



BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

10

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

B. YOLANDA MORATILLA
M.^a DEL MAR CLEDERA
(coordinadoras)

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

SEMINARIO PERMANENTE EN TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

10

PUBLICACIONES
DE LA UNIVERSIDAD
PONTIFICIA COMILLAS

PEDIDOS:

Servicio de Publicaciones
c/ Universidad Comillas, 3
Tel.: 91 734 39 50 - Fax: 91 734 45 70
c.e.: edit@pub.upcomillas.es

AUTORES:

Alejandro López Aguayo – Javier Ugedo Álvarez-Osorio
Enrique Sola Álvarez – Ramón Almoguera García
Eduardo Montes Pérez del Real – Pedro J. Mejía Gómez
Victoriano Casajús Díaz – Pedro Rivero Torre

PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE

SEMINARIO PERMANENTE EN TECNOLOGÍAS
ENERGÉTICAS

COORDINADORAS:

BEATRIZ YOLANDA MORATILLA SORIA
MARÍA DEL MAR CLEDERA CASTRO



Patrocina la Cátedra



2012

© 2012 UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS
c/ Universidad Comillas, 3
28049 Madrid

© 2012 Alejandro López Aguayo, Javier Ugedo Álvarez-Osorio, Enrique Solá Álvarez,
Ramón Almoguera García, Eduardo Montes, Pedro J. Mejía, Victoriano Casajús, Pedro Rivero.

Diseño de cubierta: BELÉN RECIO GODOY
ISBN: 978-84-8468-384-1
Depósito Legal: M-6.388-2012
Impreso por R.B. Servicios Editoriales, S.L.

Reservados todos los derechos. Queda totalmente prohibida la reproducción total o parcial de este libro por cualquier procedimiento electrónico o mecánico, incluyendo fotocopia, grabación magnética o cualquier sistema de almacenamiento o recuperación de información, sin permiso escrito de la UNIVERSIDAD PONTIFICIA COMILLAS.

ÍNDICE

PRESENTACIÓN	11
PRÓLOGO	13
RESUMEN EJECUTIVO	17
CAPÍTULO I. Tecnologías de generación: “Encrucijada energética actual en España y en el mundo”	19
<i>Alejandro López Aguayo</i>	
CAPÍTULO II. Situación actual y futuro de la tecnología de generación térmica	27
<i>Javier Ugedo Álvarez-Osorio</i>	
CAPÍTULO III. Tecnologías renovables de Generación	37
<i>Enrique Sola Álvarez</i>	
CAPÍTULO IV. Situación actual y futura de la tecnología de generación nuclear	51
<i>Ramón Almoguera García</i>	
CAPÍTULO V. La factura eléctrica	59
<i>Eduardo Montes Pérez del Real</i>	
CAPÍTULO VI. El Mercado de la electricidad	67
<i>Pedro J. Mejía Gómez</i>	
CAPÍTULO VII. Estructura del sistema de generación a medio plazo ...	81
<i>Victoriano Casajús Díaz</i>	
CAPÍTULO VIII. La sostenibilidad técnica, ambiental y económica	111
<i>Pedro Rivero Torre</i>	

Agradecimientos

La Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas en nombre de la Universidad Pontificia Comillas agradece el patrocinio brindado desde IBERDROLA que sirve de apoyo al desarrollo de sus actividades.

PRESENTACIÓN

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España y la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas decidieron en 2006 aunar sus esfuerzos y establecer el “Seminario Permanente en Nuevas Tecnologías Energéticas”. Se trata de un foro de reflexión y debate sobre soluciones energéticas aplicables, de actualidad, que se desarrolla mediante varias conferencias y mesas redondas a lo largo de un curso académico.

El Seminario cubre un tema de interés y actualidad en el ámbito de las Tecnologías Energéticas y para ello invita a profesionales y académicos de reconocido prestigio a que impartan conferencias sobre las diferentes aproximaciones al tema central escogido, pasando seguidamente a establecer un debate con los asistentes. Entre los objetivos que los organizadores nos hemos marcado en este Seminario se encuentra que el enfoque de los temas abordados sea eminentemente práctico, es decir, se centre en las tecnologías técnica y económicamente viables, comparando desde estos puntos de vista las diferentes alternativas y seleccionando las más interesantes para su aplicación tanto en el contexto internacional como en España. Este planteamiento no es incompatible con el rigor científico, sino que trata de combinarlo con el enfoque aplicado que busca el sector empresarial, con el objetivo de lograr un máximo calado y dar sugerencias a los responsables de gestionar la energía en España.

Se han abierto dos vías para alcanzar la repercusión deseada en estas sesiones de reflexión. Por una parte se ha dispuesto una página web pública accesible tanto desde el Comité como desde la Cátedra en la que se recogen las presentaciones de los diferentes ponentes. De este modo en un plazo casi inmediato es posible analizar la información dada en cada sesión. Por otra parte se elabora una publicación que recoge toda la actividad del curso y que se realiza a partir de una transcripción de las confe-

rencias, que una vez montada con las figuras más relevantes de las presentaciones es revisada por los ponentes. Esta publicación se elabora tanto en versión papel como digital¹.

Tanto desde el Comité de Energía y Recursos Naturales como desde la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas esperamos que esta información resulte útil a la sociedad y contribuya a dar elementos y criterios de juicio a los responsables del ámbito energético, tanto de la Administración como del sector empresarial.

Beatriz Yolanda Moratilla Soria
Presidenta del Comité de Energía y Recursos Naturales del IIE
Directora de la Cátedra Rafael Mariño
de Nuevas Tecnologías Energéticas
Universidad Pontificia Comillas

¹ Las diferentes presentaciones llevadas a cabo en el Seminario Permanente, así como las Publicaciones están disponibles en <http://www.upcomillas.es/catedras/crm/seminario.html>.

PRÓLOGO

Ve la luz una nueva publicación del Seminario Permanente en Nuevas Tecnologías Energéticas, un foro de reflexión y debate instituido en el año 2006 conjuntamente por el Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España y por la Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas (ICAI-ICADE).

Este nuevo libro del Seminario nace en un momento sumamente oportuno, no sólo porque aborda asuntos relacionados con la planificación energética –una cuestión de gran actualidad e importancia–, sino porque lo hace compatibilizando el tradicional rigor científico con un enfoque eminentemente práctico.

Desde el origen de la humanidad, la energía ha ido asociada al desarrollo económico y al bienestar social, hasta convertirse hoy en un bien escaso y esencial, un insumo básico para los procesos industriales y un pilar fundamental para cualquier actividad cotidiana.

El sector energético tiene, por tanto, un carácter estratégico cuya relevancia viene determinada por la intensidad de su uso en el resto de sectores y por su elevado impacto como elemento dinamizador de la economía, bien como fuente de inversiones y generador de empleo de calidad, bien por el efecto tractor que originan sus compras en la industria local y nacional.

La crisis del modelo de crecimiento actual ha propiciado el replanteamiento de la gestión de las necesidades energéticas, buscando un modelo menos intensivo en energía, que garantice un suministro en cantidad y calidad suficientes y que, al mismo tiempo, sea sostenible, tanto medioambiental como económicamente.

En el caso español, la situación actual es incluso más grave que la de los países de nuestro entorno, ya que contamos con una alta dependencia exterior, un escaso nivel de interconexión, una menor eficiencia -que induce al derroche-, y unas emisiones elevadas, muy alejadas del objetivo establecido en el Protocolo de Kioto y que sólo han conseguido reducirse como consecuencia del impacto de la crisis económica en la actividad industrial.

Los expertos y los organismos oficiales, como la Agencia Internacional de la Energía, coinciden en que estos retos energéticos sólo pueden solucionarse mediante tres líneas específicas de actuación: la optimización y racionalización del consumo energético; la electrificación de la economía; y la descarbonización de la producción de energía eléctrica.

En este sentido, me gustaría destacar que, en los últimos treinta años, el sector eléctrico español ha experimentado una reconversión industrial dura y silenciosa, caracterizada por la liberalización del sector y por la renovación de su parque de generación -con tecnologías más eficientes y respetuosas por el medio ambiente-. En el primer caso, se ha obtenido una mayor eficiencia y competitividad en el sector, lo que ha dado lugar a la integración de empresas y a una profunda transformación de formas de hacer. En el segundo caso, y gracias a un importante programa de inversión, se ha sustituido la producción basada en petróleo por centrales nucleares, ciclos combinados de gas y energías renovables

Merced a ello, hemos recuperado el margen de cobertura del sistema, que en diciembre del año 2001 habíamos perdido por el crecimiento de la demanda, y se han reducido sustancialmente las emisiones del sector. Sin embargo, la integración masiva de las energías renovables, fundamentalmente eólica, ha originado otros problemas en el sistema, derivados de su intermitencia, su falta de predecibilidad y su escasa firmeza. Las centrales de ciclo combinado construidas en la última década se han convertido en imprescindibles para garantizar el suministro, ya que aportan la energía de respaldo necesaria para complementar a las renovables, cuya aportación no sigue la evolución del consumo, sino que depende de la disponibilidad de factores exógenos como el viento o el sol.

Para garantizar el suministro del sistema, los ciclos han tenido que cambiar radicalmente el funcionamiento con el que fueron diseñados, disminuyendo a la mitad el número de horas de acoplamiento a la red, adaptándose a los requerimientos del consumo -con arranques continuos a nivel de carga reducido-, y gestionando el gas excedentario de sus contratos de aprovisionamiento. Todo ello ha supuesto un reto técnico y económico de extraordinaria magnitud, una nueva reconversión indus-

trial acelerada que sus propietarios han acometido decidida y calladamente.

Es probable que disfrutemos de una situación estable hasta el final de la presente década, pues el mercado eléctrico español está plenamente liberalizado desde hace casi quince años y ha alcanzado un alto nivel de competitividad -al operar en él grandes compañías multinacionales como Iberdrola, Gas Natural, ENEL, EdP, EoN, EdF, RWE, ACCIONA, ABENGOA, así como otras de menor tamaño-, el margen de cobertura de la demanda es suficiente y los precios mayoristas españoles se encuentran entre los más bajos de Europa.

Sin embargo, los restos del sector continúan sobre la mesa y es ahora cuando hemos de anticipar y preparar lo que vamos a hacer en el futuro. Para ello, necesitamos una planificación energética clara y estable, que oriente y dé las señales adecuadas a las inversiones y que corrija los errores que se han cometido en el pasado. En este sentido, es imprescindible fomentar la racionalidad y sostenibilidad económica. Se ha de propiciar un desarrollo energético sin ayudas ni subvenciones y, en caso de que éstas sean necesarias para impulsar determinadas tecnologías, estas ayudas deben estar muy condicionadas. Así, deben fomentar únicamente energías que se encuentren maduras tecnológicamente -para que su coste no sea excesiva e innecesariamente elevado-, y deben ser decrecientes en el tiempo- para que su impacto en el sistema sea limitado-. Por último, debe garantizarse que esos recursos revierten en nuestro país, en investigación, desarrollo, innovación, formación y fabricación autóctona.

Por último, la planificación energética también debe asegurar la disponibilidad y el origen de los fondos a dedicar, repartiendo razonada y razonablemente todos sus costes entre los Presupuestos Generales del Estado y la factura de los consumidores energéticos.

¿Cuál es la combinación óptima de tecnologías de generación que hemos de tener para garantizar el suministro y conseguir un sistema sostenible económica y medioambientalmente? No parece descabellado postular que un mix equilibrado -UN TERCIO de la producción de energías renovables maduras -incluida la hidroeléctrica-, UN TERCIO de nuclear y UN TERCIO de térmica de bajas emisiones-, junto a medidas adecuadas de eficiencia energética, sean la combinación óptima que permita afrontar los retos del sector con el mínimo impacto económico.

Este libro presenta un valioso compendio de trabajos que son fruto del esfuerzo de investigación de grandes expertos en la materia, a los que hemos de agradecer su participación, y que contribuyen significativamente a responder estas y otras preguntas, así como a orientar las decisiones a tomar para construir el sistema energético del futuro.

Para finalizar, quiero agradecer a la Cátedra y al Comité la realización del Seminario y de las sesiones que constituyen el material de base para este libro, y felicitarles por su publicación, animándoles a seguir en la punta de lanza de la investigación energética, para lo cual cuentan con nuestro respaldo comprometido y entusiasta.

Francisco Martínez Córcoles,
Presidente de Iberdrola Generación S.A.
y de Scottish Power Generation Holdings Ltd.
y Director General del Negocio Liberalizado Global
de Energía del Grupo Iberdrola

RESUMEN EJECUTIVO

España tiene una dependencia energética del exterior de un 82%, superior a la media de la UE. En los últimos años se ha incrementado significativamente el aporte de las energías renovables en nuestro mix al tiempo que se ha disminuido el aporte de la nuclear y todo ello con un incremento en los costes de la factura eléctrica. Si además añadimos la necesidad de generar un mix controlando las emisiones de CO₂ y que sea económico para tener un mix estable y competitivo, nos vemos en la necesidad de establecer una planificación energética a medio-largo plazo que sea sostenible en los aspectos anteriormente comentados.

En este libro intentamos aportar datos y puntos de vista de expertos en el tema tratado, al objeto de servir como punto de partida a la reflexión sobre un tema tan crucial en la actualidad energética del país.

El Capítulo I analiza la encrucijada energética en España y en el mundo, centrándose en las centrales térmicas, analizando la utilización de la potencia térmica necesaria así como los nuevos retos de estas centrales para cumplir las directivas de emisiones.

El Capítulo II está dedicado a la generación térmica, en la cual se ha ampliado mucho su utilización en ciclos combinados en los últimos 10 años. Se analiza tanto la flexibilidad operativa de dichas centrales así como diferentes tecnologías de reducción de emisiones como la captura de CO₂.

En el Capítulo III se presenta la generación de electricidad mediante tecnologías renovables. Se analiza la tecnología solar fotovoltaica, la solar termoeléctrica, la eólica offshore, así como su interacción dentro del sistema eléctrico nacional. Se profundiza también en la evolución de la energía hidráulica para adaptarse a los nuevos requerimientos del mix.

El capítulo IV aborda la tecnología nuclear analizando su situación tanto a nivel nacional como internacional y centrándose en aspectos económicos de la misma.

El capítulo V trata un punto que a todos nos importa directamente, qué pagamos en la factura eléctrica. En este capítulo se analiza tanto el coste del suministro como la propia factura eléctrica, entrando en el controvertido tema de las primas a las diferentes tecnologías, analizando el déficit de tarifa y el coste que requieren las diferentes tecnologías que conforman nuestro mix energético.

En el capítulo VI se trata en profundidad el mercado de la electricidad, haciendo un recorrido por el sistema eléctrico peninsular y realizando un exhaustivo análisis del funcionamiento del mercado de la electricidad en nuestro país.

El capítulo VII aborda la estructura del sistema de generación que se debería tener a medio plazo basándose en restricciones puramente tecnológicas, a partir del mix actual, al objeto de conseguir la sostenibilidad técnica del sistema.

En el capítulo VIII se detalla cómo se realiza la sostenibilidad de la planificación energética teniendo en cuenta los aspectos ambientales y económicos realizando un análisis del mix pasado, presente y un posible futuro tanto a nivel nacional como europeo.

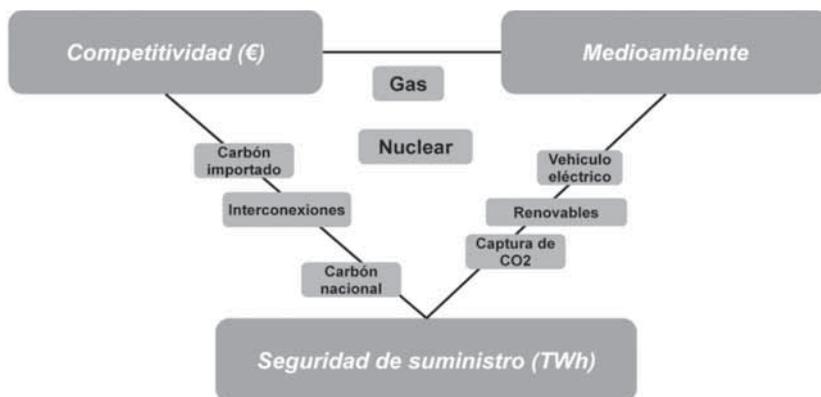
CAPÍTULO I
TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN:
ENCRUCIJADA ENERGÉTICA ACTUAL EN ESPAÑA
Y EN EL MUNDO

Alejandro López Aguayo
IBERDROLA

1. INTRODUCCIÓN

¿Cuál es la encrucijada actual? Los tres pilares que persiguen las políticas energéticas son: competitividad, medioambiente y seguridad de suministro tal y como se ve en la Figura 1.

Figura 1
Opciones energéticas



Fuente: Elaboración propia.

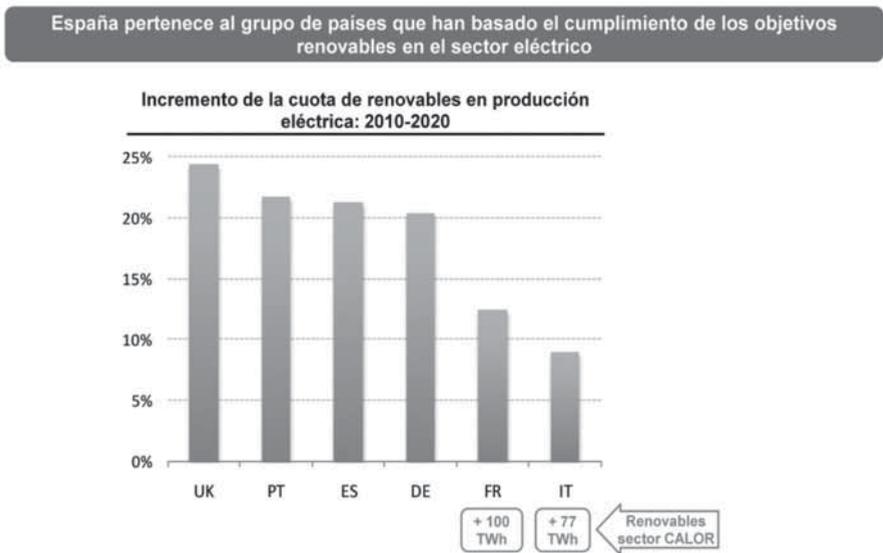
De forma subjetiva se han colocado diferentes tecnologías energéticas y diferentes políticas energéticas dentro de ese triángulo, de forma que por ejemplo las renovables, a la derecha, satisfacen los requerimientos de medioambiente y los de seguridad de suministro y, de momento, en menor medida, los de competitividad. La tecnología nuclear satisface más o menos de forma equilibrada los tres vértices. Seguro que cada persona rellenaría este triángulo de forma distinta, pero da la idea de qué necesidad intenta satisfacer el planificador, el regulador, el Gobierno cuando decide optar por una de ellas.

2. ESTRATEGIA DE LOS DISTINTOS PAÍSES

En cuanto a las políticas energéticas y de la visión de cada uno de los Gobiernos, el gráfico de la Figura 2 representa cómo pretenden cumplir diferentes países con la nueva Directiva de renovables. Desde la izquierda las barras representan Reino Unido, Portugal, España y Alemania. Estos países han decidido que para cumplir con su 20% de renovables van a incrementar su cuota de renovables eléctricas un 20%, de forma que, por ejemplo, si las renovables representan ahora en el Reino Unido un 10%, en el 2020 esperan que represente un 30%, es decir, el 30% de la demanda se va a cubrir con renovables eléctricas. Esto no sucede así en todos los países. Por ejemplo Francia e Italia, a la derecha en la Figura 2, sólo prevén incrementar un 10% la cuota de renovables. Este hecho es relevante porque los países representados en las barras de la izquierda en la Figura 2 lo que van a hacer es afectar de forma muy importante al sector eléctrico, al resto de tecnologías, mientras que los países de la derecha, Francia e Italia, lo que van a hacer es basarse en otras renovables, ¿cuáles?, las de otros sectores, el sector del calor o el sector del transporte. En concreto Francia e Italia han optado en su política energética por promocionar con 100 TWh (sobre todo biomasa) para el sector del calor en Francia y 77 TWh en Italia, son magnitudes impresionantes. La demanda eléctrica de España son unos 260 TWh y Francia va a aumentar en 100 TWh su producción de calor renovable.

El hecho de que en España, por ejemplo, o en otros países, se incremente la cuota de renovables un 20%, ¿qué implicaciones tiene para el resto de tecnologías? Desde el punto de vista de la fiabilidad del sistema siempre se ha hablado de que las renovables necesitan un backup. Tradicionalmente y al menos en España, se maneja el concepto de índice de cobertura, es decir, un sistema es fiable si en una situación extrema tiene un 10% de reserva sobre la punta de demanda. Por ejemplo, nos situamos en el escenario extremo con una punta de demanda, una ola de frío, no podemos importar desde Francia porque Francia se encuentra en la misma si-

Figura 2
Estrategia de los distintos países



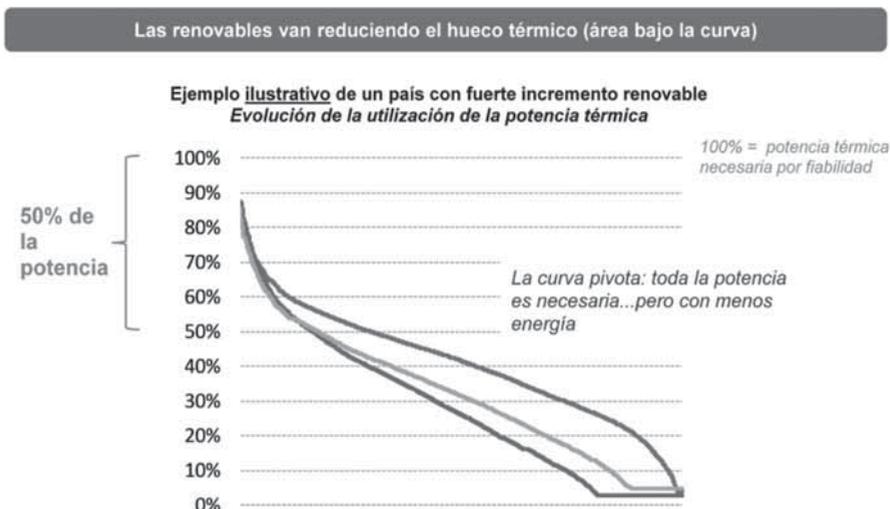
Fuente: Elaboración propia.

tuación, no tiene excedentes, año hidráulico muy seco, eolicidad muy baja, 5% ó 6% de la potencia instalada, hipótesis conservadora en solar, si es la punta de invierno no hay solar porque es de noche, si hubiera otra renovable añadiríamos otro criterio conservador en esta misma línea. Conclusión: la probabilidad de que se dé este escenario cada vez es más baja porque estamos añadiendo diferentes probabilidades que, todas multiplicadas, dan un resultado medio bastante bajo. Además se añade un 10% de margen de reserva. Se está diseñando un sistema muy seguro pero la gente que tiene que invertir en producción térmica, que tiene que invertir por ejemplo en ciclo combinado de una turbina de gas mira esas cifras, considera si son necesarios esos MW y cada cuánto va a funcionar, que será probablemente cada 5 ó 6 años con lo que el incentivo para invertir para cubrir este objetivo de fiabilidad es bastante bajo.

3. CENTRALES TÉRMICAS. UTILIZACIÓN DE LA POTENCIA NECESARIA

Ahondando un poco más en el funcionamiento de las centrales térmicas cuando entran muchas renovables, las curvas de la Figura 3 representan el factor de utilización de la térmica.

Figura 3
Utilización de la potencia térmica necesaria



Fuente: Elaboración propia.

El 100% representaría toda la capacidad que se ha calculado que es necesaria en el sistema de acuerdo al caso anteriormente expuesto, pongamos por ejemplo 50 GW. Las curvas representan los años 2020, 2025 y 2030. La Figura 3 corresponde a un país que pertenece a la Unión Europea pero que no es España. En el 2020 la forma de la producción térmica tendría el perfil representado en la Figura 3, habría un momento en la punta en la que el 85% ó 86% de la potencia sería necesaria y el resto sería un margen de reserva. En el 2030 va a ocurrir lo mismo, habrá un momento en que más del 80% de la potencia es necesaria pero el resto de las horas la curva está mucho más baja, ha pivotado hacia abajo, se ha retirado área de esa curva, ha bajado la energía. La energía que va a hacer la producción térmica es mucho menor en el 2030 que en el 2020 pero sigue siendo toda necesaria. Esto lleva a menos horas de mercado, siendo éste el efecto de las renovables sobre las térmicas que va a disminuir las horas de mercado.

Otro efecto que se ve es que en la parte de la derecha de la Figura 3 hay horas en el tramo horizontal, muy claro en el caso de 2030, en las cuales la producción térmica va a ser cero, salvo que haya alguna restricción, lo que quiere decir que ahí el precio de mercado puede ser cero o hasta negativo, el ingreso va a ser cero. Quiere decir también que puede haber un excedente de energía y que quizá haya que cortar producción eólica. Quiere decir muchas cosas, tiene muchas repercusiones. Si en el 2050 siguen en-

trando más renovables la curva podría hacerse todavía más vertical, lo cual no quiere decir que no se pueda solucionar, pero hay que conocer el impacto para saber luego qué tecnología se adapta mejor a la nueva curva.

4. CENTRALES TÉRMICAS. NUEVOS RETOS: CARBÓN Y EMISIONES NOx

En este contexto complicado para la generación térmica, en el que es necesaria, pero cada vez funciona menos horas al año, ¿cuáles son las decisiones que tienen que tomar las diferentes tecnologías? En la Figura 4 se ve el ejemplo del carbón.

Figura 4
Nuevos retos: carbón y emisiones NOx



(1) España, Portugal, UK, Italia, Francia, Polonia, Grecia, Chequia, Rumania y Bulgaria

Fuente: Elaboración propia.

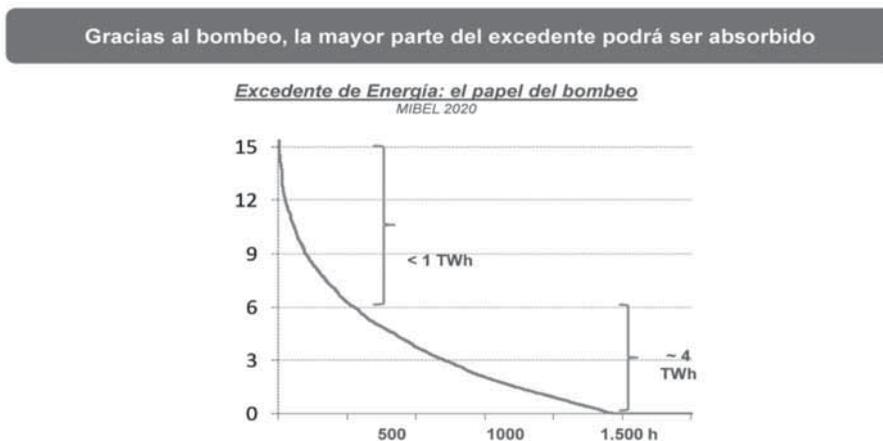
En el 2008 la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión exigió con ciertas flexibilidades instalar desulfuración. Hay instalaciones que ya la tienen, pero no todas. En el 2016 la nueva Directiva de Emisiones Industriales exige que se instale desnitrificación. Si en el 2008 se invirtieron unos 60 millones de euros en un grupo de unos 360 MW, ahora se exige una inversión similar en el 2016 para instalar la desnitrificación. ¿Cómo se afronta este nuevo reto? En la Figura 4 se han apilado 100 GW de potencia de carbón que corresponden a los países indicados en el pie de la figura. Se han

analizado estos 100 GW y se ha visto que hay 15 GW que van a cerrar antes de 2015 porque en su momento, según la Directiva de Grandes Instalaciones de Combustión eligieron ir a la opción de las 20000 horas porque era una opción por la cual se evitaba la desulfuradora. Con esos 15 GW ya no se va a contar. Hay otros 23 GW que no tienen ni desulfuradora ni desnitrificación, es decir, si quieren continuar a partir de 2016 deberían contar con ambos. Muy difícilmente van a hacer ahora una inversión por el doble de la que no hicieron en el 2008. Conclusión: con estos 23 GW tampoco se cuenta. Por otro lado, hay 29 GW que sí han hecho la desulfuración, pero que en el 2016 van a tener más de 40 años por lo que tendrían probablemente que afrontar una inversión de extensión de vida útil muy significativa, complicando la decisión. Por otro lado, hay 20 GW que tienen la desulfuración pero que tienen menos de 40 años, lo que facilita un poco más la decisión. Finalmente se tienen 14 GW que cuentan tanto con desulfuración como con desnitrificación. Conclusión: se tienen 15+23+29 GW con un alto riesgo de desaparecer del sistema de estos países a partir de 2016. Esta es también una decisión muy dura para los carbones en la Unión Europea.

5. ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA: CARACTERIZACIÓN DE LOS EXCEDENTES

Otro de los efectos de la integración de renovables es el tema de los excedentes, tal y como se ve en la gráfica de la Figura 5.

Figura 5
Caracterización de los excedentes



Fuente: Elaboración propia.

En la curva de 2010 de la Figura 3 veíamos un tramo plano en el que la producción térmica se reducía al máximo, e incluso así, se podían generar excedentes de energía. En la Figura 5 se representa el MIBEL en el 2020 y el perfil del excedente de energía. ¿Qué forma tiene este excedente? Lamentablemente es muy apuntado, tiene una punta de 15000 MW. Si se tiene que capturar ese excedente ni se planta construir 15000 MW de bombeo porque la utilización va a ser muy baja.

Este excedente se prevé en principio de 1500 horas, pero de todas ellas, ¿cuántas se podrán capturar con las instalaciones de bombeo de España y Portugal? En la Figura 5 se muestra un área más oscura que representa, de una forma aproximada, la energía que se podría capturar con 6 GW de bombeo disponibles en 2020. Conclusión: aunque desafortunadamente es muy apuntada, la mayor parte de la energía se va a capturar con el bombeo, en concreto 4 TWh frente a 1 TWh de energía. Se va a tener un excedente de energía pero es poco y muy apuntado. Es algo que se puede asumir, que no tiene mucho coste y que no se debe empeñar en capturarlo todo porque sería una inversión inviable.

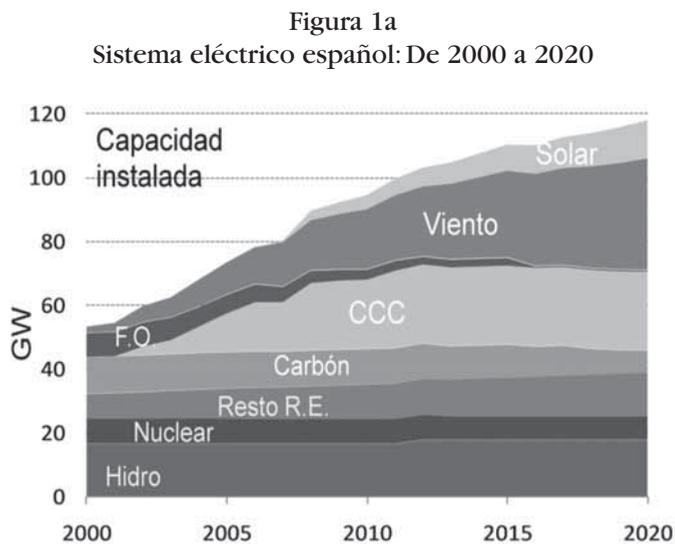
CAPÍTULO II

SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURO DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN TÉRMICA

Javier Ugedo Álvarez-Osorio
IBERDROLA

1. INTRODUCCIÓN

El sistema eléctrico español va a cambiar mucho entre el año 2010 y el 2020. En la Figura 1a se puede ver la situación que había en el año 2000.

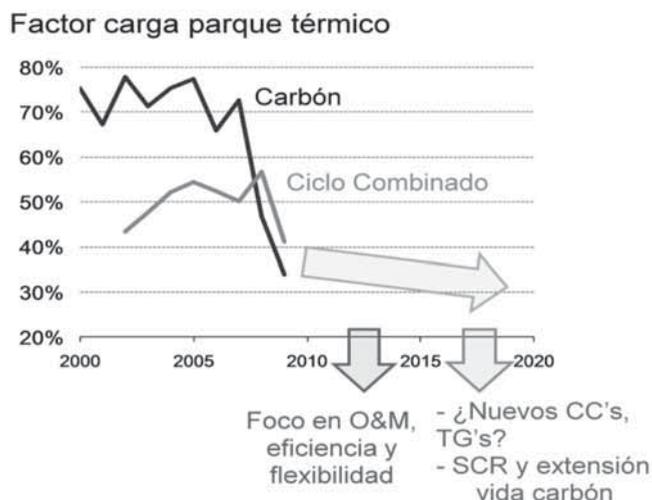


Fuente: Elaboración propia.

En dicho año se tenía una potencia instalada de 50 GW, en la actualidad se ha llegado a los 100 GW en la Península y se prevé llegar a los 1020 GW para el 2020. En cuanto a parque térmico se ha construido mucha capacidad de ciclo combinado en los últimos 10 años, 25-30 GW. Las correspondientes decisiones de inversión se tomaron hacia el año 2000. Y se tomaron con un escenario de mercado muy distinto al actual, no había cobertura de la demanda, hacía falta generación, estaba disponible la tecnología de ciclo combinado –de rápida implantación– y había gas también. Con estas condiciones de contorno se construyó el parque actual de centrales de de ciclo combinado.

En paralelo al despliegue de la flota de ciclos combinados se ha desarrollado con mucha rapidez en los últimos años una elevada capacidad de eólica y solar, de potencia renovable, en definitiva. El efecto ha sido que la renovable desplaza a la tecnología marginal, en este caso la térmica, con lo cual el hueco térmico ha disminuido. En la actualidad se tiene un parque nuevo de centrales de ciclo combinado que están diseñadas técnicamente para funcionar en base, unas 7000 horas al año y con pocos arranques y que como se ve en la Figura 1b tiene un factor de carga del 40% y bajando. Al carbón le pasa algo parecido, ha pasado de tener unos regímenes de carga en torno al 70% -80% al principio de la década anterior a un factor de carga de 30% en la actualidad. La diferencia del carbón es que las inversiones ya estaban hechas y parcialmente amortizadas.

Figura 1b
Factor de carga del parque térmico: De 2000 a 2020

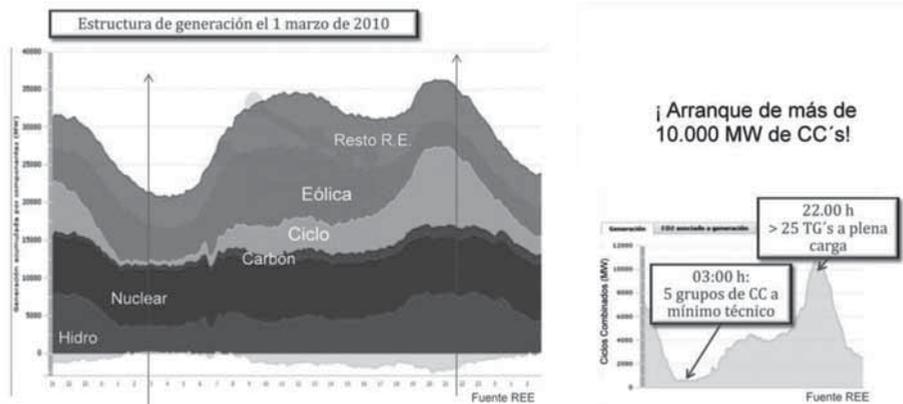


Fuente: Elaboración propia.

2. FLEXIBILIDAD OPERATIVA DE LAS CENTRALES TÉRMICAS

Lo anteriormente mencionado afecta a las centrales térmicas y a su conservación y retribución. Un caso paradigmático es el del 1 de marzo de 2010, tal y como se ve en la Figura 2, en la que la tercera franja empezando por arriba corresponde a los ciclos combinados.

Figura 2
El valor de la flexibilidad de los ciclos combinados



Fuente: REE.

En la primera línea vertical de la gráfica prácticamente no había ningún ciclo combinado en operación y unas horas después, en la punta de la noche entraron 25 turbinas de gas. ¿Por qué? Porque aumentó el consumo y bajó el viento. Si se sigue hacia la derecha en la gráfica, el ciclo combinado vuelve a bajar según vuelve a bajar la demanda. Estas centrales térmicas, diseñadas para funcionar en base, funcionan poco y además tienen que arrancar y parar con mucha frecuencia.

Si se comparan los ciclos combinados y el carbón se observa que como lo que demanda básicamente el sistema son arranques y paradas más que energía, interesa poder arrancar rápido y poder variar la carga para adaptarse a las fluctuaciones de la energía renovable. En esto gana claramente el ciclo combinado que es una tecnología más ligera, más flexible, arranca en caliente en hora y media frente a las cuatro o cinco horas del carbón, en frío arranca en cuatro horas frente a doce del carbón y su capacidad de variar carga para compensar la renovable es de entre 5-10MW/min frente a los 2-3 MW/min del carbón. Los mínimos técnicos también son más bajos, especialmente en el caso de la configuración 2x1. Por tanto, entre las dos tecnologías la que mejor se adapta a los nuevos requerimientos del sistema es el ciclo combinado.

Tabla 1
Flexibilidad de las centrales térmicas

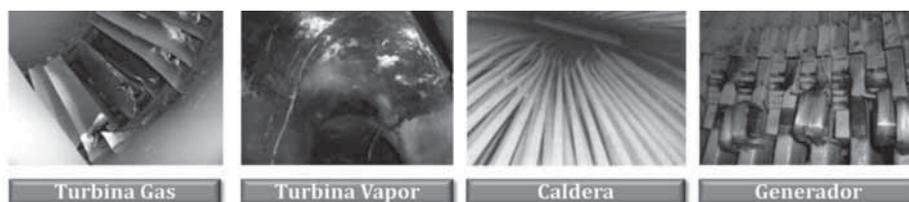
	Ciclo Combinado Monoje	Ciclo Combinado 2 x 1	Central Térmica Carbón
Tiempo arranque caliente	1,5 horas	1,5 horas	4-6 horas
Tiempo arranque frío	4 horas	4 horas	12-16 horas
Rampa variación carga	5-10 MW/min	15-20 MW/min	2-3 MW/min
Mínimo Técnico (% sobre plena carga)	40-60%	20-30%	45-55%

Se ha pasado de un diseño original en carga base a una operación actual de 2000-3000 horas anuales, con 100 arranques anuales o más y un factor de carga bajo. Las consecuencias en la tecnología del ciclo combinado son menor vida útil, mayor desgaste, mayor riesgo de averías, mayores costes de operación, menor fiabilidad, menores ingresos ya que se funciona menos, mayor riesgo de cobro del incentivo de inversión como la garantía de potencia, etc.

La Figura 3 muestra algunas posibles consecuencias de la operación cíclica, de arrancar y para tecnologías térmicas que no están diseñadas para ello. En la foto de la izquierda de la Figura 3 se ve el caso del fallo de un compresor. En el centro se observa una turbina de vapor -aunque son más robustas también sufren desgaste-con grietas en la carcasa de la turbina. La siguiente foto corresponde a una caldera en la que se pueden ver unos tubos verticales en origen en los que se aprecia deformación del material. En último término el generador tiene sobreesfuerzos en cabeza de bobina y se acaban deformando.

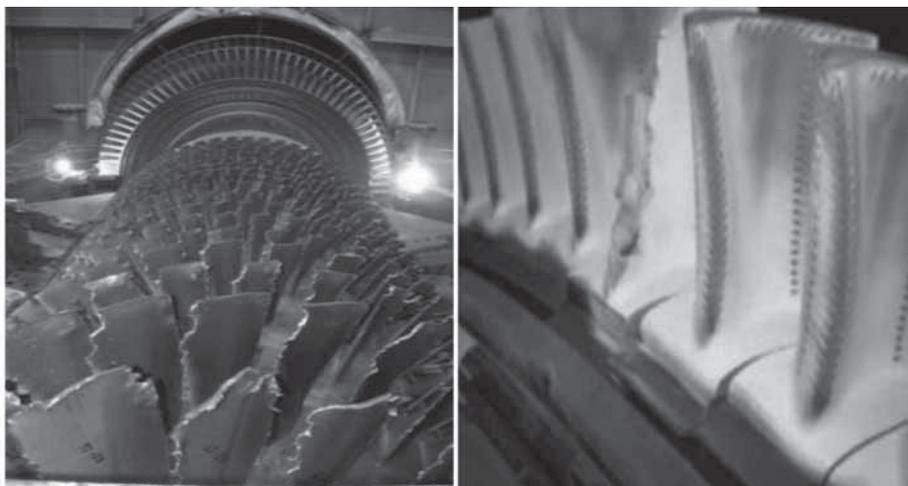
En la Figura 4 se ve una foto más detallada de un compresor después de una avería catastrófica originada por la rotura de un álabe que a su vez está originada por el rozamiento con la carcasa propio de los procesos de arranque y parada. A la derecha se ve un álabe de una turbina de gas, la

Figura 3
Efectos de la flexibilidad operativa en ciclos combinados



Fuente: Elaboración propia.

Figura 4
Efectos de la flexibilidad: turbina de Gas



Fuente: Elaboración propia.

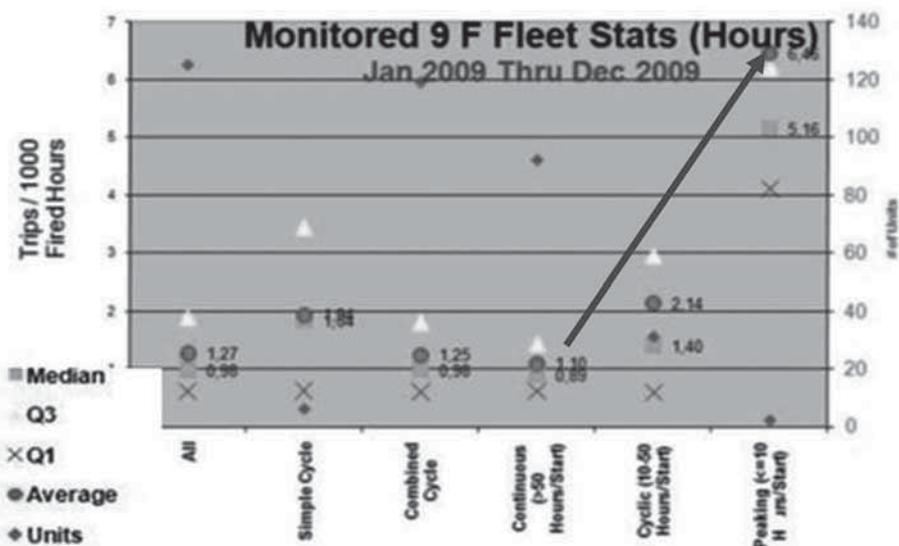
parte que está sometida a fuego. En el tercer álabe por la derecha falta una parte, que se ha quemado. Esto se debe a los problemas anteriormente mencionados junto con las elevadas temperaturas de combustión que los fabricantes buscan para obtener elevados rendimientos.

Estadísticamente en una flota de un fabricante de ciclos combinados de turbinas de gas la flecha que se ve en la gráfica de la Figura 5 es el porcentaje de disparos que sufre una turbina de gas cuando se pasa de una operación estable en carga base a una operación cíclica con arranques y paradas frecuentes. Se pasa de media de 1,10 disparos por cada 1000 horas de funcionamiento a 6, se multiplica por 6 la tasa de disparo.

En cuanto al coste de mantenimiento, las dos escalas que se ven a la derecha en la Figura 6 son las revisiones que va teniendo un ciclo combinado con el tiempo de operación, normalmente el desgaste del material se debe a las horas de funcionamiento pero además también se penaliza por el número de arranques y paradas; a igualdad de horas de funcionamiento, a mayor número de arranques y paradas, mayor es la frecuencia de las revisiones y, por tanto, el coste del mantenimiento. Las “M”, “H” y “C” que se ven en la Figura 6 son clases de revisiones que se hacen en las turbinas, cuyos costes aproximados se señalan en la Figura 6.

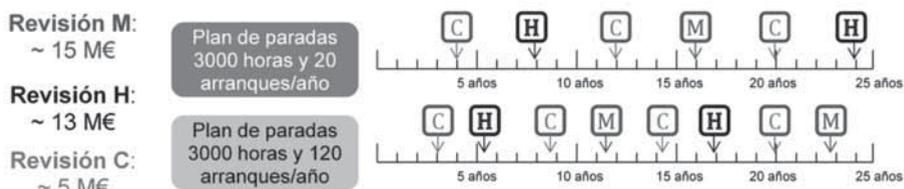
Lo que demanda el mercado es flexibilidad y la flexibilidad tiene consecuencias, especialmente cuando las máquinas se han diseñado para un régimen estable de funcionamiento.

Figura 5
Efectos de la flexibilidad: disparos



Fuente: Elaboración propia.

Figura 6
Costes directos de la flexibilidad: Mantenimiento



Fuente: Elaboración propia.

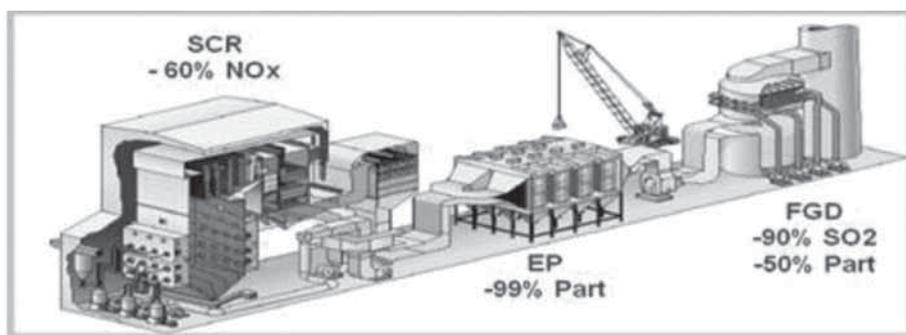
3. CENTRALES TÉRMICAS. REDUCCIÓN DE EMISIONES

Otra cuestión importante que afecta a la tecnología térmica es la reducción de emisiones y lo que se denomina comúnmente el carbón limpio. El carbón limpio, comúnmente asociado con la disminución de las emisiones de CO₂, con su captura y almacenamiento, abarca también la reducción de las emisiones ácidas, constituidas por los dióxidos de azufre, de nitrógeno y por las partículas sólidas. Las emisiones ácidas constituyen un problema

local, que afecta a la calidad del aire en el entorno de las plantas mientras que el CO_2 es un problema global que afecta al clima.

Las emisiones ácidas pueden reducirse, incorporando a las centrales los equipos adecuados. A partir de 2016 cualquier central de carbón que quiera seguir funcionando tendrá que tener tres equipos básicos para reducir emisiones ácidas. El primero es el reductor de emisiones de óxidos de nitrógeno, el segundo el precipitador electrostático (para las partículas sólidas) y el tercero la desulfuración (para los óxidos de azufre).

Figura 7
Reducción de emisiones ácidas

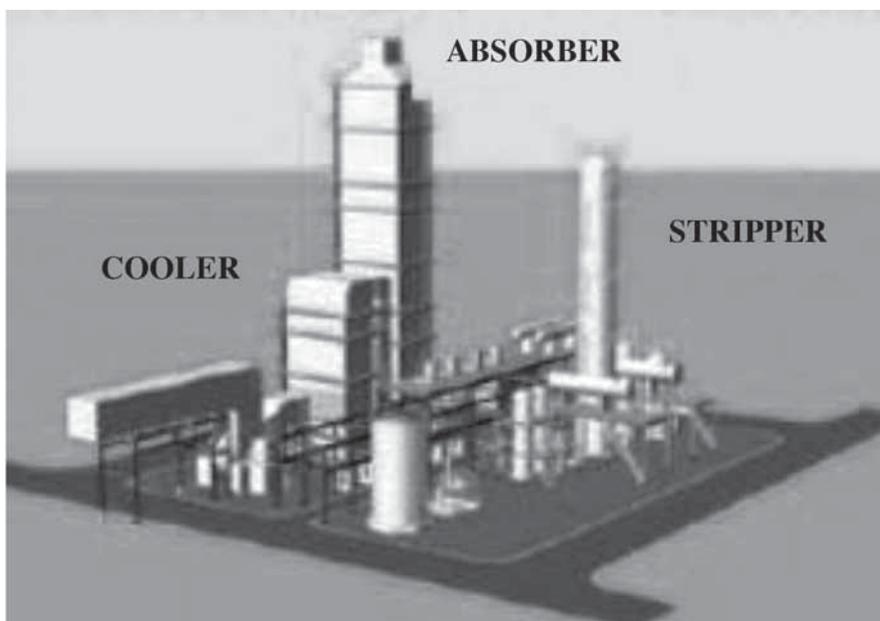


Fuente: Elaboración propia.

Las reducciones son significativas: en el caso del SCR son del orden del 60%, en el caso de los precipitadores electrostáticos del 99% de las partículas sólidas que se emiten con el humo y en el caso de la desulfuración se reduce el 90% del SO_2 y el 50% de las partículas que quedan después de que haya funcionado los precipitadores. Ver Figura 7. En una central de nueva construcción, estos equipos suponen un aumento del coste de instalación. En una central de carbón existente, además del coste, es habitual la limitación del espacio disponible para instalar estos equipos. Respecto al CO_2 , en la Figura 8 se puede ver un esquema sencillo de una planta de captura de CO_2 .

El gas de combustión que ha pasado por los equipos de reducción de emisiones ácidas pasa después por una planta de captura de CO_2 . No hay ninguna planta de captura de CO_2 actualmente en funcionamiento, todo lo que hay son prototipos o modelos a escala. Es una tecnología en desarrollo que está en fase de I+D. En Europa se pretende ahora dar un paso más en el desarrollo de esta tecnología mediante la financiación de plantas de demostración. Éstas son plantas piloto de tamaño comercial, es decir, en lu-

Figura 8
Captura de CO₂



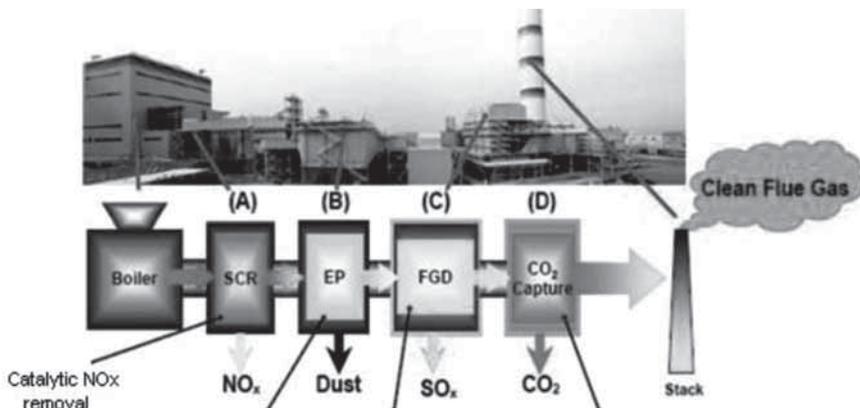
Fuente: Elaboración propia.

gar de calderas de 1 MW, de 5 MW, de 10 MW, se trata de equipar grupos de carbón de 250 ó 300 MW con instalaciones de captura de CO₂. El reto es tratar un flujo altísimo de gases donde la mayoría es nitrógeno y agua y solamente un 15% es CO₂ para retirar ese porcentaje de CO₂ y liberar el resto de los compuestos del gas. La planta está formada por tres partes principales: se hace pasar una sustancia química (amina) por el flujo de gases de combustión; esa sustancia se pega a las moléculas de CO₂ y las conduce en una corriente líquida. Posteriormente se calienta dicha corriente con vapor de agua para separar el CO₂ de la amina; esto se realiza en el stripper. Una vez separado el CO₂ queda básicamente nitrógeno y agua que son liberados a la atmósfera.

En el esquema de bloques de la Figura 9 se aprecia como la planta de carbón, representada por su caldera, se va complicando con los diversos sistemas de acondicionamiento de los gases de combustión.

Las plantas de captura más el transporte y almacenamiento de CO₂ tienen un coste elevado que no se conoce con precisión al no haber ninguna planta comercial en operación. Hay estudios y hay extrapolaciones de plantas piloto de captura de CO₂ Como referencia, en la columna de la iz-

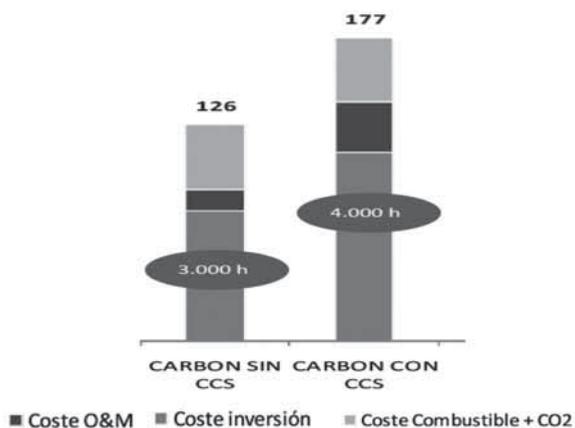
Figura 9
Reducción de emisiones



Fuente: Elaboración propia.

quiera de la Figura 10 se refleja planta de carbón nueva que funciona 3000 horas al año y en la columna de la derecha la misma planta con captura de CO₂ y funcionando 4000 horas (se le asignan más horas porque no emitir CO₂ no tiene que pagar derechos de emisión y podrá entrar en el mercado más tiempo y funcionar más). El coste por MWh de 126 sin captura de CO₂ y casi 180 con captura, incluso teniendo en cuenta el mayor funcionamiento. Aumenta la inversión y el coste de operación y manteni-

Figura 10
Costes carbón limpio



Fuente: Elaboración propia.

miento. El coste de combustible es más bajo. Se manejan cifras de un 50% más de coste total a lo largo de toda la vida de la central, en el caso de que las predicciones y extrapolaciones que se han hecho para estos modelos sean las correctas.

4. CONCLUSIONES

Como conclusión, el aumento de las renovables disminuye el factor de carga de las térmicas y exige un cambio en la forma de funcionamiento de estas plantas. Los fabricantes están ya trabajando en nuevos diseños para hacer calderas y turbinas más robustas y flexibles.

En cuanto a las centrales de carbón y su futuro, claramente pasan por fuertes inversiones ambientales, plantas mucho más complejas que las que se han visto en las últimas décadas, en cuanto a su fabricación y por supuesto en cuanto a su operación y mantenimiento.

Un gran interrogante cuya respuesta tendremos en los próximos años es si la captura y almacenamiento de CO₂ será comercialmente viable y se llegará a ver o no anexa a todas las plantas de carbón.

CAPÍTULO III TECNOLOGÍAS RENOVABLES DE GENERACIÓN

Enrique Sola Álvarez
IBERDROLA

1. INTRODUCCIÓN

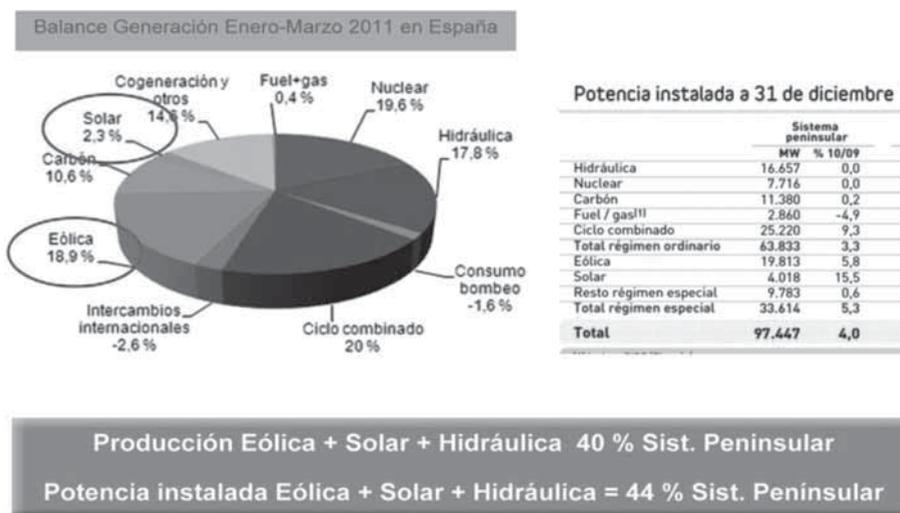
Para ver la importancia de la energías renovables en el sistema español, se muestra la producción de renovables en España durante los tres primeros meses del año 2011 que está en torno al 40% de la generación y la potencia instalada en el sistema sumando eólica, solar e hidráulica está en torno al 44%, la eólica rozando los 20000 MW y la solar, tanto fotovoltaica como termosolar en torno a los 4000 MW, tal y como se puede ver en la Figura 1.

2. SOLAR FOTOVOLTAICA

En el mundo, la solar fotovoltaica es una tecnología que ya se puede considerar madura con un parque instalado de más de 35000 MW y cuyos costes se están reduciendo progresivamente, los mayores volúmenes de producción están derivando en mejoras de eficiencia en los procesos de fabricación.

Respecto a las tecnologías fotovoltaicas, la primera generación y la que está mayormente instalada en todo el mundo es la de cristal de silicio, en torno al 90% de la capacidad instalada. A día de hoy es la tecnología más madura y con mayor rendimiento pero no es la más económica.

Figura 1
Relevancia en el sistema eléctrico español



Fuente: REE.

Otra tecnología, perteneciente a la segunda generación, es la de lámina delgada, se utilizan láminas muy finas de otros semiconductores, son más fáciles de producir, más económicas pero su rendimiento todavía no alcanza al de cristal de silicio. La tercera generación, las placas flexibles, todavía está en fase experimental. Se está trabajando con polímeros orgánicos fotosensibles y su desarrollo está muy enfocado a ampliar los campos de aplicación de la generación fotovoltaica, se pretende montar estas placas en tejados y fachas de edificios, techos de coches y superficies similares.

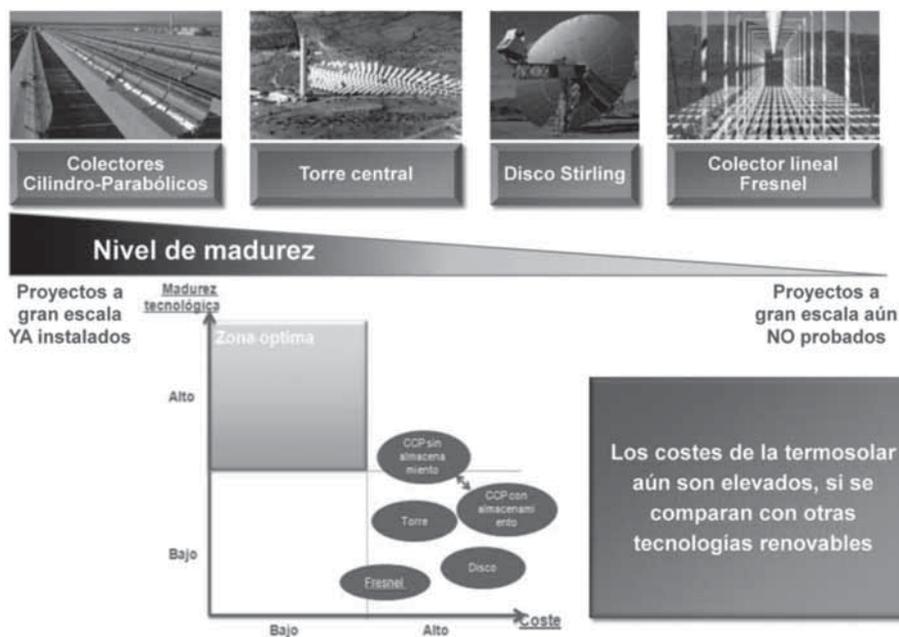
3. SOLAR TERMOELÉCTRICA

Dentro de la generación solar termoelectrica existen fundamentalmente cuatro tipos de tecnología catalogados por su nivel de madurez:

- Colectores cilíndrico-parabólicos (el más extendido)
- Torre central,
- Disco con motor Stirling en el foco
- Colectores lineales Fresnel.

En el gráfico de la Figura 2 se puede ver su comparativa en cuanto a su nivel de madurez y su coste.

Figura 2
Solar termoelectrica. Tipos de tecnología



Fuente: Elaboración propia.

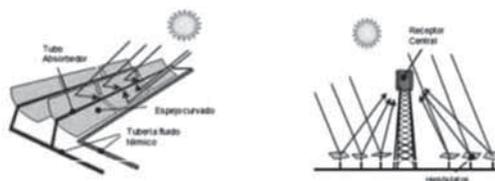
Todas estas tecnologías están todavía en un coste muy alto, en una fase que podría considerarse de desarrollo.

Las características técnicas de las dos tecnologías más extendidas se pueden ver en la tabla de la Figura 3.

¿Cómo se distribuye esta tecnología en el mundo? En el año 2013 se prevé que en España, por proyectos que están a día de hoy en construcción, se alcancen alrededor de los 2.500 MW instalados. En el resto del mundo existen 429 MW en operación y únicamente 700 MW en construcción por lo que España está siendo puntera en este campo y está liderando el desarrollo de esta tecnología a nivel mundial. Parece que Estados Unidos pueda seguir en esta línea ya que existen más de 7.000 MW en promoción a día de hoy, en el resto de países la promoción está en torno a otros 7.000 MW.

Como ejemplo de las líneas en las que se está trabajando en las diferentes tecnologías termosolares es un proyecto que se está desarrollando en la planta de colectores cilíndrico-parabólicos que Iberdrola Renovables posee en Puertollano con una potencia 50 MW. Se pretende investigar la posibilidad de sustituir el fluido térmico, aceite con unas temperaturas de trabajo y

Figura 3
Descripción de las tecnologías termosolares



	COLECTORES CILINDRO PARABÓLICOS		TORRE CENTRAL	
Tipo de concentración	Concentrador lineal		Concentrador puntual	
Concentradores	Espejos parabólicos		Campo de helióstatos	
Receptor	Tubo absorbente lineal en foco de la parábola		Receptor único situado en la parte superior de la torre	
Seguimiento solar	En 1 eje		En 2 ejes	
Ciclo de trabajo	Turbina de vapor (Rankine)		Turbina de vapor (Rankine)	
Fluido de trabajo	Aceite térmico	Agua (GDV)	Agua	Sales fundidas
Temperaturas de proceso	400 °C	400-500 °C	250 °C	550 °C
Posibilidad de almacenamiento	Si *	No actualmente	No actualmente	Si
Estado comercial	Disponible**	Prototipos / Demostración	Disponible / Demostración	Prototipos / Demostración

* Proyectos prototipo en desarrollo en España

** Las plantas SEGS en California (354 MW) llevan en operación 25 años

Fuente: Elaboración propia.

de congelación muy altas que hacen muy complicadas las labores de mantenimiento por agua. El proyecto está muy avanzado e incluye la construcción, en unos terrenos anexos a la planta de Puertollano, de una planta experimental de 3 MW, estando previsto que dicha planta entre en funcionamiento en el año 2014. Si los resultados fueran satisfactorios, se conseguiría reducir considerablemente la inversión y los costes de operación de este tipo de plantas con el valor añadido de una importante reducción de riesgos medio ambientales.

4. EÓLICA OFFSHORE

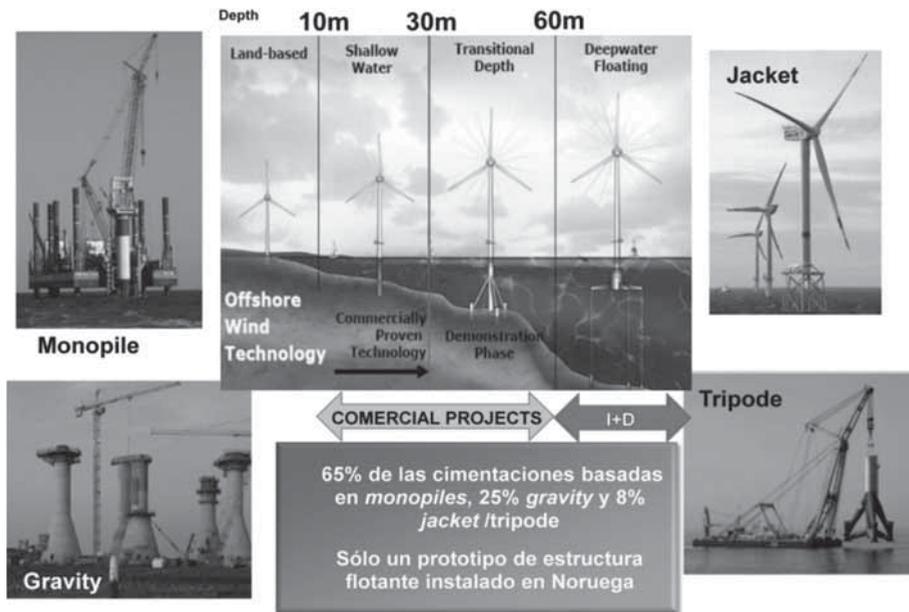
La línea de desarrollo más importante de la energía eólica en los próximos años se encuentra en el campo de la eólica off-shore. A día de hoy únicamente existen 3000 MW implantados en el mundo, muy centrados en Europa y con algunas experiencias en China y en Japón, y se prevé que en el año 2020 haya más 40.000 MW instalados. En las zonas del Mar de Norte, el Mar de Irlanda y la zona del Mar Báltico es donde ahora mismo

hay más proyectos en ejecución siendo la razón principal la profundidad del fondo marino en estas zonas, que no supera los 60 metros. En estos momentos, adicionales a los 3000 MW que están en operación, hay otros 3000 MW en construcción y se calcula que en fase de promoción, aprobados o en planificación, se superan los 36.000 MW.

Entre los problemas o desafíos más importantes de esta tecnología figuran las cimentaciones de los aerogeneradores. Los parques actualmente en explotación están en zonas de profundidades muy bajas, en torno a los 15 metros, para mayores profundidades las tecnologías de cimentación existentes se encuentran en su fase de pruebas y no están totalmente desarrolladas. En la Figura 4 se ven los cuatro tipos de cimentaciones principales.

La de gravedad, que es la que está en la parte inferior izquierda de la Figura 4, es la que se utiliza en las zonas de menor profundidad, hasta 5 metros, con lo que no parece la más adecuada para los proyectos que están ahora mismo en ejecución. La más extendida a día de hoy es la de monopilote, apropiada hasta 20 o 30 metros de profundidad, que actualmente cubre el 65% de la capacidad instalada. Las estructuras de trípode

Figura 4
Eólica offshore. Cimentaciones



Fuente: Elaboración propia.

y las estructuras tipo jacket se consideran las más idónea cuando se superan los 30 metros de profundidad. Existen ahora mismo parques piloto en explotación con este tipo de cimentaciones pero los diseños actuales no pueden aplicarse en profundidades cercanas a los 60 metros, el desarrollo de cimentaciones válidas para estas profundidades es uno de los grandes retos a los que debe enfrentarse la eólica offshore en los próximos años. A profundidades superiores a los 60 metros no es posible la cimentación en fondo marino y se está valorando la posibilidad de montar los aerogeneradores sobre plataformas flotantes. En estos momentos sólo hay un prototipo de estructura flotante en todo el mundo, instalado en Noruega.

Otra línea es la del aumento del tamaño de los aerogeneradores, para reducir, entre otras ventajas, el número de cimentaciones. Actualmente el tamaño medio de los aerogeneradores que se están instalando está en torno a los 3 MW y se prevé que entre este año y el que viene el tamaño medio ya sea de 4,3 MW, existiendo fabricantes que están probando turbinas de 10 MW. Como dato de las dimensiones de estas máquinas indicar que los aerogeneradores de 5 MW tienen un diámetro de 126 metros y las turbinas de 10 MW pueden llegar a tener un diámetro de 200 metros.

Teniendo en cuenta las dimensiones de estas máquinas y las complicaciones que suponen sus cimentaciones la logística del montaje de estos parques es muy complicada y todo un reto que está todavía por desarrollar en muchos casos. Estos parques están a muchos kilómetros de la costa, se tienen que transportar equipos muy voluminosos y en condiciones que no son siempre las adecuadas. Debe tenerse en cuenta la infraestructura que se necesita en puerto para montar todas las piezas, el acceso, que tampoco es fácil por barco o por helicóptero, los equipos de elevación que van montados sobre barcos y que no siempre pueden trabajar en condiciones óptimas y las dificultades del montaje de las subestaciones, con equipos muy pesados de rectificación a corriente continua.

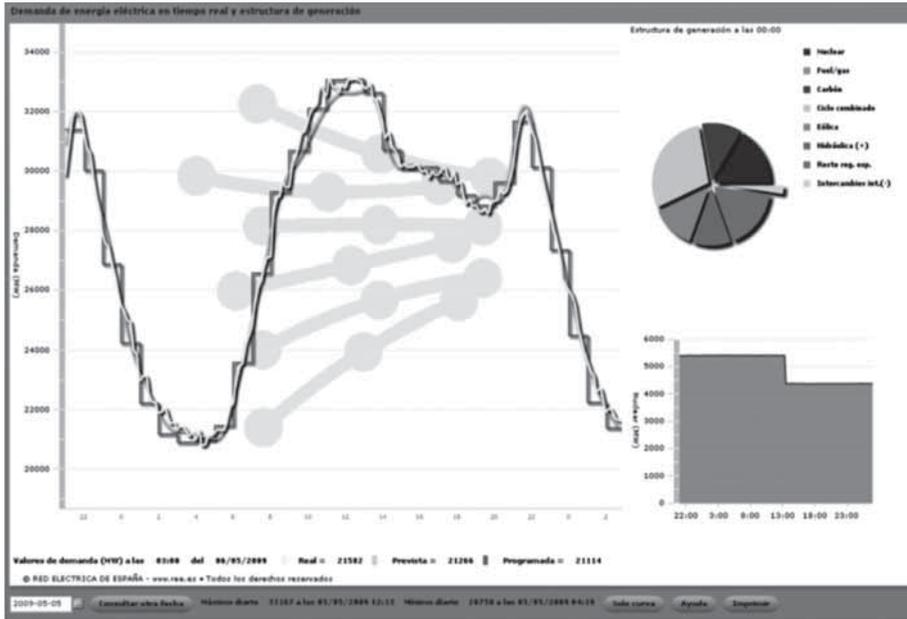
Iberdrola Renovables, líder mundial en capacidad eólica instalada, está inmersa en tres proyectos offshore en el Reino Unido, el más importante es el de la zona de Norfolk con 7500 MW de potencia instalada y en una profundidad aproximada de 45 metros, todo un reto que estará en operación a finales de esta década.

5. ENERGÍAS RENOVABLES Y EL SISTEMA ELÉCTRICO

Una vez analizado el futuro de las nuevas tecnologías renovables implantadas en los sistemas eléctricos, a continuación se trata de explicar

cómo ha afectado, la entrada de estas nuevas fuentes de energía renovable en el sistema, a otra renovable como la hidráulica que ha ido evolucionando su papel dentro del sistema eléctrico a lo largo de los años. En la Figura 5 y en la Figura 6 se ve el caso de un suceso de déficit de producción

Figura 5
Seguimiento de la curva de carga



Fuente: REE.

Figura 6
Seguimiento de la curva de carga

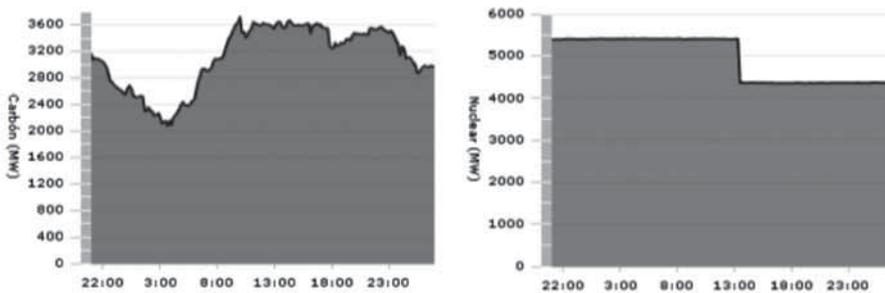
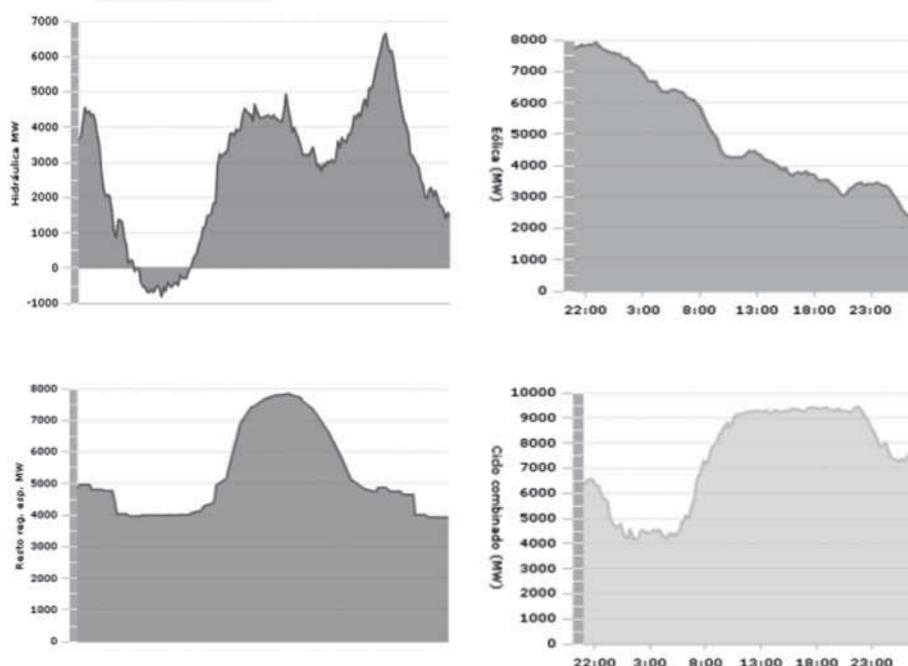


Figura 6 (cont.)
Seguimiento de la curva de carga



Fuente: REE.

en el sistema, se trata de un día laborable con un perfil de carga más o menos habitual (5 de mayo de 2009, martes).

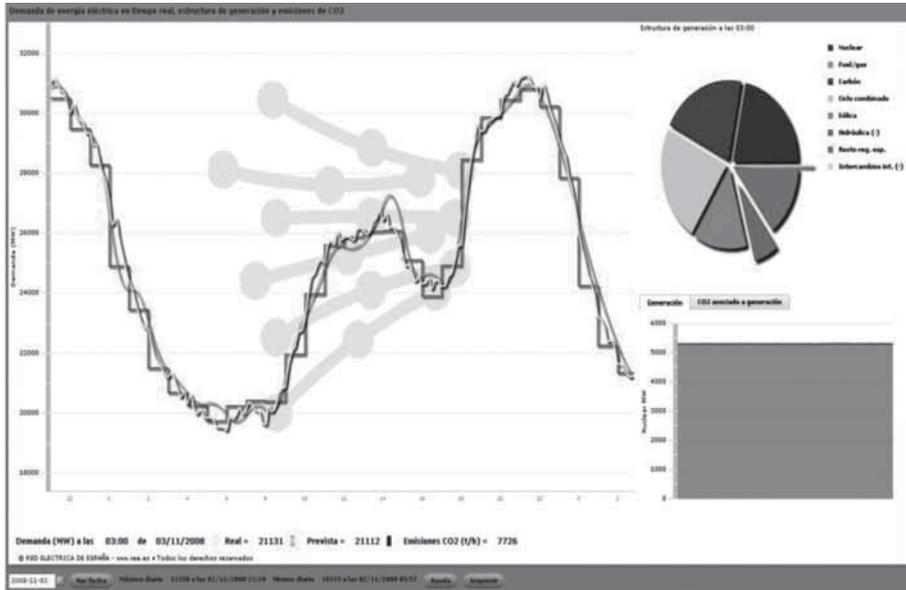
Se pasó de 8000 MW a 2000 MW de generación eólica disponible en el sistema en pocas horas. El carbón y los ciclos combinados incrementaron su potencia hasta llegar a su máxima producción siendo los grupos hidráulicos los que tuvieron que compensar el resto de esta caída de producción y los que tuvieron que hacer el seguimiento de la curva de carga, con una variación de potencia entregada a la red de -1000 MW a 7.000 MW.

En las Figuras 7 y 8 se ve un caso contrario, un escenario de excedente de producción correspondiente al perfil de un día festivo (2 de noviembre de 2008, domingo).

En este caso existe un excedente de producción en el sistema, los ciclos y la térmica intentan ajustarse y es la hidráulica la que tiene que realizar el ajuste fino, llegando a bombeos de 3.000 MW para cubrir la curva de demanda.

Sirvan estos dos ejemplos para mostrar los servicios que se están solicitando actualmente a la generación hidráulica, mucha flexibilidad, entrega

Figura 7
Seguimiento de la curva de carga



Fuente: REE.

de potencia en puntas y capacidad de regulación en turbinación y en bombeo. Estos requisitos no coinciden con los que se tuvieron en cuenta en la fase de diseño, cuando se construyeron las grandes hidráulicas en los años 40, 50 y 60 se diseñaban como centrales de base y paulatinamente han evolucionado a entregar su producción en punta y a realizar servicios de regulación.

Figura 8
Seguimiento de la curva de carga

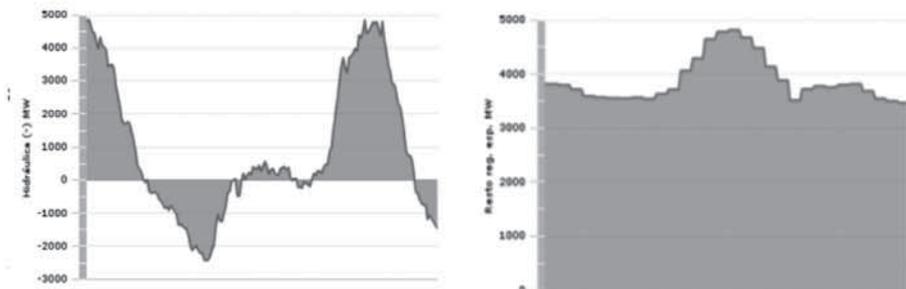
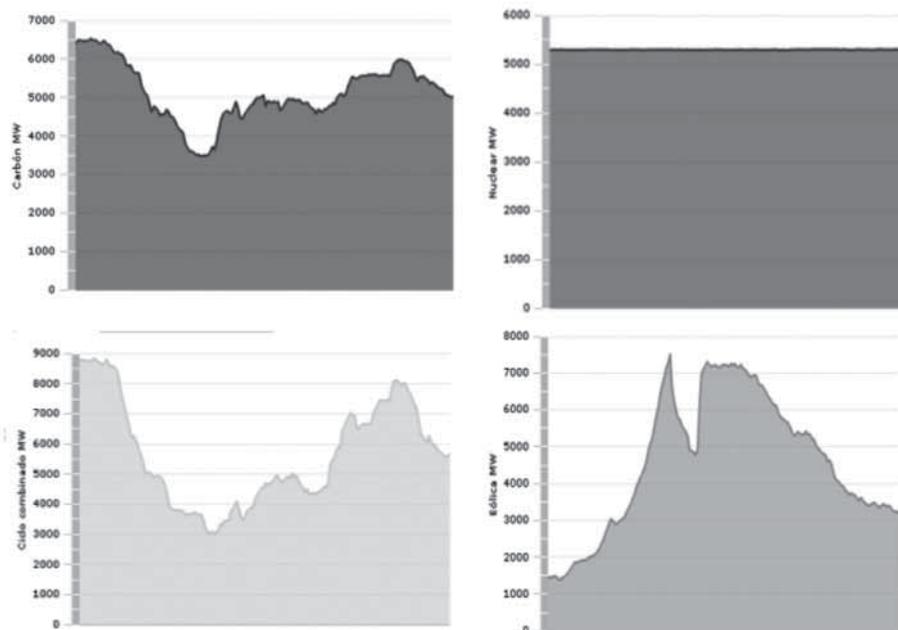


Figura 8 (cont.)
Seguimiento de la curva de carga



Fuente: REE.

6. GENERACIÓN HIDRÁULICA

La generación hidráulica está evolucionando para adaptarse a estos nuevos requerimientos, en algunos casos se está ampliando la potencia de las centrales existentes, con el mismo agua se amplía la potencia disponible y se logra dar mayores puntas de potencia.

Por otro lado se está reactivando la construcción de nuevas centrales de bombeo que permiten absorber el excedente de otras fuentes renovables y también aportar gran energía en las puntas. Este desarrollo de nuevas centrales de bombeo ha de realizarse con el menor impacto ambiental posible, por lo que la tecnología va en la línea buscar unidades que giren a mayor velocidad, lo que implica menor tamaño de máquina y por tanto menores volúmenes de excavación. También se buscan centrales de mayor salto para reducir la excavación al ser necesarios menores caudales para una misma potencia lo que supone un desafío tecnológico para los fabricantes.

Otra línea de desarrollo es aportar regulación en bombeo dado que en las máquinas reversibles tradicionales no es posible regular carga cuando

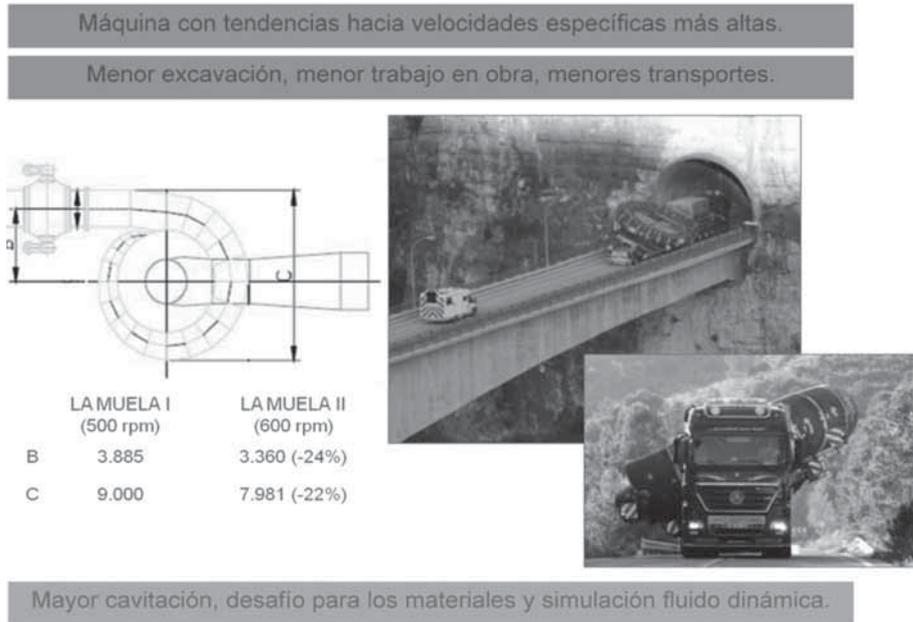
están funcionando en modo bomba. Por último, en los grupos en explotación la industria evoluciona en mejorar el impacto ambiental de estas máquinas y en permitir una gestión de las mismas más sostenible.

Un ejemplo de proyecto en ejecución es de La Muela II en el que se aprovecha el embalse inferior y el depósito superior del aprovechamiento de La Muela (Valencia), supone un aumento de potencia de 880 MW y es un buen ejemplo para ver cómo ha evolucionado la tecnología hidráulica en los últimos años dado que la primera fase de este proyecto se puso en servicio a finales de los años 80. Se buscan máquinas con menores dimensiones, aumentado su velocidad de funcionamiento, como se puede apreciar en la Figura 9.

El diámetro de la cámara espiral se ha reducido prácticamente un metro, lo que supone menor inversión y facilidades en el transporte. En la Figura 9 se puede ver una cámara de La Muela II pasando por uno de los túneles del trayecto.

Estas evoluciones tecnológicas obligan a los fabricantes a solucionar problemas de cavitación en las turbinas y nuevos desafíos en los materiales utilizados exigiendo laboriosas simulaciones fluidodinámicas.

Figura 9
Reducción dimensiones maquinaria La Muela I y La Muela II



Fuente: Elaboración propia.

La tendencia de las nuevas centrales hidráulicas, y también del proyecto de La Muela II, es la eliminación de impactos ambientales. En la primera fase de La Muela la tubería forzada discurre en superficie, en La Muela II por motivos medioambientales fue necesario excavar un túnel inclinado de 45°, de 800 metros de longitud y 6 metros de diámetro del que existían pocas experiencias similares en el mundo. Fue necesario construir dos carretones de brazos articulados para ejecutar la excavación del túnel, este tipo de maquinaria fue fabricada a medida para el proyecto y supuso una apuesta innovadora para la empresa encargada de los trabajos, que recientemente han finalizado los trabajos con éxito.

Otra de las evoluciones dentro de los bombeos es la posibilidad de utilizar máquinas monoetapa para grandes saltos en lugar de las máquinas multietapa utilizadas hasta el momento. Este es el caso del proyecto de una central de bombeo que Iberdrola está desarrollando en Portugal (Gouvaes) donde el salto está por encima de los 650 metros. Hasta hace poco los fabricantes proponían para los saltos y los caudales de esta instalación máquinas de dos etapas (dos turbinas en serie), en las que se divide la presión soportada correspondiente a dicho salto entre las dos turbinas. Debido al desarrollo de proyectos de bombeo de gran salto en los últimos años, especialmente en China, los fabricantes están mejorando la tecnología y son capaces de proponer soluciones de máquina monoetapa para casos como este. Las ventajas son evidentes, se tiene un menor volumen de excavación lo que repercute en el presupuesto del proyecto, una menor complejidad técnica y una mayor simplicidad de mantenimiento. Igual que en el caso de las máquinas de mayor velocidad hay mayores riesgos de cavitación y ha supuesto un importante desafío en la tecnología de materiales.

Otra línea de desarrollo en el tema de los bombeos son las máquinas de velocidad variable. Una de los inconvenientes que se encontraban en las máquinas de bombeo era la imposibilidad de regular la carga en modo bomba. Con el desarrollo de las nuevas máquinas de velocidad variable sí se tiene capacidad de regulación, se sustituye el rotor de polos salientes habitual por un rotor bobinado en el que se inyecta una corriente trifásica regulando su frecuencia. En función de esta frecuencia se varía la velocidad de giro de la máquina y ello permite regular la carga en bombeo, la capacidad de regulación puede alcanzar el 10% de la potencia máxima. Otras ventajas de este tipo de máquinas son: la capacidad de optimización del rendimiento en turbinación en función del salto y del caudal, la facilidad del arranque en bombeo ya que estas máquinas no necesitan ningún sistema adicional de arranque y su rápida respuesta ante transitorios de la red.

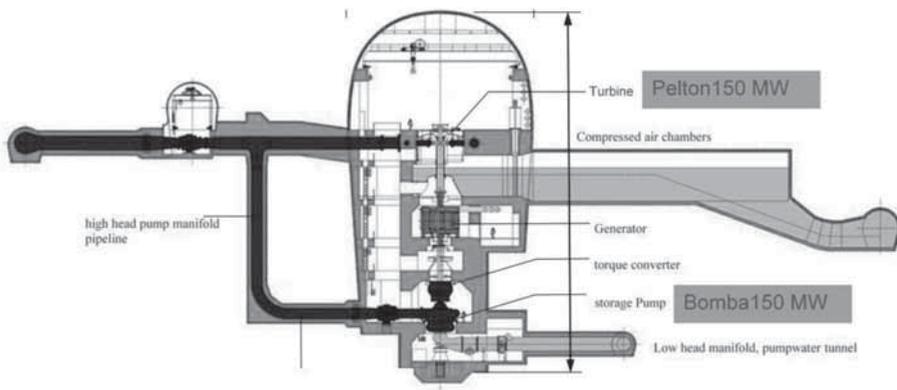
El principal inconveniente a día de hoy es el coste de estos equipamientos. Adicionalmente la necesidad de grandes equipos de electrónica de potencia nos lleva a tener mayores necesidades de espacio en las caver-

nas lo que conlleva mayores costes de excavación y la inclusión de nuevos sistemas, rotor bobinado y electrónica de potencia adicional, también repercute en mayores costes de mantenimiento. Esta tecnología está muy desarrollada en Japón desde hace varios años por lo que son los fabricantes japoneses los que tienen más experiencia en ella. En Europa se está introduciendo en los últimos años, existen dos centrales funcionando con esta tecnología, una en Alemania y otra en Eslovenia.

Existe otro proyecto en Austria (Kops II) que llega a la misma solución por otro camino como se puede observar en la Figura 10. Dicha central está operativa desde el año 2008, tiene acopladas al mismo generador dos turbinas, por un lado una turbina Pelton que funciona únicamente en modo turbinación y por otro lado un rodete reversible. En la Figura 10 se ve cómo es el circuito hidráulico y en la Figura 11 su esquema de funcionamiento.

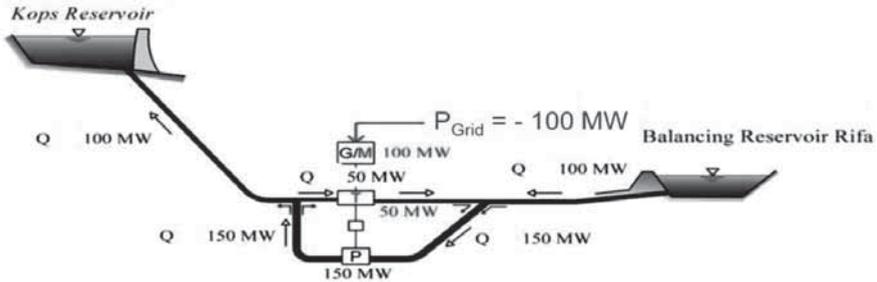
Permite regular desde -150 MW a 150 MW. La regulación de la bomba no es posible con lo que cuando la bomba está acoplada estamos consumiendo siempre 150 MW y compensamos ese consumo con la producción que nos aporta la turbina Pelton que sí podemos regular. De esa manera, con la bomba acoplada y regulando la turbina se podría mover entre la zona de -150 MW a 0 MW. Si se saca la bomba del circuito se queda únicamente en él la turbina Pelton y con ella se podría regular de 0 MW a 150 MW. Este tipo de instalaciones dan una flexibilidad total al sistema. Las principales ventajas e inconvenientes son los señalados en la Figura 11. Un tema curioso es la necesidad de presurizar la cámara de la turbina Pelton

Figura 10
Circuito hidráulico duplicado C.H. Kops II



Fuente: Vorarlberger Illwerke AG.

Figura 11
Circuito hidráulico duplicado C.H. Kops II



VENTAJAS

- Regulación continua de potencia en el $\pm 100\%$ del rango
- Facilidad de arranque en bombeo

INCONVENIENTES

- Coste del equipamiento: doble equipo hidráulico (turbina y bomba)
- Mas excavaciones en caverna y en conducciones hidráulicas
- Necesidad de presurización de la caverna
- Coste de mantenimiento

Fuente: Vorarlberger Illwerke AG.

dado que ésta no puede situarse por encima del nivel del embalse inferior por la necesidad de sumergencia del rodete de bombeo.

Por último, dentro de las centrales que actualmente tiene IBERDROLA en explotación la tecnología hidráulica se dirige hacia una gestión sostenible. Por ejemplo en la mejora de los rodetes Kaplan, el movimiento de las palas de estas turbinas se lubrican habitualmente con aceite, existiendo el riesgo de fugas de este aceite al cauce del río. Para atajar este riesgo existen tecnologías que, se están probando en la central de San Claudio (Galicia) donde la lubricación de los cojinetes se realiza directamente con agua.

CAPÍTULO IV

SITUACIÓN ACTUAL Y FUTURA DE LA TECNOLOGÍA DE GENERACIÓN NUCLEAR

Ramón Almoguera García
IBERDROLA

1. INTRODUCCIÓN

La historia de la energía nuclear se resume en los siguientes hitos:

- La primera reacción nuclear de fisión en cadena auto sostenida ocurrió en Chicago en 1942, de 2 kW térmicos dentro de un proyecto de investigación con fines bélicos.
- El primer reactor experimental para experimentar con plutonio fue el de Oak Ridge en 1943, de 1 MW también con fines bélicos.
- Los primeros reactores industriales grandes para producir plutonio fueron los de Hanford en Estados Unidos en 1944.
- El primer submarino de propulsión nuclear, y esto supuso un cambio radical porque se pasó de instalaciones muy a grandes a otras pequeñas muy compactas, fue el Nautilus en 1955 también con fines bélicos.
- Se llega a la utilización con fines pacíficos de la energía nuclear con el primer reactor de producción eléctrica, Shippingport en 1957 y con 60 MWe.

La energía nuclear es una energía muy madura que goza ya de utilización comercial durante más de medio siglo. Ésta, a diferencia del resto de

energías térmicas, obtiene la energía del núcleo, mientras que las otras tecnologías térmicas lo hacen de la corteza de los electrones. Otra característica de la energía nuclear es el orden de magnitud de densidad de energía, que por proceder de la masa que se convierte en energía, rinde ocho órdenes de magnitud más que la energía química. Esto se debe a la transformación de la masa en energía según la ecuación $E=mc^2$ que tiene un factor de amplificación formidable. Los reactores nucleares se recargan cada año y medio o cada dos años: es como si se tuviera un vehículo con un depósito no más grande que el de los demás con el que se podría circular dos años ininterrumpidamente sin visitar la estación de servicio.

Hay dos tipos de energía nuclear: la fusión y la fisión. Ambas son naturales, siendo la fusión la más abundante en la naturaleza porque es la que se da en las estrellas. Consiste en juntar átomos ligeros para generar átomos más pesados. Esta fuente de energía aun no ha podido ser domesticada pero hay un proyecto multinacional para construir un prototipo a escala industrial en Francia conocido por ITER.

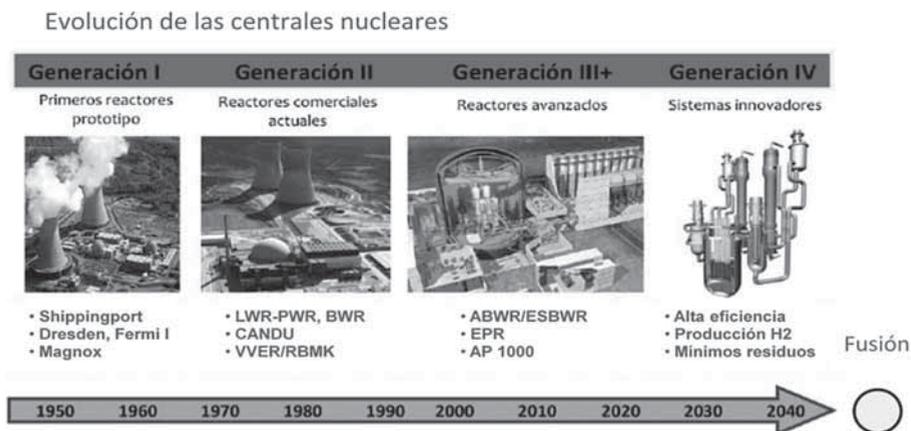
La que se tiene actualmente en uso es la fisión nuclear, que consiste en la partición de átomos pesados en otros más ligeros, y la diferencia másica se transforma en energía. El uranio enriquecido que se utiliza como combustible es inocuo pero los productos de fisión son nocivos y hay que tenerlos confinados, a buen recaudo, desde el momento en el que se originan hasta que se convierten en elementos estables. Algunos lo hacen en segundos, otros en minutos, horas, semanas, años y algunos en decenas de miles de años.

2. TIPOS DE CENTRALES

La tecnología nuclear ha evolucionado a lo largo de este más de medio siglo del siguiente modo, tal como se ve en la Figura 1.

Empezaron los primeros reactores con el prototipo de Shippingport y la primera generación de centrales nucleares, de la que en España se tuvieron tres y todavía queda una. Estos reactores evolucionaron y se fueron decantando por ciertas tecnologías, siendo la de agua ligera (agua normal, en contraposición a la pesada que está enriquecida en deuterio) la que más prosperó, concepto al que obedecen las siglas LWR (light water reactor). Evolucionó en ambas versiones, en agua a presión (PWR) y en agua en ebullición (BWR). También se abrió camino la tecnología CANDU canadiense de agua pesada y los reactores de tecnología soviética, además de los de gas principalmente en el Reino Unido. Estos diseños son casi todos los que se tienen en los reactores actualmente en operación (Generación II). La que se llama de Generación III son los que están apareciendo recientemente y

Figura 1
Tipos de centrales



Fuente: Elaboración propia.

que están siendo ya construidos y de los que aún no se ha puesto en marcha ninguno. La Generación IV sería la de los sistemas innovadores, diseños de alta eficiencia, de alta temperatura, con doble propósito de producción de energía eléctrica y producción de hidrógeno, menor generación de residuos, etc. Es difícil predecir, si dentro de 30, 40 o 50 años se llegará a tener energía de fusión. Hay un chiste común entre los técnicos y científicos que trabajan por la energía de fusión y es que uno de los invariantes de la naturaleza es a cuántos años estamos de la fusión nuclear, porque siempre estamos a 30 años. Hace 30 años estábamos a 30 años y ahora estamos a 30 años. La realidad dependerá del flujo de recursos que se comprometan en el empeño.

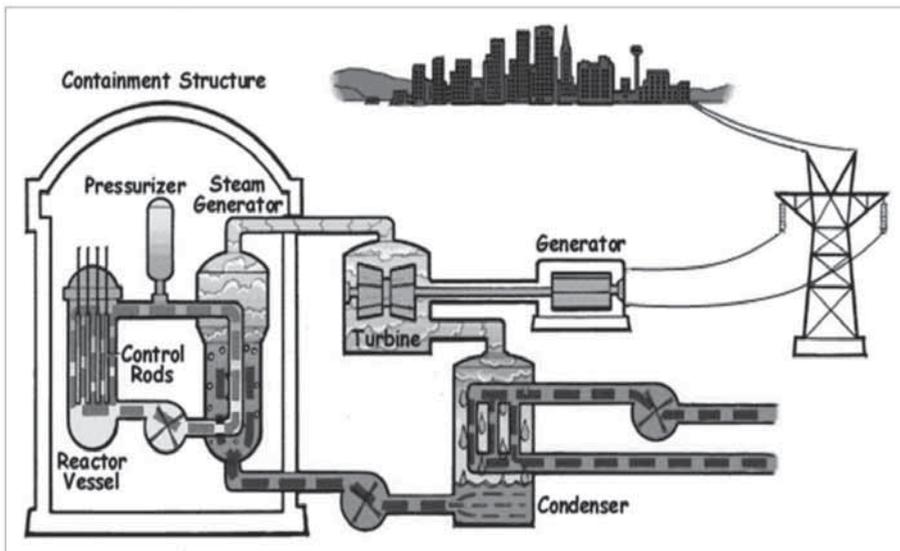
En España tenemos dos tipos de reactores: el PWR y el BWR. En la Figura 2 se puede ver un esquema básico del PWR.

El agua a presión, o lo que es lo mismo, sin hervir, circula por un circuito cerrado que es el primario; esta agua transfiere el calor a través de un generador de vapor al circuito secundario en el que sí hierve el agua y ese vapor de agua mueve una turbina de vapor y a su vez un alternador. Desde la salida de los generadores de vapor se asimila a un ciclo convencional.

En la Figura 3 se puede ver el esquema básico de una central de agua en ebullición, Cofrentes por ejemplo.

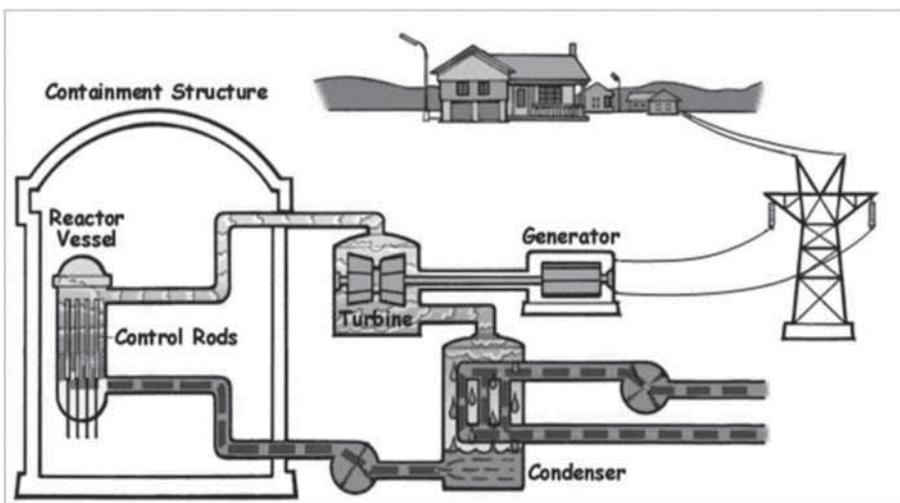
La diferencia es que aquí se hace hervir el agua en el propio reactor prescindiendo del circuito intermedio. Con el vapor que sale del reactor se mueve la turbina de vapor.

Figura 2
Central de agua a presión: PWR



Fuente: Elaboración propia.

Figura 3
Central de agua en ebullición: BWR



Fuente: Elaboración propia.

Las centrales nucleares tiene una peculiaridad y es que cuando se paran siguen generando energía térmica que llamamos potencia o calor residual. Una central de 1000 MWe al cabo del día o días siguientes a la parada estaría generando unos 20 MW y esos 20 MW hay que disiparlos o calentando agua o evaporando agua y ese es el gran reto que han tenido en Fukushima. Si no se disipa, pueden llegar a calentarse tanto los elementos de combustible, hasta derretirse y perder su geometría, a hacer más difícil la refrigeración ulterior y en última instancia a liberarse una porción de los mismos.

El combustible nuclear lo forman unas pastillas cilíndricas de aproximadamente 1cm x 1cm de uranio natural o enriquecido, de una densidad muy alta, sinterizadas formando material cerámico, metidas en vainas de unos cuatro metros de longitud, por tanto unas 400 pastillas en cada vaina. Estas vainas convenientemente selladas y se montan en conjuntos de 17x17 o de 10x10 dependiendo del tipo de reactor PWR o BWR y estos elementos son las unidades que se manejan, se cargan y se descargan en los reactores Llegan por carretera en camiones desde las fábricas de combustible a la central cada año y medio o dos años. Mientras está ocurriendo la reacción nuclear los productos de fisión en su práctica totalidad quedan retenidos en la matriz de la pastilla, parte de los gases se liberan y quedan en la vaina y si devenla vaina no pierde su integridad solo una fracción despreciable es liberada al refrigerante.

3. ENERGIA NUCLEAR EN EL MUNDO

A principios de 2011 existían 440 centrales nucleares en el mundo, el 78% en países de la OCDE. Cubren el 16% del consumo eléctrico mundial con un factor de carga medio del 84%. Ahorran al año más de 2400 millones de toneladas de CO₂; en Europa 600 millones de toneladas, cantidad equivalente a la emitida por el parque de automóviles privados. Hay una experiencia acumulada de 14500 años-reactor (abril de 2011) y la vida de las centrales, que por criterio económico inicialmente era de 40 años, está siendo extendida hasta 60 y ya se habla ya de 80 años. Lo de 60 años es una realidad pues más de 66 centrales en Estados Unidos han obtenido licencia hasta 60 años a mayo de 2011.

En cuanto al desarrollo de la energía nuclear en el mundo, hay muchos países desarrollándola. China está construyendo decenas de centrales; también se están construyendo o hay planes definitivos de hacerlo en Finlandia, Reino Unido, Estados Unidos, Francia, Rusia, India, Corea del Sur, Japón, Brasil y varios países del Este de Europa.

4. ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA

La energía nuclear en España y concretamente en Iberdrola se puede ver en la Tabla de la Figura 4.

Figura 4
Energía nuclear en España: Iberdrola

	Pot (MWe)	OPERADORA	Propiedad IBERDROLA	Pot. IBERDROLA (MWe)
Cofrentes	1092		100 %	1092
Almaraz I y II	2100		53 %	1038
Trillo	1068		49 %	523
Sta. M ^o de Garoña	466		50 %	233
Vandellós II	1087		28 %	304
Ascó II	1027		15 %	154
Ascó I	1027		0 %	0
Iberdrola dispone del 43% de la potencia nuclear instalada en España				3344

Fuente: Elaboración propia.

Existen 6 emplazamientos y 8 reactores nucleares. En la tabla se pueden ver las potencias, en total unos 7500 MWe. Todas las centrales salvo Cofrentes son de propiedad compartida por lo que se han establecido consorcios para su explotación. Iberdrola es propietaria al 100% de Cofrentes y a su vez titular único y explotador. Iberdrola tiene unos 3300 MWe en total que importan el 43% de la potencia nuclear instalada en España.

¿Por qué energía nuclear en España? Primero por la seguridad de suministro: las centrales nucleares contribuyen a la seguridad de suministro eléctrico de forma decisiva, que se concreta en una cobertura de máximos de demanda diaria y estacional y en una regulación inercial que es muy apreciada por el operador del sistema. También por una seguridad desde el punto de vista estratégico porque disminuye el riesgo geopolítico de desabastecimiento de combustible. Con una pequeña reserva de combustible se tiene para varios años de funcionamiento del parque español y el combustible viene de países fiables como Australia o Canadá. Otro aspecto importantísimo para la economía nacional es que ofrece precios estables a largo plazo y competitivos. Aporta creación de infraestructura y riqueza nacional, es una tecnología de muy alto valor añadido y además y no menos

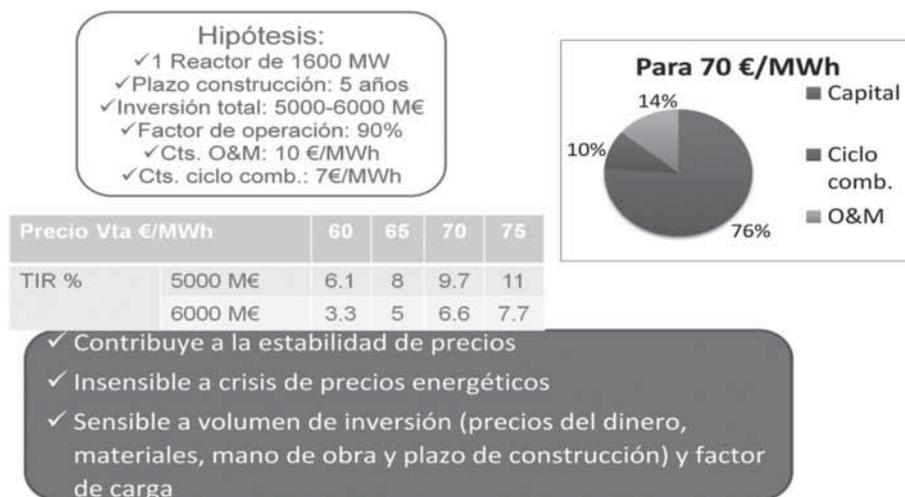
importante ayuda a cumplir los Protocolos de Kioto pues es una energía libre de emisiones. En Iberdrola, y es consenso en la industria eléctrica española, se postula que la cesta óptima de tecnologías de producción debería contener un tercio de nuclear. Se llegó a tener esta porción a principios de los años 90, pero ahora se está en el 20% porque sin haber crecido la energía nuclear sí lo ha hecho la generación y por tanto ha ido perdiendo cuota paulatinamente. La energía nuclear contribuye además a los objetivos de Responsabilidad Social Corporativa e Iberdrola ha sido la primera compañía con centrales nucleares en el mundo en ingresar en el índice prestigioso de FTSE4Good de sostenibilidad.

5. ECONOMÍA DE LA ENERGÍA NUCLEAR

En la Figura 5 se ve un caso de negocio muy simple de lo que podría ser la economía de la energía nuclear.

En la energía nuclear es más propio hablar de precios que de costes porque el único coste variable de la energía nuclear importa el 10% del precio del producto y requiere una inversión inicial muy grande. Para las hipótesis señaladas en la Figura 5 y para las tasas internas de rentabilidad exigibles, tomando dos casos de inversión inicial, resulta que habría que vender la energía a precios de 60 o de 70 euros/MWh

Figura 5
Economía de la energía nuclear



Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

La conclusión de todo esto es que la energía nuclear contribuye a las estabilidad de precios y es competitiva, y además tiene dos ventajas muy importantes: primera, que es insensible a las crisis de los precios energéticos y segunda, que es relativamente fácil predecir a largo plazo los costes de explotación pero sin embargo su rentabilidad es muy sensible a volumen de inversión (precios del dinero, materiales, mano de obra y plazo de construcción) y al factor de carga. Por tanto un proyecto nuclear sería viable económicamente siempre que se puedan predecir los precios de venta de energía y se controle el volumen de inversión (costes y plazos), lo que exige como condición necesaria aunque no suficiente la estabilidad jurídica y regulatoria del país en cuestión. Si a ello se le añaden los atributos ya mencionados de ayuda al cumplimiento de los objetivos de control del efecto invernadero y a la seguridad de suministro y autonomía nacional, se concluye inexorablemente que esta fuente de energía merece ser parte importante del conjunto.

CAPÍTULO V LA FACTURA ELÉCTRICA

Eduardo Montes Pérez del Real
UNESA

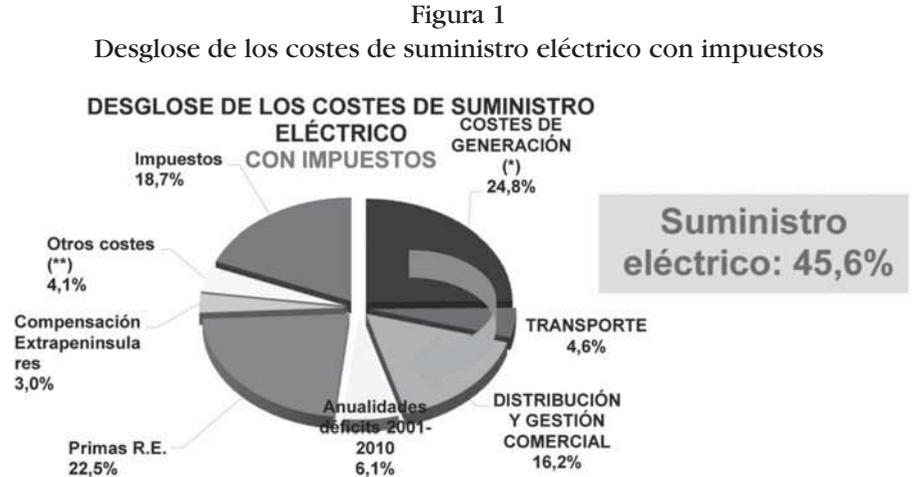
1. EDUARDO MONTES. PRESIDENTE DE UNESA

Desde que Eduardo Montes está en la Presidencia de UNESA, las preguntas de sus amigos han variado, casi todos le preguntan ahora por la factura eléctrica, comentan las subidas tan impresionantes. La pregunta que él hace sistemáticamente es la siguiente: ¿sabe cada uno lo que paga por la energía eléctrica que consume? Un 80% de la gente contesta que no. Sin embargo, si se pregunta por lo que pagan de teléfono móvil sí lo saben. ¿Por qué? La factura eléctrica media de una familia media en nuestro país dependiendo de algunas cosas, como la potencia contratada, oscila entre 50 y 60 euros al mes, la factura media del teléfono móvil, entre 100 y 200 euros al mes, es decir, el teléfono móvil de una persona viene a ser tres veces el coste de la energía eléctrica de toda una familia. Y en efecto, cuando se dice que se ha subido un 10%, que es verdad que se ha subido, pues también es verdad que son 5 euros al mes de media. Este dato puede servir para centrar un poco de qué se está hablando.

Las empresas asociadas a UNESA tienen en torno al 70-75 por ciento del total de la generación del país y más o menos el 95 por ciento de la distribución. Su participación en el sector eléctrico es absolutamente mayoritaria.

2. EL COSTE DE SUMINISTRO Y LA FACTURA ELÉCTRICA

A continuación se va a comenzar por lo que es fundamental, ver de qué se compone la factura eléctrica, tal y como se puede ver en la Figura 1.



Fuente: UNESA.

En el recibo hay una parte que no llega al 46%, que es lo que reciben las compañías eléctricas por todos los servicios que prestan: generación, transporte, distribución y gestión comercial. Es decir, de esos 60 euros de media, 25 euros es lo que cuesta el suministro eléctrico. Todo el resto, que es más del 50%, son costes no directamente imputables al suministro que perciben, en general, otros agentes. Por ejemplo, hay una parte que son las anualidades del déficit. El sector eléctrico tiene un déficit de tarifa, es decir, el sistema, los consumidores, deben a las compañías privadas alrededor de los 20.000 millones de euros, que es un 2% del PIB. En la Figura 1 se puede ver la anualidad que hay que pagar de ese déficit. La parte inferior izquierda de la figura muestra la parte correspondiente a las primas que se pagan a las energías renovables, que representa un 22% del coste del suministro eléctrico. De este 22%, casi la mitad corresponde a la energía solar fotovoltaica. Es decir, la energía solar fotovoltaica no es culpable de la totalidad del déficit eléctrico, pero el año pasado las primas a esta energía fueron 2.650 millones de euros, es decir, 54 euros por cada español. La siguiente porción del gráfico corresponde a las compensaciones extrapeninsulares, es decir, aquellos extracostes ocasionados por la necesidad de suministrar electricidad en zonas aisladas del sistema eléctrico. También aparecen otros costes por otros conceptos, como pueden ser las

primas al carbón nacional y finalmente, un 19% de impuestos. Todo lo anteriormente mencionado conforma la factura eléctrica, luego si la factura es cara, hay que tener en cuenta que un 55% es por factores externos absolutamente a las compañías eléctricas y en un 45% por el servicio que prestan las compañías eléctricas.

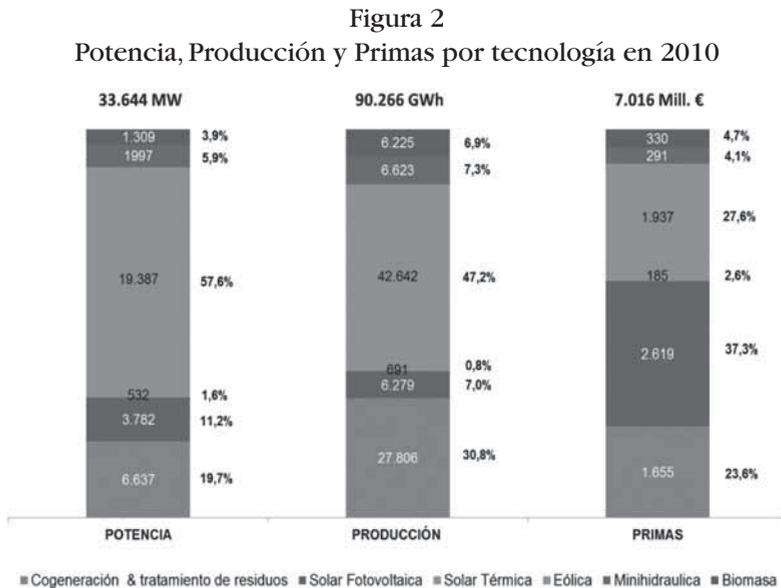
Todo esto, que es lo que cuesta la energía eléctrica, obedece en parte al coste de a la energía que se genera y distribuye y en gran parte a las decisiones de los que aplican una política determinada, buena, mala o regular, la realidad es que todo gobierno tiene derecho a practicar su política.

La situación se complica porque una vez que todo el mundo ha pagado su recibo, todavía hace falta más dinero y eso es lo que conforma el déficit de tarifa. Es decir, por si fuera poco lo que cuesta la energía eléctrica, encima los costes del sistema son mayores de aquello que se pagan. Con lo cual todos los años se genera déficit de tarifa. En el año 2010 se han generado más de 4000 millones de euros de déficit de tarifa.

3. POTENCIA, PRODUCCIÓN Y PRIMAS POR TECNOLOGÍA

La gráfica representada en la Figura 2 es también muy interesante.

A continuación se expone la influencia de las las energías renovables o en régimen especial en la factura eléctrica. En la Figura 2 se exponen dos



Fuente: UNESA.

cosas que son muy diferentes y que siempre llevan a error: la potencia y la energía. La potencia se mide en vatios y la energía en vatios-hora. Si se coge por ejemplo la energía solar fotovoltaica, que es la tercera franja empezando por arriba en cada una de las tres columnas, de la potencia instalada de energía renovable de régimen especial, el 11% es energía solar fotovoltaica pero sólo genera el 7% de la energía que se consume y que se produce y se lleva el 37,3% de la totalidad de las subvenciones que se dan a la energía de régimen especial.

En el caso de las energías tradicionales o de régimen ordinario, como pueden ser la hidráulica o las térmicas, los ciclos combinados, las nucleares, etc. Si se instala 1 MW por ejemplo fotovoltaico, al año genera 1500 MWh, si se instala 1 MW térmico al año genera 7000 MWh. Es decir, para generar la misma energía se necesita 5 veces más potencia de energías, impredecibles, porque el sol está ahí cuando quiere y el viento sopla cuando quiere y sin embargo estas energías y algunas otras (cogeneración) suponen 7000 millones de euros en primas.

Estando absolutamente a favor de las energías renovables, fue una satisfacción en el balance energético que se presentó en mayo de 2011 que más de un tercio de la energía que se consumió el año pasado en España fue renovable exenta de CO₂, siendo una estupenda noticia. Hay sectores como el eólico que lo han hecho muy bien, en el sentido de que se empezó con proyectos pequeños, con proyectos pilotos que facilitaron el aprendizaje tecnológico, y se ha llegado a tener en este momento probablemente una de las mejores tecnologías eólicas del mundo. Hay varias empresas de primerísimo nivel mundial y a la vez se tienen aproximadamente 20.000 MW eólicos instalados. Se ha hecho un trabajo excelente y es lo que se debería hacer con todas las renovables. Es decir, empezar con proyectos pequeños, generar tecnología y cuando la tecnología alcanzara su madurez, pasar a la instalación generalizada. España debe pretender ser líder en energías renovables, pero no tanto en instalación como en tecnología, porque la tecnología es lo que a largo plazo genera puestos de trabajo y valor añadido como está pasando con la energía eólica.

Es importante darse cuenta de que se está primando de una manera importantísima las energías de régimen especial, 7.000 millones de euros. Y esto supone el 22% de la totalidad del recibo eléctrico.

4. DEFICIT DE TARIFA

Como se mencionó antes, el déficit de tarifa se genera por la diferencia entre la tarifa que se cobra y lo que realmente cuesta la totalidad del suministro eléctrico. El suministro cuesta mucho más que lo que se paga con la tarifa.

Figura 3
Déficit en origen y coste anualidad 2010 (Mill. €)

	25.660	1.844
Déficit Extrapeninsular 2006-2008	1.485	115
Déficit Extrapeninsular 2001-2005	921	166
	5.500	
Déficit 2010		212
	4.300	
Déficit 2009		247
	4.641	
Déficit 2008		327
Déficit 2007	1.181	95
Déficit 2006	2.280	171
Déficit 2005	3.830	310
Déficit anterior 2003	1.522	201
	DÉFICIT EN ORIGEN	ANUALIDADES 2010

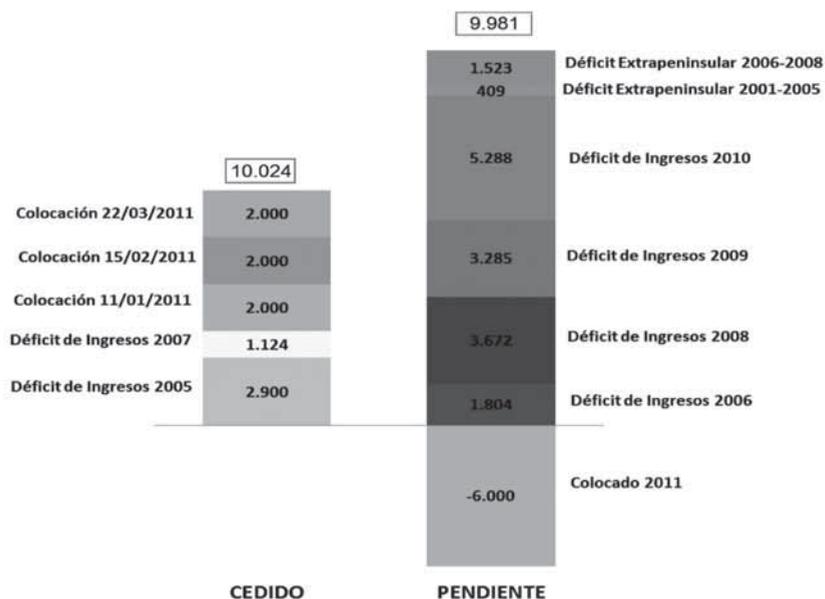
Fuente: UNESA.

En la Figura 3 se muestra el déficit desde su origen, se empieza a crear en el 2003, y actualmente se lleva ya 8 años. El déficit total que se ha generado desde el origen asciende a 25.700 millones de euros, lo que viene a ser como 4,5 billones de las antiguas pesetas. Es un déficit muy importante. Ese déficit año a año se va financiando con los recibos que se pagan y en el año 2010 se han financiado unos 1.844 millones de euros. En el 2011 serán 2.000 millones de euros y eso es lo que cada año cuestan los intereses y la amortización del déficit de tarifa.

En la Figura 3 se ve que un déficit de tarifa que empezó con 1.522 millones de euros, ya en el año 2008 sumó 4.400 más, en el 2009 más de 4000 más, en el 2010 5500 más, es decir, va creciendo de una manera tremenda. En el 2011 se ha promulgado un decreto ley para reducir el déficit de tarifa, que fue muy debatido y que rebaja entre otras cosas transitoriamente las primas a las energías. De tal manera que por ley el déficit de tarifa este año 2011 no puede superar 3000 millones adicionales, en 2012 no podrá superar 1500 millones adicionales y en 2013 tendrá que desaparecer. Y ese es un objetivo irrenunciable porque, al final, el déficit de tarifa es una deuda que tiene el estado y que tiene que repagar.

En la Figura 4 se puede ver un desglose más detallado de lo que está pasando.

Figura 4
Déficit de la tarifa a 22-3-2011 (Mill. €)
(Derechos de cobro cedidos y monetización pendiente)



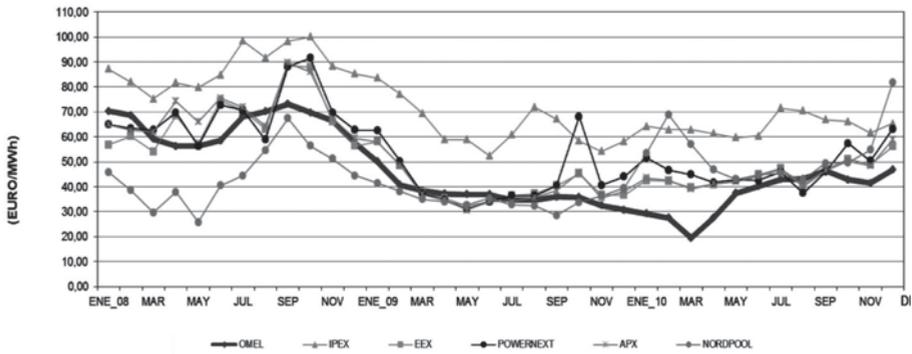
Fuente: UNESA.

El déficit de tarifa está en los balances de las empresas eléctricas, es decir, al ser un dinero que se les debe, las eléctricas recogen en sus balances los derechos de cobro de ese déficit y, asimismo, reflejan en su cuenta de resultados los ingresos por las ventas del suministro eléctrico, pero no cobran todo el dinero y eso hace que flujos de caja de las empresas eléctricas estén tremendamente dañados por eso y que las empresas eléctricas se tengan que endeudar en los mercados financieros. Se ha puesto en marcha un sistema para que las empresas eléctricas puedan eliminar de sus balances el déficit de tarifa acumulado y la deuda que lo financia. Las compañías eléctricas han cedido los déficits a un organismo que se llama el FADE, que es el Fondo de Amortización del Déficit Eléctrico, y el Gobierno los está titulizando, es decir, los saca al mercado, lo compran los inversores y el dinero que se percibe se le va pagando a las eléctricas para ir disminuyendo su deuda, porque claro, si se le debe a cinco compañías un importe del entorno de 20.000 millones de euros, eso representa muchas veces el resultado del año. Se han titulizado 2.000 millones en enero, 2.000 en febrero, 2.000 en marzo y se van a seguir titulizando. En este momento aún está pendiente de titularizar e incluso ni siquiera se ha cedido al fondo de titularización en torno a 10.000 millones de euros.

Se dice que la energía eléctrica es cara en España, pero es el recibo el que es caro, ya se ha explicado por qué. En la Figura 5 se muestran los precios de los distintos mercados mayoristas en el resto de Europa.

Los precios del mercado eléctrico español no logran reflejar adecuadamente ni los costes ni la prima de riesgo de la actividad de Generación, como sí sucede en otros mercados europeos continentales. Los precios OMEL se sitúan por debajo del resto de los mercados europeos continentales.

Figura 5
Precios medios mensuales mercados generación 2008-2010 (€/MWh)



Fuente: OMEL.

España es la segunda línea empezando por la parte superior izquierda (línea roja), son los precios mayoristas en OMEL, es decir, en nuestro mercado. De manera sistemática en el último año o año y pico, el precio de la energía eléctrica mayorista en España está por debajo del resto de Europa. Si a eso le añadimos todo lo explicado anteriormente, acerca de los conceptos incluidos en el recibo no directamente ligados al suministro eléctrico, tenemos una imagen más ajustada de la realidad.

5. COSTES POR TECNOLOGÍA

En la Figura 6 se representa otro hecho también muy interesante. Se muestran las tecnologías tradicionales y se dice que las eléctricas “se forran” porque las hidráulicas están amortizadas y las nucleares son tiradas y en la Figura 6 se muestra la realidad. Son datos totalmente objetivos, auditados y auditables.

Los precios de mercado necesarios para recuperar los costes de producción por tecnología son muy superiores a los actuales del mercado mayorista.

Figura 6
Costes unitarios por tecnología del Régimen Ordinario en 2010

TECNOLOGÍAS	POTENCIA A 31.XII MW	PRODUCCIÓN R.O. 2010 GWh	HORAS DE UTILIZACIÓN EQUIVALENTES (¹)	COSTES INVERSIÓN	COSTES OPERATIVOS (***)		COSTE UNITARIO UNESA
					Fijo	Variable	
					€/MWh		
HIDRAULICA (**)	16.580	36.684	2.213	30,4	3,2	5,7	39,3
NUCLEAR	7.795	61.787	7.926	28,1	9,3	11,4	48,8
CARBON	12.033	26.352	2.190	35,9	13,5	51,4	100,8
CICLO COMBINADO	20.015	52.879	2.642	25,1	11,2	65,4	101,7
RESTO TERMICA	6.700	12.008	1.792	33,5	10,0	99,4	142,9
TOTAL (****)	63.123	189.710	3.005	29,1	9,3	36,5	74,9

Precio Medio Total Mercado Mayorista	45,10 €/MWh
---	--------------------

(¹) Sobre potencia nominal a 31.12

(**) Hidraulicidad media igual a 28.700 GWh (excluida producción por bombeo) equivalente a 1.900 horas de utilización

(***) Coste de combustible calculado con una eficiencia del 51%

(****) Los Costs Unitarios Totales son el resultado de aplicar la media ponderada.

Fuente: Elaboración propia.

Las hidráulicas tienen un coste total, incluyendo amortización, costes fijos, costes variables, con el régimen de funcionamiento de este año, de casi 40 euros por MWh. Por su parte la nuclear tiene un coste total de casi 50 euros por MWh, el carbón de más de 100 euros por MWh, el ciclo combinado de gas de 102 euros por MWh y el resto de las térmicas de aproximadamente 140, es decir, la media es de 75 euros por MWh y, sin embargo, el precio medio en el mercado mayorista es 45, es decir, se pierde dinero. No se puede remunerar el capital propio invertido y esto es desconocido por mucha gente pero es la realidad. Dicen que el coste de producir en una nuclear es de 16 euros, pues no, no es de 16, es de 50.

6. CONCLUSIONES

¿Por qué ha variado tanto el precio de la factura eléctrica y por qué se genera el déficit de tarifa? La respuesta se puede ver en la Figura 7. Porque las primas a las energías de régimen especial (primera franja empezando por arriba de la gráfica superior) se han multiplicado por tres en los últimos años y eso va directo al recibo. Sin embargo, si se ve el precio del mercado de generación, que es la gráfica de debajo en la Figura 7, apenas ha variado en el mismo período de tiempo. Esto es lo que realmente afecta de manera muy importante a la factura eléctrica.

CAPÍTULO VI EL MERCADO DE LA ELECTRICIDAD

Pedro J. Mejía Gómez
Presidente de OMEL

1. PEDRO J. MEJÍA. PRESIDENTE DE OMEL

OMEL es responsable de la gestión del mercado organizado de producción de electricidad diario e intradiario en el ámbito del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), que comprende el sistema peninsular español y portugués.

2. COSTE DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN ESPAÑA

Sistema eléctrico español peninsular

El marco regulatorio español distingue, en el contexto del sistema eléctrico, entre las actividades liberalizadas, que son la generación y la comercialización, y las actividades reguladas, que incluyen el transporte y la distribución.

En el caso de las primeras, para las que existe libertad de establecimiento y por tanto pueden ser llevadas a cabo por cualquier empresa que cumpla los requisitos necesarios, la retribución económica que reciben los productores se determina fundamentalmente o bien a través del mercado mayorista, o bien a través de contratos bilaterales. La participación en el mercado mayorista no es obligatoria, pero es evidente que el precio que se fija en el mismo constituye un elemento básico de referencia. En la comercialización existe libertad de contratación y de elección de suministrador.

El sistema en vigor utiliza para la asignación de recursos tanto la fijación de precios a través de mecanismos de mercado como la determinación ad-

ministrativa de la retribución de otras actividades. En consecuencia, el precio final de la electricidad puede desglosarse en dos componentes. El primero recoge el precio de la energía eléctrica que, de acuerdo con la normativa europea, y a excepción de los pagos por capacidad, se fija en el mercado. El segundo incorpora los costes regulados de acceso, también llamados peajes. Estos retribuyen, mediante una cuantía establecida administrativamente, tanto el transporte y la distribución como otros conceptos introducidos por la Administración, cuyo número e importe han ido aumentando progresivamente desde la implantación del modelo.

Figura 1
Factura total de la electricidad 2010

FACTURA TOTAL DE LA ELECTRICIDAD 2010 (millones €) (*)		
	2010(*)	%
Mercado diario	9.985	36,42%
Mercado intradiario	-5	-0,02%
Restricciones	666	2,43%
Banda secundaria	182	0,66%
Procesos operador del sistema	135	0,49%
Pagos por capacidad	833	3,04%
Transporte	1.313	4,79%
Distribución	5.036	18,36%
Gestión comercial	213	0,78%
Diversificación y seguridad abastecimiento	6.079	22,17%
Costes permanentes	964	3,52%
Déficit actividades reguladas	1.768	6,45%
Ingresos liquidables	-41	-0,15%
Otros	290	1,06%
TOTAL COSTES (M€)	27.420	100,00%

Fuente: (*) Datos de la Orden de tarifas de acceso enero 2010. Datos provisionales. Cómputo anual. Se ha considerado que el coste de acceso de la demanda peninsular es el 94% del total. La demanda del Balance eléctrico diario (MWh) publicado por REE a 31/12/2010 en su web www.ree.es (Operación del sistema -balance diario). El precio final medio de la demanda nacional para el año 2010: dato publicado por la CNE en www.cne.es (Resultados del mercado de producción de energía eléctrica). Fuente: CNE y Orden de Tarifas del año 2010 y elaboración propia

El peso relativo del coste de la energía en el precio final de la electricidad ha ido decreciendo en los últimos años (2007-2010). Ello demuestra el funcionamiento eficiente del mercado, que ha reflejado los efectos tanto de una menor demanda como de una mayor capacidad de producción instalada y de una creciente presencia de las energías renovables con coste marginal cero o muy próximo a cero.

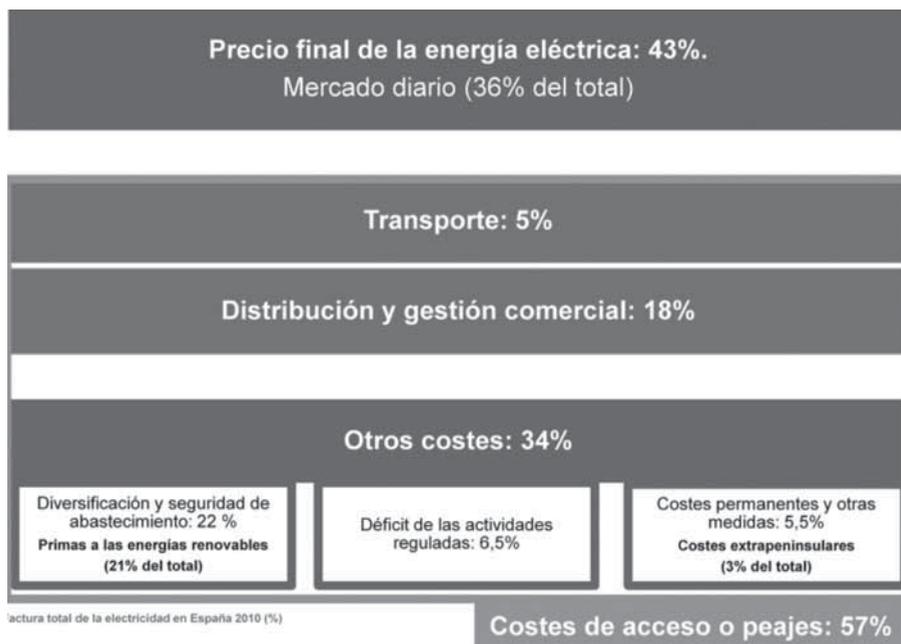
El análisis de cada uno de los componentes del coste de la energía eléctrica en España puede hacerse atendiendo a los datos que se recogen en la tabla de la Figura 1.

Como puede observarse, utilizando para el cálculo los últimos datos disponibles, que son los que aparecen detallados como fuente en los cuadros, el precio de la energía representa un 43% del coste global, y los costes de transporte y distribución comercial un 23%.

Existen además otros costes que representan un 34% del total y que incluyen diversos conceptos, entre ellos los relativos a las primas de las energías renovables, al déficit de las actividades reguladas y a los costes extrapeninsulares.

El conjunto de los costes de acceso asciende al 57%.

Figura 2
Coste de la energía eléctrica en España



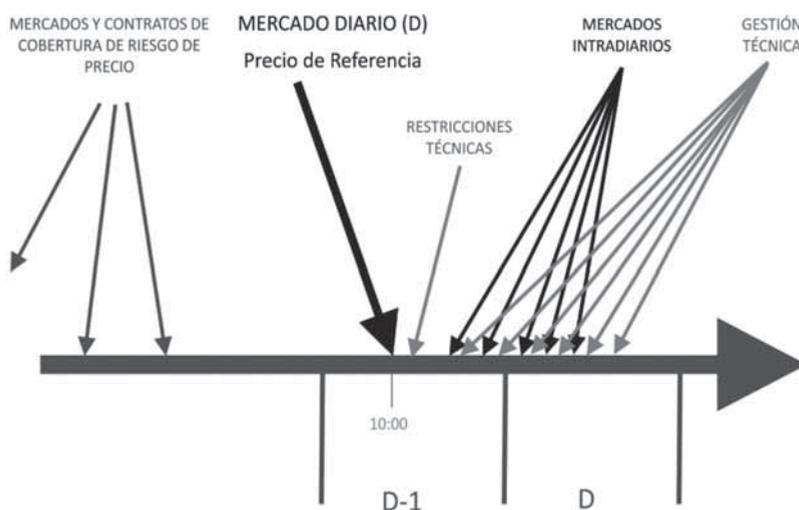
Fuente: CNE y Orden de Tarifas del año 2010.

3. MERCADO IBÉRICO DE LA ELECTRICIDAD

Secuencia temporal de mercados y procesos

Centrándose a continuación en el componente relativo al precio de la energía eléctrica que constituye, como se ha mencionado, el 43% del coste final de la electricidad. Desde el punto de vista de secuencia temporal de los mercados y de los procesos, se pueden distinguir en el MIBEL los mercados y contratos de cobertura de riesgo de precio, el mercado diario, los procesos de restricciones técnicas, los mercados intradiarios y la gestión técnica. (Figura 3).

Figura 3
Secuencia temporal de mercados y procesos



Fuente: Elaboración propia.

El precio final de la energía eléctrica en España incluye los componentes relativos al mercado diario, mercado intradiario, restricciones, procesos de operación técnica y pago por capacidad. Tanto el mercado diario como los mercados intradiarios son gestionados por OMEL, habiendo representado el precio de la energía en el mercado diario aproximadamente el 36% del coste total de la electricidad en 2010.

Mercado diario

Merece pues especial atención el análisis del funcionamiento del mercado diario.

En el caso español, a diferencia de lo que ocurre en algunas economías de nuestro entorno, cualquier generador –si considera que las condiciones de inversión son suficientemente atractiva– puede decidir instalarse en España, recibiendo idéntico trato con independencia de cuál sea su tamaño. El mercado diario y los intradiarios ofrecen liquidez e igualdad de condiciones a los grandes grupos, a los generadores pequeños y a los individuales. Ello supone un fuerte incentivo para que el parque nacional de generación ofrezca los precios más competitivos posibles.

Tanto en España como en los demás países de la Unión Europea, los mercados eléctricos se organizan en torno al mercado diario marginalista, cuyos precios se utilizan como base por los demás mercados (mercados a plazo y mercados de servicios complementarios).

Dada la difícil almacenabilidad de la electricidad, los agentes compradores y vendedores intercambian energía en el mercado diario para cada una de las horas del día siguiente.

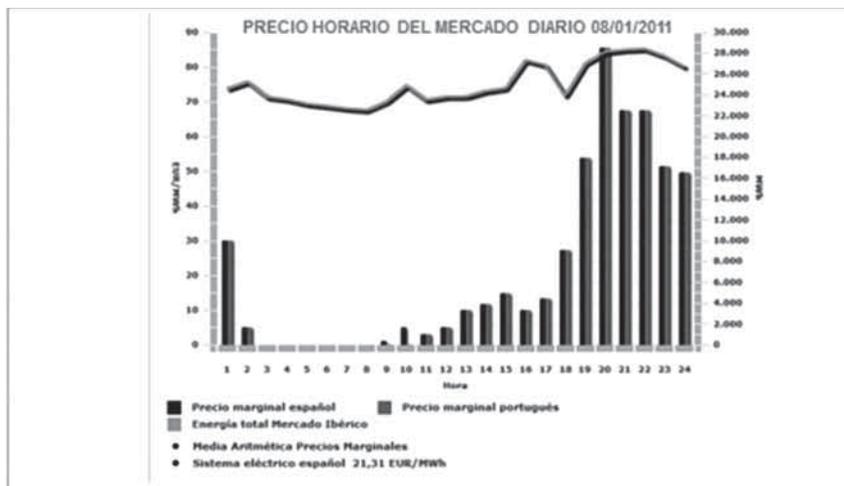
El precio se determina por la intersección (casación) de las curvas de oferta y demanda. La experiencia demuestra que los precios y energías casadas responden adecuadamente a la evolución de la oferta y la demanda, constituyendo el mercado diario un mecanismo competitivo de asignación de recursos que permite una óptima selección de las plantas de generación más eficientes para producir a lo largo del día siguiente. Se muestran a continuación las curvas agregadas de oferta y demanda correspondientes a la fijación del precio en un determinado día del año.

Se ha elegido un día en el que se registró una fuerte variabilidad en la producción de energía eólica, lo que permite observar el efecto que ello tiene sobre la formación del precio en cada hora. (Figura 4).

Como se refleja en la figura siguiente, cuyos datos están asimismo disponibles en la web de OMEL, el precio se fija en el punto de intersección de la curva de ofertas de adquisición con la curva que recoge las ofertas de venta con condiciones complejas. Las ofertas que incorporan condiciones complejas de venta son aquellas que, cumpliendo con los requisitos exigidos para las ofertas simples, incorporan además todas, algunas o alguna, de las condiciones técnicas o económicas siguientes: condición de indivisibilidad, gradiente de carga, ingresos mínimos, o parada programada. (Figura 5).

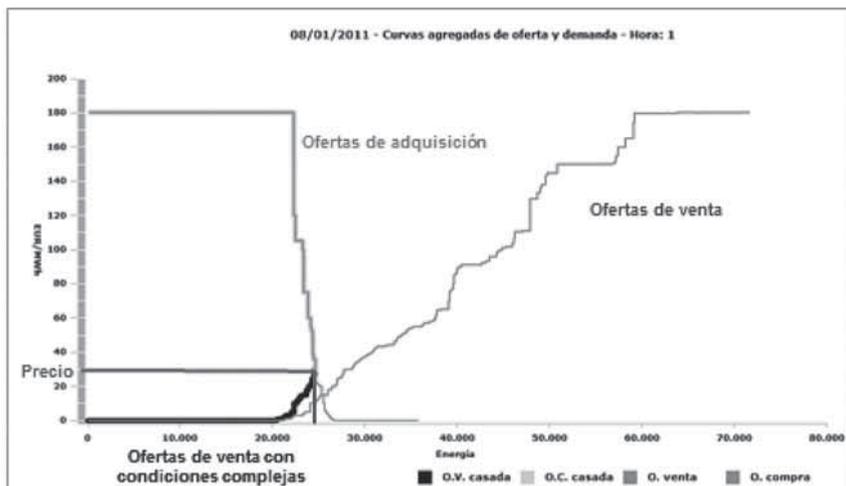
Al ser el coste variable de producción para las energías renovables comprendidas en el régimen especial cero o muy próximo a cero, éstas ofertan en el mercado diario como precio-aceptantes. De este modo, impulsan el

Figura 4
Mercado diario: formación de precios



Fuente: Elaboración propia.

Figura 5
Mercado diario: formación de precios



Fuente: Elaboración propia.

precio a la baja y, como puede verse en la diapositiva siguiente, es posible que en algunas horas de alta producción eólica, por ejemplo, el precio horario en el mercado diario sea cero. (Figura 6).

Figura 6
 Mercado diario: formación de precios. Influencia de las energías renovables



Fuente: Elaboración propia.

4. EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA EN EL SISTEMA ESPAÑOL

A lo largo de 2010, el precio del mercado diario reflejó la evolución de la oferta y la demanda.

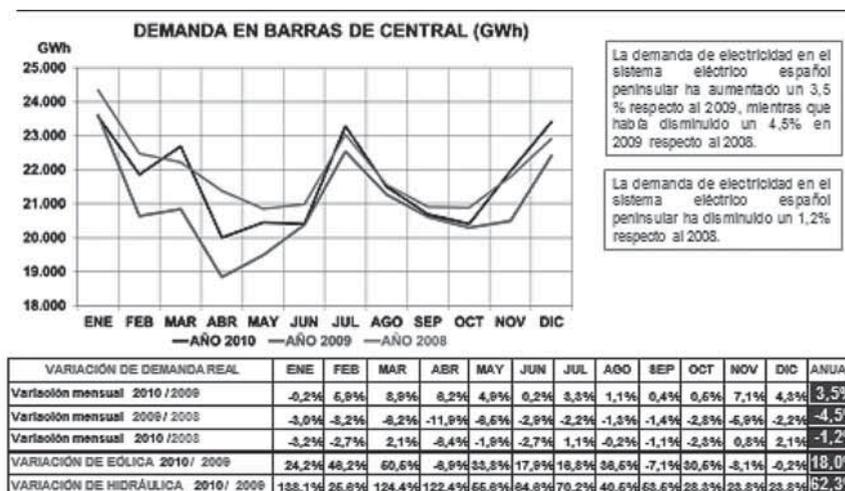
Por lo que se refiere a la demanda de electricidad, debe tenerse en cuenta que si bien aumentó en 2010 un 3,5 % respecto al 2009, había disminuido un 4,5% en 2009 respecto al 2008, por lo que la demanda en barras de central fue en 2010 un 1,2% más baja que la registrada en 2008.

En cuanto a la oferta, ésta se encuentra hoy en día fuertemente condicionada, entre otros factores, por la producción eólica y la producción hidráulica. Tal y como puede observarse en la diapositiva siguiente, la producción eólica fue un 18% más alta en 2010 que en 2009, y la generación hidráulica aumentó un 62% en el mismo periodo. Los incrementos fueron especialmente significativos durante los primeros meses del año. (Figura 7).

La interacción de los factores citados de oferta y demanda tuvo su reflejo en los precios del mercado diario. El año 2010 se caracterizó por un ligero aumento de los precios medios en la zona española respecto al 2009, si bien se registraron variaciones significativas a lo largo del ejercicio.

Estas variaciones fueron consecuencia de los incrementos de producción hidráulica y eólica en algunos meses. Destacaron los precios medios mensuales del mes de marzo, que constituyeron mínimos históricos y fueron de 19,62 euros/MWh en la zona española, un 48,8% más bajos que el año anterior.

Figura 7
Evolución de la demanda en el sistema eléctrico español



Fuente: REE, elaboración propia.

Durante el ejercicio 2010, además, los precios entre España y Portugal fueron iguales en el 79% de las horas. El número de horas con precio cero en 2010 en el mercado diario fue de 331 en la zona española y 319 en la zona portuguesa.

En enero y febrero de 2011 los precios han registrado un incremento del 56% sobre idéntico periodo del 2010.

Precio mensual medio del Mercado Diario (€/MWh)

Esta evolución de los precios puede observarse con mayor detalle en el cuadro siguiente. (Figura 8).

Proceso de restricciones técnicas

Una vez finalizado el proceso de la casación en el mercado diario tiene lugar un proceso de restricciones técnicas. En la figura siguiente se puede observar el coste de estos procesos a lo largo de todo un año, desde marzo de 2010 hasta febrero de 2011. (Figura 9).

Figura 8
Secuencia temporal de mercados y procesos

ES	2011	2010	%	PT	2011	2010	%
ene	41,19	29,06	41,8%	ene	41,26	27,71	48,9%
feb	48,03	27,68	73,5%	feb	47,91	27,80	72,4%
ene-feb	44,44	28,41	56,4%	ene-feb	44,42	27,75	60,1%
	2010	2009	%		2010	2009	%
mar	19,62	38,31	-48,8%	mar	20,10	38,34	-47,6%
abr	27,42	37,20	-26,3%	abr	26,16	38,38	-31,8%
may	37,28	36,97	0,8%	may	37,14	38,11	-2,5%
jun	40,12	36,82	9,0%	jun	40,80	38,45	6,1%
jul	42,91	34,62	24,0%	jul	43,98	35,58	23,6%
ago	42,94	34,68	23,8%	ago	44,45	35,21	26,3%
sep	46,44	35,87	29,5%	sep	48,40	36,27	33,4%
oct	42,63	35,78	19,1%	oct	44,19	36,21	22,0%
nov	40,93	32,39	26,4%	nov	41,50	33,23	24,9%
dic	46,34	30,43	52,3%	dic	44,98	30,18	49,0%

Fuente: REE, elaboración propia.

Figura 9
Proceso de restricciones técnicas

Mes	PRECIO MERCADO DIARIO ESPAÑOL EUR/MWh	PROCESO DE RESTRICCIONES				
		ENERGÍA GWh	PRECIO MEDIO FASE I Subir EUR/MWh	PRECIO MEDIO FASE II Bajar EUR/MWh	COSTE TOTAL kEUR	COSTE UNITARIO EUR/MWh
MARZO	19,62	1.557	67,16	9,08	89.553	3,99
ABRIL	27,42	912	65,30	23,05	38.008	1,89
MAYO	37,28	837	69,04	32,79	30.197	1,45
JUNIO	40,12	596	80,61	38,72	24.115	1,20
JULIO	42,91	1.046	95,72	41,95	53.783	2,33
AGOSTO	42,94	1.046	94,73	40,10	56.220	2,62
SEPTIEMBRE	46,44	966	86,04	44,72	38.992	1,89
OCTUBRE	42,63	1.061	81,34	38,32	44.300	2,16
NOVIEMBRE	40,93	1.114	82,12	35,97	50.913	2,32
DICIEMBRE	46,34	1.027	83,79	42,18	42.289	1,81
2011						
ENERO	41,19	1.066	83,70	39,31	46.736	1,99
FEBRERO	48,03	716	82,10	46,97	25.051	1,17
Total	34,52	11.944	80,71	34,52	540.155	2,08

Fuente: REE, elaboración propia.

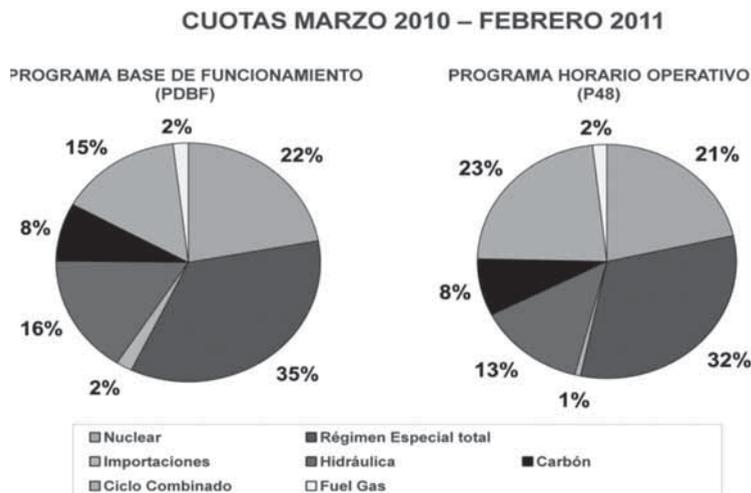
Programas de funcionamiento

El Programa Base de Funcionamiento (PDBF) es el programa diario, con desglose horario, de las diferentes unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español. Este programa, que se publica a las 12:00 h., se establece por los operadores del sistema a partir del programa resultante de la casación del mercado diario realizado por OMEL y de la comunicación de la ejecución de contratos bilaterales.

Dentro del proceso del mercado diario y tras la obtención del Programa Diario Base de Funcionamiento (PDBF), los operadores del sistema obtienen antes de las 14:00 el Programa Diario Viable (PDV), mediante la incorporación de las modificaciones necesarias para la resolución de las restricciones técnicas identificadas por criterios de seguridad, en su zona respectiva, y la aplicación del reequilibrio posterior de generación-demanda, en su zona respectiva.

El Programa Horario Operativo (P48) es el programa operativo de unidades de programación correspondientes a ventas y adquisiciones de energía en el sistema eléctrico peninsular español que el operador del sistema establece en cada periodo de programación hasta el final del horizonte diario de programación. El programa horario operativo incorpora ya todas las asignaciones y redespachos de programa aplicados por el operador del sis-

Figura 10
Energía eléctrica por tecnologías en el sistema eléctrico español



Fuente: Elaboración propia.

tema hasta su publicación, 15 minutos antes del inicio de cada hora. En la diapositiva siguiente se pueden observar las variaciones que se producen en el *mix* de generación eléctrica entre el Programa Base de Funcionamiento (PDBF) y el Programa Horario Operativo (P48). (Figura 10).

El mercado organizado de electricidad en España y en el conjunto del MIBEL se caracteriza también por ser un mercado líquido.

Así lo demuestra el hecho de que el volumen de contratación en el mercado diario e intradiario en el conjunto del MIBEL en 2010 haya ascendido a 10.116 millones de euros y a 265.169 GWh, de los que correspondieron a la zona peninsular española 228.713GWh, con un valor de 8.670 millones de euros.

El mercado de electricidad ha contribuido además significativamente durante los últimos años a generar incentivos para la inversión en generación.

Se puede observar en el cuadro siguiente la evolución de la potencia instalada de nuevas tecnologías en España y, en concreto, la de los ciclos combinados:

Figura 11
Potencia instalada de nuevas tecnologías en España

Evolución de la potencia instalada en Ciclos Combinados, Instalaciones Eólicas y Solares (MW)				
	31/12/2001	31/12/2002	31/12/2005	31/12/2010
Ciclos Combinados	--	2.712	13.249	25.220
Instalaciones Eólicas	--	--	10.244	19.813
Instalaciones Solares (Fotovoltaicas y Termosolares)	--	--	52	4.133

(*) España peninsular

Fuente: Elaboración propia.

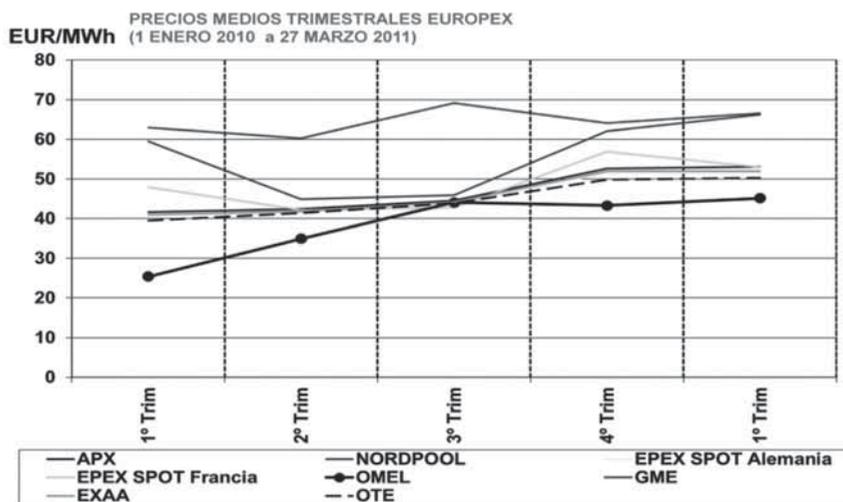
5. COMPARACIONES INTERNACIONALES

La comparación de la evolución de los precios *spot* en los mercados europeos pone de manifiesto que los precios del Mercado Ibérico de la Electricidad (MIBEL), gestionado por OMEL, se mantuvieron en 2010 y en los primeros meses de 2011 en la banda baja de los precios registrados en la Unión Europea.

Durante el ejercicio 2010, el comportamiento de los precios en los mercados centroeuropeos mostró un perfil muy similar entre todos ellos, con la única excepción de algunas subidas o bajadas provocadas por fac-

tores específicos de cada mercado que no pudieron ser compensadas a través de importaciones o exportaciones debido a la insuficiente capacidad de interconexión entre los sistemas. El mercado italiano, en cambio, registró un precio habitualmente superior al de los mercados centroeuropeos, habiendo impedido la saturación de las redes la corrección de ese diferencial.

Figura 12
Comparaciones internacionales



Fuente: Elaboración propia.

6. CONCLUSIONES

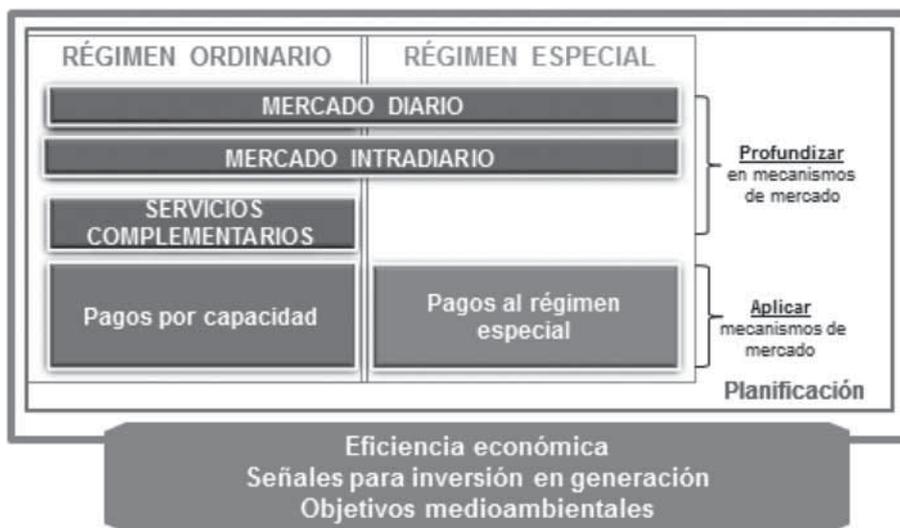
Disponemos, por lo tanto, de un mercado líquido, transparente y accesible, capaz de generar un volumen de inversión adecuado, y en el que los precios y energías casadas responden adecuadamente a las diferentes condiciones externas y a la entrada de nuevas tecnologías con diferentes costes marginales de producción.

El sistema eléctrico español deberá, sin embargo, adaptarse progresivamente a los retos derivados del proceso de integración de los mercados de la Unión Europea, una progresiva electrificación y un *mix* de generación con creciente participación de las tecnologías renovables no gestionables.

En ese contexto, será necesario plantearse medidas de refuerzo del modelo vigente, de modo que éste pueda responder plenamente a los objetivos de eficiencia económica, garantía de suministro y sostenibilidad medioambiental.

La experiencia acumulada por OMEL como Operador del Mercado Eléctrico le legitima como partícipe especialmente cualificado en el debate sobre el refuerzo del sistema, y le permite plantear la posibilidad de complementar el modelo actual con la extensión de los mecanismos competitivos de asignación a aquellos componentes de los costes regulados susceptibles de ser objeto de su aplicación.

Figura 13
Propuestas de mejora del sistema eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

El mayor peso de los mecanismos competitivos de asignación debe ir unido a la estabilidad del marco jurídico, regulatorio y de planificación, de modo que los agentes puedan predecir con un grado razonable de certidumbre los ingresos futuros que podrán obtener en los mercados, lo que incentivará con el menor coste posible la inversión necesaria en capacidad de generación convencional y renovable.

Será posible así cumplir simultáneamente los objetivos señalados de eficiencia económica, seguridad de suministro y sostenibilidad medioambiental.

El refuerzo del sistema requiere asimismo la adopción de algunas medidas horizontales, relativas a los mecanismos de gestión de la demanda y a la ampliación y gestión de las interconexiones internacionales, y ha de garantizar además la sostenibilidad económica para asegurar la viabilidad del sistema.

Las medidas que se adopten deben avalar también, en cualquier caso, el cumplimiento

de las directrices del “Tercer Paquete Energético” de la Unión Europea sobre el mercado interior de la electricidad.

Todo ello contribuirá además a optimizar los efectos sobre la competitividad de nuestra economía del mercado interior de la energía que, tal y como recogen las conclusiones de la Cumbre de Energía del Consejo de la UE de febrero de 2011, será una realidad en 2014.

CAPÍTULO VII
ESTRUCTURA DEL SISTEMA DE GENERACIÓN
A MEDIO PLAZO

Victoriano Casajús
Lysys Real

1. INTRODUCCIÓN

Cuando se plantea la necesidad de analizar cuál ha de ser la estructura de la generación de un sistema eléctrico a medio plazo, lo primero es ver cuál es la situación de partida y cuáles son las necesidades futuras y qué medios se tienen para conseguir cubrir esas necesidades.

En la actualidad todo sistema eléctrico está constituido por un conjunto de elementos de generación que han sido construidos en los últimos veinte o treinta años de acuerdo con las tecnologías existentes en cada momento, teniendo en cuenta unos criterios que se establecieron cuando se decidió su construcción y el coste de los equipos a instalar, incluyendo en este coste los costes de explotación de las instalaciones.

Dentro de los criterios a tener en cuenta al elegir la forma de generación están aquellos que definen de por sí el sistema eléctrico en su concepción técnica, esto es los elementos que se introducen han de cumplir con las características técnicas que hacen que el sistema funcione dentro de los parámetros que se han marcado para dar el servicio que demanda el usuario (calidad del suministro), y que hace que el mismo mantenga unas condiciones que permiten su estabilidad y sostenibilidad, dando a esta palabra el concepto de mantenimiento del servicio en condiciones desfavorables o de fallo de alguno de sus componentes (continuidad del suministro).

No hay que olvidar que también es necesario, sobre todo en países donde las energías primarias son escasas, tener en cuenta los elementos

geoestratégicos, que no hagan depender las fuentes de energía primaria de un sólo elemento o país o zonas donde existe inestabilidad política, teniendo en cuenta que además últimamente se utilizan las materias primas como elementos de presión política sobre los países industrializados consumidores. (Posiblemente el caso del suministro de gas ruso a Europa occidental es un ejemplo de esta forma de actuación, aunque el principio fue la presión del gobierno libio (Gadafi) en 1972 con la subida de precio de los productos petrolíferos que vendía en el mercado internacional y que produjo la primera crisis del petróleo).

En una primera aproximación estos criterios son los que han establecido los actuales parques de generación en los países industrializados, aunque en algunos casos la situación actual es el resultado de una serie de actuaciones que concatenadas sin una planificación inicial desemboca en esta situación, pero que curiosamente ha llegado a que se establezca un “mix” de generación equilibrado en gran parte de sistemas en el mundo.

2. EL CASO ESPAÑOL

Para iniciar un pequeño análisis del estado actual y su proyección a futuro del caso español, puede ser bueno ver cuál era el mix de generación en el año 2000 y haciendo una parada en 2002, llegar al 2010, según los datos de Red Eléctrica de España (REE).

Tabla 1
Potencia instalada a 31 de diciembre de los años indicados en MW

	2000	2002	2010
Hidráulica convencional y mixta	13.978	14.017	
Bombeo	2.546	2.569	
Hidráulica	16.524	16.586	16.657
Nuclear	7.686	7.871	7.716
Carbón	11.542	11.565	11.380
Fuel – Gas (*)	8.214	7.494	2.860
Ciclo combinado	-	2.794	25.220
Total régimen ordinario	44.079	46.310	63.833
Hidráulica	1.370	1.450	
Eólica	2.079	4.530	19.813
Solar			4.018
Otras renovables	340	619	
No renovables (resto régimen especial en 2010)	4.968	6.065	9.783
Total régimen especial	8.757	12.663	33.614
TOTAL	52.836	58.973	97.447

(*) Incluye el GICC (ELCOGAS).

Valores obtenidos de los informes del sistema eléctrico español de REE. España peninsular

Tomamos esos años por corresponder al primer año en que empieza a funcionar de forma estable la ley del sector eléctrico RD 54/97, el año en que aparece por primera vez la planificación de las infraestructuras de transporte de gas y electricidad y los últimos datos recogidos por los informes de REE, siendo los correspondientes a 2010 los que aparecen en el informe provisional, al no estar editado a la fecha el definitivo.

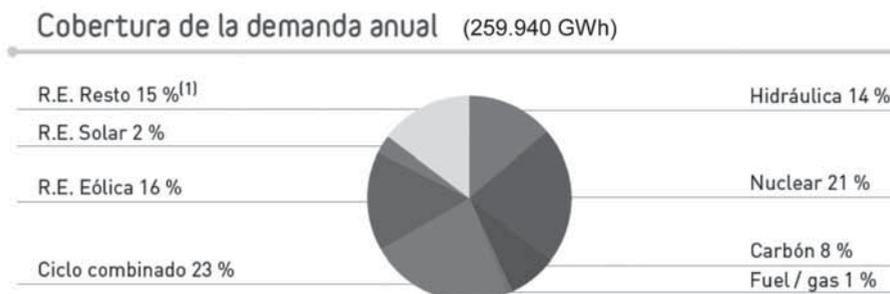
España tiene un sistema eléctrico que tiene un parque de generación próximo a los cien mil megavatios, distribuidos según indica la Tabla 1 y se representa porcentualmente en la Figura 1.

Figura 1
Potencia instalada en porcentaje a 31 de 12 de 2010
en la España peninsular



La cobertura de la demanda anual (generación anual de energía eléctrica) se indica en la Figura 2

Figura 2
Cobertura de la demanda anual peninsular en 2010



Como dato comparativo la demanda en 2000 fue de 195.010 GWh, en 2002 de 211.211 GWh y de 259.940 GWh en 2010.

Aunque este valor de 2010 es inferior al de años anteriores debido a la crisis se puede observar una serie de puntos que se deben remarcar.

- La producción hidráulica es de un 14% y se corresponde con un año hidráulicamente bueno, como fue el 2010. Supone un funcionamiento medio a potencia nominal de 2.280 horas, sobre una disponibilidad de 3.350 horas.
- El 21 % de producción nuclear es normal, teniendo en cuenta que son centrales que operan en base y prácticamente todo el año. Supone un funcionamiento medio a potencia nominal de 8.000 horas, sobre una disponibilidad de 8.000 horas.
- La producción de carbón es de un 8%, que supone un funcionamiento medio a potencia nominal de 1.960 horas, sobre una disponibilidad de 7.500 horas. Hay que tener en cuenta que por motivos ecológicos se penaliza la producción con carbón, lo que hace que estas centrales trabajen sólo cuando no hay otra solución.
- La generación convencional con fuel/gas es testimonial, un 1%, no son competitivas por el precio del combustible.
- La producción con ciclos combinados es del 23% y están trabajando prácticamente en regulación. Supone un funcionamiento medio a potencia nominal de 2.570 horas, sobre una disponibilidad de 7.500 horas.
- La producción eólica es de un 16%, y aunque existe un desfase entre la producción y la potencia, al no haber funcionado el total de los generadores eólicos todo el año, pues algunos no estaban en servicio a principio de año, supone un funcionamiento medio a potencia nominal de 2.160 horas, sobre una disponibilidad de 2.260 horas (prácticamente el 100% de disponibilidad).
- El 2% de producción solar es testimonial y no podemos dar un valor medio de funcionamiento ya que son plantas que todavía no han tenido tiempos de operación que permitan sacar conclusiones sobre ellas.
- El 2% de producción del resto de renovables no es apreciable, al igual que la solar debido a la dimensión de estas plantas, que en general son pequeñas. El 13% de cogeneración consume combustibles convencionales, normalmente gas, y suponen un funcionamiento medio a potencia nominal de 4.000 horas, sobre una disponibilidad de 4.090 horas.

En principio para hablar del futuro se debe pensar en la necesidad de partir de este punto, que es en el que se está en 2011, con una generación establecida a lo largo del tiempo, aunque se debe hacer notar que el aumento de potencia instalada en los últimos diez años se ha basado en prácticamente dos tecnologías, los ciclos combinados como tecnología convencional y la generación eólica como energía renovable.

Hasta el año 2000 la generación que se va instalando es de índole convencional, basada en centrales hidráulicas y térmicas, con alternadores movidos por turbinas de vapor o hidráulicas, que tienen un comportamiento similar en cuanto a su forma de operación, tanto desde el punto de vista eléctrico como mecánico. El tipo de central varía por el tipo de combustible y por las mejoras tecnológicas, pero todas se comportan de forma similar, siendo en todo caso unas complementarias de otras. Al ser centrales que cumplen las mismas condiciones de trabajo no son excluyentes, todas pueden convivir y de hecho conviven mientras dura su vida útil para dar una gran variedad de posibilidades de trabajo, con diferentes fuentes de energía primaria y diversificando la misma para dar un servicio adecuado a las solicitudes de la demanda.

Hasta el año 1998 el sistema eléctrico español se rige por el llamado Marco Legal Estable, donde el sistema se planifica de acuerdo con la demanda, teniendo los operadores la posibilidad de construir las centrales que se necesitaran de acuerdo con el cumplimiento de las condiciones técnicas de operación y sus propias decisiones empresariales. De todas formas hay que decir que efectivamente la planificación era dirigida, y el gobierno “insinuaba” el tipo de generación a instalar o tomaba a su cargo la construcción de aquellas que no era aceptables para los operadores por medio de empresas estatales (caso de ENDESA y el carbón nacional).

Al construir elementos de generación “homogéneos” se permite una diversificación de las fuentes de producción, se utilizan las tecnologías adecuadas en cada momento, se mantienen las antiguas y se consigue en el tiempo un “mix” de generación que en el año 2000 podría considerarse como de los más adecuados del mundo, mejorado con la instalación de ciclos combinados en el 2002, que introducía nuevas tecnologías en el mix para un futuro que mantenía de forma adecuada las condiciones técnicas de operación, con una mayor diversificación de energía primaria, incluyendo el gas natural con un desplazamiento del petróleo que por precio y por otras necesidades debe apartarse de la generación eléctrica.

En 1998 y siguiendo la directiva europea se aprueba la Ley del Sector Eléctrico, Ley 54/97, en la que se establecen las normas básicas por las que se ha de regir el futuro del sistema eléctrico, teniendo como causa básica la liberalización del mercado de la electricidad, con la idea de conseguir mejorar la eficiencia energética y abaratar el precio de la energía eléctrica, con

lo que se mejoraría la competitividad de la industria europea frente a competidores externos.

Como complemento de esta ley se publica en el año 2000 el RD 1955/2000 en que se aclaran algunos de los aspectos contenidos en la Ley en lo referente a las condiciones de acceso a las redes de transporte y distribución así como aspectos de planificación del transporte de electricidad, que pasa a ser obligatoria para el transportista y que es la única actividad que se planifica en el sector eléctrico.

Tal y como indica la ley, la planificación es obligatoria para las instalaciones de transporte, con el fin de que siempre exista apoyo a la generación y a la distribución (consumo), e indicativa para el resto de sectores, básicamente la generación.

Esto crea una situación un tanto complicada, ya que el transportista se ve obligado a realizar instalaciones que en principio están definidas por terceros, aunque siempre tiene la posibilidad de realizar o introducir en la planificación aquellas que considere necesarias o importantes para el correcto funcionamiento del sistema. Lo que pasa es que al no tener definidas las instalaciones que se van a situar en el sistema, tanto de distribución como de generación, sus cálculos sólo los puede realizar de forma estimada y en general con retraso con respecto a cualquier otra instalación, con lo que teniendo en cuenta los problemas de permisos para la construcción de líneas hace que éstas tengan retrasos con respecto al resto de instalaciones. Pero no es éste, posiblemente, el problema de las instalaciones de transporte, más importante es que en el fondo se planifican líneas para necesidades que puede que nunca se lleguen a realizar, con lo que se distorsiona la planificación y se dedican esfuerzos y recursos proyectos que nunca se llevan a cabo, y que influyen de forma importante en el resto del sistema, ya que aparecen líneas o subestaciones sin un sentido claro que además distorsionan la idea de red mallada, que es la elegida como base para el desarrollo y explotación de la red.

Por otro lado, la aparición de instalaciones de nueva generación, básicamente renovable, conlleva la necesidad de realización de líneas para unir generadores con subestaciones existentes, líneas dedicadas, que ocupan territorio, y que no aportan mejora en el sistema, ni en su desarrollo ni en su explotación, aunque siempre será ésta una mejor solución que abrir las líneas existentes para conectar nuevas instalaciones de forma que se rompe el mallado de la red y se aumenta el riesgo de fallo en el sistema.

Todo esto rompe de alguna forma el concepto básico de la planificación. Para poder planificar cualquier instalación o sistema es necesario conocer todas las partes que lo constituyen, y poniendo de acuerdo a las mismas en tiempo, necesidad y función, construimos aquello que planificamos. Un ejemplo fácil de entender es el de la planificación de la construcción de

un automóvil, se ha de saber qué se quiere, para qué se quiere, cómo se quiere y qué es lo que se espera del mismo; a partir de este conocimiento y de las posibles partes que lo constituyen, chasis, motor, caja de cambios, suspensión, ruedas, etc., se es capaz de hacer un automóvil que funcione. Pero si no se tiene en cuenta el motor y la caja de cambios se puede encontrar con un automóvil que no funcione, o si las ruedas son muy grandes puede ser que incluso ni ande, con lo que o se piensa en el conjunto o es muy difícil planificar lo que se quiere.

De todas formas el sistema propuesto, aunque no es teóricamente el más adecuado, puede funcionar; los agentes dicen que van a necesitar y el operador del sistema planifica la red de acuerdo con esas necesidades, y si se cumplen las previsiones se construye lo que se necesita por parte del sistema y de acuerdo con las señales que el mercado da. Pero resulta que los agentes que indican lo que se necesita no son el operador del sistema, ni los agentes del sector eléctrico, son los agentes sociales, las Comunidades Autónomas, los grupos ecologistas, etc. con lo que la planificación no es uniforme, sigue criterios diversos e intereses “extraños” que en muchos casos no tienen nada que ver con las necesidades del propio sistema.

Por otro lado las señales económicas del mercado no son las adecuadas, en un sector donde una gran parte de los equipos de producción permanecen ociosos mucho tiempo, debido a la propia definición de sistema eléctrico y su función (se recuerda que es el único servicio que cubre la demanda máxima en cualquier situación), es muy difícil que el factor económico sea determinante de las necesidades a futuro del sistema. La verdad es que da la sensación de que el sistema de planificación propuesto es “posibilista”, por no decir “buenista”, todo va a funcionar bien porque esperamos que funcione bien, aunque parece que realmente el resultado no es el esperado, al menos en el sistema eléctrico nacional peninsular.

Pero además no se espera a que esto suceda, ya que curiosamente en la primera planificación de las instalaciones de transporte de gas y electricidad que se edita en el año 2002, para el periodo 2002-2011, se hace una clara apuesta por un tipo de generación, la generación con centrales de gas de ciclo combinado. No se indica qué cantidad de generación es necesaria, eso lo dirá el mercado, pero se dice qué generación es la que hay que poner, y no se habla de ninguna otra, cuando realmente hay otros tipos de energía que son más económicos. Se puede aducir que era necesario construir más rápido, por un problema de falta de generación, pero ¿todo debían ser ciclos?, ¿no había más posibilidades?; si el precio por kWh de una central de carbón es más bajo que una de gas, ¿cuál es la razón para que nadie apueste por este tipo de generación? Hay que recordar que en ese momento todavía no se hablaba del coste de las emisiones de CO₂, por lo

que no existía un extra coste de generación con carbón, que además ofrece mejores prestaciones técnicas que los ciclos para producir energía.

Pues bien, en el año 2002 se toma la decisión de hacer centrales de ciclo combinado como fuente de generación de electricidad a medio plazo, sin tener en cuenta la vida útil de las mismas, los problemas técnicos que presentan y que se vuelca la generación a un monocultivo con un combustible único para la generación, el gas. Se pasa de una generación eléctrica con ciclos combinados en 2002 de 2.794 MW a 25.220 MW en 2010. Toda la generación convencional que se construye en ese periodo son ciclos combinados, ¿es un efecto imitación?, ¿todos piensan lo mismo? o ¿hay una decisión política para que se hagan ciclos y se consuma gas? Es curioso que compañías que tenían generación de carbón se pasen al ciclo sin otra opción, lo que además conduce a una situación que ya se había vivido en la década de 1970 cuando se decidió que todas las centrales fueran de fuel oil, lo que se convirtió en un desastre cuando subió el precio del petróleo.

Esto hace pensar en que la cosa no es como se dice, la planificación de la generación ¿es realmente indicativa?, puede que lo sea en cuanto a cantidad, pero no parece que lo haya sido en el tipo de central. Parece entonces que la planificación no funciona como estaba previsto, no es el mercado quien marca la necesidad, ni el precio quien decide el tipo de generación a instalar. Cuando algo indicativo se convierte en único parece significar que es menos indicativo y más forzado.

Pero es peor, dos años después, en el 2004, alguien decide que lo que hay que hacer es energía renovable, entonces a partir de 2004 se decide que toda la generación que hay que hacer en España es renovable. Los que tenían contratos para realizar ciclos deben continuar, no va a dejar las inversiones a medias, al menos algo podrán producir, y el sistema los necesita para cubrir la producción aleatoria de las energías renovables, así que se acabarán los ciclos que están comprometidos, pero el mensaje es que lo que hay que hacer es energía renovable, en especial energía eólica.

Bajo el epígrafe de energía en régimen especial, aparece una serie de plantas de generación que incluyen a las centrales de menos de 50 MW, entre las que se encuentran las centrales denominadas renovables, eólica, pequeña hidráulica, solar, en sus vertientes de termosolar y fotovoltaica, combustibles ecológicos, residuos de plantaciones forestales o agrícolas y biomasa, y la cogeneración, que además son energías que se subvencionan, se pagan no a precio de mercado, sino a precio tasado por el gobierno. Además, se dice que toda la energía en régimen especial es prioritaria, debe entrar en el mercado antes que cualquier otra y a precio cero. Cuando se programa la generación del día siguiente, exceptuando la energía nuclear, la energía renovable debe entrar en la generación prevista antes que cualquier otro tipo de energía, se tiene que meter toda que se

tenga disponible en ese momento en el mix de generación. Esto ya no solo es planificar la generación, es planificar la operación por motivos que no son ni técnicos ni económicos.

Esto lleva a una situación curiosa, como en el mercado entra generación a precio cero y se puede llegar a cubrir la demanda a este precio, resulta que tenemos un producto que no cuesta nada y como para que exista mercado tiene que haber un precio, hemos de deducir que no hay mercado o que tenemos un mercado imperfecto.

Pero que el mercado dé precio cero no significa que no cueste, hemos de pagar a precio de subvención la energía que producen los generadores subvencionados, con lo que ante un precio cero, en teoría, el comprador no paga la energía que compra y consume, pero el sistema ha de pagar el coste de la energía subvencionada.

Hay en este momento que hacer una mención especial de la cogeneración. Es una cogeneración muy original porque en su mayoría no es una cogeneración que se hace para que una fábrica que tiene un subproducto que se llama electricidad venda esa electricidad, es, en muchos casos, alguien que compra la energía que consume en su instalación industrial al precio del mercado y vende su producto electricidad a un precio subvencionado, de acuerdo a conceptos de rendimiento eléctrico equivalente y no de gestión global de la planta, con lo que hay cogeneraciones que si no estuvieran subvencionadas no se habrían instalado nunca.

Esto rompe el esquema básico del mercado, si hemos hecho una ley para liberalizar el mercado y el resultado es que hacemos desaparecer el mercado quiere decir o que la ley no vale o que se está cambiando el concepto de la ley y se entra en un mercado dirigido, que no tiene un precio marcado por el propio funcionamiento del sistema, que no da señales económicas para instalar nueva generación, de acuerdo a precios, y que además se centra en la generación subvencionada.

Pero siguiendo con la planificación. Al cambiar el criterio sobre los tipos de generación y fomentar por medio de subvenciones cierto tipo de energía, se vuelca la planificación hacia esas energías subvencionadas, ya que no se da una indicación como dice la ley, se fomenta la generación de tipo "renovable" sobre cualquier otra.

Esto origina un efecto secundario no previsto. En 2002 se fomenta la energía con ciclos combinados, en 2004 se subvenciona la energía eólica y solar, con lo que las centrales de ciclo combinado se encuentran con una competencia que tiene prioridad y no tiene riesgo económico en su construcción y por tanto queda desplazada en el mercado, que es como decir que se desplaza en el mix de generación diario, siempre que hay renovable en servicio. Las inversiones realizadas en los ciclos combinados con previsión de una generación anual de 3.500 a 4.500 horas anuales se ven

reducidas, como ya se ha indicado, a unas 2.600 horas anuales. La inversión no es rentable. Se mandan señales de mercado negativas sobre cualquier tipo de generación que no sea renovable, se aumenta en el mix la generación renovable sobre la convencional, pero no porque sea mejor o más económica, sino por estar subvencionada.

En el fondo se ve que se ha dado una legislación para crear un mercado libre y competitivo y se ha convertido en un mercado dirigido y subvencionado.

Otro aspecto a tener en cuenta en la intervención de la planificación de la generación es la necesidad de cumplir con los objetivos marcados por la Comisión Europea con respecto a las emisiones de CO₂. Con independencia de que sea o no cierto el problema del cambio climático por efecto de la emisión de gases de efecto invernadero, se fomenta la utilización de energías renovables para la producción de electricidad, que ha de cubrir en mayor parte la reducción de CO₂, al ser origen de emisiones concentradas y por tanto más fácilmente controlables y eliminables que en otros emisores, como el transporte. Así, una forma de uso de la energía que supone sólo el 25% del consumo de energía primaria debe asumir la práctica reducción del 20% total de las emisiones, lo que hace que la energía eléctrica deba producirse al menos en un 40% con fuentes renovables, lo que vuelve a primar unas fuentes sobre otras y a eliminar la libertad de producción reconocida en la ley, ya que no se dice que no se puede construir un tipo de producción de forma directa, pero sí de forma indirecta al forzar a un tipo de producción que al ser prioritaria, y subvencionada, desplaza a cualquier otro tipo de energía.

Pero no sólo esto, si no que se hace un plan obligatorio de generación renovable con un objetivo temporal, con lo que se pierde la libertad de elección de fuente, tipo de generación y cantidad. Ya no es una planificación indicativa, es una planificación obligatoria.

En el cuadro que se da a continuación (Tabla 2) vemos el plan previsto por el gobierno a 30.06.10 para el mix de generación en 2020 en energías renovables. Los objetivos de potencia instalada de cada grupo de energías renovables varían según los planes sucesivos, sin que haya unos criterios públicos claros de por qué cambia la asignación.

Como se ve se dan valores de generación de energías renovables de diferentes tipos previendo la cantidad de ellos que se quieren conseguir para el año 2020. Hay que tener en cuenta que se habla en algunos casos de instalaciones que no tienen garantía alguna de realizarse o son experimentales, por lo que se ve difícil su realización de forma industrial.

Llama la atención los 3.000 MW eólicos en mar, teniendo en cuenta las dificultades que se presentan en las costas españolas para este tipo de generación, o la energía maremotriz o undomotriz (de las olas), que están en fase experimental en todo el mundo. Si se piensa que se pueden desarrollar este

Tabla 2
Mix de generación renovable previsto en el PANER

Mix de generación 2020 (PANER – 30.06.10)

	2015		2016		2017		2018		2019		2020	
	MW	GWh										
Energía hidroeléctrica	20.049	38.732	22.109	37.586	22.169	38.537	22.229	38.443	22.289	38.505	22.362	39.593
<1MW	253	715	256	780	259	765	262	743	265	819	268	803
1MW-10MW	1.784	4.817	1.796	4.398	1.828	4.712	1.855	4.856	1.882	5.024	1.917	5.477
>10MW	18.032	31.399	20.057	32.408	20.082	33.060	20.112	32.944	20.142	32.662	20.177	33.314
de la cual por bombeo:	3.700	6.577	5.700	8.023	5.700	8.023	5.700	8.023	5.700	8.023	5.700	8.023
Energía geotérmica	0	0	0	0	0	0	10	60	30	180	50	300
Energía solar:	8.986	17.785	9.700	19.649	10.508	21.741	11.304	24.088	12.371	26.719	13.445	29.869
energía fotovoltaica	5.918	9.872	6.319	10.565	6.760	11.345	7.246	12.222	7.780	13.208	8.367	14.316
energía solar concentrada	3.048	7.913	3.381	9.084	3.747	10.397	4.149	11.866	4.592	13.511	5.079	15.353
Energía hidrocinética, del oleaje, maremotriz	0	0	10	22	30	66	50	110	75	165	100	220
Energía eólica:	27.997	57.086	29.778	60.573	31.708	64.483	33.639	68.652	35.819	73.197	38.000	78.254
en tierra	27.847	56.786	29.278	59.598	30.708	62.238	32.139	64.925	33.569	67.819	35.000	70.502
mar adentro	150	300	500	975	1.000	2.245	1.500	3.727	2.250	5.577	3.000	7.753
Biomasa	965	5.962	1.048	6.510	1.149	7.171	1.265	7.931	1.410	8.876	1.587	10.017
(D) sólida	745	4.680	810	5.066	887	5.545	972	6.074	1.073	6.669	1.187	7.400
biogás	220	1.302	238	1.444	262	1.626	293	1.858	337	2.177	400	2.617
Biolíquidos (29)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
TOTAL (sin bombeo)	54.277	110.988	58.945	116.297	59.863	123.975	62.887	131.261	66.294	139.619	69.844	150.030
de las cuales en cogeneración	310	1.866	335	2.014	359	2.160	385	2.317	403	2.428	423	2.551

tipo de energía de forma comercial en un periodo de diez años estamos haciendo una apuesta de futuro de difícil realización, por no decir imposible.

También da la sensación de que el regulador se da cuenta de que la cosa no funciona, y entonces se dedica a modificar sus propias normas, con lo que se crea un mayor desconcierto en los posibles inversores que no ven claro el retorno de su inversión, con lo que se dejan de construir centrales generadoras al no tener una seguridad jurídica suficiente para hacer viable su inversión.

Como elementos distorsionantes de la posible planificación, se tienen algunas de las normas o reglamentos que últimamente han aparecido y que influyen de forma importante en el mercado y por tanto impiden un desarrollo ordenado de la generación en el sistema eléctrico. Como las cosas se están yendo de las manos y sólo se instala generación renovable, se decide que en el año 2007 hay que modificar el mecanismo de incentivos por disponibilidad e incentivo a la inversión para régimen ordinario, se cambian los valores de pago por inversión y el de pago por potencia instalada por pago por capacidad. Se lanza otro mensaje económico para que no se haga lo que no se quiere que se haga, con lo cual se vuelve a modificar una cosa que debiera libre.

Y se establece un cupo para la producción con carbón nacional, lo que vuelve a modificar la libertad de funcionamiento y el precio del mercado, en lugar de dejar funcionar el sistema con la generación que sea más eficiente o técnicamente necesaria para el sistema.

En conclusión se tienen varios problemas, no hay un mercado libre sino dirigido, las señales del mercado por tanto no son creíbles y desincentivan la inversión, se va a un sistema subvencionado para energías no controlables y se planifica obligatoriamente un tipo de generación de acuerdo con las “preferencias” del regulador y sin acuerdo de

Estado sobre estas medidas, con lo que no se sabe qué puede pasar ante un cambio de gobierno, que puede modificar de forma drástica los planteamientos previos. Esto limita la capacidad de inversión en instalaciones que se han de amortizar en un mínimo de 20 años y que requieren tiempos largos de construcción, por lo que se deberían planificar con al menos diez años de antelación.

3. CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA ACTUAL

Con independencia de los problemas de índole legal y administrativo se debe pensar en el sistema desde un punto de vista técnico.

Los sistemas de potencia actuales son consecuencia de un desarrollo en el tiempo, consecuencia a su vez de los desarrollos de las máquinas y los materiales, así como de los procesos de control, que obliga a mantener en este momento el modelo elegido, con la imposibilidad de cambiarlo, básicamente por la dificultad de encontrar sistemas alternativos al existente, con iguales o parecidas prestaciones, además de por su coste.

Se debe aceptar que tenemos lo que tenemos y que es necesario, salvo que se encuentren fuentes de energía y sistemas de transformación de energía primaria a energía de uso final alternativos, mantener los sistemas de potencia eléctricos con las características y principios actuales.

Una vez establecido esto, el funcionamiento y la operación de un sistema eléctrico están condicionados por una serie de factores derivados de la naturaleza de la propia electricidad:

- o El comportamiento de un sistema eléctrico responde a leyes físicas que a su vez responden a un desarrollo matemático muy preciso. La electricidad se comporta según pautas establecidas por estas leyes, que como tales se cumplen necesariamente. Cualquier intento de modificar esas pautas de comportamiento supone añadir problemas a la operación del sistema.
- o La naturaleza de la electricidad es ondulatoria (campos electromagnéticos)

- Está basada en una generación producida por alternadores, esto es máquinas rotativas que generan ondas senoidales
- La frecuencia de esas ondas senoidales está definida en cada sistema desde su origen, esto es, se ha establecido para cada sistema una frecuencia a la que deben trabajar todas las máquinas. Existe una relación directa entre la velocidad de giro de las máquinas y la frecuencia de las ondas senoidales.
- Todas las máquinas operan dentro de un valor de frecuencia determinado de forma continua y en cualquier situación, intentando mantener en todo momento el equilibrio entre ellas, lo que se llama funcionamiento síncrono.
- La electricidad no es almacenable.
- El sistema es fácilmente regulable.

Esta última cualidad es la que va a permitir, de una manera relativamente sencilla, conseguir el equilibrio entre la producción y el consumo, y hacerlo cumpliendo una premisa básica de funcionamiento: que este funcionamiento sea estable, esto es, siendo capaz de permanecer en equilibrio en las diferentes condiciones de operación, tanto normales como ante situaciones de emergencia.

Por otro lado el sistema eléctrico necesita disponer para su funcionamiento de una serie de recursos que aporta la generación, además del suministro de la energía que en todo momento requiera la demanda:

- Potencia en firme (disponibilidad, garantía de potencia)
- Gestionabilidad (capacidad de prever la producción y ajustarse a un determinado programa de generación para realizar el seguimiento de la curva de demanda)
- Capacidad de regulación de tensión
- Capacidad de regulación frecuencia-potencia (disponibilidad de inercia y capacidad de variación de potencia si varía la frecuencia de forma automática, regulación primaria y secundaria, y siguiendo las órdenes del despacho, regulación terciaria)
- Capacidad de reposición de servicio
- Potencia de cortocircuito

A la vista de lo anterior la planificación debe realizarse de acuerdo a los criterios técnicos exigibles a un sistema que está concebido para que funcione con máquinas síncronas de corriente alterna, a frecuencia constante y que cuando hay modificaciones de esa frecuencia se autorregula para mantener el sincronismo y si es necesario puede ser controlado por órdenes externas para que la frecuencia siga manteniéndose constante en su valor previsto, que da unas tensiones constantes, dentro de unos márgenes establecidos, y que además, cuando hay algún problema, avisa de que

existe un problema y el propio sistema, que es un sistema mecánico-eléctrico, ayuda a resolverlo.

Y para que todo esto funcione bien tiene que haber alguien que, bajo los criterios que se establezcan en la forma de decisión, esté comprobando qué se va a generar, con qué se va a generar, cómo se va a generar, cómo se va a distribuir, qué máquinas hay que tener funcionando y dónde se van a tener para que el sistema no se desestabilice, para que el sistema se mantenga estable y que dé lo que es fundamental en el sistema eléctrico, el servicio continuo al cliente.

En gran parte la base del éxito de la electricidad es que se haya conseguido de forma sencilla y económica dar un servicio a los usuarios de una energía fácilmente utilizable, limpia y que llega a todos con bajo riesgo de fallo. Además se da el servicio cuando se demanda, no cuando el productor decide que lo da, y se da en todo momento, sea cual sea la cantidad demandada. Es posiblemente el único servicio que se da en el mundo en caso de demanda máxima.

Los sistemas eléctricos se pueden interconectar, de forma que unidos forman un sistema más grande que da mejores prestaciones de estabilidad y seguridad, permitiendo al mismo tiempo equilibrar sus necesidades y por

Figura 3
Dimensión del sistema eléctrico europeo

Dimensión del sistema

Demanda 2010:
525 GW
3.400 TWh

Demanda 2025:
650 GW
4.300 TWh

ESPAÑA
Demanda: 44 GW
260 TWh

NTC map for season: Summer 2009



Imagen: ENTSO-E

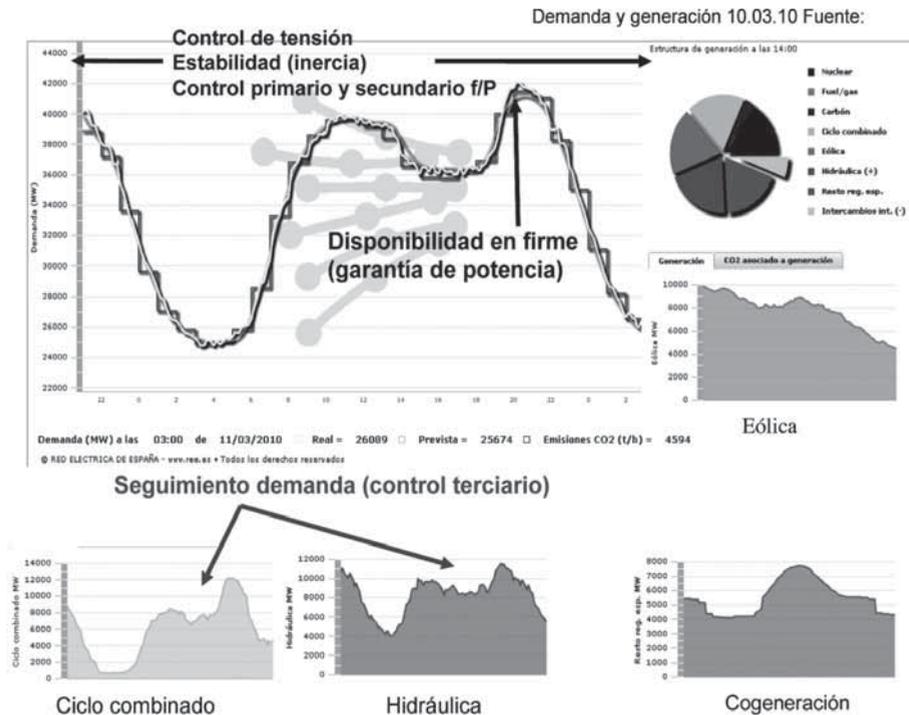
tanto la generación, con lo que además se puede conseguir una mejora económica en el conjunto.

En este aspecto se puede ver como el sistema eléctrico español se integra dentro del sistema europeo, que forma el posiblemente mejor sistema eléctrico del mundo. El problema es que la planificación del sistema no es común, sino que cada país planifica su generación y necesidades de transporte aunque luego se integre en un sistema mayor.

4. FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA

Se ha hablado de la planificación de la generación a futuro, pero también se debe hablar de la planificación de la operación, una planificación que debe cubrir la demanda diaria sin cortes, en su dimensión y con las condiciones requeridas para dar servicio a los usuarios, que técnicamente se denomina programación.

Figura 4
Funcionamiento del sistema eléctrico de potencia



En la parte superior de Figura 4 se observa la curva de demanda diaria, un día de invierno. Se representan 26 horas, desde las 23 horas del día anterior hasta la 1 hora del día siguiente. Se observa que hay un valle a las 4 horas, aproximadamente, con un máximo parcial sobre las 12 horas un valle alto sobre las 18 horas y el máximo sobre las 20 horas.

Durante todo el periodo es necesario regular la tensión en todos los puntos del sistema, y que se mantenga la estabilidad del sistema por su propia inercia, lo que permite absorber las pequeñas variaciones que se produzcan por conexión o desconexión de la demanda y al mismo tiempo se debe mantener el control frecuencia potencia, f/P , que permita absorber grandes variaciones y volver a la situación de trabajo prevista con los márgenes que se establezcan por el operador de acuerdo a las normas de operación.

Al mismo tiempo es necesario prever cuál va a ser la demanda máxima para tener programadas las instalaciones de generación necesarias para poder cubrir esta demanda (garantía de potencia), para lo cual se tiene que tener la seguridad de que somos capaces de dar esa potencia demandada en ese momento, lo que obliga a tener la seguridad de que hay capacidad firme para dar esa energía (es decir potencia de generación disponible con garantía).

Además se tienen que tener los elementos suficientes para poder hacer el seguimiento de la demanda en toda su extensión, de forma que las máquinas generadoras sean capaces de seguir la demanda en todo momento manteniendo la estabilidad y la frecuencia del sistema. Esto quiere decir que el sistema tiene máquinas que permiten variar su producción de acuerdo a esta necesidad, que pueden ser controladas en todo momento por el operador.

En la parte inferior se pueden ver las curvas de generación de ciclos, hidráulica, eólico y régimen especial no eólico, donde se puede observar que así como las dos primeras siguen la demanda, las dos últimas no hacen este seguimiento, por lo que operan con independencia de las necesidades puntuales de potencia del sistema obligando a las otras generaciones a cubrir la diferencia con la demanda en todo momento, por tanto a contrarrestar sus excesos o defectos de producción de la generación no controlable.

El funcionamiento de la producción de energía eléctrica

A continuación se va a hacer un paréntesis para ver cómo funcionan las máquinas de las centrales convencionales para resolver los problemas de inercia y de seguimiento de la demanda, así como para mantener el control

secundario y terciario. El sistema eléctrico produce la electricidad por medio de máquinas denominadas alternadores, que son máquinas rotativas que generan una onda senoidal continua. Estas máquinas se accionan por medio de máquinas mecánicas, generalmente rotativas del tipo turbina, que se mueven a velocidades altas (las turbinas de vapor de las centrales convencionales giran en la mayoría de los casos a 3.000 rpm). En algunos casos, como el accionamiento mecánico es agua de baja velocidad o grupos diesel, las velocidades de las máquinas son menores, pero en cualquier caso el conjunto máquina accionante -alternador gira a velocidad constante manteniendo, de esta forma, una salida de frecuencia constante.

La frecuencia constante indica que la generación y la demanda del sistema tienen el mismo valor, el sistema está en equilibrio.

Cuando hay una variación de la demanda, o una variación de la generación, la variación de la frecuencia que se origina queda compensada por la respuesta inercial del sistema, si hay un aumento de demanda cede parte de su energía cinética, frenando las máquinas que están funcionando, y si hay una disminución de demanda aumenta su energía cinética, aumentando su velocidad, al perder parte del frenado que dicha demanda supone (todas las máquinas actúan de acuerdo a sus características para cubrir esa variación). Posteriormente se regulan los sistemas de alimentación de la energía mecánica para volver a la situación inicial. Existe pues una primera respuesta inercial y posteriormente una llamada regulación primaria que conducen al sistema a una posición de equilibrio. Para volver al estado previo a la modificación de la demanda ocurrida se debe modificar el control de las máquinas accionantes, utilizando la regulación secundaria, con el fin de pasar del estado de equilibrio síncrono que obtuvimos con la regulación primaria al estado de frecuencia anterior a la modificación habida en el sistema.

Por último se deberá volver a la posición previa, no de frecuencia sino de operación, por medio de la puesta en disposición de la energía de reserva que teníamos antes de la modificación del estado de equilibrio inicial, por medio de la eliminación o puesta en servicio de nueva generación, mecanismo denominado regulación terciaria, que mantiene la seguridad del sistema ante nuevas posibles variaciones del estado de equilibrio previsto.

Seguimiento de la demanda

Para hacer el seguimiento de la demanda es necesario que tengamos prevista la potencia necesaria para cubrir esa demanda con máquinas que puedan mantener en el tiempo dicha demanda, de forma que sea capaz de

controlar tanto el valor demandado, la potencia, como dicho valor en el tiempo, la energía. Si en un momento hemos de dar 100 MW los podremos dar con cualquier tipo de máquina, el problema es que se debe tener la seguridad de que tenemos esa potencia disponible en el momento en que se solicita, bien porque existe una reserva rodante suficiente, bien porque existe una capacidad de energía mecánica almacenada que permite la conversión instantánea en energía eléctrica.

Se habla de una capacidad de energía mecánica almacenada porque la energía eléctrica, no es almacenable en forma de energía eléctrica, aunque sí lo es en otras formas de energía, química (baterías y pilas de combustible), mecánica cinética, (volantes de inercia), mecánica potencial (salto de agua, centrales de bombeo, acumulación de aire comprimido, acumulación de calor), o como elemento combustible (hidrógeno). El almacenamiento eléctrico que ha sido posible hasta ahora se ha realizado por medio de “supercondensadores” o con bobinas superconductoras, que tienen problemas de limitación de la energía almacenada, de respuesta en el tiempo, descarga rápida, y además de su excesivo coste. En resumen con la tecnología actual es prácticamente imposible almacenar la energía eléctrica, que al ser una onda electromagnética no admite acumulación, y debemos acudir a elementos “primarios” para poder almacenar la energía eléctrica.

El control del sistema requiere que se verifiquen acciones a tiempos diferentes, dependiendo de la sollicitación que se tenga, es necesario cubrir los cambios que se producen de forma no programada, sean de pequeña o gran amplitud, variaciones de la demanda o pérdidas de generación no prevista, y los cambios que pueden ser programados, seguimiento de la demanda prevista.

Los sistemas de control de las máquinas deben actuar:

- Control de tensión: en menos de un segundo
- Inercia: respuesta mecánica solidaria, en menos de un segundo
- Control primario f/p, automático: en menos de 30 segundos
- Control secundario f/p, automático: en menos de 15 minutos
- Control terciario por despacho: en menos de 3 horas.
- Programación de la generación: 1 día.

En principio y con el fin de que el sistema dé el servicio requerido toda la generación incluida en el mismo debería cumplir estos tiempos, con el fin de mantener la calidad del servicio en todo tiempo y condición.

Como la curva de demanda tiene grandes diferencias entre las horas de bajo consumo, valle, y las de alto consumo, punta, es necesario que se ten-

gan grupos que puedan arrancar en los tiempos adecuados para poder cubrir esas diferencias de la demanda. El valle puede demandar 25.000 MW y la punta 41.000 MW, pero entre el valle y la primera punta podemos tener una diferencia de 13.000 MW en un periodo de cinco horas, lo que obliga a tener la posibilidad de arrancar los grupos que no están trabajando en ese tiempo, y aquí surge la necesidad de conocer lo que tarda en arrancar una central.

A continuación se muestran tiempos estimados de arranque de centrales, desde estado frío hasta plena carga.

Tabla 3
Tiempos de actuación de las diferentes centrales de generación

TIPO DE CENTRAL	TIEMPO	UNIDAD	COMENTARIO
Nuclear	7	día	
Carbón	6 a 12	hora	Depende si parte de estado frío o la caldera está embotellada
Fuel/gas (convencional)	4 a 8	hora	Arranque en frío o con caldera embotellada, en caliente
Ciclo combinado	4 a 6	hora	
Hidráulica	15	minutos	
Eólica	15	minutos	Dependerá del viento existente.

Con estos tiempos se observa que es necesario conocer con anticipación suficiente la demanda que debe cubrirse, ya que si necesito cubrir el fallo o falta de un grupo debo tener tiempo suficiente para arrancar otro que lo sustituya.

¿Cómo se cubre esto?, teniendo arrancados grupos a baja carga con el fin de poder subir su aporte en poco tiempo, eso ya depende del tipo de central y su “rampa” de toma de carga, pero se puede cubrir una parte de la demanda no prevista o el fallo de algún grupo en un momento determinado. Esta es la generación de reserva, que suele ser como mínimo de valor igual al grupo más grande en servicio.

Por lo tanto, además de las necesidades propias del sistema, para su correcto funcionamiento, se necesita tener energía de respaldo para poder hacer el seguimiento de la demanda y prever el fallo de algún elemento del sistema. En principio todos los generadores deberían tener esta disponibilidad de forma que se pudiera gestionar de forma eficiente la energía del sistema. La generación del sistema debe cubrir de forma parcial o total estos aspectos, o al menos tener capacidad para de forma parcial colaborar con el conjunto de la generación en el sentido de resolver los problemas cuando se presenten.

Pero como se ha visto no todos los grupos tiene las mismas características, por lo podemos llegar a la conclusión de que no todas las energías son intercambiables, aunque podemos decir que en general las convencionales se complementan entre ellas, ya que en mayor o menor medida pueden suplir de forma adecuada todos y cada uno de los aspecto indicados anteriormente. No así cierta generación renovable, que no puede cubrir de forma parcial o total todas las características que se deben cumplir para colaborar con el resto de la generación a la estabilidad y seguridad del sistema.

A continuación se presenta un cuadro con las características indicadas y su cumplimiento por parte de cada uno de los sistemas de generación.

La generación no es 100% intercambiable

Cuando en el sistema hay una falta que puede provocar una perturbación suficientemente grande los alternadores cambian su impedancia interna y en el momento en que aparece la falta aportan muchísima más intensidad de la que darían normalmente, dando una gran cantidad de energía, muy puntual, pero la dan, con lo cual se puede medir que algo está fallando en el sistema y podemos protegerlo. En definitiva, con el fin de controlar el sistema se necesita que haya aporte de cortocircuito al mismo por parte de los alternadores. Cuanto mayor es la potencia de cortocircuito del sistema más estable es el mismo.

Tabla 4
Energías de generación. Fuente: elaboración propia

	Recurso primario	Almacenamiento	Modo	Garantía de potencia	Programación	Control de tensión	Inercia	Reg. primaria	Reg. secundaria	Reg. terciaria	Corto circuito
Hidráulica	Renovable	Como energía potencial	Sin crono	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Térmica carbón	Carbón agotable	Como recurso primario	Sin crono	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí
Térmica nuclear	Uranio agotable	Como recurso primario	Sin crono	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí	Sí (Normalmente no utilizado)	No	Sí
Térmica ciclo combinado	Gas natural agotable	Como recurso primario	Sin crono	Sí	Sí	Sí	Sí	No	Sí	Sí	Sí
Termosolar	Energía solar renovable	Transformado (Baterías, tanques, etc.)	Sin crono	No	Sí	Sí	Sí	Si/No	Si/No	Si/No	Sí
Fotovoltaica	Energía solar renovable	No	Asin crono (cc)	No	Previsión	Sí	No	Si/No	Si/No	Si/No	No
Eólica	Viento renovable	No	Asin crono	No	Previsión	Sí	No	Si/No	Si/No	Si/No	No

↑
Agotamiento de los emplazamientos

↩ Disponibilidad ligada al recurso primario ↗

Fuente: Elaboración propia.

Analizando las columnas de la Tabla 4 se pueden hacer algunas observaciones:

Recurso primario: el agotamiento de las fuentes de energía primaria convencional es evidente, ya que el tiempo de recuperación de la naturaleza para estos recursos es muy largo y consumimos más rápido de lo que la naturaleza nos puede reponer los mismos, por lo que debemos buscar alternativas de estas fuentes o buscar energías que no se agoten con el tiempo, como puede ser el sol. El agotamiento de la energía solar tiene la limitación de la capacidad de transporte de dicha energía al tener los emplazamientos en zonas normalmente alejadas de los centros de consumo, lo que la haría tremendamente vulnerable para los usuarios de la misma, sin tener en cuenta su bajo rendimiento con la tecnología actual. Para el resto de energías renovables existe una limitación de espacios, pues al final, sin considerar la energía del mar y de las olas, hasta ahora en fase de experimentación y con plazos que se ven largos para su explotación actual, los espacios para la generación eólica, emplazamientos con recurso suficiente, también se agotarían.

Almacenamiento: se habla de la energía primaria. Sólo es posible en caso de las energías convencionales, no pudiendo ser almacenadas de forma directa ni la energía solar ni la eólica, lo que determina un problema de necesidad de utilización cuando existe, que puede no ser cuando se necesita o no existir en todo momento, con lo que no pueden seguir la demanda.

Modo: todos los generadores son síncronos, excepto la eólica, que utiliza máquinas asíncronas o máquinas con convertidor electrónico, y la energía solar, que genera en corriente continua y convierte a alterna con elementos estáticos.

Garantía de potencia: sólo es posible en aquellas centrales de generación que tienen recurso primario almacenable; en las que no lo tienen, aunque se pudiera tener un valor estimado no se tiene la seguridad de poder contar con una programación totalmente fiable de su funcionamiento cuando se prevé la demanda.

Programación: todas aquellas generaciones que tiene almacenamiento posible pueden programarse, no así las que no tienen posibilidad de almacenamiento, lo más que se puede hacer es prever su producción, con un margen de error relativamente bajo, pero no con certeza sobre la fuente primaria.

Control de tensión: todos pueden realizarlo sin problemas.

Inercia: pueden aportarla todas las máquinas rotativas excepto los generadores eólicos, por propia construcción y diseño. Todos los que utilizan convertidores estáticos no aportan inercia por su propia concepción.

Regulación primaria: posible en todas la generación convencional excepto en los ciclos combinados por problemas constructivos, una variación de frecuencia modifica la velocidad el compresor de cabecera y por tanto no puede responder a tiempo a la demanda de regulación primaria. En las energías renovables existe la limitación de la fuente primaria. No pueden dar primaria si no están trabajando por debajo de su potencia nominal.

Regulación secundaria: posible en toda la generación convencional, aunque por diseño y acuerdo de operación las nucleares no intervienen en esta regulación. En la generación renovable, la capacidad de regular depende de si existe recurso primario y de si se funciona por debajo de su potencia nominal, para que exista un margen de reserva.

Regulación terciaria: las mismas condiciones que la secundaria.

Aporte al cortocircuito: toda la generación que proviene de máquinas generadoras síncronas aporta directamente al cortocircuito. Los generadores asíncronos o con generación controlada por sistemas de rectificación-conversión en corriente continua no aportan al cortocircuito del sistema.

Una consecuencia de lo anterior se puede ver en la respuesta de los diferentes tipos de producción, que se da en la Figura 5, donde se observa que hay generación que sigue la curva de demanda, la hidráulica y los ciclos combinados, mientras la cogeneración y la eólica tienen su curva de generación propia con independencia de cuál sea la demanda. La razón no es sólo la posibilidad de regular o dar los servicios complementarios necesarios con cada tipo de generación, por ejemplo con la energía producida por la cogeneración se pueden dar las condiciones solicitadas por la operación, sino que influyen las condiciones económicas de operación de estos tipos de energía, ya que se consideran “base”, al ser renovables (o considerarse renovables) o de alto rendimiento, y deben funcionar en cuanto tengan posibilidad de hacerlo, con independencia de la demanda del sistema. Así, las energías convencionales han de cubrir la falta de regulación de las energías renovables en la operación del sistema.

Un comentario sobre los tipos de producción de energía eléctrica

Siguiendo con la Figura 5 se ve además de la curva de demanda, cómo se cubre ésta con los diferentes tipos de generación que está considerando REE, además de los intercambios internacionales, que influyen en la demanda total para el sistema, tanto si se importa como si se exporta.

- Nuclear
- Fuel oil – gas

- Carbón
- Ciclo combinado
- Eólica
- Hidráulica
- Resto de régimen especial (incluye cogeneración, solar, biomasa, etc)
- Intercambios internacionales.

La generación nuclear es de producción constante, así se ha decidido en su momento, y no entra en la regulación del sistema, trabaja en base.

El fuel-oil/gas, no se considera prácticamente en la generación, debido a su alto precio y a que el petróleo no parece lo más adecuado para la generación eléctrica. En realidad queda muy poca generación de fuel-oil o gas convencional en servicio.

Carbón, con el nuevo decreto genera de acuerdo a unas necesidades de consumo nacional. Aunque funcione en base, puede regular y hacer seguimiento de la demanda, de hecho ha actuado como parte de la regulación durante mucho tiempo, aunque existe generación más adecuada para variaciones rápidas de demanda.

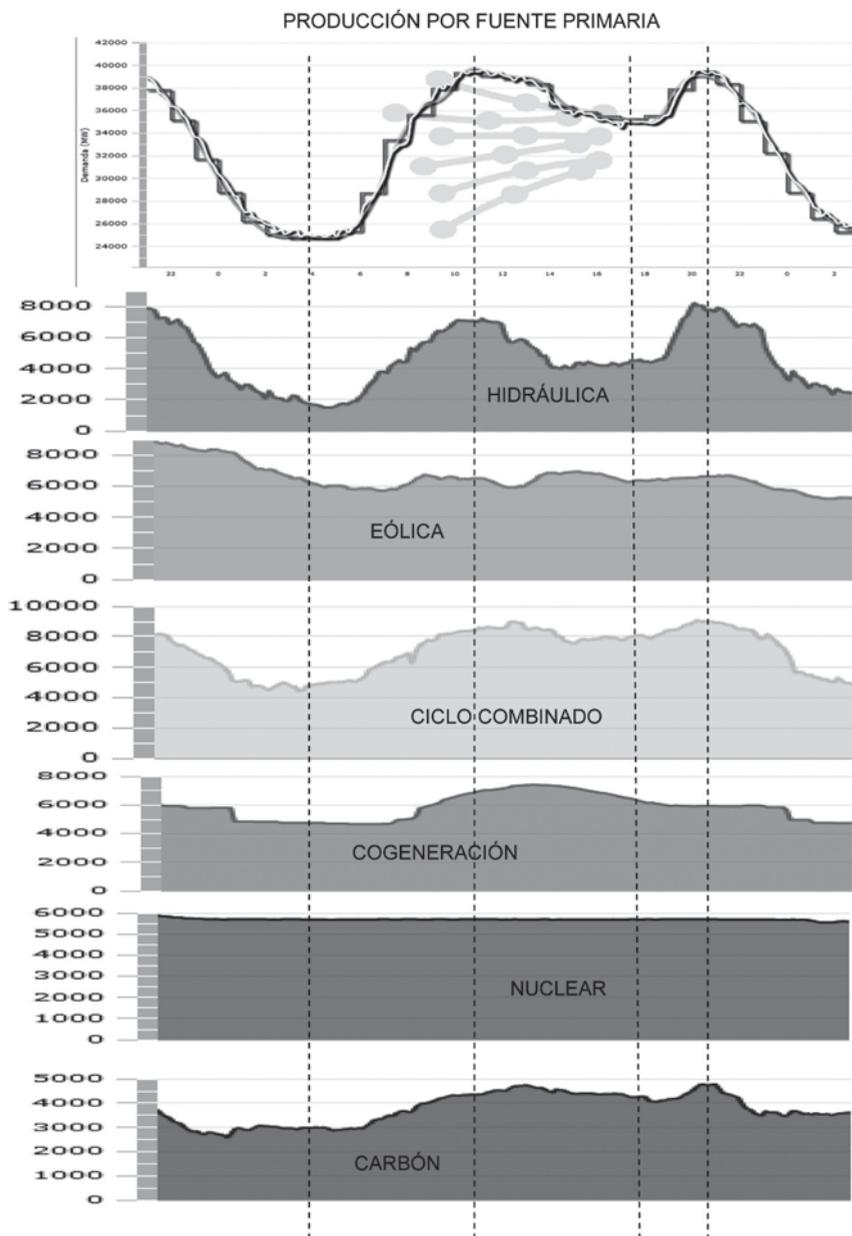
Ciclo combinado, aunque diseñadas para trabajar en base son las más adecuadas para el seguimiento de la demanda y la regulación. Tiene problemas para la regulación primaria, pero son posiblemente las máquinas más flexibles, después de la hidráulica, para el seguimiento de la demanda.

Eólica, energía subvencionada de utilización obligatoria cuando existe la fuente primaria, el viento. Esto hace que su producción no siga el criterio de seguimiento de la demanda, por lo que no aporta nada más que energía al sistema pero sin dar capacidad firme al sistema, no se sabe cuánta potencia se tiene disponible en cada momento y por tanto no puede considerarse para la garantía de potencia.

Hidráulica, es la forma de producción de energía eléctrica por excelencia, rápida, fácilmente regulable, prácticamente no contaminante, y con capacidad casi instantánea para seguir la demanda. Su único problema es la existencia de fuente primaria, la disponibilidad de agua está limitada por las condiciones atmosféricas, aunque es posible almacenar la energía en pantanos, bien de régimen anual o hiperanual.

Resto de régimen especial: incluye un conjunto de generaciones donde por el momento el elemento principal es la cogeneración. Al igual que con la eólica, entra con prioridad sobre cualquier otro tipo de generación, excepto la nuclear y las renovables, y con el sistema establecido para su producción, energía subvencionada, opera con independencia de la demanda. En este caso, sin embargo y por necesidades de la operación se puede ha-

Tabla 5
Seguimiento de la demanda por tipo de generación
Fecha 10 de Marzo de 2011



Fuente: REE.

cer que las cogeneraciones, excepto aquellas que están construidas directamente ligadas a la producción del producto que da origen a la misma, pueden hacer seguimiento de la demanda, aunque no se haga.

Las termosolares, fotovoltaicas y resto de régimen especial tienen una generación similar a la cogeneración, y más parecida al llamado régimen ordinario, por lo que excepto la fotovoltaica, podrían cumplir con los requerimientos del sistema. Su no seguimiento de la demanda proviene más del sistema retributivo, subvención, que de la propia concepción de las máquinas que generan.

Intercambios internacionales, cuando existe posibilidad, actúa como regulador de energías sobrantes o faltantes. Dependen grandemente de la posibilidad de venta o compra al exterior.

5. EL FUTURO QUE NOS PROPONEN

España tiene una gran cantidad de potencia instalada, 100.000 MW, de los cuales un 40% es de energías renovables (considerando la gran hidráulica como energía renovable), que hacen que se cumpla el objetivo 20% de renovables con ocho años de anticipación, y un 60% es energía convencional. Teniendo en cuenta que el consumo máximo de punta ha sido 42.000 MW, parecería que no es necesario construir más centrales en un largo periodo de tiempo. Y este es el mensaje que se lanza.

¿Pero es esto realmente cierto?. ¿Existe en España un exceso de potencia eléctrica instalada que nos permita no pensar siquiera en construir centrales convencionales en un plazo largo de tiempo? ¿Se puede aceptar como válida la teoría que con lo que tenemos y el aumento de energía renovable previsto en el PER podemos llegar a 2020 sin necesidad de construir centrales convencionales?

En la Tabla 5, se puede ver que es lo que el operador español ha enviado a la UCTE en el informe de adecuación 2009-2020 para la evolución del índice de cobertura, índice que mide la posibilidad de cubrir la demanda, diferencia entre la demanda punta y la disponibilidad de producción, y que la propia UCTE estima que debe ser superior al 10% de la demanda.

Se puede ver que en el año 2015 tendremos instalados 112 MW, de los cuales 44 es capacidad no utilizable, (prácticamente un 80% de la renovable y un 20% de la hidráulica), más equipos fuera de servicio, mantenimientos, etc. suponen un total de 51 MW no disponibles, lo que deja con una capacidad utilizable de 62 MW. Si se considera una demanda estimada de 54 MW y unas necesidades operativas de 2,7 MW queda una capacidad remanente de 10,6 MW, que supone menos de un 10% de la potencia total

Tabla 5
Evolución del índice de cobertura

National Power Data (positive net values in GW)		2013			2015			2020		
		3rd Wednesday			3rd Wednesday			3rd Wednesday		
		J11 am	J7am	X11 am	J11 am	J7am	X11 am	J11 am	J7am	X11 am
1	Nuclear Power	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
2	Fossil Fuels	47,1	47,1	47,6	48,3	48,3	48,7	53,2	53,2	53,2
3	Renewable Energy Sources (other than hydro)	29,0	29,0	30,3	34,2	34,2	35,5	47,2	47,2	48,5
3 ^a	Wind	24,0	24,0	25,0	28,0	28,0	29,0	38,0	38,0	39,0
3 ^B	Solar	3,5	3,5	3,8	4,5	4,5	4,8	7,0	7,0	7,3
3 ^C	Other RES	1,5	1,5	1,6	1,7	1,7	1,8	2,2	2,2	2,3
4	Hydro power	21,2	21,2	21,2	22,6	22,6	22,7	25,3	25,3	25,3
6	Net Generating Capacity (6=1+2+3+4+5)	104,8	104,8	106,6	112,6	112,6	114,4	133,2	133,2	134,5
7	Non-Usable Capacity	39,5	39,5	41,5	44,4	44,4	46,2	56,7	56,7	58,1
8	Maintenance and Overhauls	1,6	1,6	2,4	1,6	1,6	2,4	1,6	1,6	2,4
9	Outages	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	3,0	2,8	2,8	2,8
10	System Services Reserve	1,5	1,5	1,5	1,7	1,7	1,7	2,0	2,0	2,0
11	Unavailable Capacity (11=7+8+9+10)	45,6	45,6	48,4	50,7	50,7	53,3	63,0	63,0	65,2
12	Reliably Available Capacity (12=6-11)	59,2	59,2	58,3	61,9	61,9	61,0	70,1	70,1	69,3
13	Load	49,0	51,0	48,0	52,0	54,0	51,0	61,7	63,7	60,0
14	Load Management	2,5	2,5	2,5	2,7	2,7	2,7	3,0	3,0	3,0
15	Remaining Capacity (15=12-13+14)	12,7	10,7	12,8	12,6	10,6	12,7	11,4	9,4	12,3
16	Spare Capacity (e.g. 5-10% of NGC)	5,3	5,3	4,9	4,6	4,6	4,2	5,4	5,4	5,1
17	Margin Against Seasonal Peak Load	4,3	2,3	1,3	5,2	3,2	2,0	6,4	4,4	3,2
18	Adequacy Reference Margin (18=16+17)	9,6	7,6	6,2	9,8	7,8	6,2	11,8	9,8	8,3

Fuente: UCTE, estudio de adecuación 2009-2020. Datos España.

instalada, que es menos de lo que se estima por parte de la UCTE como necesario para una operación segura.

Más problemático es tener la cobertura en el año 2020, donde el peso de la energía renovable no gestionable, supone más del 30% de la potencia total en el sistema, con la dificultad de que se tenga un índice de cobertura próximo al 10%.

Entonces hay que pensar en la necesidad de construir centrales que garanticen en todo momento la reserva de capacidad suficiente para poder operar con seguridad el sistema, y eso para el 2015 o el 2016.

No parece por tanto que se tenga tiempo suficiente para esperar a tomar una decisión sobre qué nueva generación hemos de instalar, pues hay de considerar los tiempos de construcción de nuevas centrales que garanticen la disponibilidad de la potencia necesaria para cubrir la punta de demanda con margen suficiente para mantener la seguridad de la operación.

Sin tener en cuenta los trámites previos administrativos, que en el caso español incluye no solo los nacionales sino los autonómicos y locales, y que pueden suponer un mínimo de tres años para los tipos renovables, que son los que menos oposición presentan, los plazos de construcción de las centrales son los que se indican, de forma estimada, en la Tabla 6.

Tabla 6
Tiempos de construcción de centrales de generación de energía

TIPO DE CENTRAL	TIEMPO	UNIDAD	COMENTARIO
Nuclear	7	año	Puede alargar el tiempo por aplicación de normativa de seguridad cambiante
Carbón	4 - 5	año	Entre 42 y 50 meses desde el momento de tener las autorización de construcción
Fuel/gas (convencional)	3 - 4	año	
Ciclo combinado	3 - 4	año	Se consideran 36 meses desde el momento de tener la autorización de construcción
Hidráulica	4	año	Depende de la construcción civil, tiempo de realización de la presa y caverna.
Eólica	2	año	

Fuente: Elaboración propia.

No se indican otros tipos de generación pues en las condiciones de la tecnología actual es muy difícil que estén disponibles para poder dar servicio de forma comercial en menos de veinte años, con lo que guste o no hay que seguir con los tipos de generación actuales al no tener posibilidad de utilizar otros con garantía suficiente para dar el servicio necesario para los usuarios.

No está por tanto claro que se pueda esperar a planificar nueva generación unos años, en base a que ahora se tiene una sobrecapacidad de generación, que no se mantendrá en el tiempo ya que acabaremos con la vida útil de algunas instalaciones, que superarán los cuarenta años antes de 2020, la generación convencional no podrá cubrir las necesidades del sistema, ni dar la cobertura suficiente para el correcto funcionamiento del mismo, y el tiempo mínimo de proyecto y construcción de una nueva central es próximo a los 6 años, en el caso más favorable.

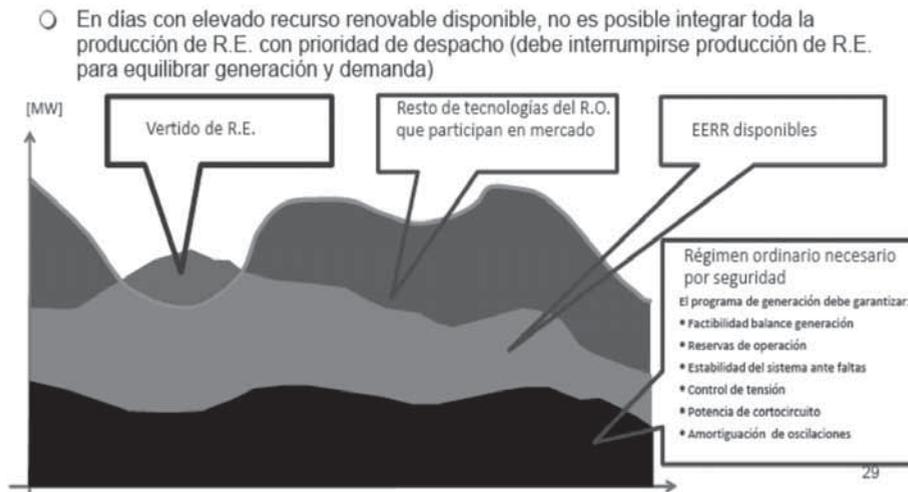
Y esa planificación ha de tener en cuenta las características técnicas de cada una de las tecnologías y cómo las aporta al sistema, se necesitarán centrales que den inercia, regulación primaria, secundaria y terciaria, centrales de arranque rápido que den puntas, sistemas de generación que aporten la reactiva necesaria para mantener la tensión, de forma que se mantenga la misma dentro de sus márgenes en todo el sistema, que aporten cortocircuito para dar estabilidad al sistema, y en general que hagan que el sistema sea sostenible como sistema eléctrico; con independencia de la sostenibilidad ambiental, que se tendrán que resolver con procedi-

mientos de generación de electricidad que permitan ambos aspectos, dar la energía que se demanda en las condiciones adecuadas y contaminar lo mínimo posible para evitar “daños” al medio ambiente, dentro de unos límites que toda actividad humana suponen para la naturaleza. Aunque en condiciones de operación normal, sin incidencias, se puede alcanzar un elevado valor de energías renovables producidas por máquinas eólicas o fotovoltaicas, si tenemos en cuenta que la operación debe cubrir el fallo de al menos un elemento del sistema en cualquier momento, por problemas de inercia y regulación primaria es necesario que haya al menos un 47% de generación convencional en cada momento, por lo que al prever la generación a instalar en un futuro se debe tener en cuenta las necesidades del sistema, al menos mientras esperemos que el sistema funcione como está previsto.

La planificación de generación basada en energía eólica y fotovoltaica no tiene en cuenta estos aspectos, y no se pueden introducir energías no aceptables para el sistema “hasta que este aguante”, pues se corre el riesgo de tener en un momento un colapso del sistema que produzca un cero.

Por otro lado se pueden analizar las quejas del operador del sistema para la operación con las renovables en su concepción actual. En la Figura 6 se ve una presentación de REE sobre el problema de regulación del sistema cuando hay exceso de energía eólica en operación.

Figura 6
Los vertidos de régimen especial

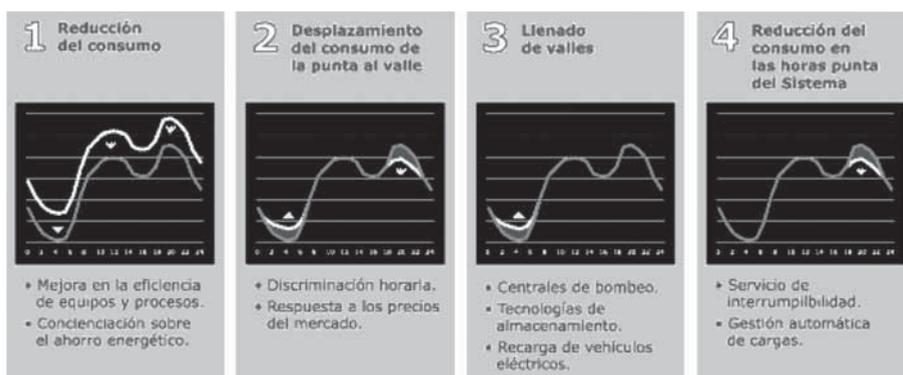


Fuente: REE. Las renovables como vector de crecimiento y su integración en el Sistema. Mayo 2010

Como indica REE cuando la generación convencional necesaria para dar seguridad al sistema debe reducirse al haber un exceso de energía renovable en el sistema, no es la generación convencional la que debe eliminarse, es la renovable la que debe eliminarse del mix. Se elimina la energía que puede ocasionar problemas y reducir la seguridad del sistema.

Y esto ¿cómo se evita?, según REE controlando el consumo, ver Figura 7.

Figura 7
Métodos de gestión de la demanda



Fuente: REE. Las renovables como vector de crecimiento y su integración en el Sistema. Mayo 2010

Esto cambia el concepto, ahora no se tiene una producción que sigue a la demanda, al introducir las energías renovables eólica y solar, debe ser el consumo el que siga a la demanda, ¿ese es el futuro?, ¿o es la vuelta atrás por introducir elementos de generación no adecuada, o en forma no adecuada, en el sistema?

6. CONCLUSIONES

De todo lo anterior se pueden sacar unas conclusiones que pueden ser acertadas o no, pero que deben ser base de discusión para una planificación del sistema eléctrico en el medio plazo, hasta que no se encuentren alternativas adecuadas a los sistemas actuales y a los problemas que presentan las nuevas tecnologías de generación ante un aumento continuo de la demanda.

- El aumento de la demanda exige el uso de todos los tipos de energías disponibles, convencionales y no convencionales, renovables o

no, pero hasta que se consiga modificar el sistema, deberán cumplir con las condiciones de éste en su concepción actual.

- Si se quiere mantener nuestro estado de bienestar actual, es necesario mantener durante un largo periodo de tiempo las energías convencionales tal y como están concebidas. Cualquier otra solución supone una reducción de los servicios que tenemos, cuando la demanda de electricidad aumenta en todo el mundo.
- La producción con centrales asíncronas, y que no aporten servicios complementarios, por concepción u operación, debe estar limitada, por lo que deben programarse de acuerdo con las centrales síncronas.
- La ubicación de las centrales no es indiferente, debería diversificarse acercando la producción al consumo, pero teniendo en cuenta que la “micronización” de la generación es difícilmente controlable. Hablamos de centrales convencionales, colocadas en emplazamientos lo más adecuados posibles desde el punto de vista del sistema eléctrico.
- No se puede tener una red de transporte que cubra todo el territorio nacional con capacidad para llevar la energía de un sitio a otro con cualquier cantidad. No se puede transportar 10.000 MW de cualquier punto a cualquier otro.
- Sería interesante realizar centrales para trabajos en punta y para regulación, con respuesta rápida para cubrir de forma parcial o total la reserva secundaria en apoyo a la hidráulica, que por propia concepción tiene posibilidades limitadas y su peso específico en la generación y regulación del sistema será menor.
- La planificación debería ser completa, La introducción masiva de nueva generación de tecnología asíncrona y carácter no programable hace necesario la planificación de la generación a medio plazo en su totalidad.
- Esta planificación tendría como objetivo la dotación de los recursos de control necesarios para el funcionamiento seguro y estable del sistema en su conjunto. Si no existen, no se pone más generación que no cumpla las condiciones del sistema hasta que no se encuentren soluciones adecuadas.
- La planificación puede hacerse en formatos compatibles con la libertad de empresa, pero debe ser un gestor técnico nacional el que establezca las condiciones de la nueva generación.
- Los planes deben ser estables a medio-largo plazo. Lo que no se puede es que cada tres meses se cambie la legislación o que cada dos años se cambie el modelo, eso no es posible.

CAPÍTULO VIII
LA SOSTENIBILIDAD TÉCNICA
AMBIENTAL Y ECONÓMICA

Pedro Rivero
Ex-presidente de UNESA

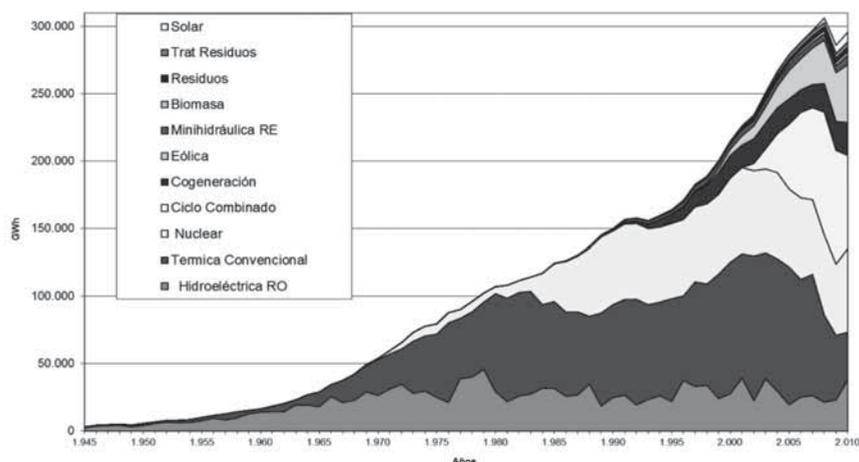
1. INTRODUCCIÓN

El primer elemento de reflexión se encuentra en la gráfica, especialmente significativa, representada en la Figura 1, porque representa lo que éramos, lo que somos y hacia dónde vamos.

Este es el mix histórico. El mix que hubo hasta el año 2000 aproximadamente era el mix lógico de una nación, España, que no tenía recursos propios y que todo lo que tenía era malo. El carbón, que hemos sido líderes en el mundo en combustión, era malísimo, teníamos unos ríos muy malos, como consecuencia de lo cual necesitábamos unos pantanos muy buenos porque era necesario almacenar. A nadie se le ocurre hacer un pantano en Iguazú por ejemplo, aquí en cambio ¿por qué hay buenos pantanos? Porque hay malos ríos. Somos conscientes de esa situación. Me apetece recordar a Joaquín Ortega que desde el principio esto lo tuvo clarísimo. Todo lo que ahora llamamos los “franquistas planes hidrológicos”, eran una planificación ante la escasez de recursos buenos. Ojalá los hubiéramos tenido.

¿Por qué sale el propio plan nuclear?, porque cuando teníamos más de 7000 MW de fuel-oil recién construidos, tuvo lugar la guerra del Yom Kipur y la crisis del petróleo y nos encontramos con una situación en la que el petróleo se había disparado en precio y había que acelerar el carbón, sacar la nuclear y hacer lo que fuera, lo cual le costó a las empresas una situa-

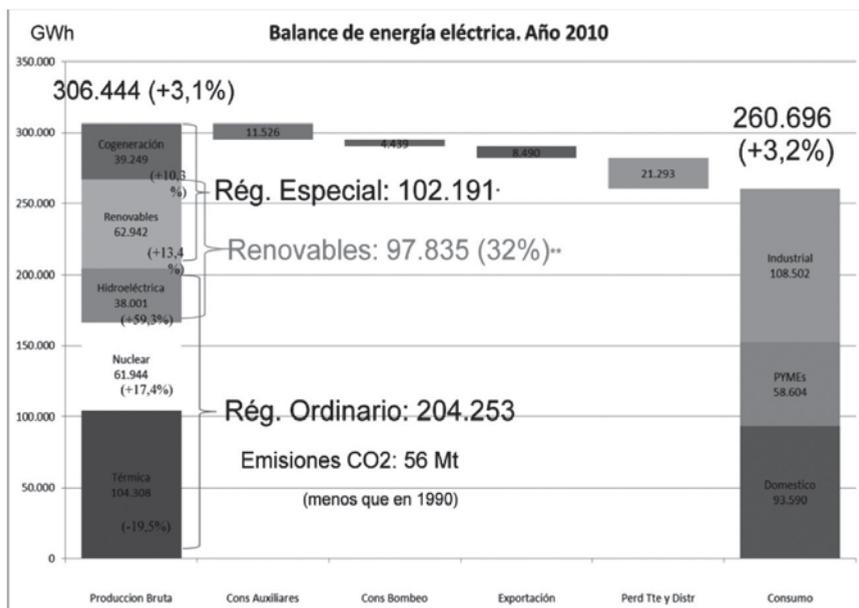
Figura 1
Evolución de la estructura de generación eléctrica 1945-2010



Fuente: Elaboración propia.

ción financiera catastrófica. De ser líderes en cuanto a resultados se pasa a ser un desastre, de costes hundidos... pero esa era la situación. Hoy mismo estamos hablando de la crisis de Libia. Nos vemos obligados a depender del petróleo indirectamente por razón del gas. En cambio nos metemos en un tema muy bonito que es la aventura de las renovables que tiene mucho sentido en España porque sí tenemos recursos propios, sí tenemos sol, sí tenemos viento, sí tenemos biomasa, sí tenemos abundancia de esas materias primas, pero nos encontramos con que todos los desarrollos tecnológicos que ha habido hasta ahora en energía estaban basados en que eso no iba a hacer falta, que el viento estaba muy bien para navegar y para hacer vela y que el mejor aprovechamiento de la biomasa eran las chuletas asadas en los restaurantes de toda España con los residuos forestales. Creíamos que éramos líderes en el mundo en combustión y el mundo nos dice que no tenemos ni idea de cómo realizar la combustión porque lo primero es que hay que hacerlo sin emitir CO_2 y por lo tanto, como eso no sabemos hacerlo, pues nosotros no sabemos quemar. Es verdad, sin emitir CO_2 no sabemos quemar. Sabemos quemar unos carbones que ni el color es de carbón, unos lignitos pardos, por ejemplo, que lo que menos tenían es carbón, teníamos que mezclarlos con fuel y hacer que arcillas ardan. Ya que no sabemos hacer combustión sin emitir CO_2 , hay que emitirlo pero luego hay que capturarlo y guardarlo. Así, nos encontramos ante retos nuevos.

Figura 2
Balance de energía eléctrica en el 2010



*Incluye autoconsumos de cogeneración
 **Descontando producción con bombeo

Fuente: Elaboración propia.

La evolución cambia alrededor del año 2000 o 2002 y el español deja de ser un ejemplo de mix energético que fue estudiado en profundidad nada menos que por lo que hoy es el Tenessy Valley, todo lo que era el gran desarrollo mundial en temas energéticos y en desarrollo de tecnologías de comunicación y que querían un sistema hidrotérmico como el español y que además se había independizado de los problemas del petróleo, eso es lo que querían hacer. Nuestra nueva apuesta está ahí, tiene su justificación, pero también tiene evidentemente sus consecuencias. Esto da lugar a lo que tenemos hoy que es el balance de energía en el 2010 (Ver Figura 2).

2. RÉGIMEN ESPECIAL-RÉGIMEN ORDINARIO

En el sector eléctrico creo que hay un grave inconveniente y es que hemos llamado a las cosas de una forma que la gente no sabe de qué estamos hablando. Por ejemplo “régimen especial”, ¿qué es un régimen especial? Si se dijera que el régimen especial es un régimen que necesita

subvenciones, por lo menos se sabría que entramos en un tema o en un área que puede ser muy buena, pero que es una variable nueva y que ahí no se entra porque sí, si se entra es con una serie de condicionantes que hay que plantearse aunque pueda ser muy bueno. ¿Pero qué es muy bueno? En España ya hemos pasado la etapa de nuevos ricos, se puede querer tener tres coches en el parking de casa, un Ferrari para ir al mercado, un Porsche para ir al partido de fútbol y un Hummer para ir al campo y eso es bueno. Vale, ¡cómo va a ser malo eso! Pero, ¿usted se ha planteado si lo puede tener? Ojalá todo el mundo lo tuviera pero vamos a ver si es posible o si no es posible. Se tienen unas energías limpias de CO₂ de las cuales la propia Unión Europea habla como con un poco de vergüenza porque no se atreve a decir claramente que entre ellas está la energía nuclear, ahora ya estamos en el camino o en la línea un poco vergonzante pero ya en la buena dirección, ya se va a hablar de las energías bajas en carbono y ¿qué son energías bajas en carbono? Sólo el anterior Comisario de la Energía, Pibals, en declaración conjunta con el Comisario de la Competencia declararon que las energías bajas en carbono además de lo que llamamos las energías renovables incluyen la energía nuclear. Son las que no emiten CO₂ y ese es el objetivo y por lo tanto lo que hay que evitar es emitir CO₂. ¿Y con qué procedimiento? Hombre, si es verdad que para no emitirlo se carga usted a la población, como dicen los ecologistas furibundos, no hombre no, así no, pero sí hay procedimientos técnicos seguros, esos son los que hay que emplear, y entre ellos está lo nuclear. Lo importante son los tres elementos que la propia Comisión fijó como objetivo: seguridad de suministro, competitividad en precio y respeto a las limitaciones ambientales. Pero no explicó suficientemente, ni ha explicado todavía aunque empieza a explicarlo, en qué consiste el mix energético del futuro para lograr esos objetivos. El mix del futuro consiste en garantía de suministro como primer punto, hay que ver qué mix garantiza mejor el suministro en cualquier condición (geográfica, física y meteorológica, de escasez de energías primas, etc., es decir, un sistema “robusto”), segundo, no podemos hacerlo a cualquier precio y eso tiene dos variables, no podemos hacerlo contaminando lo que haga falta porque nos estamos suicidando con el cambio climático y además, y es la gran aportación en todo lo que es el cambio climático de la Conferencia de las Naciones Unidas de Johannesburgo, siempre que eso permita que los dos tercios de población que no tienen energía eléctrica en el mundo, la tengan. Por lo tanto, el precio al que resulte el mix que garantiza el suministro no puede ser a cualquier precio ni medioambientalmente ni económicamente, es decir, tiene que haber competencia y eso obliga a algo tan importante, que ahora mismo aquí no vemos, que se vaya a producir, al menos a corto plazo, como es el pacto entre los partidos políticos en un tema tan vital como éste. Estamos

diciendo que hay que hacerlo en condiciones con las que todo el mundo pueda disfrutar de un bien esencial como es el consumo de electricidad o de energía y por lo tanto hay que ser capaz de garantizar lo mejor para que eso sea posible. En lo esencial hay que llegar a que lo que digan los técnicos que es posible en un bien esencial.

Tenemos en la Figura 2 el régimen ordinario, que es el que puede funcionar por sí mismo en un contexto de economía de mercado y en el que, por lo tanto, el mercado orientará qué producir, para quién producirlo y a qué precio producirlo. Es elemental y no hay que discutir más sobre el tema, hay que ver cómo funcionar en ese régimen, porque estamos en Europa y estamos en la globalización para lo bueno y para lo malo y hay que jugar al póquer necesariamente con cinco cartas, no con siete, con cuatro o con seis, eso viene impuesto por las directrices comunitarias. Si eso fuera admitido, el pacto de estado era seguro en mi opinión, ahora, si eso no se admite, es imposible que haya un pacto.

3. MIX FUTURO

En UNESA se ha hecho la proyección a 2035 con la auditoría del EPRI Americano, que es el instituto de mayor prestigio mundial sobre perspectivas, predicciones tecnológicas, porque detrás están el MIT, Harvard y demás. Hasta que no lo sometimos a la auditoría de ellos no lo publicamos y lo publicamos para que sea una base técnica objeto de discusión entre todos, entre los renovables y los no renovables, entre los partidos de derecha y de izquierda. Lo que no puede suceder es que lo que diga la Fundación IDEAS no tenga nada que ver con lo que diga la Fundación Alternativa ambas del PSOE y lo que diga FAES no tenga nada que ver con lo que diga Génova, ambas del PP. Esto no es tolerable en un tema como el de la energía eléctrica. Va en contra de todos los principios, pero hoy coincide bastante con la realidad.

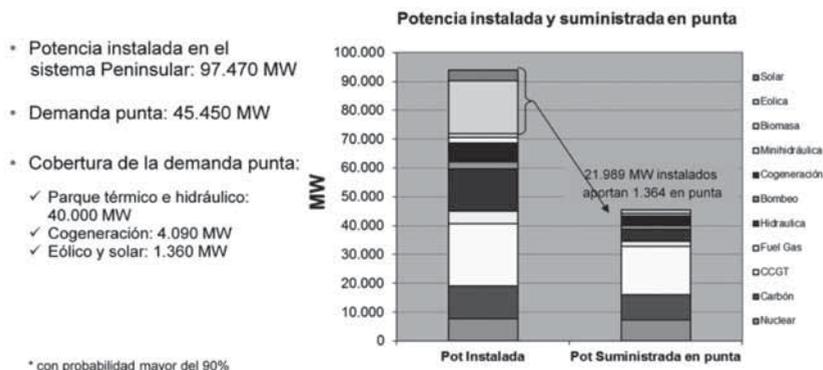
En la Figura 2 se puede ver quiénes son los que consumen, el sector industrial, las PYMES y el consumo doméstico. En relación a la competitividad, en España, no por culpa de la generación ni del transporte ni de la distribución, sino por otros hándicap que le han puesto al kWh y que tiene que soportar, se dice que ya no somos competitivos en Europa. Somos mucho más caros de lo que éramos hace tres, cuatro, cinco años, pero más caros que nosotros sigue siendo Alemania y me da la sensación de que compite bastante bien. No parece que Alemania se esté hundiendo y nosotros estemos remontando.

En la Figura 3 se puede ver la potencia de punta en invierno. ¿Cuál es el problema actual? El problema actual es muy sencillo.

Figura 3
Potencia instalada y disponibilidad del parque generador

Potencias disponibles en punta de invierno*

- Nuclear, carbón, gas, fuel: más del 90% de la potencia instalada
- Hidráulica, bombeo, biomasa, cogeneración: 60%-80% de la potencia instalada
- Eólica, Solar : menos del 10% potencia instalada



Fuente: Elaboración propia.

Se ha tenido un decrecimiento de la demanda que ha puesto de manifiesto que se estaba en una dirección muy rápida en el sector, se estaba equipando para atender un crecimiento medio de la demanda del 4% anual acumulativo y nos encontramos con un decrecimiento en un año brutal, en el que la demanda decrece un 5% y continúa hasta un 8% de forma que el consumo de 2010 es equivalente al de 2006. Se estaba equipando no solamente en instalaciones de potencia o en ciclos combinados sino también en variables como contratos de gas y carbón para un crecimiento del 4% y se produce un decrecimiento. Este año se ha recuperado pero todavía no se ha llegado al consumo de 2006. Se produce una situación que obliga a replantearse cosas fundamentales en la planificación. El ritmo al que se iba con los ciclos combinados por ejemplo tendrá que tener un retraso, pero también tendrá que tenerlo el ritmo al que iban las renovables, es decir, no puede ser que para solucionar el equilibrio, en lo que garantiza el suministro, que son las energías clásicas, carbón, nuclear, gas, no se pueda reaccionar porque están las inversiones previstas. Sería necesario terminar las que están más allá del punto muerto de la inversión, en un país como España, que ya sufrió la mor sabe lo que es dejar instalaciones a medio construir. Se tendrán que terminar aunque empiecen a funcionar a 6000 horas dentro de tres años en vez del año que viene, pero no se puede dejarlas abandonadas. Además no puede ser que al mismo tiempo, todo el resto de

las energías sigan creciendo como si la demanda no hubiera decrecido. Esto era otra cosa, España tenía en demanda eléctrica el mayor crecimiento de Europa y de repente no es que frene, es que se encuentra con un muro y se golpea contra él y hay que ver qué se hace. ¿Hay que cambiar de planes? Es un problema de ritmo. Si se habla del 2050, yo además de economista soy un fiel creyente en el avance de las tecnologías y sé que en 2050 no habrá ninguna tecnología eléctrica funcionando que no sea sostenible.

Unas porque los recursos no son sostenibles de aquí a 100 años y en el 2050, siguiendo la I+D que hay en el mundo, creo que la única de las tecnologías existentes que seguirá siendo válida, porque se habrá transformado en renovable, es la nuclear. Se habrá solucionado el problema de los residuos, que está prácticamente a punto, y se habrá solucionado el tema del agotamiento del combustible en el 2050 o en 3000, porque no necesariamente dependeremos del uranio y éste además será reutilizable. Se tiene que hablar de cómo se llegará hasta allí, no de lo que pasará cuando se esté allí. No se puede decir que en el 2050 será todo renovable, basado en las tecnologías actuales, porque como no va a ser verdad que se dediquen unos esfuerzos colectivos y cooperativos necesarios a la I+D para que sea posible, el resultado es que no va a suceder, y por eso el mix energético que habrá en el 2050 no va a ser 100% de renovables actual desgraciadamente, y mucho menos si tienen que ser renovables a una velocidad de “precio de mercado”.

Las renovables tienen que solucionar dos problemas que las tecnologías no ven claro. Uno: que sean programables, algo para lo que todavía queda mucho. Segundo: que sean sin primas subvención, porque lo que sí es seguro de aquí al 2050 es que nos vamos a mover en un sistema de mercado, no en otro sistema, no en un sistema intervenido en el que todos los fondos de los Estados se ponen de acuerdo en Naciones Unidas y dicen “tantos miles de millones los ponemos a desarrollar el ITER”, que seguro que se avanzaba en la mitad del plazo independientemente de las dudas de los científicos. Pero lo invertimos todo en cuestiones como el vehículo eléctrico por ejemplo, que puede ser cosa de 5 años o de 50, depende de lo que se invierta. Hasta hace muy poco todavía vivía gente que no había conocido la electricidad, decir 60 años o 100 años... hace mucho menos tiempo que ese, no volábamos. Se sabe que en la I+D el tiempo tiene una correlación directa con la inversión y para eso habría que pasar de un tema competitivo a una línea cooperativa.

En relación a la demanda, en el caso de España, en principio todas las energías son necesarias mientras la tecnología y la I+D no decidan que alguna se destaque por encima de las demás pero con una enseñanza: ojo con apostar a una que nos equivocamos siempre, sea la que sea, nos equivocamos siempre. Apostemos al conjunto, que España es un país que no

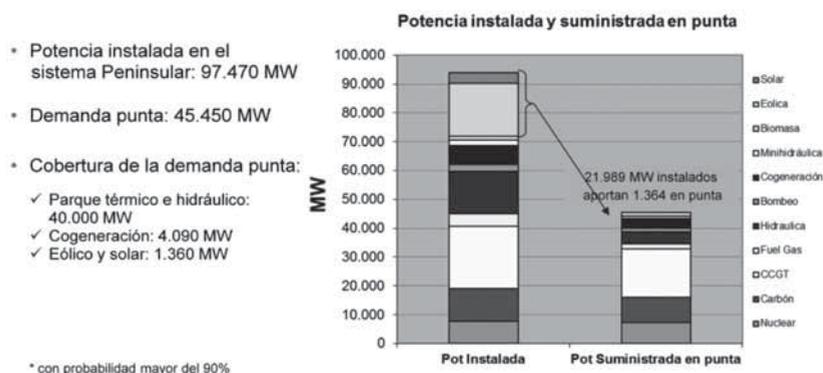
tiene nada y que por lo tanto tiene que procurar tener de todo, esa es nuestra limitación.

En cuanto al precio, en la Figura 4 se puede ver el precio de los mercados organizados que hay de electricidad en Europa (Holanda, Alemania, Italia, Francia, Países Nórdicos, España).

Figura 4
Mercados mayoristas en la UE

Potencias disponibles en punta de invierno*

- Nuclear, carbón, gas, fuel: más del 90% de la potencia instalada
- Hidráulica, bombeo, biomasa, cogeneración: 60%-80% de la potencia instalada
- Eólica, Solar : menos del 10% potencia instalada

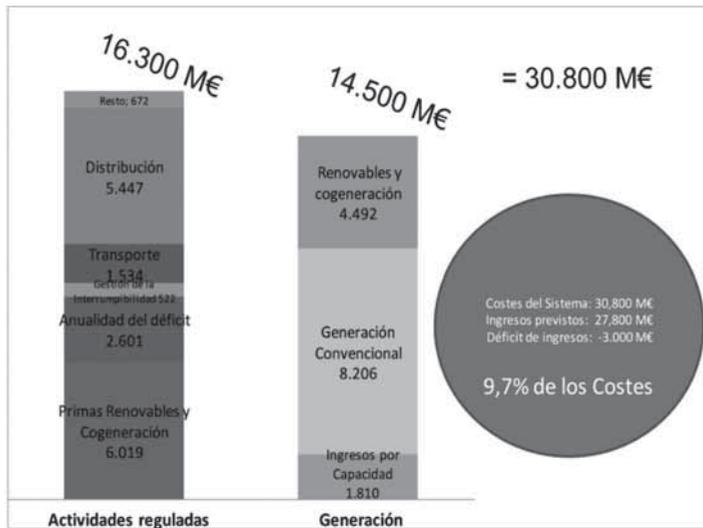


Fuente: Elaboración propia.

La tercera línea empezando por la parte superior izquierda de la gráfica es España. Se puede ofrecer la energía eléctrica de las más baratas en España cuando quiera el regulador, cuando él quiera. Este es el precio que se forma todos los días en OMEL en oferta y demanda. Ahora, si sobre esto se tiene que añadir toda la estructura de costes que se tiene: en distribución, en transporte, en renovables, en déficit... Entonces resulta una cosa muy distinta. Dado que no se ha considerado oportuno trasladar a los clientes, políticamente hablando, los costes totales de la energía a través de los aumentos de tarifa correspondientes, se cita poniendo en cuestión que las tarifas sean aditivas como es obligado por la Unión Europea. La tarifa aditiva significa que se hace una subasta libre en el mercado de la energía y a eso se le suman los otros costes de monopolio: transporte, distribución... y en nuestro caso, déficit, impuestos, etc., y así se obtiene el precio al final. Sólo hay un precio competitivo en el mercado de generación, porque es el único mercado que hay competitivo, no se puede decir que hay un precio

competitivo de transporte cuando se tomó la decisión política de que todos los transportes pasaran a una entidad única que es Red Eléctrica de España no para que sea competitiva sino para que sea monopolio. Dicen que hay que ser competitivo y que el regulador ha de ser independiente, con todos mis respetos, yo me pregunto ¿cómo puede ser un regulador independiente a la vez que dueño? Este es uno de los temas profundos que deberá ser tenido en cuenta en la regulación, especialmente cuando se trate del Mercado Interior Único de la Energía Eléctrica en Europa.

Figura 5
Estructura de los costes previstos en 2005

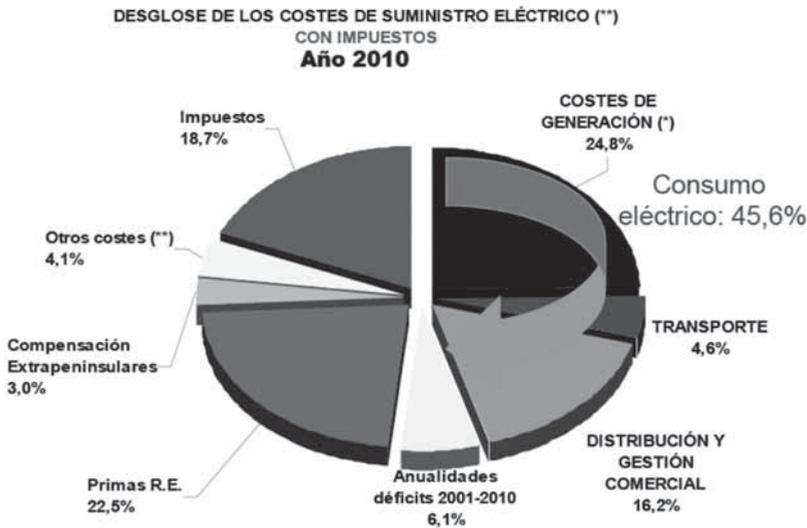


Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 5 se puede ver la cuantía y composición del déficit de las tarifas eléctricas. Alguien dijo en el Comité Consultivo de la Comisión Nacional de la Energía que no es el momento oportuno para subir la energía eléctrica porque estamos en crisis, las pymes se cierran... Y me decían que tenía razón en los aspectos técnicos, pero que es un problema político no un problema técnico. Los políticos siempre creen, porque les conviene, y no les critico por eso, que cualquier tiempo futuro será mejor y que por lo tanto la huida hacia delante es un sistema normal de gestión de las cosas porque lo que hoy cuesta mucho mañana puede que no. Así tenemos las hipotecas subprime y así tenemos la burbuja inmobiliaria y así tenemos la crisis financiera de las entidades y así tenemos el déficit de la energía eléc-

trica; como el futuro siempre va a ser mejor, pues no pasa nada porque un año tengamos tres mil millones de déficit, el año que viene habrá dos mil, el otro mil y al otro, cero. Bueno, pues resulta que el año siguiente hay cuatro mil, el siguiente, cinco mil, el siguiente seis mil y el siguiente siete mil. Como muestra la siguiente anécdota: “En intervenciones que he realizado en la Comisión Nacional he dicho: -Mire usted primero a mí no me digan ustedes como decían en informes de la Comisión Nacional que el precio de la energía eléctrica había que subirle hace unos cuantos años el 10% pero que (y lo decía el expediente del Ministerio, no lo decía yo) por responsabilidad política subía el 5%. En la Comisión dije que me parecía que había una errata en el informe del Ministerio, me parecía bien que decidieran que en vez del 10 pusieran el 5, aunque los costes dijeran el 10 pero por lo menos que no pusieran que era por responsabilidad política (a mí me parece más una irresponsabilidad). Me decían que no era el momento oportuno. Les remití a la curva y dije que por la integral de momentos inoportunos a mí sector le debían 20000 millones de euros; asumo que siempre es malo, pero al sector le deben esto y ahora tenemos un problema.” Afortunadamente no hicieron caso en una tercera cosa que se propuso por transparencia, que al cliente se le ponga en el recibo lo que paga y lo que deja a deber. Afortunadamente no se hizo, porque si hubiera figurado en esos recibos el déficit, como es lógico, mostrando cuánto ha pagado y cuánto debe, las empresas tendrían una serie de fallidos, porque

Figura 6
Costes de suministro eléctrico



detrás están las cientos de miles de empresas que han cerrado. El cliente (el sistema) está ahora pagando de este déficit no lo que dejó de pagar porque se lo pusieron a plazo, sino además una parte correspondiente a otros que tenían que haberlo pagado y que han cerrado y no van a pagar. Aquí es el sistema el responsable y ahora se va a repartir entre los que queden. Además, el total del déficit (unos 20.000 millones de euros) tiene que ser soportado en su totalidad prácticamente por cinco grupos de empresas de UNESA que, no obstante, son los únicos que tienen que garantizar el suministro eléctrico.

Estas son las líneas que deben de orientar el mix futuro. Otras decisiones de política energética o no pueden más bien desorientar que orientar, la aparición del mix adecuado para el futuro. Por ejemplo, si me dicen que si invierto en renovables voy a ganar y que si invierto en gas voy a perder cinco, evidentemente por mucho que me digan que soy libre para invertir en lo que quiera, ¿cómo voy a invertir en lo que quiera?, invertiré en lo que gano, no en lo que quiera. Si por ejemplo me dicen que en lo nuclear no hay ninguna prohibición para que se hagan, ya sé que no hay ninguna prohibición, pero en el pasado tampoco había ninguna ley que dijera que había una moratoria nuclear, apareció de repente. Por ejemplo ha habido una enmienda para el mix futuro que han presentado tres partidos, PNV, CIU y PSOE, pero no vamos a entrar ni en derechas ni en izquierdas que todos tienen lo suyo. Se aprueba la enmienda, la de los famosos 40 años de vida útil, y cuando se pregunta qué es lo que han aprobado, CIU dice que “esto permite revisar Garoña”, PNV, “no, Garoña está ya más que decidido, esto es para las que no están decididas”, PSOE, “no, no hemos cambiado nada, lo que dice ahora es lo mismo que decía”. ¿Me quieren explicar cuál es la enmienda? ¿Cómo quieren que los mercados financieros nos crean cuando vamos a pedir recursos allí? Para una vez que están de acuerdo resulta que no, que no es así, que no están de acuerdo ni para lo que están de acuerdo. Otro alegato que se oye a veces respecto a la imposibilidad de que el mercado oriente adecuadamente las inversiones futuras es que el mercado eléctrico no funciona. Pero cómo va a funcionar si, como muestra la Figura 6, sólo el 45% aproximadamente es mercado, el resto las empresas no lo pueden gestionar, el resto nos viene dado. ¿Me dejan libre? Mañana las empresas podrían hacer una rebaja del 50% en el precio que paga el cliente, y ganar prácticamente lo mismo. Solo el 40% del precio se gestiona un régimen de mercado (generación) y solo el 50% aproximadamente se debe a precio de generación más transporte, más distribución, más comercialización. El resto supone un hándicap sobre el coste directo de kWh que se ha decidido cobrar a través del precio de la energía eléctrica (primas, costes regulatorios, déficits de años anteriores, etc.)

El mix está demasiado orientado por estas decisiones que hacen prácticamente imposible que sea de verdad el mercado quien oriente y que sea posible la estructura más adecuada de la generación a medio plazo, esa es mi conclusión por el momento, y por eso, me sumo a las peticiones de pacto o acuerdos de nivel y contenido suficiente, y entre ellos a la existencia de una verdadera política energética que contemple no solo el cortísimo, sino también el medio y largo plazo.

REFERENCIAS

- UNESA. Prospectiva de Generación Eléctrica 2030, Diciembre 2007.
- UNESA. La situación económico-financiera de la actividad eléctrica: 1998-2009, Octubre 2010.
- UNESA. Informe eléctrico. Memoria de actividades. Memoria estadística, año 2009.
- UNESA. La Industria Eléctrica. Avance estadístico del año 2010.

10

BIBLIOTECA
COMILLAS
Ingeniería

La Cátedra Rafael Mariño de Nuevas Tecnologías Energéticas de la Universidad Pontificia Comillas tiene la vocación de servir al debate y la reflexión acerca de la problemática inherente al suministro energético y su sostenibilidad en el medio y largo plazo, así como su solución y la contribución que a ella brindan las Nuevas Tecnologías Energéticas para asegurar el suministro.

El Comité de Energía y Recursos Naturales del Instituto de la Ingeniería de España desde los años 70 ha editado monografías referidas a temas de actualidad y contienen la experiencia de un grupo de profesionales de reconocido prestigio interesados en la energía.

Fruto de estos intereses mutuos nació el Seminario Permanente de Tecnologías Energéticas, como un foro de encuentro de los profesionales y académicos del sector energéticos en el que reflexionar sobre las posibles soluciones tecnológicas al problema energético. Este volumen, **Planificación energética sostenible**, continúa las publicaciones del Seminario con las que se pretende presentar a la sociedad las soluciones técnicas disponibles para el abastecimiento energético para que ésta pueda formarse un juicio crítico sobre las mismas.

Patrocina la Cátedra

