

LA COBERTURA ELÉCTRICA EN LA PLANIFICACIÓN ENERGÉTICA

J. M^a. MARCOS

En 2002 la Administración española hizo público un documento de planificación energética que incluía una indicación sobre las necesidades de potencia eléctrica a incorporar al sistema hasta el año 2001. Esta planificación fue aprobada por el Parlamento español.

El presente artículo muestra un breve análisis del panorama que figura en el documento oficial sobre la expansión del equipo generador. En primer lugar se revisa la situación del sistema eléctrico hasta el año 2001, que se caracterizaba por el paulatino ajuste de los principales parámetros que definen el sistema al crecimiento de la demanda. El artículo también expone las previsiones de demanda que utiliza el documento de planificación y la opción de expansión del equipo generador contemplada.

Finalmente se hacen algunas consideraciones sobre política energética y se insiste en la importancia de disponer de un adecuado marco normativo para hacer posible la planificación realizada. También se incluye una evaluación de las inversiones que el sistema eléctrico necesita para el período 2002-11.

In 2002 the Spanish Administration issued a planning document which includes a view about the electricity capacity needs up to 2011. The document was approved by the Spanish Parliament.

This paper shows a brief analysis on the future views that the document shows on electricity capacity expansion. Firstly, it revises the situation of the system power up to 2001, which is characterised by a gradual adjustment between the main parameters of the power system and the rise of the demand. The paper also shows the electricity demand forecast used and the electricity capacity expansion option contemplated in the official document.

Finally, some considerations are made about the energy policy and the paper insists on the importance of an adequate legal framework to make the plan possible. The investments that the system needs for the period 2002-11 are also included.

INTRODUCCIÓN

En el presente artículo se hace un análisis de la Cobertura de la Demanda Eléctrica que figura en el Documento "Planificación de los Sectores de Electricidad y gas. Desarrollo de las redes de transporte 2002-11" de octubre de 2002.

El nuevo plan energético conlleva un cambio considerable en los modos de

acometer el proceso planificador en España. En primer lugar, hay que señalar que por primera vez se hace una planificación conjunta de las redes de transporte eléctrico y de gas debido lógicamente a la interacción que se produce al incorporar de forma masiva ese combustible para generación eléctrica. En segundo lugar hay que señalar el distinto carácter de la planificación de dichas redes de transporte respecto a la planificación de los medios de generación eléctrica. La Ley del Sector Eléctrico y la Ley de Hidrocarburos prevén la elaboración de una planificación de carácter vinculante de las redes de transporte eléctrico y gasista respectivamente. Estas planificaciones deben ser elaboradas a propuesta de la Administración con la participación de las Comunidades Autónomas, sometidas al Congreso de los Diputados y aprobadas por el Gobierno.

Sin embargo, la planificación de los medios de generación eléctrica, según la Ley del Sector Eléctrico, tiene solamente carácter indicativo para facilitar decisiones de inversión, al tratarse la generación de una actividad liberalizada.

Para definir las redes de transporte eléctrico y gasista, el citado Documento tiene en cuenta un escenario central de crecimiento de la demanda eléctrica y su cobertura, definiendo una senda mínima de expansión del equipo generador y, en definitiva, realizando un análisis de cobertura que se sintetiza a continuación. En este artículo también se exponen diversos aspectos

al hilo del mencionado Documento que si bien no figuran explícitamente en el mismo, subyacen de una forma u otra en el actual proceso planificador.

PUNTO DE PARTIDA

En los últimos cinco años, hasta 2001, la demanda de electricidad se ha incrementado en más de un 30%, muy por encima de las previsiones que la situaban "a priori", en el entorno del 18%. Ello ha ido acompañado de un incremento aún mayor de la punta de demanda (44%), que es la variable fundamental de cara a determinar las necesidades de infraestructuras eléctricas, tanto de generación como de transporte y distribución.

El sistema eléctrico en su conjunto se ha visto con puntuales dificultades para atender este importante y prolongado crecimiento no previsto, debido a los plazos de desarrollo (varios años en el mejor de los casos) que requieren todas estas infraestructuras, en un entorno, además, de creciente incertidumbre por la liberalización del sector y de carencia de algunos elementos regulatorios.

Como consecuencia, y desde un punto de vista de desarrollo de las infraestructuras eléctricas, el sector eléctrico español se ha caracterizado en los últimos tiempos por los siguientes elementos:

- Equipamiento de generación que paulatinamente ha ido ajustándose a las demandas máximas, reduciéndose

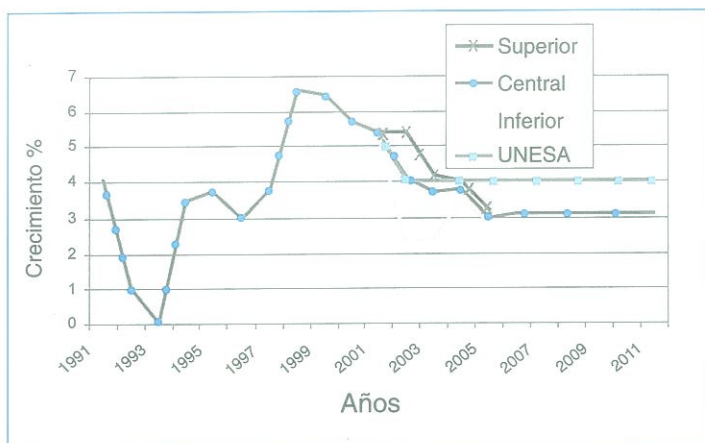


Gráfico 1. Crecimiento de la Demanda eléctrica.

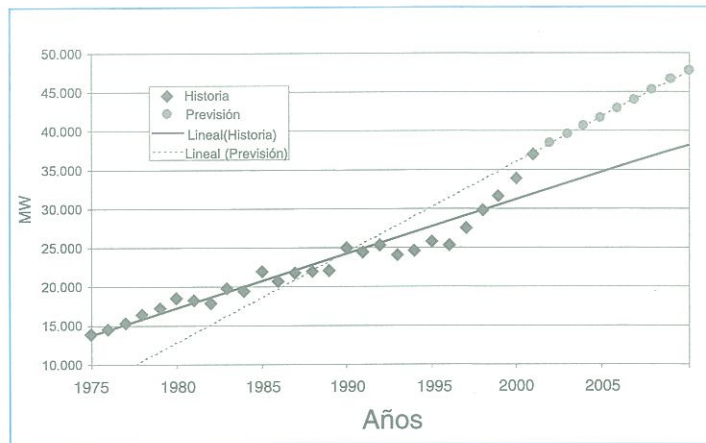


Gráfico 2. Evolución de la Demanda punta.

el margen de reserva, lo cual incrementó el riesgo potencial de falta de abastecimiento en casos de puntas de demanda muy acusadas o de indisponibilidades fortuitas superiores a las normales. En este sentido, las centrales de ciclo combinado que han comenzado a entrar en funcionamiento desde 2002 restablecerán un margen de cobertura más adecuado a las necesidades de nuestro Sistema.

- Una red de transporte cercana a la saturación, tanto a nivel zonal como global, en períodos de alta demanda y cuyo desarrollo se ha visto retrasado en muchos casos por las dificultades que presenta la obtención de las autorizaciones administrativas necesarias y por la falta de aceptación social de las mismas.

- Redes de distribución que en determinadas áreas se ven saturadas, con dificultad de absorber incrementos de demanda que alcanzan hasta un 100% en cinco años, con grandes dificultades en muchas ocasiones para proseguir con el proceso inversor exigido por este incremento de mercado debido a los plazos exigidos para la obtención de las autorizaciones para instalar nuevas líneas.

- Una demanda creciente, con una importante sensibilidad a la reducción del precio de la electricidad que se ha producido en los últimos años y sin apenas incentivos encaminados a una mejor gestión de la curva de carga.

Asimismo, en materia de gas natural se presenta un déficit de infraestructuras gasistas, previsiblemente hasta 2005, que podría dar lugar a problemas puntuales de falta de suministro a las centrales de gas en los próximos inviernos.

En estas circunstancias, el desarrollo de una planificación energética integral se consideró por parte de los agentes como una iniciativa de la Admi-

nistración necesaria para abordar las fuertes transformaciones que se vienen dando y que han de tener lugar en el futuro.

CRECIMIENTO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA CONSIDERADA

El Documento de planificación contempla las tres hipótesis de crecimiento de la demanda eléctrica del sistema peninsular con la evolución que figura en el Gráfico 1. Estas hipótesis manejan un crecimiento medio anual de la demanda en el período 2002-11 entre el 3,05% y el 3,33% que son razonables y, con las relaciones PIB-demanda eléctrica que se vienen adoptando, permitirían continuar en la senda de convergencia económica con los países de nuestro entorno.

En cuanto al crecimiento de la punta de potencia, (Gráfico 2) parámetro básico para determinar las necesidades de expansión del equipo generador, el Documento parte 38.500 MW de demanda punta para 2002, esto es, parte de una punta elevada con poca proba-

bilidad de ser superada y en línea con la punta histórica que se produjo a finales del año 2001, aunque en la proyección al final de la década se asume un cierto aplanamiento de la curva de carga (menor crecimiento de la punta de demanda respecto a la demanda anual). Si bien en el análisis de series largas de la relación potencia máxima/demanda anual se puede observar una cierta tendencia al aplanamiento, también es cierto que en la última década esa tendencia se ha invertido.

EQUIPO GENERADOR CONTEMPLADO.

El Documento de planificación contempla las potencias del sistema peninsular que figuran en la Tabla 1. Se asume un incremento de 158 MW de la potencia del equipo nuclear como consecuencia de algunos incrementos de potencia en las centrales existentes. En cuanto al equipo térmico convencional, se prescinde de cara al futuro de una potencia de 1.130 MW en instalaciones existentes de fuel-gas,

Tabla 1
Equipo Generador Previsto por la Planificación

POTENCIA (MW)	2002	2004	2007	2010
Hidráulica	16.586	16.606	16.606	16.571
Nuclear	7.881	7.887	8.039	8.039
Térmica convencional	22.455	25.246	25.766	29.192
Saldo int internacionales en punta	200	200	200	200
Régimen especial	11.770	14.544	19.554	25.851
Total Potencia instalada (MW bg)	58.892	64.483	70.165	79.853
Total Potencia disponible (MW bc)	39.560	42.967	46.154	51.300
Potencia punta (MW bc)	38.500	40.600	43.800	49.000
Reserva (MW bc)	1.060	2.367	2.354	2.300

que han tenido muy baja utilización en los últimos años, y se contempla una reducción de 350 MW adicionales en 2003. El incremento neto de potencia térmica convencional en el período 2001-11 se estima en un mínimo de 9.500 MW, debido a la incorporación de unos 14.800 MW en centrales de ciclo combinado y de un nuevo grupo de carbón importado de unos 720 MW nominales. La potencia que se dé de baja por obsolescencia será una decisión propia de los titulares.

En cuanto a las energías especiales, el Documento de Planificación contempla la existencia en 2011 de unos 25.800 MW instalados en energías renovables, residuos y cogeneración, frente a los 10.700 MW de finales de 2001. De ellos 13.000 MW serían de energía eólica, 7.100 MW en instalaciones de cogeneración, 3.100 MW de biomasa y 2.400 MW en minicentrales hidráulicas. Hay que tener en cuenta que a efectos de cobertura de la punta de demanda algunas de estas instalaciones presentan muy poca garantía debido a que dependen de fenómenos naturales.

En relación con el papel de la interconexión para la cobertura de la punta únicamente se hace una hipótesis conservadora, próxima a la de autosuficiencia del equipo generador peninsular en base a experiencias históricas.

En definitiva, la expansión prevista del equipo generador dotaría al sistema peninsular de una potencia instalada mínima de 79.853 MW en 2011 frente a los 58.892 MW existentes a finales de 2002.

A partir de esas hipótesis básicas y utilizando valores habituales de diversos parámetros que no se explicitan en el Documento se puede estimar que el margen de reserva mínimo resultante sería el que figura en la Tabla 1. Si no se produjesen bajas en el equipo actualmente existente, el margen de reserva se incrementaría en casi 6.000 MW a lo largo de la década.

Sobre estos valores, no se indica nada respecto al valor que la Administración considera adecuado mantener en un sistema eléctrico como el español, históricamente caracterizado por el importante papel de la energía hidroeléctrica a efectos de cobertura.

No obstante lo anterior, y aunque hubiera sido conveniente incluir en el estudio diversos análisis complementarios con el fin de poner de manifiesto la robustez de la cobertura que se propone, el Documento de Planificación llega a una evaluación que entendemos correcta en lo básico respecto a las necesidades de cobertura en el horizonte de planificación establecido.

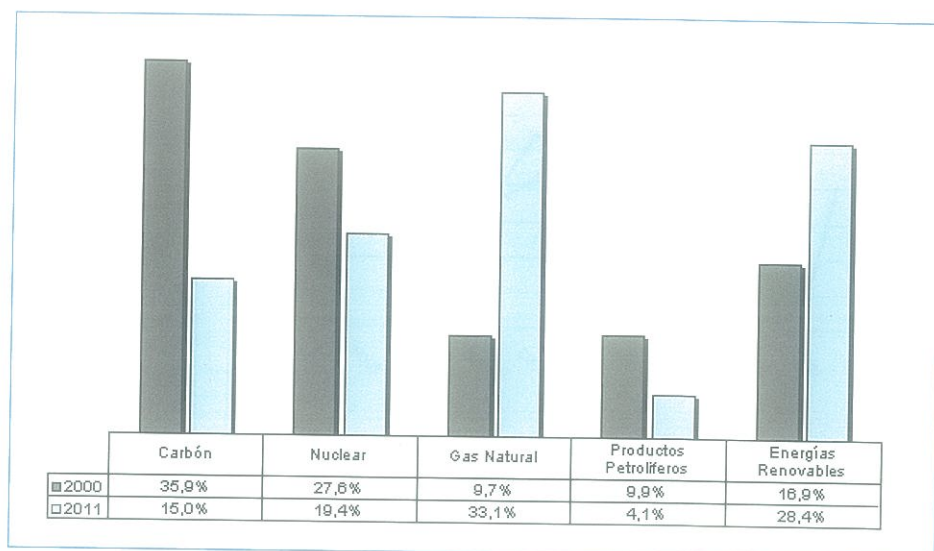


Gráfico 3. Estructura de Generación.

En definitiva, y a modo de resumen cabe resaltar que, según la planificación propuesta por la administración energética, para atender un crecimiento de la punta de la demanda de unos 10.500 MW y devolver al Sistema un margen de reserva adecuado sería necesario incorporar al sistema generador más de 30.000 MW durante 2002-11. De este total, unos 15.500 MW corresponden a centrales con una elevada garantía y disponibilidad operando en régimen de competencia y otros 15.000 MW en instalaciones de energías renovables y cogeneración. Se prevé en el Documento de Planificación que el primer segmento esté constituido por unos 37 grupos de ciclo combinado de gas natural de 400 MW nominales y un grupo de carbón que entraría en servicio alrededor de 2009. En el segundo segmento, el elemento básico del nuevo equipamiento sería incorporar unos 10.000 MW adicionales en parques eólicos que, si bien presentan claras ventajas medioambientales, son poco eficaces en términos de garantía de potencia para atender la demanda del sistema (con una potencia disponible a efectos de cobertura del 15-20%).

POLÍTICA ENERGÉTICA Y PLANIFICACIÓN ELÉCTRICA

En términos de política energética y de diversificación, hubiera sido conveniente introducir en el Documento de planificación un análisis de los riesgos y beneficios de las tecnologías y combustibles en que se basará la cobertura en esta década. En el Gráfico 3 figura la estructura de generación prevista en 2011 y su comparación con la del año 2000.

En cuanto a la energía nuclear hay que ser conscientes de que es un elemento fundamental en el suministro eléctrico por razones de seguridad de suministro, por la independencia energética que proporciona y por su papel estabilizador de los precios de la electricidad. La planificación energética ha pasado por alto esta tecnología sin la cual parece impensable contener las emisiones de gases de efecto invernadero en el período post-Kioto y a largo plazo. Sí es cierto que las decisiones que se tomen sobre el desarrollo de las nuevas tecnologías nucleares van más allá de los objetivos de cualquier país aisladamente, pero hubiera sido un buen momento el actual para que los poderes públicos hubieran dado su apoyo a esta tecnología.

Tampoco contempla la planificación incorporar nueva potencia hidroeléctrica en centrales de tamaño medio y grande, convencionales o de bombeo puro, aprovechando el potencial hidroeléctrico técnico remanente, que todavía es importante, aprovechando por tanto una energía renovable, con escaso impacto ambiental, que contribuiría a cumplir los objetivos de la Directiva de Renovables y a limitar el crecimiento de los gases de efecto invernadero. Esta energía regulada y despachable podría jugar un papel importante, además de en los supuestos habituales, complementando las variaciones de otras fuentes de energía renovable no despachable, como la eólica. Pero, para aprovechar una parte de ese potencial hidroeléctrico sería necesario habilitar un complemento a los precios de mercado, ya que si no es así, no sería viable en la actualidad acometer tal desarrollo. La Ley del Sector Eléctrico prevé un complemento de precio para

todas las instalaciones de tecnologías renovables de más de 50 MW con excepción de la hidráulica, lo cual debería ser subsanado.

MARCO NORMATIVO Y PLANIFICACIÓN

Hay que señalar la necesidad del desarrollo regulatorio que permita sacar adelante la planificación objeto del actual proceso. Entre los elementos regulatorios que se consideran imprescindibles por parte de los agentes cabe destacar:

- Una metodología tarifaria que asegure la recuperación anual de los costes regulados, con una rentabilidad adecuada, que tenga en cuenta los objetivos de calidad del suministro que se persiguen, que permita a los agentes planificar las inversiones a medio y largo plazo y que permita la recuperación de los costes de transición a la competencia en el plazo legalmente establecido.

- Una retribución de la garantía de potencia coherente con los objetivos de margen de reserva y de garantía de suministro que se establezcan como necesarios para el correcto funcionamiento del sistema.

- La regulación específica para los sistemas eléctricos extrapeninsulares.

- Una regulación de las energías especiales que permita cumplir con los objetivos que para estas energías se establezcan finalmente, introduciendo criterios de eficiencia y de reducción de costes. En concreto, y en relación con las energías renovables, es conveniente la creación de mecanismos de mercado para la selección de los proyectos más eficientes que permitan cumplir de forma ordenada los objetivos fijados. La retribución de esta generación seleccionada con criterios de eficiencia debe responder a unos criterios de costes reales.

- En relación con la cogeneración y las tecnologías de alto rendimiento, dado su nivel de eficacia global, en línea con la nueva generación mediante centrales de ciclo combinado, su retribución debería converger con la de la generación en régimen de competencia.

La adecuación del marco regulatorio con el fin de hacer posible esa planificación ya se ha iniciado con la publicación del Real Decreto 1432/2002 por el que se establece una metodología para la aprobación de la tarifa me-

dia o de referencia y con el anuncio de una metodología para la revisión de las primas y de los precios de compra por el sistema de la energía procedente de instalaciones de energías renovables, residuos y cogeneración.

VALORACIÓN ECONÓMICA DE LAS INVERSIONES A ACOMETER

La planificación realizada contiene tanto las propuestas de desarrollo de las redes de transporte de gas y electricidad, que se corresponden con la planificación obligatoria, como un conjunto de datos e informaciones sobre las previsiones de fluctuación de los vectores que inciden en el sector energético.

El resultado del proceso planificador es la definición de las redes de transporte eléctrico así como los gasoductos de la red básica y las instalaciones de almacenamiento de gas e indicaciones sobre las necesidades de incorporación de potencia al Sistema. En relación con las inversiones que subyacen en esta planificación, el Documento únicamente proporciona información sobre las correspondientes a las actividades reguladas, esto es, transporte eléctrico y de gas, pero no indica nada sobre el importe de las inversiones de generación y otras actividades eléctricas, como la distribución. Por tanto, la información que a continuación figura en relación con estas últimas actividades proviene de estimaciones del propio sector.

Así, se prevé un incremento de las redes de 220 y de 400kV de unos 12.500 Km, lo que supone un incremento de un 40% respecto a la situación actual. También se prevé un aumento de la capacidad de transformación del 69%, con lo que la inversión en las redes de transporte supondrá unos 2.720 millones de euros.

Adicionalmente serán necesarias importantes inversiones en el área de distribución que aunque no son contempladas por la planificación – que se limita a valorar el coste de las redes en niveles de transporte- deben ser consideradas si se desea tener una visión global del nivel de inversiones preciso en el Sistema Eléctrico. Estas inversiones en distribución, según estimaciones del Sector, pueden alcanzar los 11.700 millones de euros para el período de planificación.

Las inversiones del sistema gasista durante este período totalizarán unos 5.300 millones de euros en redes de transporte, plantas regasificadoras, almacenamientos y estaciones de compresión.

Pero centrándonos en la generación, será esta actividad donde se realizará el grueso de la inversión, dado que se prevé que durante esta década entren en servicio 14.800 MW en centrales de ciclos combinado de gas natural, con una inversión de unos 6.000 millones de euros. Adicionalmente, aparte de las inversiones en nueva generación, hay que tener en cuenta las inversiones recurrentes necesarias para mantener en óptimas condiciones el equipo existente en la actualidad y que se estiman en unos 5.800 millones de euros para el período citado.

El otro pilar de la nueva generación serán las energías renovables. Para acometer los planes anteriormente mencionados serán necesarias unas inversiones en estas tecnologías del orden de los 12.000 millones de euros.

En definitiva la planificación realizada supone una inversión total de 26.500 millones de euros, de los cuales el 80% corresponderán al sector eléctrico y el 20% al sector del gas. Si se tienen en cuenta, además de las inversiones contempladas en la planificación -transporte de forma vinculante y nueva generación con carácter indicativo-, las inversiones necesarias en distribución y las inversiones recurrentes en el equipo generador ya existente resulta una inversión global del sector eléctrico en el período 2002-11 de más de 38.000 millones de euros, lo que equivale a invertir en diez años tres veces la actual cifra de negocio anual, además de hacer frente al resto de costes del sistema.

Y de estos 38.000 millones de euros de inversión total, la generación supondrá más de 24.000 millones de euros, esto es, el 64%.

Las cifras anteriores ponen de manifiesto la necesidad de un marco regulatorio adecuado, que permita establecer los ingresos necesarios con objetividad y, en definitiva, recuperar y retribuir las inversiones que se prevén de forma suficientemente razonable. Puede comprenderse que para el mantenimiento en el tiempo del proceso inversor ya iniciado es necesario dotar al sistema de la estabilidad regulatoria precisa, que permita a los capitales acudir sin más riesgo que el derivado de un mercado liberalizado.

EVOLUCIÓN DEL COSTE DE GENERACIÓN A LO LARGO DE LA DÉCADA

En el escenario de costes de los combustibles de referencia que se

manera en la planificación, el precio del petróleo se estima que fluctuará en la banda 22-25 \$/bbl, y seguirá siendo una referencia importante para los costes del gas natural, que es el parámetro básico que determinará los costes unitarios de gran parte de la generación adicional que se precisa. Teniendo en cuenta que también se prevé una penetración muy importante de las energías renovables y la cogeneración en el balance de generación eléctrica, con los criterios actuales de retribución de estas energías, hay que asumir que la tendencia descendente de los precios eléctricos de los últimos años ha tocado fondo y es de prever que se produzca un aumento en términos reales de los mismos durante el resto de la presente década. En definitiva parece necesario que la sociedad sea consciente de que si se desea una mayor garantía de suministro eléctrico con una mejor calidad y que cumpla con criterios ambientales cada vez más exigentes es necesario asumir niveles de precios crecientes acordes con la calidad del servicio.

CONCLUSIONES

Por último, a modo de conclusión cabe insistir en cuatro ideas:

- El Plan energético recientemente aprobado permite el desarrollo del sistema eléctrico en una senda de sostenibilidad, incorporando de entre las tecnologías disponibles aquellas que hoy por hoy están entre las más adecuadas desde este punto de vista.

- En líneas generales, los agentes económicos y sociales se han mostrado favorables a este Plan por lo cual no es de prever que existan muy graves problemas para su desarrollo, aunque sí es importante facilitar la tramitación administrativa del conjunto de proyectos a desarrollar.

- Ahora bien, el Plan sólo será viable si se dan las condiciones económicas y regulatorias necesarias para acometer las inversiones que en él subyacen. Y, por tanto, es preciso dar indicaciones a la Sociedad del coste global de la satisfacción de la demanda eléctrica en función de la calidad, seguridad y objetivos ambientales que se persiguen.



José María MARCOS FANO es ingeniero de caminos, Canales y Puertos. Ha desarrollado la mayor parte de su actividad profesional en UNESA, la Asociación Española de la Industria Eléctrica, en las áreas de planificación eléctrica y estudios, energía hidroeléctrica, energías renovables y cogeneración. Actualmente es jefe de División de Hidroelectricidad y Régimen Especial y ha participado desde UNESA en los trabajos de análisis de la Planificación Energética que recientemente ha hecho pública el Ministerio de Economía.



• Jóvenes profesionales dedicados a temas Nucleares, buscan otros jóvenes del mismo campo o estudiantes interesados en el uso pacífico de la energía nuclear para:

➡ Puesta en común de información y experiencia

➡ Divulgación de conocimientos sobre energía nuclear

Interesados, dirigirse a:

jovenes-nucleares@sne.es



www.sne.es/comisiones.htm