

Ciudad de México, 23 de Enero de 2006.

**LA ENERGIA NUCLEAR Y LOS REQUERIMIENTOS DE
CAPACIDAD ADICIONAL EN EL SISTEMA ELECTRICO DE MEXICO.**

1. La energía nuclear en el mundo.-

La generación de energía eléctrica por medio de centrales nucleares ha estado aumentando continuamente desde el inicio de la operación de estas centrales en la década de los 50's. La Figura 1 muestra el crecimiento mundial de la generación eléctrica por energía nuclear de 1971 a 2002 de 70 a 2550 TWh con un crecimiento medio anual de 12.3%.

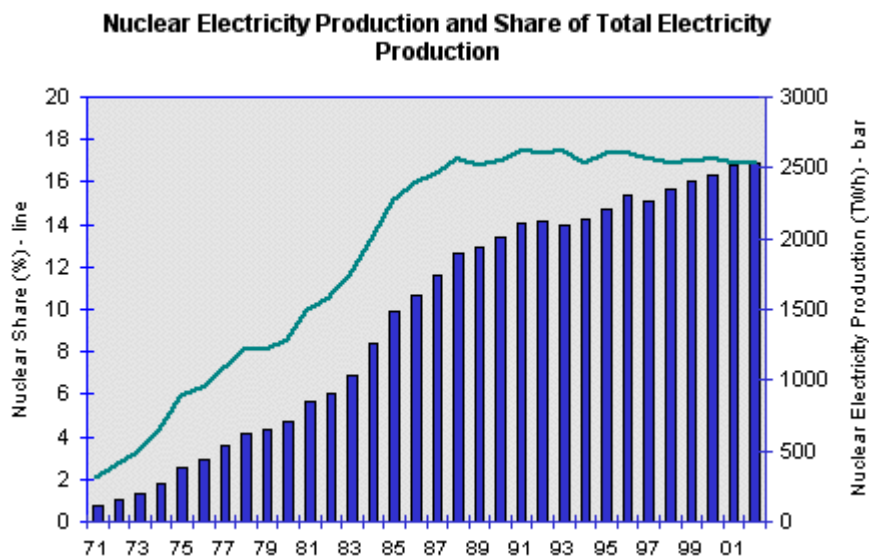


Figura 1. Generación eléctrica mundial por energía nuclear.

En el año 2004, se tuvieron 441 reactores en operación con una capacidad de 368,352 MW y una generación de 2,618.6 TWh, resultando un factor de planta medio anual de 81.2%, **el mayor versus cualquier otra tecnología de generación existente.**

La seguridad y disponibilidad de las centrales nucleares se ha estado manifestando en los EUA por el aumento de generación aunque en 20 años no se ha construido ninguna central nuclear. La Figura 2 presenta de 1973 a 2004 el aumento de la generación de 83.5 a 788.6 TWh con un crecimiento medio anual de 7.5%.

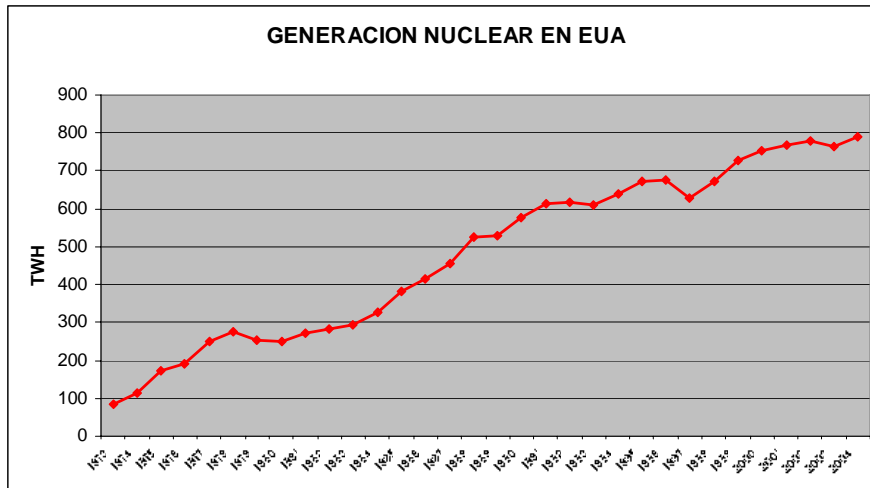


Figura 2. Generación eléctrica por energía nuclear en EUA.

Actualmente, se encuentran en construcción 24 reactores con una capacidad total de 18,816 MW y en fase de planeación 41 reactores con una capacidad total de 42,707 MW.

2. La energía nuclear en México.-

La energía nuclear en México para la generación de energía eléctrica se inició con la puesta en servicio de la central de Laguna Verde en 1990. La central cuenta con dos reactores de 682.5 MW cada uno, para un total de 1365 MW, del tipo BWR-5 (Agua Hirviente).

También aquí, se manifiesta la seguridad y disponibilidad de la central nuclear por el alto nivel de sus parámetros de operación que le han permitido obtener varios reconocimientos internacionales.

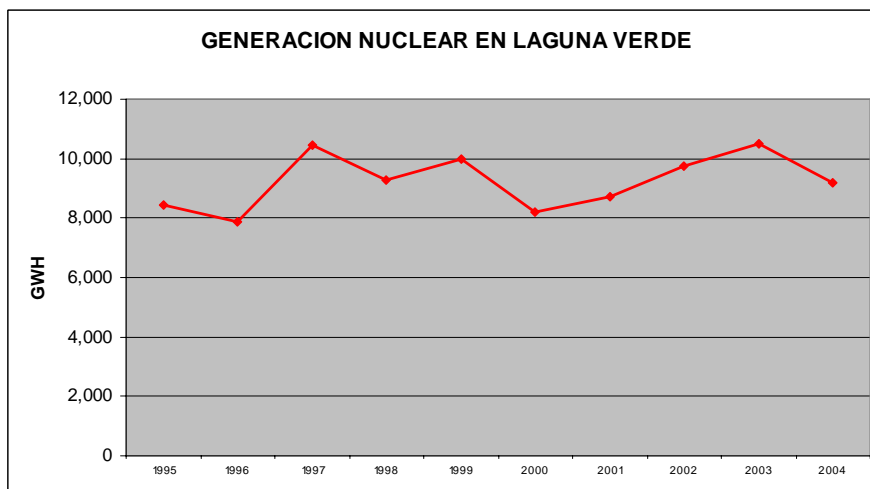


Figura 3. Generación eléctrica de Laguna Verde.

El factor de planta medio anual resultante, de 77.3%, es el mayor de todas las centrales del País.

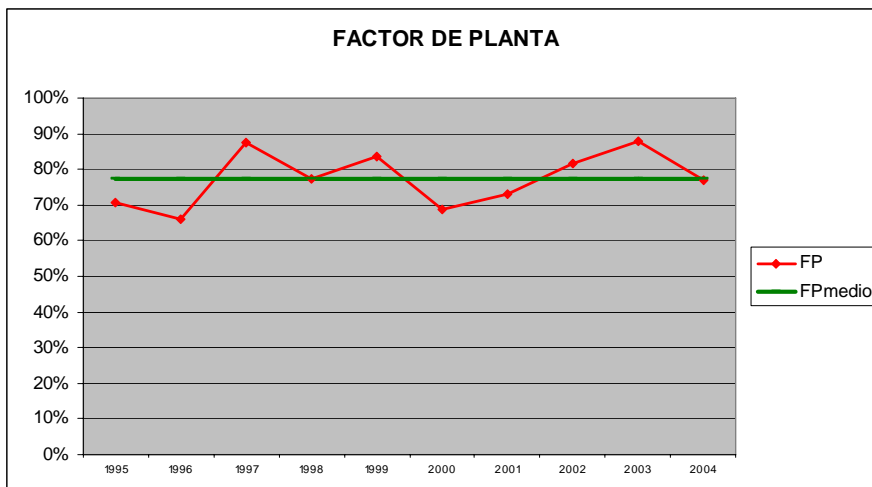


Figura 4.- Factor de planta anual de Laguna Verde.

3. El estudio del ININ 2004.-

El estudio del ININ en 2004 tenía como objetivo verificar las condiciones de los nuevos reactores avanzados disponibles comercialmente, en sus aspectos técnicos, de construcción, de seguridad y operatividad, así como los económicos.

Se analizaron cuatro reactores avanzados:

- Advanced Boiling Water Reactor de la compañía General Electric (ABWR)
- Advanced Pressurized Reactor de la compañía Westinghouse (AP1000)
- Advanced CANDU Reactor de la compañía AECL (ACR)
- European Pressurized Reactor de la compañía FRAMATOME (EPR)

Los principales parámetros considerados, incluyendo una central ciclo combinado consumiendo gas natural y una termoeléctrica consumiendo carbón, son:

Tabla 2. Datos técnicos de las centrales

CONCEPTOS	CC	Carbón	ABWR	ACR ¹	AP1000	EPR
CAPACIDAD (MW)	560	700	1,356	1,506	1,117	1,600
FACTOR DE PLANTA (%)	80%	75%	90%	95%	90%	91%
USOS PROPIOS (%)	3.1%	7.3%	3.1%	6.64%	3.1%	3.1%
COSTO UNITARIO DE INVERSION (USD/kW)	450	1,000	1,423	1,090	1,200	1,400
COSTOS INDIRECTOS (%)	5.3%	12.5%	5.3%	5.3%	5.3%	5.3%
CONSTRUCCION (Años)	2	4	4	5	5	5
VIDA ECONOMICA (Años)	25	40	40	40	40	40

¹ Se tomo basado en 2 unidades gemelas de 753 MW, conforme a la información del fabricante.

Los parámetros de los varios escenarios considerados son:

Tabla 3. Escenarios considerados en el estudio de costo nivelado de generación

Tasa de descuento anual	5%
	8%
	10%
	12%
Precio del gas natural	4.44 dls/mmbtu
	5.20 dls/mmbtu
	7.00 dls/mmbtu
Costo del combustible nuclear	Propuesto por la OECD
	Actual de Laguna Verde
	Propuesto por los proveedores
Precio del Carbón	Incluye el transporte
Desmantelamiento de la central	Con desmantelamiento
	Sin desmantelamiento
Vida útil de la central nuclear	40 años
	60 años

Teniendo, en amarillo, el escenario de referencia:

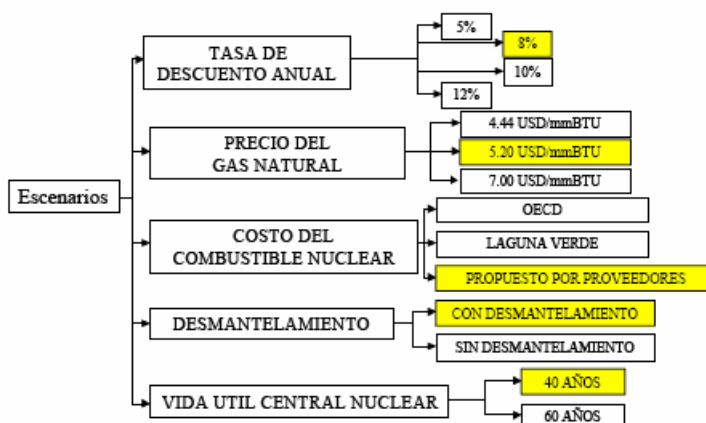


Figura 3. Escenarios considerados en el estudio de costo nivelado de generación

El Costo Total Nivelado de Generación (CTNG) resultante:

Tabla 5. Costo Total Nivelado de Generación para el escenario de referencia

Central	Inversión x10 ⁶ USD	CNI	CNC	CNO&M	CTNG
		USD/MWh			
Gas	300.8	6.86	35.81	3.05	45.72
Carbón	942.7	18.19	17.49	5.32	41.00
ABR	2,399.3	17.98	6.63	11.05	35.66
ACR	2,293.2	15.22	3.86	9.38	28.46
AP1000	1,790.7	16.29	7.29	10.58	34.16
EPR	2,876.9	18.07	9.35	10.03	37.45

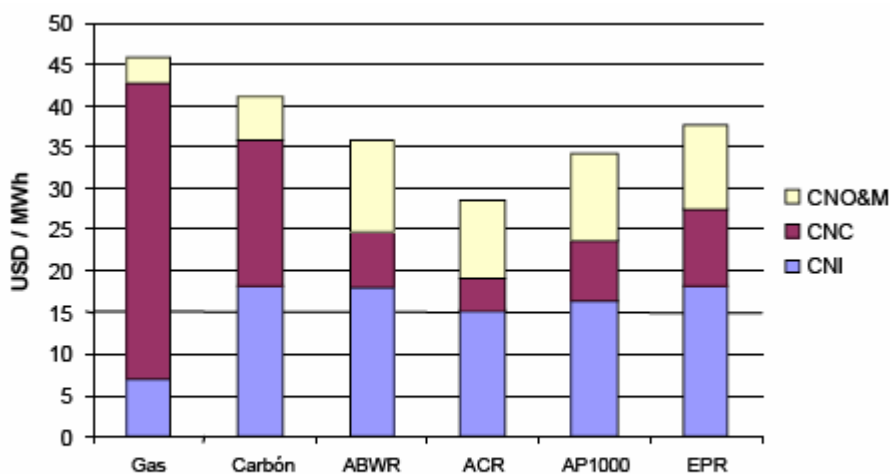


Figura 4. Contribución al Costo Total Nivelado de Generación del escenario de referencia

Es decir, en el escenario de referencia, con un precio del gas natural de 5.20 dls/mmmbtu y una tasa de descuento del 8% anual, **el CTNG de los cuatro reactores nucleares es menor al del ciclo combinado y a la termoeléctrica de carbón.**

También, se analizó el flujo de efectivo, para una misma potencia y energía generada neta, entre el reactor de GE tipo ABWR y el ciclo combinado con los tres precios del gas natural de 4.44, 5.20 y 7.00 dls/mmmbtu, considerando una tasa de descuento del 8% anual.

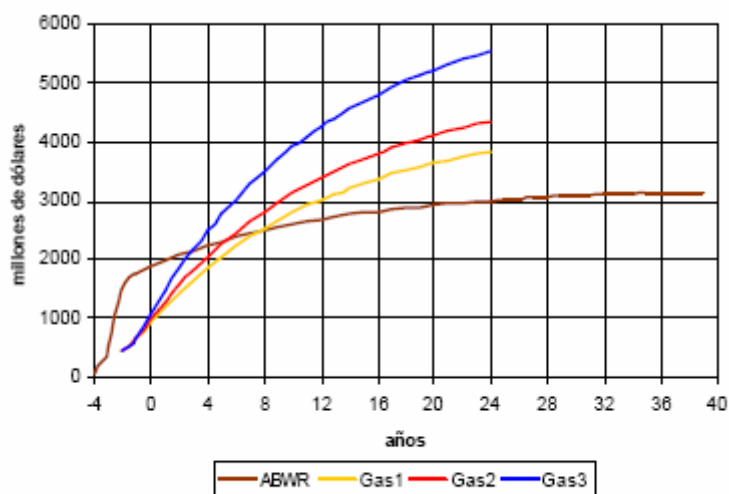


Figura 8. Valor Presente del Flujo de Efectivo

Se tiene como resultado, que con un precio del gas natural de 4.44 dls/mmbtu (Gas1) el Valor Presente del flujo de efectivo se igualan entre el ciclo combinado y la central nuclear en el año 8. A partir de ese año, es más costoso el ciclo combinado. En el caso del precio de 5.20 dls/mmbtu (Gas2), resulta más costoso el ciclo combinado a partir de 6 años. En el caso del precio de 7.00 dls/mmbtu (Gas3), el ciclo combinado comienza a ser más costoso a partir de 3 años.

Al final del horizonte económico del proyecto del ciclo combinado, se tiene:

Valor Presente del Flujo de Efectivo				
millones de dólares				
año	ABWR	Gas1	Gas2	Gas3
24	2,990	3,830	4,333	5,522
diferencial de costo				
		840	1,342	2,531

Es decir, al final de la operación del ciclo combinado, para la misma potencia y energía, el costo del ciclo combinado es mayor por 840, 1342 y 2531 millones de dólares que la central nuclear GE tipo ABWR.

4. El estudio del ININ 2005.-

Una de las vertientes del estudio del ININ en 2005 fue analizar las condiciones de financiamiento para nuevas centrales nucleares.

Las condiciones generales de las Agencias de Crédito a la Exportación (ACE) son:

- a) Generalmente involucra a dos actores: a una entidad gubernamental especializada que otorga un seguro de crédito o una garantía, y una institución financiera oficial o banco comercial que otorga los fondos.
- b) La moneda en la cual se realiza la operación generalmente es la moneda local del país exportador que cuenta con una garantía de la ACE de su país.
- c) El financiamiento máximo que otorga la ACE, **puede ser hasta del 85% del costo de los servicios y equipo proveniente del país exportador** (excluyendo los intereses pagados durante la construcción de la central). Sin embargo, éste pocas veces se alcanza y tiene que buscarse financiamiento adicional (por lo general los bancos comerciales otorgan dichos recursos).
- d) El período de pago del crédito generalmente es mayor al que opera en el mercado financiero convencional, por ser una operación de mayor riesgo. **El período de pago del capital usualmente es de 15 años a partir del inicio de la operación comercial de la central.**
- e) Hay un período de gracia del pago del capital que usualmente cubre todo el período de la construcción más 6 meses adicionales. **De tal manera que el primer pago se hará 6 meses después de que la central inicie su operación comercial.**
- f) El esquema de amortización del capital es el de pagos totales fijos. Así que se realizarán 30 pagos semestrales iguales, iniciando al final del período de gracia.
- g) Las comisiones del financiamiento dependerán de la calidad crediticia del país y de la empresa eléctrica local. Además, en la gestión del crédito hay cargos y gastos que realiza el exportador o el banco del exportador y que se cobran directamente al comprador.

En términos generales, el 85% de la inversión sería apoyado por el fabricante del reactor y el otro 15% sería con financiamiento nacional.

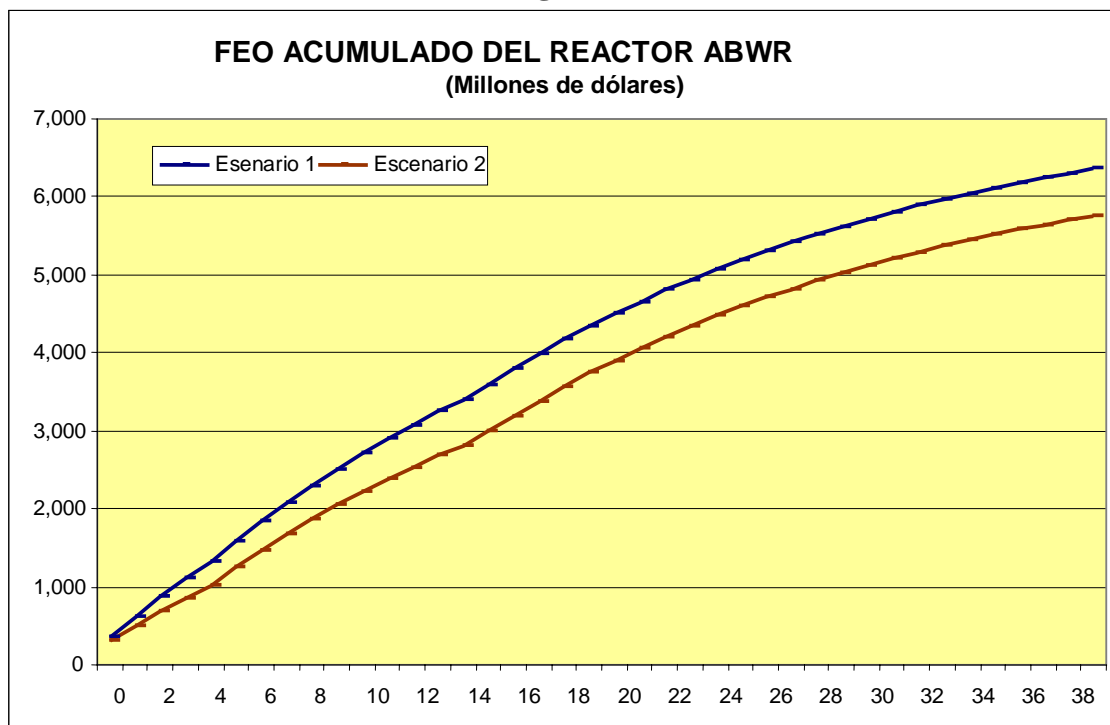
La tasa de interés aplicable, en el caso de General Electric, para su reactor ABWR, propone una tasa de interés entre 5.3 y 5.7% anual. Westinghouse, para su reactor AP1000, propone el mismo rango de interés.

El análisis de financiamiento se realizó considerando una tasa de interés de 5.7% anual. Para el financiamiento nacional se tiene una tasa de interés anual del 12% con el pago inicial al inicio de operación de la central nuclear.

GE propuso que el costo unitario de inversión estaría en el rango de 1200 a 1400 dls/kW.

Se tienen los dos escenarios correspondientes:

Figura 1



Es decir, *no se tiene ningún flujo de efectivo negativo en ningún momento por lo que se puede considerar el proyecto como completamente autofinanciable.*

5. Requerimientos de Capacidad Adicional 2005-2014.-

En el documento de Prospectiva del Sector Eléctrico 2005-2014 se presenta que los requerimientos de capacidad adicional no comprometida es de 15,942 MW. De estos, en principio, se proponen como ciclos combinados del orden de 7,128 MW y como tecnología libre (no definida) 6,178 MW.

Por lo aquí expuesto, se recomendaría desechar la propuesta de la capacidad inicialmente asignada a ciclos combinados debido a su excesivo costo y riesgo por la problemática del suministro y alto precio del gas natural y proponer que se tiene oportunidad, del orden de 13,306 MW, para la instalación de centrales nucleares para beneficio de México y de los mexicanos.