

# Función posible de la energía nucleoelectrica en los países en desarrollo

por G. Woite

Respondiendo a las recomendaciones de la Conferencia de Ginebra en 1971, y en cumplimiento de una resolución de la Conferencia General del OIEA para intensificar las actividades de asistencia a los países en desarrollo en la elaboración de sus programas de energía nucleoelectrica, el Organismo ha llevado a cabo una serie de estudios generales y de estudios particulares de países en cooperación con los Estados Miembros. A fin de evaluar el orden de magnitud del potencial económico de la energía nucleoelectrica en los países en desarrollo, el Organismo realizó un estudio del mercado en 14 países seleccionados. Este estudio se terminó en 1973 y se ha resumido en el Boletín del OIEA, Volumen 15, Nº 5<sup>(1)</sup>.

Cuando, a finales de 1973, se cuadruplicaron los precios del petróleo, se vio claramente que corresponderá a la energía nucleoelectrica un papel primordial en la tarea de satisfacer

una parte creciente de la demanda de energía eléctrica en muchos países en desarrollo en los próximos decenios, tanto por razones económicas como de diversificación, y para asegurar el suministro energético.

A fin de ampliar el ámbito del estudio del mercado y de dar cabida en el mismo a los efectos de las variaciones habidas en los aspectos económicos de la energía de origen nuclear y de la derivada de combustibles fósiles, el estudio se actualizó en 1974, y se extendió a todos los países que reunían los requisitos necesarios para recibir asistencia técnica del Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo<sup>(2)</sup>.

Paralelamente a esta labor, necesariamente teórica, se llevaron a cabo una serie de estudios en profundidad para contribuir a las actividades de planificación de la energía nucleoelectrica de los Estados Miembros<sup>(3,4)</sup>. A continuación se resumen la metodología y los resultados de estos estudios.

## METODOLOGIA GENERAL Y PARAMETROS ECONOMICOS

Desde un punto de vista teórico, lo ideal para juzgar el posible papel de la energía nucleoelectrica como medio de satisfacer las necesidades de electricidad de los países considerados sería comparar todos los beneficios y costes de los diversos modelos de desarrollo. El plan de expansión de la producción eléctrica que brinde los máximos beneficios totales netos para la economía nacional debería considerarse como el modelo óptimo de expansión.

Puesto que este enfoque ideal sería prácticamente imposible de alcanzar por falta de tiempo, personal, y datos, se prefirió adoptar los costes, en vez de los beneficios netos, como patrón de referencia. Esto significa que las previsiones sobre la demanda de energía eléctrica se evaluaron con independencia de la estrategia de suministro elegida, y que se supuso que los distintos programas de expansión de la energía eléctrica, para un nivel mínimo y bien definido de seguridad de las redes, podrían ofrecer los mismos beneficios globales a los consumidores. El programa de expansión al menor coste rendiría, por consiguiente, los máximos beneficios netos. Se dejaron de lado los efectos indirectos tales como, por ejemplo, los diferentes niveles de empleo derivados de los distintos programas eléctricos sustitutivos y sus repercusiones sobre las futuras economías e inversiones.

En el caso de proyectos hidráulicos con finalidades múltiples, lo correcto sería tomar en cuenta solamente la parte de los costes atribuible a la producción eléctrica, a efectos de comparación económica con las otras soluciones posibles. Pero la descomposición de costes que esto requiere existe solamente en casos excepcionales. Por lo tanto, los planes de expansión hidroeléctrica existentes se consideraron firmes para la mayor parte de los países, es decir, se supuso que estas centrales hidroeléctricas se construirían incluso en el caso de que, desde el punto de vista económico, se prefiriesen otras modalidades de generación de electricidad. Cuando no existían planes de desarrollo de la energía hidroeléctrica, se adoptó la hipótesis de que, hacia el año 2000, estaría en explotación del 40 al 60% del total del potencial hidroeléctrico del país.

Para evaluar el valor actual de los costes totales del sistema de generación de electricidad a lo largo de un período apropiado de planificación, se simuló la explotación de todas las centrales eléctricas existentes y futuras de cada país mediante el programa de computadora WASP<sup>(6)</sup> para los estudios de planificación de energía nucleoelectrica.

Para el estudio ampliado del mercado se adoptó un método que exigía menos tiempo. De los aumentos de la capacidad total requeridos anualmente se dedujeron las centrales hidroeléctricas, programadas, las centrales clásicas alimentadas con combustible nacional y otras centrales para horas punta, tales como las de turbinas de gas. Por lo demás, se adoptó una estrategia de expansión con costes mínimos, comparando el valor actual de las inversiones de capital y de los gastos de explotación durante la vida útil de las centrales nucleares y de las centrales alimentadas por petróleo, que son las principales competidoras, en función de los factores medios de capacidad previstos durante la vida útil. A continuación se examinan los parámetros económicos fundamentales tanto para los análisis generales como para los análisis particulares por países.

## PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES

Como consecuencia de las medidas adoptadas en el último trimestre de 1973 por los países de la OPEP, el coste típico, impuestos comprendidos, del crudo (sin incluir los beneficios de las compañías) en la zona productora principal del mundo subió, como mínimo, a 7 dólares por barril\*. Después, los acuerdos de participación impuestos por los países productores han hecho que el precio suba a más de 10 dólares por barril en el Golfo. Sin embargo, de cara al futuro, a largo plazo (de 1980 en adelante), parecería realista suponer que el precio de 7 dólares por barril, con los reajustes debidos a la inflación, tiene más probabilidades de prevalecer que el actual y excesivo promedio de 10 dólares, por dos razones:

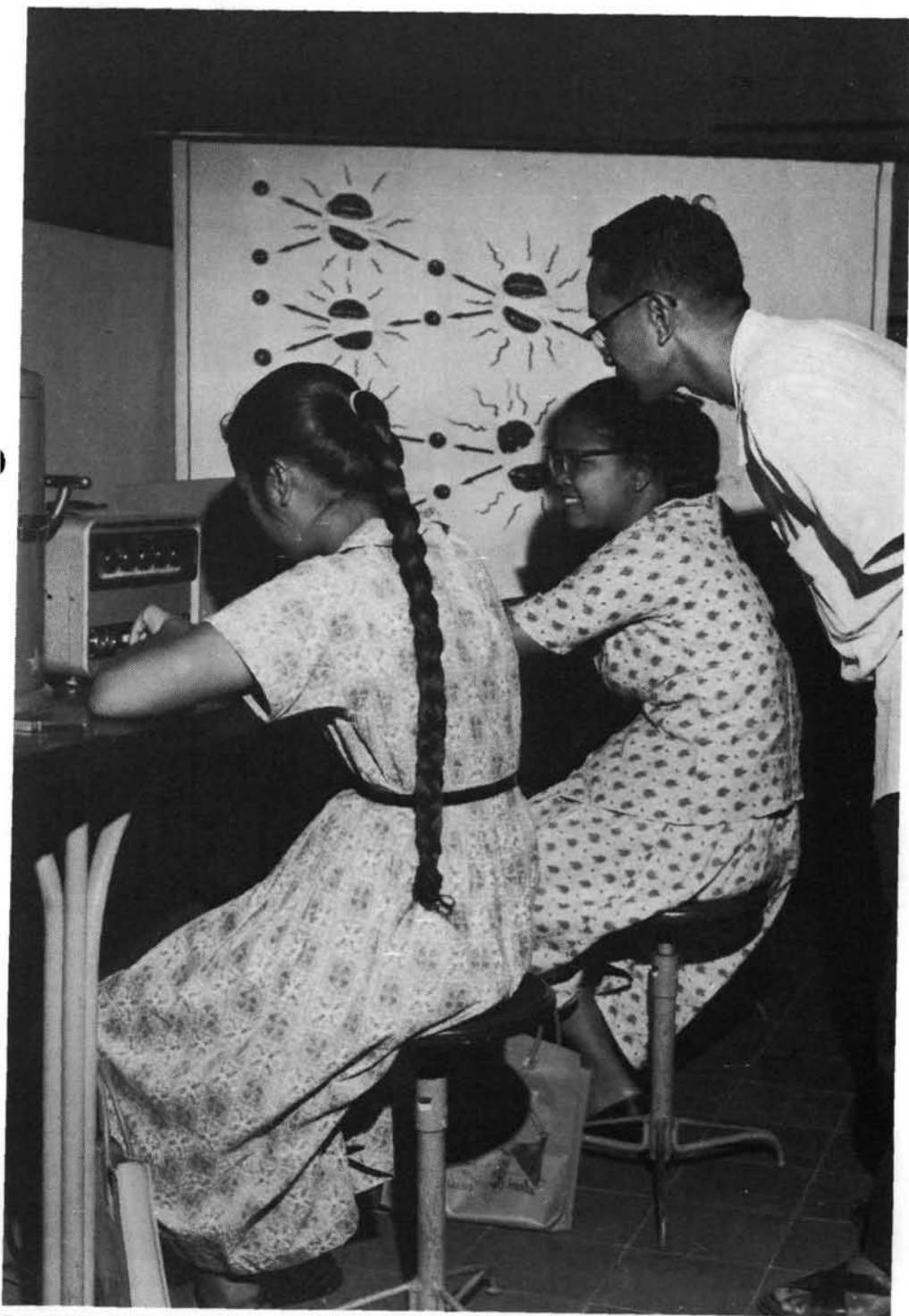
- a) La demanda de petróleo no ha tenido tiempo para adaptarse a las repetidas subidas de precios;
- b) El coste del petróleo que podría producirse a partir de esquistos, arenas bituminosas o carbón se estima que sería del orden de 7 dólares por barril.

Por consiguiente, se ha adoptado esta última cifra como precio de referencia del petróleo.

En general, los precios de los demás combustibles fósiles solían ser antes resultado de sus respectivos costes de producción y distribución. Sin embargo, como consecuencia del rápido aumento de los precios del petróleo a finales de 1973, se ha adquirido cada vez más conciencia de las limitaciones regionales de los recursos energéticos y de su valor como materias primas. Aunque no pudo tratarse este problema en profundidad dentro del estudio ampliado del mercado, esto se hizo en el marco de los estudios particulares por países cuando así procedía, a fin de atribuir a los recursos energéticos fósiles valores que, según se prevé, reflejarán la situación de la oferta y la demanda del país a largo plazo.

---

\* Todos los precios y costes se expresan en dólares de los Estados Unidos, valor de enero de 1974



Estudiantes indonesios que aprenden física atómica en la Universidad Gadjah Mada de Yakarta como preparativo para la expansión del programa nuclear de su país.



Vista de la GKT (Gemeinschaftskernkraftwerk Tullnerfeld), central nuclear situada cerca de Zwentendorf (Austria). El reactor, de agua hirviente, es de 700 MW(e). Las compañías constructoras son KWU (República Federal de Alemania) y Siemens/Austria, y la entrada en funcionamiento está prevista para 1976.

## COSTES

Las compañías eléctricas de los Estados Unidos y otros países, contratan actualmente a unos 20 dólares la libra de  $U_3O_8$ \* (sin reajustes por inflación) el uranio que se suministrará a mediados o a finales de los años ochenta. Durante el mismo período, el coste de una unidad de trabajo de separación probablemente será del orden, como mínimo, de 50 dólares/kilo UTS, según los expertos en la materia. Los restantes componentes del ciclo del combustible nuclear (fabricación, recuperación, etc.) se incrementaron en un 10% con respecto a los valores indicados en el estudio del mercado, para tener en cuenta las subidas registradas desde 1973.

Los gastos de instalación de las centrales de combustibles fósiles y de las centrales nucleares se calcularon basándose en la experiencia reciente de los países industrializados en esta materia. El cálculo se realizó empleando una versión actualizada del programa de computadora ORCOST (7), que abarca las eventuales disminuciones o aumentos de los gastos por cuasa de la escala de sueldos locales y de los precios de los materiales locales de construcción, supervisión extranjera, servicios de ingeniería y gestión, etc. Los gastos de instalación así calculados se refieren a centrales de dos unidades en emplazamientos ideales. Se adoptó la hipótesis de que los posibles aumentos de gastos, por dificultades propias del emplazamiento afectarían, tanto a las centrales nucleares como a las tradicionales.

## TASA DE REAJUSTE Y VALOR ACTUALIZADO

Los gastos reajustados futuros pueden reducirse a un valor actualizado en la fecha de referencia (corrientemente la de comienzo del período de planificación) utilizando la siguiente fórmula

$$C = \sum C_i \frac{(1 + e)t_i}{(1 + r_n)t_i}$$

en la que

$C$ = valor actualizado de los costes totales	$r_n$ = tipo de descuento nominal (unitario)
$C_i$ = elemento de coste en moneda de valor constante	$t_i$ = intervalo de tiempo (años) desde la fecha de referencia del valor actualizado hasta la fecha en que se efectúa el pago correspondiente al elemento de coste $C_i$
$e$ = tasa de reajuste (unitaria)	

Por definición, el tipo real de descuento  $r$  es

$$r = \frac{1 + r_n}{1 + e} - 1$$

fórmula que puede transcribirse de la siguiente manera:

$$C = \sum C_i (1 + r)^{-t_i}$$

Los gastos de inversión y los gastos de explotación de los sistemas generadores de electricidad se calcularon de acuerdo con esta última fórmula, en la cual el reajuste de precios se hace de manera implícita. El tipo real de descuento del 8% anual se consideró razonablemente elevado, habida cuenta de la escasez de capitales que en general existe en los países en desarrollo, y de la gran rentabilidad de otros proyectos de inversión, que también tratan de atraerse los limitados recursos financieros.

\* Valor de enero de 1974.

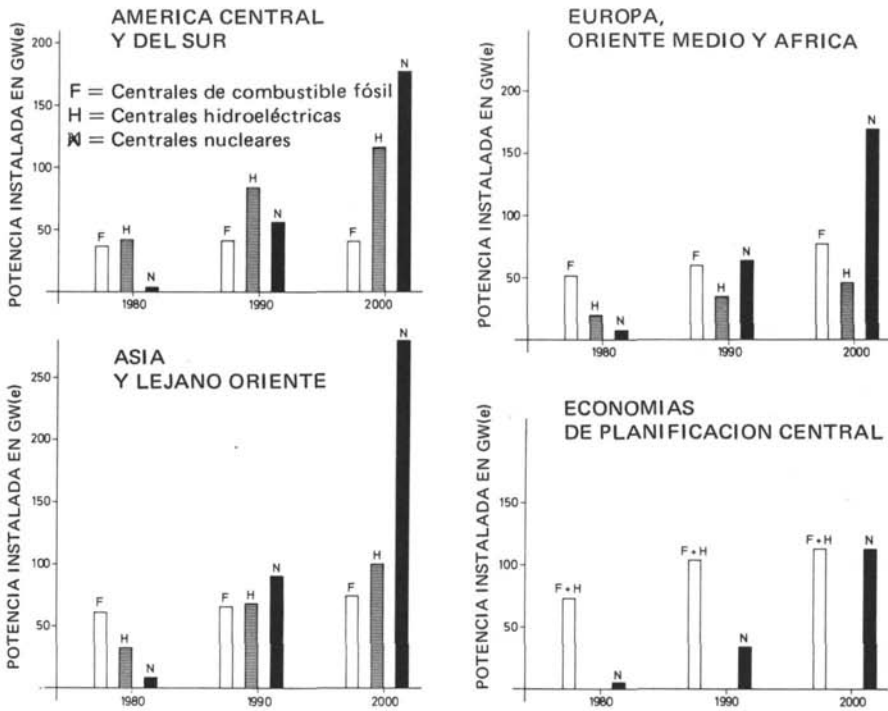


Fig. 1. Potencia de origen clásico y nuclear

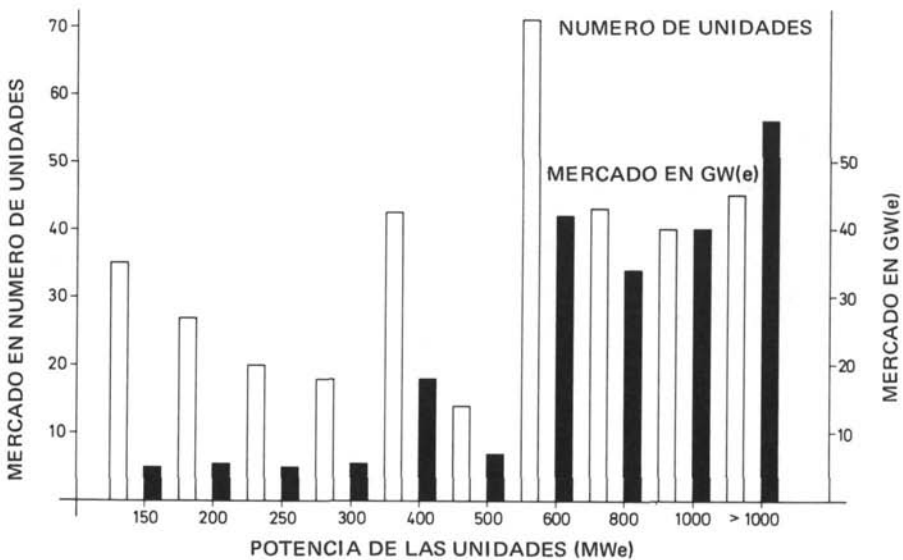


Fig. 2. Mercado de centrales nucleares por potencias de las unidades.

Como se ha indicado en el marco del programa del Organismo para promover la realización de reactores de pequeña y mediana potencia de tipo bien experimentado en el intervalo de 100 a 500 MW(e), la acción concertada de varios compradores eventuales, que se interesen por unas seis o diez unidades iguales en lo esencial, podría contribuir a que aumentase el número de modelos disponibles y reduciría probablemente los gastos de inversión.

Los representantes de los Estados Miembros interesados en la posibilidad de una acción concertada por parte de los compradores podrán examinar este asunto durante la Conferencia General. Para tal fin se habilitará el despacho 202 del Centro de Conferencias de la Hofburg, en la tarde del miércoles 24 de septiembre, a partir de las 14.30. Los interesados en la reunión podrán obtener más detalles de la Secretaría.

## RESULTADOS DEL ESTUDIO AMPLIADO DEL MERCADO

En la **Figura 1** se resumen por regiones los resultados del estudio del mercado realizado en 1974, indicándose los mercados potenciales estimados para las centrales de combustibles fósiles, hidroeléctricas y nucleares en los años 1980, 1990 y 2000.

Para el total de los países en desarrollo, se prevé que el mercado nuclear será aproximadamente de 25 GW(e)\* en 1980, 240 GW(e) en 1990, y 740 GW(e) en el año 2000. Estas potencias nucleares representarían el 7% de la potencia total instalada en 1980, el 35% en 1990 y el 57% al final del siglo.

La **Figura 2** indica la distribución del mercado según la potencia de las unidades. Muestra el crecimiento de la potencia nuclear desde 1981 hasta 1990. Este intervalo de tiempo se ha tomado como período de planificación, mientras que la potencia nuclear prevista para después de 1990 sólo debe considerarse como una indicación del orden de magnitud. Puede observarse que el 80% del mercado calculado se refiere a unidades de 600 MW(e) o más. El 20% restante representa todavía un mercado potencial de 45 GW(e), o de 150 unidades de menos de 600 MW(e).

Debe tenerse en cuenta que estos resultados indican la función potencial de la energía nucleoelectrica a juzgar exclusivamente por los factores económicos resumidos anteriormente. No se han tenido en cuenta los problemas prácticos de financiamiento, capacitación de personal, capacidad local de fabricación, aceptación por parte de la opinión pública, etc., que se prevé restringirán considerablemente las instalaciones nucleares. Además, aunque algunos fabricantes comienzan a ofrecer unidades por debajo de los 600 MW(e), este sector del mercado nuclear no ha tomado forma concreta hasta la fecha. Entretanto, algunos países con redes eléctricas pequeñas pudieran considerar ventajoso adquirir una unidad de 600 MW(e) y aceptar una probabilidad mayor de pérdida de carga del sistema en caso de parada imprevista, o bien hacerla funcionar a ritmo reducido hasta que la ampliación de la red permita integrar, en condiciones de fiabilidad, una unidad de este tamaño.

También pueden existir otras limitaciones prácticas al potencial nuclear teórico, debido a cuestiones de política nacional, al fomento de la explotación de recursos energéticos nacionales o al hecho de que la integración de una unidad de gran potencia exigirá generalmente cuantiosas inversiones en las redes de distribución. Ciertamente, el efecto combinado de estas limitaciones será reducir en la práctica el potencial nuclear teóricamente económico, especialmente para las unidades de menos de 600 MW(e).

\* 1 GW(e) = 1000 MW(e).

## ESTUDIO DE PLANIFICACION DE LA ENERGIA NUCLEOELECTRICA

El primer paso fundamental para un estudio de planificación de la energía nucleoelectrónica es un amplio análisis de la economía nacional del país, del consumo de energía y de los recursos energéticos. Basándose en este análisis, se hacen pronósticos del crecimiento demográfico, del PNB, del consumo total de energía y de energía eléctrica para un periodo de planificación de 20 a 30 años, y se comparan con los pronósticos de las instituciones gubernamentales o de otra índole.

A continuación se compara el potencial energético nacional con la demanda acumulativa total de energía según uno o más pronósticos adoptados. De este modo se obtiene la cantidad de energía que ha de

importarse o disponible para la exportación y, sobre esta base, se pueden estimar los correspondientes precios a largo plazo de los recursos energéticos nacionales.

Esto, juntamente con las estimaciones relativas a los gastos de instalación de las centrales y a los precios a largo plazo en el mercado mundial del petróleo, uranio y ciclo del combustible nuclear, constituye la base para la optimización económica de la expansión del sistema de generación eléctrica. A finales de 1974 y a principios de 1975 el Organismo llevó a cabo estudios de planificación de la energía nucleoelectrónica para el Pakistán, Bangladesh e Indonesia, en cooperación con expertos de estos países.

### PAKISTAN

En lo que respecta a las reservas de combustibles fósiles, el Pakistán se halla en una situación difícil. Las reservas totales combinadas de carbón, petróleo y gas natural equivalen a unos 800 millones de TCE\*, es decir, menos de 12 TCE/hab. Esto es menos del 1% del promedio mundial. Del potencial hidroeléctrico teórico de unos 20 GW(e), los recursos hidráulicos susceptibles de explotación económica alcanzan unos 8 GW(e). Se encuentran principalmente en el norte del país.

Actualmente, el consumo total anual del Pakistán es de  $14 \times 10^6$  TCE (1974) o 0,2 TCE/hab, que es muy bajo en comparación con el promedio mundial de 1,9 TCE/hab. Según las previsiones actuales, crecerá hasta alrededor de 1 TCE/hab, o  $130 \times 10^6$  TCE en el año 2000. Los recursos totales del Pakistán en carbón, petróleo y gas, que representan  $800 \times 10^6$  TCE, resultan muy insuficientes frente a esta demanda de energía. En vista de tal escasez de combustibles nacionales y del exorbitante precio del petróleo importado, las fuentes más económicas para la producción futura de electricidad serían los recursos hidroeléctricos y nucleares.

Puesto que el aporte nacional a la construcción de las centrales hidroeléctricas puede ser mucho mayor que en caso de las demás centrales eléctricas, y dadas las ventajas de otros órdenes que brindan los embalses, se prestó la mayor atención posible al futuro desarrollo del potencial hidroeléctrico del Pakistán. Además de las 12 unidades de 175 MW(e) de Tarbela, que se supuso estarán terminadas en 1981 (es decir, antes de la fecha prevista en los planes actuales), se estimó que la central de Kalabagh, con 1125 MW(e), estará terminada en 1985. Se supuso que en 1990 y años posteriores se incorporarán a la red nuevas centrales hidroeléctricas, con lo que la potencia total instalada de este género será de unos 7,3 GW(e) en el año 2000. Esto significa que, al comenzar el próximo siglo, el 90% de las reservas hidroeléctricas económicamente explotables se aprovecharía para la producción de electricidad.

El programa de aumento de la potencia instalada preferible desde el punto de vista económico según los resultados de los estudios de optimización puede resumirse del modo

---

\* TCE = toneladas de carbón equivalente.



siguiente (véase la Fig. 3): Además de las ampliaciones hidroeléctricas previstas, han de incorporarse, en el período 1980-1981, tres unidades de 250 MW(e) alimentadas con carbón. Esta es la mayor potencia aceptable para esas fechas por razones de estabilidad de frecuencia. El estudio mostró que, a partir de 1982, todas las adiciones deberán ser de tipo nuclear, excepto las centrales hidroeléctricas y de turbina de gases ya previstas con carácter fijo.

Estas adiciones de tipo nuclear totalizarán 4,8 GW(e) [ $8 \times 600$  MW(e)] en 1982-1990 y 11 GW(e) en 1990-2000. Los fondos necesarios para financiar la instalación de estas centrales nucleares, inclusive sus primeros núcleos, se elevarían a  $2,9 \times 10^9$  \* dólares en 1982-1990, y a  $6,3 \times 10^9$  dólares en 1991-2000. El problema fundamental consistirá en encontrar nuevas fuentes de financiamiento para una inversión de esta magnitud.

## BANGLADESH

La renta anual per capita de Bangladesh se calcula que es sólo de 77 dólares de los Estados Unidos (en 1972-1973). Las graves inundaciones causadas por el río Bragmaputra, que separa las partes oriental y occidental del país, la baja productividad agrícola, la falta de medios de transporte y demás infraestructura técnica y el rápido crecimiento de la población son algunas de sus dificultades principales. Tanto el consumo total de energía (comercial), que es de 0,033 TCE/hab solamente, como el consumo de energía eléctrica, que es de 20 kWh/hab al año (1970), son muy bajos.

Los recursos energéticos del país en combustibles fósiles, evaluados en  $1,4 \times 10^9$  TCE, están constituidos por yacimientos de carbón situados en la zona occidental y por gas natural hallado en la zona oriental del país. Hasta la fecha no se ha producido carbón, ni se ha tomado decisión alguna sobre su futura producción. La producción de carbón exigiría técnicas mineras muy refinadas y costosas, inclusive la congelación. Tradicionalmente el precio del gas es bajo, en razón de sus costes de producción y distribución. De todas formas, en vista de la insuficiencia de las reservas frente a la demanda prevista en los próximos decenios, y teniendo en cuenta el valor del gas como medio para obtener alimentos (por ejemplo, produciendo fertilizantes que se necesitan con gran urgencia), se consideró que el precio mínimo a largo plazo sería de 4 dólares de los Estados Unidos por Gcal. Esto equivaldría a menos de la mitad del precio actual del petróleo, o a dos tercios del precio del petróleo estimado a largo plazo. Las centrales alimentadas por gas serían las principales competidoras de las centrales nucleares a este nivel de precios.

En vista de la gran incertidumbre acerca de la demanda futura de electricidad en Bangladesh, se han tomado en consideración, para el estudio, dos pronósticos distintos de la carga. El pronóstico de carga baja se ha elaborado por el método de Aoki<sup>(1)</sup>, y el de carga elevada es una extrapolación de una previsión efectuada por un equipo nacional de planificación.

La Fig. 4 muestra el programa óptimo, elaborado con computadora, de aumento de la potencia. Puede observarse que, si se adopta el pronóstico de carga baja, la incorporación de la primera central nuclear [200 MW(e)] se prevé para 1984, y la de la siguiente central nuclear [400 MW(e)], para 1990.

La figura muestra que, en 1995, según las hipótesis adoptadas para el estudio, será preferible desde el punto de vista económico que la proporción nuclear de la potencia total instalada sea del 40%. Si se adopta el pronóstico de carga elevada la primera unidad nuclear se prevé ya para 1982, y la proporción nuclear de la potencia total instalada asciende al 47% en 1995.

---

\* En dólares de los Estados Unidos, valor de enero de 1974.

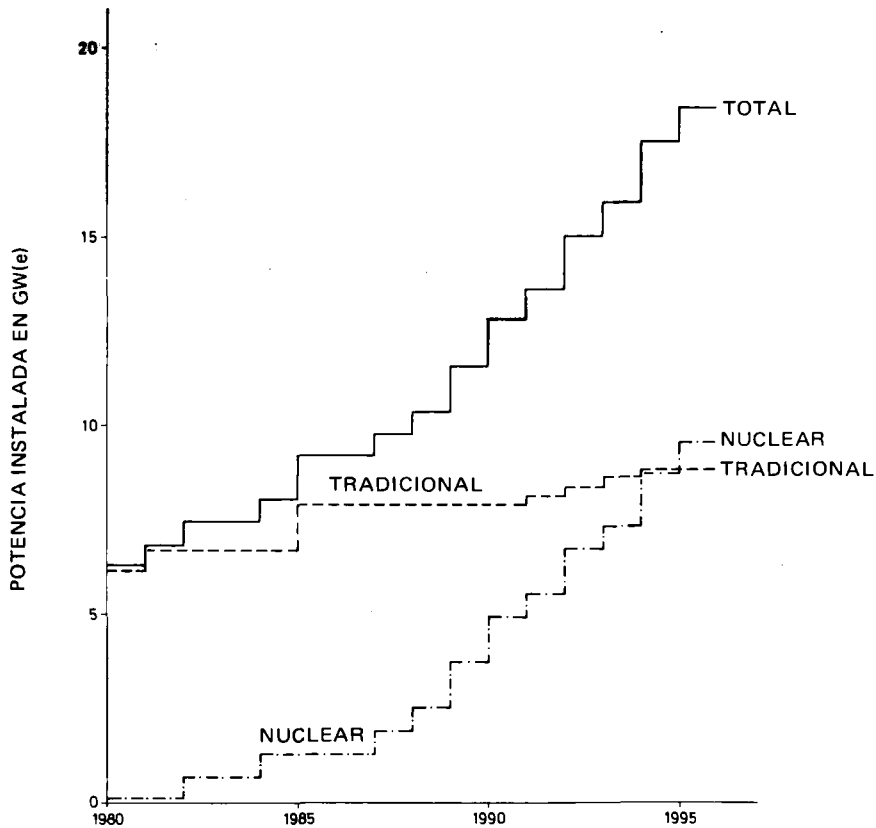


Fig. 3. Programa óptimo de expansión de la red eléctrica del Pakistán.

La viabilidad de estos modelos de expansión depende de una serie de condiciones. Aparte de las dificultades señaladas anteriormente, sería necesario interconectar las redes de las zonas oriental y occidental del país para poder incorporar centrales de las potencias indicadas. Esta interconexión exigiría una inversión importante, ya que habría de atravesar el río Bramaputra. En vista de las cuantiosas inversiones que son imprescindibles en las primeras etapas de ejecución, el financiamiento supondrá un problema grave.

## INDONESIA

Indonesia se compone de unas 3000 islas e islotes, de las cuales Java es la más importante en cuanto a población, economía y consumo de energía. El estudio de planificación de la energía nucleoelectrica se centró en esta isla, donde se concentra el 80% de la demanda de electricidad. Al contrario del Pakistán y Bangladesh, en Indonesia se han hallado yacimientos considerables de carbón y petróleo. De su producción anual de petróleo, que asciende a  $70 \times 10^6$  toneladas (1973), Indonesia exporta más de  $60 \times 10^6$  toneladas (1973). La producción de carbón ha venido disminuyendo regularmente desde que se dispone de

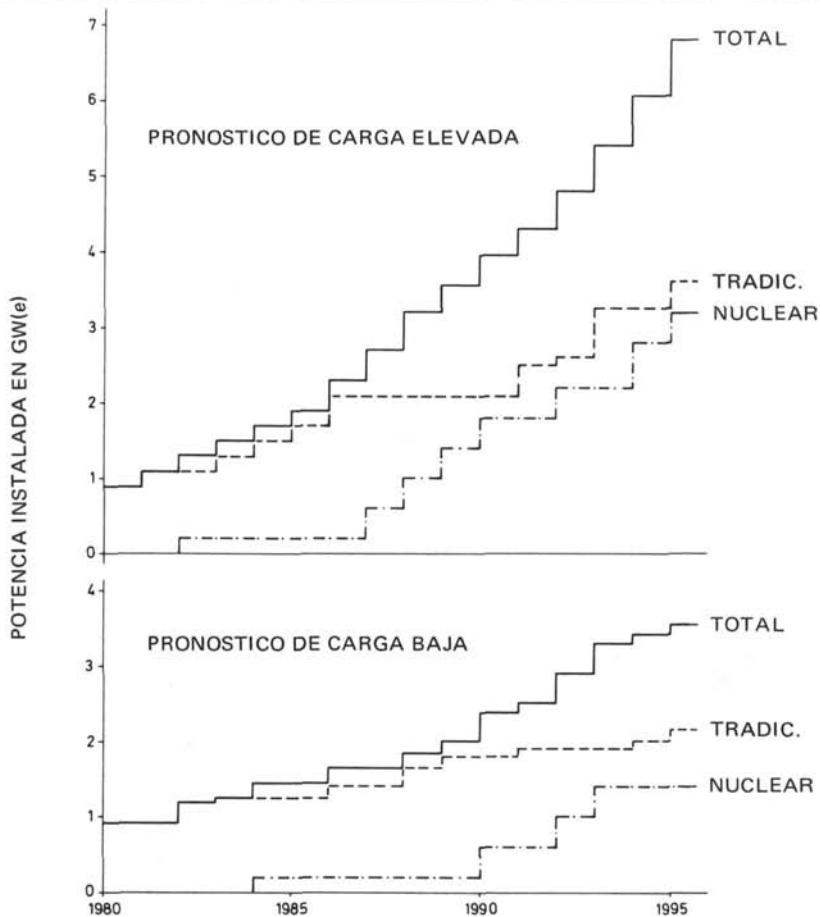


Fig. 4. Programas óptimos de expansión de la red eléctrica de Bangladesh.

petróleo abundante y barato. Sin embargo, después de haberse cuadruplicado el precio del petróleo, los dirigentes del país están examinando la posibilidad de incrementar la producción de carbón. Se espera que los costes de producción de carbón sean muy inferiores al precio previsto a largo plazo para el petróleo por unidad de energía. El carbón y las reservas hidroeléctricas económicamente explotables de Java [2,5 GW(e)] serán los principales competidores de la energía nuclear.

A pesar del crecimiento acelerado de la producción eléctrica (19% anual en 1973) la situación actual de la oferta de electricidad dista mucho de responder a las necesidades reales de la población y de la industria de Java. En Java Occidental, se ha estimado que la demanda posible máxima es tres veces mayor que la potencia instalada. En estas condiciones de demanda restringida muchas empresas y complejos de viviendas generan su propia electricidad en vez de adquirirla de la PLN, la compañía eléctrica estatal. Evidentemente es imprescindible un fuerte aumento de la potencia eléctrica para terminar con la insuficiencia de la producción. Los planes actuales prevén tasas de crecimiento del 30% anual o incluso más hasta 1982, que bajarán después a niveles más moderados.

Sobre la base de estos planes y de la red eléctrica que existirá en 1977, se realizó un estudio de optimización para Java, referente al período 1978-1997, prestando la mayor atención posible a los proyectos hidroeléctricos y permitiendo que la computadora seleccionase el número, potencia, tipo y calendario de las unidades adicionales necesarias para satisfacer la demanda creciente. Aunque todavía no se han dado a conocer oficialmente los resultados del estudio, puede decirse que estaría económicamente justificada, antes de 1985, una primera unidad nuclear de aproximadamente 600 MW(e).

## OTRAS ACTIVIDADES DEL OIEA

El Organismo se propone ofrecer a sus Estados Miembros una orientación completa e imparcial en las diversas etapas de la planificación y ejecución de programas nucleoeeléctricos. En el estudio del mercado se ha evaluado la necesidad de la energía nucleoeeléctrica en general. A petición de cualquier Estado Miembro puede hacerse un estudio de planificación de la energía nucleoeeléctrica para examinar con más detalle la magnitud y el calendario del respectivo programa de electricidad nuclear. Un estudio de este tipo se lleva habitualmente a cabo en la Sede del Organismo, con ayuda de uno o dos ingenieros del país interesado, quienes reciben capacitación durante su trabajo. Con tal fin se ponen a disposición del Estado Miembro la metodología e instrumentos de planificación (por ejemplo, los programas de computadora WASP, ORCOST, etc.). En vista del interés creciente por la energía nucleoeeléctrica, el Organismo continuará prestando asistencia a sus Estados Miembros para realizar estudios de viabilidad referentes a determinadas centrales nucleares en emplazamientos concretos.

A fin de facilitar mejor asesoramiento y orientación, el OIEA ha publicado una guía titulada "Steps to Nuclear Power"<sup>(5)</sup> que describe brevemente las etapas necesarias para la realización de la primera central nuclear de un país. También se están preparando otras publicaciones tales como una guía para el examen de las ofertas desde el punto de vista económico, y otra para la contratación del suministro de combustibles nucleares. Además de estas actividades, se están organizando una serie de cursos extensos de capacitación, de unas 15 semanas, sobre planificación y ejecución de proyectos nucleoeeléctricos para personal directivo. El primero comenzará en septiembre de 1975, en Karlsruhe (República Federal de Alemania). Se celebrarán cursos similares en Argonne (Estados Unidos de América) y Saclay (Francia) a principios de 1976. Se complementarán con seminarios para personal ejecutivo y con cursos regionales para ingenieros de proyectos.

El Organismo continuará también prestando asesoramiento a sus Estados Miembros en otras esferas fundamentales, tales como el establecimiento de estructuras jurídicas, el estudio de las condiciones de seguridad y la selección de emplazamientos.

### Referencias:

- (1) OIEA: Market Survey for Nuclear Power in Developing Countries, General Report, septiembre de 1973.
- (2) OIEA-165: Market Survey for Nuclear Power in Developing Countries, Edición de 1974.
- (3) OIEA: Nuclear Power Planning Study for Pakistan (se publicará en 1975).
- (4) OIEA: Nuclear Power Planning Study for Bangladesh (se publicará en 1975).
- (5) OIEA: "Steps to Nuclear Power", Colección de Informes Técnicos Nº 164, mayo de 1975.
- (6) R.T. Jenkins, D.S. Joy: Wien Automatic System Planning Package (WASP). ORNL — 4945.
- (7) L.C. Fuller, C.A. Sweet, H.I. Bowers: ORCOST — A Computer Code for Summary Capital Cost Estimates of Steam — Electric Power Plants. ORNL — TM — 3743, septiembre de 1972.