Adolfo GONZALEZ DE UBIETA CARASA es Doctor Ingeniero Industrial (1965, Promoc. 109) por la ETS de Bilbao. Entre enero de 1966 y septiembre de 1967 se ocupó del desarrollo en ASINEL de un proyecto de Laboratorio de Potencia. En octubre de 1967 se incorporó a IBERDUERO. Obtuvo el Diploma de Ingeniería Nuclear en 1968 por el IEN de Madrid. Entre octubre de 1968 y febrero de 1970 realizó su especialización nuclear en los EEUU, con General Electric. De marzo de 1970 a septiembre de 1971 participó en el arranque de la CN Sta. M.ª de Garoña. Desde octubre de 1971 hasta octubre de 1981 participó en los proyectos de las centrales nucleares de Lemóniz y Sayago, habiendo desempeñado el cargo de Jefe de la Sección Nuclear. En noviembre de 1981 se incorporó a UNESA donde actualmente es Jefe del Departamento de Planificación.

PERSPECTIVAS DE LA PLANIFICACION ELECTRICA EN LOS AÑOS NOVENTA

A. GONZALEZ DE UBIETA – S. MUÑOZ

Santiago Israel MUÑOZ GAMEZ es ingeniero electromecánico del ICAI (Promoc. 1977).
Ha trabajado desde 1977 hasta 1983 en las áreas de producción, ingeniería e instalaciones. Desde enero de 1983, en que se incorporó a UNESA, es ingeniero del Departamento de Planificación de dicha Sociedad.

INTRODUCCION

Se cumplen ahora veinte años desde la aprobación por el Ministerio de Industria del I Plan Eléctrico Nacional. Es, por tanto, una buena ocasión para recordar la historia pasada, para situar el presente de la planificación y para hacer una incursión en el futuro, tanto en lo que podría ser el equipamiento futuro como en lo que podría ser el nuevo marco de la actividad de planificación.

Antes quizá de entrar en lo que ha sido, es y podrá ser la planificación del Sector eléctrico en nuestro país conviene destacar una serie de características que, si bien son ampliamente conocidas, se han de tener muy en cuenta a la hora de tratar con un mínimo de rigor la planificación eléctrica; entre éstas, y sin tratar de ser exhaustivos, cabe citar:

- Es parte de la planificación energética y viene ampliamente influida por la política económica y social.
- El período transcurrido entre la toma de decisiones y la puesta en marcha de las nuevas instalaciones varía entre cuatro y diez años.
- La vida útil de los grupos generadores se encuentra entre los veinticinco y treinta años para las centrales térmicas y los cincuenta años para las hidráulicas.
- La composición del equipo generador depende de la disponibilidad técnica y económica de recursos autóctonos.

Por tanto, el objetivo que persigue toda planificación en este sector, que es suministrar la energía al menor coste y con un grado adecuado de fiabilidad, se ve afectado por un alto grado de incertidumbre, debido a lo amplio del horizonte, y sometido a numerosas restricciones externas al sector.

LOS COMIENZOS

Después de una prolongada situación deprimida, la economía española comenzó a recuperarse en la mitad de la década de los cincuenta, siguiendo a continuación un ciclo ininterrumpido de fuerte crecimiento hasta mediados de la década de los setenta. Especialmente intenso es el período 1960-1975, con un crecimiento medio acumulativo del PIB de un 7,5 % año. En lo que respecta a la electricidad, la demanda creció en este período a un ritmo anual de un 11 %.

Desde el punto de vista de los recursos nacionales, España contaba todavía con un importante potencial hidroeléctrico técnica y económicamente explotable. En cuanto a los combustibles fósiles, no existían petróleo ni gas y las reservas de carbón eran de alto coste de extracción debido a la estructura de las minas. Aunque estos recursos nacionales se utilizasen en la expansión del sistema eléctrico, la energía nuclear ofrecía un gran atractivo técnico y económico para complementar el sistema considerando, además,

la existencia de recursos autóctonos de uranio.

Desde el punto de vista industrial, existían condiciones que se consideraban suficientes para intentar la aventura nuclear. Por una parte, las empresas eléctricas, que habían comenzado a aparecer en el país a partir de 1875 y habían conocido un notable desarrollo en los años veinte y treinta, disponían de la capacidad técnica y financiera para intentar abordar proyectos nucleares, tal como entonces se ofrecían. Por otra parte, la industria, que también había avanzado considerablemente en la década de los veinte y en la de los treinta, se había recuperado de la recesión de la posguerra y se estaba modernizando a través de su participación en la construcción de complejos químicos y centrales térmicas. Tal renovación incluía tanto la incorporación de nuevo herramental a antiguas factorías como la construcción de nuevas plantas y talleres dotados de maquinaria y métodos modernos.

También debe mencionarse la creación de compañías de ingeniería con capacidades técnicas modernas para afrontar proyectos complejos.

Finalmente, hay que resaltar el esfuerzo de formación de cuadros técnicos tanto en las Universidades y Escuelas Técnicas españolas como en las de los países más avanzados, complementando esta formación con estancias en industrias y laboratorios extranjeros para adquirir los necesarios conocimientos.

LOS PLANES

Hasta el año 1968, las Empresas Eléctricas elaboraban independientemente sus estrategias de equipamiento a largo plazo, manteniéndose mutuamente informadas en el seno de UNESA, asociación de las Empresas Eléctricas españolas. En 1968, la Administración española publicó una nueva normativa sobre planificación eléctrica. Según ella, se confiaba a UNESA la presentación al Ministerio de Industria de una propuesta de Plan Eléctrico Nacional para el período 1 enero 1972-31 diciembre 1981; se indicaba el contenido de la propuesta y se marcaban directrices para su elaboración. Concretamente se establecía que "UNESA montará una oficina técnica de programación y planificación eléctrica para la elaboración de la propuesta del Plan y su revisión". Se establecía, igualmente, que dichas revisiones se realizarían cada dos años, manteniendo el horizonte permanente de diez años. Finalmente se indicaba que el Ministerio, a la vista de la propuesta de UNESA y de otros informes que considerase oportunos, aprobaría el correspondiente Plan.

En 1969 el Ministerio de Industria aprobó el primer Plan Eléctrico Nacional 1972-1981. En este primer plan, como consecuencia de una coyuntura muy favorable de la economía mundial y con elevados crecimientos del consumo eléctrico en España, se realizaron estimaciones de incremento de la demanda del orden del 10 % acumulativo anual. De los 20.200 MW previstos de nuevo equipo, el 40 % eran grupos nucleares, el 30 % hidráulicos –en su mayoría de bombeo–, el 23 % de fuel-oil y sólo el 7 % grupos de carbón nacional, en su mayoría a instalar en los primeros años del período. En la primera revisión del Plan aprobada en 1972, para el período 1974-1983, se siguió la misma tónica que en el primero, aunque se dio un mayor peso al equipo nuclear previsto.

En 1973, UNESA presentó a la Administración una propuesta de revisión del Plan Eléctrico Nacional que, una vez aprobada, se habría convertido en el tercer Plan. En esta propuesta se contemplaba ya un mayor desarrollo de los grupos de carbón en detrimento de los grupos de fuel-oil. Las centrales nucleares representaban el 60 % del desarrollo previsto.

En 1974, iniciada ya la crisis energética, el Gobierno español decidió establecer una planificación energética global, incluyendo a todos los sectores: eléctrico, carbón, petróleo y gas. La primera versión del Plan Energético Nacional (PEN) fue elaborada por el Ministerio de Industria, con la colaboración y el apoyo de las instituciones representativas de los diferentes sectores energéticos. Dos fueron las notas definitorias más características de este Plan: por un lado, supuso que la crisis era meramente coyuntural y no contemplaba, por tanto, la posibilidad de disminución del crecimiento económico; por otro lado, se tomaron medidas para obtener un balance energético más diversificado, reduciendo la participación del petróleo en éste, así como la dependencia de fuentes energéticas exteriores. Se preveía que, en diez años, el petróleo pasase de representar el 68 % del balance energético al 47 %, a través de un ambicioso plan de construcción de grupos nucleares, de tal forma que durante la vigencia del PEN habrían de entrar 23 GW en nuevos equipos nucleares.

Tras el restablecimiento de la democracia política en España, la planificación energética se elevó de rango y se instituyó el PEN como documento que, elaborado por el Gobierno, fuese aprobado por el Parlamento. Así éste aprobó en 1979 el PEN-78, ya bajo el signo de menores crecimientos energéticos, para el período 1978-1987. Este primer plan energético tenía por objetivo aprovechar al máximo los recursos autóctonos y fomentar los cambios estructurales hacia esquemas productivos menos consumidores de energía. A través de una política de fijación de precios reales y el establecimiento de políticas de ahorro de energía se preveía una reducción de la demanda energética del 10 % sobre la que se hubiera obtenido si al incremento previsto del PIB se hubiesen aplicado las tendencias históricas de elasticidad, renta y precio. Se consideraba necesario continuar con el programa nuclear construyendo durante el período de vigencia del PEN 9.400 MW adicionales, lo que supondría un total de 15.600 MW nucleares al final del período. Adicionalmente, con objeto de disminuir la dependencia del petróleo, se estableció el Programa Acelerado de Construcción de Centrales Térmicas de Carbón.

En 1983, con el Partido Socialista en el Gobierno, se inició una nueva revisión del PEN. Se consideró que el crecimiento eléctrico previsto en el Plan anterior era excesivo, por lo que se prolongaría en el futuro una situación ya existente de sobrecapacidad eléctrica que penalizaría, por el fuerte ritmo de inversión, la salud financiera del Sector Eléctrico. El Plan supone un incremento de la demanda del 3,3 % para un crecimiento del PIB del mismo orden; decide la moratoria de los proyectos de Valdecaballeros I y II, Lemoniz I y II y Trillo II, se crea una Sociedad Mixta para la explotación óptima del parque de generación eléctrica RED ELECTRICA y una empresa estatal ENRESA para la gestión de los residuos radiactivos y el futuro desmantelamiento de las centrales nucleares, una vez cumplida su vida útil.

EL CAMINO RECORRIDO

En los últimos treinta años, la demanda eléctrica se ha multiplicado por 10, pasando de los 11,3 TWh de 1957 a los 111,5 TWh de 1987. La producción pasó de 14,5 TWh a 133 TWh en el mismo período.

La estructura de la producción ha evolucionado desde una fundamentalmente hidráulica (70-80 % en los cincuenta) a otra más diversificada; así, en el año 1987 la distribución por fuentes fue:

Hidráulica	21 %
Fuel + Gas	7 %
Carbón	41 %
Nuclear	31 %

El año 1988, con un mejor régimen de lluvias y la entrada en servicio de dos nuevas centrales nucleares (Vandellós II y Trillo I), la distribución ha sido la siguiente:

Hidráulica	27 %
Fuel + Gas	1 %
Carbón	33 %
Nuclear	39 %

La potencia instalada se ha multiplicado por ocho en estos treinta años, pa-

sando de los 5.500 MW fundamentalmente hidráulicos de 1957 a los 42.000 de 1987, dominantemente térmicos y nucleares (64 %). En 1988 han entrado en servicio 2.500 MW, 2.000 de ellos nucleares y 400 hidráulicos. El esfuerzo inversor del Sector Eléctrico en esos treinta años ha sido considerable: desde los 7.000 MW que se pusieron en servicio en la década 1957-1967, se pasó a unos 15.000 MW en la década 67-77 y a otros 15.000 en la década 77-87.

PLANIFICACION ENERGETICA. EL FUTURO

La Administración está preparando estudios con vistas a la próxima revisión de PEN. El horizonte de dicha revisión será el año 2000 y, de acuerdo con un documento de la Administración de mayo de 1988, se utilizará un crecimiento de la demanda eléctrica del 3,3 %/año, con la posibilidad de que pueda alcanzar el 4 %. Dicho documento avanza algunos criterios para la revisión del PEN; entre ellos figuran los siguientes:

- Alargar la vida útil de las centrales convencionales y nucleares.
- Mejorar la disponibilidad de las centrales.
- Instalar hidráulicas para la cobertura de puntas.

En relación con la vida útil, debe considerarse que en la década de los noventa unos 10.000 MW de centrales térmicas habrán cumplido veinticinco años; alargar la vida de esos equipos permitirá, por tanto, retrasar importantes inversiones de sustitución.

El nuevo equipo hasta el año 2000 se cifra en 7.420 MW.

La contribución de los nuevos autoproductores se estima en torno a los 1.250 MW en el horizonte 1995 correspondiendo 850 MW a las energías renovables y los 400 MW restantes a la autogeneración.

Para la cobertura de la punta de demanda será preciso instalar 2.400 MW en centrales hidráulicas, además de las actualmente en construcción; de éstas, sería conveniente y posible construir 1.400 MW antes del año 2000.

Para la producción de la energía de base, las dos alternativas que se consideran son las centrales de carbón y la energía nuclear; de las primeras se prevé una nueva potencia de 1.900 MW correspondientes a grupos de carbón nacional, de los que 350 MW serán para cubrir bajas.

La nueva potencia que no sea hidroeléctrica, de carbón nacional o nuclear, habrá de ser aportada por nuevos grupos de carbón de importación que actúan como elemento de ajuste hasta alcanzar los 7.420 MW.

Extendiendo el horizonte de planificación hasta el año 2005, estudios del Sector Eléctrico indican la necesidad de otros 8.400 MW adicionales para la producción de energía de base y media punta. Ello sitúa en unos 11.000 MW la necesidad de nuevos equipos de carbón importado o nucleares (o una combinación de ambos) a instalar en la década 1995-2005.

Un nuevo elemento aparece en el horizonte como consecuencia de la "Directiva del Consejo de 24 noviembre 1988 sobre limitación de emisiones a la atmósfera de determinados agentes contaminantes procedentes de grandes instalaciones de combustión (88/609/CEE)". Según ésta, será necesario limitar las emisiones de SO_2 y NO_x, tanto en los nuevos grupos como en el parque existente. Ya actualmente se están llevando a cabo diversos trabajos para determinar cuáles son los métodos más adecuados para reducir las emisiones de los grupos que emplean carbones nacionales, así como sobre la determinación de las plantas ya existentes en que se han de instalar éstos.

UN NUEVO MARCO PLANIFICADOR. LA CEE

Los mayores problemas que surgen a la hora de planificar vienen dados por la dificultad de predecir cuándo cambia sustancialmente el entorno. Tal fue el caso de la falta de previsión de la crisis del petróleo y, posteriormente, el supuesto de que ésta iba a afectar al crecimiento económico de forma meramente coyuntural.

Ahora nos encontramos ante un profundo cambio de marco planificador, la integración española en las Comunidades Europeas y la aprobación del Acta Unica Europea. El Sector Eléctrico español no es ajeno a esto y, por tanto, no parece conveniente seguir empleando métodos aplicables a un sistema aislado donde las decisiones se tomaban exclusivamente a nivel nacional.

Con objeto de describir brevemente el marco europeo, vamos a dividir este apartado en dos partes: la primera, donde se van a describir los objetivos energéticos comunitarios para 1995, y la segunda, donde se tratará el mercado único europeo.

LOS OBJETIVOS ENERGETICOS COMUNITARIOS PARA 1995

En el documento de la Comisión de las Comunidades Europeas "Los principales resultados del examen de las políticas energéticas de los Estados miembros realizado por la Comisión. Los objetivos energéticos de la Comunidad para 1995". COM(88) 174, de mayo de 1988, se señalaban como objetivos energéticos para el conjunto de la comunidad, en el horizonte 1995, los siguientes:

- La eficiencia de la energía final debería mejorarse en, al menos, un 20 %.
- El consumo de petróleo debería limitarse alrededor del 40 % del consumo energético y el saldo de las importaciones mantenerse por debajo de un tercio del consumo energético total de la Comunidad.
- Mantener la participación de gas natural en el balance energético sobre la base de una política dirigida a asegurar suministros estables y diversificados.
- Aumentar la proporción de combustibles sólidos en el consumo energético. Realizar esfuerzos para fomentar el consumo de combustibles sólidos y mejorar la competitividad de la capacidad productiva de la Comunidad.
- La proporción de electricidad generada con hidrocarburos debería reducirse a menos del 15 %.
- La contribución de las energías renovables debería aumentar sustancialmente a fin de que éstas contribuyeran de forma significativa al balance energético.

Con relación a los objetivos expresados anteriormente, es necesario hacer dos precisiones: la primera es que estos objetivos son orientativos, y aunque han de tenerse en cuenta por los Estados miembros a la hora de planificar, no son vinculantes; la segunda es que no se señala cuál ha de ser la aportación de cada Estado a la consecución de estos objetivos globales. Existe, no obstante, un capítulo dedicado a cada país, donde, en relación con el sector eléctrico español, se indica que "se podría producir un déficit de potencia a partir de 1995. Dado el tiempo necesario para la puesta en marcha de nuevas instalaciones, se tendrían que tomar decisiones al respecto a la mayor brevedad posible, especialmente en relación a la moratoria nuclear".

EL MERCADO UNICO EUROPEO

Como consecuencia de la aprobación del Acta Unica Europea en diciembre de 1985, y de los medios proporcionados a la Comunidad por el Consejo de Ministros, la consecución del gran mercado europeo para finales de 1992 se ha convertido en el gran objetivo comunitario. Basándose en los objetivos energéticos de la Comunidad, aprobados por el Consejo en 1986, cuya meta es buscar una integración más adecuada del mercado interior de la energía, la Comisión trata de lograr la consecución de una mayor integración habiendo obtenido el apoyo del Consejo a "la

voluntad de la Comisión en primer lugar de elaborar, ayudada por las partes interesadas, un inventario con los obstáculos existentes y seguidamente presentar al Consejo con la suficiente antelación las propuestas adecuadas para ir eliminando estos obstáculos antes de finales de 1992". En mayo de 1988 concluyó la Comisión una lista de obstáculos que presentó al Consejo.

Se puede señalar, por tanto, que con objeto de lograr mayores niveles de eficacia económica y competitividad industrial frente a terceros, existe la voluntad de los órganos comunitarios de llevar a cabo un mercado único de la energía eléctrica, aunque, eso sí, se reconoce la gran cantidad de obstáculos existentes y que será preciso ir superando para lograr dicho mercado.

Antes de entrar en más detalle sobre cuáles pueden ser los obstáculos desde nuestro punto de vista, se hace necesario precisar que el término "mayor integración" o "mercado único" puede tener diversas acepciones. Estas van desde el mantenimiento del estado actual –con un incremento, quizá, de los intercambios transnacionales– hasta la instauración del "common carrier", entendiendo por este último término aquella situación en que se permite la libre contratación entre generadores y abonados en todo el ámbito comunitario, pagándose un canon por el uso de las líneas de transporte y distribución.

A continuación se exponen algunos de los problemas que, a nuestro juicio, entorpecen en mayor medida una mayor integración del mercado eléctrico a partir de 1992.

Problemas derivados de las distintas políticas energéticas de los doce

Es un hecho que, en todos los países de la Comunidad, el sector eléctrico, al ser un servicio público, se encuentra altamente intervenido y, por ende, sus objetivos se encuentran supeditados a los de carácter económico y social. Esto hace que las estructuras productivas sean muy distintas y que existan diferencias notorias en aspectos tales como: el nivel de aceptación de la energía nuclear, la duración de los procedimientos legales y de licenciamiento, la posibilidad de emplear carbón importado barato, el empleo de fuel-oil aprovechando las coyunturas de precios favorables, las políticas de utilización de los recursos autóctonos, las condiciones de financiación, los impuestos y cargas, etc.

Política tarifaria

Los ingresos totales han de cubrir todos los costes en que se incurre para el suministro y, aunque en principio dichos costes dependen de la eficiencia de los sectores en los diversos países, también dependen de todas aquellas actuaciones de política energética que afectan a los mismos. Si, por otro lado, se analiza la estructura de las tarifas, se aprecia que existen distintos métodos para el cálculo de éstas y que, en cualquier caso, se introduce un elevado grado de subjetividad a la hora de repercutir la tarifa sobre los distintos grupos de consumidores.

Problemas derivados de la capacidad negociadora

Una situación de "common carrier" como la anteriormente descrita, donde existiera libertad de contratación entre productores y consumidores, podría suponer, en principio, la existencia de dos grupos de consumidores: los grandes con gran capacidad de negociación y los pequeños que tendrían que aceptar las condiciones de los suministradores. Esto puede dar lugar a que los costes no se repercutieran tan sólo en función de los realmente soportados, sino también en función de la capacidad negociadora de los distintos grupos.

Problemas técnicos

El suministro eléctrico presenta una serie de características técnicas propias que le diferencian del resto de las actividades. Brevemente, y sin ánimo de ser exhaustivos, se pueden citar: la imposibilidad de almacenamiento; el hecho de que la energía producida por los generadores sea vertida a la red de transporte y tomada por los consumidores sin que se pueda precisar el origen de la energía; que el transporte de la energía se realiza cumpliendo unas leyes físicas sin que se pueda escoger el camino a seguir, no siendo la capacidad de la red de transporte un valor absoluto. Todo esto llevaría a que la instauración de un sistema de "common carrier" supusiera un incremento de los problemas, tales como que: el aumento de la distancia entre la generación y el consumo daría lugar a un incremento de las pérdidas no cuantificable, a mayores problemas de inestabilidad en la red y a un empeoramiento de las condiciones de explotación de ésta; el cambio de la distribución geográfica de la generación daría lugar a que el flujo de energía en las líneas de transporte fuera diferente y, por tanto, que en determinadas zonas se produjera una insuficiencia de las líneas; el hecho de que dejaran de existir condiciones homogéneas de suministro para los abonados de una misma zona supondría incrementar notoriamente los problemas de explotación.

Falta de transparencia de precios y costes

Es difícil intentar un mercado abierto aduciendo razones de competitividad si no existe transparencia de precios y de costes en todos los Estados miembros que permita delimitar qué conceptos se incluyen en la formación de ambos. Los precios de la electricidad poseen ya un alto grado de transparencia con la excepción de los suministros a algunos grandes abonados, que si bien no son numerosos sí representan un notable porcentaje del consumo. Los precios de transferencia entre sistemas no son transparentes y, por ende, es difícil valorar el efecto real o potencial de los intercambios sobre los precios al consumidor. No existe tampoco igual grado de transparencia en el precio pagado por los generadores a los suministradores y, en consecuencia, no se puede analizar las causas de esas diferencias. No son transparentes los costes de producción de las distintas unidades en los diferentes Estados miembros a pesar de que esto sería fundamental al analizar las posibilidades de trasvase de electricidad.

Problemas derivados de la apertura de los mercados de distribución

Siendo el suministro eléctrico un servicio público, la apertura de los mercados de distribución significaría que los abonados podrían contratar con cualquier generador recayendo la obligatoriedad del suministro en el distribuidor de su área. Este debería mantener la capacidad de suministro sin recibir contraprestación alguna, salvo que realizase una facturación adicional por el coste de la garantía del servicio, situación similar a la actual desde el punto de vista de los costes aunque, simultáneamente, incrementando los problemas de explotación.

Problemas de la planificación

En la actualidad, las decisiones sobre el nuevo equipamiento se toman, bien por las Autoridades responsables de cada Estado miembro, bien a través de un acuerdo entre las distintas sociedades productoras. El hecho de que se permitiese una competitividad total significaría:

Desde el punto de vista de la demanda: Sería más difícil predecir el incremento de la demanda de cada subsistema, ya que los abonados no estarían tan estrechamente vinculados al distribuidor de su zona, sobre todo los grandes abonados.

Desde la perspectiva de la generación: Al tener que tomar decisiones en un ambiente de opacidad, sin coordinación entre las distintas empresas del ámbito comunitario, y considerando los largos plazos de construcción de los equipos, se podrían producir desajustes entre la oferta y la demanda. Estos desajustes en caso de sobrecapacidad llevarían a una situación financiera delicada a las empresas, que éstas tendrían que afrontar individualmente, y en

caso de falta de potencia se podría frenar el crecimiento general de la economía.

Desde el punto de vista de la toma de decisiones: Al no ser los distintos Estados los que de una forma más o menos directa determinen la evolución del sistema eléctrico, ya que existirá competencia entre las sociedades generadoras de los distintos países, éstas, o minimizan sus costes desde el punto de vista estrictamente económico, o deberán ser compensadas por los sobrecostes en que incurrirán por no poder tomar decisiones basándose tan sólo en criterios de rentabilidad. Por tanto, parece lógico suponer que los escenarios a considerar en la planificación se desplazarían bien a la toma de decisiones por parte de las Autoridades Comunitarias o a una mayor libertad de las empresas generadoras a la hora de tomar sus decisiones.

Desde el punto de vista de la incertidumbre: El grado de incertidumbre aumenta; la demanda ya no se circunscribe a un territorio, las consecuencias derivadas de las decisiones de equipamiento han de afrontarlas las empresas en un ambiente de aislamiento y existe una alta competencia por los mercados. Esto incidirá en una tendencia a evitar las decisiones de largo período de retorno en la forma en que prestamistas y accionistas contemplan estas empresas y, en consecuencia, en los costes de capital.

Problemas derivados del horizonte de integración

No parece posible que 1992 sea un horizonte factible, ya que las instalaciones generadoras tienen una vida útil que en ningún caso es inferior a los veinticinco-treinta años y, por tanto, serían imposibles modificaciones sustanciales que no tuvieran en cuenta este hecho.

En este contexto, lo único que se puede afirmar es que existe un objetivo claro, una mayor integración de los sectores eléctricos de los países comunitarios, pero que existe un gran número de problemas que se oponen a esta integración. Algunos, tal es el caso de los problemas técnicos o los derivados de la apertura de las áreas de distribución, permiten pensar, en una primera aproximación, en algunas de las características de este futuro mercado, por ejemplo, áreas de distribución cerradas. Otros se resolverán según se vaya conformando el gran mercado europeo, tal es el caso de la armonización fiscal o la igualdad de acceso a los mercados financieros. El resto se resolverán después de un largo proceso de análisis y negociación por parte de la Administración Comunitaria, de los distintos Estados y del resto de las partes implicadas.

De cualquier forma, no se puede pensar en este proceso integrador como un proceso lineal, con una secuencia estado actual-decisión-estado final, sino que, según se vayan tomando las distintas decisiones, las empresas eléctricas reaccionarán tratando de anticipar el futuro, por ejemplo, modificando su estructura, formando acuerdos de suministro a largo plazo, reagrupándose, etc. y, por ende, se modificará el entorno en el cual se ha de tomar la siguiente decisión e, incluso, podría darse el caso en que se tuviera que redefinir el objetivo.

Por ello, debe pensarse en una estrategia conjunta Administración española-Sector Eléctrico-consumidores tendente a que, por un lado, se reconozca el esfuerzo español para la consecución de los objetivos globales de la Comunidad, esfuerzo que implica un sobrecoste y, por otro, a racionalizar el Sector Eléctrico español, eliminando sus rigideces y adecuándolo a un mercado con un grado creciente de libertad de funcionamiento, pues sólo aquellos países que hayan dado pasos significativos hacia un funcionamiento en un mercado de mayor libertad podrán afrontar el cambio sin traumas.

Viene de la pág. 42

SISTEMAS AVANZADOS DE CONTROL E INSTRUMENTACION

En el diseño de la ABWR se han combinado la tecnología digital y la transmisión de señales por fibra óptica multiplexada, para integrar el control y la adquisición de datos, tanto para el reactor como para la planta de turbinas. Para los sistemas de agua de alimentación, recirculación y control de presión, se utiliza un control digital que tolera faltas triplicadas. En los sistemas de control de barras e información se utiliza un diseño redundante doble para los movimientos normales de barra.

Estos sistemas llevan autoverificación automática y calibrado incorporado, así como ensayo de disparo para mejorar su fiabilidad. Se ha utilizado supervisión y control digital a base de microprocesador para la mayoría de las NSSS principales, así como para el resto de las funciones de supervisión y control de la central.

Las ventajas del sistema de supervisión y control digital incluyen la autoverificación, el calibrado automático, unos paneles frontales interactivos con el usuario, total compatibilidad multiplex del sistema, normalización de la interfaz hombre-máquina y, siempre que fuera posible, la utilización de tarjetas de circuito comunes. Las operaciones de arranque y parada de la central, la operación TIP (traslación de sonda en el núcleo) y los ajustes de ganancia de la instrumentación nuclear, se han automatizado para reducir el error del operador y reducir el tiempo de arranque de la central.

La utilización de un sistema de datos multiplexado por fibra óptica en el ABWR es otro elemento nuevo que aprovecha una tecnología avanzada. La utilización del multiplexado con fibra óptica reduce la cantidad de tendido de cables y cableados durante la construcción. Esto reduce también el coste general del sector de control e instrumentación.

El multiplexado proporciona fácilmente un elevado grado de redundancia en el sistema de control y mejora también sus posibilidades de mantenimiento. El ABWR combina el sistema de comunicación multiplexado con inteligencia para efectuar funciones lógicas y de control para lograr la interfaz entre sistemas, utilizando para ello supervisión y control digital en el sistema de multiplexado. Este sistema de multiplexado se ha aplicado a la protección de la central y a los sistemas técnicos de salvaguarda, así como al suministro de vapor nuclear y al resto de los sistemas de control de la central.

MEJORAS EN EL SISTEMA DE RESIDUOS RADIACTIVOS

Las instalaciones para residuos radiactivos líquidos y sólidos han cambiado de forma significativa en comparación con los diseños anteriores. La utilización de drenajes de calentador bombeados hacia arriba, de filtros de fibra hueca y de desmineralizadores de lecho profundo sin regeneración de resinas para el tratamiento del condensado, permiten obtener una reducción en el efluente de residuo radiactivo líquido. En el sistema de residuos radiactivos propiamente dicho, los tanques de sedimentación se han sustituido por filtros de fibra hueca, y ya no se efectúa la evaporación del residuo de regeneración de la resina. Los residuos sólidos se tratan bien por plastificación o compactación. Las resinas gastadas y los demás tipos de material residual quemable se incineran. El impacto de estas mejoras asegura que el volumen total de residuos radiactivos de la central será inferior a 100 bidones por año.