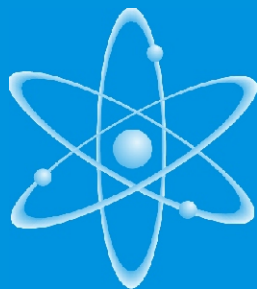
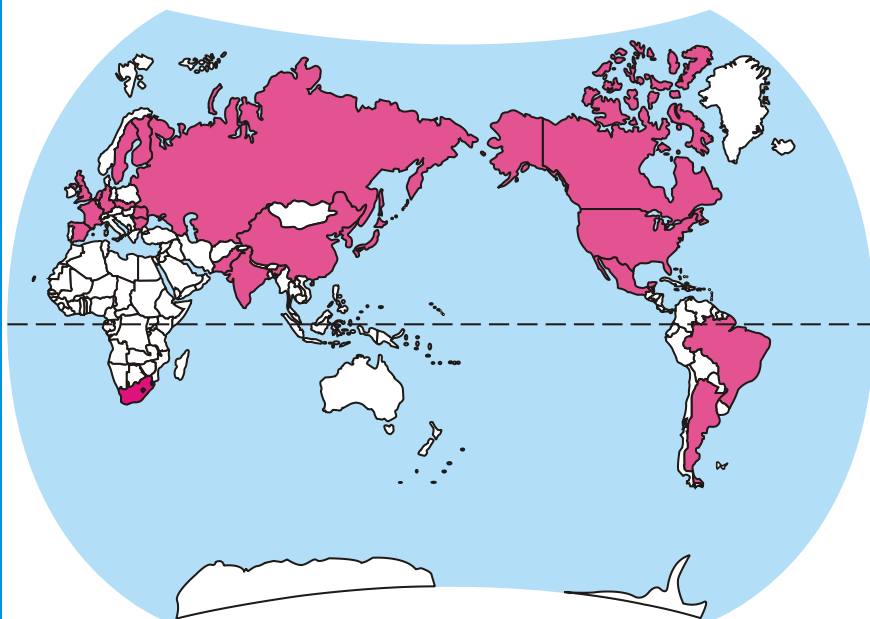


Boletín Energético



2do. Semestre 2006
AÑO IX N° 18

18



■ Participación de la Nucleoelectricidad en el Mundo

cneda

Comisión Nacional de Energía Atómica

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Coordinación Editorial: Norberto Coppari

Comité Técnico: Fernando Aguirre

Norberto Coppari

Cristina A. Delfino

Jorge Giubergia

Susana Gómez

Sabino Mastrángelo

Renato Radicella

Lucía Ramilo

Boletín elaborado y emitido por el Grupo de Prospectiva y Planificación Energética, Comisión Nacional de Energía Atómica; Av. Libertador 8250 Capital Federal (C1429BNP); Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel. 6772-7422/7419/7526/7869

Producción Editorial: Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Norberto Coppari

Ing. Jorge Giubergia

Srta. Florencia Precensio Deck

Sr. Diego Maur

Sr. Diego Coppari

Sr. Santiago Jensen

Sra Mónica Nicolini

Este Boletín presenta lo que entendemos son los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2006, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Diseño y Compaginación: Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

Internet: <http://www.cnea.gov.ar/xi/energe>

E-mail: rey@cnea.gov.ar coppari@cnea.gov.ar

ISSN 1668-1525

Las opiniones expresadas en los artículos firmados de este boletín no representan necesariamente las del Grupo de Prospectiva y Planificación Energética, que declina toda responsabilidad por las mismas.

Boletín 18 Energético

CONTENIDO

Tendencias Mundiales en Generación Nucleoeléctrica

Norberto Rubén Coppari

Reservas del Sistema Eléctrico

Oscar Medina

Análisis de Costos Nivelados de la Generación de Electricidad en México

*Gustavo Alonso, J., Ramón Ramírez,
Javier C. Palacios*

- ☐ **Potencia Instalada**
- ☐ **Generación de Energía Eléctrica**
- ☐ **Generación Nucleoeléctrica**
- ☐ **Picos de Potencia**
- ☐ **Incorporaciones Previstas**
- ☐ **Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- ☐ **Evolución de los Precios**
- ☐ **Consumo de Combustibles**
- ☐ **Demanda Eléctrica Regional**
- ☐ **Región de Cuyo**
- ☐ **Noticias**

Editorial

En los últimos años hemos presenciado como ha cambiado el escenario energético mundial. La demanda de energía ha crecido impulsada por el desarrollo de los países emergentes, China e India. Este crecimiento de la demanda fue acompañado por un incremento en los precios del petróleo y del gas natural, por una disminución en las reservas y por la incertidumbre en la seguridad de suministro de dichos recursos energéticos, lo que permitió que la energía nuclear fuera considerada nuevamente como una opción dentro de la “canasta” de oferta energética.

El llamado relanzamiento nuclear a nivel mundial está encabezado por China, India y Rusia, con varias centrales en construcción que estarían operando próximamente, con entrada en servicio en el período 2007-2011. Este relanzamiento se basó fundamentalmente en el desbloqueo nuclear en EEUU y en que varios países europeos planean la construcción de nuevas centrales, tales como Finlandia, Francia o Rumania y

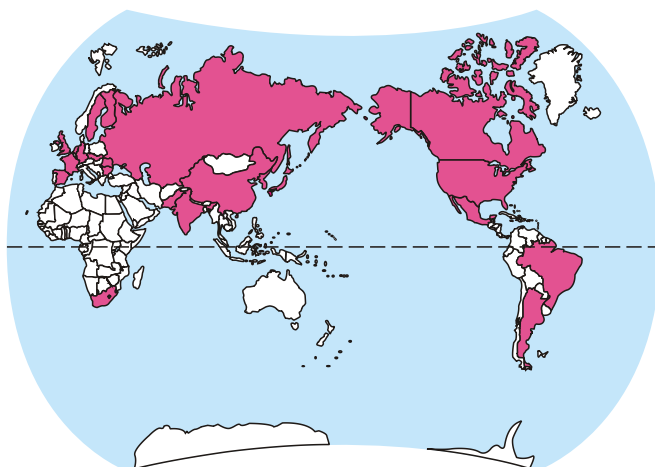
países asiáticos como Japón, República de Corea y Taiwán.

Entre los países que tienen reactores planificados, se destacan Estados Unidos con 30 reactores equivalentes a 36 000 MWe, Japón con 10 reactores equivalentes a 13 000 MWe y República de Corea con 6 reactores equivalentes a 7300 MWe.

Las fuentes de generación masiva de energía eléctrica, competitivas y no emisoras de gases de efecto invernadero asumirán un papel importante en los próximos años. Dentro de ellas se destaca la energía nuclear que puede satisfacer la demanda en forma sustentable, contribuyendo al mismo tiempo a mitigar las consecuencias del cambio climático. Es esperable, entonces, un incremento de la construcción de centrales nucleares con reactores avanzados, con sistemas pasivos de seguridad y con un mejor aprovechamiento del combustible.

La baja incidencia en el precio de la electricidad frente al precio del uranio, y la disponibilidad mundial de este recurso durante largos períodos hacen que las centrales nucleares sean consideradas nuevamente, por los distintos países que cuentan con un desarrollo nuclear, tal como Argentina.

Por todos estos motivos el gobierno nacional ha considerado la reactivación de la actividad nuclear en la República Argentina, tal como se ha anunciado el 23 de agosto de este año, y es esperable que en el año 2007 se concreten los acuerdos con AECL para la construcción de nuevas centrales nucleares.



■ Participación de la Nucleoelectricidad en el Mundo

Tendencias Mundiales en Generación Nucleoeléctrica

Norberto Rubén Coppari

Reactores Nucleares

Un reactor nuclear de fisión consta de las siguientes partes esenciales:

Combustible: Está conformado por un material fisionable con un isótopo físil, contenido en una barra de aleación especial. El isótopo físil es fisionado en la reacción nuclear con los neutrones. Los materiales fisionables son elementos pesados tales como: uranio, plutonio, torio o mezcla de óxidos de uranio y plutonio, conocidos como MOX.

Moderador: Cumple la función de frenar la velocidad de los neutrones producidos en la fisión. Cuanto menor sea la velocidad del neutrón, mayor será la probabilidad de colisionar con los núcleos que contienen el material físil del combustible provocando la cantidad de fisiones que permitan mantener la reacción en cadena. Algunos ejemplos de materiales moderadores son: agua liviana, agua pesada, helio, grafito y sodio metálico.

Refrigerante: Tiene la función de extraer el calor generado en el núcleo del reactor. Puede ser agua, agua pesada, dióxido de carbono, helio o sodio metálico.

Reflector: devuelve al núcleo gran parte de los neutrones que se hubieran

perdido por escape, aumentando la eficiencia del reactor. Buenos materiales reflectores son, entre otros, el agua pesada, el berilio y el grafito.

Blindaje: Atenúa las radiaciones nucleares emergentes a niveles aceptables para protección de personal y de los materiales. Los materiales apropiados son el hormigón, el acero, el plomo y el agua entre otros.

Elementos de Control: Permiten controlar la reacción en cadena por absorción de neutrones. Materiales adecuados entre otros son el cadmio y el boro. El boro generalmente se usa en forma de barras de acero borado o bien disuelto en el refrigerante.

Sistemas de Seguridad: Son sistemas activos (responden a señales eléctricas), o pasivos (actúan siguiendo leyes de la naturaleza, por ejemplo, la ley de gravedad,). Todas las centrales nucleares cuentan en la actualidad con múltiples sistemas de seguridad basados en los principios de redundancia, independencia, separación física, diversidad y principio de falla segura.

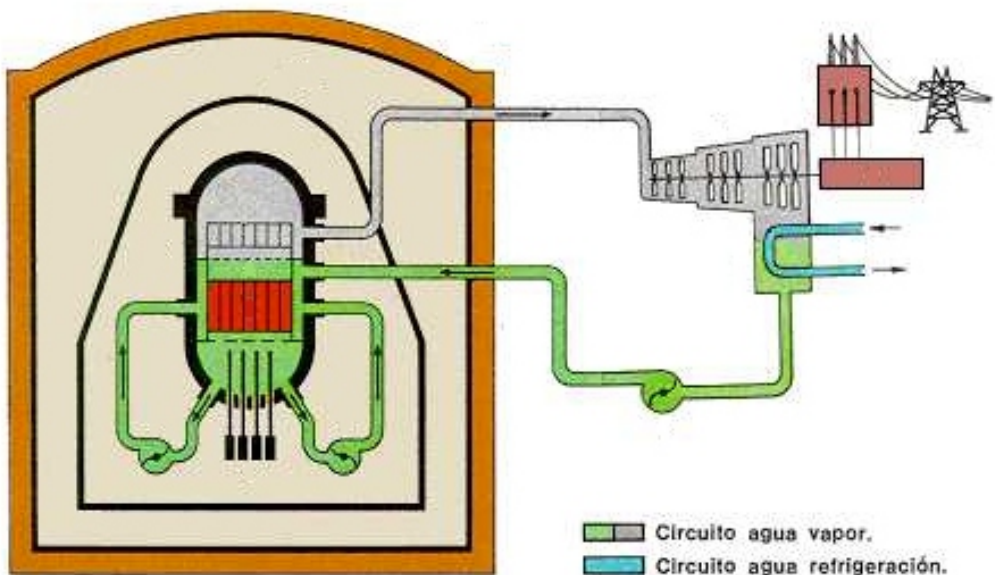
Existen varios tipos básicos de reactores nucleares, tales como los LWR "Light Water Reactors" (Reactores de Agua

Liviana), los PHWR “Pressurized Heavy Water Reactor” (Reactor de agua pesada a presión), los FBR “Fast Breeder Reactors” (Reactores Rápidos Realimentados), los GCR “Gas-Cooled Reactor” (Reactor Refrigerado por Gas) y los LWGR Reactor de grafito y agua liviana o también conocidos como RBMK - “Reactor Bolshoy Moshchnosty Kanalny” (Reactor de Canales de Alta Potencia).

LWR: Utilizan como **refrigerante** y **moderador** el agua liviana (agua común, desmineralizada) y como **combustible** dióxido de uranio enriquecido, (alrededor del 3% de enriquecimiento en el isótopo U235). Los más utilizados son los BWR “Boiling Water

Reactor” (Reactores de Agua en Ebullición) y los PWR “Pressurized Water Reactor” (Reactores de Agua a Presión).

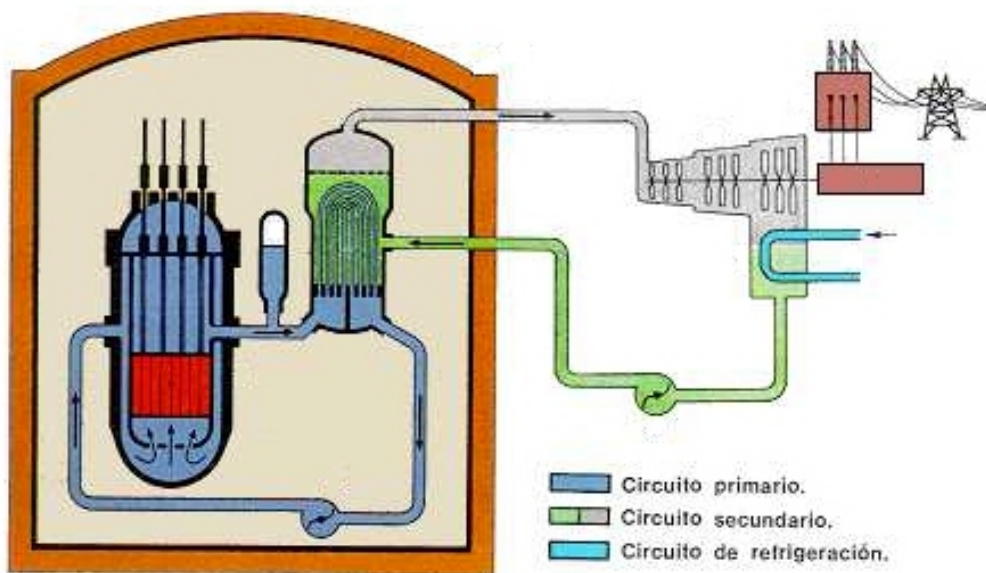
BWR: El calor generado por la reacción nuclear en cadena se utiliza para hacer hervir el agua refrigerante dentro del recipiente del reactor que contiene el núcleo con los elementos combustibles. El vapor producido se introduce en una turbina que acciona un generador eléctrico. El vapor que sale de la turbina pasa por un condensador, donde es transformado nuevamente en agua líquida. Posteriormente, ésta vuelve al reactor impulsada por una bomba, tal como se aprecia a continuación.



Esquema del Reactor BWR

PWR: Este tipo de reactor posee un circuito recipiente a presión, que contiene el núcleo con los elementos combustibles y que está asociado a un circuito primario cerrado de agua a presión que remueve el calor generado en el núcleo del reactor y

lo transfiere, en los generadores de vapor, al agua de un sistema secundario. El agua del sistema secundario pasa a estado vapor, que luego se expande en una turbina que acciona un generador eléctrico, tal como se aprecia en la figura.



Esquema del Reactor PWR

PHWR: Son los reactores basados en el mismo principio de los PWR, pero que emplean agua pesada como **moderador** y **refrigerante**, en vez de agua liviana. La Central Nuclear Atucha I posee un recipiente a presión, mientras que la Central Nuclear Embalse es del tipo CANDU "Canadian Deuterium Uranium" (Reactor Canadiense a

Deuterio y Uranio)., con una calandria horizontal y tubos de presión.

FBR: Como **combustible** utiliza plutonio y como **refrigerante** sodio líquido. Este reactor no necesita **moderador**. Utiliza neutrones rápidos en lugar de térmicos para la fisión. La ventaja de este tipo de reactores es su capacidad para producir

tanto o más material físil que el que consumen. Este tipo de reactores, combinados con una facilidad de reprocesamiento, posibilitarían utilizar casi toda la energía contenida en el uranio, en el orden de cien veces más que la aprovechada por los reactores moderados con agua actual. También podrían utilizar el enorme stock de uranio depletado actualmente almacenado en piletas o contenedores, haciendo virtualmente ilimitado el recurso uranífero.

GCR: Usa una mezcla de torio y uranio como **combustible**. Como **refrigerante** utiliza helio y como **moderador** grafito. Los reactores Grafito-Gas permiten el uso de uranio natural. Fueron desarrollados por varios países (Reino Unido, Francia, Japón, España, Italia) hasta que EE.UU., que hasta fines de 1950's

monopolizaba los servicios de enriquecimiento, acordó exportar uranio enriquecido. De ahí en más, los países anteriormente mencionados fueron reemplazando progresivamente la tecnología por reactores de agua liviana. El reino Unido aún utiliza este tipo de reactores.

LWGR: El **moderador** de grafito está atravesado por los tubos de presión de aleación de zirconio dentro de los cuales circula agua en ebullición. El agua tiene la función de refrigerar el combustible de uranio levemente enriquecido. El cierre completo de esta familia de reactores está programado. Su principal función es la producción de plutonio, y como subproducto genera electricidad. Utiliza uranio enriquecido como **combustible**, grafito como **moderador** y agua como **refrigerante**.

Tendencias Mundiales en Generación Nucleoeléctrica

Centrales Nucleares en Operación Actualmente en el Mundo

La generación eléctrica de origen nuclear representó, en el año 2006, aproximadamente el 17% de la electricidad que se consumió en todo el mundo.

Actualmente existen 435 centrales nucleares en funcionamiento distribuidas en 31 países, y 31 centrales en construcción totalizando 32 los países

que disponen de tecnología nucleoelectrica.

Como se observa en la tabla siguiente, los países con mayor porcentaje de electricidad de origen nuclear, en el año 2006, fueron Francia (78,07%), Lituania (69,20 %), Bélgica (58,10%), Eslovaquia (57,15%) y Suecia (48,01%).

Información Mundial Correspondiente al Año 2006					
País	En Operación		En Construcción		% de la Generación Eléctrica
	Unidades	P. Neta Total - MW	Unidades	P. Neta Total - MW	
Alemania	17	20 339			31.81
Argentina	2	935	1	692	6.93
Armenia	1	376			41.94
Bélgica	7	5801			58.10
Brasil	2	1901			3.31
Bulgaria	2	2722	2	1906	43.64
Canadá	18	12 584			15.81
China	10	7572	4	3220	1.92
Eslovaquia	5	2442			57.15
Eslovenia	1	656			40.11
España	8	7450			19.97
Estados Unidos	103	98 307			19.42
Finlandia	4	2676	1	1600	27.99
Francia	59	63 363			78.07
Holanda	1	450			3.91
Hungría	4	1755			37.69
India	16	3483	6	2910	2.61
Irán	---	---	1	915	---
Japón	55	47 593	1	866	29.97
Lituania	1	1185			69.20
México	2	1360			4.86
Pakistán	2	425	1	300	2.73
Reino Unido	19	11 852			18.84
República Checa	6	3373			31.48
República de Corea	20	16 810	2	1920	38.89
Rumania	1	655	1	655	9.01
Rusia	31	21 743	7	4585	15.90
Sudáfrica	2	1800			4.40
Suecia	10	8909			48.01
Suiza	5	3220			37.40
Taiwán	6	4884	2	2600	---
Ucrania	15	13 107	2	1900	47.52
Total	435	369 728	31	24 069	

Participación Porcentual de cada tecnología por Potencia Instalada							
País	% BWR	% FBR	% GCR	% PHWR	% PGR	% PWR	% LWGR
Alemania	35.6					64.4	
Argentina				100			
Armenia						100	
Bélgica						100	
Brasil						100	
Bulgaria						100	
Canadá				100			
China				17.5		82.5	
Eslovaquia						100	
Eslovenia						100	
España	20.2					79.8	
Estados Unidos	32.6					67.4	
Finlandia	63.6					36.4	
Francia		0.4				99.6	
Holanda						100	
Hungría						100	
India	8.2			81.8			
Irán							
Japón	60.9					39.1	
Lituania							100
México	100						
Pakistán				29.6		70.3	
Reino Unido			91.1			9.9	
República Checa						100	
Rep. de Corea				15.6		84.4	
Rumania				100			
Rusia						51.2	48.8
Sudáfrica						100	
Suecia	69.3					30.7	
Suiza	47.2					52.8	
Taiwán	63					37	
Ucrania						100	

Nomenclatura para Identificación de las Tecnologías:

BWR: Boiling Water Reactor - Reactor de Agua en Ebullición

FBR: Fast Breeder Reactor - Reactor Generador Rápido

GCR: Gas Cooling Reactor - Reactor Refrigerado por Gas

LWGR (RBMK): Reactor de Grafito y Agua Liviana

PGR: Pulsed Graphite Reactor

PHWR: Pressurized Heavy Water Reactor - Reactor de Agua Pesada a Presión

PWR: Pressurized Water Reactor - Reactor de Agua a Presión

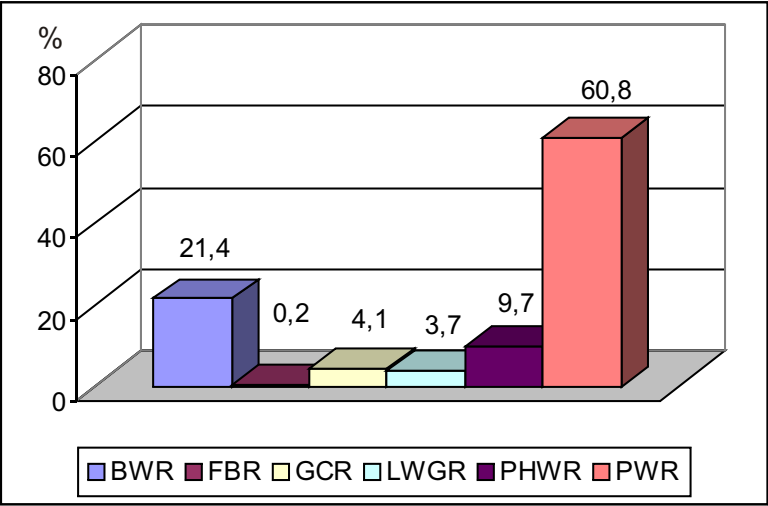
Analizando los datos de la tabla precedente se concluye que:

- En México las centrales son del tipo BWR.
- En Argentina, en Canadá, India y Rumania se ha preferido instalar centrales del tipo PHWR.
- En Armenia, Bélgica, Brasil, Bulgaria, Eslovaquia, Eslovenia, Holanda, Hungría, República Checa, Sudáfrica y Ucrania, hay solamente instaladas centrales del tipo PWR.
- Lituania ha elegido la opción LWGR.
- Alemania, España, Estados Unidos, Finlandia, Japón, Suecia, Suiza y Taiwán tienen un "mix" de tecnologías del tipo BWR y PWR. En Finlandia hay 2 centrales de cada tipo. En Japón, Suecia y Taiwán hay un predominio de reactores BWR y en los demás países centrales son del tipo PWR.
- En China, República de Corea y Pakistán hay un "mix" de PHWR y

PWR. En los 2 primeros países hay un amplio predominio de la tecnología PWR sobre las centrales tipo PHWR. Pakistán tiene una central de cada tipo.

- Francia basó todo su desarrollo en centrales tipo PWR, y solamente tiene una central tipo FBR.
- En el Reino Unido todas las centrales son del tipo GCR, salvo una del tipo PWR.
- En India, se han instalado mayoritariamente centrales tipo PHWR por sobre las BWR.
- Rusia tiene un "mix" entre las tecnologías PWR y LWGR.

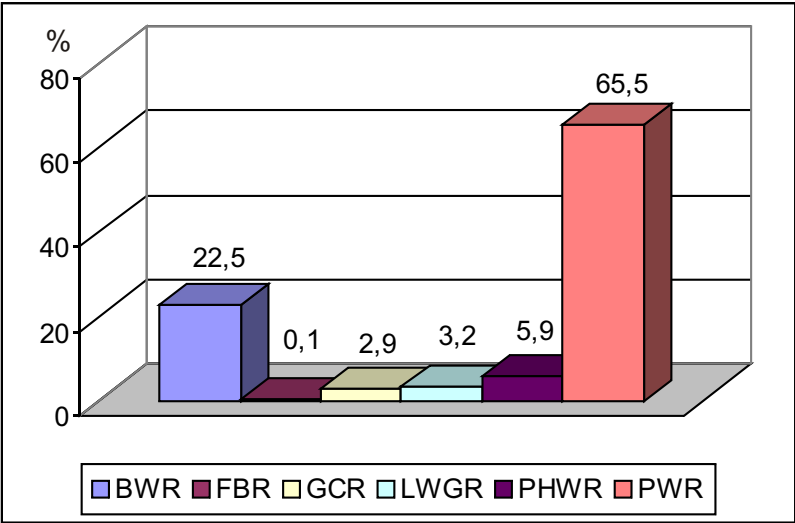
Si se analiza en conjunto la información y presentada en el Anexo I, se concluye que a nivel mundial, las unidades mayoritariamente instaladas por los distintos países es del tipo PWR con un 60.8 %, seguido por BWR con un 21,4 % y en tercer lugar el PHWR con 9,7 %, tal como se aprecia en la siguiente figura.



**Potencia Instalada - Centrales Nucleares en Operación
% por Tipo de Tecnología**

Si el análisis se realiza con los datos de generación eléctrica, el orden se mantiene y los porcentajes serían PWR con un 65,5%, seguido por BWR con un

22,5% y en tercer lugar el PHWR con 5,9%, tal como se aprecia en la siguiente figura.



Generación Nuclear % por Tipo de Tecnología

Nuevos Proyectos de Centrales Nucleares de Potencia en el Mundo

En la actualidad, cada vez se alzan más voces a favor de la energía nuclear. La amenaza del calentamiento global y del cambio climático, así como la entrada en vigor del Protocolo de Kyoto, unido al incremento de la demanda de electricidad y al precio de los combustibles fósiles y de los productos derivados del petróleo ha motivado que diferentes responsables políticos del área energética en muchos de los países consideren fundamental redireccionar sus programas hacia la continuidad de la energía nuclear, prolongando la vida útil de sus centrales e incluso planificando la construcción de nuevas plantas.

Estados Unidos ha permitido la operación, a largo plazo, de 50 de sus reactores; Finlandia, un país muy preocupado por el medio ambiente, está

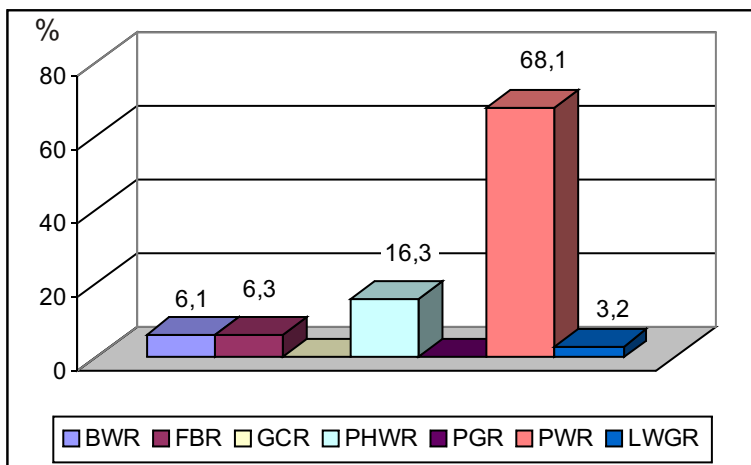
construyendo un nuevo reactor nuclear de tercera generación (EPR, tipo PWR de origen europeo) en Olkiluoto y ya hay estudios que plantean la necesidad de construir una sexta unidad. Francia, el país europeo con más centrales nucleares, ha comenzado la construcción de un EPR en Flamanville; el ex Primer Ministro de Gran Bretaña, Tony Blair, había anunciado la necesidad de continuar con la energía nuclear y de construir nuevas plantas. Asimismo, países asiáticos como China, India o Corea del Sur y los de Europa del este han lanzado importantes programas de construcción de nuevas centrales nucleares.

De acuerdo con la información detallada en el Anexo I se presentan a continuación para cada país las unidades en construcción de cada tecnología.

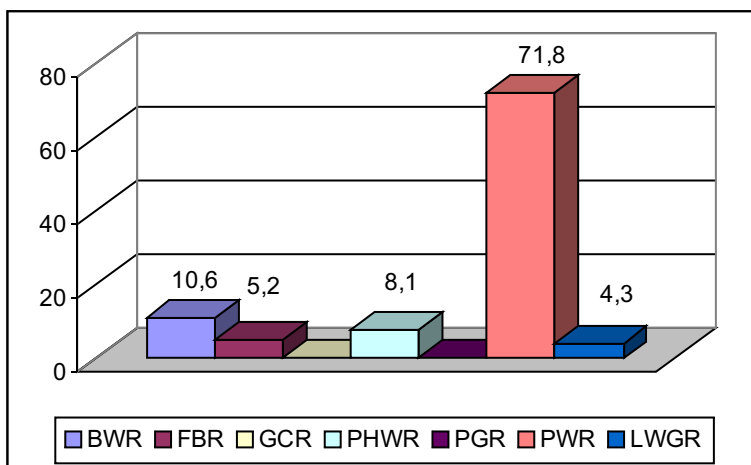
Unidades en Construcción de cada Tecnología							
País	BWR	FBR	GCR	PHWR	PGR	PWR	LWGR
Argentina				1			
Bulgaria						2	
China						4	
Finlandia						1	
India		1		3		2	
Irán						1	
Japón						1	
Pakistán						1	
Rep. de Corea						2	
Rumania				1			
Rusia		1				5	1
Taiwán	2						
Ucrania						2	
Total	2	2		5		21	1

Si se analizan las 31 centrales en construcción actualmente, se puede comprobar que la tecnología que se ha seleccionado en forma mayoritaria es la PWR, seguida por la PHWR.

Analizando la tabla del ítem 3 del Anexo 1, que presenta las centrales que están en etapa de planificación, se puede comprobar que para los 74 000 MW planificados la tendencia se mantiene.



**Potencia a Instalar - Centrales Nucleares en Construcción
% por Tipo de Tecnología**



Energía a Generar % por Tipo de Central Nuclear en Construcción

Anexo 1**Participación Nuclear en el Mundo por Tipo de Tecnología de Reactor****Información Mundial Correspondiente a Centrales en Operación**

Se presenta a continuación un desglose de cada país agrupados por continente, con el tipo de tecnología que ha adopta-

 América					
Argentina - Tecnología PHWR					
Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Atucha I	357	1974		
1	Embalse	648	1983		
2	Total PHWR	1005		100	100
Brasil - Tecnología PWR					
Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Angra 1&2	2007	1989-00		
2	Total PWR	2007		100	100
Canadá - Tecnología PHWR					
Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
6	Bruce 3,4,5,6,7&8	5021	1977-78-84-84-86-87		
4	Darlington 1,2,3&4	3736	1990-90-92-93		
1	Gentilly 2	675	1982		
6	Pickering 1,4,5,6,7&8	3244	1971-73-82-83-84-86		
1	Point Lepreau	680	1982		
18	Total PHWR	13356		100	100

Estados Unidos - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Browns Ferry 2&3	2342	1974-76		
2	Brunswick 1&2	1790	1975-76		
1	Clinton 1	1077	1987		
1	Columbia	1200	1984		
1	Cooper	801	1974		
2	Dresden 2&3	1824	1970-71		
1	Duane Arnold 1	597	1974		
1	Enrico Fermi 2	1154	1986		
1	Fitzpatrick	882	1975		
1	Grand Gulf 1	1373	1984		
2	Hatch 1&2	1822	1974-78		
1	Hope Creek 1	1170	1986		
2	Lasalle 1&2	2340	1982-84		
2	Limerick 1&2	2276	1985-89		
1	Monticello	600	1971		
2	Nine Mile point 1&2	1901	1969-87		
1	Oyster Creek	641	1969		
2	Peach Bottom 2&3	2304	1974-74		
1	Perry 1	1253	1986		
1	Pilgrim 1	691	1972		
2	Quad Cities 1&2	1824	1972		
1	River Bend 1	1036	1985		
2	Susquehanna 1&2	2596	1982-84		
1	Vermont Yankee	563	1972		
34	Total BWR	34057		33,0	32,6

Estados Unidos - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Arkansas one 1&2	1916	1974-78		
2	Beaver Valley 1&2	1846	1976-87		
2	Braidwood 1&2	2452	1987-88		
2	Byron 1&2	2452	1985-87		

Estados Unidos - Tecnología PWR (continuación)

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Callaway 1	1236	1984		
2	Calvert Cliffs 1&2	1829	1975-76		
2	Catawba 1&2	2410	1985-86		
2	Comanche Peak 1&2	2430	1990-93		
1	Cristal River 3	890	1977		
1	Davis-Besse 1	925	1977		
2	Diablo Canyon 1&2	2350	1984-85		
2	Donald Cook 1&2	2285	1975-78		
2	Farley 1 &2	1776	1977-81		
1	Fort Calhoun 1	562	1973		
1	Robinson 2	769	1970		
2	Indian Point 2&3	2024	1973-76		
1	Kewaunee	581	1974		
2	Mcguire 1&2	2440	1981-83		
2	Millstone 2&3	2163	1975-86		
2	North Anna 1&2	1960	1978-80		
3	Oconne 1,2&3	2667	1973-73-74		
1	Palisades	912	1971		
3	Palo Verde 1,2&3	4209	1985-86-87		
2	Point Beach 1&2	1048	1970-72		
2	Prairie Island 1&2	1137	1973-74		
1	Ginna	517	1969		
2	Salem 1&2	2340	1976-81		
2	San Onofre 2&3	2254	1982-83		
1	Seabrook 1	1242	1990		
2	Sequoyah 1&2	2442	1980-81		
1	Shearon Harris 1	951	1987		
2	South Texas 1&2	2708	1988-89		
2	St Lucie 1&2	1700	1976-83		
2	Surry 1&2	1696	1972-73		
1	Three Mile Island 1	837	1974		
2	Turkey Point 3&4	1520	1972-73		
1	Virgil C. Summer 1	1003	1982		
2	Vogtle 1&2	2320	1987-89		

Estados Unidos - Tecnología PWR (continuación)

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Waterford 3	1200	1985		
1	Watts Bar 1	1270	1996		
1	Wolf Creek	1236	1985		
69	Total PWR	70505		67,0	64,4

México - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Laguna Verde 1&2	1362	1989-94		
2	Total BWR	1362		100	100

**Alemania - Tecnología BWR**

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Brunsbuettel	2525	1976		
2	Gundremmingen b&c	1440	1984-84		
1	Isar 1	1400	1977		
1	Kruemmel	1345	1983		
1	Philippsburg 1	1430	1979		
6	Total BWR	8135		35,3	35,6

Alemania - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Biblis A & B	2525	1974-76		
1	Brokdorf	1440	1986		
1	Emsland	1400	1988		

Alemania - Tecnología PWR (continuación)

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Grafenrheinfeld	1345	1981		
1	Grohnde	1430	1984		
1	Isar 2	1475	1988		
2	Neckarwestheim 1&2	2235	1976-89		
1	Philippsburg 2	1458	1984		
1	Unterweser	1410	1978		
11	Total PWR	14718		64,7	64,4

Armenia - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Armenia 2	408	1980		
1	Total PWR	408		100	100

Bélgica - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Doel 1,2,3&4	2963	1974-75-82-86		
3	Tihange 1,2&3	3129	1975-82-85		
7	Total PWR	6092		100	100

Bulgaria - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Kozloduy 5&6	2000	1987-91		
2	Total PWR	2000		100	100

Eslovaquia - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
3	Bohunice 2,3&4	1320	1980-84-85		
2	Mochovce 1&2	880	1998-99		
5	Total PWR	2200		100	100

Eslovenia - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Krsko	730	1981		
1	Total PWR	730		100	100

España - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Cofrentes	1092	1984		
1	Garoña	466	1971		
2	Total BWR	1558		25	20,2

España - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Almaraz 1&2	1957	1981-83		
2	Asco 1&2	2060	1982-85		
1	Trillo 1	1066	1988		
1	Vandellos 2	1087	1987		
6	Total PWR	6170		75	79,8

Finlandia - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Oikiuoto 1&2	1780	1978-80		
2	Total BWR	1780		50	63,6

Finlandia - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Loviisa 1&2	1020	1977-80		
2	Total BWR	1020		50	36,4

Francia - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Belleville 1&2	2726	1987-88		
4	Blayais 1,2,3&4	3804	1981-82-83-83		
4	Bugey 2,3,4&5	3724	1978-78-79-79		
4	Cattenom 1,2,3&4	5448	1986-87-90- 91		
4	Chinon B 1,2,3&4	3816	1982-83-86- 87		
2	Chooz B 1&2	3120	1996-97		
2	Civaux 1&2	3122	1997-99		
4	Cruas 1,2,3&4	3824	1983-84-84-84		
4	Dampierre 1,2,3&4	3748	1980-80-81-81		
2	Fessenheim 1&2	1840	1977-77		
2	Flamanville 1&2	2764	1985-86		
2	Golfech 1&2	2726	1990-93		
6	Gravelines 1,2,3,4,5&6	5706	80-80-80-81-84-85		
2	Nogent 1&2	2726	1987-88		
4	Paluel 1,2,3&4	5528	1984-84-85-86		
2	Penly 1&2	2764	1990-92		
2	St Alban 1&2	2762	1985-86		
2	St Laurent B 1&2	1912	1981-81		
4	Tricastin 1,2,3&4	481	1980-80-81-81		
56	Total PWR	62541		98,3	99,6

Francia - Tecnología FBR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Phenix	250	1973		
1	Total FBR	250		1,7	0,4

Holanda - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Borsseie	481	1973		
1	Total PWR	481		100	100

Hungría - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Paks 1,2,3&4	1866	1982-84-86-87		
4	Total PWR	1866		100	100

Lituania - Tecnología LWGR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Ignalina 2	1300	1987		
1	Total LWGR	1300		100	100

Reino Unido - Tecnología GCR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Dungeness B 1&2	1230	1983-85		
2	Hartlepool A 1&2	1310	1983-84		
2	Heysham A 1&2	1250	1983-84		
2	Heysham B 1&2	2040	1988-88		
2	Hinkley Point B 1&2	1310	1976-76		
2	Hunterston B 1&2	1288	1976-77		
2	Oldbury A 1&2	460	1967-68		
2	Torness 1&2	1364	1988-89		
2	Wylfa 1&2	1080	1971-71		
18	Total GCR	11332		94,7	91,1

Reino Unido - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Sizewell B	1250	1995		
1	Total PWR	1250		5,3	9,9

República Checa - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Dukovany 1,2,3&4	1776	1985-86-86-87		
2	Temelin 1&2	1950	2000-02		
6	Total PWR	3726		100	100

Rusia - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Balakovo 1,2,3&4	4000	1985-87-88- 93		
3	Kalinin 1,2&3	3000	1984-86-04		
4	Kola 1,2,3&4	1760	1973-74-81- 84		
3	Novovoronezi 3,4&5	1834	1971-72-80		
1	Volgodonsk 1	1000	2001		
15	Total PWR	11594		50	51,2

Rusia - Tecnología LWGR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Bilibino 1,2,3&4	48	1974-74-75-76		
4	Kursk 1,2,3&4	4000	1976-79-83- 85		
4	Leningrad 1,2,3&4	4000	1973-75-79- 81		
3	Smolensk 1,2&3	3000	1982-85-90		
15	Total LWGR	11048		50	48,8

Rumania - Tecnología PHWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Cernavoda	706	1996		
1	Total PHWR	706		100	100

Suecia - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
3	Forsmark 1,2&3	3250	1980-81-85		
3	Oskarshamn 1,2&3	2308	1971-74-85		
1	Ringhals 1	860	1974		
7	Total BWR	6418		70	69,3

Suecia - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
3	Ringhals 2,3&4	2837	1974-80-82		
3	Total PWR	2837		30	30,7

Suiza - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Leibstadt	1220	1984		
1	Muehleberg	372	1971		
2	Total BWR	1592		40	47,2

Suiza - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Beznau 1&2	760	1969-71		
1	Goesgen	1020	1979		
3	Total PWR	1780		60	52,8

Ucrania - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Khmelnitski 1&2	200	1987-04		
4	Rovno 1,2,3&4	2835	1980-81-86-04		
3	South Ukraine 1,2&3	3000	1982-85-89		
6	Zaporozhe 1,2,3,4,5&6	6000	1984-85-86-87- 89-95		
15	Total PWR	13835		100	100



África

Sudáfrica - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Koeberg 1&2	1888	1984-85		
2	Total PWR	1888		100	100



Asia

China - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Guangdong 1&2	1968	1993-94		
2	Linglao 1&2	1980	2002-02		
3	Qinshan 1,21&22	1610	1991-02-04		
1	Tianwan 1	1060	2006		
8	Total PWR	6618		80	82,5

China - Tecnología PHWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Qinshan 31&32	1400	2002-03		
2	Total PHWR	1400		20	17,5

India - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Tarapur 1&2	320	1969-69		
2	Total PWR	320		12,5	8,2

India - Tecnología PHWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Kaiga 1&2	440	1999-00		
2	Kakrapar 1&2	440	1992-95		
2	Madras 1&2	440	1983-85		
2	Narora 1&2	440	1989-92		
4	Rajasthan 1,2,3&4	760	1972-80-00-00		
2	Tarapur 3&4	1080	2005-06		
14	Total PHWR	3600		87,5	91,8

Japón - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
6	Fukushima Daichi 1,2,3,4,5&6	4696	1970-73-74- 78-77-79		
4	Fukushima Daini 1,2,3&4	4400	1981-83-84-86		
5	Hamaoka 1,2,3,4&5	4997	1974-78-87- 93-04		
1	Higashi Dori (Tohoku)	1100	2005		
7	Kashiwazaki Kariwa 1,2,3,4,5,6&7	8212	1985-90-92- 93-89-96-96		
3	Onagawa 1,2&3	2174	1983-94-01		
2	Shika 1&2	1898	1993-05		
2	Shimane 1&2	1280	1973-88		
1	Tokai 2	1100	1978		
1	Tsuruga 1	357	1969		
	Total BWR	30214		58,2	60,9

Japón - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Genkai 1,2,3&4	3478	1975-80-93-96		
3	Ikata 1,2&3	2022	1977-81-94		
3	Mihama 1,2&3	1666	1970-72-76		
4	Ohi 1,2,3&4	4710	1977-78-91-92		
2	Sendai 1&2	1780	1983-85		
4	Takahama 1,2,3&4	3392	1974-75-84-84		
2	Tomari 1&2	1158	1988-90		
1	Tsuruga 2	1160	1986		
23	Total PWR	19366		41,8	39,1

Pakistán - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Chasnupp 1	325	2000		
1	Total PWR	325		50	70,3

Pakistán - Tecnología PHWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
1	Kannup	137	1971		
1	Total PHWR	137		50	29,6

República de Corea - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Kori 1,2,3&4	3137	1977-83-85-85		
6	Ulchin 1,2,3,4,5&6	5900	1988-89-98- 98-03-05		
6	Yonggwang 1,2,3,4,5&6	5900	1986-86-94- 95-01-02		
16	Total PWR	14937		80	84,3

República de Corea - Tecnología PHWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
4	Wolsong 1,2,3&4	2779	1982-97-98-99		
4	Total PHWR	2779		20	15,6

Taiwan - Tecnología BWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Chinshan 1&2	1272			
2	Kuosheng 1&2	1970			
4	Total BWR	3242		66,7	63,0

Taiwan - Tecnología PWR

Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión	Unid. %	Potencia %
2	Maanshan1&2	1902			
2	Total PWR	1902		33,3	37,0

Información Mundial Correspondiente a Centrales en Construcción

País	Cant.	Nombre	Potencia Bruta Total -MW	Año de Conexión
Tipo BWR				
Taiwan	2	Unit 1/2	2700	
	2	Total	2700	
Tipo FBR				
India	1	PFBR	500	
Rusia	1	Beloyarski 4 (BN 800)	800	
	2	Total	1300	
Tipo LWGR				
Rusia	1	Kursk 5	1000	2010
	1	Total	1000	
Tipo PHWR				
Argentina	1	Atucha II	745	2010
India	1	Kaiga 4	220	2007-07
India	2	Rajasthan 5&6	440	2007-07
Rumania	1	Cernavoda 2	706	2007
	5	Total	2111	
Tipo PWR				
Bulgaria	2	Belene 1&2	2000	
China	2	Lingao 3&4	2173	2010
China	2	Qinshan 23&24	1300	2010-11
Corea	2	Shin-Kori 1&2	2000	2010-11
Finlandia	1	Olkiuoto 3	1720	
India	2	Kudankulam 1&2	2000	2009
Irán	1	Bushehr 1	1000	2007
Japón	1	Tomari 3	912	
Pakistán	1	Chasnupp 2	325	2011
Rusia	1	Balakovo 5	1000	2010
Rusia	1	Kalining 4	1000	2010
Rusia	2	Severodvinsk 1&2	60	
Rusia	1	Volgodonsk 2	1000	2008
Ucrania	2	Khmelnitski 3&4	2000	2015-16
	21	Total	18930	

Información Mundial Correspondiente a Centrales en Etapa de Planificación (Fuente: WNA, IAEA, www.aecf.ca)

Reactores Planificados a Agosto de 2007					
Nombre	Tipo	MWe	Inicio	Fin	Empresa
Canadá En estudio de factibilidad					
New Brunswick	ACR1000	1000			AECL-GE-HITACHI
China					
Yangjiang 1	PWR / EPR	1600	2009	2014	AREVA
Yangjiang 2	PWR / EPR	1600	2009	2014	AREVA
Shidaowan	HTR	200		2010	AREVA
Sanmen 1	PWR / AP1000	1100		2013	Westinghouse
Sanmen 2	PWR / AP1000	1100		2013	Westinghouse
Haiyang 1	PWR / AP1000	1100		2013	Westinghouse
Haiyang 2	PWR / AP1000	1100		2013	Westinghouse
Hongyanhe 1	PWR / CPR1000	1080		2013	Basasdo en AP1000 de Westinghouse
Hongyanhe 2	PWR / CPR1000	1080		2013	Basasdo en AP1000 de Westinghouse
		9960			
Eslovaquia					
Mochovce 3	PWR / VVER	440	1985	2012	Atomenrgoprom
Mochovce 4	PWR / VVER	440	1985	2013	Atomenrgoprom
		880			
Francia					
Flamanville 3	PWR / EPR	1630		2012	AREVA
Rusia					
Leningrad 5	PWR	1200		2012	Atomenrgoprom
Leningrad 6	PWR	1200		2013	Atomenrgoprom
Novovoronezh 6		1200		2013	Atomenrgoprom
		3600			

Reactores Planificados a Agosto de 2007

Nombre	Tipo	MWe	Inicio	Fin	Empresa
Japón					
Shimane 3	ABWR	1375		2012	GE
Ohma	ABWR	1350		2013	GE
Fukushima I 7	ABWR	1325	2007	2012	GE
Fukushima I 8	ABWR	1326	2007	2013	GE
Higashidori 1	ABWR	1320	2008	2014	GE
Higashidori 2	ABWR	1320	2010	2016	GE
Tsuruga 3	ABWR	1500	2010	2016	MITSUBISHI
Tsuruga 4	ABWR	1500	2010	2017	MITSUBISHI
Kaminoseki 1	ABWR	1373	2009	2014	GE
Higashidori 2	ABWR	1320	2011	2017	GE
		13709			
Corea del Sur					
Shin-Wolsen 1	PWR / OPR-1000	950		2011	DHIC Westinghouse
Shin-Wolsen 2	PWR / OPR-1000	950		2012	DHIC Westinghouse
Shin Kori 3	PWR / APR-1400	1350		2013	KHNP
Shin Kori 4	PWR / APR-1400	1350		2013	KHNP
Shin-Ulchin 1	PWR / APR-1400	1350		2015	KHNP
Shin-Ulchin 2	PWR / APR-1400	1350		2015	KHNP
		7300			
Estados Unidos Reactores con Licencia de Construc. y Operac. (COL) pendiente					
Bellefonte	PWR/ AP1000	1100	2007		Westinghouse
Bellefonte	PWR/ AP1000	1100	2007		Westinghouse
Grand Gulf	ESBWR	1550	2007		GE
North Anna	ESBWR	1550	2007		GE
River Bend	ESBWR	1550	2008		GE
Lee/Cherokee	PWR/ AP1000	1100	2007		Westinghouse
Lee/Cherokee	PWR/ AP1000	1100	2007		Westinghouse
Vogtle,	PWR/ AP1000	1100	2008		Westinghouse

Reactores Planificados a Agosto de 2007

Nombre	Tipo	MWe	Inicio	Fin	Empresa
Estados Unidos² (continuación)					
Vogtle,	PWR/ AP1000	1 100	2008		Westinghouse
Summer	PWR/ AP1000	1 100	2007		Westinghouse
Summer	PWR/ AP1000	1 100	2007		Westinghouse
Calvert Cliffs	US EPR	1 600	2008		AREVA
Nine Mile Point	US EPR	1 600	2008		AREVA
Harris NC	PWR/ AP1000	1 100			Westinghouse
Harris NC	PWR/ AP1000	1 100			Westinghouse
Crystal R	PWR/ AP1000	1 100	2008		Westinghouse
Crystal R	PWR/ AP1000	1 100	2008		Westinghouse
South Texas	ABWR	1 400	2007		GE
South Texas	ABWR	1 400	2007		GE
Amarillo	US EPR	1 600	2008		AREVA
Amarillo	US EPR	1 600	2008		AREVA
SE Texas	ESBWR o	1 550 o	2008		GE o
	AP1000	1 100			Westinghouse
SE Texas	ESBWR o	1 550 o	2008		GE o
	AP1000	1 100			Westinghouse
Comanche Peak	US-APWR	1 700	2008		MITSUBISHI
Comanche Peak	US-APWR	1 700	2008		MITSUBISHI
Grand View		1 600	2007		
Callaway	US-EPR	1 600	2008		AREVA
Turkey Point			2009		
Fermi,			2008		
Susquehanna			2008		
					36000
Total		74000			

Reservas del Sistema Eléctrico

Oscar Medina

Introducción

A diferencia de otros bienes que están en el comercio, la energía eléctrica presenta ciertas singularidades que es preciso tener presente y que actúan como condicionantes fácticos en el momento de su utilización.

De esos condicionantes, tal vez el más importante sea el hecho de que la energía eléctrica no puede almacenarse como un bien durable, salvo que se la someta a un proceso de conversión a otra forma de energía (ej. en energía potencial en centrales de bombeo).

Es por ello que la energía eléctrica debe ser generada en el mismo instante en que es demandada por los usuarios.

La energía eléctrica en gran escala se obtiene básicamente a través de equipos generadores que la producen a partir de un fenómeno físico cuya complejidad no viene al caso describir. Lo relevante es que un generador transforma en energía eléctrica la energía mecánica aplicada a la rotación de uno de sus componentes. Dicha rotación puede obtenerse a partir de diversos medios que usualmente se utilizan para caracterizar su "fuente": turbinas de vapor, turbinas de gas, centrales hidroeléctricas, centrales nucleares, motores diesel o generadores eólicos.

Las máquinas generadoras tienen un índice de indisponibilidad para el sistema ya sea para mantenimiento estacional, para mantenimiento correctivo o por falta de combustible o agua del río (para el caso de las centrales hidroeléctricas). Además, cualquiera sea la fuente de generación, las máquinas pueden salir de servicio durante la operación diaria ya sea por fallas imprevistas o por roturas diversas.

Es por ello que para que la gestión de un sistema eléctrico de potencia sea confiable, seguro y para mantener los más elevados estándares de calidad de servicio, se deben tener presentes estas indisponibilidades de las máquinas generadoras y el sistema deberá contar con reservas suficientes en generación, transmisión y distribución para garantizar el normal abastecimiento de la demanda y la calidad de servicio.

En este artículo nos ocuparemos de las reservas eléctricas de generación de corto y mediano plazo. Las primeras, están asociadas con la operación diaria de un sistema de potencia, mientras que las segundas tienen que ver con la operación anual del parque generador de un sistema.

Reservas Eléctricas de Corto Plazo y Mediano Plazo

Las reservas de corto y mediano plazo son las requeridas en la operación por los requerimientos de calidad y seguridad del servicio. Incluye los siguientes tipos de reserva, que se diferencian por las características y velocidad de respuesta:

Reservas de Corto Plazo

- Reserva instantánea.
- Reserva para Regulación de Frecuencia.
- Reserva operativa de CINCO (5) minutos.
- Reserva de DIEZ (10) minutos.
- Reserva fría de VEINTE (20) minutos.
- Reserva térmica de CUATRO (4) horas.

Reserva de Mediano Plazo

- Reserva de confiabilidad

En el Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS [1] de CAMMESA, se establece claramente que el OED (Organismo Encargado de Despacho) deberá asignar las reservas señaladas dentro de los niveles requeridos y de acuerdo con los criterios y metodologías de ofertas y disponibilidad que se definen en dicho Anexo.

El OED no podrá forzar generación para obtener la reserva requerida excepto para cumplir con el requerimiento mínimo de reserva para Regulación Primaria de Frecuencia (RPF), de

acuerdo con lo que establece el Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS [2].

En cada instante, el requerimiento de potencia para satisfacer la demanda a abastecer con la calidad y seguridad pretendida necesita que:

- Se genere la potencia para cubrir la demanda, teniendo en cuenta las pérdidas de transporte y red de distribución.
- Se mantenga, adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto, un nivel de reserva de corto plazo en caliente o en frío pero lista para estar rápidamente en servicio como reserva, para garantizar el seguimiento de las fluctuaciones de la demanda, la operatividad del sistema eléctrico, la calidad del servicio y la capacidad de respuesta rápida en caso de contingencias menores.
- Se mantenga, adicionalmente dentro de la demanda y/o el parque de generación del MEM en su conjunto, un nivel de reserva de corto plazo de reserva fría de VEINTE (20) minutos y reserva de CUATRO (4) horas disponible para entrar en servicio en un plazo no mayor que el indicado para cada tipo de reserva, para cubrir apartamientos prolongados, ya sea en la oferta como en la demanda.
- Se mantenga, adicionalmente dentro

del parque de generación una reserva de confiabilidad con capacidad de entregar potencia firme durante el horario de punta para la demanda no contingente del sistema.

Reservas de Corto Plazo

- **Reserva Instantánea.** Es la reserva que aportan los relés de alivio de carga u otros elementos equivalentes. Es aportada por la demanda en su conjunto, de acuerdo con los criterios y procedimientos establecidos en los Anexos 35 y 41 de LOS PROCEDIMIENTOS.
- **Reservas para Regulación de Frecuencia.** Se consideran las siguientes:

Regulación Primaria de Frecuencia (RPF): Es la regulación rápida, con un tiempo de respuesta menor a 30 segundos, destinada a equilibrar los apartamientos respecto del despacho previsto, principalmente por los requerimientos variables de la demanda, cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de equipos instalados en las máquinas que permiten modificar en forma automática su producción.

Este valor debe cubrir la salida de servicio intempestiva de la máquina generadora más grande que esté rotando en el sistema. En la actualidad esta máquina es el generador de la Central Nuclear de Embalse, con 640 MW.

Generalmente esta regulación es del 5% de la potencia del parque térmico (excluyendo las nucleares) y del 10% del parque hidráulico que está entregando energía en sincronismo instante a instante.

Regulación Secundaria de Frecuencia (RSF): Es la acción manual o automática sobre los variadores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin, que compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF.

Su función principal es absorber las variaciones de la demanda con respecto a la pronosticada para el sistema eléctrico en régimen normal. Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando así los desvíos de frecuencia al producirse nuevamente el balance entre generación y demanda.

Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos para, de ser posible de acuerdo con la magnitud de la perturbación, recuperar el valor nominal de la frecuencia.

Este valor debe ser de igual valor al de la Regulación Primaria, ya que ésta debe suplir a la misma para normalizar una situación y recuperar márgenes de regulación Primaria una vez producida una anomalía

como la salida intempestiva de servicio de un generador.

Generalmente esta regulación es del 10% de la potencia del parque hidráulico que está entregando energía en sincronismo instantáneo a instante.

Reservas Rotantes para Regulación:

Margen de potencia rotando en reserva en una máquina térmica o central hidroeléctrica habilitada y disponible para la REGULACIÓN DE FRECUENCIA (RF) y que se puede destinar a la regulación de frecuencia.

- **Reserva Operativa de 5 Minutos.** Es la reserva rápida en máquinas, de respuesta menor o igual que CINCO (5) minutos, que permite realizar el seguimiento de demanda, complementando el servicio de Regulación de Frecuencia y garantizando la operatividad del sistema.

El nivel de reserva operativa requerido por tipo de día se determinará en la Programación Estacional que realiza CAMMESA [3] teniendo en cuenta las características de la demanda, de acuerdo con los requerimientos para mantener la operatividad del sistema eléctrico y el nivel de calidad pretendido.

Junto con la Programación Semanal de CAMMESA [3], los Generadores presentarán sus ofertas para brindar el servicio de reserva operativa estando la máquina parada. Podrán

presentar ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada para brindar este servicio estando parada. Una máquina o central será habilitada a aportar reserva operativa cuando no está generando, si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor que CINCO (5) minutos.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que CINCO (5) minutos, de serle requerido por el OED deberá recomponer los valores de regulación primaria y secundaria y poder mantenerlo durante una hora.

Generalmente esta reserva la aporta el parque hidráulico que está parado fuera de sincronismo pero que está disponible para entrar en servicio en cualquier momento.

- **Reserva Operativa de 10 Minutos.** Es la reserva de respuesta menor o igual que DIEZ (10) minutos, cubierta por capacidad de generación de libre disponibilidad y/o demanda interrumpible, que permite tomar apartamientos de mayor duración y seguir los desvíos en la demanda, complementando el servicio de reserva operativa para la calidad del servicio pretendida.

El criterio para definir el nivel de reserva de DIEZ (10) minutos se determinará en la Programación Estacional, en función de las características de la demanda y la calidad

pretendida.

Diariamente, el OED determinará la necesidad de este tipo de reserva por bloques de una o más horas del día de acuerdo con el nivel de reserva operativa asignado, la forma de la curva de carga, la aleatoriedad probable de la demanda y los requerimientos de punta.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva de DIEZ (10) minutos estando la máquina parada. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica e hidráulica habilitada para brindar este servicio estando parada. Una máquina o central será habilitada a aportar reserva de DIEZ (10) minutos cuando no está generando, si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos. El compromiso asociado es entregar la reserva ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios Interrumpibles) en un plazo no mayor que DIEZ (10) minutos de serle requerido por el OED y poder mantenerlo durante una hora.

Este valor, junto a la reserva operativa de 5 minutos, deberá recomponer los valores de regulación primaria y secundaria dentro los 10 minutos de haberse producido alguna anormali-

dad, y deberá entregar energía al SADI por la potencia comprometida durante por lo menos 1 hora.

Generalmente esta reserva la aporta el parque hidráulico que está parado fuera de sincronismo pero que está disponible para entrar en servicio en cualquier momento.

- **Reserva Fría de 20 Minutos.** Será cubierta con máquinas térmicas de punta paradas, incluyendo los grupos turbogas de los ciclos combinados, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en un tiempo no mayor que VEINTE (20) minutos y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos. Su objeto es contar con reserva para tomar apartamientos prolongados ante contingencias u otro tipo de imprevistos importantes.

El nivel de reserva fría se determinará en la Programación Estacional, en función de los requisitos de reserva para aleatorios prolongados y contingencias.

Junto con la Programación Semanal, los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva fría. Podrán presentar ofertas para cada máquina térmica de punta habilitada para ello.

Una máquina térmica de punta será habilitada a aportar reserva fría si

demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro de un plazo no mayor de VEINTE (20) minutos.

El compromiso asociado es entregar la potencia ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios Interrumpibles) en un plazo no mayor que VEINTE (20) minutos de ser requerido el arranque o reducción por el OED y poder mantenerlo durante cinco horas.

Esta reserva cumple la misma función que las reservas de 5 y 10 minutos, con la diferencia que la misma puede entrar en servicio dentro de los 20 minutos y deberá entregar energía al SADI por la potencia comprometida durante por lo menos 5 horas.

Generalmente esta reserva la aporta el parque hidráulico que está parado fuera de sincronismo pero que está disponible para entrar en servicio en cualquier momento y las turbinas de gas (TG) que cumplen con las mismas condiciones mencionadas anteriormente.

- **Reserva Térmica de 4 Horas.** Será adjudicada por el OED a las unidades Turbo Vapor (TV) y Turbo Gas (TG), o Ciclo Combinados (CC), y/o por Grandes Usuarios Interrumpibles que comprometen reducir su demanda en un plazo no mayor que una hora y por el horario de punta.

La reserva de CUATRO (4) horas será

cubierta con máquinas térmicas paradas disponibles o rotando pero fuera de sincronismo, que puedan entrar en servicio y alcanzar la potencia comprometida en el tiempo requerido.

Su objeto es contar para las bandas horarias de punta con reserva para cubrir la punta del sistema ante contingencias u otro tipo de imprevistos (restricciones de combustible, salidas intempestivas de unidades, fuera de servicio de líneas, etc.).

Las unidades habilitadas deben ser capaces de generar la potencia comprometida durante todo el período de la banda horaria de punta, ante el requerimiento del OED realizado con una anticipación de cuatro horas.

Con el envío de datos para la programación semanal los Generadores presentarán su oferta para brindar el servicio de reserva de CUATRO (4) horas. Junto con la Programación Semanal, el OED determinará el requerimiento de reserva para esa semana, pudiendo ser CERO (0). Los generadores podrán presentar ofertas para cada máquina térmica habilitada para ello. Una máquina térmica será habilitada a aportar reserva de cuatro horas si demuestra su capacidad de arrancar y entregar carga dentro en los plazos fijados precedentemente.

El compromiso asociado es entregar

la potencia ofertada (generando la reserva comprometida para el caso de máquinas o reduciendo la demanda en caso de Grandes Usuarios) en un plazo no mayor que el establecido y poder mantenerlo durante cinco horas.

Este valor debe cubrir la salida de servicio intempestiva de la máquina generadora más grande que esté rotando en el sistema o la salida de servicio intempestiva de una línea de 500 kV. En la actualidad ese evento representaría la salida de servicio de 1200 MW.

La reserva térmica de 4 horas debe cubrir durante las cinco horas de pico el faltante de energía producido por la mencionada falla intempestiva.

Generalmente estas reservas las aporta el parque térmico (excluyendo las nucleares) que están fuera de sincronismo pero disponible para entrar en servicio en las horas de pico. Si las máquinas son del tipo Turbinas de Vapor (TV), éstas están rotando en arranque a una velocidad reducida mientras no se produzca ninguna anomalía.

Reserva de Mediano Plazo

Reservas de Confiabilidad. Es la reserva de generación en condiciones de operar durante los picos del sistema, para cubrir la demanda máxima del mismo.

El nivel de reserva requerido para cada

mes se determinará conforme lo establezca expresamente la Secretaría de Energía, donde la generación hidráulica podrá ofertar hasta su potencia máxima mensual neta en condiciones de mantener durante el horario de punta de un día con el NOVENTA Y CINCO POR CIENTO (95%) de probabilidad de excedencia. La generación térmica y cogeneración podrá ofertar su potencia efectiva neta. Las máquinas o centrales con potencia comprometida en contratos de exportación no podrán ofertar reserva de confiabilidad por la potencia comprometida en exportación.

Junto con la programación de invierno y con la base de datos estacional los generadores hidroeléctricos y térmicos, así como los cogeneradores, podrán ofertar para cada mes del año la potencia y el precio al cual están dispuestos a brindar este servicio.

El compromiso asociado es mantener el equipamiento de generación disponible durante las horas que se remunera potencia y estar en condiciones de entregar la potencia ofertada en un plazo no mayor que el tiempo de arranque y parada de la base de datos del sistema y poder mantenerlo, para las centrales hidráulicas durante cinco horas y para las térmicas durante las horas de pico.

Para elaborar una hipótesis en esta materia, se requiere que con anterioridad se determine la demanda pico máxima anual y la composición relativa

de la oferta de generación para abastecer dicha demanda. Esto responde a dos cosas: al impacto que en estas reservas provocan un escenario alta o baja de hidráulicidad de los ríos en las centrales hidroeléctricas que se consideren y al índice de indisponibilidad que suele

presentar el parque térmico (actualmente ronda el 25%).

No obstante, en una primera aproximación, se puede decir que un 12% de la oferta total debería ser destinada a reservas de mediano plazo.

Conclusiones

Un sistema eléctrico moderno debe contar con un margen importante de reservas en generación, transmisión y distribución para ser seguro, confiable y mantener buenos estándares de calidad de servicio.

En lo que respecta a generación, el autor estima que un 12% de la potencia demandada total debería ser destinada como reservas de corto plazo, las cuales tienen que ver con la operación diaria del sistema.

De ese valor, el 7,2% deberá ser utilizado como reserva para regulación de frecuencia (tanto primaria como secundaria) y el 4,8% debería ser destinado como reserva operativa de 5,

10 y 20 minutos.

Además, se considera pertinente disponer de 1200 MW como reserva térmica de 4 horas para cubrir (en horas pico) la salida de servicio intempestiva de la máquina generadora más grande que esté rotando en el sistema o la salida de servicio intempestiva de una línea de 500 kV.

En lo que comprende a las reservas de mediano plazo, en una primera aproximación se puede decir que un 12% de la oferta total sería suficiente para cubrir más que nada el alto índice de indisponibilidad térmica que en la actualidad llega a ser del 25% promedio.

Referencias

- 1 - Anexo 36 de LOS PROCEDIMIENTOS CAMMESA
- 2 - Anexo 23 de LOS PROCEDIMIENTOS CAMMESA
- 3 - CAMMESA - <http://www.cammesa.com.ar/>

Ing. Oscar Medina
Secretaría de Energía
Consejo Asesor de Estrategia Energética

Análisis de Costos Nivelados de la Generación de Electricidad en México

Gustavo Alonso, J., Ramón Ramírez, Javier C. Palacios

El presente trabajo corresponde a un estudio realizado en México por el Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares. Fue presentado en el Simposio LAS-ANS, que se llevó a cabo en la República Argentina, Comisión Nacional de Energía Atómica en junio del 2006.

La opción nuclear es, actualmente, una opción económicamente competitiva debido, entre otras cosas, a la alta volatilidad de los precios del gas natural. Actualmente, el costo de instalación (overnight cost) para una nueva planta nuclear se estima entre 1200 y 1600 USD/kW con una potencia de entre 1100 y 1600 MWe, el tiempo de construcción, desde la primera piedra hasta la entrada en operación comercial, es de aproximadamente cinco años, como se ha demostrado en los últimos reactores construidos en Asia (por ejemplo en Japón y China). En este trabajo se realiza el análisis de costos nivelados de generación de electricidad, para diferentes escenarios, comparando para ello la generación de electricidad utilizando ciclos combinados de gas natural, y plantas nucleares. Se analizan los costos nivelados para diferentes precios de instalación de reactores nucleares. También se efectuó un análisis de sensibilidad para el tiempo de construcción y diferentes factores de capacidad. Los escenarios considerados comprenden tres tasas de descuento diferentes: 5%, 8% y 10%.

Introducción

Debido a la alta volatilidad del precio del gas y a la preocupación por las emisiones de CO₂, la opción nuclear es una opción que debe ser considerada en el portafolio de generación de electricidad.

Las preocupaciones actuales sobre la disponibilidad de recursos naturales, el calentamiento global, la calidad del aire

y el suministro de energía segura, sugieren un papel importante para la energía nuclear en el futuro como una fuente de suministro de energía. En tanto que los diseños actuales de plantas nucleares de potencia de generación II y III proporcionan electricidad de manera económica, y proveen un suministro públicamente aceptable en muchos

mercados, los recientes avances en los diseños de sistemas de energía nuclear los hacen todavía más competitivos y pueden ampliar las oportunidades para su uso.

Derivado de estudios recientes sobre reactores pertenecientes a la Generación III se encontró que:

- Se tiene una reducción sostenida en el costo de inversión, lo cual ha llevado a la industria nucleoelectrica, debido a sus bajos costos de producción, a ser competitiva respecto a las otras tecnologías de generación.
- El precio del combustible nuclear es muy estable y el incremento en sus precios tiene un impacto mínimo en el costo total de generación.
- Se ha reducido de manera importante el tiempo de construcción de las centrales nucleoelectricas.
- La tecnología nucleoelectrica ha alcanzado un grado importante de madurez. Su capacidad y confiabilidad han sido plenamente probadas. Esto ha redundado en el cumplimiento obligatorio de estándares muy elevados de seguridad y rendimiento de las plantas nucleoelectricas.
- Actualmente, en los diseños de reactores de generación III la vida útil de la planta ha aumentado hasta 60 años en la mayoría de los diseños, y el factor de carga es cercano al 90% en los reactores en operación alrededor del mundo.

- Se encontró que el costo nivelado para la opción nuclear ha estado disminuyendo en los últimos 5 años, en tanto que la opción de gas y carbón para plantas de carga base ha sufrido un aumento, siendo este mayor para el gas debido básicamente a la volatilidad de los precios del mismo.

- Por último se debe agregar el hecho de que en la generación nucleoelectrica no hay emisión de gases de efecto invernadero.

De lo expuesto anteriormente podemos observar que, si se comparan todas las alternativas tecnológicas disponibles en la actualidad, las centrales nucleares brindan una buena opción desde el punto de vista de costo total nivelado de generación. Además, se les puede considerar como solución para reducir la emisión de gases de invernadero al ambiente. Por lo que varios países en el mundo continúan construyendo reactores y han decidido incorporar a la tecnología nuclear como una de las opciones para generar energía eléctrica en el corto y mediano plazo, ya que esta tecnología brinda diversas oportunidades de generar energía ambientalmente limpia y a costos muy competitivos.

En el presente trabajo se efectúa el análisis de costos nivelados de generación de electricidad, para diferentes escenarios comparando para ello ciclos combinados de gas natural, y plantas nucleares

Metodología de Costo Nivelado

Cada tecnología utilizada para producir electricidad tiene características específicas, entre éstas tenemos: el tiempo de construcción, eficiencia, costo diferente de inversión, vida útil, etc. Debido a estas diferencias es muy difícil realizar una comparación entre tecnologías diferentes, considerando sólo una de estas características.

Una forma de realizar comparaciones entre las diferentes tecnologías es utilizar la metodología de costo nivelado [1], la cual permite cuantificar el costo unitario de la electricidad (el kWh) generada durante toda la vida útil de la central; como es un valor promedio, permite la comparación inmediata de estos costos entre diferentes tipos de tecnologías de generación.

La Metodología de Costo Nivelado considera la energía eléctrica total que la planta producirá durante su vida útil, y es dividida entre el costo total de inversión (considerando la tasa de interés y el flujo de efectivo durante todo el tiempo de construcción) más los

costos de combustible, así como los de operación y mantenimiento, todo a valor presente del valor dinero.

Esta metodología toma en cuenta que el costo de instalación (overnight cost) está afectado por:

- ▲ Tasa de interés aplicada a la inversión
- ▲ Flujo de efectivo durante el tiempo de construcción

El Costo Total Nivelado (CTNG) es la suma de:

- ▲ Costo Nivelado de Inversión (CNI): es el costo generado durante el tiempo de construcción
- ▲ Costo de Producción: es el generado durante la vida económica de la planta, incluye:
 - Costo Nivelado de combustible (CNC)
 - Costo Nivelado de Operación y Mantenimiento (CNO&M).

Suposiciones para el Análisis

La energía nuclear es considerada como tecnología de carga-base para producir electricidad junto con las plantas del ciclo combinado basadas en el gas natural y las plantas de carbón. Por eso la comparación de costos nivelados de generación proporciona una guía sobre

la viabilidad económica de la opción nuclear.

Una de las preocupaciones principales para los inversionistas en energía nuclear es el tiempo de construcción y los posibles retrasos debido al proceso de la autorización. La Comisión

Regulador Nuclear de los Estados Unidos (EEUU) ha modificado el proceso de licenciamiento, para disminuir la posibilidad de detener la construcción de una Planta de Nuclear debido a las condiciones de licenciamiento.

Se consideraron dos escenarios para la tasa de descuento 5 y 10%, tres precios para el gas 4.44 (Gas 1), 5.20 (Gas 2) y 7 USD/MMBTU (Gas 3).

Actualmente, diversas compañías constructoras de reactores han mencionado en documentos públicos que el costo de instalación para el kWe, para sus diseños de Generación III, puede estar entre 1200 y 1600 USD/kWe [2, 3, 4, 5, 6]. Por eso, en este estudio nosotros consideraremos tres escenarios 1200, 1400 y 1600 USD/kWe tomados como escenario nuclear bajo, medio y alto, respectivamente. La potencia para estos reactores varía entre 1100 y 1600 MW, por consiguiente nosotros usaremos un valor medio de 1350 MW.

Para los costos de operación y mantenimiento usaremos los valores reportados por la OCDE [7]. En la Tabla I se muestran algunas características de los sistemas generadores de Electricidad considerados, junto con su correspondiente costo asociado.

Los últimos proyectos nucleares desarrollados en China se han cumplido dentro de los tiempos y con los presupuestos planeados. Lo anterior puede ser un ejemplo de que es posible construir una planta nuclear en cinco años, desde la

primera piedra hasta la entrada en operación comercial.

Dentro de la Generación III de reactores están el ABWR, el EPR y los AP1000. De éstos, se han construido con éxito cuatro unidades del tipo ABWR en Japón. Asimismo se han desarrollado varias mejoras en las técnicas de construcción, lo que ha hecho posible que los ABWR sean construidos en menos de cinco años.

Con respecto al EPR, uno está siendo construido en Finlandia y no hay noticias sobre algún retraso serio, así que se espera entre en funcionamiento comercial en 2009 cumpliendo su programa. Otro reactor de este tipo empezará su construcción en 2007 en Flamanville, Francia.

El AP1000 es uno de los reactores considerado en la iniciativa de 2010 y ha sido escogido por NU-START como una de sus opciones para las nuevas plantas nucleares en Estados Unidos.

Según la experiencia americana, de hace 20 años, el tiempo de construcción de un nuevo reactor era el doble del proyectado. Por eso hay incertidumbre sobre la posibilidad de retrasar la agenda de construcción programada para un nuevo reactor nuclear.

Debido a lo anterior se realizó un análisis de sensibilidad del tiempo de construcción, para el cual se considerarán dos escenarios. En el primero se supondrá que el proyecto no se detendrá pero tardará más tiempo en ser construi-

do. Significa que el flujo del dinero en efectivo se extenderá según el periodo de la construcción. En el segundo

escenario supondremos un retraso que puede ser de uno o dos años.

Tipo de la Planta	Gas	Carbón	Nuclear
Vida (años)	25	40	40
Factor de capacidad (%)	80	80	90
Usos propios (%)	3.1	7.3	3.1
Salida neta de potencia (MWe)	560	700	1350
Eficiencia térmica (%)	52	37.24	34
Tiempo de construcción (años)	2	4	5
Overnigth Cost (USD/kWe)	450	1000	1200
			1400
			1600
Costo de combustible *USD/mmBTU +USD/MWh	4.44*	1.78*	6.80 ⁺
	5.20*		
	7.00*		
Costo de O&M (USD/MWh)	2.77	4.75	7.83

Tabla I. Características Generales de las Plantas Analizadas

La curva de flujo de capital empleada en este análisis es una función del tipo Boltzmann normalizada, y se muestra en la Figura 1. Ésta es una curva representativa y variará ligeramente según cada

constructor en particular. Así que los resultados de este trabajo, proporcionarán sólo una guía sobre las expectativas de costo nivelado de generación eléctrica.

Resultados

En los resultados mostrados a continuación se consideró lo siguiente:

- Tres escenarios para la tasa de descuento 5%, 8% y 10%,
- Tres escenarios para los precios del gas:
 - 4.44 USD/mmBTU (Gas 1)
 - 5.20 USD/mmBTU (Gas 2)
 - 7.00 USD/mmBTU (Gas 3)
- Tres escenarios para el overnight cost nuclear
 - 1200 USD/kWe (Nuclear Bajo)
 - 1400 USD/kWe (Nuclear Medio)
 - 1600 USD/kWe (Nuclear Alto)

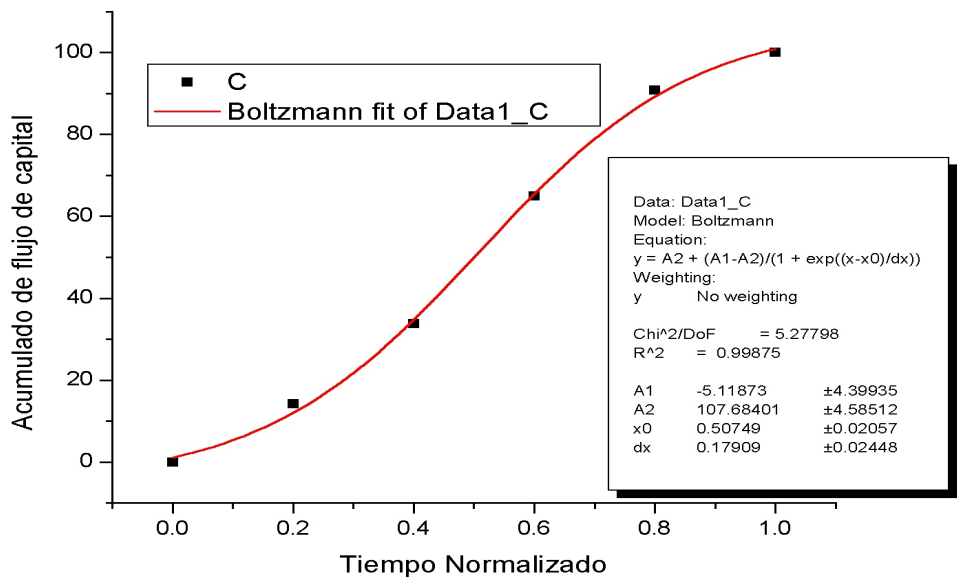


Figura 1. Curva de Flujo de Capital Normalizada

- Potencia promedio de salida del reactor considerado 1350 MW
- Para los Costos de Operación y Mantenimiento se tomarán los reportados por la OECD [7]
- Se considera que los inversionistas en reactores nucleares se preocupan principalmente por el tiempo de construcción y los retrasos debido al proceso de licenciamiento

Costo Total Nivelado de Generación

El costo nivelado de generación de electricidad para las tres tecnologías de carga-base (ciclo combinado que usa el gas natural, carbón y nuclear) para las

tres tasas de descuento utilizadas 5%, 8% y 10% se reportan en la Figura 2.

Análisis de Sensibilidad sobre el tiempo de construcción

Los resultados para el primer escenario considerado cuando el flujo de capital se extiende a través del tiempo, 7 y 9 años, se muestra en la Figura 3.

En el caso que el proyecto no pueda entrar en operación comercial debido a que se detuvo por las consultas públicas, el costo total nivelado de generación se muestra en la Figura 4, considerando un retraso de 1, 2 ó 3 años.

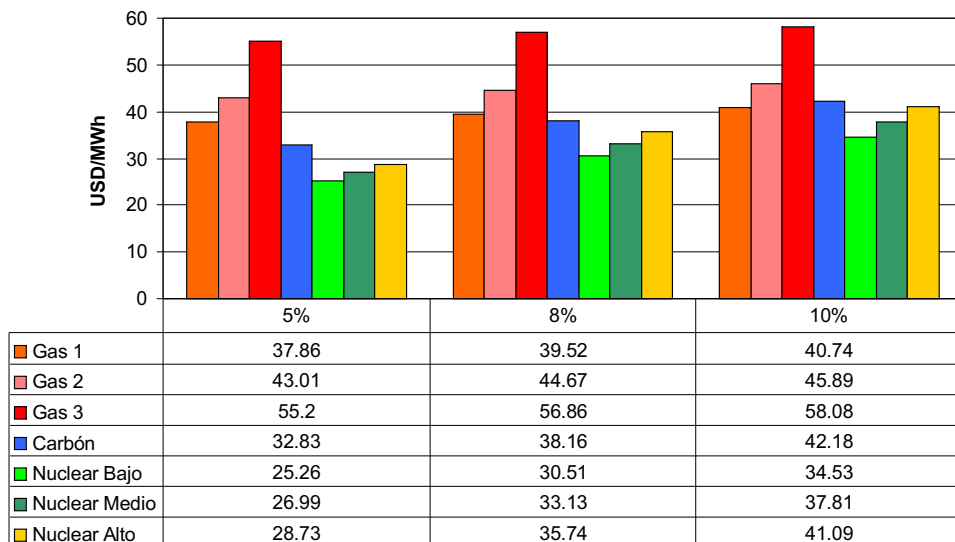


Figura 2. Costos Nivelados de Generación para las Diferentes Opciones Consideradas

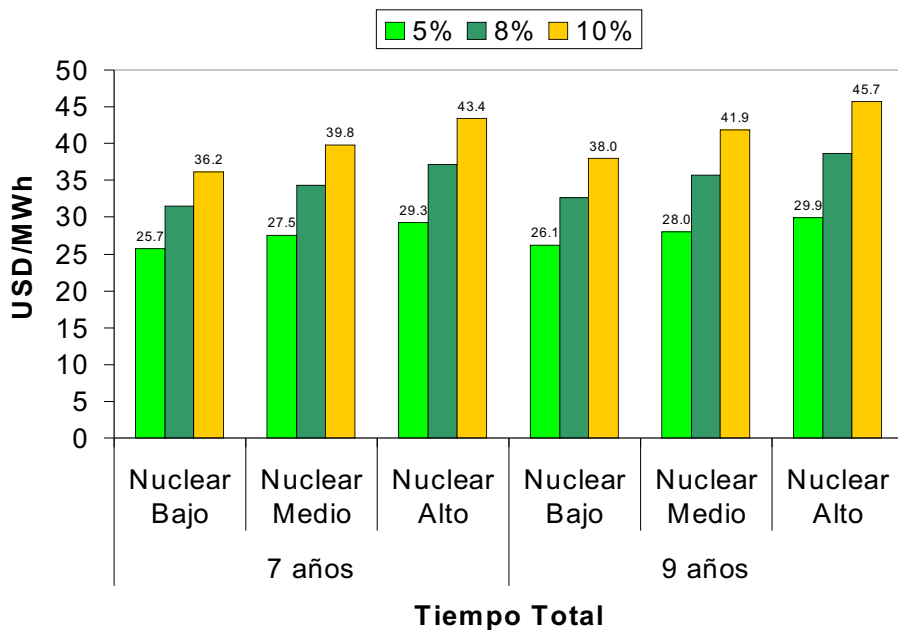
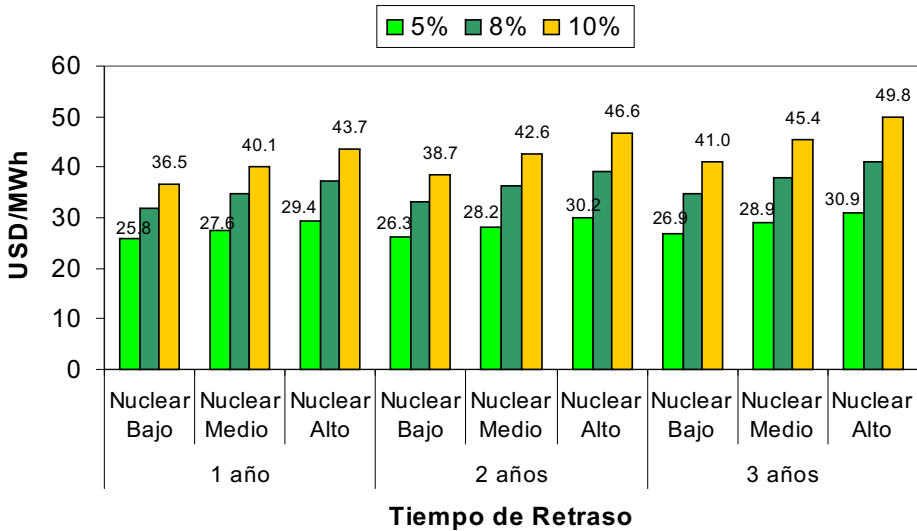


Figura 3. Costo Total Nivelado Expandiendo el Flujo de Efectivo



**Figura 4. Costo total Nivelado de Generación
Considerando un Retraso de 1, 2 ó 3 Años**

Discusión

Debido a que la inversión para un proyecto nuclear es alta, y exige por lo menos cinco años, el costo nivelado es muy sensible a la tasa de descuento como puede verse en los resultados mostrados en la Figura 2, donde las diferencias para una tasa de descuento de 5 a 10% pueden ser superiores a 45%.

Por otro lado, el ciclo combinado no muestra una gran diferencia cuando se usan tasas de descuento distintas. La diferencia es menor al 10% cuando se cambia de una tasa de descuento del 5% al 10%.

Sin embargo, el precio de gas es un elemento importante en el costo generador de la electricidad. Los resultados muestran que cuando el precio del gas

varía de 4.44 a 7 USD/MMBTU el costo nivelado varía más de 40%, no importando la tasa de descuento que se use.

Uno de las restricciones principales es cumplir el tiempo de construcción programado. Si el flujo de capital se extiende en un periodo mayor de tiempo, el costo nivelado de generación aumentará un 11.3% (de 41.09 USD/MWh a 45.74 USD/MWh para el escenario Nuclear Alto con una tasa de descuento del 10%), y el costo de inversión aumentará en 516 millones de dólares.

En el caso de un retraso de 3 años para iniciar la operación comercial el costo nivelado aumentará en 21.1% (será 49.77 USD/MWh para el nuclear alto a una tasa de descuento de 10%).

Conclusiones

En el caso base analizado, los costos nivelados de la electricidad usando energía nuclear son más bajos que los de gas natural. Asumiendo que tomara más de 5 años construir una central nuclear, los costos nivelados demuestran que la opción nuclear es competitiva comparada con el ciclo combinado basado en gas, para los precios de gas a 5.20 USD/MMBTU, y más económica para los precios de gas mayores.

En el caso de retrasos mayores a 3 años para un proyecto nuclear, la energía nuclear es todavía competitiva con la opción de gas, y todavía es más barata si el precio de gas es mayor o igual a 7 USD/MMBTU.

Por consiguiente la energía nuclear es una forma competitiva de producir electricidad en todos los escenarios considerados, y debería tomarse en cuenta seriamente en cualquier programa de expansión eléctrica

Existen muchas indicaciones de que la energía nuclear tomará el lugar que le corresponde en el futuro próximo, al momento existen nuevos proyectos nucleares, en el futuro inmediato en México habrá necesidad de gente capacitada en el área, por lo que es primordial generar la infraestructura humana que atienda los actuales y futuros retos tecnológicos, que representen los nuevos diseños de reactores.

Referencias

- [1] Expansion Planning for Electrical Generating Systems. A Guidebook, IAEA (1984).
- [2] D. Torgerson, "The ACR-700 Raising the bar for reactor safety performance, economics and constructability", Nuclear News October (2002).
- [3] H. J. Bruschi, "The Westinghouse AP1000 Final design approved", Nuclear News November (2004).
- [4] R. C. Twilley, "EPR development An evolutionary design process", Nuclear News April (2004).
- [5] R. Ikehame, G. Sato, "The world's first ABWR's: Kashiwazaki Kariwa-6 and 7", Nuclear News December (2001).
- [6] J. Redding, "Cost, schedule, and risk management The building blocks of a U.S. nuclear project", Nuclear News May (2003).
- [7] Nuclear Electricity Generation: What Are the External Costs?, NEA4372, ISBN 92-64-02153-1, OECD (2003).

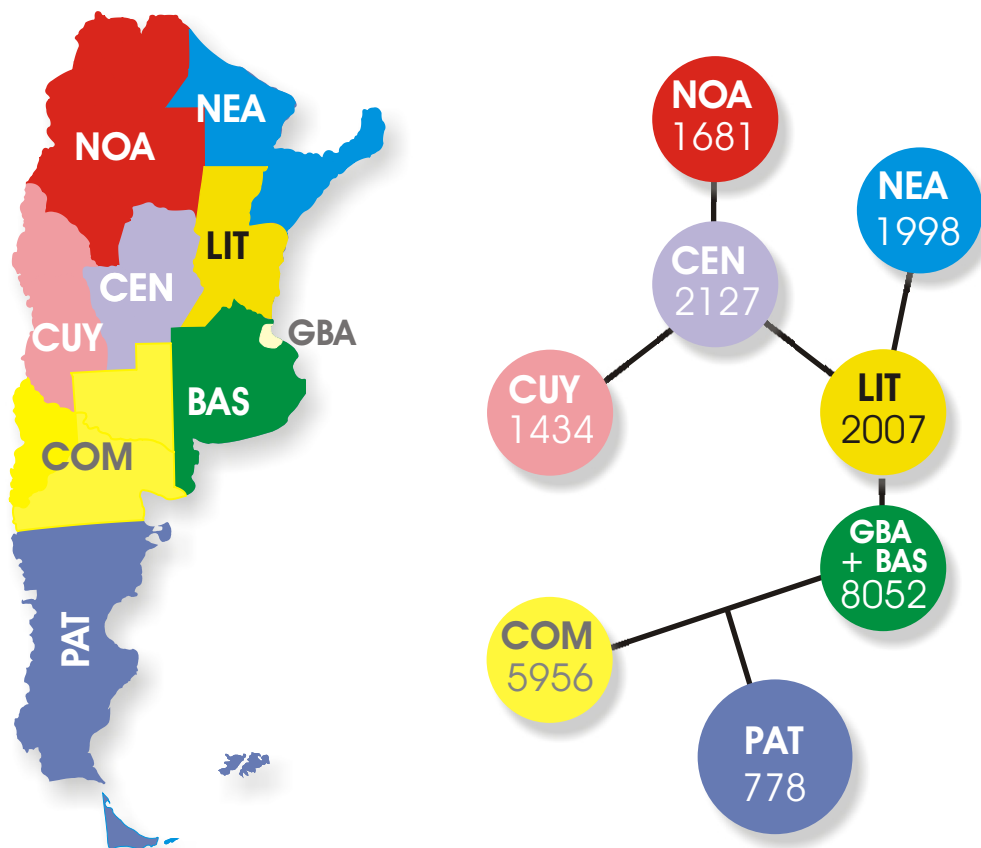
Gustavo Alonso, J., Ramón Ramírez, Javier C. Palacios
 Instituto Nacional de Investigaciones Nucleares, México
 galonso@nuclear.inin.mx; jrrs@nuclear.inin.mx; palacios@nuclear.inin.mx

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Buenos Aires/Gran Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

En el mapa pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones existentes entre ellas.



La potencia bruta total instalada, al 31 de diciembre de 2006, en el SADI es de 24 033 MW.

Los equipos instalados en el sistema integrado se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural y la tecnología que utilizan: Térmico Fósil (TER), Nuclear (NUC) o Hidráulico (HID). Los térmicos a combustible fósil a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos de acuerdo con el tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV), ciclo Rankine, que utiliza la energía del vapor de agua; Turbina de Gas (TG), ciclo Joule-Bryton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; Turbina de Gas en Ciclo Combinado (CC), Rankine + Joule-Bryton combinación de los tipos anteriores donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y los Motores Diesel (MD), ciclo Diesel. La nuclear utiliza para aprovechar la energía: Turbina de Vapor, ciclo Rankine.

Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos (26 MW), geotérmicos y solares, aunque de baja significación en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina SADI. Algunas de estas instalaciones se encuentran operando en forma aislada y otras producen energía, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico.

La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a diciembre de 2006 clasificada por región y tipo de equipo.

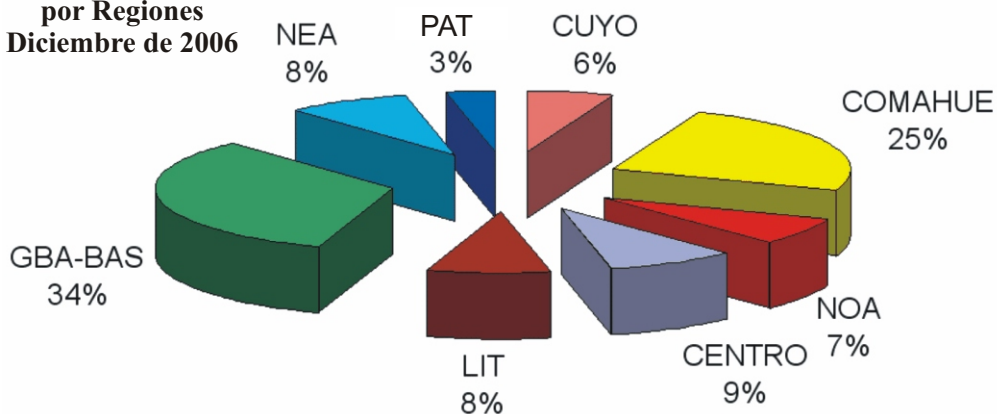
Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		850	1434
COMAHUE		578	741		1319		4637	5956
NOA	261	369	828	4	1462		219	1681
CENTRO	200	297	68		565	648	914	2127
LIT	217		845		1062		945	2007
GBA-BAS	3640	613	3442		7695	357		8052
NEA	25	123			148		1850	1998
PAT		196	63		259		519	778
Total	4463	2266	6361	4	13094 54.5%	1005 4.2%	9934 41.3%	24033

Las principales diferencias respecto de junio de 2006 son:

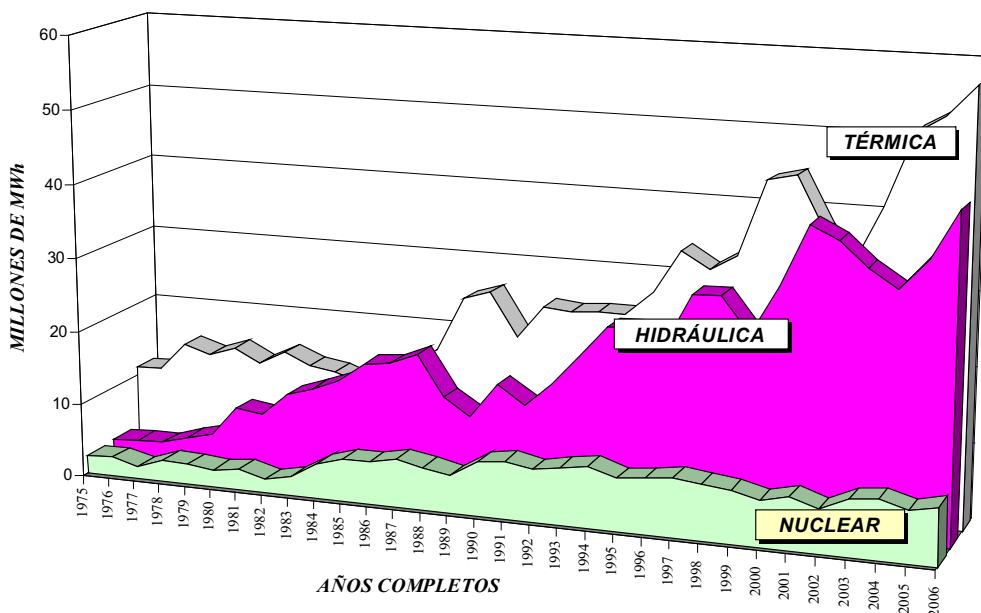
- GBA-BAS entraron 17 MW de TG de Villa Gesell
- NOA salieron FRIA TG22 13MW y INDE TG22 17MW

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región.

Potencia Instalada por Regiones Diciembre de 2006



Generación de Energía Eléctrica



Los datos de la tabla siguiente tienen como punto de partida el 24/6/74, fecha en que comenzó el funcionamiento comercial de la primera central nuclear argentina, la Central Nuclear Atucha 1.

Sistema Argentino de Interconexión (SADI) Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente

Año	Térmica MWh	% Sobre Total	Hidráulica MWh	% Sobre Total	Nuclear MWh	% Sobre Total	Total MWh
1974							
(24/06)	6.317.561	77,39	809.645	9,92	1.035.737	12,69	8.162.943
1975	11.147.651	67,91	2.751.008	16,76	2.517.313	15,33	16.415.972
1976	11.269.248	67,40	2.879.714	17,22	2.571.654	15,38	16.720.616
1977	15.046.744	76,34	3.026.235	15,35	1.637.464	8,31	19.710.443
1978	13.944.460	66,95	3.987.053	19,14	2.895.505	13,90	20.827.018
1979	15.214.862	66,83	4.858.541	21,34	2.691.719	11,82	22.765.122
1980	13.348.800	54,23	8.924.788	36,26	2.340.147	9,51	24.613.735
1981	15.200.626	57,67	8.342.481	31,65	2.815.785	10,68	26.358.892
1982	13.579.532	50,37	11.510.460	42,70	1.869.648	6,93	26.959.640
1983	13.139.000	46,46	12.625.400	44,64	2.516.852	8,90	28.281.252
1984	11.925.908	38,90	14.091.034	45,96	4.640.970	15,14	30.657.912
1985	12.147.600	35,02	16.769.100	48,35	5.765.964	16,62	34.682.664
1986	15.048.000	39,61	17.230.000	45,35	5.711.497	15,03	37.989.497
1987	17.615.000	41,12	18.760.000	43,79	6.464.835	15,09	42.839.835
1988	24.928.096	56,64	13.284.056	30,18	5.798.038	13,17	44.010.190
1989	26.081.264	61,93	10.994.601	26,11	5.039.357	11,97	42.115.222
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85	43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02	45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78	47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55	52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30	57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79	59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65	64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	11,50	69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47	71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33	76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47	82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33	84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49	77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02	83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59	91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08	96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10	108.304.309
Total	843.903.243	50,94	632.285.834	38,17	180.458.475	10,89	1.656.647.552

Generación Nucleoeléctrica

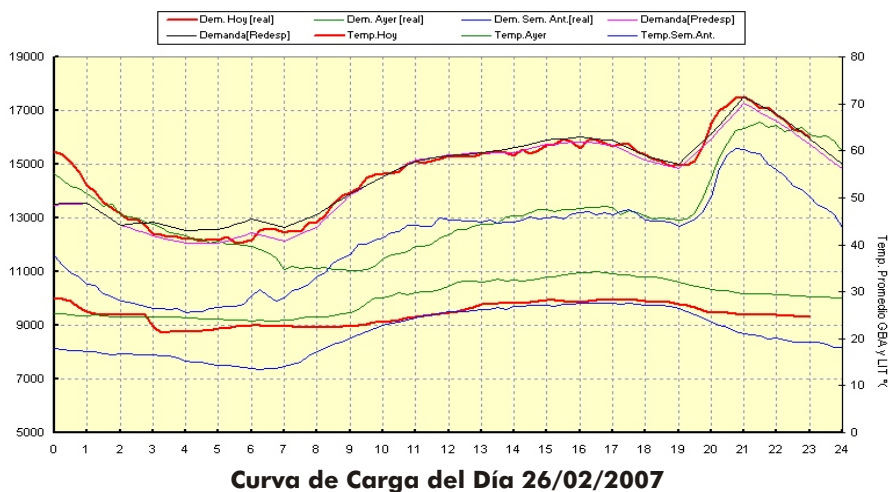
Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino y porcentaje de participación nuclear en el total generado en el sistema argentino de interconexión.

Año	Central Nuclear Atucha I Factor Disponibilidad	Central Nuclear Embalse Factor Disponibilidad	Central Nuclear Atucha I	Central Nuclear Embalse	Factor Disponibilidad Promedio
1974	70,01		1.035.737		70,01
1975	86,66		2.517.313		86,66
1976	88,32		2.571.654		88,32
1977	52,41		1.637.464		52,41
1978	92,77		2.895.505		92,77
1979	86,22		2.691.719		86,22
1980	76,17		2.340.147		76,17
1981	92,04		2.815.785		92,04
1982	81,39		1.869.648		81,39
1983	91,62		2.516.852		91,62
1984	97,88	73,30	1.878.340	2.762.630	82,33
1985	90,26	93,70	1.612.744	4.153.220	92,48
1986	89,91	66,54	2.359.857	3.351.640	74,84
1987	48,10	88,47	1.493.965	4.970.870	74,13
1988	27,36	86,92	858.128	4.939.910	65,76
1989	0,00	88,93	0	5.039.357	57,34
1990	59,75	95,69	1.868.571	5.411.627	82,92
1991	92,58	89,37	2.895.226	4.876.010	90,51
1992	75,96	84,24	2.382.000	4.698.633	81,30
1993	81,86	90,43	2.560.205	5.133.946	87,39
1994	86,03	97,68	2.690.435	5.544.518	93,54
1995	91,08	74,32	2.848.210	4.218.529	80,27
1996	69,78	92,60	2.188.238	5.271.070	84,50
1997	92,74	89,14	2.900.396	5.060.203	90,42
1998	80,95	86,72	2.531.503	4.921.325	84,67
1999	47,65	99,07	1.490.158	5.615.818	80,81
2000	57,00	77,21	1.787.473	4.389.617	70,03
2001	48,66	97,56	1.521.612	5.537.026	80,19
2002	34,44	83,92	1.077.094	4.743.720	66,34
2003	68,82	95,42	2.152.220	5.414.069	85,97
2004	92,84	87,57	2.903.329	4.965.274	89,19
2005	68,19	83,39	2.132.622	4.724.404	77,99
2006	71,34	96,37	2.231.018	5.459.891	87,48
Acumulado desde Entrada en Serv. Hasta el 31/12/06	72,42	87,78	69.255.168	111.203.307	87,36

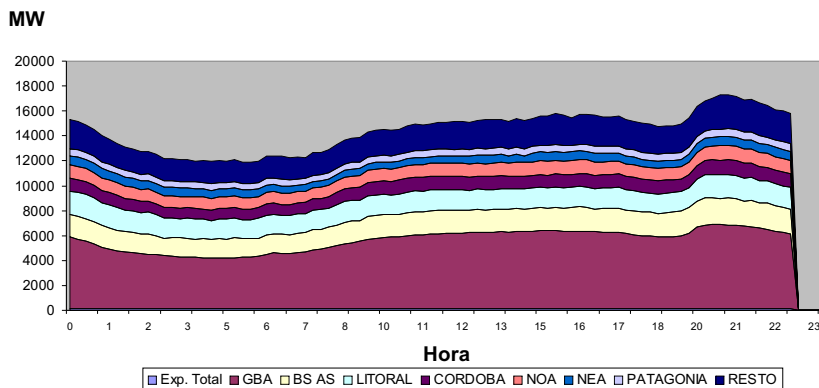
Picos de Potencia

El pico de potencia que fue informado en la edición anterior de este boletín, se registró el 31 de julio de 2006. Este record fue superado recién el 26 de febrero de 2007, registrándose a las 20:55 hs un máximo de 17654 MW (incluyendo Patagonia). La temperatura promedio en ese horario de GBA y Litoral fue de 25°C.

En el gráfico siguiente puede observarse la curva de carga de este día 26/02/2007.



Como podemos observar en la siguiente gráfica, el mayor consumo se registró en el área de Gran Buenos Aires, seguido por el consumo del Litoral y resto de Buenos Aires.



En esta oportunidad, la demanda fue abastecida de la siguiente manera, según información de CAMMESA.

26/02/2007 Hora 20:55		Valores en Mw
Generación Nuclear		996
Generación Térmica		9245
Generación Hidráulica		7483
Generación Total		17723
Importación de Paraguay		80
Importación de Brasil		0
Exportación de Brasil		0
Importación de Uruguay		0
Exportación a Uruguay		-150
Demanda Total SADI		17654
Reserva Rotante (Rpf+Rsf+Rro)		1264
Temperatura Promedio Gba + Litoral		25 °C

Reserva Térmica Disponible [Mw]			
Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
Tv	360	0	360
Tg	135	0	135
Cc	0	0	0
Total	495	0	495

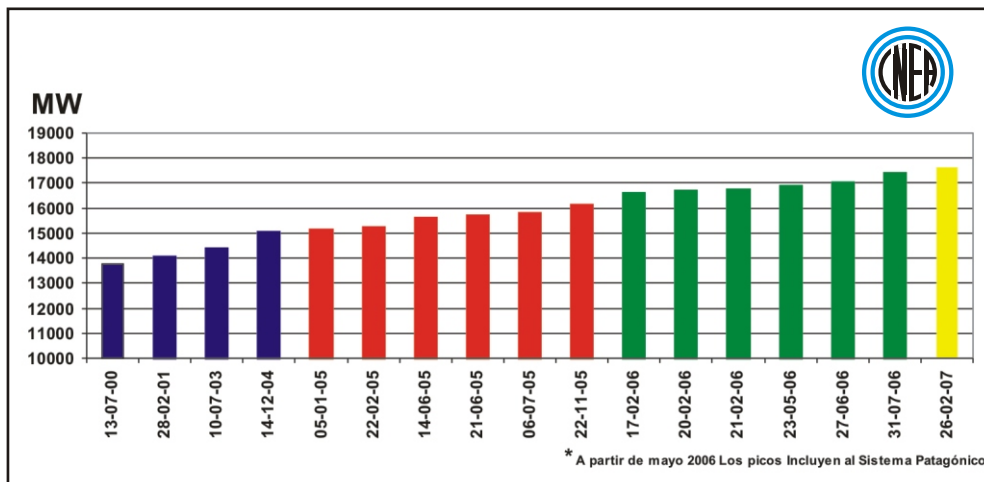
Generación Térmica Limitada e Indisponible [MW]			
Tipo	Por Combustible	Mapros o Problemas Técnicos	Total
Tv	0	1673	1673
Tg	198	717	915
Cc	63	649	712
Total	261	3039	3300

Generación		Hidráulica	
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
Chocón	570	PpleHi01	85
Planicie Banderita	243	Salto Grande	135
Alicurá	260	Quebrada Ullum	46
Arroyito	40	Yacyretá	110
Cabra Corral	34	Florentino Ameghino	30
Futaleufú	120	Futaleufú	120
Total	1267	Total	526

Generación Nuclear	
Limitada o Indisponible [MW]	
Total	0

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde esa fecha los valores corresponden al SADI. A partir del pico de mayo de 2006, los valores incluyen el Sistema Patagónico, integrado al nuevo SADI desde el 1 de marzo de 2006.



Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas, nuevas incorporaciones al MEM en el mediano plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio):

Ciclos Combinados San Martín y Belgrano		
1. Ingreso de TG's (+1000 MW)		Mediados 2008
2. Cierre en CC (+600 MW)		Mediados 2009
EPEC Generación		
1. TG's de Pilar (+320MW)		3er Trimestre 2008
2. Cierre en CC		4to Trimestre 2008
3. TG Sudoeste (+115MW)		3er Trimestre 2008
Aumento de Cota de Yacyretá		
1. Cota 80		Diciembre 2007
2. Cota 83 (1360 MW)		Diciembre 2009

CAMMESA informa sobre otros proyectos que tienen posibilidades de concretarse, pero que aún no está definida la fecha de su incorporación, por tal motivo, no los modela.

Grupo	Potencia MW	Potencia Acumulada MW
TG3 Levalle	16	16
Atucha II	745	761
Termoandes	203 (*)	964
C.H. Caracoles	120	1084
Villa Gesell	50	1134
Mar del Plata	110	1244
CC Dolavón	400	1644
CC Loma de la Lata	+190 (**)	1834
CC Pluspetrol	+120 (**)	1954
CC Energía del Sur	+67 (**)	2021
(*) A la fecha esta TG cuenta con el Certificado de Conveniencia y Necesidad Pública otorgado por el ENRE para su ingreso.		
(**) MW adicionales que se incorporarían al cerrar en Ciclo Combinado el actual equipamiento de TG's en las centrales citadas.		

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado teniendo en cuenta, las restricciones de la red de transporte modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses y demás limitaciones operativas, de forma tal de abastecer la demanda minimizando el costo de producción más el de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía NO Suministrada.

La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta tanto la operatoria del sistema, en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

Esta modificación no altera el orden de despacho horario, ya que considera que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio sancionado se reconocen como un sobre costo que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles alternativos (sustitutos).

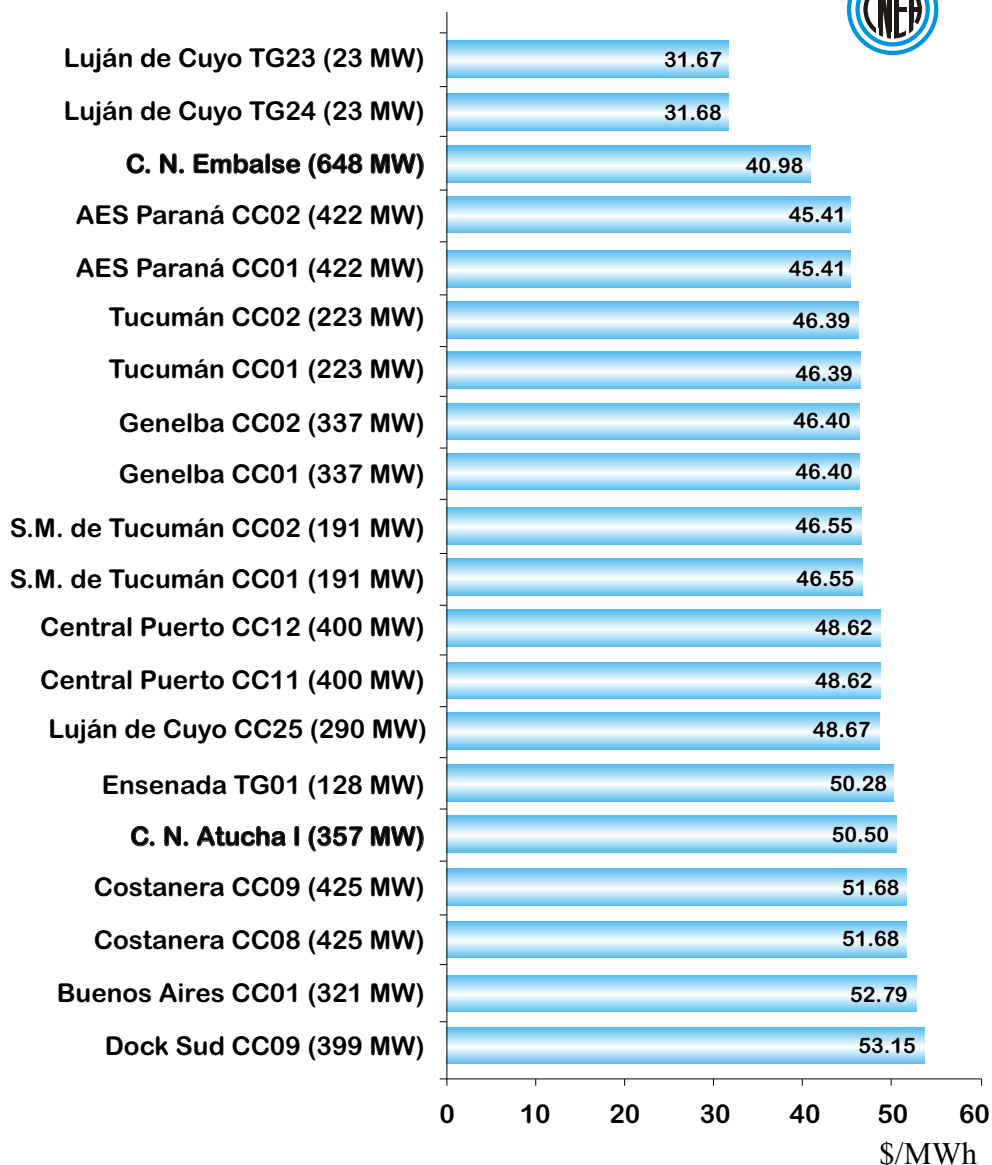
En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta una tabla con la lista de mérito de las 20 primeras unidades térmicas.

En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA, es decir, que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los Ciclos Combinados por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de la que es en realidad.

Los valores indicados en el gráfico corresponden a los CVP declarados por los generadores divididos por los factores de nodo.

La Resolución SE-406/03 regula los pagos a los generadores, no trasladando el costo que ocasiona la generación de electricidad con combustibles líquidos al costo marginal. Así se obtienen costos del orden de 70-75 \$/MWh en el caso de generar con gas natural, evitando tener costos superiores a los 250-270 \$/MWh que se obtendrían generando con fuel oil y gas oil. Anteriormente todos los generadores recibían el costo marginal real operado, es decir que de mantener esa reglamentación el mismo sería 250-270 \$/MWh. Actualmente todos los generadores reciben 70-75 \$/MWh como costo marginal (como si operaran con gas) y solamente el o los generadores que quemen líquidos reciben la diferencia entre los 70-75 \$/MWh y los 250-270 \$/MWh.

**Costo Marginal Térmico
en el Mercado
Diciembre 2006**

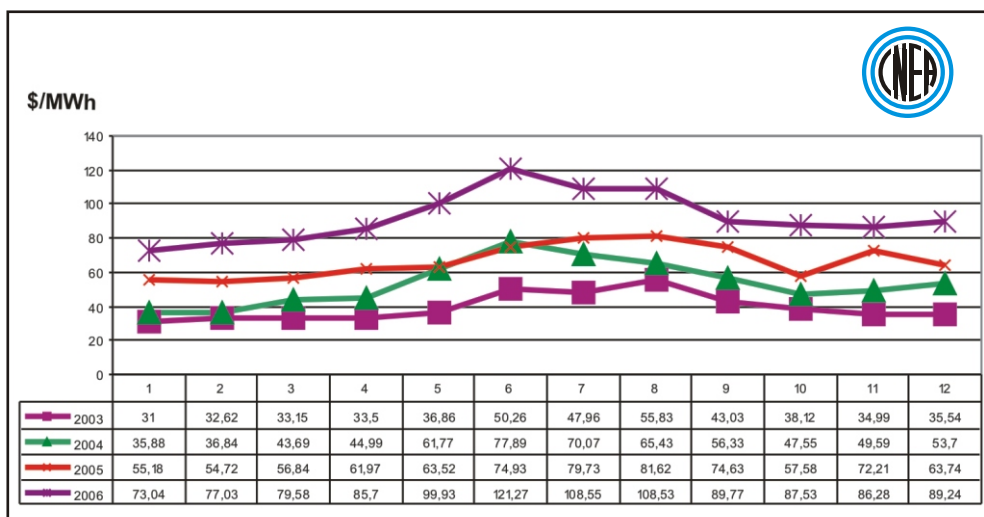


Las resoluciones SE-240/03 y SE-406/03 hacen que el sistema sea sustentable.

La diferencia entre el precio estacional y el precio spot la asume el Fondo de Estabilización del MEM el cual, a partir de Junio de 2003, registra un saldo negativo lo que corresponde a una deuda reconocida con los agentes generadores.

Evolución de los Precios

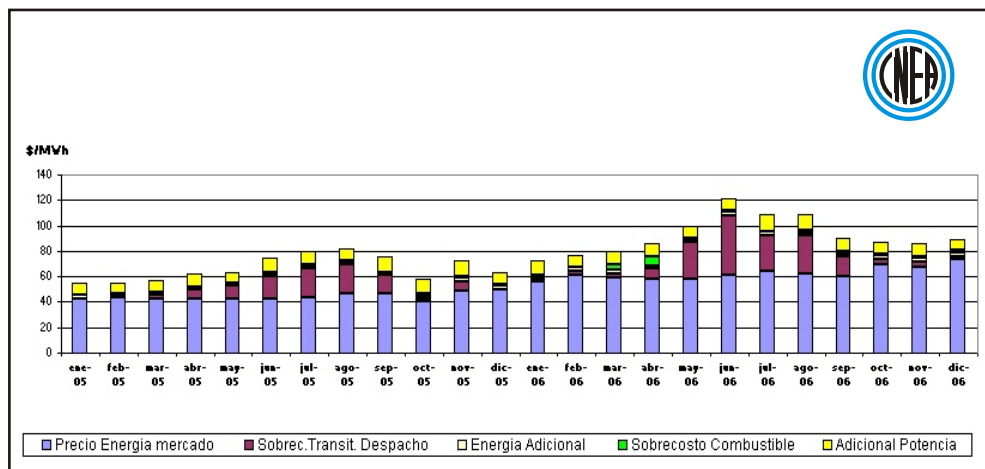
Se indica a continuación la evolución del precio monómico de la energía eléctrica en el mercado *spot* en pesos durante los últimos cuatro años.



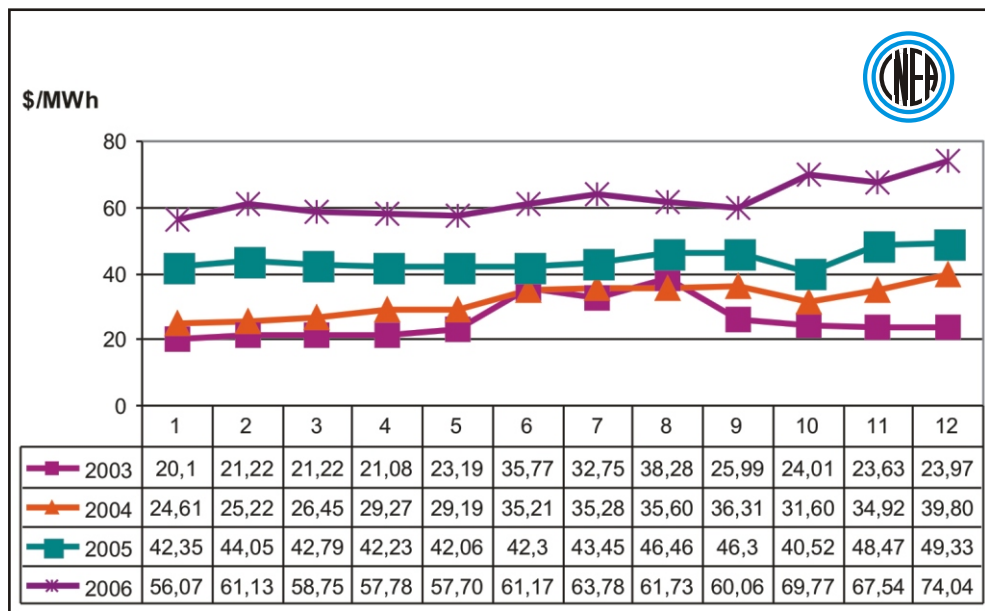
Precio Monómico en el MEM para el periodo 2003 - 2006

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA.

Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de items para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA, tal como se indica a continuación. Los valores dados corresponden al mes de diciembre de 2006.

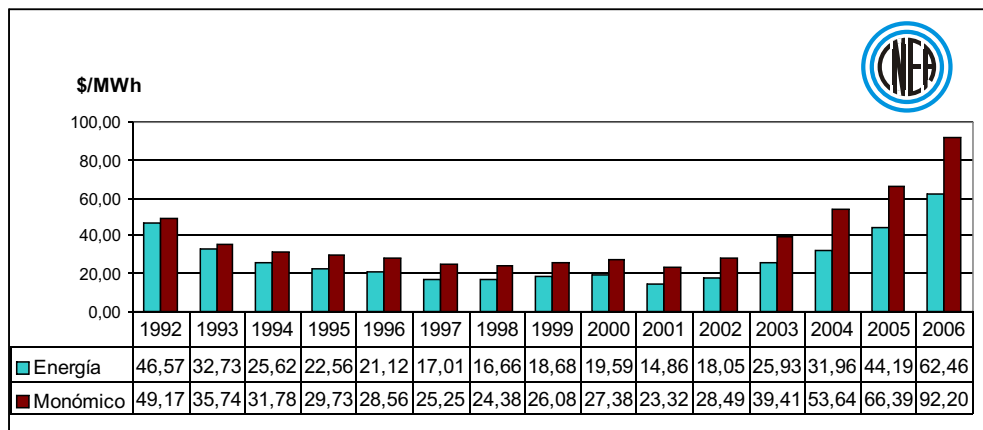


Composición del Precio Monómico



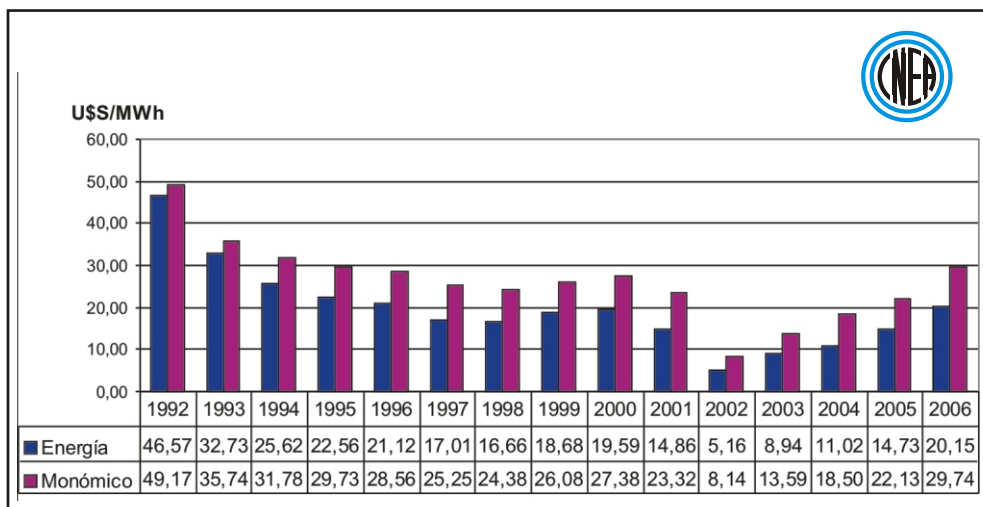
Precio Energía en el MEM para el periodo 2003 - 2006

A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992. Los valores están expresados en pesos y hay que tener en cuenta, para su comparación que en el año 2002, se produjo una importante devaluación.



Precios Promedio Anuales en \$

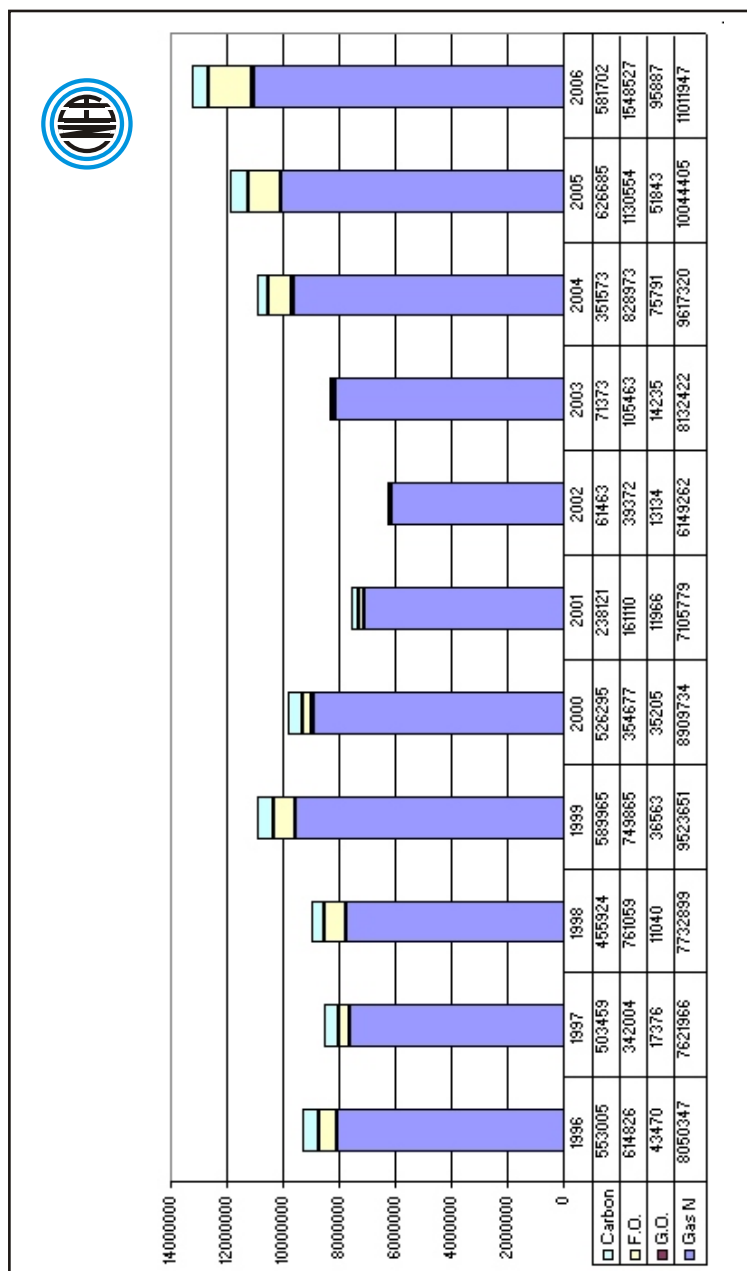
Si tomáramos en cuenta los valores a moneda constante (US\$), los valores correspondientes al segundo semestre del año 2005 serían inferiores a los correspondientes a años anteriores al 2002, pero crecientes, como se puede apreciar en el gráfico siguiente.



Precios Promedio Anuales en US\$

Puede apreciarse cómo, en moneda constante, gradualmente se ha recuperado los precios a niveles anteriores a la devaluación y la tendencia es a seguir creciendo.

Consumo de Combustibles



Carbón [t], Fuel oil [t], Gas oil [m³], Gas Natural [dam³]

Consumo de Combustibles por el MEM

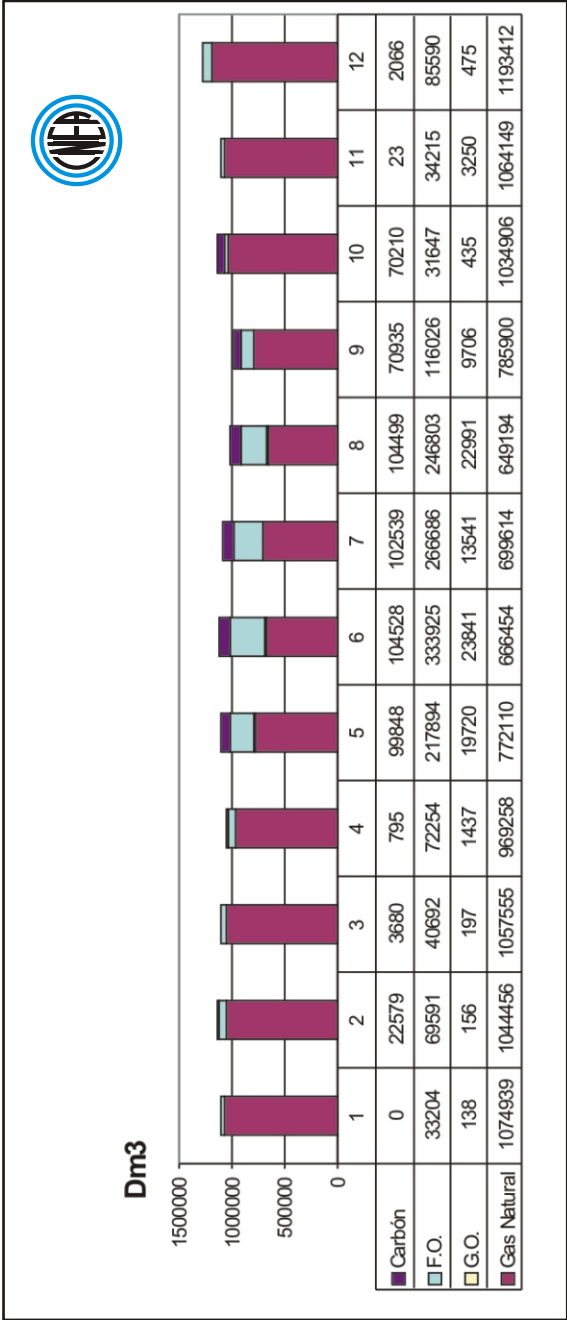
En el gráfico anterior se muestran los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en la última década. En ediciones anteriores a este boletín se encuentra disponible la serie desde 1992.

Puede verse cómo, desde 1999 hasta 2004, disminuyó el consumo de combustibles fósiles.

Esto se debió a la mayor generación hidráulica ya que Argentina atravesaba un ciclo hidrológicamente rico.

Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, durante.

En la gráfica se observa un gran incremento de combustibles líquidos a partir del comienzo del invierno.

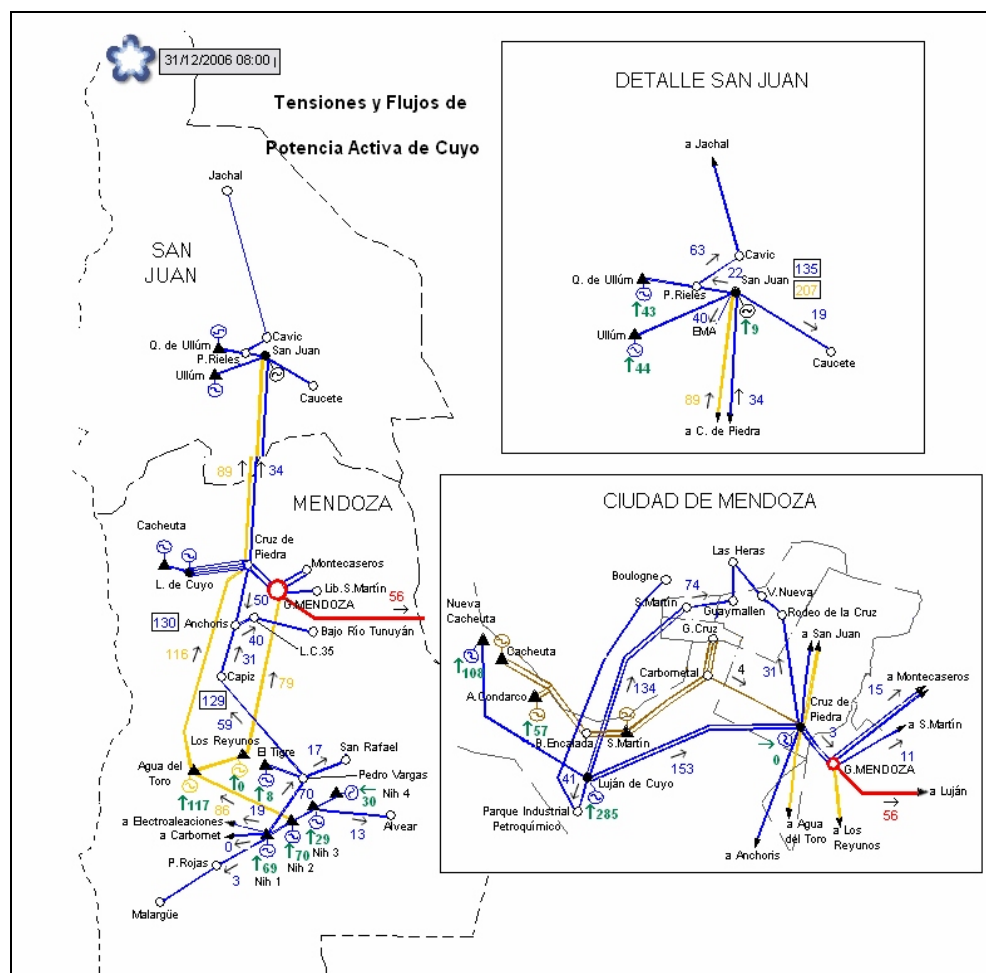


Carbón [t], Fuel oil [t], Gas oil [m³], Gas Natural [dam³]
Consumo de Combustibles Fósiles MEM 2006

Demanda Eléctrica Regional - Región de Cuyo

Esta sección presenta datos relevantes de diferentes demandas regionales del Sistema Interconectado de Argentina. En esta edición se describirá la región de Cuyo.

La región de Cuyo se encuentra integrada por la provincia de Mendoza y la provincia de San Juan. A continuación se desarrolla cada una de ellas.



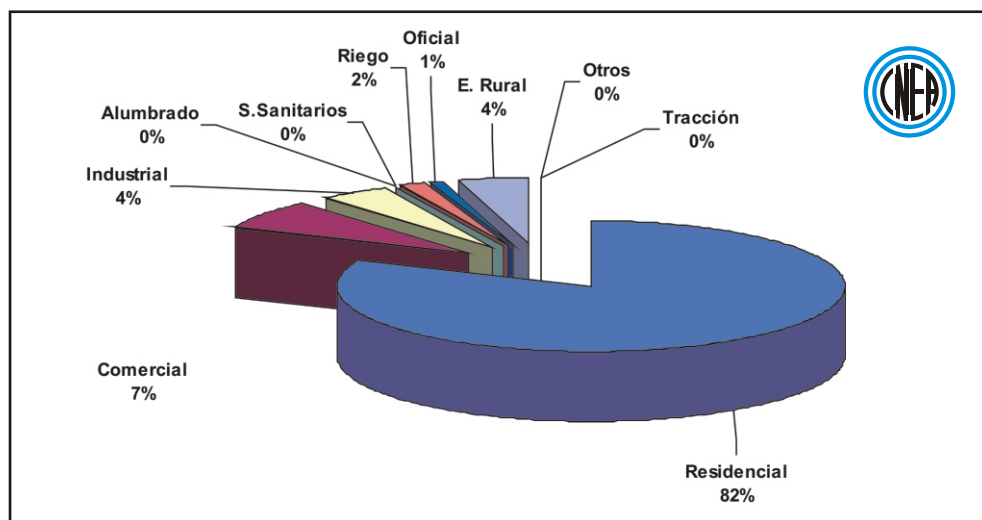
Mendoza

La provincia de Mendoza consume aproximadamente el 75% de la energía demandada en la zona de Cuyo. En el año 2005 consumía sólo el 60% de la energía que produ-

cía, pero debido al incremento de su demanda (3,98% anual) ya que mantiene constante su potencia instalada, en 2006 este porcentaje se elevó. Este incremento de la demanda, es impulsado por el crecimiento económico, al igual que sucede en el resto de la Argentina.

A Mendoza, además de su especialización tradicional en actividades centradas en los complejos agroindustriales que elaboran materias primas locales (vid, frutas y hortalizas), se le suma la producción de bienes intermedios (destilación de petróleo y ferroaleaciones), el desarrollo de una industria metalmecánica de cierta complejidad y el turismo. La economía de Mendoza avanzó también en el índice de exportaciones, dentro de las que adquieren especial importancia las del petróleo y sus derivados y las de algunas hortalizas.

En el siguiente gráfico se presenta la demanda eléctrica discriminada por sectores.



Demanda Eléctrica - Mendoza, Año 2005

Mendoza tiene una capacidad instalada de 1314 MW (al año 2005), pero no en toda la provincia al mismo tiempo se puede tener disponible esta potencia. El sistema prevé que cuando hay picos en una zona más que en otras, se puedan desviar cargas. Aun así, en diciembre de 2005 ya se marcó el pico histórico máximo de potencia demandada, que fue de 800MW.

Potencia Instalada

EDEMSA y EDESTESA, son las empresas que se encargan de la distribución de energía y DISTROCUYO al transporte de electricidad. El 63,7% de la demanda de Mendoza es comercializada por la distribuidora, 12,7% por cooperativas y el 23,6 %

Central	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	Total
L. de Cuyo	120		374		494			494
C. de Piedra		14			14			14
L. de Cuyo COG.		46			46			46
A. de Toro						150		150
L. Reyunos						224		224
El Tigre						14		14
Nihuiles						217		217
Cacheuta Nueva						120		120
El Carrizal						17		17
Nihuil 4						18		18
Subtotal	120	60	374	0	554	0	760	1314

por grandes usuarios del MEM, según informe estadístico de la Secretaría de Energía 2005.

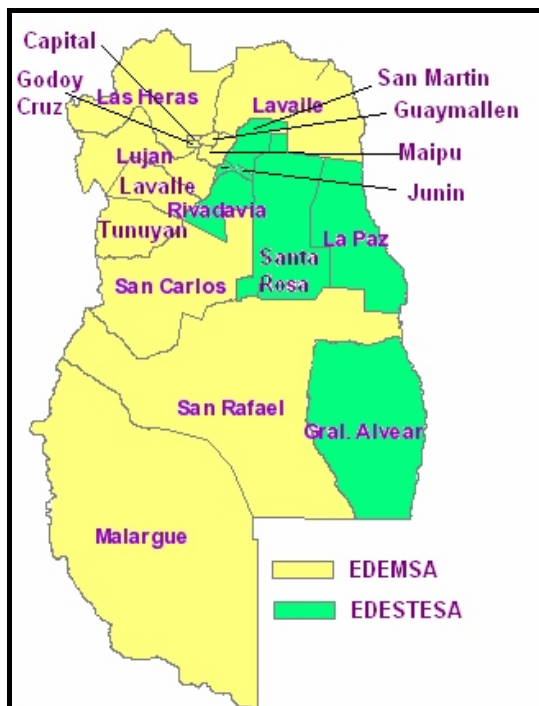
La zona de concesión de la distribuidora de energía eléctrica EDEMSA está dividida en:

- Zona Norte: Luján, Maipú, Guaymallén, Capital, Las Heras y Lavalle.
- Zona Centro: Tupungato, Tunuyán y San Carlos.
- Zona Sur: San Rafael y Malargüe.

La zona de concesión de la distribuidora de energía eléctrica EDESTESA es:

- Zona Este: Departamentos: San Martín, Junín, Rivadavia, Santa Rosa y La Paz.

En la figura se muestran las áreas cubiertas por cada empresa.

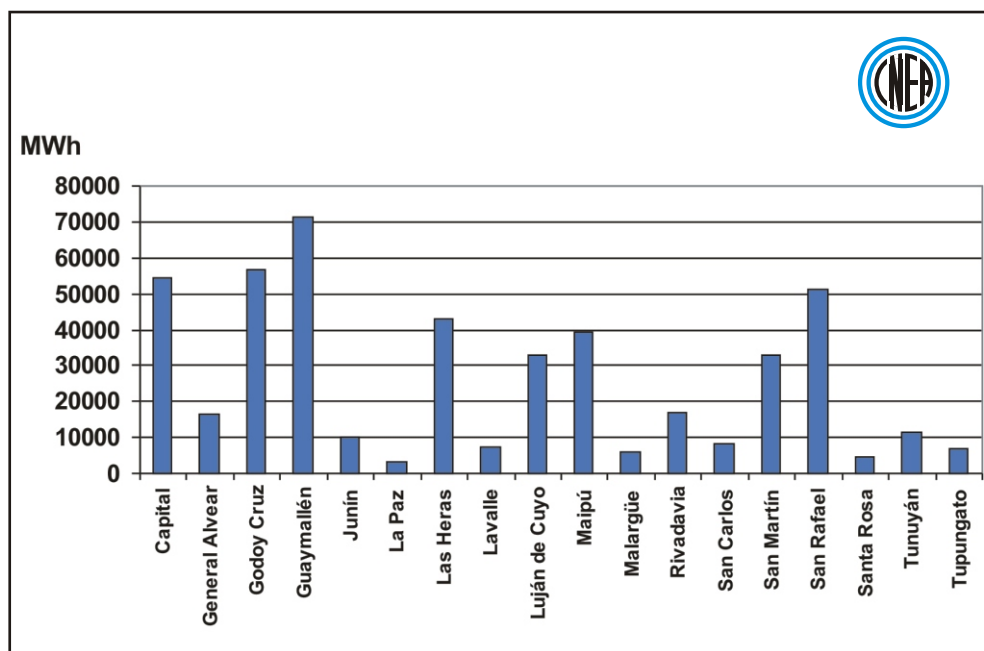


Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005
Elaborado por la Secretaría de Energía

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros	Tracción
Capital	54.421	42.552	10.467	1.036	1	1	1	0	357	0	7
General Alvear	16.443	13.535	886	554	2	2	167	50	1.242	5	0
Godoy Cruz	56.481	51.098	2.863	2.193	0	1	0	326	0	0	0
Guaymallén	71.123	60.626	4.075	4.117	1	1	349	244	1.710	0	0
Junín	10.132	8.528	437	407	4	4	650	101	0	1	0
La Paz	3.075	2.683	212	63	1	1	34	81	0	0	0
Las Heras	42.932	39.067	1.590	1.835	1	1	86	228	124	0	0
Lavalle	7.234	3.247	369	290	1	1	548	107	2.671	0	0
Luján de Cuyo	32.908	26.154	1.678	3.141	1	1	563	189	1.181	0	0
Maipú	39.183	29.492	1.902	2.188	1	1	1.570	189	3.840	0	0
Malargüe	5.935	4.892	598	287	1	1	10	129	17	0	0
Rivadavia	16.979	13.479	1.646	158	3	3	712	14	955	9	0
San Carlos	8.163	5.271	571	382	1	1	383	107	1.447	0	0
San Martín	32.774	27.190	2.148	1.486	2	2	1.644	302	0	0	0
San Rafael	51.382	39.742	3.798	1.435	2	2	297	420	5.686	0	0
Santa Rosa	4.760	3.677	200	194	2	4	492	90	101	0	0
Tunuyán	11.452	8.481	883	679	1	1	305	121	981	0	0
Tupungato	7.016	4.241	455	473	1	1	527	60	1.258	0	0
G. Usuario MEM	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros	Tracción
G. Usuario del MEM	63	0	36	27	0	0	0	0	0	0	0
Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros	Tracción
Cooperativas	106.212	91.279	5.694	3.518	11	14	2.843	540	2.298	15	0
EDESTESA	35.641	30.007	2.774	1.555	4	4	856	441	0	0	0
EDEMSA	330.540	262.669	26.310	15.845	11	11	4.638	2.134	18.915	0	7
USUARIOS TOTAL MENDOZA	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros	Tracción
	472.456	383.955	34.814	20.945	26	29	8.337	3.115	21.213	15	7

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza por departamento, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía.

El 50% del consumo eléctrico de la provincia de Mendoza corresponde a lo demandado por las ciudades de Luján de Cuyo, Guaymallén y la ciudad capital.



Demanda Eléctrica - Mendoza, Año 2005

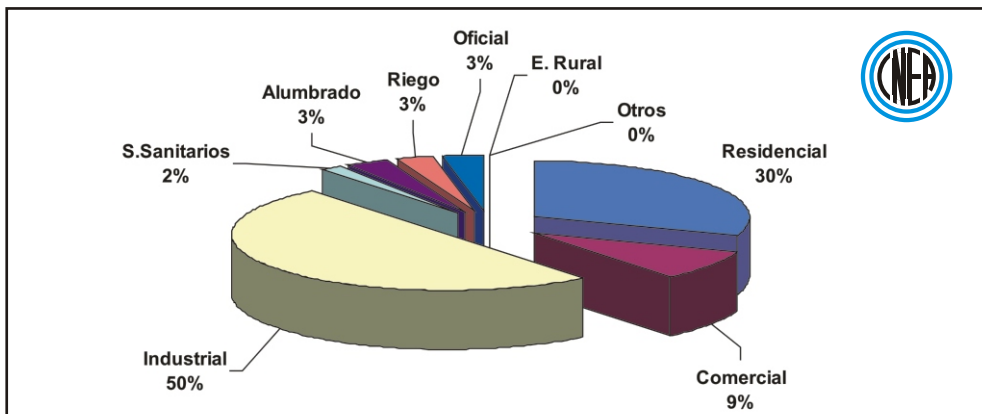
San Juan

La provincia de San Juan consume el 25% de la electricidad demandada por la región de Cuyo. Esta provincia no se autoabastece, sino que importa energía del SADI.

En el siguiente gráfico se presenta la demanda eléctrica discriminada por sectores.

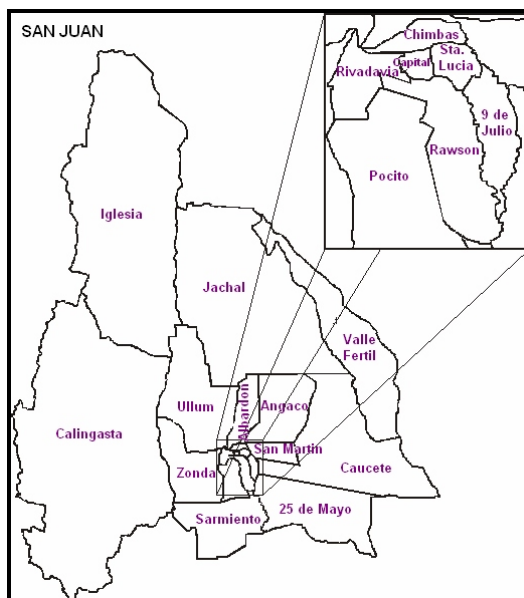
San Juan tiene una capacidad instalada de 120 MW, por lo que debe importar el 30% de la energía que consume desde el SADI.

ESJ es la empresa encargada de la distribución de energía eléctrica. La empresa encargada del transporte es DISTROCUYO (la misma que opera en la provincia de Mendoza).



Demanda Eléctrica - San Juan, Año 2005

Central	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	Total
Sarmiento		30			30			30
Ullum							45	45
Q. Ullum							45	45
Subtotal	0	30	0	0	30	0	90	120



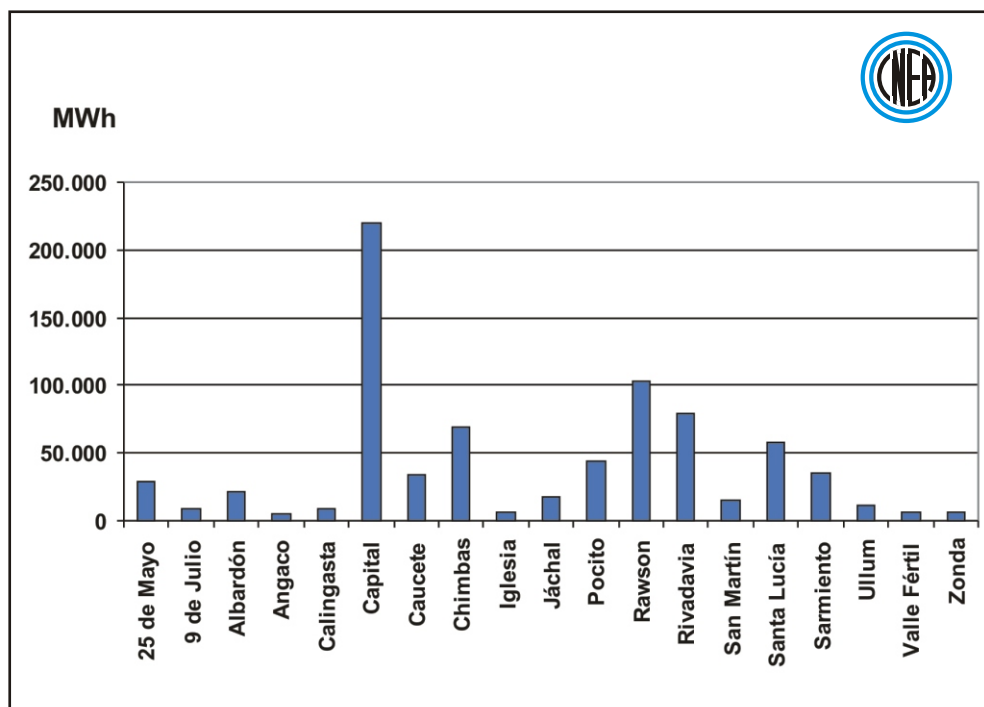
Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
25 de Mayo	28.743	6.674	1.205	3.604	233	981	15.386	659	0	0
9 de Julio	9.117	3.790	483	848	238	377	3.064	317	0	0
Albardón	21.317	11.189	1.252	4.240	922	1.137	1.831	745	0	0
Angaco	5.575	3.816	274	416	0	457	67	545	0	0
Callinasta	8.222	3.882	1.094	1.455	0	542	401	848	0	0
Capital	220.074	108.821	30.682	47.310	3.776	12.660	0	16.825	0	0
Caucete	33.698	15.951	5.329	5.615	2.450	2.930	1.048	376	0	0
Chimbas	69.153	42.532	3.016	16.140	1.725	2.938	84	2.718	0	0
Iglesia	5.712	3.110	498	744	0	656	235	470	0	0
Jáchal	17.325	11.031	907	1.717	251	1.433	710	1.277	0	0
Pocito	44.062	22.628	3.629	6.673	1.298	3.160	3.402	3.272	0	0
Rawson	102.422	69.277	7.223	11.788	2.057	6.888	1.781	3.608	0	0
Rivadavia	79.687	56.487	3.878	6.899	2.831	5.463	249	3.880	0	0
San Martín	15.472	4.951	602	7.910	0	728	905	376	0	0
Santa Lucía	57.560	32.069	4.008	11.757	4.221	3.683	1.116	706	0	0
Sarmiento	34.983	10.139	1.723	16.555	249	1.207	4.346	763	0	0
Ullum	11.706	2.501	490	4.705	0	293	2.867	849	0	0
Valle Fértil	5.961	3.289	476	720	199	520	194	562	0	0
Zonda	5.896	2.423	245	245	0	260	706	2.016	0	0
G.Usuario MEM	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
G.Usuario del MEM	584.625	0	50.878	533.747	0	0	0	0	0	0
Empresa Cooperativa ESJ	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
Empresa Cooperativa ESJ	33.698	15.951	5.329	5.615	2.450	2.930	1.048	376	0	0
	742.986	398.610	61.686	143.726	18.000	43.182	37.346	40.437	0	0
FACTURADO TOTAL SAN JUAN	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	E. Rural	Otros
	1.361.310	414.561	117.892	683.088	20.449	46.112	38.394	40.813	0	0

Parte del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005
Elaborado por la Secretaría de Energía

En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Juan por departamento, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2005, elaborado por la Secretaría de Energía.

Más del 50% de la electricidad demandada por la provincia de San Juan corresponde al consumo de la ciudad capital, Rawson y Rivadavia.

La región de Cuyo dentro del Sistema Interconectado Nacional es exportadora de energía (saldo anual), como puede verse en el gráfico de flujos de potencia activa. Este saldo exportable a otras regiones se va reduciendo, debido al incremento de la demanda local.



Finlandia Emprende la Vuelta al Futuro Nuclear

Mientras se buscan alternativas a los combustibles fósiles, en la ecológica Finlandia se construye una nueva central nuclear para asegurar las necesidades energéticas del país.

Los seis mil habitantes de **Eurajoki**, en el oeste de Finlandia, cuyo nombre significa “Valle del río Eura”, están orgullosos de sus “monumentos”, se llaman **Olkiluoto 1** y **Olkiluoto 2**, dos centrales nucleares situadas sobre una isla del Báltico en el golfo de Botnia que, aparte de producir energía eléctrica, se han convertido en una de las mayores atracciones turísticas de la zona. Nadie diría que los muros de estos dos enormes edificios de color ocre rojo, que más parecen silos para guardar el grano de las tardías cosechas de la zona, albergan dos de los mayores reactores nucleares del país que producen más de 1600 MW de energía eléctrica diaria. Casi a su lado y desde hace tres años, se está construyendo una nueva central, **Olkiluoto 3**, que será la primera que se construye en Europa desde hace décadas y duplicará la producción de energía eléctrica de sus dos hermanas.

Entre los países europeos, Finlandia está sola en la construcción de una nueva planta nuclear. Para los finlandeses la energía nuclear es la solución de su futuro energético. En Finlandia, donde el medio ambiente es algo primordial, casi nadie se opone a la energía atómica. Hoy por hoy, los finlandeses tienen claro que “la energía nuclear es la mejor alternativa, no contaminante, a los combustibles fósiles y además es la que puede cubrir las necesidades energéticas”.

Con casi 3000 millones de Euros de coste, Olkiluoto 3 es el proyecto industrial mas costoso de toda la historia de este país que vivió su revolución industrial dependiendo, y a la sombra, de la energía importada de su vecino Rusia.

Pero en Finlandia no sólo se preocupan por la construcción de una nueva

central nuclear, también han tenido en cuenta el problema de los residuos. En **Olkiluoto** ya han comenzado el proyecto de perforación de un túnel, que descenderá gradualmente hasta los casi 500 metros de profundidad en la roca granítica de la isla. Aquí serán sellados y depositados con todas las medidas de seguridad, todos los residuos radiactivos generados por las cinco plantas nucleares del país. El hecho de que en el municipio ya hubiera dos centrales nucleares fue uno de los argumentos decisivos a favor de esta construcción.

El 28 por ciento de toda la electricidad que se consume en Finlandia viene de las cuatro centrales nucleares que hoy en día están funcionando en este país de cinco millones de habitantes. Son los dos reactores de **Olkiluoto** y otros dos, mucho más antiguos que están en la pequeña ciudad costera de **Loviisa**, al este de Helsinki.

Cuando en 2009 se ponga en marcha el nuevo reactor **Olkiluoto 3**, la cifra se elevará hasta el 35 por ciento y, ya están pensando en una sexta planta.

Finlandia ha considerado otras formas de conseguir energía como son las turbinas eólicas. Sin embargo, éstas sólo pueden ser un complemento de las necesidades de país. Una de estas turbinas puede generar como máximo 1 MW de electricidad mientras el nuevo reactor es capaz de producir 1600 MW con una disponibilidad 3 veces superior. Se necesitarían 4800 turbinas, emplazadas a lo largo de toda la costa para poder igualar la producción promedio y aún así, no sería suficiente. Tantas turbinas supondrían además un fuerte impacto medioambiental, aparte de que no siempre hay viento para moverlas.

La alternativa del carbón y las centrales de gas natural no son muy bien vistas porque Finlandia es partidaria del acuerdo de Kyoto y no quiere contaminar más la atmósfera con emisiones de CO₂ que están provocando el cambio climático.

Petrobras Alcanza Récord en Bolivia

Petrobras logró un récord histórico esta semana en Bolivia al producir un volumen de 12,5 millones de metros cúbicos de gas en el campo de San Alberto, uno de los mayores reservorios en este país.

“La producción reportada este día (5 de diciembre) como la máxima del año y de la historia productiva del campo marca un hito importante”, dijo el jueves la empresa petrolera brasileña en un comunicado.

“Estos logros dan señales inequívocas de que Petrobras está marchando por el camino de la mejora continua. El récord obtenido no sólo es resultado de la inversión, capacidad tecnológica y de gestión de la compañía, sino que refleja también el esfuerzo integrado y la atención que brinda su fuerza de trabajo”, agregó.

Petrobras opera además el campo San Antonio y es dueña de dos refinerías que procesan el 85% de los combustibles para el mercado interno y que Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) pretende comprar para lograr la mayoría de las acciones en esas empresas. San Alberto y San Antonio están ubicados en el sur de Bolivia.

El presidente Evo Morales nacionalizó los hidrocarburos en mayo y entregó a YPFB el control de toda la producción hidrocarburífera.

Petrobras firmó un nuevo contrato que le permite seguir operando en Bolivia bajo las reglas de nacionalización.

Brasil compra a Bolivia unos 26 millones de metros cúbicos por día y paga 4 dólares por cada millón de unidades térmicas británicas (BTU), precio que el gobierno boliviano busca incrementar.

Precisamente, YPF y Petrobras acordaron el miércoles ampliar por otros 120 días las negociaciones. Es la segunda prórroga desde que las dos empresas iniciaron conversaciones sobre precios en junio.

Hitachi y General Electric se Alian para Promover y Construir Centrales Nucleares

La japonesa Hitachi y la norteamericana General Electric (GE), planean la creación de una sociedad conjunta en el negocio de energía nuclear en ambos países. Ambas compañías han firmado un acuerdo estratégico sobre reactores nucleares para promover, construir y mantener centrales nucleares en todo el mundo.

Hitachi ostentará, en la nueva empresa conjunta, una participación del 80% frente al 20% de GE. En el negocio estadounidense, la japonesa tendrá una participación del 40% y la norteamericana poseerá el 60% restante, añadieron las compañías, sin aportar detalles financieros sobre el acuerdo.

Según las previsiones de la compañía japonesa, se construirán aproximadamente 100 centrales nucleares a escala mundial en los próximos 20 años.

Esta alianza se convierte en la tercera de empresas del sector que se crea en los últimos meses para aprovechar el resurgimiento de la energía nuclear. Hitachi y GE acaban de comunicar la firma del preacuerdo que esperan firmarlo en la primera mitad de 2007. Hace unas semanas se aliaron en este negocio Mitsubishi Heavy Industries y Areva. En octubre de este año, Toshiba cerró la compra de la empresa Westinghouse.

Famoso Anillo Energético de América Sigue Siendo un Sueño

El denominado anillo energético es un proyecto de interconexión gasífera del Cono Sur, impulsado fundamentalmente por Chile con el fin de suplir su déficit energético, a partir de los problemas de abastecimiento con Argentina. Casi la totalidad de importaciones chilenas de gas natural proceden de este último país, cuya producción ha declinado significativamente.

Este proyecto de interconexión gasífera plantea distribuir en el Cono Sur parte de las reservas de los yacimientos de gas de Camisea, ubicados en el sur del Perú, así como las existentes en Bolivia. En el proyecto han participado, además de Chile y Perú, Argentina, Brasil, Paraguay y Uruguay. En las reuniones realizadas por los gobiernos para este proyecto, Bolivia sólo lo ha hecho en calidad de observador.

Gran parte del denominado “anillo energético” ya se encuentra construido. Se trataría de conectar al Perú con la red de ductos que existe en el norte de Chile y Argentina, mediante la construcción de un gasoducto de unos 1200 km de extensión desde la ciudad peruana de Pisco hasta Tocopilla, la cual requiere una inversión cercana a los US\$ 2500 millones de dólares.

El proyecto ha suscitado reacciones contrapuestas en el Perú, pues, entre otros factores, se ha insistido en que debe desarrollarse prioritariamente el mercado interno, garantizando el abastecimiento a largo plazo. Otro de los problemas que ha tornado inviable este proyecto es que Bolivia, país que posee las segundas reservas de gas de América del Sur, sólo participa del anillo energético en calidad de observador pues, demanda como condición, una solución a su situación de mediterraneidad. Por mandato popular resultado de un referéndum en el 2004, el gobierno boliviano no puede suministrar gas a Chile mientras éste no acepte discutir su problema de salida al Pacífico. Sin la participación de Bolivia, el proyecto sólo tenía posibilidades de convertirse en un texto jurídico para dar garantías a los inversionistas que participen del proyecto.

La meta de suscribir el documento conjunto que permitiría transformar el acuerdo de implementación del anillo energético en un tratado internacional, no prosperó, debido, en parte, a divergencias en algunos de los puntos del texto del tratado. Prevalecen aún opiniones contrapuestas en aspectos clave como la definición de lo que es una situación de emergencia, que pudiera dar lugar a la interrupción del suministro, el

mecanismo para solución de controversias y las excepciones temporales al régimen de acceso abierto, entre otros.

En ese contexto, el proyecto para la construcción del gasoducto acordado en noviembre de 2005 entre los gobiernos de Brasil, Argentina y Venezuela, adquiere mayor relevancia y no prospera en su construcción, debiendo esperar varios años más para hacerlo realidad y así ser una importante inyección monetaria a Tocopilla (Chile).

Impulsan más Ofertas Energéticas en la Provincia de Buenos Aires - Argentina

Los máximos responsables del proyecto Termoeléctrica Gral. San Martín (TSM), la nueva central generadora que se radicará en la localidad de Timbúes, presentaron un informe detallado sobre las características de la megaobra ante autoridades de los distintos estamentos del gobierno provincial.

En la sede de la Empresa Provincial de la Energía (EPE) de Santa Fe, escucharon la presentación de los ingenieros Florencio Olmos, Gerente General y Armando Duvo, Gerente Técnico de TSM, el Ministro de la Producción, Roberto Ceretto, el Secretario de Industria, Mauricio Caussi, el Director de Industria, Carlos Palmero, el Secretario de Gestión y Planificación del Ministerio de Asuntos Hídricos, Pablo Cacik, el Secretario de Medio Ambiente, Marcelo Terenzio, el Interventor y Subinterventor de la EPE, Luis Obeid y Juan Ruiz.

El proyecto de la Central GTCC (Gas Turbina Combined Cycle Power Plant) Timbúes es un emprendimiento con una inversión estimada en los US\$ 450 000 000 y consiste en el diseño, fabricación, suministro, transporte, construcción, montaje, puesta en marcha, ensayos de puesta en marcha y pruebas finales de una central termoeléctrica de ciclo combinado, destinada a la generación de energía eléctrica de una potencia neta mínima de 800 MW.

El objeto de la obra consiste en la generación de energía eléctrica para abastecer la demanda, con la calidad solicitada por el Sistema Interconectado Nacional y cumpliendo con todos los requerimientos técnicos solicitados por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrica (CAMMESA) a través de los procedimientos técnicos.

Hay que recordar que a este nuevo parque de generación en la provincia de 800 MW, se suma el aporte de 140 MW que realiza Centrales Térmicas Sorrento SA, ubicada en la ciudad de Rosario.

El acto de presentación y apertura de ofertas de la licitación internacional, se llevó a cabo el 18 de agosto en la Casa Rosada, con la presencia de las más altas autoridades nacionales.

La central estará vinculada eléctricamente al Sistema Argentino de Distribución (SADI) a la red de 500 kV, a través de la nueva Estación Transformadora de 600 MW a construir simultáneamente con la central como parte del proyecto, a cargo de la EPE.

Con la concreción de la estación transformadora Gral. San Martín de 500/132 kV que operará la transportista en alta tensión TRANSENER, la Provincia de Santa Fe incorpora el cuarto nodo de interconexión con el sistema nacional: Rosario Oeste, Santo Tomé, Romang y Timbúes, sumando en el corto plazo 1200 MW de potencia disponible.

Con los trabajos que actualmente se están ejecutando, se repotencian las estaciones Rosario Oeste y Santo Tomé, incorporando dos nuevos transformadores de 300 MW en cada lugar. Esto se agrega al nuevo equipamiento instalado en la ET Romang, a través de una máquina de 150 MW. Todas estas obras permiten disponer de 3.300 MW de potencia.

Las autoridades de la Empresa Provincial de la Energía impulsan ante la Secretaría de Energía de la Nación, el Ente Nacional Regulador de la Electricidad y otros organismos afines, la concreción de estas trascendentes obras electroenergéticas para el futuro de la región.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net. Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación emitidos hasta diciembre de 2006.

Boletín Energético



Elaborado por el Grupo de
Prospectiva y Planificación Energética

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250. Capital Federal (C1429BNP)
Centro Atómico Constituyentes
Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires
Tel: 6772-7422/7419/7526/7869 Fax: 6772-7421/7357
E-Mail: rey@cnea.gov.ar
coppari@cnea.gov.ar

cnea

<http://www.cnea.gov.ar>