

BOLETIN ENERGETICO CNEA

2do Semestre año 2000

año 3 N° 6

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta Diciembre del año 2000, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

CONTENIDO

CONTRIBUCIONES

Uranio Levemente Enriquecido en Atucha 1:

Carla Notari, Francisco C Rey.

Tarifas eléctricas Industriales en el Mercosur.

Francisco Carlos Rey

SECCIONES FIJAS

Editorial

- **Potencia instalada en el país**
- **Incorporaciones previstas**
- **Costo marginal y orden de despacho**
- **Evolución de los precios**
- **Definiciones**
- **Noticias**
- **Referencias**

URANIO LEVEMENTE ENRIQUECIDO EN ATUCHA I:

Carla Notari, Francisco Carlos Rey

Resumen.

El cambio de ciclo de combustible en la Central Nuclear Atucha I (CNA1), constituye un desarrollo relevante y exitoso en el campo de la tecnología nuclear, que abarca desde los estudios básicos (CNEA), hasta la aplicación industrial (CNEA-NASA-CONUAR), con resultados económicos destacables, pues ha producido una importante disminución de los costos de generación de esta central con implicancias en la Central Nuclear Embalse (CNE) y la Central Nuclear Atucha II (CNA2).

El nuevo ciclo de combustible utiliza Uranio Levemente Enriquecido (ULE), con 0,85 % del isótopo U235 en lugar del 0,71 % que posee el uranio natural, utilizado en el ciclo original. Esto produce un aumento de quemado superior al 80 % y por consiguiente **una disminución de alrededor del 45 % en el consumo de combustible y en el volumen de residuos producido para la misma energía generada.**

Este hecho implica un ahorro de aproximadamente \$ 6 500 000 por año en combustible.

Si bien existen antecedentes de uso de uranio con enriquecimiento leve, en reactores moderados con agua pesada, la CNA 1 es la primera central nuclear en el mundo que lo utiliza en forma comercial, con importantes ventajas económicas y operativas.

Uranio levemente enriquecido en las Centrales Nucleares PHWR

Ante la postergación en la introducción de los llamados “reactores rápidos”, en el circuito comercial de producción de energía eléctrica, en los últimos años se ha intensificado a nivel mundial el análisis de diversas alternativas de ciclos de combustibles para ser utilizados en las Centrales Nucleares de la actual generación. Estos ciclos, que se visualizan como un paso intermedio entre las Centrales térmicas actuales y las rápidas del futuro, apuntan a tres objetivos:

- a) Diversificación y ahorro de materiales combustibles primarios.**
- b) Disminución de costos de generación eléctrica por consumo de combustible.**
- c) Disminución del volumen de residuos.**

Más recientemente, la liberación de material físil altamente enriquecido, originalmente destinado a uso militar, para su eventual utilización en reactores comerciales de uso civil, ha agregado un interés adicional y de gran significación, tanto política como económica, a los estudios de nuevos ciclos de combustible.

Focalizando este tema en las Centrales Nucleares de uranio natural y agua pesada puede decirse que los ciclos de combustible que se consideran son los siguientes:

- Uranio Levemente Enriquecido (ULE).
- Oxidos mixtos de uranio-plutonio (MOX).
- Torio.
- Tandem (LWR-PHWR).

La segunda, tercera y cuarta opción son de implementación más mediata por un número de razones que no se analizarán aquí, pero que están asociadas a incertezas en los costos. Estas, a su vez derivan fundamentalmente de la necesidad de implementar procedimientos no tradicionales en la tecnología nuclear vigente.

En cambio, la utilización de ULE en los PHWR es una alternativa viable hoy, particularmente en Argentina, que cumple los tres objetivos antes mencionados y que puede implementarse sin cambios relevantes en las instalaciones existentes del ciclo de combustible nuclear.

El grado de enriquecimiento máximo del isótopo U235 que cumple las condiciones mencionadas es aproximadamente 1.2%. Las evaluaciones canadienses consignan un ahorro de alrededor de 30% en el costo de generación por consumo de combustible y la misma magnitud en ahorro de consumo de uranio. Valores similares se obtienen para las condiciones locales.

Además de las ventajas ya mencionadas del cambio de ciclo de combustible, se identifican otros impactos importantes:

- Reducción del volumen de combustible irradiado almacenado en planta.
- Reducción de la actividad minera del Uranio y de la contaminación asociada.
- Menor volumen de stock de combustible y de capital inmovilizado en el mismo.
- Menor demanda de fabricación de combustible.
- Uso menos intensivo del sistema de recambio de combustible en la planta. En el caso de la CNA1, se ha pasado de 1,3 combustibles por día a 0,8.
- Posible reutilización del uranio natural ya irradiado y almacenado en pileta, para aumentar su quemado.
- Flexibilidad para volver al ciclo de uranio natural.

Antecedentes

En el ámbito de AECL y ONTARIO HYDRO (1) se ha realizado un intensivo análisis del tema, ya sea en el área de la factibilidad técnica, como en el de la conveniencia económica del proyecto. Los resultados fueron muy alentadores en ambos aspectos y si bien hasta la fecha no se ha decidido la introducción masiva de ULE en una central canadiense, se sabe que desde el año 1986 se realizan experimentos de irradiación de este combustible para analizar el comportamiento bajo irradiación del mismo en las condiciones de quemado extendido que le son propias.

El antecedente más interesante lo constituye el reactor alemán MZFR que ha sido la base del diseño de CNA 1. Este reactor, antes de su cierre definitivo, operó durante un período de 10 años de plena potencia con un núcleo enriquecido al 0.85% en una primera etapa y al 1.0% después, alcanzando quemados medios de extracción de hasta 16000 MWd/t y valores de pico de hasta 22500 MWd/t. (El quemado de descarga para uranio natural era de 7000 MWd/t). En (2) se resume la experiencia alemana en combustible PHWR (MZFR y CNA 1), señalándose que existe margen con el actual diseño del elemento combustible para extenderse al rango 10000-15000 MWd/t.

La idea de la utilización de combustibles enriquecidos en U235 ó plutonio ha estado presente desde el inicio del proyecto CNA 1 (3). El acuerdo de cooperación argentino-alemán sobre optimización del ciclo de combustible para CNA 1 permitió, ya en 1974, analizar las alternativas de "semillas" de plutonio (algunos pocos combustibles con plutonio en un núcleo esencialmente de uranio natural), "semillas" de uranio enriquecido y uranio levemente enriquecido homogéneamente distribuido en todo el núcleo.

En el año 1983 con el propósito de iniciar tempranamente un proyecto de enriquecimiento del núcleo. de la CNA 1 se decidió la fabricación de 12 elementos combustibles con un enriquecimiento del 0,85 %. Estos elementos combustibles que tenían modificaciones de diseño menores respecto de los de uranio natural fueron fabricados en la empresa CONUAR S.A. con polvo de uranio de procedencia alemana y vainas de zircaloy importadas y estuvieron terminados en 1985. Diversas circunstancias hicieron que estos primeros 12 elementos combustibles ULE permanecieran sin utilizarse en la CNA 1 hasta 1995.

Evaluación de la factibilidad técnico-económica para CNA 1

Varios estudios técnico-económicos realizados con el fin de analizar la conveniencia del ULE en la CNA 1, demostraron que, si bien el costo de fabricación de cada elemento combustible ULE es mayor que el equivalente de uranio natural, el mayor quemado de descarga que resulta en el primer caso hace que el balance económico sea favorable al ULE. Esto es válido hasta grados de enriquecimientos del orden de 1.2% (4) a (9).

Las estimaciones locales de costos realizadas en 1995 se muestran en la tabla que sigue y difieren levemente de los valores actuales.

% de enriquecimiento	0,71 (Natural).	0.85	0.9	1.00	1.20
Costo EC CNA 1 \$/KgU	386	454	476	520	601
Quemado MWd/tU	6200	11400	13000	16000	21000
Mejora de quemado %	0	84	109	158	239
Ahorro de combustible %	0	46	52	61	70

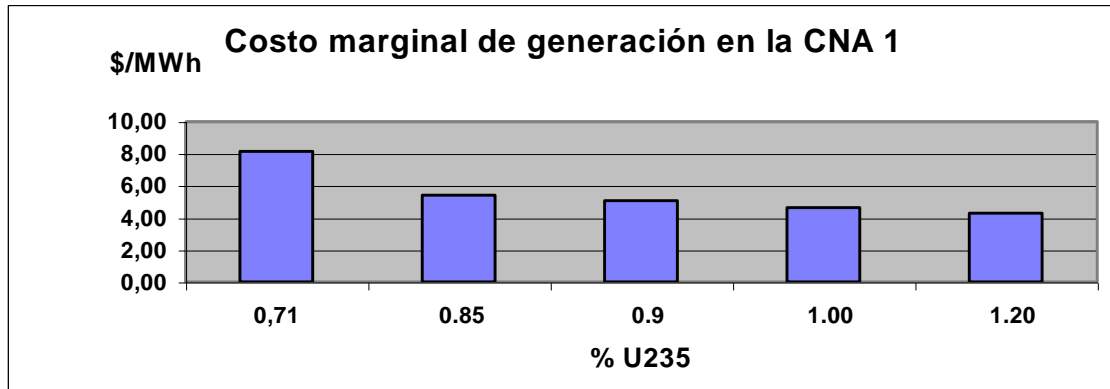
Los cálculos preliminares realizados indicaron que este combustible podía ser utilizado en la CNA 1 hasta un enriquecimiento de 1%, sin realizar cambios en las instalaciones existentes excepto la utilización de una estrategia adecuada de recambio de combustible y modificaciones menores en el diseño del elemento combustible. Es decir, se anticipaba que con el nuevo ciclo se respetarían los mismos límites operativos correspondientes al núcleo de uranio natural (factores de forma, densidades lineales máximas de potencia, potencias máximas de canal etc.) y se modificaría solo la estrategia de recambio.

Desde el punto de vista de la seguridad, la evaluación de los parámetros físicos del nuevo núcleo, mostró que si bien los cambios eran en un sentido no-conservativo, su magnitud era pequeña y no se esperaban complicaciones operativas.

En las tablas y figuras siguientes se muestra una estimación actualizada de la variación del costo de generación por consumo de combustible, evaluado para la CNA 1 y la CNE como función del enriquecimiento. El análisis permite apreciar que el costo de generación se hace asintótico con el enriquecimiento y más allá de 1% no aporta ahorros importantes. Además la ventaja del ULE se hace más evidente en el caso de CNA 1, fundamentalmente porque se trata de un combustible con mayores costos de fabricación.

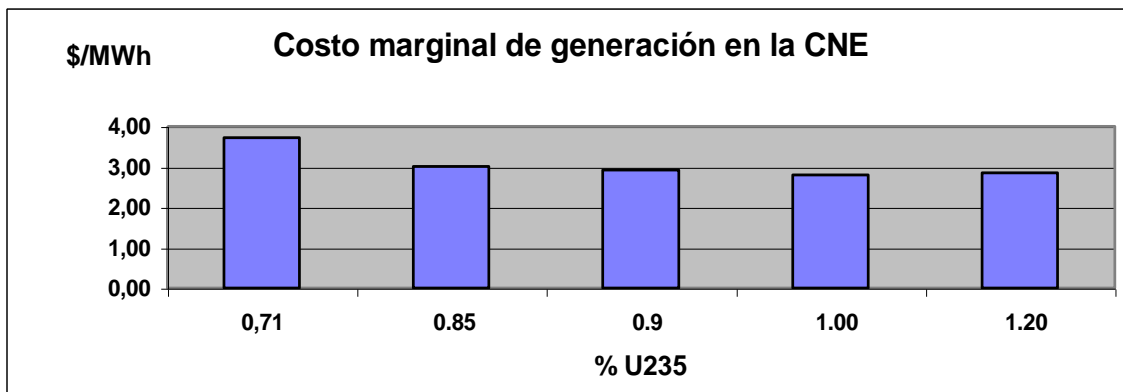
CNA 1

% de enriquecimiento	0,71 (Natural).	0.85	0.9	1.00	1.20
COSTO EC A1 \$/KgU	356	448	479	540	653
QUEMADO MWd/t.U	6200	11400	13000	16000	21000
Costo de generación \$/MWh	8,15	5,40	5,07	4,63	4,28
% de ahorro	0,00	33,77	37,86	43,15	47,56



CNE

% de enriquecimiento	0,71 (Natural).	0,85	0,9	1,00	1,20
COSTO EC CNE \$/KgU	215	290	316	367	463
QUEMADO MWd/t.U	7500	12500	14000	17000	21000
Costo de generación \$/MWh	3,71	3,00	2,92	2,80	2,86
% de ahorro	0	19,20	21,33	24,72	23,04



Como puede verse, el ahorro en costo de generación para un enriquecimiento de 0.85% es de 34% para CNA 1 y 19% para CNE. Para un enriquecimiento de 1% (que sería el máximo utilizable en CNA 1 sin cambios en la planta) los valores serían 43% y 25%.

Implementación del programa de cambio de combustible en la CNA I

En el año 1992 se relanzó en la CNEA el proyecto de conversión del núcleo del reactor de la CNA 1 de uranio natural a ULE. Para ello entre las antiguas Gerencias de Areas de Centrales Nucleares (actualmente Nucleoelectrica Argentina S.A.) y de Ciclo de Combustible, se reiniciaron las actividades que conducirían al ingreso de los combustibles ULE en la CNA1. Con el objeto de darle continuidad al proyecto se inició un programa para la fabricación de nuevos elementos combustibles ULE.

Se realizaron las tareas relacionadas con la adaptación del combustible a la nueva situación de quemado extendido, con cambios menores en su diseño para prevenir fallas de combustible por la interacción entre la pastilla y la vaina,

especialmente en las operaciones de recambio y en las subidas de potencia (10)-(11), así como la elaboración de la documentación para el licenciamiento.

Se tomó la decisión de que el uranio levemente enriquecido de los nuevos elementos combustibles se produciría por la mezcla entre uranio natural de origen nacional y uranio enriquecido al 3,4 % importado y se concretó una importación de este último material en un volumen tal que asegurara la continuidad de este proyecto. Esto se debió a que existían y existen actualmente precios ventajosos en el mercado internacional del uranio enriquecido a las concentraciones en que se utiliza en los reactores PWR (3,3 a 3,5 %).

El Centro Fabril Córdoba (actualmente DIOXITEK SA) proveyó el uranio natural y efectuó el mezclado con el uranio enriquecido para producir el polvo de uranio al 0,85 %.

CONUAR S.A. fue el responsable de implementar las modificaciones en el diseño del combustible determinadas por la CNEA y crear una línea de fabricación de los nuevos combustibles ULE (11)

NASA implementó el programa de conversión del núcleo del reactor de uranio natural a ULE con la asistencia de personal calificado de la CNEA en las tareas de ingeniería y soporte técnico en general.

El primer combustible ULE ingreso al núcleo del reactor en enero de 1995 y el programa fue previsto y desarrollado en tres fases:

- Fase 1: consistió en la irradiación en el núcleo de elementos combustibles ULE, en 12 posiciones del núcleo. Se observó una mínima modificación en el núcleo de 252 canales y la evaluación de los resultados de esta etapa permitió encarar con confianza las dos siguientes.
- Fase 2: Consistió en la introducción masiva de combustible ULE hasta llegar a tener en el núcleo 100 combustibles ULE.
- Fase 3: Consistió en completar el total de la carga del núcleo con 252 elementos combustibles ULE. Esta etapa se completó en Mayo del presente. año. El quemado de extracción alcanzado hasta el presente es de 11300 MWd/ton

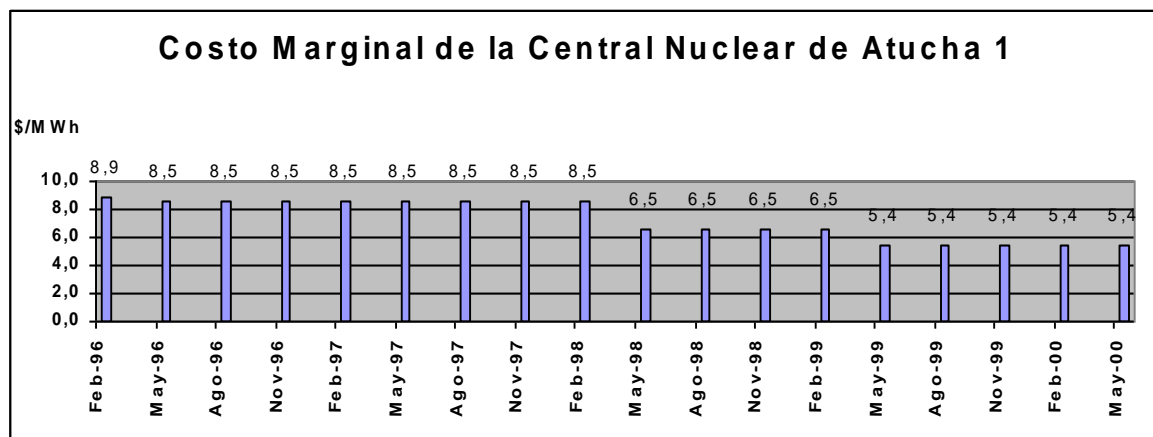
Durante este período y en forma paralela se han efectuado trabajos de desarrollo y estudios básicos tendientes a analizar el comportamiento del núcleo en las nuevas condiciones y a hacer propuestas innovadoras para explotar al máximo el potencial del nuevo ciclo de combustible. Para mencionar algunos: se ha propuesto la utilización de pastillas agujereadas en la corona periférica del elemento combustible para disminuir la sobrepotencia que afecta a las barras de la misma (12), se analizó la utilización de enriquecimiento diferencial de las barritas asociado con un fuerte absorbente en el centro del manojo, para obtener un coeficiente de vacío negativo (13) y se ha realizado una propuesta de arranque de un reactor nuevo (orientada a CNA 2), con un núcleo inicial de uranio natural y una posterior transición a ULE, para optimizar los aspectos técnicos y económicos de la planta (14).

Como conclusión puede decirse que la transición entre el núcleo con Uranio Natural al núcleo completo con ULE en la CNA1 se ha realizado cumpliendo con todas las expectativas previas de comportamiento de este combustible y de la central. Las evaluaciones teóricas de mejora en el quemado del combustible y en la performance en general, fueron confirmadas en las sucesivas etapas.

Resultados económicos del desarrollo tecnológico

El costo marginal de generación (la incidencia del combustible en el costo de generación) de la CNA 1 tuvo una disminución muy importante como consecuencia de la incorporación del ULE, que le ha permitido una disminución del costo del MWh producido y como consecuencia de ello, mejorar su posición frente al Despacho Nacional de Cargas

En la figura se muestra la variación del costo marginal de la CNA 1 desde la incorporación de los primeros ULE, hasta mayo del corriente año, con la fase 3 de la conversión concluida.



Perspectivas

El uso de ULE en CNA 1, ha significado importantes ventajas económicas para la planta, que podrían ampliarse, si se decidiera aumentar levemente el grado actual de enriquecimiento llevándolo a un valor próximo a 1%.

Para este caso la reducción del consumo de combustible sería tal que permitiría evitarse la construcción de una nueva pileta para almacenamiento de combustible irradiado, ya que el nuevo quemado, relacionado con el mayor enriquecimiento, disminuiría la cantidad de combustibles necesarios hasta el final estimado de vida de la planta, haciendo innecesaria una nueva instalación de almacenamiento.

Por otra parte, este desarrollo puede aplicarse a la CNE, en la que la incorporación de los combustibles con ULE provocará también una disminución de los costos de generación por consumo de combustible, aunque no tan importante como la producida en la CNA 1.

En el caso de adoptarse para la CNE el mismo nivel de enriquecimiento (0.85% en U235), la mejora económica puede estimarse en alrededor de un 19 %, como se indicó anteriormente, representando alrededor de \$ 2 500 000 por año, sólo en ahorro de combustible.

La diferencia respecto a CNA 1 se debe principalmente a la diferencia en el costo de fabricación de los elementos combustibles, pues varía sustancialmente la relación entre el costo de uranio y el costo de fabricación.

La extensión de este proyecto a la CNA 2 tendría también un impacto importante en sus costos, ya que esta central tiene un combustible de características similares al de CNA1.

REFERENCIAS

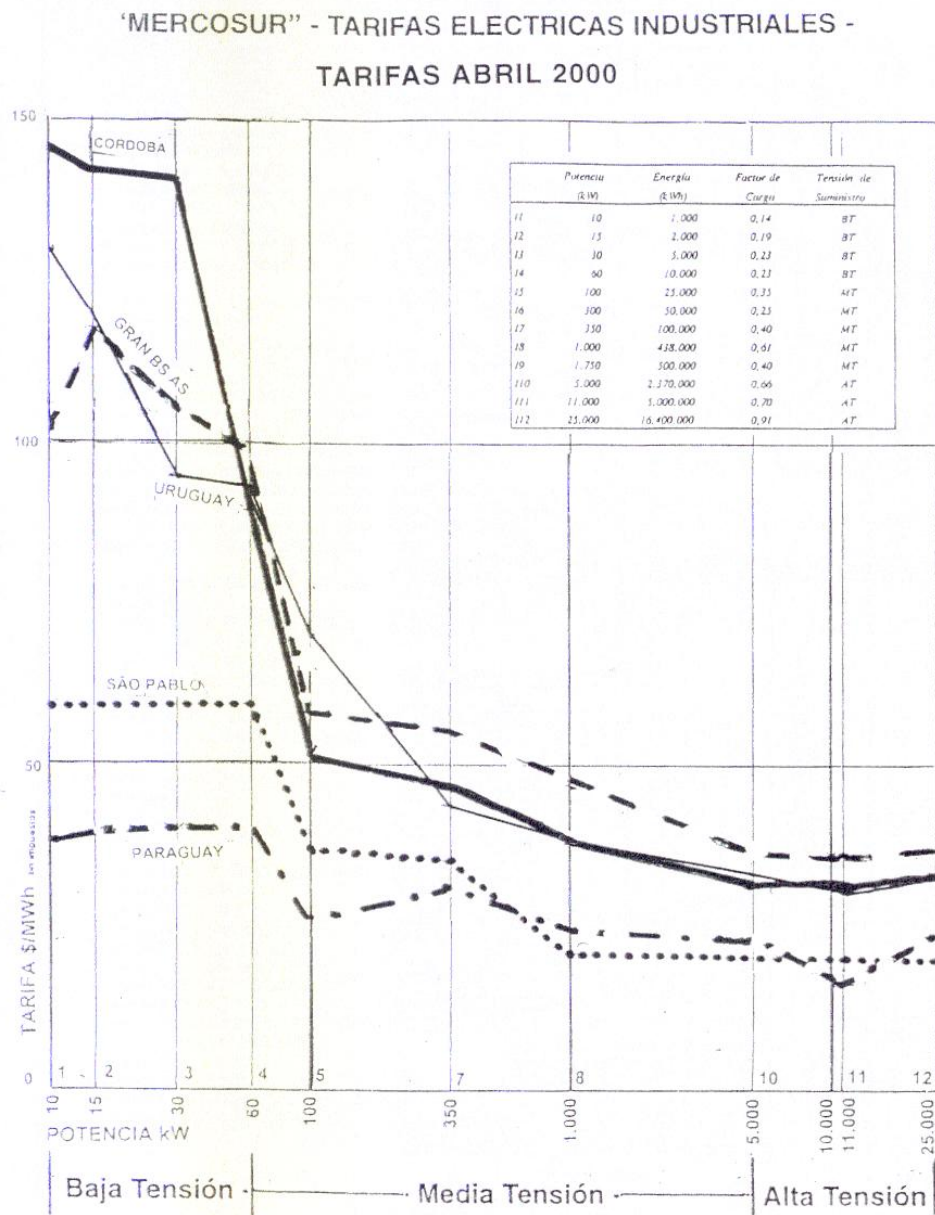
1. - Slightly enriched uranium in CANDU: An economic first step towards advanced fuel cycles. IAEA-CN-48/76. 1987.
The economics of advanced fuel cycles in CANDU reactors. R.A. James. rpt. OH 78004, 1978.
- 2.- Fuel duty and fuel performance in KWU designed pressurized heavy water reactors. R. von Jan, F. Dusch, F. Garzarolli, IAEA/CNEA International Seminar on Heavy Water Fuel Technology, Bariloche, 1983.
- 3.- Argentine-German Cooperation on fuel Cycle Optimization for the Nuclear Power Plant Atucha. KFK 2133, 1974.
Aspectos Económicos de la Utilización de Elementos Combustibles Levemente Enriquecidos en la Central Nuclear Atucha I, A. Parker, 1981. CNEA.
- 4.- Cálculos neutrónicos con un modelo de representación de núcleo completo para la introducción de 12 EC. levemente enriquecidos en CNA1. J. Sidelnik, IT 1122/86, 1986.
- 5.- Ciclos de Combustibles avanzados. A.M. Lerner, C. Notari, IT 1149/88, CNEA, 1988.
- 6.- Cálculos Realizados para la utilización de uranio levemente enriquecido en CNA1. Revisión I. C. Notari, A.M. Lerner, IT 1013/91, CNEA, 1991.
- 7.- Influencia del enriquecimiento del combustible en los costos de generación de energía eléctrica". C. Notari, G. Anbinder, IT 1033/89, CNEA, 1989.
- 8.- Uranio levemente enriquecido para CNA1. Estado de avance de los cálculos neutrónicos. C. Notari, A.M. Lerner, J. Sidelnik, R. Perez. Reunión AATN, Bs. As., Noviembre 1992.
- 9.- Slightly enriched uranium for the Atucha I power plant in Argentina. J. Sidelnik, R. Perez, A.M. Lerner and C. Notari, International Conference on Design and Safety of advanced Nuclear Power Plants, AESJ/IAEA, Japón, 1992.
- 10.- Activities in Argentina related to the use of slightly enriched uranium in heavy water NPPs. R. Corcuera, Fuel Cycle Options in LWRs and HWRs, IAEA, Victoria, Canadá, 1998.
- 11.- Revisión de los Criterios para prevenir fallas por interacción pastilla-vaina con combustible levemente enriquecido en la CNA-I. Utilización de los mismos para la operación y gestión de combustible. R. Perez, J. Piñeyro, J. Fink, IF-1200-ULE-IE-003, NASA, 1995.
Extended burnup with SEU fuel in Atucha I NPP. L. Alvarez et. Al. IAEA, Bariloche, Argentina, 1999.
- 12.- Slightly Enriched Uranium fuel for a PHWR. C. Notari, A. Marajofsky. Advances in Heavy Water Reactors, IAEA, Bombay, India, 1996.
- 13.- The enrichment in PHWRs as a Tool to Reduce the Void Coefficient. C. Notari, International Symposium on Nuclear Fuel Cycle and Reactor Strategies: Adjusting to New Realities, IAEA, Vienna, 1997.

- 14.- A PHWR with Slightly Enriched Uranium; About the First Core. C. Notari. Advances in Heavy Water Reactors, IAEA, Bombay, India, 1996.

TARIFAS ELÉCTRICAS INDUSTRIALES EN EL MERCOSUR

Francisco Carlos Rey

El Ing. Pedro Huerta Palau de la Universidad Tecnológica Nacional regional Córdoba ha realizado un trabajo con las tarifas eléctricas industriales en el ámbito del Mercosur graficando la tarifa que abona la industria en función del nivel de consumo y el tipo de conexión en el que pueden apreciarse las diferencias entre las distintas regiones del Mercosur.



Analizando el gráfico llaman la atención las diferencias entre lo pagado por los industriales de la ciudad de San Pablo y lo que pagan los industriales de nuestro país.

Muchas veces hemos escuchado las quejas de nuestros industriales respecto a las asimetrías y a los subsidios Brasileños a las industrias radicadas en ese país.

Equivocadamente pensábamos que las tarifas eléctricas eran una excepción a esta regla dado que los precios de la energía eléctrica del mercado mayorista argentino son unos de los más bajos del mundo y por lo tanto nos parecía que también debían serlo las tarifas que abona nuestra industria

Argentina esta exportando energía eléctrica a Brasil y una de las causas es la diferencia de costos de generación entre ambos países.

El trabajo de la UTN nos muestra que la política de subsidios que aplica Brasil para atraer inversiones incluye también a la energía eléctrica.

Una explicación posible es que Brasil tiene un parque de generación casi exclusivamente hidráulico (mas del 90 %) con las inversiones probablemente amortizadas y puede por lo tanto proveerle a su industria la energía eléctrica a un precio especial.

Paradójicamente las exportaciones de energía eléctrica a Brasil producen su encarecimiento en el MEM por lo que se puede prever un aumento de los valores del mismo que redundara en un mayor valor que deberá pagar nuestra industria.

Si bien la exportación de energía eléctrica tiene mayor valor agregado que exportar gas natural, por lo que al país le conviene hacerlo; es mucho más conveniente la exportación de equipos o bienes de uso confeccionados con esa electricidad por los que se debe ser muy cuidadoso con los mecanismos por los que se mejore la competitividad ajena.

EDITORIAL

CRISIS ENERGETICA EN CALIFORNIA.

Por estos días hemos visto varias noticias que nos informan sobre la grave crisis energética del estado de California en los Estados Unidos.

Esta crisis los ha conducido hasta el racionamiento de energía con apagones programados y que además ha afectado a los estados vecinos, que por intentar ayudarlos suministrándoles energía eléctrica, han tenido que pedirles a sus habitantes que utilicen la menor cantidad de energía eléctrica posible.

Lo que llama la atención es que esto suceda en el estado de California que ha sido utilizado muchas veces como ejemplo de lo que se debe hacer en materia energética. La foto de las granjas eólicas californianas ha circulado por el mundo de la mano de alguna organización ecologista como un ejemplo a imitar de cómo generar energía eléctrica.

Entre las múltiples causas que provocaron este desastre está principalmente una desregulación inadecuada pero también acompañada (aunque en menor grado) en haber creído que las principales fuentes energéticas con que se debía cubrir el crecimiento de la demanda de electricidad de este estado fueran energías renovables desalentando las instalaciones de generación a partir de otras fuentes.

Como consecuencia de esto último hubo pocas inversiones en generación térmica, nuclear o hidráulica para acompañar al crecimiento de la demanda eléctrica.

En el año 2000 la coincidencia de una baja hidraulicidad, mayor demanda por altas temperaturas y según algunas fuentes especulaciones por parte de los generadores la oferta de energía eléctrica no alcanzó a cubrir la demanda.

Esto sumado al aumento en el valor del petróleo produjo un aumento brusco en los precios de energía eléctrica por los generadores y dado que el sistema regulatorio Californiano tiene precios máximos para los usuarios las distribuidoras entraron en crisis al no poder trasladarle estos precios a sus clientes.

A pesar de los incentivos oficiales a la instalación de energías renovables estas fuentes no participan significativamente en el parque de generación californiano.

En nuestro país hay gente que también cree que a partir de la energía eólica de nuestra Patagonia se van a resolver todos los problemas energéticos de nuestro país y hasta vamos a exportar el viento.

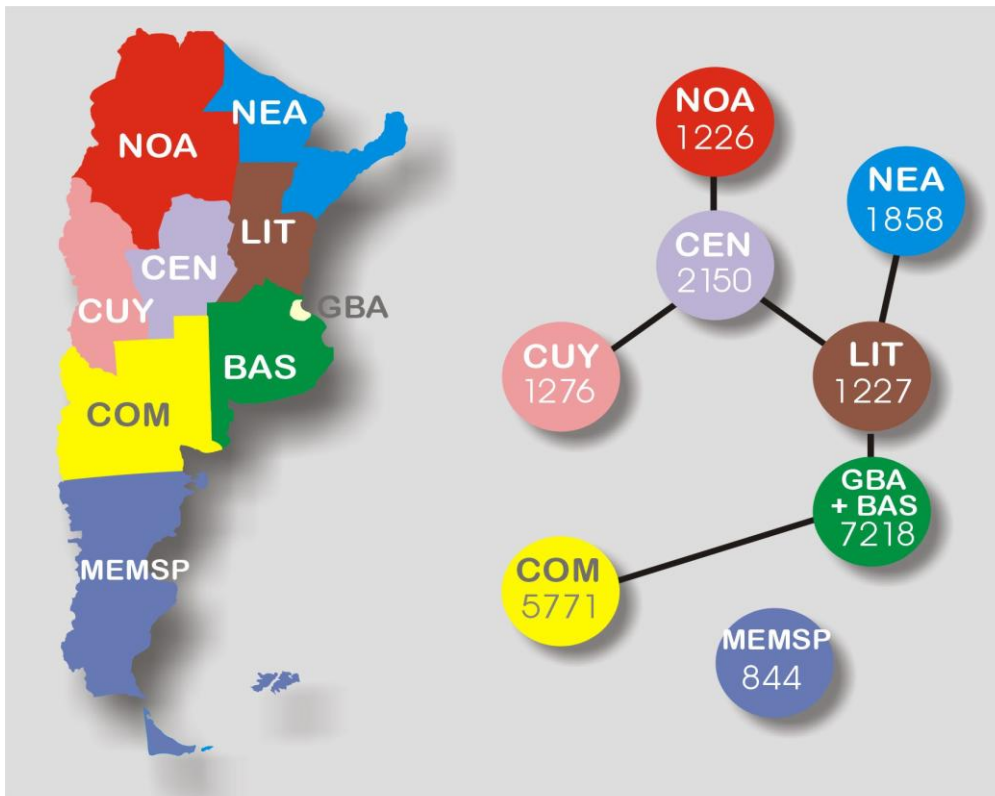
Lo paradójico es que la energía eólica es realmente una excelente fuente de energía que tendrá en el futuro un rol no desdeñable en algunas regiones pero no se debe cometer el gravísimo error de esperar de ella **más de lo que puede dar**.

POTENCIA INSTALADA

El parque generador de energía eléctrica en nuestro país está compuesto por numerosos equipos de distinto tipo distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo, Comahue, Noroeste, Centro, Buenos Aires/Gran Buenos Aires, Litoral, Noreste y Patagonia. Las siete primeras están interconectadas en lo que se denomina Sistema Interconectado Nacional (SIN) mejor conocido como Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y la séptima esta aislada en lo que constituye el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP)

En el mapa pueden verse señaladas las regiones y en el dibujo la forma en que estas regiones están conectadas entre si.



La potencia bruta total instalada al 31 de Diciembre del año 2000 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 21 503 MW.

Los equipos se clasifican en cuatro grupos de acuerdo al recurso natural que utilizan: Térmicos fósil, Nucleares, Hidráulicos y Eólicos, a su vez el primer grupo se subdivide en cuatro de acuerdo al tipo de equipo que utilizan (Turbina de Vapor, Turbina de Gas, Ciclo Combinado y Motores Diesel).

La tabla siguiente nos muestra la potencia térmica instalada (en MW) a Diciembre del año 2000 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	TOTAL TER
CUYO	120	90	374		584
COMAHUE		578	708		1286
NOA	261	334	447	4	1046
CENTRO	227	297	64		588
LIT	242	40			282
GBA-BAS	3640	571	2644		6855
NEA	25	123			148
Total MEM	4515	2033	4237	4	10789
MEMSP		258			258
Total	4515	2291	4237	4	11047

Las únicas diferencias respecto al semestre anterior (ver Boletín Energético N° 5) se deben a la dada de baja de 5 unidades TG en el sistema patagónico

A continuación se muestra la potencia instalada por región y tipo de fuente energética.

Región/Tipo	TER	NUC	HID	EOL *	TOTAL
CUYO	584		692		1276
COMAHUE	1286		4485	0.4	5771
NOA	1046		180		1226
CENTRO	588	648	914		2150
LIT	282		945		1227
GBA-BAS	6855	357		5.7	7218
NEA	148		1710		1858
Total MEM	10789	1005	8926	6.1	20726
MEMSP	258		519	7.9	777
Total	<u>11047</u>	<u>1005</u>	<u>9445</u>	<u>14</u>	<u>21503</u>
%	<u>51.37</u>	<u>4.67</u>	<u>43.92</u>	<u>0.06</u>	<u>100.00</u>

TV: Turbina de Vapor

TG: Turbina de Gas

CC: Ciclo Combinado

MD: Motores diesel

TER: Total térmico fósil

NUC: Nuclear

HID: Hidráulica.

EOL: Eólica

CUYO: Región de Cuyo

COMAHUE: Región del Comahue

NOA: Noroeste Argentino

CENTRO: Región del centro del País

GBA-LI-BAs: Gran Buenos Aires-Litoral-Bs As

NEA: Nordeste Argentino

MEMSP: Sistema Patagónico

*La Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico SA (CAMMESA) no tiene registrados generadores eólicos en el MEM, ni en el MEMSP. Sin embargo algunos de ellos están conectados a estos sistemas y su generación es interna para algunas Cooperativas Eléctricas.

Los datos de potencia instalada eólica fueron extraídos del Informe de Prospectiva del año 1999 de la Secretaría de Energía de la Nación. y fueron incluidos al solo efecto de apreciar su relación con el resto del parque

INCORPORACIONES PREVISTAS

CAMMESA tiene previstas y aprobadas incorporaciones al MEM en los próximos dos años por 2912 MW ver Tabla I, y además aproximadamente 2800 MW, ver Tabla II, aun sin definir la fecha de puesta en marcha y su potencia definitiva por lo que este último valor puede aun sufrir modificaciones. Estas cifras representan un incremento del parque actual de 14 % y de un 14 % adicional respectivamente

La mayoría de este equipamiento corresponde a equipos térmicos que utilizan combustibles fósiles.

Tabla I. Incorporaciones de generadores al MEM previstas para los próximos años

Fecha	Empresa Propietaria	Grupo Generador	Potencia	Potencia acumulada	OBSERVACIONES
mes/año			MW	MW	
Enero/01 *	Dock Sud	DSUDCC01	780	780	Ciclo Combinado nuevo
Agosto/01	Plus-Petrol	SMTUTG02	120	900	Turbina de Gas
Sept./01 **	AES. Paraná SA	AESPCC01	845	1745	Ciclo Combinado nuevo
Enero/02	Plus-Petrol	SMTUTV01	134	1879	Completa un CC de 374 MW.
Nov./02 ***	C Independencia	INDECC01	242	2121	Ciclo Combinado nuevo
Enero/03 ****	CEBAN	CBANCC01	791	2912	Ciclo Combinado nuevo

* Su incorporación estaba prevista originalmente en Septiembre de 1999.

** Su incorporación estaba prevista originalmente en Agosto del 2000

*** Su incorporación estaba prevista originalmente en Enero del 2002

**** Su incorporación estaba prevista originalmente en Agosto del 2002

Tabla II. Incorporaciones sin fecha definida de puesta en marcha.

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia MW	Potencia Acumulada MW
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
ENARGEN	ENARCC01	CC	480	1225
LAS MADERAS	MADEHI01/02	HID	30	1255
C. LAS PLAYAS	LPLACC01	CC	250	1505
GENELBA	GEBACC02	CC	850	2355
CAPEX	LDLACV01	CV	200	2555
TERMO ANDES	ANDECC01	CC	270	2825

Fuente: CAMMESA Noviembre 2000.

La única diferencia respecto del semestre anterior es que la central San Miguel de Tucumán fijó fecha de incorporación de los dos equipos que le faltan para completar el Ciclo Combinado por lo que pasó de la lista de los no confirmados a la lista de los que tienen definida una fecha de incorporación al sistema eléctrico.

COSTO MARGINAL Y ORDEN DE DESPACHO.

Para definir con qué equipos generadores se debe cubrir la demanda de electricidad, el Organismo Encargado del Despacho (OED) confecciona un orden de mérito de los equipos que tiene disponibles. Si la demanda aumenta o disminuye solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito (con algunas excepciones dependiendo del tipo de equipo y/o necesidades regionales).

Este orden de mérito considera **en sucesión creciente el costo marginal de cada equipo generador en el nodo mercado.** Se define el nodo mercado como el

centro geográfico del sistema, esta ubicado en la estación transformadora de Ezeiza, Provincia de Buenos Aires.

El costo marginal (ver definiciones) en el nodo mercado es el costo marginal de cada equipo multiplicado por el “factor de nodo” este ultimo tiene en cuenta las perdidas por transporte desde el emplazamiento del equipo generador hasta el nodo Ezeiza.

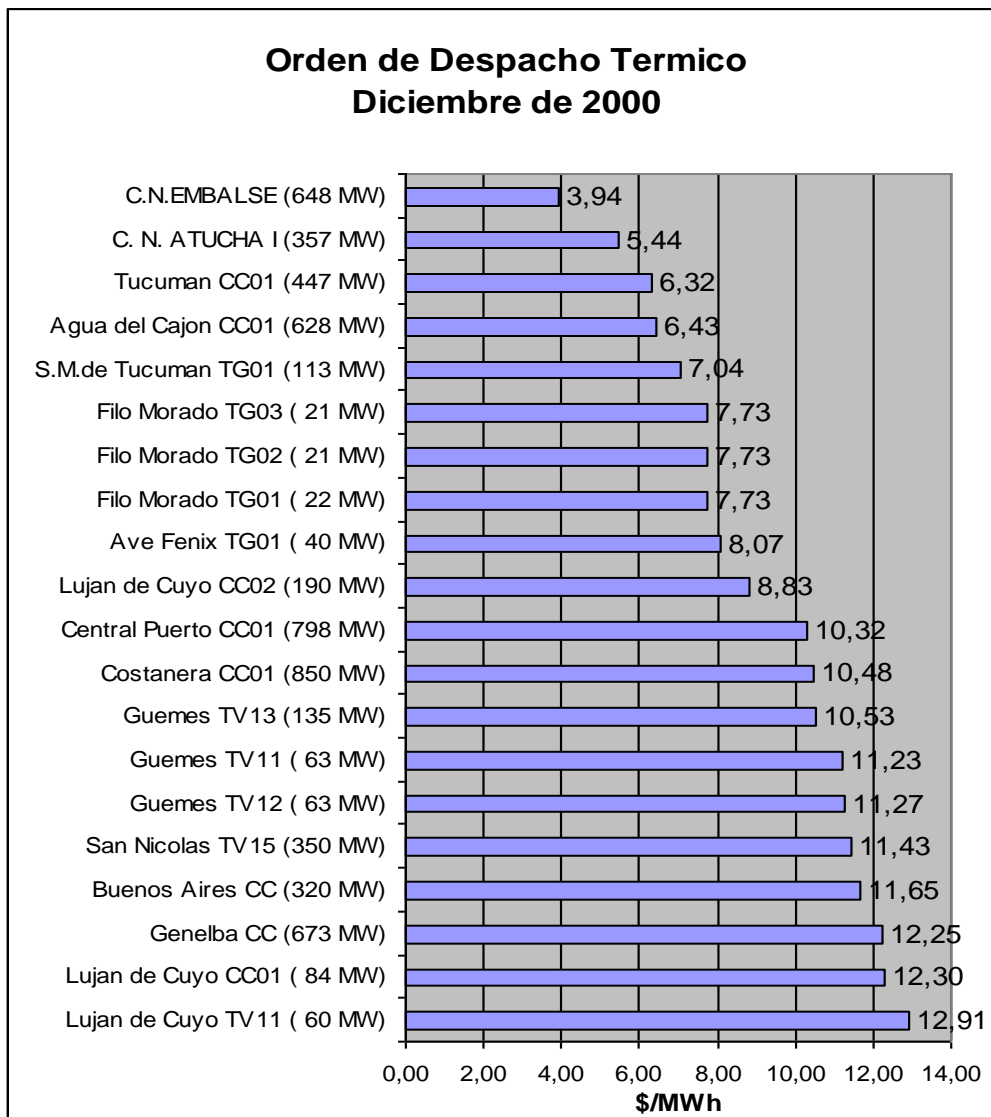
A continuación se muestran los primeros 20 equipos térmicos de ese orden de mérito de despacho y los valores de su costo marginal en el nodo mercado en \$/MWh.

Entre ellos no se han incluido los cogeneradores y autogeneradores pues su presencia en el mercado no es continua (depende de sus consumos internos y venden sólo sus saldos de energía eléctrica).

Tampoco se han incluido los generadores hidráulicos que normalmente son los primeros en ser despachados.

Estos valores se calcularon con las máquinas que se encontraban disponibles al mes de Diciembre del año 2000 y los rendimientos y costos de combustibles declarados por los generadores para la programación estacional Noviembre 2000 a Abril 2001 de CAMMESA.

Además se utilizaron los promedios ponderados de los factores de nodo de la misma programación.



Las Centrales Nucleares de Embalse y Atucha 1 son para el Mercado Eléctrico Mayorista los equipos generadores térmicos más baratos del sistema.

El resto, son equipamientos nuevos, de reciente puesta en marcha, que funcionan con Gas Natural. En su mayoría se encuentran ubicados en regiones cercanas a los yacimientos o sobre los mismos e inclusive algunos de ellos son de la misma empresa propietaria.

Como consecuencia de ello los valores de compra de Gas Natural declarados por estos generadores son inferiores a los de referencia fijados por el Ente Nacional Regulador del Gas (ENERGAS) para esas mismas regiones.

Para la confección de la tabla precedente se consideraron a todos los generadores con libre disponibilidad de gas natural y es importante aclarar que solo los generadores que se encuentran cerca de los yacimientos de gas se encuentran en esa situación pues el resto en el periodo invernal tiene racionamiento de este combustible debido a la prioridad del uso del gas con fines residenciales por lo que al operar con otro combustible alternativo (por ejemplo el diesel oíl) tienen un costo marginal superior al indicado en la tabla.

EVOLUCION DE LOS PRECIOS

Durante el segundo semestre del año 2000 el precio de la Energía Eléctrica en el MEM ha sido superior al correspondiente del año 1999.

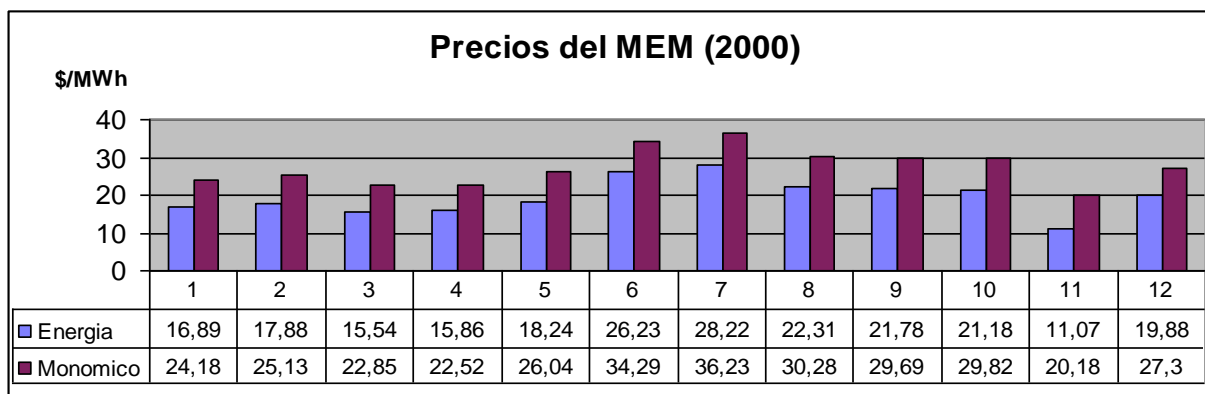
La excepción a ello fue el mes de noviembre en el cual el precio de la energía en el MEM fue el más bajo en la historia del mismo.

Las causas de los valores superiores a los del año 99 se debieron principalmente al comienzo de la exportación a Brasil además de los clásicos aumentos del invierno debido a la escasez de gas natural y a los valores de los combustibles líquidos.

De no haber sido un año de alta hidraulicidad los valores hubieran sido más altos.

Se indica a continuación la evolución del precio de la energía en el mercado SPOT y el precio monómico durante el año 2000 (figura 3).

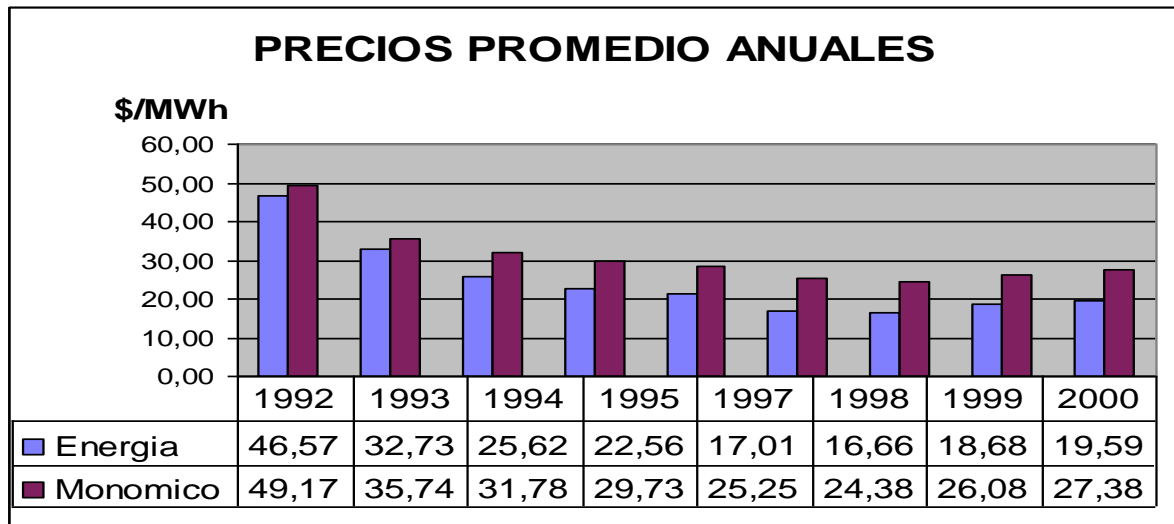
Figura 3. Precios del MEM en el año 2000



Los precios anteriores son promedios mensuales, el valor de la energía en el mercado SPOT es horario y a veces con grandes variaciones entre el valor de las horas de Valle (horas nocturnas) a los de horas de Punta (19 a 23).

Como dato relevante podemos indicar que el valor de noviembre del precio Spot de la energía eléctrica fue el valor promedio mensual mas bajo desde que existe el MEM

A continuación se indica la evolución del precio de la Energía y el precio Monomico desde el año 1992 (Figura 4).



Perspectivas

La actual configuración del parque eléctrico argentino permite predecir que los precios en el MEM irán, en promedio, subiendo con grandes variaciones entre los valores de verano e invierno (bajos en verano y altos en invierno).

En el futuro, por la mayor participación de la generación térmica, cada vez los precios serán menos influenciados por la hidraulicidad y sí por la temperatura en el invierno y por el valor del petróleo.

Esto se debe a que en el invierno los días de frío el precio en el mercado Spot lo fijan normalmente equipos que utilizan Fuel Oil o Diesel Oil como combustible y el valor de estos acompaña rápidamente el valor internacional del petróleo.

DEFINICIONES

Costo Marginal:

El costo marginal de corto plazo es lo que cuesta producir una unidad más cuando se está a plena producción.

Para un Generador eléctrico el costo marginal es el aumento en sus costos por producir un kWh más y prácticamente es el costo del combustible que gasta para producir ese kWh de más.

En el MEM el costo marginal del sistema (también conocido como precio SPOT) es el incremento del costo total por kWh adicional demandado y coincide con el

costo marginal de la máquina de mayor costo marginal que se encuentra entregando energía en el sistema en ese momento, pues esta máquina es la que debe proveer ese kWh adicional.

Precio de Energía (o SPOT) y precio Monómico:

En el MEM existen dos mecanismos para comprar y vender Energía Eléctrica: el Mercado libre o SPOT y el Mercado a Término (ver informe CNEA.C.RCN ITE 012).

En el primero de éstos el precio total se fija por la suma de varios conceptos siendo los más importantes el valor de la Energía comercializada y la Potencia puesta a disposición

- **Energía:** La energía comercializada en este mercado se valoriza en forma horaria a lo que se denomina precio de mercado Spot o precio de mercado. **Es el costo marginal de la máquina que cubriría el próximo kW de incremento de la demanda**, sobre la base del despacho realizado por CAMMESA.

- **Potencia puesta a disposición:** Se abona a cada generador, (por el hecho de estar disponible) un importe de 10 \$ por cada MW generado durante las horas fuera de valle, Los generadores térmicos en particular (fósiles y nucleares) cobran en concepto de potencia puesta a disposición, un importe mínimo igual al pago de la potencia que sería demandada en un año seco.

La suma de estos dos conceptos y de otros de menor incidencia económica (riesgo de falla, energía adicional, etc.) componen el denominado "**precio Monómico**".

NOTICIAS

Jornada en la ciudad de La Plata

La Honorable Cámara de Diputados (HCD) de la Provincia de Buenos Aires ha realizado una jornada denominada: "**LOS 50 AÑOS DE LA ACTIVIDAD NUCLEAR EN ARGENTINA, ATUCHA 2 Y LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES**" en el recinto de sesiones de la misma en la ciudad de La Plata el 29 de noviembre pasado.

El objeto de esta jornada fue analizar la trayectoria de la actividad nuclear en nuestro país y especialmente en la Provincia de Buenos Aires y además tomar posición respecto de la continuación de la obra de la central nuclear de ATUCHA 2.

Participaron de la misma especialistas del área nuclear y legisladores provinciales

Las conclusiones se manifestaron en documentos firmados al finalizar la jornada y fueron avaladas por los representantes de los bloques que componen la casi totalidad de la **HCD** y cuya copia se adjunta.

Las principales conclusiones fueron:

- Que deben impulsarse las actividades de innovaciones tecnológicas en el área nuclear y sus tecnologías asociadas, incluidas las aplicaciones de radiaciones, arbitrando los medios necesarios para su concreción.
- Que deben arbitrarse los medios necesarios para que se concrete la construcción del prototipo del reactor nuclear innovativo CAREM.
- Que debe continuarse rápidamente con la obra de la Central Nuclear de ATUCHA 2, actualmente paralizada, y solicitar a los Poderes Ejecutivo y Legislativo, Nacionales

y Provinciales, que se arbitren los medios para lograr su reactivación con una participación activa de la Provincia de Buenos Aires

Plebiscito en Suiza

Un plebiscito realizado en Suiza, a pedido de un grupo activista antinuclear, dio como resultado que el 64% de los votantes favorece la continuidad de la operación de la Central Nuclear de Mühleberg, mientras solo el 36% restante apoya su cierre anticipado.

Proyecto con la Unión Europea

La Unión Europea aprobó en su Quinto Programa Marco el *Proyecto de Acciones Concertadas sobre Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de Latinoamérica y Europa* para el bienio 2001-2003.

El objetivo principal de este Proyecto concierne el diseño de políticas que promuevan sistemas eléctricos económicamente eficientes y ambientalmente responsables en el contexto de la creciente liberalización de los mercados europeos y latinoamericanos. Se espera lograr este objetivo a través del intercambio de información y el trabajo conjunto entre los participantes de estas acciones concertadas que han formado un consorcio multidisciplinario integrado por institutos de investigación especializados en la evaluación ambiental y en el desarrollo de modelos de decisión para el sector de energía y por entes reguladores del sector eléctrico.

A continuación se enumeran los países y las instituciones miembros del consorcio:

- Alemania: Universidad de Stuttgart (Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung)
- Argentina: Comisión Nacional de Energía Atómica (Grupo Monitoreo Ambiental – Unidad de Actividad Química y Sector de Prospectiva Energética – Gerencia de Cooperación y Transferencia de Tecnología) y Ente Nacional Regulador de la Electricidad (Departamento Ambiental)
- Brasil: Centro de Desenvolvimento da Tecnologia Nuclear (CDTN)
- Chile: Universidad de Chile (Departamento de Ingeniería Industrial)
- España: Universidad Pontificia Comillas de Madrid (Instituto de Investigación – Tecnológica de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería) y Comisión Nacional de Energía
- Holanda: Instituto de Estudios Medioambientales (IVM)
- Centro Panamericano de Ingeniería Sanitaria y Ciencia del Ambiente (CEPIS) – Organización Panamericana de la Salud (OPS).

Estas acciones concertadas no implican una transferencia de tecnología desde Europa hacia Latinoamérica sino más bien el intercambio de experiencias y de conocimiento entre ambas regiones. A través de una serie de cuatro reuniones se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- la revisión de los efectos de la liberalización sobre el impacto ambiental de los sistemas eléctricos,
- el análisis y la comparación de las metodologías para la evaluación del impacto ambiental de los sistemas eléctricos, y

- El intercambio de experiencias sobre la incorporación de aspectos ambientales en los mercados eléctricos liberalizados.

Se espera que el producto principal de este Proyecto esté integrado por un conjunto de recomendaciones para tomadores de decisión acerca de las consecuencias ambientales y económicas de la liberalización del sector eléctrico, y sobre las políticas más adecuadas a seguir para alcanzar su desarrollo sustentable. A más largo plazo se prevé la creación de una red de instituciones de investigación y agencias reguladoras para mantener e incrementar las actividades de investigación en el campo de interés del Proyecto.

REFERENCIAS :

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Banco Mundial, INDEC y Secretaria de Energía de la Nación emitidos hasta Diciembre del año 2000.

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

Dirección de la Publicación: Francisco Carlos Rey
Compilación y Redacción: Francisco Carlos Rey
Diseño y compaginación: Cristina A. Delfino
Oswaldo A. Lires

Colaboración en redacción:

Fernando Aguirre
Roberto Pascual
Gabriel Barcelo
Carla Notari
Roberto Corcuera
Carlos Ruben Calabrese
Cristina A. Delfino
Oswaldo A. Lires

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes, CNEA
Internet: <http://www.cnea.gov.ar/energe/portada.htm>
E-mail: rey@cnea.gov.ar

Sector de Prospectiva y Planeamiento Energético

Ing. Francisco Carlos Rey
Dr. Nestor Venturini

Boletín elaborado y emitido por el Sector de “Prospectiva y Planificación Energética”;
Gerencia de Cooperación y Transferencia de Tecnología; COMISIÓN NACIONAL DE
ENERGÍA ATÓMICA; Av. Libertador 8250 Capital Federal (CP1429); Tel. 4704-
1145; 4704 1146.