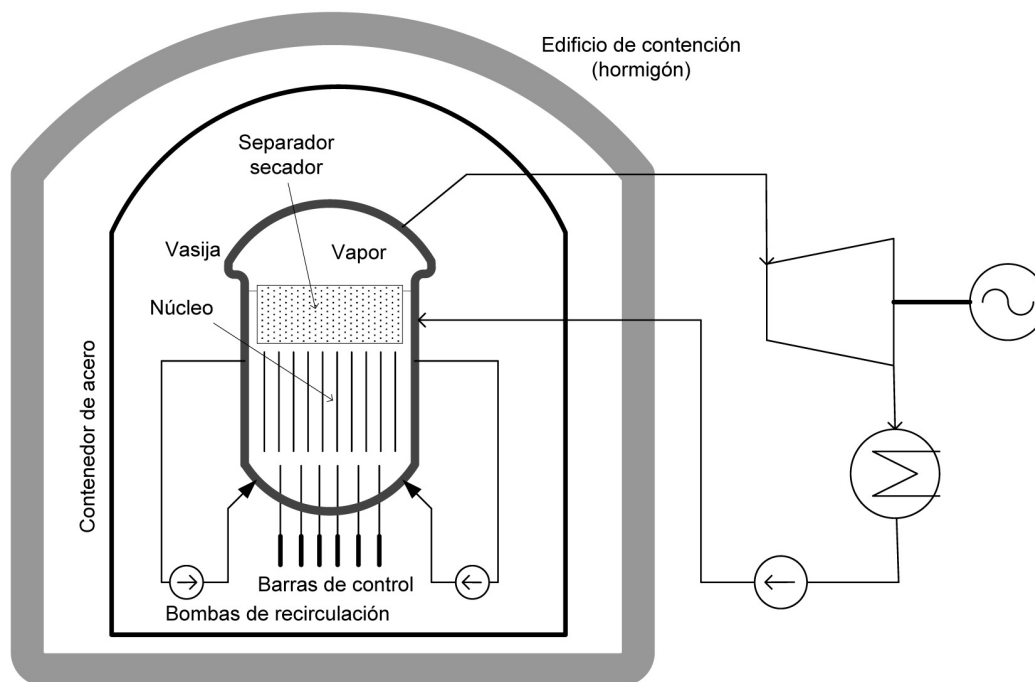


Figura 1.13. Esquema de una central nuclear con reactor de agua en ebullición o BWR.

En la Tabla 1.5 se recogen las principales características de esas nueve centrales nucleares que hay en funcionamiento en España, ordenadas según se conectaron a la red eléctrica entre 1968, la primera (José Cabrera, cuyo cierre definitivo está previsto en 2006), y 1988, la última (Trillo).



Figura 1.14. Central nuclear de Trillo (por cortesía de Foro Nuclear).

1.4.4. Centrales con energías renovables

El origen de todas las fuentes de energía primaria se encuentra en el Sol, al menos así lo entienden muchos autores. Como ejemplo de esta afirmación, baste recordar que los combustibles fósiles tienen su origen en la vegetación y en la fauna que creció y se desarrolló en la superficie de nuestro planeta gracias a la luz solar durante el periodo Carbonífero, hace ya mucho tiempo, entre 290 y 355 millones de años. Entonces, ¿qué son las energías renovables?

El Consejo Mundial de la Energía definió en 1992 como fuente renovable de energía a toda aquella que “está disponible a partir de procesos permanentes y naturales de conversión de energía, explotables económicamente en las condiciones actuales o en las de un futuro próximo”.

Esta definición da las claves de las dos características fundamentales que definen a las energías renovables: por un lado, que respondan a procesos naturales y permanentes, es decir, procesos que aseguren la existencia de esas fuentes de energía primaria de forma continua dentro de una escala de tiempo acorde con la del hombre y con la de nuestra sociedad y, por otro, que estén disponibles de forma económica hoy en día o en poco tiempo mediante el desarrollo de nuevas tecnologías. Conforme a esta definición, las energías renovables que se utilizan como energía primaria para la producción de electricidad son:

- La energía hidráulica de potencia inferior a 10 MW.
- La energía eólica.
- La energía solar, tanto su aprovechamiento térmico (solar de alta temperatura) como directo (solar fotovoltaica).
- La energía geotérmica.
- La energía del mar, tanto de las mareas como de las olas y de las corrientes marinas.

- La energía almacenada en la biomasa.
- La pila de combustible.

Centrales minihidráulicas

Las centrales hidroeléctricas de pequeña potencia, hasta 10 MW, corresponden a las denominadas centrales minihidráulicas de las que ya se trató en el Apartado 1.4.1. Su consideración como un tipo de centrales incluido dentro de las centrales con energías renovables, diferenciándolas de las hidroeléctricas de mayor potencia, se justifica por su impacto medioambiental prácticamente nulo (al no anegar grandes extensiones de terreno como ocurre con los grandes embalses) y, sobre todo, por la nueva tecnología utilizada en su desarrollo y por su tratamiento legal y administrativo, similar al de las demás centrales con energías renovables.

En el año 2004 había una potencia instalada de 1599 MW correspondiente a centrales minihidráulicas que produjeron un total de 4544 GWh, un 13,2% de la generación eléctrica total de origen hidráulico.

Centrales eólicas

El aprovechamiento de la energía eólica consiste en la transformación de la energía cinética del viento en energía eléctrica. Esta transformación la realiza el aerogenerador, cuyo movimiento de giro responde al mismo principio físico de los molinos de viento. Por esa similitud, el funcionamiento de un aerogenerador es bastante simple e intuitivo: el viento hace girar las palas del aerogenerador que, mediante un multiplicador, hace girar al rotor de un generador eléctrico que es el que produce la energía eléctrica. La energía eléctrica producida por varios aerogeneradores de un mismo emplazamiento, que forman lo que se conoce como parque eólico o central eólica, se concentra en un punto del parque en el que están los transformadores de salida de la central que elevan la tensión para su inyección en la red eléctrica (Figura 1.15).

Los aerogeneradores pueden ser de eje horizontal o de eje vertical, aunque la gran mayoría son del primer tipo. Existen muchos diseños de aerogeneradores pero básicamente todos constan de cuatro elementos principales:

- Las palas son los elementos que deben captar la energía del viento. Están diseñadas con perfiles aerodinámicos específicos para aerogeneradores con el objetivo de poder aprovechar al máximo la velocidad del viento. Su número puede variar y depende de la velocidad de giro del rotor del aerogenerador, aunque la mayoría posee tres palas. Se fabrican de materiales compuestos y es uno de los elementos más críticos del aerogenerador debido a los esfuerzos mecánicos y a las condiciones meteorológicas que debe soportar.
- El buje es el elemento en el que se unen las palas al rotor del aerogenerador y que gira solidariamente con ellas. Además de servir de anclaje de las palas, en los aerogeneradores de paso variable, en el buje se instala el sistema de variación del paso o del ángulo que presentan las palas al viento.
- La góndola es la estructura en la que está acoplado el buje y que contiene además los elementos mecánicos (rodamiento principal, multiplicador, frenos, sistema de orientación, etc.) y el generador eléctrico. La góndola va montada sobre la torre mediante una corona dentada que la permite girar para orientarse al viento, en la gran mayoría de los casos a barlovento.
- La torre, en cuya parte superior está la góndola, es la estructura que está unida al suelo y que soporta todo el peso de los elementos anteriores y los esfuerzos mecánicos y estructurales del conjunto. En la mayoría de los casos, debido a su gran altura, está hueca y por su interior se accede hasta la góndola y bajan los cables eléctricos.



Figura 1.15. Parque eólico de La Plana, Zaragoza (por cortesía del prof. M. Castro).

Los aerogeneradores pueden ser de paso fijo y de paso variable. En los primeros el ángulo del perfil que presenta la pala al viento es siempre el mismo, ya que está rígidamente unida al buje. Este tipo corresponde a aerogeneradores de velocidad fija conectados a la red, son los más económicos y robustos pero presentan un peor rendimiento. Al aumentar la velocidad del viento el sistema entra en pérdida aerodinámica limitando la velocidad de giro y la potencia generada; para evitar el embalamiento del aerogenerador o cuando éste se desconecta, tiene además un aerofreno en el extremo de cada pala.

En los aerogeneradores de paso variable el ángulo de la pala se puede variar mediante un sistema situado en el buje, que la hace girar entorno a su eje, para regular el ángulo que presenta al viento. Mediante esta variación del paso se consigue controlar la potencia generada y la velocidad y la aceleración de giro del rotor, lo que permite mejorar notablemente el rendimiento del aerogenerador. El giro del ángulo de la pala puede ser tanto en la dirección del viento como en sentido contrario, dando lugar al fenómeno denominado de pérdida aerodinámica activa.

La potencia que se puede extraer del viento es directamente proporcional al área del círculo barrido por las palas (y, por lo tanto, al cuadrado de la longitud de la pala) y al cubo de la velocidad del viento. Por este motivo, y entre otros aspectos de diseño, para aumentar la potencia de los aerogeneradores es necesario aumentar la longitud de las palas y, en consecuencia, la altura de la torre. La potencia máxima actual de los aerogeneradores instalados está entre 1,5 y 2 MW.

Los parques eólicos suelen estar situados siguiendo los perfiles de las cumbres de las montañas y en zonas en las que existen vientos más o menos constantes con una o dos direcciones

predominantes. El aumento de la dimensión de los aerogeneradores, que es un límite importante para los parques eólicos situados en tierra, está potenciando la construcción de parques en el mar, en las plataformas poco profundas próximas a la costa, que son los llamados parques eólicos marinos u “off-shore”.

Aunque el comienzo de la utilización de la energía eólica para producir electricidad fue espectacular, con un incremento de la potencia instalada prácticamente exponencial (en España, se pasó de 7,3 MW instalados en 1991, a 3350 MW diez años después), actualmente se ha ralentizado debido principalmente a que muchos de los emplazamientos con unas buenas características de aprovechamiento eólico ya están utilizados y, también, a que el aumento del tamaño de los aerogeneradores provoca un cierto rechazo social por el impacto visual que provoca. En el año 2004 la potencia eólica instalada era de 8351 MW, con una generación total de 15584 GWh, y con un objetivo de llegar a 20155 MW instalados en el año 2010 que producirán el 44,5% de la energía generada con energías renovables [3].

El aumento de la dimensión de los aerogeneradores, que es un límite importante para los parques eólicos situados en tierra, está potenciando la construcción de parques en el mar, en las plataformas poco profundas próximas a la costa, que son los llamados parques eólicos marinos u *off-shore*.

Centrales solares de alta temperatura

La energía que se recibe del Sol en la superficie de la Tierra se puede aprovechar de dos formas: la utilización del efecto térmico de su radiación y el aprovechamiento directo o fotovoltaico.

La primera consiste en la absorción de parte de la energía de la radiación solar incidente sobre una superficie para transformarla en energía térmica que se utiliza para calentar un fluido que, a su vez y según la temperatura alcanzada, permite obtener agua caliente o generar vapor. Así, se habla de aplicaciones solares térmicas de:

- Baja temperatura, en la que se calienta agua por debajo de 100 °C y cuyo objetivo es la climatización y otros usos del agua caliente sanitaria. Se trata de instalaciones con colectores solares planos.
- Media temperatura, en las que el agua se calienta a temperaturas de entre 100 y 300 °C y cuyo objetivo es la climatización y la producción de vapor para ciertos procesos industriales. Se trata de instalaciones con colectores solares parabólicos.
- Alta temperatura, en los que se produce vapor a presión y temperaturas superiores a 300 °C y cuyo objetivo es producir electricidad. Se trata de instalaciones con una alta concentración de la radiación solar en un punto.

Para producir electricidad es necesario recurrir al último de esos tres tipos de aplicaciones y son las denominadas centrales termosolares o centrales solares de alta temperatura. El principio de funcionamiento de estas centrales es conseguir una alta concentración de la radiación solar sobre una determinada superficie de tal forma que se pueda calentar un fluido térmico lo suficiente para que pueda producir vapor en un generador de vapor. Llegado a este punto, el resto del proceso es similar al de una central térmica convencional con un ciclo de agua/vapor: ese vapor se expande en una turbina que mueve un alternador que produce la energía eléctrica; a la salida de la turbina el vapor se condensa y vuelve al generador de vapor iniciando el ciclo.

En las centrales termosolares *de torre central* la concentración se produce mediante un gran número de espejos de gran tamaño, llamados helióstatos, que a lo largo del día siguen el movimiento del Sol, orientándose cada uno de ellos de forma prácticamente continua de tal manera que el reflejo de todos ellos se mantenga fijo en un punto concreto, denominado caldera solar, que se encuentra en lo alto de una torre (Figura 1.16).



Figura 1.16. Plataforma Solar de Almería: (izquierda) helióstato y (derecha) torre central con la caldera solar (por cortesía del prof. M. Castro).

De esta forma se consigue en la caldera una concentración solar muy elevada lo que permite alcanzar en ella temperaturas incluso superiores a $2000\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las paredes de la caldera solar están recubiertas de una red de tubos por cuyo interior circula un fluido térmico (agua o sales fundidas) que se calienta y que permite obtener vapor en un generador de vapor. Junto al generador de vapor existe un sistema de almacenamiento térmico que permite dotar a la central de una cierta capacidad de regulación para hacer frente a intervalos transitorios de menor radiación como, por ejemplo, los producidos por la presencia de nubes.

Otro tipo de centrales termosolares son las *de colectores distribuidos* en las que la concentración solar se lleva a cabo mediante un conjunto de espejos cilíndrico-parabólicos (Figura 1.17). El fluido térmico circula por el interior de un tubo que está en el eje focal de los espejos y que se calienta poco a poco al ir pasando por todos los colectores hasta alcanzar una temperatura suficiente como para producir vapor en el generador de vapor.

España es uno de los países de la Unión Europea con un mayor desarrollo de este tipo de centrales. La principal central termosolar española es la central CESA-1 de torre central, situada en la Plataforma Solar de Almería y que entró en funcionamiento en 1983; tiene una potencia de 1,2 MW, siendo su objetivo principal desde el principio, además de la producción de electricidad, la investigación de este tipo de tecnología. Actualmente se está construyendo en la provincia de Córdoba la central Solar Tres, con una potencia nominal de 15 MW, que es del tipo de torre central y que tiene una superficie total de 240000 m^2 de espejos gracias a sus 2500 helióstatos. El Plan de Energías Renovables en España 2005-2010 [3] prevé contar para el año 2010 con una potencia instalada de 500 MW de este tipo de centrales, que producirán una energía de 1298 GWh.



Figura 1.17. Plataforma Solar de Almería: colectores cilíndrico-parabólicos (por cortesía del prof. M. Castro).

Centrales fotovoltaicas

La otra forma de aprovechar la energía de la radiación solar es transformándola directamente en electricidad. Esta conversión directa se realiza en las células solares y se basa en el efecto fotovoltaico. La célula solar es de un material semiconductor dopado para crear en su interior una unión p-n. Los fotones de cierta energía de la radiación solar directa incidente en la célula, generan pares electrón-hueco en el interior de la célula (se puede entender el concepto de hueco como un portador de carga positiva libre, y que corresponde a la ausencia de un electrón). Algunos de esos electrones y huecos que quedan libres en la célula se pueden volver a recombinar de forma natural o por imperfecciones del material, pero la mayoría son separados por el campo eléctrico de la unión p-n de la célula, de tal forma que los electrones se concentran en la zona n (que suele ser la cara iluminada de la célula) y los huecos en la p. Los electrones se extraen mediante los contactos eléctricos situados en la superficie de la célula, para que circulen por un circuito externo hasta volver a la célula, cerrándose el circuito. En la Figura 1.18.a se muestra este proceso.

Las células solares fotovoltaicas son principalmente de silicio. Para disminuir el número de recombinaciones por defectos del material, inicialmente el silicio debía ser monocristalino, similar al que se utiliza para los semiconductores en la industria electrónica. Actualmente existen células de silicio policristalino o de silicio amorfo que presentan la ventaja de ser mucho más baratas y fáciles de fabricar, aunque su rendimiento sea menor. Para aplicaciones específicas, por ejemplo las células de los paneles fotovoltaicos de los satélites artificiales, también se utilizan otros materiales o combinaciones de materiales como las células de arseniuro de galio (AsGa).

La célula solar al ser iluminada genera una corriente, en forma de corriente continua, que se denomina corriente fotovoltaica. La Figura 1.18.b muestra la curva característica tensión-intensidad de una célula solar en la que se indican los tres parámetros principales que definen a la célula: la intensidad de cortocircuito I_{cc} , la tensión de vacío U_o y el punto de máxima potencia (U_M, I_M). Estas variables dependen principalmente de la irradiancia solar incidente (la intensidad de cortocircuito de la célula disminuye al disminuir la irradiancia) y de la temperatura en la célula (la tensión de vacío disminuye al aumentar la temperatura). La tensión entre los bornes de

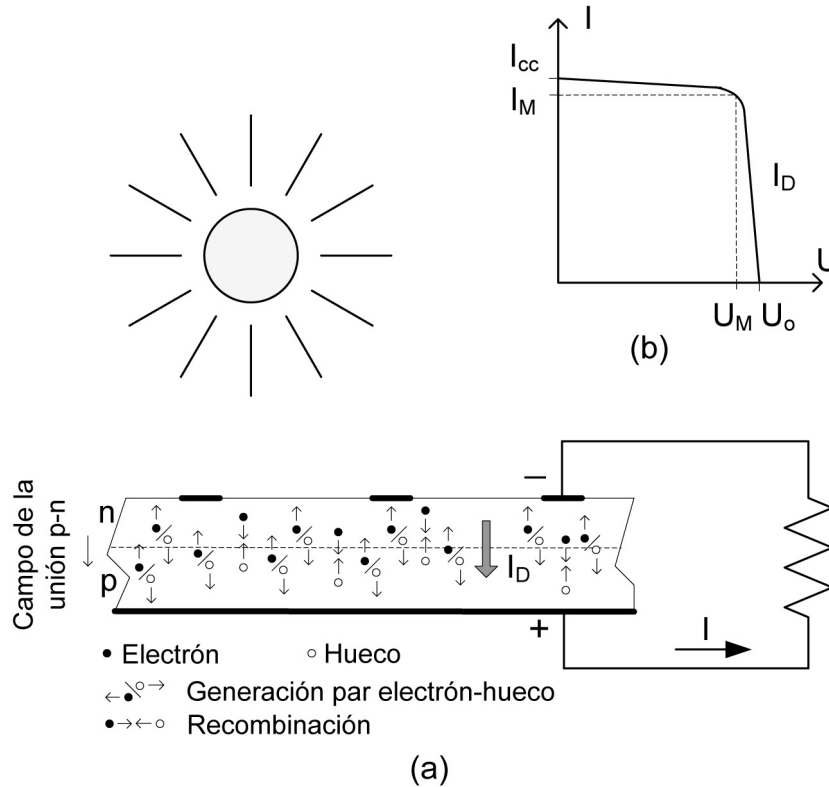


Figura 1.18. Célula fotovoltaica: (a) principio de funcionamiento, (b) curva característica tensión-intensidad.

una célula solar iluminada y la intensidad de corriente que genera son muy pequeñas, del orden de 1,5 V y 1 A, respectivamente, lo que supone una potencia de 1,5 Wp aproximadamente¹.

Para poder obtener potencias mayores, y que por lo tanto tenga un interés y una aplicación industrial, las células se agrupan y conectan en serie y en paralelo, para obtener mayores valores de tensión y de intensidad, en los denominados paneles fotovoltaicos. La curva tensión-intensidad de un panel tiene una forma similar a la de las células que lo forman, mostrada en la Figura 1.18.b. Los paneles también sirven para proteger a las células de los golpes y contra los agentes atmosféricos y para dotar al conjunto de una resistencia mecánica adecuada para su manipulación e instalación.

Las aplicaciones fotovoltaicas se han centrado prácticamente en la alimentación de instalaciones o equipos de poca potencia, aislados o remotos a los que no podía llegar otro tipo de alimentación eléctrica, por razones técnicas o económicas. Sin embargo, cada día están cobrando más importancia las instalaciones fotovoltaicas destinadas a producir electricidad con el único objetivo de ser inyectada en la red, son las centrales fotovoltaicas (Figura 1.19).

Una central solar fotovoltaica consta de un generador solar formado por un conjunto de paneles, conectados en serie y en paralelo para conseguir las condiciones nominales de tensión e

¹Debido a que la potencia de una célula solar depende de la temperatura y de la irradiancia, para poder referir la potencia de las instalaciones fotovoltaicas a unas mismas condiciones se define como unidad el Wp (vatío pico) que corresponde a una potencia generada con una temperatura de 25 °C y una irradiancia de 1 kW/m².



Figura 1.19. Paneles de la Central Fotovoltaica de Tudela, Navarra (por cortesía del prof. M. Castro).

intensidad de la instalación. Los paneles pueden ser fijos (con una inclinación fija durante todo el año) o tener sistemas de seguimiento del Sol, en uno o dos ejes, para aumentar la radiación solar captada. La energía eléctrica generada por los paneles es en corriente continua por lo que debe ser transformada en corriente alterna para ser inyectada a la red eléctrica. Esto se realiza mediante los inversores y sus filtros de salida para disminuir la distorsión y el contenido de armónicos de la onda de tensión. Ya en corriente alterna, la tensión es elevada mediante los transformadores de salida de la central e inyectada en la red a través de las líneas correspondientes.

En lo que se refiere a la industria fotovoltaica, España es uno de los grandes productores de células fotovoltaicas (en el año 2000 fue el mayor productor europeo y el tercero mundial, por detrás de Japón y de EE.UU., con una producción de 18,7 MWp). En lo que se refiere a las centrales solares fotovoltaicas, actualmente existentes en España, las mayores son la de Central Fotovoltaica de Tudela, en Navarra, con 1,2 MWp y la central Toledo PV con 1 MWp. El Plan de Energías Renovables prevé para el año 2010 una potencia instalada de 400 MWp que producirán el 6% de la energía eléctrica de origen renovable.

Centrales de biomasa

Desde el punto de vista energético, como fuente de energía renovable, se define como biomasa cualquier tipo de materia orgánica que haya tenido su origen como consecuencia de un proceso biológico, incluyendo los materiales procedentes de su transformación natural o artificial, y que sea susceptible de ser utilizada para producir energía.

Bajo esta definición tan genérica, se engloban muchos materiales energéticos de muy distinta clase y origen. Así se distingue entre:

- Biomasa primaria, que es la producida por la actividad de fotosíntesis de las los vegetales, es decir, la materia orgánica formada por las plantas.
- Biomasa secundaria o residual, que es la producida por los animales, en su alimentación, y por la actividad humana como productos residuales de actividades forestales, agrícolas, ganaderas y domésticas. Algunos ejemplos son los restos de las podas, las cáscaras de frutos secos, la paja, el estiércol, los purines, los residuos urbanos (sólidos y aguas residuales), los residuos de la industria agroalimentaria, etc.
- Biomasa de cultivos energéticos, que es la obtenida de cultivos realizados con el único fin de obtener materia prima para su posterior aprovechamiento energético, bien para su combustión (cultivos leñosos de crecimiento rápido y herbáceos) o bien para producir biocarburantes como bioetanol (a partir de cultivos azucarados y amiláceos) o biodiésel (de cultivos oleaginosos).

La biomasa, según el tipo de producto de que se trate, se trasforma mediante distintos procesos (refino, pirólisis, gasificación, digestión anaerobia, fermentación alcohólica, etc.) para su aprovechamiento para producir calor, electricidad o combustible para vehículos.

Para producir electricidad, los productos energéticos obtenidos a partir del tratamiento de la biomasa se utilizan como combustibles en centrales similares a las vistas en los apartados anteriores, la gran mayoría de ellas térmicas basadas en el ciclo de agua/vapor (térmicas convencionales, de ciclo combinado y de cogeneración).

La biomasa es la fuente de energía renovable que más contribuye al balance energético español y su consumo es principalmente como uso final en el sector doméstico. En su utilización para la producción de electricidad, el Plan de Energías Renovables prevé para el año 2010 una potencia instalada total de 2463 MW de centrales de este tipo, que producirán un 16,3% de la energía generada con energías renovables.

Pila de combustible

Una pila o célula de combustible es una instalación o un equipo electroquímico en el que se produce la reacción química de combinación de oxígeno e hidrógeno, en la que se obtiene agua, calor y electricidad en forma de corriente continua. El oxígeno se toma del aire y el hidrógeno, el elemento más abundante de la naturaleza, se puede obtener de diversas fuentes mediante distintas tecnologías. Los productos obtenidos de esa reacción no son contaminantes y, en general, los componentes de la célula son reciclables. Esta tecnología está creando grandes expectativas aunque está todavía en fase de investigación y desarrollo (materiales, procesos de fabricación, explotación industrial y aplicaciones, etc.); sin embargo, la experiencia de las primeras instalaciones ya existentes y su gran potencial parecen garantizar su futuro.

La reacción que se produce es la combustión del hidrógeno (la oxidación del hidrógeno, que es la reacción inversa a la electrolisis del agua) y en ella se liberan en el ánodo de la pila electrones que se pueden extraer y hacer circular por un circuito exterior hasta el cátodo; el circuito eléctrico se cierra por el electrolito de la pila. En esa reacción también se genera calor que se debe extraer y que se puede utilizar en cualquier proceso secundario de la instalación o incluso para generar más electricidad (cogeneración).

Desde el punto de vista de la instalación, las pilas de combustible se conectan entre sí en serie y en paralelo para conseguir los niveles de tensión y de intensidad correspondientes a su potencia nominal. Como la corriente eléctrica obtenida es continua, si el objetivo de la instalación es producir energía eléctrica para inyectarla a la red, es necesario convertirla a corriente alterna mediante inversores de potencia. En la instalación también son necesarios

sistemas de alimentación de combustible, de recirculación y de extracción tanto del calor como de los productos de la reacción.

Existen distintos tipos de pilas de combustible en función de la tecnología empleada y del electrolito utilizado, que condicionan los materiales de los electrodos y el modo de funcionamiento de la instalación.

Una de las principales características de la pila de combustible es su modularidad lo que permite diseñar y construir instalaciones de muy distinto tamaño y potencia eléctrica, desde unos pocos kilovatios hasta algunos cientos. Por eso su objetivo principal no es tan solo el de producir electricidad en gran cantidad para inyectarla a la red, sino que son también los de generar electricidad de forma autónoma en zonas concretas o aisladas de la red (generación distribuida y autoproducción), servir como forma de almacenamiento de energía (almacenando hidrógeno producido por otro tipo de centrales) y, sobre todo, el de funcionar en combinación con otros equipos como por ejemplo, en la industria del automóvil, para alimentar motores eléctricos en vehículos totalmente eléctricos o híbridos que los combinan con motores de combustión interna.

Centrales geotérmicas y centrales mareomotrices

La energía geotérmica es la energía que existe en la corteza terrestre y se aprovecha mediante el agua caliente y el vapor que se obtiene mediante la perforación de pozos a distintas profundidades. Se pueden utilizar como fuente de calor o para producir electricidad.

La energía mareomotriz corresponde a la energía de las mareas, de las olas y de las corrientes marinas, de las que sólo la primera de ellas tiene un cierto nivel de desarrollo. Una central eléctrica mareomotriz es una instalación en la que, mediante un dique y un sistema de esclusas, se cierra una bahía o un estuario que tenga una importante diferencia de cota entre la pleamar y la bajamar y que permita almacenar un importante volumen de agua.

El funcionamiento es parecido al de una central hidroeléctrica de bombeo en la que la energía de la marea sustituye a la de las bombas: al subir la marea se llena el embalse hasta alcanzar la cota más alta correspondiente a la pleamar, en ese momento se cierran las esclusas y cuando la diferencia de cota entre el embalse y el nivel del mar es suficiente, se turbinan el agua almacenada produciendo electricidad gracias a un grupo turbina hidráulica-alternador.

En España no hay centrales de estos dos tipos de tamaño significativo, ni existe un potencial técnico que permita prever su futura utilización, por lo que no tienen repercusión en el Plan de Energías Renovables en España 2005-2010. Por estos motivos y como final de este capítulo, estos dos tipos de centrales de energías renovables se han descrito en un mismo epígrafe en este apartado, con el único objetivo de citar su existencia sin entrar en más detalle.

1.5. Legislación del sector eléctrico español

Como en cualquier otro sector industrial, todos los aspectos de funcionamiento del sistema eléctrico están legislados mediante reglamentos y normas nacionales que provienen de otras de organismos internacionales y de la trasposición de directivas europeas. Las leyes y normas técnicas más importantes de aplicación son:

- “Reglamento Técnico de Líneas Aéreas de Alta Tensión”, Decreto del Ministerio de Industria 3151/1968 (BOE 27/12/68).

- “Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación”, R.D. 3275/1982 de 12 de noviembre (BOE núm. 288 de 1 de diciembre), e Instrucciones Técnicas Complementarias (MIE-RAT).
- “Reglamento electrotécnico para Baja Tensión”, R.D. 842/2002 de 2 de agosto (BOE núm. 224 de 18 de septiembre), e Instrucciones Técnicas Complementarias (ICT-BT).
- R.D. 1995/2000, de 1 de diciembre (BOE núm. 310 de 27 de diciembre), por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- “UNE-EN 50160. Características de la tensión suministrada por las redes generales de distribución”, AENOR.

En cuanto a la configuración y organización del sector eléctrico español, la ley básica que lo define y que constituye el refrendo normativo de los principios de liberalización del sector es:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico.

Como desarrollo de esta ley fundamental, el funcionamiento del mercado español de electricidad se recoge en las “Reglas de funcionamiento del Mercado de Producción de Energía Eléctrica” (BOE de 20 de abril de 2001) y modificaciones posteriores. Los generadores que quedan fuera del mercado con un tratamiento económico especial, y que constituyen el denominado Régimen Especial (instalaciones abastecidas por fuentes de energías renovables, residuos y cogeneración), se recogen en el R.D. 2818/1998 de 23 de diciembre y posteriores.

Por último y para finalizar este apartado, se ofrecen las principales direcciones en Internet, todas ellas de gran interés, que es conveniente consultar regularmente para conocer y estar al día sobre el sector eléctrico español:

- <http://www.unesa.es/> Asociación Española de la Industria Eléctrica (UNESA).
- <http://www.aenor.es/> Asociación Española de Normalización y Certificación (AENOR).
- <http://www.cne.es/> Comisión Nacional de la Energía (CNE).
- <http://www.omel.com/> Operador del Mercado Español de Electricidad (OMEL).
- <http://www.ree.es/> Red Eléctrica de España (REE).
- <http://www.mityc.es/> Ministerio de Industria, Turismo y Comercio.

1.6. Bibliografía

- [1] F. Barrero. *Sistemas de energía eléctrica*. Ed. Thomsom, Paraninfo, 2004.
- [2] M. Castro y otros. *Energía solar fotovoltaica*, Col. Monografías Técnicas de las Energías Renovables, vol. 7. Ed Progensa, 2000.
- [3] MITYC-IDAE. *Plan de Energías Renovables en España (PER) 2005-2010*. Ed. Ministerio de Industria, Turismo y Comercio, 2005.
- [4] REE. *Informe del Sistema Eléctrico Español 2004*. Ed. Red Eléctrica de España S. A., REE, 2005.
- [5] J.L. Rodríguez, J.C. Burgos y S. Arnalte (coord.). *Sistemas eólicos de producción de energía eléctrica*. Ed. Rueda, 2003.

- [6] C. Sánchez Naranjo. *Centrales de producción de energía eléctrica*. Ed. UNED, 2006.
- [7] H. Termuehlen. *100 years of Power Plant Development*. Ed. ASME Press, 2001.
- [8] UNESA. *La electricidad en España. 313 preguntas y respuestas*. Ed. Asociación Española de la Industria Eléctrica, UNESA, 2003.
- [9] UNESA. *Anuario estadístico de 2004*. Ed. Asociación Española de la Industria Eléctrica, UNESA, 2005.
- [10] G. Zoppetti. *Centrales hidroeléctricas*. Ed. G. Gili, 1982.