



LA GENERACIÓN NUCLEAR EN COMPETENCIA CON OTRAS FUENTES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE BASE.

Carla NOTARI, Francisco C. REY.
Sector Estudios de Reactores y Centrales
Unidad de Actividades "Reactores y Centrales Nucleares"
Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) - Argentina

1.- INTRODUCCIÓN.

Se analiza la situación de la generación nuclear en Argentina en relación con las posibles instalaciones futuras, examinando particularmente la situación frente al gas natural.

Se hace una revisión de los estudios comparativos más recientes con el objeto de clarificar el contexto internacional.

2.- SITUACIÓN INTERNACIONAL

2.1.- Estudio de OECD.

El último estudio de la OECD sobre el tema fue realizado en 1992 (1) y una actualización del mismo está programada en el curso del presente año.

Se plantea un análisis coherente de los costos de generación de energía en los países miembros según las diversas fuentes, incluyendo alguna información de países fuera de la OECD.

La evaluación se refiere a plantas que pueden utilizarse como generadoras de base y que estarían comercialmente disponibles para ser puestas en marcha en el año 2000. Se incluye tecnología nuclear, carbón y gas y algunas tecnologías renovables.

Se excluyen del estudio las grandes plantas hidráulicas, dado que se consideran demasiado específicas respecto del sitio de instalación; en particular en los países miembros de OECD, no hay prácticamente sitios potencialmente interesantes.

Respecto de las nuevas tecnologías de combustibles fósiles, desde el estudio previo (1983) ha habido una mayor incidencia de turbinas de gas de ciclo combinado de alta eficiencia y de plantas avanzadas de carbón. Asimismo se incluyeron en el estudio datos de algunas tecnologías renovables como turbinas eólicas, biomasa, etc.

Los datos de costos utilizados fueron provistos por 16 países de la OECD y 6 países externos a la OECD.

La metodología de evaluación de costos es la de costos nivelados a moneda constante.

Se ha hecho una distinción entre costos asociados a tecnologías probadas y aquellos de tecnologías aún no bien establecidas, en las que los valores disponibles son más dudosos.

Para todas las plantas se ha supuesto la fecha de arranque en el año 2000. En el caso nuclear y carbón una vida útil de 30 años y un factor de carga de 75%. Para las restantes opciones estos parámetros varían. Las tasas de descuento adoptadas fueron 5% y 10%, intentando cubrir el abanico de valores utilizados en los países participantes.

Es de notar que los valores de costos presentados por los diferentes países provienen de diversas fuentes: datos efectivos de costos, valores de licitaciones, ofertas y análisis preliminares.

Las conclusiones generales respecto de los costos de inversión se indican en la tabla I, mientras que en la tabla II se resumen los valores de costos totales de generación.

TABLA I : Rango de costos de inversión sin intereses y sin decomisionamiento (\$/kWe)

COSTOS	NUCLEAR	CARBÓN	GAS	OTROS*
INVERSIÓN	960-2800	815-1930	400-1230	930 - 4100
S/EXTREMOS	1150-1800	1000-1500	550-800	

* Incluye eólica, pequeña hidráulica, incineración de residuos.

TABLA II : Rango de costos de generación nivelados (mills/kWh)

COSTOS	NUCLEAR	CARBÓN	GAS	OTROS
TASA 5%	29 - 54	33 - 80	36 - 77	43 - 86
TASA 10%	40 - 75	42 - 99	40 - 81	59 - 154

Los costos de generación nivelados son totales, es decir la suma de inversión, operación y mantenimiento y combustible. Se incluyen los intereses durante la construcción, los gastos de decomisionamiento y de disposición de residuos.

Los resultados globales, que en gran medida se solapan, permiten decir que las tres opciones tradicionales son muy comparables y que la decisión acerca de una u otra debe examinarse en cada caso particular. Las fuentes renovables exhiben costos de generación superiores.

Si se analiza la situación de cada país, puede decirse en general, que a una tasa de 5%, la mayoría de los países evalúa como más económica la energía nuclear comparada con carbón y gas, con la excepción de plantas instaladas en regiones con acceso a carbón barato, como las zonas oeste de EE.UU. y Canadá y algunas regiones de China e India.

La comparación entre gas y carbón es más pareja con cierta ventaja para este último.

Si se utiliza una tasa de 10%, la situación cambia, favoreciendo marcadamente la generación a gas respecto del carbón y la nuclear, siendo estas dos últimas bastante equivalentes. Esto se debe claramente al efecto de la tasa en la componente capital del costo de generación.

En el caso de la energía nuclear, la componente de inversión es decisiva; la contribución del combustible es pequeña (entre 10 y 35%), siendo la contribución de

operación y mantenimiento similar a la del combustible. Casos extremos son los de Canadá, con costos de combustible muy bajos y EE.UU., con costos de operación y mantenimiento muy altos.

El costo del carbón en cambio representa entre 40 y 60% del costo de generación y en el caso del gas, el combustible excede el 60% de dichos costos.

La proyección de costos de combustible es también distinta entre las opciones de generación. Mientras los costos del combustible nuclear se visualizan estables en los primeros treinta años del próximo siglo, el escalamiento de costos que prevén los diferentes países para el carbón y gas es mayor. En este último caso, algunos países estiman costos duplicados (Holanda) ó triplicados (Japón), para el año 2030.

Con respecto a las fuentes renovables, la disponibilidad de valores de costos es casi inexistente por comparación con las otras opciones.

Estados Unidos y Dinamarca tienen instalaciones eólicas importantes, pero los subsidios del gobierno que las ha beneficiado, hace difícil la comparación. Pequeñas plantas hidráulicas e incineración de residuos contribuyen también. Sin embargo ninguna de éstas constituyen opciones importantes para reemplazar a las plantas de base consideradas en primer término.

Globalmente puede concluirse que las tres fuentes principales de generación consideradas muestran valores de costos comparables y variaciones de un país a otro pueden justificar una u otra elección dependiendo de condiciones particulares y muy especialmente de la tasa de retorno elegida.

Con respecto a las expectativas futuras analizadas en el estudio, se mencionan tres campos que pueden influir en los costos:

-Tecnología: la aparición del ciclo combinado, con su alta eficiencia y baja inversión, ha significado una variación sustancial de los costos de generación con gas y se piensa que aún hay margen para mejoras en este sentido.

Se están desarrollando tecnologías avanzadas para quemar carbón que aumentarían la eficiencia, pero no hay aún evidencia de que generarán una energía más barata. Algo similar puede decirse de los desarrollos en materia nuclear, tendientes a reducir el fuerte impacto de la inversión de capital, reduciendo los plazos de construcción.

Las fuentes renovables han de tener una mayor penetración, pero su contribución a la generación de base ha de ser muy limitada en un futuro próximo.

-Disponibilidad de combustibles: la preocupación de los países por la seguridad en el suministro y los precios de los combustibles es menor que en el pasado, aunque la gran mayoría tiende a la diversidad en las fuentes de energía.

En general puede decirse que las reservas mundiales comprobadas son suficientemente holgadas para las necesidades de las plantas planificadas para el año 2000, por lo cual no se esperan penalizaciones en combustibles debido a su escasez en el período considerado.

-Medio ambiente: el efecto de la preocupación ambiental en los costos de generación futuros es motivo de especulación, aunque los efectos son potencialmente importantes. Se plantea aquí que la industria nuclear ha internalizado los costos ambientales como

resultado de las fuertes regulaciones que se le han impuesto. Esto no es así para las alternativas de gas y carbón.

Las plantas incluidas en este estudio incorporan tecnologías para reducir las emisiones de gases con azufre y nitrógeno que contribuyen a la lluvia ácida, pero la inevitable emisión de dióxido de carbono en la combustión del carbón y en menor medida de gas, que contribuye al efecto invernadero podría conducir a introducir un impuesto bajo la forma de \$/tonelada de carbón emitido que podría incrementar los precios de generación del carbón entre 50 y 100% y de gas entre 25 y 50%.

La energía nuclear y las renovables también incrementarían un poco sus costos por los combustibles fósiles utilizados en la producción de materiales y en la construcción.

2.2.- Estudio de OIEA.

Este trabajo es de 1993 (2) e incluye un menor número de contribuciones que el anterior y la mayoría de países fuera de la OECD. Las fuentes comparadas son únicamente nuclear y carbón.

Por la misma composición de los países participantes con economías muy dispares entre sí, no se ha intentado una comparación directa de costos. Entre otras razones, los tipos de cambio utilizados para convertir a una unidad común, no expresan en muchos casos el poder adquisitivo de la moneda; los enfoques financieros para amortizar la inversión y los costos de generación son diferentes, etc.

El análisis se concentra en la relación de costos entre nuclear y carbón en cada país y se utilizan costos actuales correspondientes a centrales en operación a la fecha del estudio.

En todos los casos, excepto Estados Unidos e India, se evalúa la generación nuclear con cierta ventaja respecto del carbón. En la India incide la abundancia de carbón y en Estados Unidos, el escalamiento de costos de inversión en los proyectos nucleares debidos a cambios en los requerimientos regulatorios, falta de standardización y menor crecimiento de la demanda de energía.

Como conclusión general puede decirse que la generación nuclear es competitiva como generadora de base, aunque ha perdido ventajas en los últimos años. Claramente no es competitiva en áreas con acceso a recursos fósiles e hidráulicos baratos.

La experiencia es sumamente reveladora de la importancia que tiene para un proyecto nuclear el entorno político-económico e institucional. Como cualquier proyecto de larga maduración, su desarrollo suele abarcar varias administraciones del país y las interrupciones y demoras incrementan la componente decisiva en los costos de generación, que es la inversión de capital. El contexto regulatorio y sobre todo su estabilidad aparecen como requisitos indispensables.

3.- SITUACIÓN ARGENTINA

3.1.- Consideraciones generales.

El propósito de examinar la situación argentina, es determinar las mejores opciones para las instalaciones futuras, analizando las cuatro alternativas potencialmente competitivas en el mercado local: gas, nuclear, hidráulica y eólica.

Es difícil realizar un estudio coherente en cuanto a la fuente de los datos utilizados. Por ello se han utilizado fuentes mixtas y en algunos casos valores internacionales. Sin embargo creemos que esta deficiencia no invalida las conclusiones generales.

3.2.- Características locales.

Nuestro país tiene diferencias con los países de los estudios precedentes. Se señalan a continuación las más importantes:

-Una notable capacidad hidráulica que aún no se encuentra totalmente explotada. Si bien los proyectos más económicos ya están realizados, todavía quedan proyectos importantes con costos aceptables (aunque sus costos totales de generación se encuentran por encima de los valores actuales de venta de la energía en el mercado eléctrico nacional).

-Importantes yacimientos de gas natural con costos de explotación bajos que hacen que se disponga de este combustible con valores ventajosos en relación con los países de la OECD. Con respecto a este combustible nuestro país tiene hábitos de consumo diferentes a los países de la OECD.

-Importantes reservas de carbón pero éste es de baja calidad

-Reservas de uranio para abastecer un programa de instalaciones nucleares pero su costo es mayor que el costo del mineral en el mercado internacional. Con respecto a este combustible Argentina posee además desarrollos tecnológicos que le han permitido completar el frente del ciclo de combustible.

-Zonas potencialmente explotables para generación eólica.

-Redes extensas de transporte de energía eléctrica en alta tensión y gasoductos, con capacidad ociosa la mayor parte del año, que unen las zonas de los yacimientos gasíferos con los principales centros de consumo.

En el análisis se decidió descartar los combustibles carbón y fuel oil; en el primer caso por las razones ya mencionadas de calidad y en el segundo porque en nuestro país los costos relativos entre el fuel oil y el gas natural hacen que en las zonas en que se dispone de gas, éste ofrezca importantes ventajas económicas respecto del fuel.

En nuestro país el gas natural tiene una alta penetración en los hogares para cocción y calefacción. Esto provoca que en los meses de invierno, en los principales centros de consumo, exista un crecimiento brusco de la demanda que supera la capacidad de transporte. Como para este combustible se prioriza el uso residencial por sobre el industrial, en dicho período este fluido tiene restricciones para su uso en generación eléctrica, y es reemplazado parcialmente por fuel oil en los equipos que lo permiten y por diesel oil en las turbinas de gas, encareciendo los costos de generación.

Esta distorsión se atenuará cuando se completen las instalaciones previstas para almacenar gas en lugares cercanos a los centros de consumo y reinyectarlo a la red en la época de máxima demanda.

3.3.- Costos de inversión

Para las centrales nucleares se tomaron los costos del Candu (PHWR) informados por Canadá y Corea en el estudio de referencia (1). Esta elección no invalida otras opciones que se encuentran en valores similares.

Para los generadores que utilizan gas natural se usaron los costos informados por CAMMESA y publicaciones diversas. Se consideraron como opciones la turbina de gas a ciclo abierto (TG) y el ciclo combinado (CC).

Para generación eólica se utilizaron costos de la OECD (1); no se incluyen los costos de almacenamiento de la energía eléctrica producida, este último dato puede modificar totalmente el análisis dado que la inestabilidad en el tiempo de este recurso hace que, para generación de base, sean necesarias instalaciones de almacenamiento.

De todas formas se consideró que un porcentaje pequeño de la demanda eléctrica (el que se encuentra dentro de la banda de regulación de frecuencia) puede ser cubierto, si en la comparación de costos resultara conveniente, sin necesidad de instalaciones de almacenamiento.

Para generación hidráulica se utilizaron los costos conocidos del proyecto Paraná Medio cierre sur (Chapetón) (3).

TABLA III. Rango de costos inversión sin intereses y sin decomisionamiento. (\$/Kwe)

NUCLEAR	GAS (TG)	GAS (CC)	EOLICA	HIDRÁULICA
1540-1783	300-400	400-500	930-1815	1667

3.4.- Costos de combustible

Los valores de costos adoptados son los siguientes:

-Nuclear: Los costos del combustible utilizado en el país para la Central Nuclear de Embalse (Candu 600) informados por Nucleoeléctrica Argentina S.A. ante CAMMESA.(4)

-Gas natural: los precios de referencia para el gas natural informados por CAMMESA para el Gran Buenos Aires (4).

En el caso de este último combustible se consideraron los precios en Gran Buenos Aires porque la capacidad de transporte de electricidad entre las zonas productoras de gas y los centros de consumo están saturadas y aun en el caso de construirse la cuarta línea de interconexión entre el Comahue y Buenos Aires ésta se saturará rápidamente.

Por otra parte los gasoductos que transportan gas a Buenos Aires tienen en la mayor parte del año capacidad ociosa y su escasez en algún periodo del año tiende a solucionarse.

Se tiene conocimiento que varios generadores importantes han concretado contratos de compra de gas natural en valores inferiores a los precios de referencia.

Estos valores no fueron considerados en este análisis pues se cree que en la medida que disminuya la capacidad ociosa de los gasoductos estos precios de oportunidad tenderán a acercarse a los valores de referencia; Hay que tener en cuenta además que este valor de referencia es aproximadamente el 60 % del valor correspondiente al fuel oil (en unidades calóricas).

Existen además importantes proyectos de exportación de gas natural que aumentarán esta tendencia.

En la tabla IV se indican los costos y características de los combustibles involucrados:

TABLA IV: Características de los combustibles.

Tipo:	Nuclear	Gas Natural
Precio	194,62 \$ / Kg.	0,075 \$ / M3
Calor específico	151 040 000 Kcal / Kg.	8400 Kcal / M3

3.5.- Costos de operación y mantenimiento

Se utilizaron los valores internacionales (1).

3.6.- Costos totales de generación.

Para la amortización de la inversión se utilizó en todos los casos una tasa de interés del 10%, que se consideró razonable para nuestro país para este tipo de inversiones, considerando una mezcla de tasas internacionales menores y tasas locales superiores a esta cifra.

Para los casos de generación eólica, hidráulica y nuclear, puede haber en el mercado internacional, tasas menores en función de los préstamos del Banco Mundial (GEF) para las fuentes de generación eléctrica que eviten la emanación de gases de efecto invernadero, pero no se consideraron en este análisis.

En el caso de los reactores nucleares se consideró además la incidencia del costo de desmantelamiento.

En todos los casos se tuvieron en cuenta los intereses durante la construcción, que en los casos de generación hidráulica y nuclear tienen un efecto notable debido a los prolongados períodos de ejecución de las obras.

En todos los casos para el cálculo de incidencia de la inversión en el costo de generación se tuvieron en cuenta los factores de carga de los equipos involucrados (Tabla V)

TABLA V: Factores de carga:

NUCLEAR	TURB. de GAS	CICLO COMB.	EOLICA	HIDRAULICA
0,85	0,9	0,9	0,25	0,65

Para la incidencia del combustible en los costos de generación se utilizaron los rendimientos promedio de las máquinas térmicas involucradas (CC = 1800 Kcal / Kwh, TG = 2560 Kcal / Kwh y Nuclear = 2600 Kcal / Kwh).

En el caso de los combustibles nucleares se consideró un adicional de 1mills/Kwh por la gestión final de los residuos.

TABLA VI. Rango de costos de generación nivelados (mills/kWh)

	NUCLEAR	GAS (TG)	GAS (CC)	EOLICA	HIDRAULICA
INVERSION	25,8-29,9	4,5-6,0	6,3-7,8	49,9-97,3	36
O&M	8,0	2,3	2,8	2,8	4,6
COMBUST.	4,5	22,9	16,1	0	0
TOTAL	38,3-42,4	29,6-31,1	25,2-26,7	52,7-100,2	40,6

El análisis de los resultados volcados en la tabla VI muestra que en nuestro país, para la región de Buenos Aires en las condiciones arriba indicadas la opción mas económica para generación eléctrica es el ciclo combinado que utiliza gas natural como combustible.

Esta situación puede cambiar si se producen incrementos en el valor del gas natural. Estos incrementos podrian producirse por aumento del precio del petróleo y/o acercamiento de los precios del gas (en \$/Kcal) a su reemplazante natural, el fuel oil.

4.- CONCLUSIONES.

Los estudios analizados en primer término permiten concluir, que más allá de algunas particularidades regionales, dentro del ámbito de la OECD, la opción de generación eléctrica nuclear es competitiva para la generación de base para plantas a ser comisionadas en el año 2000, aunque el gas se está presentando como una alternativa en ascenso. Si la tasa de retorno elegida es de 5%, la generación nuclear mantiene globalmente su ventaja, pero si se utiliza el 10%, penalizando a los proyectos con costos de inversión importantes, los costos nivelados favorecen al gas.

También en el contexto de países fuera de la OECD, la generación nuclear presenta costos competitivos, excepto en regiones con acceso a combustible fósil barato.

En el caso argentino, el análisis de posibles plantas de generación para un futuro próximo, muestra una clara ventaja para el gas natural en términos de costos de generación, lo cual se debe fundamentalmente al valor del combustible local y a los bajos costos de instalación.

En cuanto a la posible evolución de esta situación, no es improbable que los costos de gas se incrementen, hasta alcanzar valores más próximos a los internacionales, lo cual disminuirá la brecha con las otras fuentes.

Al margen de nuevas instalaciones, es claro que dentro del mercado local, el despacho por costo marginal favorece a las plantas nucleoelectricas, ya que la incidencia de su combustible en el costo de generacion es apreciablemente inferior a la de las plantas que utilizan combustibles fosiles.

Otra consideracion de interes, es que la diversificacion en los recursos utilizados es deseable, especialmente cuando el combustible nuclear ha demostrado un comportamiento estable de precios, frente a las fluctuaciones de los fosiles.

El tema ambiental tambien constituye una incognita en cuanto a su influencia en los costos en un futuro proximo. Si se penalizara el combustible fosil por su aporte al calentamiento global, siguiendo la tendencia iniciada en algunos paises industrializados, los costos relativos podrian alterarse, aunque esto no es previsible en lo inmediato.

REFERENCIAS

- (1) Projected costs of generating electricity, NEA, OECD, 1992.
- (2) Nuclear and Conventional baseload electricity generation cost experience. IAEA-TECDOC-701, 1993.
- (3) Debate realizado el 5/6/96 sobre el proyecto de Paraná Medio organizado por la revista Panorama Eléctrico y la FATLYF.
- (4) CAMESA: Programación Estacional Mayo /Octubre 1996.