

La operación del sistema eléctrico español. Contribución de la generación nuclear

M.R. Duvison y M. de la Torre

La operación del sistema eléctrico comprende el conjunto de actividades que se extiende desde la programación efectiva de los generadores hasta la emisión de instrucciones para la maniobra de la red de transporte, pasando por la programación de los intercambios internacionales que, sobre la base que proporcionan los mecanismos de mercado que sean aplicables para las transacciones de energía, sean tales que garanticen el suministro a los consumidores, objetivo final de la actividad del Operador del Sistema.

En España esa función es ejecutada por Red Eléctrica de España (REE) desde 1985, tras su constitución como primer Operador del Sistema y Transportista (TSO) del mundo. Adicionalmente, la modificación de la Ley 54/1997 realizada por la Ley 17/2007 asigna a REE la función de transportista único para el sistema eléctrico español.

Para el logro del objetivo anteriormente señalado, la energía nuclear constituye en nuestro país uno de los pilares fundamentales de generación eléctrica, dada su alta tasa de disponibilidad, la fiabilidad de su funcionamiento, la predictibilidad de sus recargas, su localización en el sistema, y la estabilidad de sus costes y de suministro del combustible.

Operation of an electric system encloses the collection of activities which extend from effective generation dispatch to issuing instructions for network manoeuvring along with international exchange scheduling. Based on the market mechanisms that apply to energy transactions, these tasks guarantee the security of supply to end consumers, which is the final goal of the System Operator's actions.

In Spain this function is executed by Red Eléctrica de España (REE) since 1985, after being constituted as the first Transmission and System Operator (TSO) in the world. Additionally the variations to Law 54/1997 introduced by Law 17/2007 also assign REE the function of sole transmission owner in the Spanish electric system.

In order to achieve the aforementioned goal, nuclear energy plays in Spain a fundamental role in electric generation thanks to its high availability rate, the predictability of its fuel recharges, its high operational reliability, its geographical location, the stability of its costs and the security of supply given by the possibility of on-site fuel storage in the power plant.

INTRODUCCIÓN A LA OPERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO

La Operación del Sistema concierne al conjunto de actividades que son necesarias para garantizar la continuidad y seguridad del suministro eléctrico y la correcta coordinación del sistema de producción y transporte, asegurando que la energía producida por los generadores sea transportada hasta la red de distribución con las condiciones de calidad y seguridad que son exigibles en aplicación de la normativa vigente.

Conviene precisar que en España el ámbito de red que concierne a la Operación del Sistema es, según establece la Ley 54/1997, de 27 de noviembre de 1997, del Sector Eléctrico, la red de transporte de energía eléctrica, constituida por las líneas, parques, transformadores y otros elementos eléctricos con tensiones iguales o superiores a 220 kV y aquellas otras instalaciones, cualquiera que sea su tensión, que cumplan funciones de transporte o de interconexión internacional.

El sistema eléctrico peninsular español forma parte del sistema interconectado



MIGUEL R. DUVISON GARCÍA es ingeniero industrial por la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de Madrid.

Se integra en REE desde su creación en el año 1985 donde ha desempeñado los cargos de Jefe del Departamento de Centro de Control Eléctrico, director de Servicios para la Operación y director de Operación, cargo que desempeña en la actualidad.

Ha colaborado con el I.S.E. de REPSOL y con la Universidad de Cantabria como profesor en cursos relacionados con la Operación del Sistema Eléctrico.



MIGUEL DE LA TORRE RODRÍGUEZ

es ingeniero industrial (Universidad Politécnica de Madrid, 2004) e ingeniero eléctrico (Universidad Técnica de Darmstadt -Alemania-, 2003).

Actualmente es responsable del área de Apoyo a la Operación del Centro de Control Eléctrico (CECOEL) de Red Eléctrica de España habiendo participado de forma activa en la creación y desarrollo del CECRE (Centro de Control de Régimen Espacial) de REE.

europeo que abarca la mayor parte de la Europa Continental hasta Polonia y Grecia, y también está conectado con Marruecos, Argelia y Túnez a través de dos cables submarinos de 400 kV bajo el estrecho de Gibraltar. Este sistema funciona en tiempo real mediante un principio de solidaridad que las leyes físicas imponen entre los diferentes subsistemas –países– que lo componen, minimizando la repercusión de los posibles incidentes al apoyarse mutuamente entre ellos.

Uno de los objetivos fundamentales de la Operación del Sistema consiste en mantener en todo instante el equilibrio entre generación y demanda, dado que la energía eléctrica no se puede almacenar cuando se trata de sistemas de la magnitud del que nos ocupa. Por ello la energía eléctrica consumida es en todo momento exactamente igual a la energía eléctrica generada, lo que no es más que la expresión para el sistema eléctrico de la ley de conservación de la energía. En consecuencia, resulta que cada subsistema el sistema interconectado europeo debe tratar de mantener el citado equilibrio, pero si a causa de una perturbación éste se rompiera, la acción conjunta de todos los subsistemas volvería a restablecerlo mediante la modificación de la generación o del consumo.

La planificación y la programación

El trabajo del operador del sistema comienza con la planificación, cuyo objetivo es asegurar con una antelación de varios años que el sistema eléctrico esté correctamente dimensionado para atender el consumo que se produzca en ese horizonte temporal. Desde el punto de vista de la red, se persigue que ésta pueda transportar la energía desde las centrales de generación hasta los centros de consumo, y desde el punto de vista de la generación, que el equipo generador sea capaz, con suficientes garantías, de producir la energía eléctrica que requieran los consumidores.

Con posterioridad, tiene lugar la programación con un horizonte de hasta un año, mediante la que el operador del sistema, utilizando multitud de escenarios con diferente hidraulicidad, consumo y tasa de fallo fortuito del equipo generador, detecta con antelación las posibles situaciones de riesgo que se presentarían de no contar con suficiente generación para alimentar la demanda eléctrica. Asimismo, programa las indisponibilidades en la red de transporte para realizar trabajos de mantenimiento y nuevos refuerzos, supervisa la disponibilidad del equipo generador y calcula la capacidad de intercambio comercial a través de las interconexiones con los sistemas vecinos.

De esta forma, el operador del sistema asegura, adicionalmente, la disponibilidad de suficiente reserva de generación y capacidad de transporte para permitir el funcionamiento de los mercados de producción de energía eléctrica de manera competitiva y no discriminatoria.

El mercado eléctrico

El 1 de enero de 1998 comenzó su andadura en España un mercado de producción de energía organizado con la posibilidad de realizar contrataciones en el mercado o mediante acuerdo bilateral entre los participantes en el horizonte diario. Posteriormente, la situación del mercado de producción ha evolucionado introduciéndose nuevas posibilidades de contratación de energía a largo plazo.

El mercado diario e intradiario, posibilita que cada día se lleven a cabo las transacciones de compra y venta de energía eléctrica para el día siguiente o para el día en curso, según corresponda. Este mercado es común para los sistemas eléctricos portugués y español y es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía MIBEL– Polo Español (OMIE).

Los servicios de ajuste y la operación en tiempo real

En tanto que en el mercado eléctrico se negocia un bien que no es almacenable, la energía eléctrica, y comoquiera que el cumplimiento de las leyes físicas no es optativo, los resultados de dicho mercado deben ser normalmente corregidos por el operador del sistema para hacerlos compatibles con la garantía del suministro. Por ello, junto con el mercado de producción español, también se implantaron los mercados de los servicios de ajuste del sistema que incluyen los mecanismos precisos para lograr el funcionamiento seguro de dicho sistema, y que son gestionados en tiempo real por el operador del sistema.

Estos servicios contemplan el proceso de solución de restricciones técnicas, cuyo objetivo es dotar de viabilidad técnica a los programas resultantes de los mercados y de los acuerdos de contratación bilateral, los servicios complementarios de regulación secundaria y terciaria, que permiten mantener en todo momento el equilibrio entre la generación y la demanda del sistema, el servicio complementario de control de tensión, que asegura el adecuado control de la potencia reactiva en el sistema y de la tensión en la red de transporte y, finalmente, la gestión de los desvíos generación-consumo, para resolver aquellos desvíos entre la generación y la demanda, identificados con posterioridad al mercado intradiario, y que superan una determinada magnitud.

LA COBERTURA DE LA DEMANDA

El seguimiento continuo por parte de la generación de las variaciones de la carga exigidas por el conjunto de consumidores del sistema constituye la cobertura de la demanda. Para cubrir esta demanda, el sistema peninsular español cuenta con un parque generador de 88.280 MW (figura 1). En la actualidad, el sistema eléctrico español dispone de una combinación diversificada de tecnologías de generación, contando con centrales de ciclo combinado de gas natural, centrales nucleares, centrales hidráulicas, centrales de carbón, generadores eólicos, fotovoltaicos y termosolares.

Las centrales de ciclo combinado junto con los generadores eólicos han experimentado un crecimiento muy significativo en los últimos años y, en lo que respecta a estos últimos, existen planes para que lo continúen haciendo también en los próximos, apuntando a la cifra de 45.000 MW eólicos instalados en 2030.

En términos de energía anual producida las centrales de ciclo combinado son la tecnología que ocupa el primer lugar, al aportar al sistema el 32% del total en el año 2008.

La energía nuclear contribuyó significativamente a la cobertura de la demanda. Pese a suponer tan sólo el 9% de la potencia instalada, las centrales nucleares produjeron en el año 2008 alrededor del 21% de toda la energía eléctrica generada en España. La razón para ello se encuentra en su elevada fiabilidad y disponibilidad, superiores a las correspondientes a cualquier otra tecnología. Por ese motivo, las centrales nucleares generaron a lo largo del pasado año aproximadamente el doble de energía por MW instalado que la media del resto de tecnologías del sistema eléctrico español.

La producción nuclear se ha mantenido en niveles similares durante los últimos años (figura 2) exceptuando el año 2007, en el que la producción se redujo del orden de un 12% debido a las indisponibilidades de duración más larga de lo habitual que se produjeron en algunas centrales y, en menor medida, al cierre de la central nuclear José Cabrera.

Para analizar la contribución de las diferentes tecnologías a la cobertura de la demanda es conveniente observar también cómo se cubrieron las puntas de demanda del sistema, debido a que el sistema eléctrico se debe dimensionar para suministrar sin dificultades importantes dichas puntas. Como referencia se analizan los días 17 de diciembre de 2007, registro máximo absoluto actual de demanda con 45.450 MW, el 17 de julio de 2006, registro máximo de demanda estival con 40.730 MW, y el día 27 de

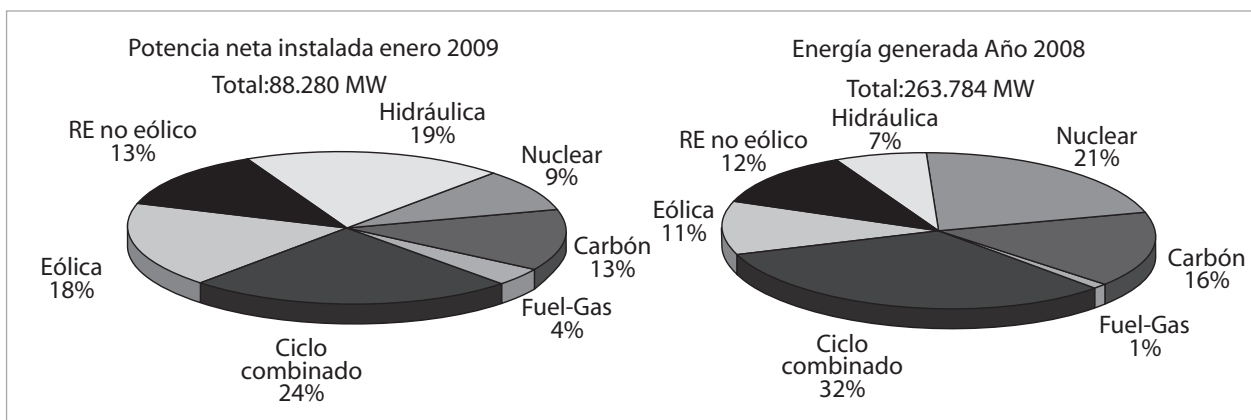


Figura 1: "Mix" de generación eléctrica en el sistema eléctrico español en términos de potencia instalada neta en enero de 2009 y en términos de energía generada en el año 2008. (Fuente: REE)

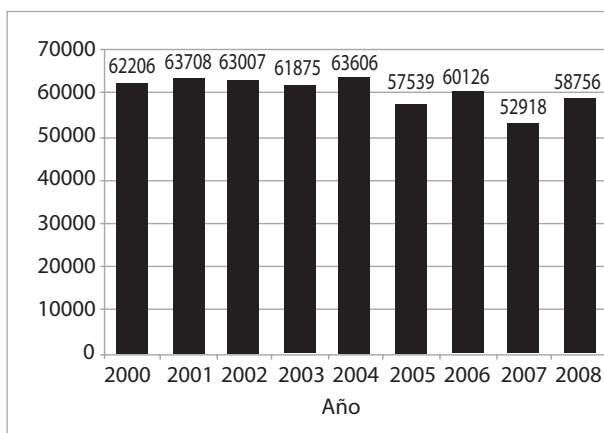


Figura 2: Evolución de la energía generada por centrales nucleares 2000-2007. (Fuente: REE)

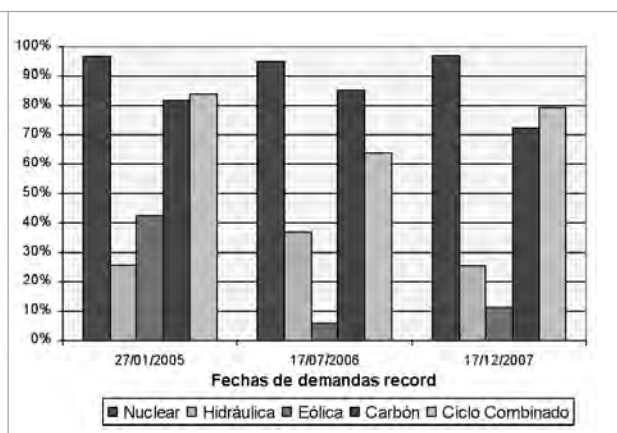


Figura 3: Contribución de las diferentes tecnologías de generación en puntas de demanda. (Fuente: REE)

enero de 2005, anterior registro máximo absoluto de demanda con 43.703 MW.

El gráfico de la figura 3 muestra la contribución de las diferentes tecnologías de generación en estas puntas de demanda en relación a las potencias instaladas de estas tecnologías en las mismas fechas.

Se puede apreciar que la tecnología que más aporta en estas puntas de demanda es la nuclear, haciéndolo prácticamente con toda su potencia instalada en todos los casos. Esto pone de manifiesto que cada MW nuclear instalado contribuirá, con elevada probabilidad, prácticamente en su totalidad a cubrir la demanda en la punta. En los tres casos la generación nuclear tuvo el coeficiente de simultaneidad más alto, con valores por encima del 94%. La generación de carbón y la generación de ciclo combinado presentan también un coeficiente de simultaneidad relativamente alto, entre el 60% y el 80%.

Aquellas tecnologías cuyo recurso primario disponible tiene escasa firmeza, de entre las cuales el caso paradigmático lo representa la generación eólica, que no tiene posibilidad de gestionar dicho recurso, muestran un coeficiente

de simultaneidad muy variable en todos los casos. Se constata, por tanto, la volatilidad de estas tecnologías en los momentos en los que su generación es más importante para el sistema y su bajo coeficiente de simultaneidad en las puntas de demanda, que no ha superado el 42% en ninguno de los tres días de punta que se han mostrado anteriormente.

De aquí puede inferirse que cada MW instalado de esas tecnologías tiene una alta probabilidad de no estar disponible para producirse en la punta, motivo por el que otras tecnologías con mayor firmeza en su programación deberán instalarse para cubrir la demanda durante esos momentos, obligando a un sobredimensionamiento del parque generador.

DISPONIBILIDAD DE LAS CENTRALES TÉRMICAS A LO LARGO DEL AÑO

La disponibilidad de una central determina la capacidad efectiva que tiene para producir energía eléctrica en los periodos en los que el sistema lo requiere. Las centrales de ciclo combinado y las

centrales nucleares son las que poseen las tasas de disponibilidad más altas a lo largo del año. En la figura 4 se representan las curvas monótonas de tasa de disponibilidad de cada tecnología de generación térmica durante el año 2008.

En el caso de los grupos generadores más fiables, la mayor parte de estas indisponibilidades corresponden a sus periodos de revisión y mantenimiento y, por tanto, son predecibles, permitiendo al sistema eléctrico prepararse para esa situación. En el caso de las centrales nucleares, estos periodos de revisión y recarga, que duran alrededor de un mes, se presentan para cada central una vez cada año y medio aproximadamente y son programados con varios meses de antelación, o incluso años en algunos casos. En las centrales térmicas menos fiables, una gran parte de las indisponibilidades son fortuitas, lo cual introduce riesgos para la operación del sistema a causa de su importante componente de aleatoriedad que debe tenerse en cuenta a la hora de calcular las reservas de generación disponibles.

Dado que es en los momentos de demandas más altas cuando la disponibilidad

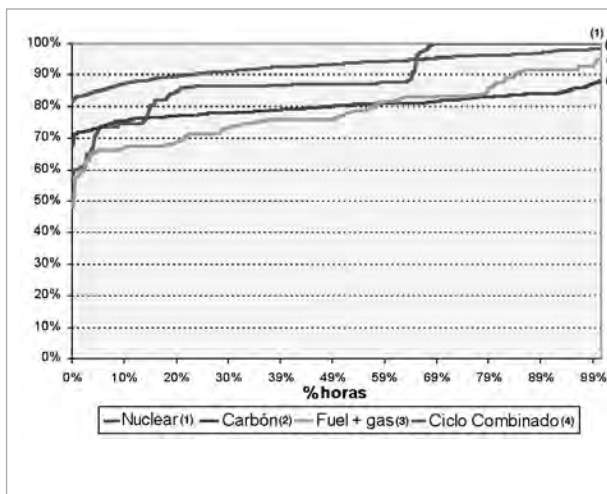


Figura 4: Monótona de la tasa de disponibilidad del parque de generación térmica en 2008. (Fuente: REE)

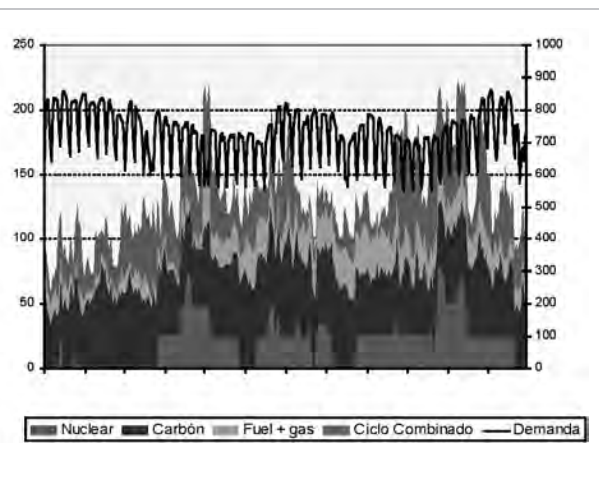


Figura 5: Tasa de disponibilidad del parque de generación térmica en 2008. (Fuente: REE)

de las centrales resulta más relevante, es significativo analizar en qué momento del año se producen esas indisponibilidades. El gráfico de la figura 5 muestra que la potencia total térmica indisponible es más alta durante los periodos de demandas moderadas, que corresponden con la primavera y el otoño. Es durante estas estaciones cuando las empresas generadoras programan el mantenimiento de sus centrales.

Aunque por una parte, se constata que la disponibilidad de las centrales nucleares a lo largo del año 2008 fue más baja que la de las centrales de ciclo combinado, se puede comprobar que en aproximadamente el 30% de las horas la tasa de indisponibilidad de las centrales nucleares es cercana a cero. Estas horas prácticamente coinciden en los meses de enero, febrero y diciembre, meses con las demandas más altas y, por tanto, cuando su aportación es más necesaria. Los periodos con alta indisponibilidad del equipo nuclear coinciden con las épocas del año en las cuales la demanda es más baja.

Por otra parte, los periodos de revisión son elegidos por las empresas propietarias de las centrales según la planificación de los trabajos y los precios esperados del mercado eléctrico. Con las limitaciones de la normativa actual, esta práctica ofrece al operador del sistema escasa flexibilidad para programar las indisponibilidades en los momentos más convenientes para el conjunto del sistema eléctrico.

La disponibilidad efectiva de los grupos hidráulicos depende en gran medida de la disponibilidad de energía primaria, que es muy variable de año en año, siendo frecuentes largos periodos de baja hidráulica. En contrapartida, la mayor parte de las centrales hidráulicas cuentan con capacidad de

almacenamiento del agua en un embalse que permite su gestión de acuerdo con las necesidades del sistema eléctrico.

En el caso de la energía eólica, la disponibilidad es totalmente dependiente de la velocidad del viento no permitiendo ninguna capacidad de gestión al alza de la producción. Al contrario que la energía hidráulica, la energía eólica es un recurso que no varía significativamente en términos de energía anual producida para un valor dado de potencia instalada. Análogas reflexiones caben respecto a la energía fotovoltaica.

DESCONEXIONES SÚBITAS DE LOS GENERADORES

Los generadores, cualquiera que sea su tecnología, pueden presentar desacoplamientos no programados afectando a la operación del sistema. De entre los desacoplamientos no programados, los que mayor incidencia pueden tener en la operación son los que se producen de forma casi instantánea, lo que se conoce en el argot como «disparo».

Cuando tiene lugar una pérdida súbita de generación se produce la respuesta inercial de todo el sistema interconectado que asegura en los primeros instantes el balance de energías consumidas y generadas. Inmediatamente después se movilizan todas las reservas dispuestas a tal efecto para corregir el desequilibrio entre la energía demandada y la que es convertida en generación eléctrica en el sistema interconectado europeo.

La primera reserva que se activa es la correspondiente a la regulación primaria, y dado que ésta se encuentra repartida uniformemente dentro del sistema interconectado, su actuación conjunta

produce un desvío de potencia a través de la interconexión con Francia, si el fallo de generación tuvo lugar en el sistema peninsular, que debe ser corregido en menos de 10 minutos mediante la actuación de la regulación secundaria –bucle de control automático– y la regulación terciaria del sistema español –operación manual desde el Centro de Control Eléctrico Nacional de REE (CECOEL)–, devolviendo el flujo a través de la interconexión con Francia a su valor programado y, por lo tanto, la normalidad al sistema.

Los procedimientos de operación contemplan esta eventualidad. Así, el P.O. 1.5 establece para la regulación terciaria que: “La reserva mínima necesaria de regulación terciaria a subir en cada periodo de programación será, como referencia, igual a pérdida máxima de producción provocada de forma directa por el fallo simple de un elemento del sistema eléctrico, mayorada en un 2% de la demanda prevista en cada periodo de programación”.

Gracias a estos valores de reserva, en el sistema eléctrico español siempre se cuenta con reserva suficiente para cubrir estas pérdidas súbitas de generación, de las cuales las más severas son las correspondientes al disparo de centrales nucleares, alrededor de 1.000 MW por unidad de generación.

En el caso de las centrales nucleares, si bien las indisponibilidades no programadas son escasas, cuando éstas se producen la normalización de la producción en el generador nuclear es lenta. Todo lo contrario que en los generadores hidráulicos, que pueden volver a la normalidad en cuestión de minutos, o que en los térmicos convencionales, que alcanzan el régimen normal en pocas horas. Las centrales nucleares pueden presentar rampas de

subida hasta la plena carga del orden de 12-24 horas, pudiendo ser inferiores dependiendo del tipo de incidencia y de la central de la que se trate.

En otras situaciones, las centrales térmicas pueden llevar a cabo una reducción de su producción de manera controlada y más lenta hasta la desconexión de la central de la red, requiriendo así un menor uso de los servicios de ajuste del sistema. En el caso de los generadores nucleares la complejidad de los procesos que gobiernan el funcionamiento de este tipo de generadores y los diseños específicos implantados en España hacen que sus tiempos de acoplamiento y desacoplamiento, así como los correspondientes a la subida y bajada de carga sean, como se ha dicho, muy superiores al de otro tipo de generadores.

RÉGIMEN DE FUNCIONAMIENTO DE LAS CENTRALES ELÉCTRICAS

Cada tecnología de generación eléctrica presenta un régimen de funcionamiento diferenciado atendiendo a sus características, sus costes variables, los precios de la electricidad, su disponibilidad de energía primaria o a la estrategia comercial de la empresa propietaria de la instalación.

Las centrales nucleares que se encuentran disponibles funcionan generalmente a la máxima potencia que pueden generar en un momento dado, prácticamente sin márgenes de reserva a subir, ofertando su energía en el mercado diario o estableciendo contratos bilaterales con entrega física, de tal forma que siempre tienen un programa de entrega de energía igual o muy próxi-

mo a su potencia máxima. Por ello, no participan en los servicios de ajuste del sistema de carácter potestativo. La potencia que generan es función del estado de quemado del combustible nuclear, que va sufriendo un progresivo proceso de agotamiento desde la última recarga que haya tenido el grupo.

En el caso de las centrales térmicas convencionales el régimen de funcionamiento es más dinámico y depende esencialmente de los precios de la electricidad y del combustible. En algunos casos su contribución para resolver restricciones técnicas influye significativamente en su funcionamiento. La mayor parte de las plantas se encuentran acopladas de forma continua, salvo en sus periodos de mantenimiento o avería fortuita, y varían su producción a lo largo del día según las necesidades de la demanda. Los ciclos combinados son más flexibles que las centrales de carbón y consiguen rampas mayores de variación de carga. Algunos de ellos incluso acoplan en las primeras horas de la mañana, suben carga en las horas de máxima demanda del día y desacoplan durante la madrugada. Las centrales de fuel-gas son, por lo general, las más caras del sistema y las menos fiables. Se conectan a la red generalmente a solicitud del operador del sistema sólo cuando son imprescindibles para cumplir con los criterios de seguridad del sistema o cuando la demanda es muy alta y se requiere su producción.

La generación hidráulica se compone de grupos generadores de tamaño más pequeño que pueden conectarse y desconectarse de la red y variar su producción en pocos minutos. Su flexibilidad es de gran utilidad en la operación

ya que ponen a disposición del sistema reservas rápidas de regulación a través de los servicios de ajuste correspondientes. Son grupos robustos con alta disponibilidad.

El régimen de funcionamiento de los parques eólicos depende exclusivamente del viento existente en cada parque ya que su producción es la máxima que pueda obtenerse de ese viento. No atienden por tanto a los requerimientos del sistema ni participan actualmente en los servicios de ajuste. Además, un contingente muy importante de parques todavía no tiene un comportamiento adecuado frente a perturbaciones eléctricas.

En la figura 6 se puede observar la modulación de carga de las diferentes tecnologías para adaptarse a los valles de demanda y a la producción de la generación eólica. Debido a que el régimen especial no suele participar en los servicios de ajuste del sistema, al funcionamiento en base de las centrales nucleares y a que hay parte de la producción hidráulica que es fluyente, el margen que queda durante la madrugada para que generen las centrales que sí regulan, es muy estrecho. Conviene no olvidar que los grupos térmicos no pueden funcionar de forma estable por debajo de un límite llamado mínimo técnico, ya sea por razones técnicas o medioambientales.

A medida que aumente la producción de energía eléctrica con fuentes renovables no gestionables que generen energía de forma totalmente desacoplada de las necesidades del sistema, o incluso contraria a ellas, se necesitará que el parque generador térmico e hidráulico se

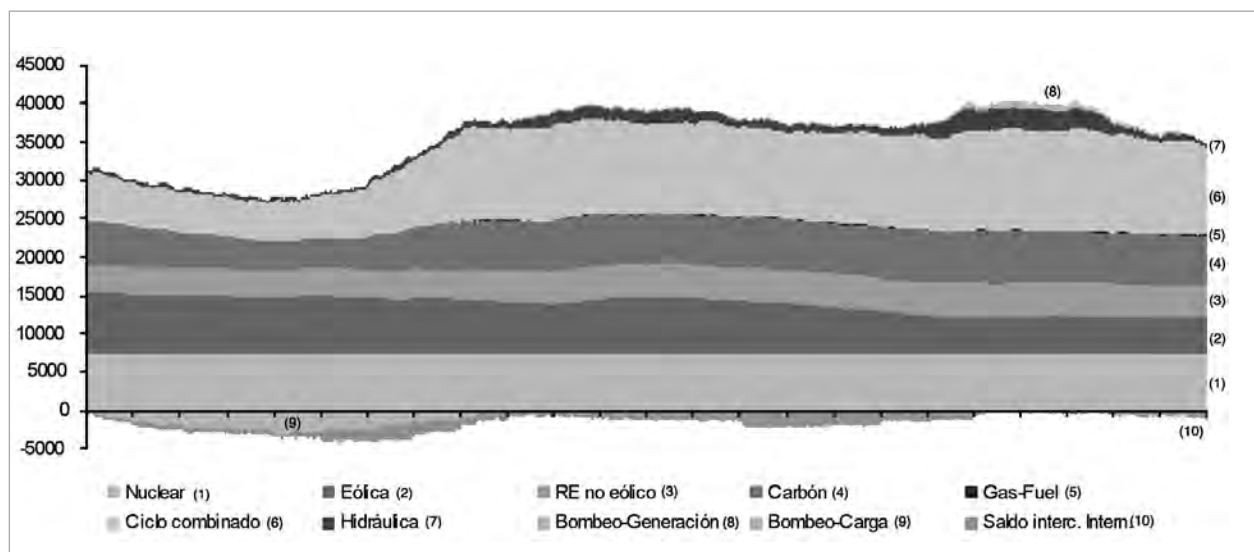


Figura 6: Cobertura de la demanda en días con diferencias importantes entre la demanda en el valle y la demanda en la punta 28/01/2009. (Fuente: REE).

adapte no sólo a los requerimientos de los consumidores sino también a la producción de estas energías renovables –de ahí la importancia de disponer de nueva potencia de bombeo–.

A la vista de lo anteriormente señalado se comprende que puede ser necesario reducir la generación de origen renovable en horas valle, debido a la falta de adaptación de su producción a la demanda, cuando no sea posible reducir más la generación térmica o hidráulica, de forma que toda la potencia reducida se pueda movilizar para afrontar la punta de consumo de cada día.

La opción de reducir la generación nuclear o parar un grupo nuclear supondría unos costes muy elevados, y lo que es mucho más grave, provocaría unas restricciones importantes para la operación del sistema, por las incertidumbres en su acoplamiento y disponibilidad para las horas punta.

APORTACION DE LAS CENTRALES TÉRMICAS AL CONTROL DE TENSIONES Y LA RESOLUCIÓN DE RESTRICCIONES TÉCNICAS

Las centrales térmicas realizan una aportación esencial para el control de las tensiones y la resolución de restricciones técnicas:

Control de la absorción y generación de energía reactiva

El control de la potencia reactiva reviste especial importancia para la operación del sistema eléctrico por su incidencia directa en el valor de las tensiones, lo que resulta fundamental para la seguridad de suministro. En el caso de los generadores nucleares, al ser grupos de gran tamaño, su capacidad de generación o absorción de energía reactiva es muy importante. No obstante, los márgenes habituales de control de energía reactiva de estos grupos son inferiores a los márgenes de los grupos más modernos de ciclo combinado.

Ubicación estratégica en la Red de Transporte

Otro aspecto fundamental en el control de tensiones y en la resolución de restricciones técnicas es la ubicación de los generadores. Conviene recordar que, si bien la energía activa puede transportarse cientos

de kilómetros con un rendimiento superior al 98%, no sucede lo mismo con la energía reactiva, dado que en este caso se trata de una variable local, cuya repercusión en el nivel de tensiones decrece rápidamente con la distancia eléctrica.

En este sentido, las centrales nucleares están perfectamente ubicadas en la red de transporte: central nuclear de Cofrentes, en Levante; central nuclear de Trillo, en la zona Centro; central nuclear de Ascó y central nuclear de Vandellós, en Cataluña; central nuclear de Santa María de Garoña, en la zona Norte; y central nuclear de Almaraz, en Extremadura, con influencia en las zonas Sur y Centro, por lo que con su producción en base, evitan la necesidad de tener que programar energía en otras centrales para la solución de las restricciones técnicas del sistema, lo que evita el coste de este proceso, y aporta una mayor fiabilidad al sistema eléctrico.

Comportamiento ante perturbaciones

Asimismo, la generación en régimen ordinario, que incluye a las centrales nucleares, ofrece un comportamiento robusto frente a perturbaciones eléctricas, en contra de lo que sucede con la generación de régimen especial que no ha sido adaptada aún para obtener un comportamiento adecuado cuando se producen perturbaciones eléctricas que son inevitables en la red.

CONCLUSIONES

Garantizar la continuidad y seguridad del suministro y coordinar el sistema de producción y transporte son, tal como establece la Ley 54/1997, las funciones principales del operador del sistema, REE. Para ello se cuenta con una de las redes de transporte más importantes de Europa y con un parque de generación de energía eléctrica constituido por grupos generadores que utilizan un amplio conjunto de tecnologías distintas, con características de funcionamiento e índices de fiabilidad también diferentes. La programación de esas unidades, atendiendo en primer lugar a los criterios de seguridad que establece la normativa y a continuación a los de minimización del coste, permite lograr el objetivo señalado por la Ley.

Dentro de ese conjunto de generadores, las centrales nucleares contri-

buyen de manera muy significativa a la cobertura de la demanda del sistema eléctrico en términos de energía, siendo superadas en este aspecto solamente por las centrales de ciclo combinado de gas natural, gracias a que éstas casi triplican la potencia instalada de las primeras. Adicionalmente, en los momentos de demanda máxima registrados en el sistema eléctrico, la generación nuclear ha contribuido a su cobertura con una potencia próxima a la total instalada en casi todos los casos. Se trata, en definitiva, de una tecnología que aporta una extraordinaria firmeza al sistema eléctrico tanto en términos de energía como en términos de potencia.

La tasa de indisponibilidad anual de las centrales nucleares es históricamente baja. Las indisponibilidades súbitas, que implican un desacoplamiento rápido de la red, son infrecuentes. No obstante, cuando se producen requieren la utilización de una parte significativa de las reservas del sistema.

Las centrales nucleares se encuentran ubicadas en puntos estratégicos del sistema eléctrico, colaborando en el control de las tensiones, reduciendo las restricciones técnicas y contribuyendo al suministro de la demanda en áreas de elevado consumo como lo son el Centro, Este y Levante de la Península.

Para un sistema eléctrico como el español, insuficientemente interconectado con el resto de Europa, con importantes gradientes de potencia en la evolución del consumo diario, y muy alta penetración de energías renovables, reviste especial importancia contar con generación flexible y completamente gestionable.

En términos de flexibilidad operativa y aportación de servicios de ajuste, nuestro sistema dispone de grupos de ciclo combinado y de centrales hidráulicas, que realizan en este ámbito la aportación más valiosa de entre todos los generadores. Por ello, estas dos tecnologías, y especialmente dentro de las hidráulicas las centrales reversibles, son instrumentos clave para lograr la integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. Sin embargo, ambas tienen su talón de Aquiles en la fuente de energía primaria utilizada, en el primer caso dependiente de la meteorología –para el caso general de las centrales no reversibles– y en el segundo de la importación de un gas que, como es sabido, España no posee.■