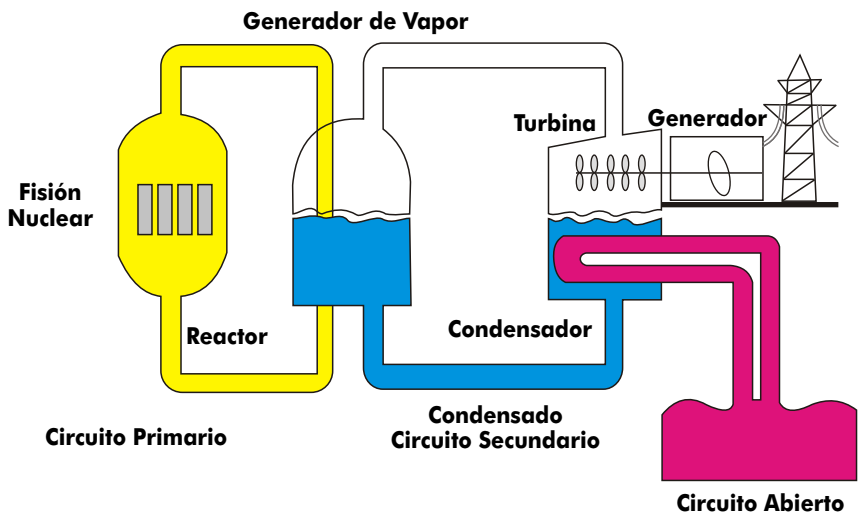


Boletín Energético



2do. Semestre 2005
AÑO VIII N° 16

16



Esquema de los Circuitos de la Central Nuclear de Atucha

cneda

Comisión Nacional de Energía Atómica

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación: Francisco C. Rey

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre
Norberto Coppari
Cristina A. Delfino
Jorge Giubergia
Susana Gómez
Sabino Mastrángelo
Fernando Monserrat
Renato Radicella
Lucía Ramilo
Alberto Ward

Diseño y Compaginación: Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

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

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 elaborado y emitido por la Oficina de Prospectiva sobre los usos pacíficos de la Energía Nuclear; 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

Ing. Francisco Carlos Rey
Ing. Norberto Coppari
Ing. Jorge Giubergia
Srta. Florencia Precensio Deck
Sr. Diego Maur

Este Boletín presenta lo que entendemos son los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2005, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Boletín 16 Energético

Editorial

CONTENIDO

Terminación de la Central Nuclear Atucha II

José Luis Antunez

Competitividad Nuclear

*Florencia Precensio Deck,
Jorge Giubergia, Norberto Coppari*

Aprovechamiento de la Energía Solar en la Argentina y en el Mundo

Julio C. Durán, Elena M. Godfrin

- Potencia Instalada**
- Generación de Energía Eléctrica**
- Generación Nucleoeléctrica**
- Incorporaciones Previstas**
- Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- Evolución de los Precios**
- Consumo de Combustibles**
- Noticias**

En el mundo, durante el año 2005, se observó un cambio de actitud hacia la generación nucleoelectrica. Se prevé que este cambio continuará acelerándose durante el curso de 2006 y en los años siguientes.

Organizaciones y personalidades del mundo ecologista, que hasta hace poco la denigraban y combatían, han comenzado a plantear que sin energía nuclear no hay futuro, porque aceptan, que es la única forma de reducir efectivamente el crecimiento de las emisiones de gases con efecto invernadero.

No obstante, todavía quedan sectores ruidosos que la cuestionan, pero con argumentos menos sostenibles, que hacen que sean menos escuchados.

La central nuclear que se está construyendo en Finlandia, el aceleramiento de las construcciones en China, Japón e India y los nuevos proyectos en Francia, EEUU y Rusia, entre otros países, indican que se está saliendo de las palabras para pasar a la acción.

El Gobierno Nacional logró ver ese cambio en el año 2003 y tomó la decisión de continuar con la construcción de la Central Nuclear de Atucha II, obra que estuvo paralizada demasiados años. Hoy se está consolidando esa decisión y se

están realizando los trabajos pertinentes.

En el año 2006 se comenzará a analizar la posibilidad de inserción de una cuarta central nuclear. También hay acciones directas respecto a: la reactivación de la minería del uranio y a la construcción del prototipo del reactor integrado de diseño argentino CAREM, entre otras actividades nucleares. Esto es muy importante para el área nuclear, pero es mucho más importante para el conjunto de la sociedad argentina y muestra una señal muy fuerte de política de estado.

Estas decisiones estratégicas del Gobierno Nacional marcan un rumbo hacia el país que necesitamos, pues comienzan a delinear la futura matriz energética, sustentable en el tiempo, más acorde con nuestros recursos y nuestras necesidades, cuyos beneficios veremos sólo en el mediano plazo.

Poner en marcha acciones que no implican rédito inmediato, reflejan la diferencia entre los Gobernantes y los Estadistas.

Terminación de la Central Nuclear Atucha II

José Luis Antunez

Atucha II es una central nucleoelectrónica que va a aportar 700 MW eléctricos netos al sistema interconectado nacional.

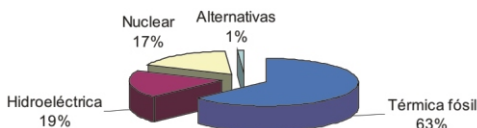
Se encuentra ubicada sobre la margen derecha del Río Paraná, en la localidad de Lima, Partido de Zárate, a 115 km de la Ciudad de Buenos Aires. Adyacente se encuentra la central nuclear Atucha I, en operación desde 1974.

Atucha II será la tercera central nuclear del sistema eléctrico argentino, en adición a Atucha I (335 MW) y Embalse (600 MW).

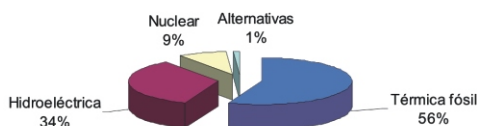


Vistas de las CNA I y CNA II

A nivel mundial las proporciones de aporte de las distintas fuentes energéticas a la producción eléctrica total son las siguientes, en porcentaje de la energía eléctrica consumida, los combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas) contribuyen con un 63 %, la energía hidroeléctrica representa alrededor del 19 %, la nuclear 17 % y las energías alternativas tales como geotérmica, solar, eólica y biomasa contribuyen en conjunto con cerca del 1 %. En nuestro país las proporciones para el año 2004 fueron: 34 % hidráulica, 56 % combustibles fósiles, 9 % nuclear y 1 % de otras fuentes, ver figura.



Generación Eléctrica en el Mundo



Generación Eléctrica en la Argentina

Por sus características de funcionamiento plano permanente a potencia nominal, las centrales nucleares aportan cantidades de energía que superan su proporción respecto de la potencia total instalada, es así como en la Argentina, en el año 2004, representando Atucha I

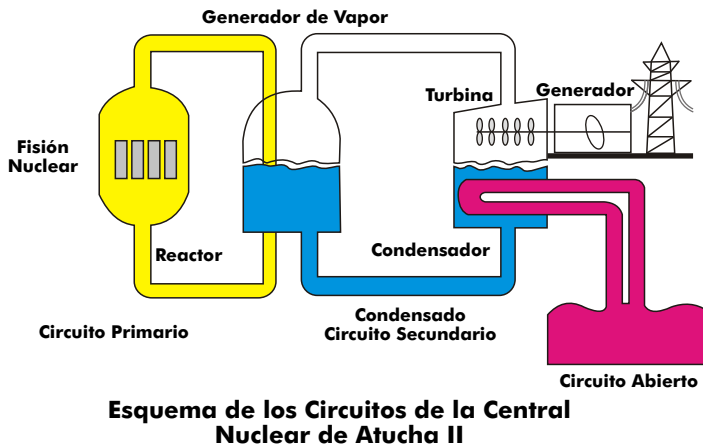
y Embalse sólo el 4,5 % de la potencia instalada, produjeron el 9 % de la energía consumida en el país.

El reactor de Atucha II es del tipo que ha elegido la Argentina para su línea de reactores de potencia, reactores de uranio natural, con agua pesada como moderador y refrigerante. El reactor utilizará elementos combustibles que serán fabricados en el país con ingeniería y supervisión de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), utilizando dióxido de uranio natural, también de producción local, procesos sobre los cuales existe amplia experiencia adquirida a través de la fabricación - desde hace décadas- de los elementos combustibles destinados a las centrales nucleares de Atucha I y Embalse, en operación comercial desde 1974 y 1984 respectivamente.

Las 600 toneladas de agua pesada necesarias para la carga inicial del reactor y el sistema de extracción de calor también serán producidas en el país en una planta de propiedad de la CNEA ubicada en la Provincia de Neuquén.

En una central nuclear como Atucha II el agua pesada, que absorbe calor en el reactor y sale del mismo a 314 °C y 115 kg/cm², sirve como vehículo para transmitir esta energía térmica hacia los generadores de vapor, en los cuales el agua pesada intercambia calor con un circuito secundario de agua liviana procedente del condensador de la turbina, la que se transforma en vapor

con un caudal de 3600 t/hora, a 268 °C y 54 kg/cm² destinado al accionamiento del turbogenerador. El condensador de la turbina, a su vez, es enfriado por un circuito abierto de agua tomada del río Paraná con un caudal de 40 m³/seg, la cual en su retorno al río, después de haber enfriado el condensador, devuelve parte de la energía que fue utilizada para el bombeo mediante una turbina hidráulica ubicada en la rama descendente que permite recuperar hasta 8 MW, ver figura.



El turbogenerador se compone de una turbina de condensación de tres etapas, una de alta y dos de baja, las tres de doble flujo. La turbina, que gira a 1500 rpm, está acoplada directamente a un generador enfriado por hidrógeno de 840 MW que genera en una tensión en bornes de 21 kV, la que se eleva en los transformadores de máquina a 500 kV para su entrega a la red nacional. Cuando entre en funcionamiento

comercial esta unidad pasará a ser la máquina de mayor potencia unitaria del sistema interconectado nacional, posición que ahora ocupa la de la Central Nuclear de Embalse.

La construcción de Atucha II está a cargo de Nucleoeléctrica Argentina SA (NA-SA), empresa del Estado Nacional responsable de la operación y construcción de las centrales nucleares argentinas.

Muchas veces se nos consulta acerca de si la tecnología de esta Central se encuentra actualizada, teniendo en cuenta que su diseño data de hace algunos años (los contratos originales de provisión de equipos para su construcción fueron suscriptos en 1980 entre la CNEA y Siemens).

Atucha II es una central nuclear moderna, similar a las últimas centrales construidas en Alemania, así como a las de Trillo en España y Angra II en Brasil. Desde el punto de vista del diseño y construcción cuenta con sistemas de seguridad actualizados, que incluyen el concepto de defensa en profundidad con barreras sucesivas, esfera de contención, separación física entre sistemas de seguridad y programa de vigilancia en servicio, entre otros

conceptos.

Cabe destacar también que Atucha II se está construyendo de acuerdo con la licencia de construcción, las normas y el programa de inspección oportunamente dispuesto por la Autoridad Regulatoria Nuclear Argentina (ARN). Los sistemas de seguridad han sido diseñados y contruidos con normas similares a las de las más de cuatrocientas centrales nucleares de segunda generación actualmente en operación en el mundo. Los componentes almacenados, así como aquellos que ya se han instalado en su lugar definitivo, han sido preservados según instrucciones de los fabricantes, habiendo recibido regularmente controles y auditorías nacionales e internacionales.

Con respecto al tema seguridad operativa y nuclear, otro tema de frecuente consulta, las dos centrales nucleares en funcionamiento en la Argentina -que ya acumulan más de 50 años reactor de experiencia- tienen al respecto un historial impecable, por lo que se puede asegurar que Atucha II seguirá este mismo camino de excelencia en cuanto a normas de seguridad.

La central cumplirá con la normativa internacional del OIEA (Organismo Internacional de Energía Atómica), entidad de la cual la República Argentina es parte, y con quien NA-SA ha acordado un programa de asistencia técnica para la Central Atucha II. Nucleoeléctrica Argentina SA mantiene, por otra parte, una relación permanente

y es parte activa de otros organismos internacionales específicos de la generación nucleoelectrica, tales como la Asociación Mundial de Operadores de Centrales Nucleares (WANO) y el Grupo de Propietarios de Centrales Nucleares tipo CANDU de uranio natural y agua pesada (COG). Los miembros de estas asociaciones de operadores de centrales nucleares someten sus prácticas operativas y de mantenimiento a frecuentes revisiones por parte de sus pares, en un exigente programa de mejora continua de alcance mundial.

Nucleoeléctrica Argentina SA espera completar e incorporar al sistema eléctrico argentino la Central Atucha II en el año 2010, época en la que su aporte de 700 MW planos y más de 5000 GWh/año resultará muy necesario para el sistema interconectado nacional. El proyecto se ejecutará utilizando al máximo los recursos científicos y técnicos de la CNEA, revitalizando así, en esta asociación estratégica con NA-SA, el rol fundamental que le cabe en el programa nucleoelectrico nacional. La obra se encuentra actualmente con un estado de avance cercano al 80 %, como promedio de las distintas actividades, con las tareas civiles y los suministros locales y del exterior prácticamente terminados, siendo las obras de mayor importancia restantes para terminar el proyecto los montajes electromecánicos y las obras hidráulicas. Por el lado de los suministros resta la provisión de agua

pesada y el primer núcleo de combustible, ambos de provisión local, a lo cual hay que añadir las tareas de prueba y puesta en marcha, estas últimas de especial relevancia y duración en el caso de una central nuclear.

En todas las actividades se dará la máxima intervención posible a los proveedores y contratistas locales, siguiendo así la práctica oportunamente impuesta por la CNEA, en oportunidad de construir sus centrales nucleares, con respecto a la formación y capacitación de los recursos nacionales. La obra tendrá un importante impacto ocupacional, especialmente en el área de influencia de la Central, ya que se estima que en el período de máxima actividad de montaje la obra ocupará a unas cuatro mil personas.

Por último, algunas reflexiones acerca de las Centrales Nucleares en el contexto de preocupación energética y ambiental mundial, y porqué las estamos viendo cada vez con más frecuencia en las noticias relacionadas a estos dos temas procedentes del exterior.

Desde el punto de vista energético, un estudio reciente de la Agencia Internacional de Energía (IEA) indica que el consumo de energía en el mundo se incrementará un 60 % con respecto al actual para el año 2030, de ese porcentaje un 70 % corresponderá a demandas de los países en desarrollo. El dilema que se está planteando en todo el mundo es cómo satisfacer esa creciente demanda energética.

Las centrales nucleares pueden efectuar una sustancial contribución al cubrimiento del incremento de la demanda eléctrica, aliviando al mismo tiempo la demanda de hidrocarburos. Utilizando en ellas un kilo de uranio se produce la misma cantidad de energía eléctrica que con 14 toneladas de fuel oil o su equivalente en gas natural, liberando esas cantidades de valiosos hidrocarburos para abastecer otros tipos de demanda sin necesidad de quemarlos para generar energía eléctrica. Una central nuclear como Atucha II, sustituyendo un ciclo combinado de potencia equivalente, libera para otros usos más de 3 millones de metros cúbicos de gas natural por día.

Con respecto al aspecto ambiental la pregunta que se formula siempre en primer término respecto a la generación nucleoelectrónica es la relativa al manejo de los residuos radiactivos. No existe otra industria en donde el problema de los residuos sea considerado con más responsabilidad que en el caso de los desechos nucleares de origen civil.

El volumen de los residuos nucleares que produce una central nucleoelectrónica es extremadamente limitado, por lo tanto pueden ser completamente aislados de la atmósfera y el entorno. Por otra parte, una planta nuclear de 700 MW como Atucha II produce aproximadamente 30 toneladas por año de elementos combustibles irradiados que aún contienen energía aprovechable. Estos elementos combustibles usados se

conservan, con vistas a su eventual reprocesamiento, en almacenamientos húmedos o secos adyacentes a las centrales, completa y seguramente aislados del medio ambiente. Es decir que ninguno de los subproductos de la combustión nuclear es liberado al ambiente ni antes ni después del proceso de producción de energía eléctrica.

Si este combustible usado se reprocesara para compactarlo y aprovechar la energía residual, el volumen resultante equivalente sería de aproximadamente $2,5 \text{ m}^3$ por año. Esta cantidad puede ser gestionada y almacenada de manera segura en depósitos geológicos profundos, protegidos por múltiples barreras que los aislen completamente del medio ambiente hasta que desaparezca su actividad.

Hemos mencionado en primer término el manejo de los subproductos del proceso de combustión nuclear que se producen como consecuencia de la producción de energía eléctrica, pero es igualmente importante hacer referencia a aquellos que no se producen como consecuencia de la generación nucleoelectrónica.

Los devastadores efectos climáticos que se producen como consecuencia de la emisión de dióxido de carbono (CO_2), considerada como una de las fuentes que contribuyen mayoritariamente al calentamiento global del planeta (efecto invernadero) eran, hasta no hace mucho, objeto de preocupación

únicamente para los científicos especializados en el tema, mientras que el resto de la población mundial los consideraba fenómenos teóricos de dudosa verificación y nula influencia en su vida cotidiana. En los últimos años, en cambio, una abrumadora acumulación de evidencias respecto a sus efectos los ha transformado en una preocupación concreta, objeto de tratados y sistemas de compensación internacionales.

Las centrales nucleares virtualmente no producen emisión alguna de dióxido de carbono, por lo cual una central comparable a Atucha II construida en lugar de una de ciclo combinado alimentada a gas natural habrá evitado, por cada año de funcionamiento, la emisión a la atmósfera de 3500000 toneladas de CO_2 . Si esta central nuclear hubiese sustituido a una central de vapor equivalente alimentada a carbón, la disminución del aporte al efecto invernadero sería de 6500000 toneladas de CO_2 por año de funcionamiento.

Por las razones expuestas el mundo está asistiendo a un renovado interés en incrementar la participación de la energía nuclear en la matriz energética como fuente generadora eléctrica de base, confiable, con abastecimiento asegurado de combustible y ambientalmente sustentable al no emitir gases que contribuyan al efecto invernadero.

José Luis Antunez

Socio personal del IAPG. Ing. Electromecánico, Univ. de Buenos Aires. Vicepres. de Nucleoelectrónica Argentina SA

Competitividad Nuclear

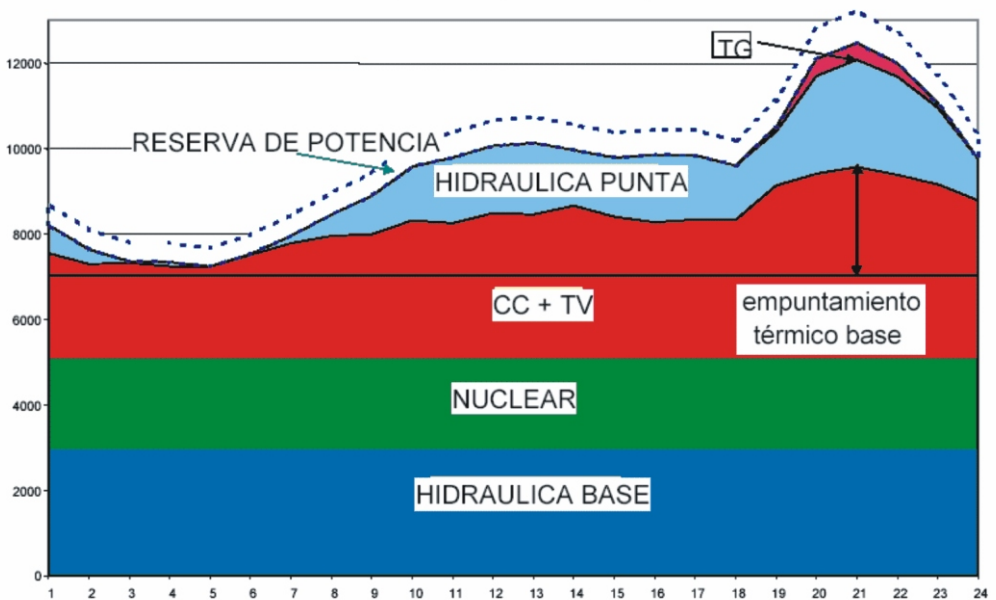
Florencia Precensio Deck, Jorge Giubergia, Norberto Coppari

El objetivo de este trabajo es determinar cuándo comienza a ser competitiva, desde un punto de vista económico-financiero, la generación Nucleoeléctrica en la República Argentina frente a las tecnologías que queman combustibles fósiles.

Metodología

La demanda de energía eléctrica tiene a lo largo del día importantes variaciones, tal como puede apreciarse en la figura,

donde se muestra un despacho horario característico a lo largo de un día.



Despacho Horario Característico [1]

Debido a las características de la electricidad, la generación debe acompañar las variaciones de la demanda horaria. Como consecuencia de ello, algunos generadores serán despachados por CAMMESA en forma continua para cubrir la demanda de base (ver en figura, hidráulica de base, nuclear y parte de la térmica fósil) y otros son despachados en períodos breves e intermitentes cubriendo la demanda de punta (ver en figura, térmicas fósiles de punta, hidráulica de punta y TG).

Cuando un generador produce energía sólo una fracción del tiempo (por ejemplo las TG de punta), debe prorratear sus costos fijos en la cantidad de energía producida en ese lapso, por lo tanto su costo de generación por unidad producida es mayor.

Uno de los mecanismos empleados para determinar el "mix" de tecnología óptimo para cubrir la demanda de energía eléctrica, de acuerdo con su curva monótona de carga, en función del tiempo de utilización de cada tecnología a lo largo del año, es el método de la Curva de Competitividad o Curva Proyectada "Screening Curve".

Se deben tener en cuenta, las tecnologías que dispone el país, los factores de disponibilidad de las distintas tecnologías, las inversiones de capital y los costos fijos y variables correspondientes

a cada una de ellas.

Con esta última información procesada se representa en ordenadas el Costo Total Anual (U\$S/unidad de potencia) y en abscisas el período de tiempo considerado (un año) o el Factor de Carga anual [*]. La poligonal resultante, que se forma con la intersección de las rectas de costo total de cada tecnología, considera el menor costo total, e indica para los distintos rangos obtenidos del Factor de Carga o Utilización, cual es la tecnología óptima dentro de dicho rango.

A modo ilustrativo se muestra un ejemplo, con valores numéricos que no corresponden a la República Argentina. Se representaron una turbina de gas de 50 MW, una planta que genera electricidad a partir de carbón de 600 MW y una central nuclear de 1000 MW.

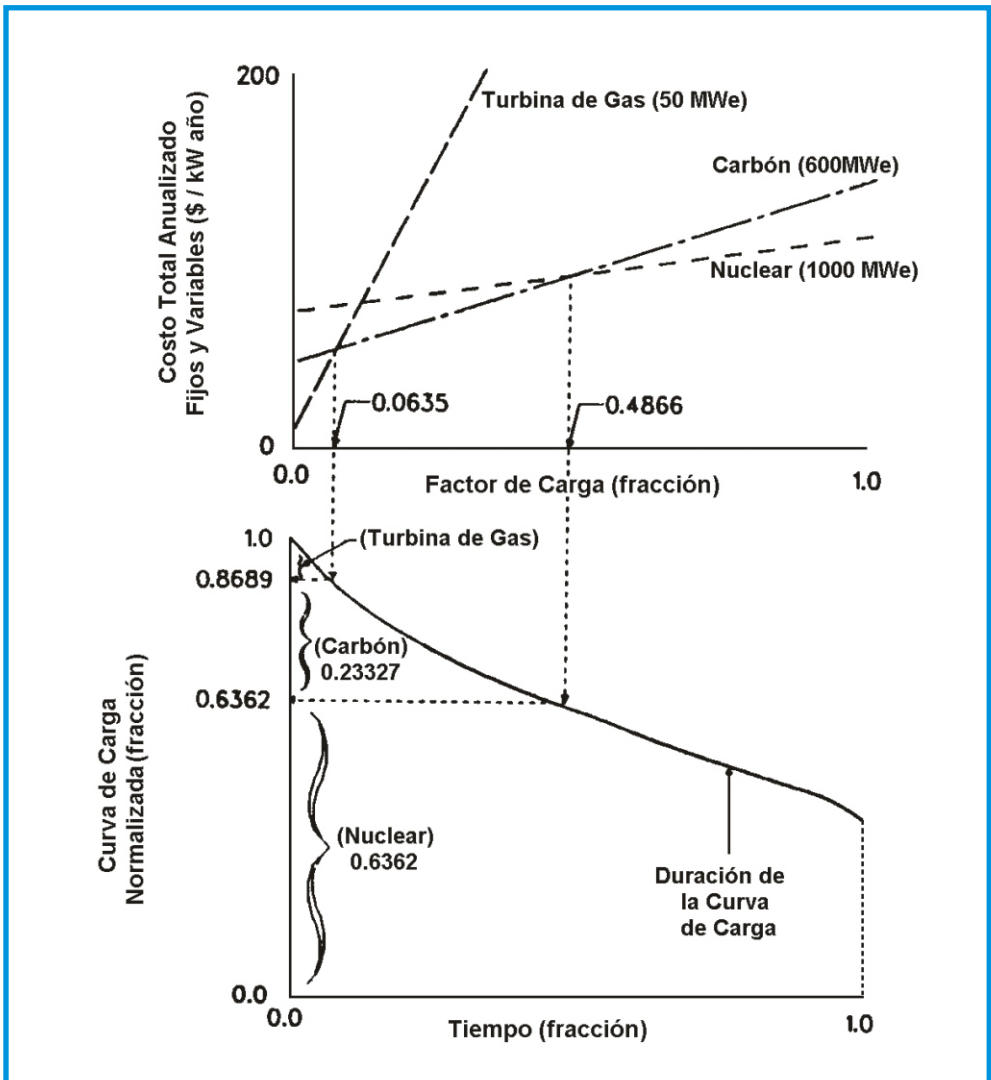
Si se ordenan en forma decreciente los valores de la demanda horaria para las 8760 horas del año, se obtiene la curva de carga anual o monótona de carga. Dividiendo cada uno de estos 8760 valores por el pico de demanda máximo, se obtiene la curva de carga Normalizada, curva que tiene en ordenadas la demanda de energía dispuesta en forma decreciente, como fracción de la máxima demanda del período, y en abscisas el período de tiempo considerado, expresado como

*Factor de Carga: es la relación entre la energía producida durante el periodo considerado respecto de la máxima cantidad de energía que podría ser generada al máximo de capacidad bajo condiciones de operación continua durante todo el periodo.

porcentaje o como factor.

Al proyectar los puntos de discontinuidad de la poligonal de costo total mínimo obtenidos en la primera representación, sobre la curva de carga

normalizada, se establecen los límites de la curva de carga en que es conveniente utilizar cada tecnología para generación de electricidad [2], tal como se aprecia en la figura.



De la figura anterior se observa para este ejemplo que resulta óptimo utilizar:

- o La tecnología nuclear para la potencia demandada de base, dentro del rango de factor de carga (FC) que tiene como límites 0,4866 a 1
- o La tecnología de la central de carbón para un FC con límites entre 0,0635 y 0,4866.
- o La tecnología de turbina de gas para cubrir el pico de demanda, con un rango de FC que tiene como límites

Limitaciones de la Metodología

Si bien este método permite decidir cuáles son las tecnologías más competitivas, tiene limitaciones que deben ser asumidas:

- o Los costos están definidos para un año en particular.
- o No contempla el costo de las externalidades.
- o Un cambio en los costos o en las inversiones, altera el orden de competitividad de las tecnologías.

Contexto Nacional

En nuestro país, durante la década del '90, por la disponibilidad de gas natural a un precio muy inferior a los valores internacionales, se observó que las inversiones realizadas y la tecnología seleccionada para cubrir la demanda fue el ciclo combinado que quema gas natural, desechándose otros tipos de proyectos que no tenían un retorno

de 0 a 0,0635.

Según el análisis precedente, el “mix óptimo de tecnologías” para cubrir la curva de carga es el siguiente:

- o el 63,62 % de la potencia demandada se cubre con generación nuclear y se utiliza en la base.
- o el 23,27 % se cubre con las centrales térmicas que emplean carbón.
- o el 13,11 % de la demanda es cubierta con turbinas de gas y se utilizan en la punta.

Esto resulta crítico en aquellos casos en que las rectas de costos de dos tecnologías tengan pendientes similares y además tengan las ordenadas al origen muy parecidas.

- o No tiene en cuenta los márgenes de reserva (mínimo y máximo).
- o No considera las salidas de servicio forzadas de las máquinas de generación.

rápido de la inversión (hidráulicos y nucleares).

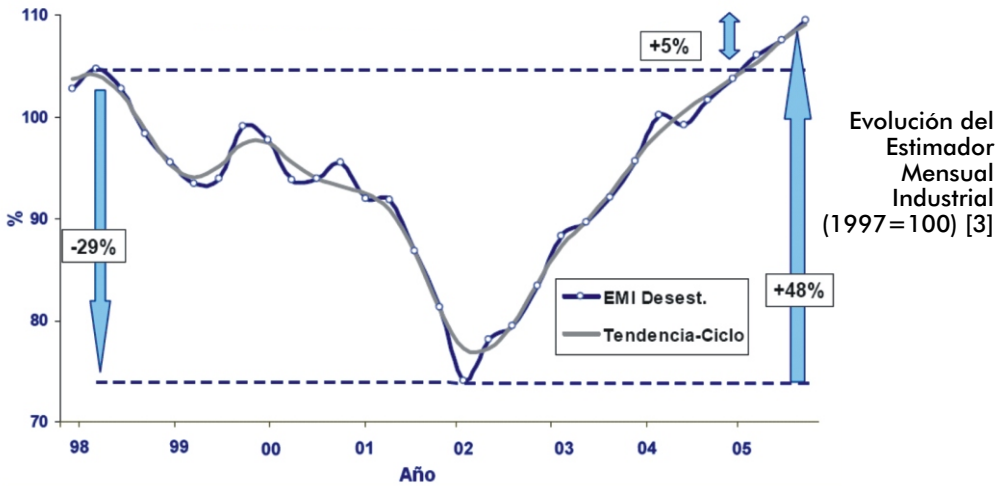
El bajo precio del gas natural en el mercado local incrementó la exportación de este insumo, y asociado a la disminución de las inversiones en el sector de exploración / explotación nos condujo a la situación actual, en la cual el índice de reservas/producción

disminuyó a un nivel de reservas para 9 años.

Se debe considerar también que en esa década y en la siguiente creció el consumo de gas natural en el sector transporte por la difusión masiva del uso

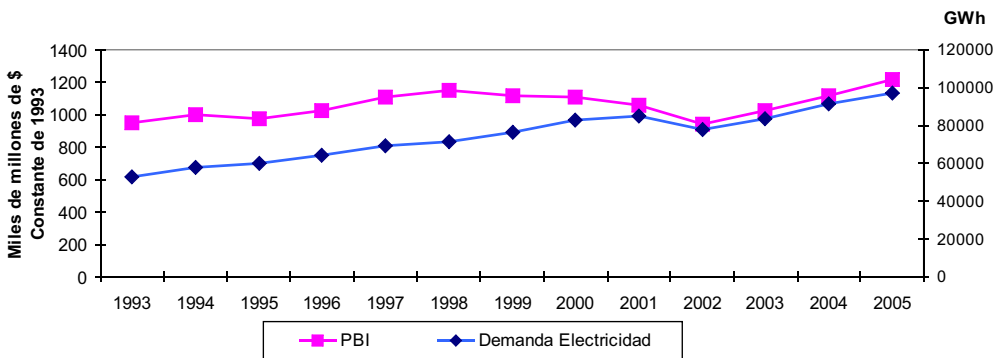
del GNC.

Después de superada la crisis económica de diciembre de 2001, se observó un fuerte incremento de la actividad industrial [3], tal como se observa en la figura siguiente.



Este marcado incremento de la actividad industrial implicó un aumento del consumo de gas natural y un aumento de

la demanda de energía eléctrica. En la figura siguiente se aprecia dicho incremento [3].

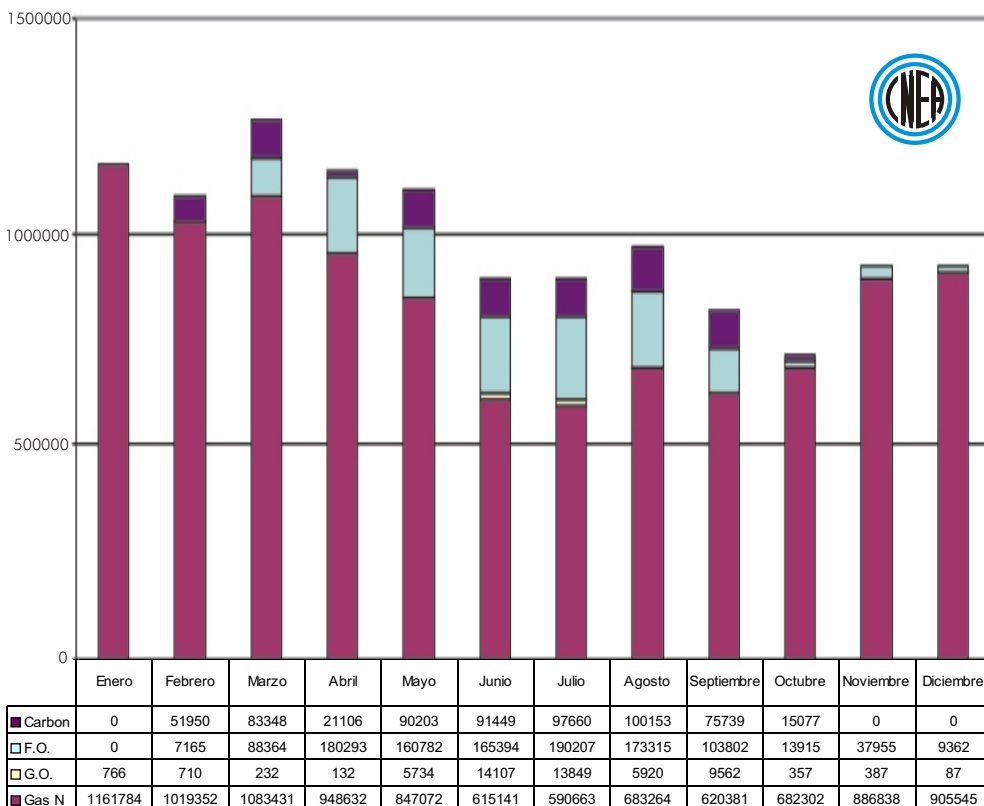


PBI a Pesos Constantes y Demanda de Electricidad [1, 3]

Cabe destacar la fuerte dependencia del consumo de gas natural en la generación de electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Esta excesiva dependencia de este combustible, que tiene problemas de abastecimiento durante el periodo invernal debido a la saturación de su sistema de transporte, puede provocar inconvenientes, porque el abastecimiento de gas natural está garantizado para uso doméstico (no eléctrico) y no para las usinas.

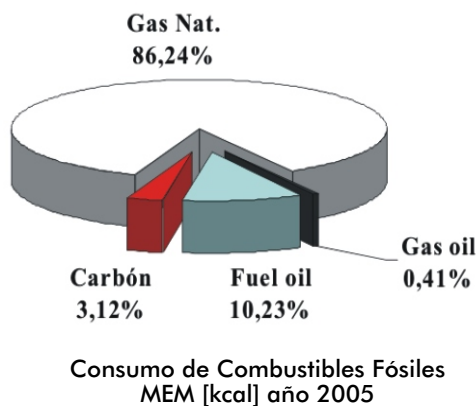
Al escasear el gas natural en el sector de generación eléctrica surge la necesidad de sustituirlo por combustibles líquidos, en los casos que sea posible.

Esta situación se agravó durante el período estival del año 2005 ya que la demanda de electricidad se incrementó fuertemente. Por ello, se sustituyó gas natural por combustibles líquidos durante todo el año, como puede apreciarse en la figura siguiente.



Carbón [t], Fuel Oil [t], Gas Oil [m³], Gas Natural [dam³]
Consumo de Combustibles 2005 MEM [1]

En la figura siguiente se muestra la preponderante participación del gas natural en la generación de electricidad, como así también la importante utilización del Fuel oil en el año 2005.



Entre las obras planteadas por el gobierno para hacer frente al aumento de demanda eléctrica además del aumento de cota de Yaciretá, la terminación de la Central Nuclear de Atucha II, está planeada la construcción de dos nuevos Ciclos Combinados de 800 MWe que funcionarían con gas natural o alternativamente con gas oil, y cuya ubicación sería en la zona del Litoral del MEM, uno en Rosario y el otro a definir la localización, posiblemente en la zona de Zárate/Campana o de General Rodríguez, que comenzarían a operar a ciclo abierto en diciembre de 2007 y a ciclo cerrado en junio de 2008, con un consumo de gas natural de 3,6

MMm³/día para cada ciclo combinado.

Para estos ciclos el gobierno nacional garantizaría la provisión por 10 años de gas y transporte no interrumpible. Para lo cual se prevé que serán abastecidos con gas natural que se importará de Bolivia. Cabe agregar también que se espera una adecuación de los precios internos del gas ya que, el gas proveniente de Bolivia tiene un precio de 3,18 U\$/millón de BTU (Enero 2006), y se espera que este precio se incremente en función de las decisiones políticas adoptadas por el nuevo presidente del vecino país. Esto de alguna manera deberá verse reflejado en los precios internos que seguramente tendrán una tendencia al alza.

A partir de 2004 comenzó a importarse Fuel oil de Venezuela, cuando los gobiernos de dicho país y de Argentina firmaron acuerdos en el ámbito de la energía en un proceso de integración regional. El cual se extendió durante el año 2005.

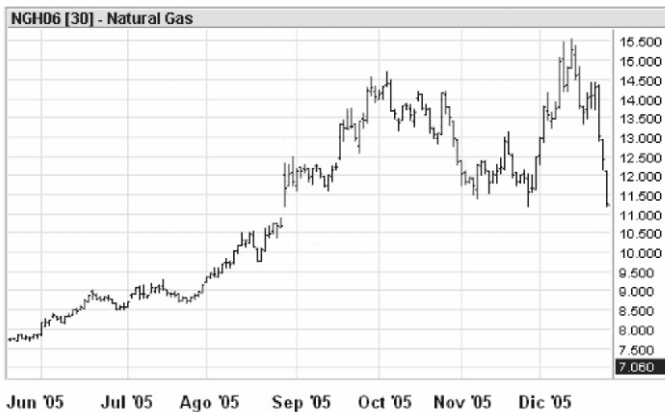
También es importante tener en cuenta la futura construcción del Gasoducto Troncal que transportaría gas, proveniente de Venezuela, construcción que ha sido planteada por los presidentes de Venezuela, Brasil y Argentina con el objeto de formar una red energética. Venezuela posee 3 veces más reservas de gas natural que Bolivia, situación por la cual se modificaría el marco regional sudamericano de precios.

Contexto Internacional

Luego de los hechos que ocurrieron en el mundo, como el conflicto bélico en Irak en el 2003; los fenómenos climáticos en la costa este de los Estados Unidos a raíz del huracán Katrina, se produjo una escalada en los precios del petróleo y el gas natural, evidenciándose la sensibilidad del precio de estos combustibles relacionado con este tipo de acontecimientos.

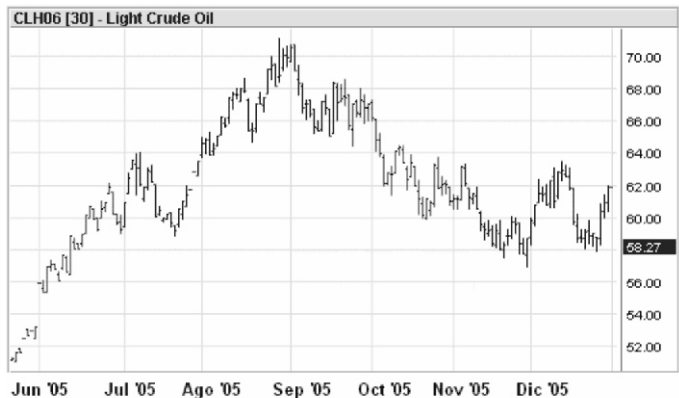
El precio del gas natural en el mercado internacional [4] a diciembre de 2005 es

de 11,2 U\$\$/MMBTU, en baja, con tendencia a estabilizarse a valores próximos a los que había en el mercado, previo al huracán Katrina (7 U\$\$/MMBTU). Con respecto al petróleo, el precio a diciembre de 2005 en el mercado internacional [4] es de 62 U\$\$/bbl, tendiendo a un piso próximo a 60 U\$\$/bbl. En la figuras siguientes se aprecia la evolución de los precios de ambos combustibles.



Cotizaciones del Gas Natural en el Mercado Internacional [4]

Cotizaciones del Petróleo en el Mercado Internacional [4]



Competitividad Nuclear en la Argentina [5]

Con el objeto de determinar la competitividad de la energía nuclear frente a las tecnologías que queman combustibles fósiles, se desarrollaron tres escenarios. En el **escenario base** no es necesaria la sustitución del gas natural por combustibles líquidos.

En el **escenario 1** se contempló la utilización de combustibles líquidos para sustitución del gas natural. Se consideraron 4 casos con incrementos crecientes del 5, 10, 15 y 22 % en el empleo de Gas oil como combustible sustituto en los ciclos combinados y en las turbinas de

gas, e iguales porcentajes para empleo de Fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

En el **escenario 2** se contempló la importación de gas natural de Bolivia. Se consideraron 5 casos con valores crecientes en el precio del gas importado de: 3; 3,7; 4; 4,5 y 5 U\$/MMBTU.

Escenario Base

Las tecnologías que se compararon en este trabajo son una central nuclear, un ciclo combinado, una turbina de gas y una turbina de vapor.

Tipo de Central	Potencia [kWe]	Vida Útil [años]	Combustible	Factor de Disponibilidad	Consumo Específico [kcal/kWh]
Central Nuclear	700	40	Uranio	0,90	2676
Ciclo Combinado	800	20	Gas Natural	0,85	1600
Turbina de Gas	250	20	Gas Natural	0,85	2400
Turbina de Vapor	300	20	Gas Natural	0,85	2400

Datos Técnicos de las Tecnologías Empleadas

Tipo de Central	Costo de Capital [U\$/kWe]	Intereses Durante la Construcción (IDC) [%]	Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento [U\$/kW]
Central Nuclear	1540	23	70
Ciclo Combinado	500	5	27
Turbina de Gas	350	0	27
Turbina de Vapor	800	5	40

Datos Económicos de las Tecnologías Empleadas

Los datos técnicos empleados para las tecnologías comparadas y los datos económicos empleados para las tecnologías se indican en las tablas anteriores.

Los precios de los combustibles conside-

rados son los informados por CAMMESA [1] en su Programación Estacional Nov/Abr 06. El tipo de cambio empleado fue de 3,032 \$/U\$S [6] al 30/12/05. Los datos de los combustibles empleados [7] se indican en la tabla siguiente.

Combustible	Unidad	Precio por Unidad [\$/unidad]	Poder Calorífico [kCal/unidad]	Densidad [kg/m ³]
Uranio	kg	428,57	151250000	
Gas Natural	dam ³	140,75	8400000	
Fuel Oil	t	1064,93	9800000	945
Gas Oil	m ³	1629,22	(*) 10400000	825

* [kcal/t]

Datos de los Combustibles Empleados [1]

Fórmulas Empleadas _____

$$\text{Costo de Capital Ajustado} = \frac{\text{Costo de Capital}}{\text{Factor de Disponibilidad}}$$

Este ajuste se realiza para compensar las distintas disponibilidades de los equipos.

*Monto Intereses Durante la Construcción (Monto IDC) = Costo de Capital Ajustado * IDC*

$$\text{Factor de Recuperación} = \frac{i * (1+i)^n}{(1+i)^n - 1}$$

*Cuota de Capital Anual = (Costo Capital Ajustado + Monto IDC) * Factor de Recuperación*

Costo Fijo Total Anual = Costo Fijo Anual O & M + Cuota de Capital Anual

Bajo estas consideraciones los resultados obtenidos se observan en las tablas que siguen y en la figura se representa la

Curva de Competitividad con la Curva Monótona de Carga.

Tipo de Central	Costo del Capital Ajustado [U\$/kW]	Costo del Capital Ajustado + IDC [U\$/kW]	Cuota de Capital Anual [U\$/kW]	Costo Fijo Total Anual [U\$/kW]
Central Nuclear	1711	2105	215,22	285,22
Ciclo Combinado	588	618	72,55	99,55
Turbina de Gas	412	412	48,37	75,37
Turbina de Vapor	941	988	116,08	156,08

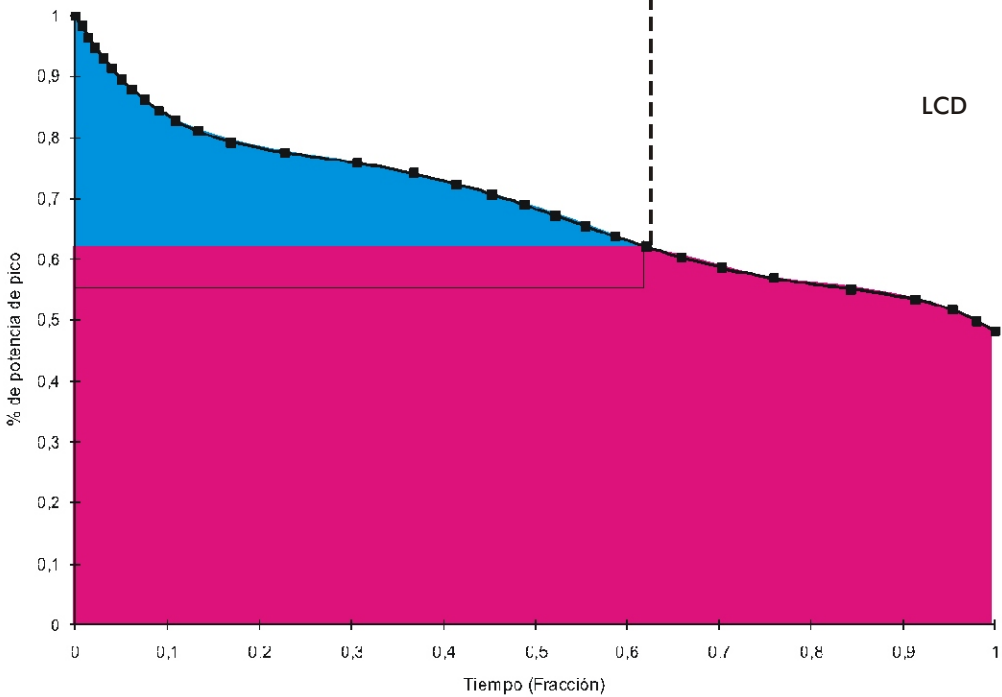
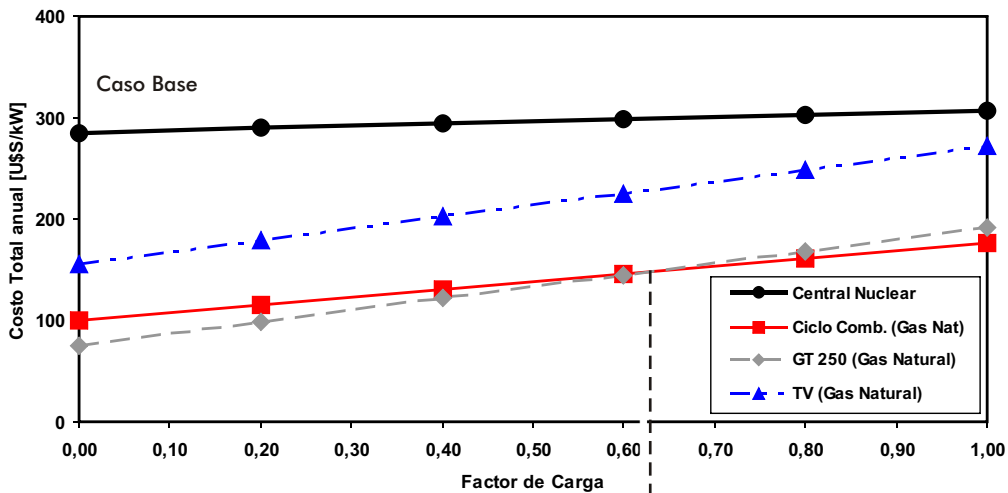
Resultados Escenario Base

Tipo de Central	Costo del Combustible [U\$/MWh]
Central Nuclear	2,50
Ciclo Combinado	8,82
Turbina de Gas	13,24
Turbina de Vapor	13,24

Costo Variable del Escenario Base

De los resultados obtenidos surge que con el precio del gas natural de origen local, no resulta competitiva la generación nuclear. Para este caso el mix óptimo de potencia que cubriría la

demanda para la energía entregada debería ser el 38,2 % de Turbinas de Gas para cubrir la punta de la demanda y un 61,8 % de Ciclos Combinados para cubrir la base de la demanda.



$$y = -10,108x^5 + 27,57x^4 - 27,345x^3 + 11,952x^2 - 2,5872x + 1,0002$$

Competitividad Escenario Base

Escenario 1

Se consideraron 4 casos con incrementos crecientes del 5, 10, 15 y 22 % en el empleo de combustibles líquidos como sustitutos del gas natural. En cada uno de estos casos se consideró para el reemplazo, que la energía necesaria liberada en la combustión con gas natural (kcal) fuera igual a la energía

liberada en la combustión de los combustibles líquidos respectivos, y se tuvo en cuenta el aumento de costos en que se incurrió por el uso de dichos combustibles líquidos. En todos los casos planteados los costos fijos son idénticos. En la tabla siguiente se adjuntan los costos variables de cada caso.

Tipo de Central	Costo del Combustible [U\$\$/MWh]				Caso Base
	Caso 1 5%	Caso 2 10%	Caso 3 15%	Caso 4 22%	
Central Nuclear	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Ciclo Combinado	11,38	15,27	19,15	24,59	8,82
Turbina de Gas	17,08	22,90	28,73	36,88	13,24
Turbina de Vapor	14,34	17,44	20,53	24,86	13,24

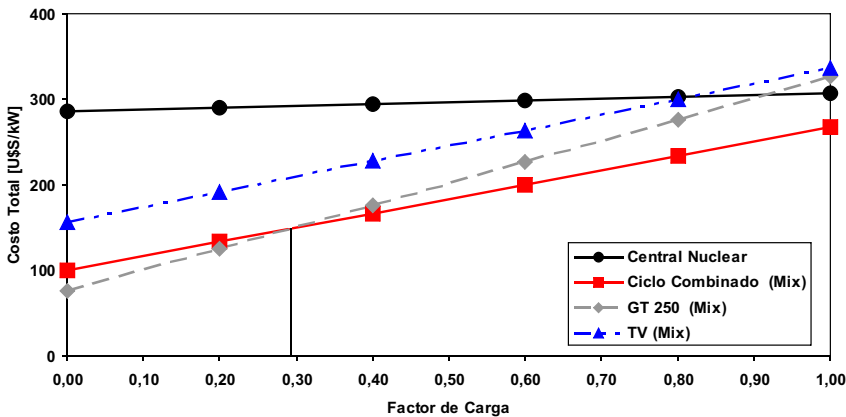
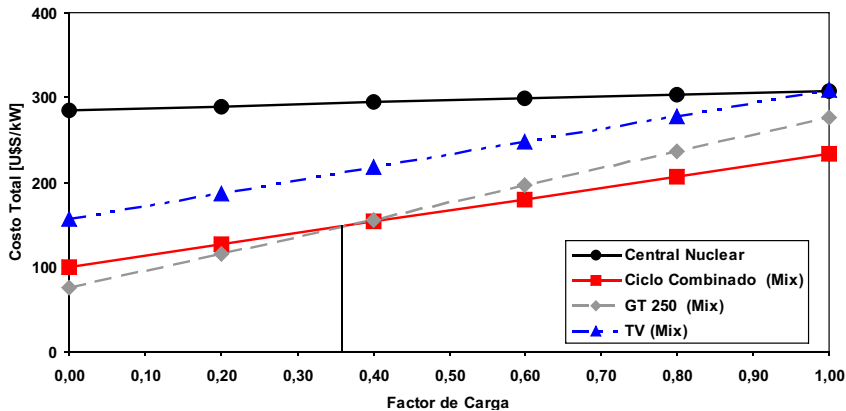
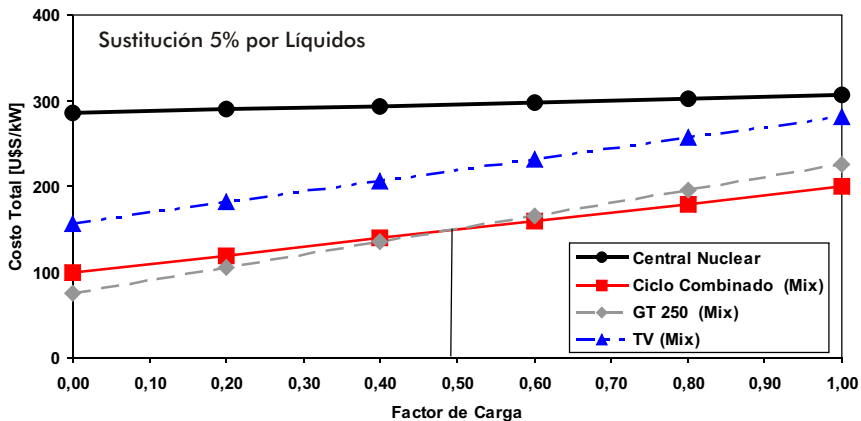
Costo Variable de los 4 Casos del Escenario 1 y Caso Base

Bajo estas consideraciones los resultados obtenidos se observan en la figura siguiente para el 5, 10 y 15 % de reemplazo, donde se representa la Curva de Competitividad. En la figura que le sigue se muestran la curva de Competitividad y la curva Monótona de Carga para la sustitución del 22 % de gas natural por combustibles líquidos.

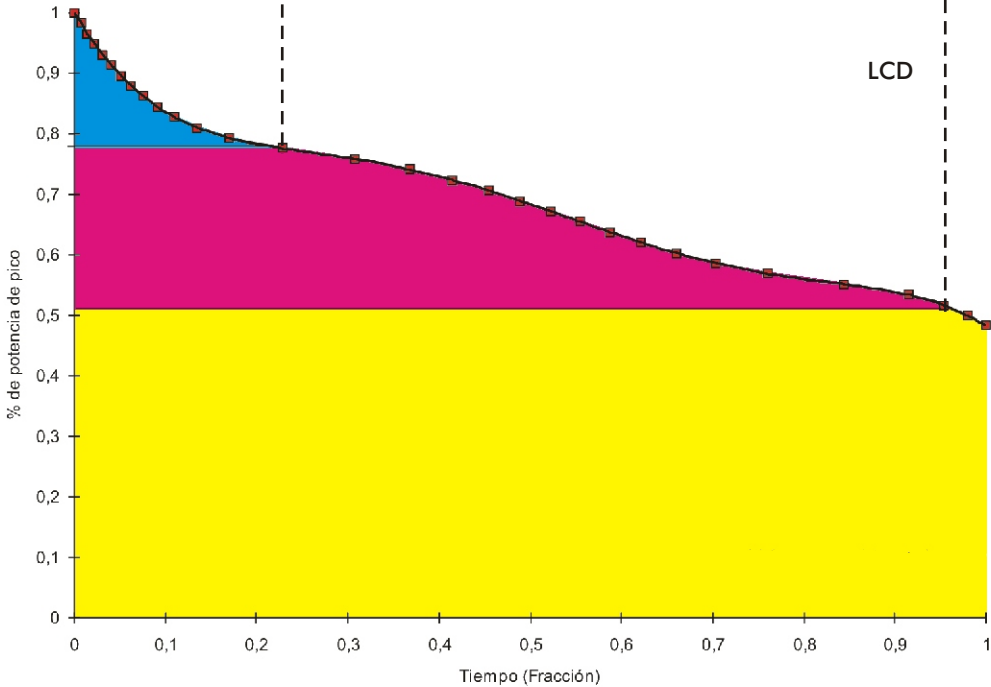
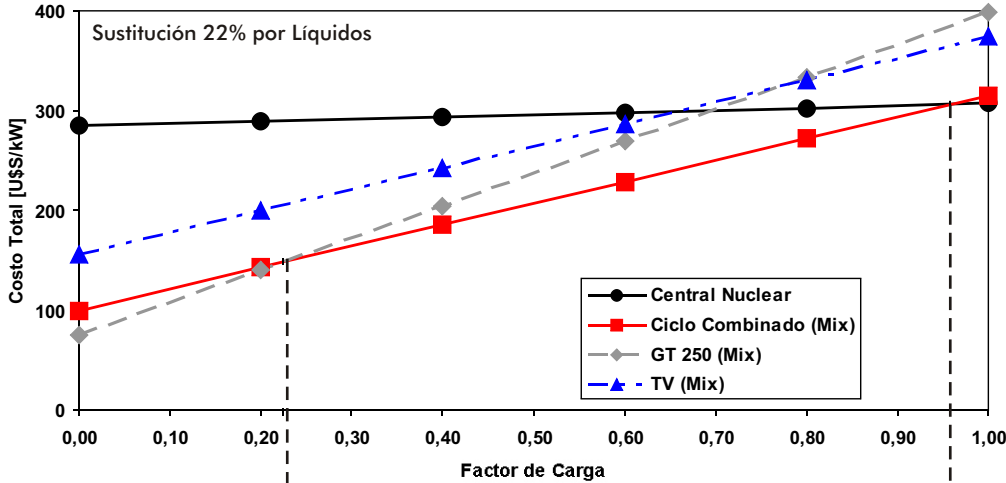
De los resultados obtenidos surge que la generación nuclear es competitiva cuando se sustituye el empleo de gas

natural por encima del 20 % de combustibles líquidos (escenario 1 caso 4). En el caso 1 el punto de corte se encuentra en el 48,5 %, en el caso 2 en el 36,2 % y en el caso 3 en el 28,8 % del factor de capacidad.

En el caso 4 se observan 2 puntos de corte uno al 22,5 % y el otro al 95,9 % del factor de capacidad. El primero entre la turbina de gas y el ciclo combinado, y el segundo entre el ciclo combinado y la central nuclear.



Competitividad Escenario 1 - Caso 1, 2 y 3



Competitividad Escenario 1 - Caso 4

Tipo de Central	Mix Óptimo de Potencia [%]			
	Caso 1 5%	Caso 2 10%	Caso 3 15%	Caso 4 22%
Central Nuclear	0	0	0	51,3
Ciclo Combinado	69,1	74,3	76,3	26,3
Turbina de Gas	30,9	25,7	23,7	22,3
Turbina de Vapor	0	0	0	0

Mix Óptimo de Potencia para cada Nivel de Reemplazo

En la tabla anterior se presentan las estructuras del Mix óptimo de potencia para cada caso.

Escenario 2

En este escenario se contempló la necesidad de importación de gas natural procedente de Bolivia. Se consideraron

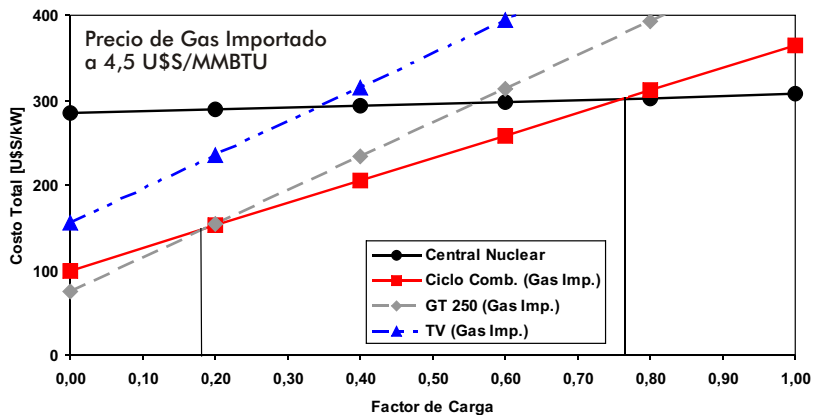
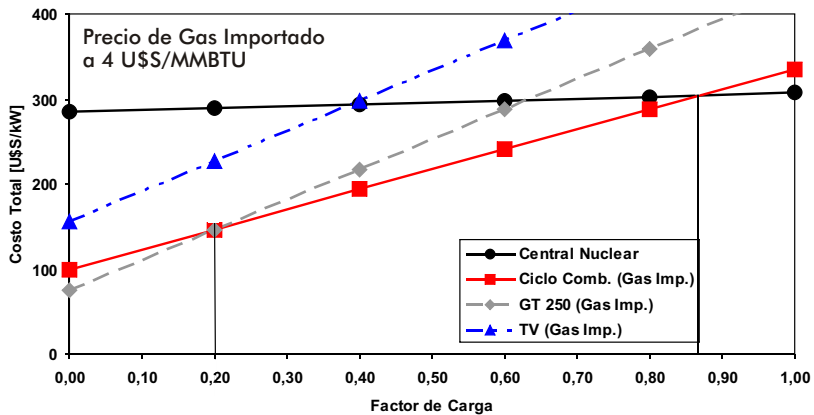
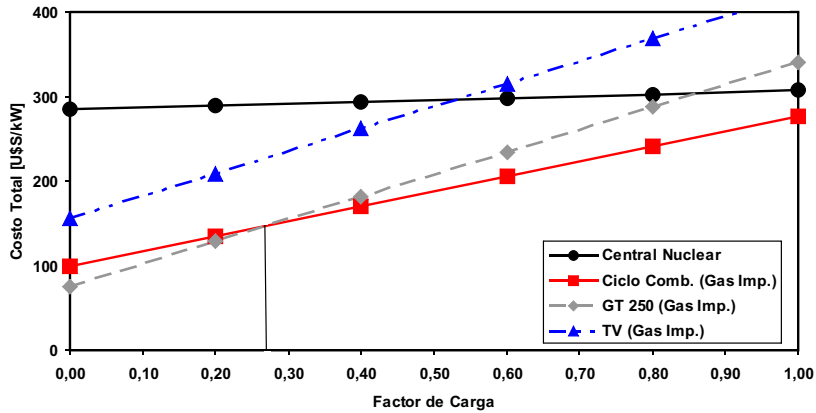
5 casos con valores crecientes en el precio del gas importado desde 3 a 5 U\$\$/MMBTU para las 3 máquinas térmicas consideradas en el caso base. En todos los casos planteados los costos fijos son idénticos a los del caso base. En la tabla siguiente se adjuntan los costos variables de cada caso.

Tipo de Central	Costo del Combustible [U\$\$/MWh]					Caso Base
	Caso 1 Gas Importado 3 U\$\$/MMBTU	Caso 2 Gas Importado 3,7 U\$\$/MMBTU	Caso 3 Gas Importado 4 U\$\$/MMBTU	Caso 4 Gas Importado 4,5 U\$\$/MMBTU	Caso 5 Gas Importado 5 U\$\$/MMBTU	
Central Nuclear	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50	2,50
Ciclo Combinado	20,18	24,89	26,90	30,27	33,63	8,82
Turbina de Gas	30,27	37,33	40,36	45,40	50,44	13,24
Turbina de Vapor	30,27	37,33	40,36	45,40	50,44	13,24

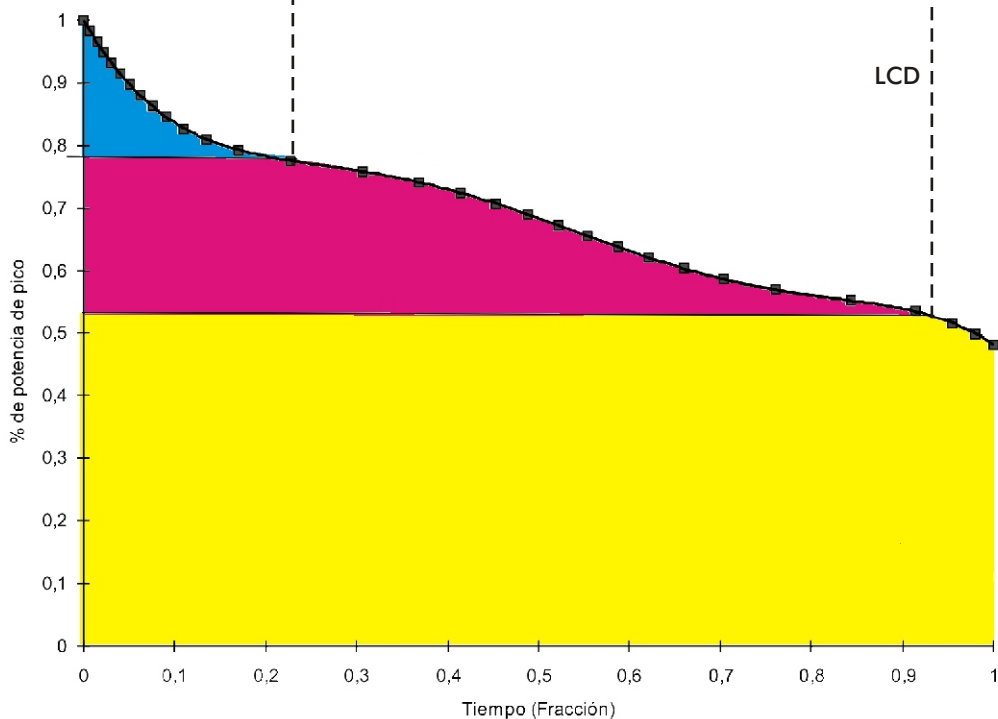
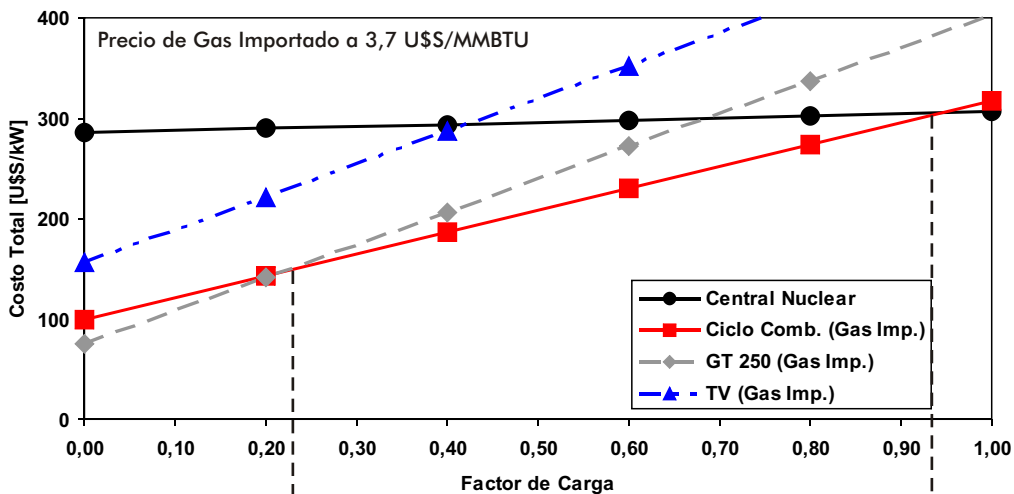
Costo Variable de los 5 Casos del Escenario 2

Bajo estas consideraciones los resultados obtenidos se observan en la figura siguiente para los precios de gas importado de 3, 4, 4,5 y 5 U\$\$/MMBTU donde se representa la Curva de

Competitividad. En la figura que le sigue para un precio de gas importado de 3,7 U\$\$/MMBTU se representa la curva de Competitividad y la curva Monótona de Carga.

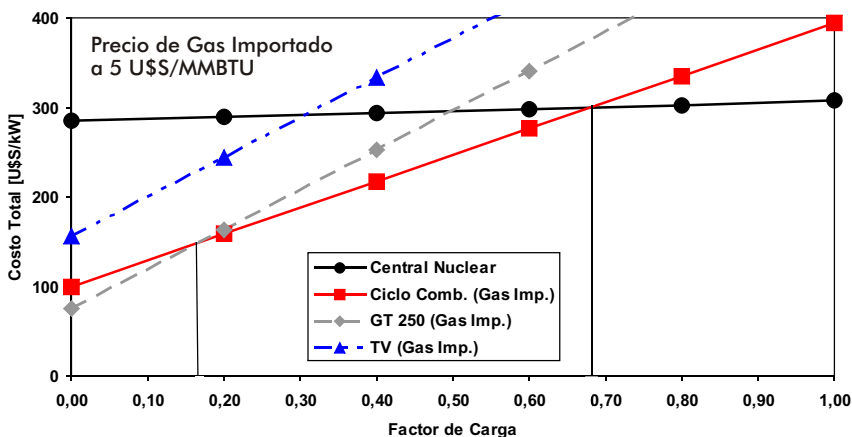


Competitividad Escenario 2 - Caso 1, 3, 4



$$y = -10,108x^5 + 27,57x^4 - 27,345x^3 + 11,952x^2 - 2,5872x + 1,0002$$

Competitividad Escenario 2 - Caso 2



Competitividad Escenario 2 - Caso 5

De los resultados obtenidos surge que la generación nuclear resultaría competitiva a partir de un costo del gas natural importado de 3,7 U\$\$/MMBTU (escenario 2 caso 2).

En el caso 1 el punto de corte se encuentra en el 27,4 % del factor de carga. A partir del caso 2 hasta el caso 5 se observan 2 puntos de corte. En el caso 2

están en el 22,2 % y en el 94,7 % del factor de carga. En el caso 3 uno al 20,5 % y el otro al 86,8 %. En el caso 4 uno al 18,2 % y el otro al 76,3 %. Finalmente en el caso 5 el primero al 16,4 % y el otro al 68,1 % del factor de carga.

En la tabla siguiente se presentan las estructuras del Mix óptimo de potencia para cada caso.

Tipo de Central	Mix Óptimo de Potencia [%]				
	Caso 1 Gas Importado 3 U\$\$/MMBTU	Caso 2 Gas Importado 3,7 U\$\$/MMBTU	Caso 3 Gas Importado 4 U\$\$/MMBTU	Caso 4 Gas Importado 4,5 U\$\$/MMBTU	Caso 5 Gas Importado 5 U\$\$/MMBTU
Central Nuclear	0	52,0	54,6	56,8	59,4
Ciclo Combinado	76,6	25,7	23,5	22,1	20,1
Turbina de Gas	23,4	22,3	21,9	21,1	20,5
Turbina de Vapor	0	0	0	0	0

Mix Óptimo de Potencia Demandada para Distintos Precios de Gas Importado

En este trabajo no se tuvo en cuenta la generación hidráulica instalada y la capacidad posible a instalar en un futuro. Las centrales nucleares y aproximadamente el 37 % de la generación hidráulica se utilizan para cubrir la demanda de base. El resto de la generación hidráulica se emplea para hacer frente a la demanda de punta.

Si bien de acuerdo con las figuras de Competitividad Escenario 1 - Caso 4 y Competitividad Escenario 2 - Caso 2 podría interpretarse que la generación nuclear debería cubrir todo el rango correspondiente a la generación de base, debe tenerse en cuenta lo indicado en los párrafos precedentes. Al respecto la generación hidráulica en 2005 fue de 29277,5 GWh [1], lo que representa el 36,3 % de la generación total anual.

Asumiendo un resultado similar (52 %) para el escenario 1 - caso 4 (sustitución por el 22 % con líquidos) y del escenario 2- caso 2 (precio del gas natural importado 3,7 U\$/MMBTU) y considerando que en promedio, aproximadamente el 15 % de la generación que se emplea en la base es hidráulica[1], resulta que es económicamente rentable una potencia nuclear instalada del orden del 37 % para ambos casos (diferencia entre 52 % y el 15 % hidráulico de base), frente al 4,2 % actual. Porcentaje que quedaría acotado por la oferta de futuros proyectos hidráulicos.

Las importaciones de Bolivia fueron de

4,5 MM m³/día de gas natural en 2005 y el precio en diciembre de 2005 fue 3,18 U\$/MMBTU. Teniendo en cuenta el aporte energético de cada combustible líquido (en calorías), se calculó para el año 2005, el volumen equivalente de gas natural reemplazado por los combustibles líquidos para hacer funcionar las usinas en dicho año. Este cálculo dio como resultado que el costo en que se incurrió por el uso de combustibles líquidos es equivalente a haber utilizado, de contarlos disponible para todo el abastecimiento, un gas natural con un costo equivalente a 241,72 \$/dam³ (2,26 U\$/MMBTU). Con los combustibles considerados al precio local de acuerdo a las programaciones estacionales de CAMMESA.

Si se mantuviera el crecimiento del consumo de energía eléctrica este incremento llevaría a la necesidad de mayores importaciones desde Bolivia, con posibilidades de que se incremente el precio y se supere el límite de corte calculado precedentemente de 3,7 U\$/MMBTU, a partir del cual la generación nucleoelectrónica es competitiva.

Para los años 2006/2007 de acuerdo con el Plan de Gestión del gobierno, las importaciones de Bolivia serán de 7,5 MM m³/día de gas natural, según el incremento acordado de 3 MM m³/día, adicionales a los 4,5 MM m³/día que ya importa Argentina.

Costo de Generación en Función del Factor de Carga

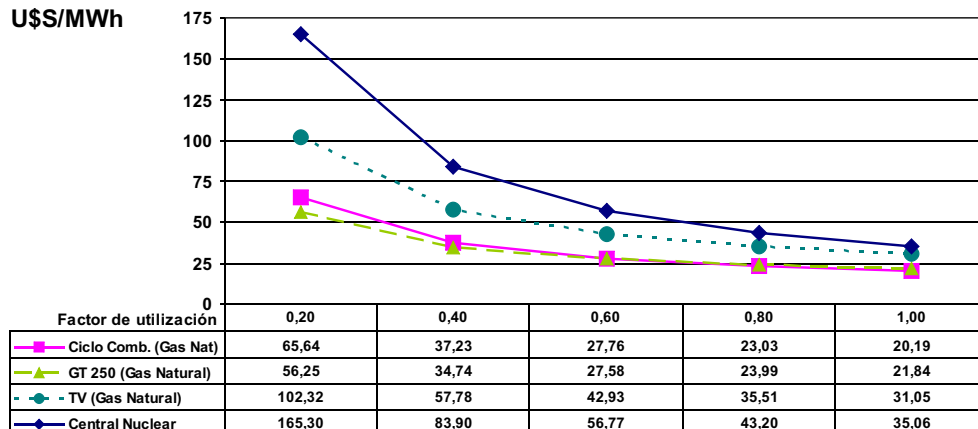
A los efectos de evaluar como varía el costo de generación para el caso base y los dos escenarios donde la tecnología nuclear comienza a ser competitiva frente a las tecnologías térmicas fósiles (Escenario 1 - Caso 4 y Escenario 2 - Caso 2); se representó el costo de

generación en función del factor de carga. (Ver figuras siguientes).

En el Caso Base se observa que las tecnologías turbinas de gas y ciclos combinados son las de menor costo de generación para todo factor de carga.

Caso Base

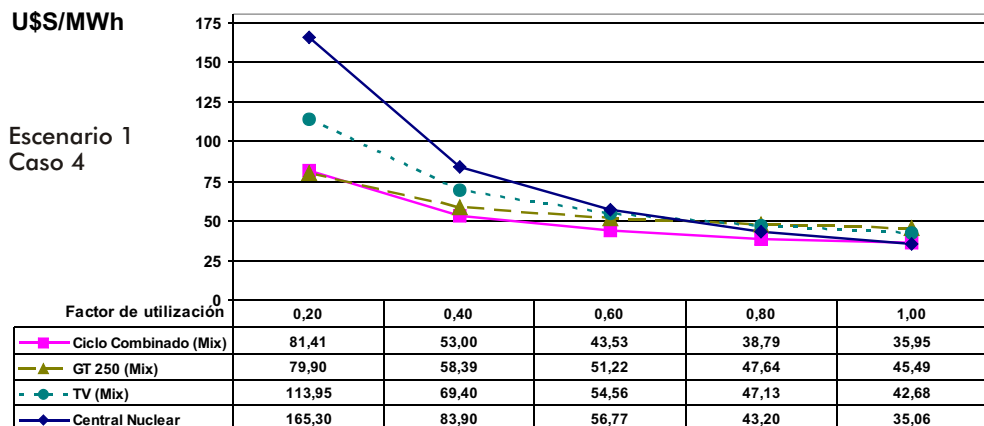
U\$\$/MWh



Costo de Generación en Función del Factor de Carga

En el Escenario 1 Caso 4 donde se sustituye gas natural por encima del 20 % por combustibles líquidos, se observa que las tecnologías turbinas de gas y ciclos combinados son las de menor

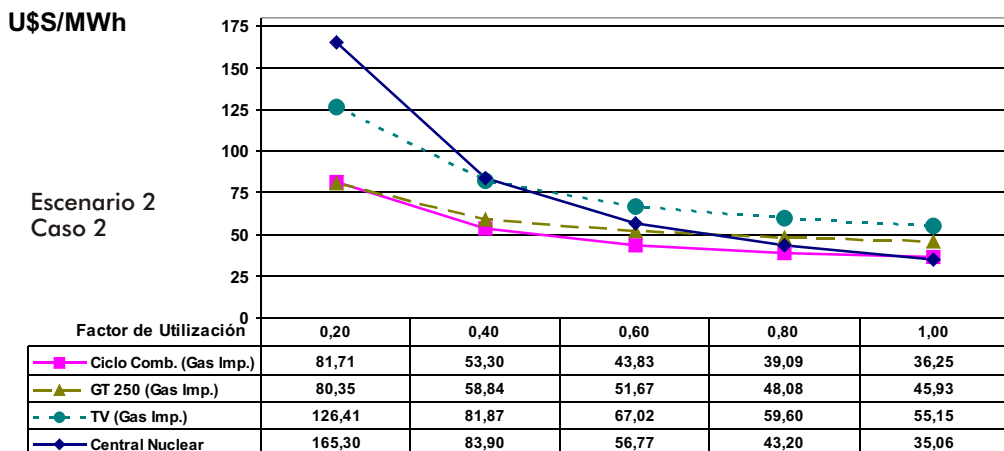
costo de generación para valores bajos de factor de carga, mientras que la tecnología nuclear resulta más conveniente a partir del 95 % del factor de carga.



Costo de Generación en Función del Factor de Carga

En el Escenario 2 Caso 2 donde se utiliza gas natural importado de Bolivia a un precio de 3,7 U\$S/MMBTU, se observa que las tecnologías turbinas de gas y ciclos combinados son las de menor

costo de generación para valores bajos de factor de carga, mientras que la tecnología nuclear nuevamente resulta más conveniente a partir del 95 % del factor de carga.



Costo de Generación en Función del Factor de Carga

Conclusiones

La disminución en las inversiones en los sectores de exploración y explotación ha provocado una disminución de la disponibilidad de gas natural, por lo cual se recurrió a su importación desde Bolivia y Fuel oil de Venezuela, y a la sustitución de gas natural por combustibles líquidos. En este sentido, cabe agregar también que se espera una adecuación de los precios internos del gas, debido a que el gas proveniente de Bolivia tendrá un precio superior al actual, incrementado en función de las decisiones políticas adoptadas por el nuevo presidente del país vecino. Esto de alguna manera deberá verse reflejado en los precios internos que seguramente tendrán una tendencia al alza.

De los resultados de este trabajo surge que:

- o La generación nuclear resultaría competitiva a partir de una sustitución superior al 22 % del gas natural por combustibles líquidos (Escenario 1 caso 4)

En este escenario la opción nuclear tendría un margen de expansión que va desde el 4,2 % actual al 37 % de potencia instalada (diferencia entre 52 % y el 15 % hidráulico de base). El porcentaje de participación real dentro de este rango, quedaría acotado por la oferta de futuros proyectos hidráulicos.

- o La generación nuclear resultaría competitiva a partir de un costo del

gas natural importado de Bolivia con contratos superiores a 3,7 U\$S/MM BTU (Escenario 2 caso 2).

La opción nuclear tendría un margen de expansión que va desde el 4,2 % actual al 37 % de potencia instalada (diferencia entre 52 % y el 15 % hidráulico de base). El porcentaje de participación real dentro de este rango, quedaría acotado por la potencia a instalar ofertada por futuros proyectos hidráulicos.

Desde el punto de vista económico-financiero, por los resultados expuestos, y de acuerdo con la metodología utilizada en este trabajo, se puede concluir que habría que comenzar a la brevedad los estudios de factibilidad de una nueva central nuclear ya que su construcción demanda del orden de 5 años.

El incremento del uso de la energía nuclear para generación de electricidad reduciría la dependencia de la importación de combustibles fósiles. En la actualidad los valores de mercado de estos combustibles se ven afectados por los cambios políticos en la región, lo que produce una mayor incertidumbre a futuro.

Tanto la tecnología nuclear como la hidráulica tienen como valor agregado el ser tecnologías que mitigan las emisiones de gases de efecto invernadero. Este beneficio no fue considerado en estos escenarios. Además, hay que tener

en cuenta que un aumento de la participación nuclear en el sistema, le confiere una mayor estabilidad desde el punto de vista técnico y de precios.

Por todo lo expuesto, Argentina debería

replantearse su política energética partiendo de la nueva coyuntura regional, que tiende a unificar los precios de los recursos energéticos en el ámbito de América del Sur.

Referencias

- [1] CAMMESA. <http://memnef2.cammesa.com/>
- [2] Technical Reports Series N° 241. Expansion Planning for Electrical Generating Systems. International Atomic Energy Agency.
- [3] Ministerio de Economía y Producción. Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).
- [4] <http://www.futuresource.com>
- [5] "Alternativas de expansión del sistema eléctrico Argentino", Informe Técnico N° 107. CNEA.C.RCN.ITE.107, Bs. As. Argentina Francisco Carlos Rey, Gustavo Anbinder. (1998).
- [6] Banco Central de la República Argentina 30/12/05.
- [7] Secretaría de Energía Res. SE 1467/05.

Aprovechamiento de la Energía Solar en la Argentina y en el Mundo

Julio C. Durán, Elena M. Godfrin

Se presenta la evolución histórica y el estado actual del aprovechamiento de la energía solar a nivel mundial y, en particular, en la Argentina. Se analizan tanto los aspectos tecnológicos cuanto los de mercado. El trabajo se divide en cinco secciones que tratan los siguientes temas: generalidades sobre la energía solar, conversión fototérmica, conversión fotovoltaica, mercado fotovoltaico mundial y mercado fotovoltaico en la Argentina.

La Energía Solar

El sol, fuente de vida y origen de las demás formas de energía que el hombre ha utilizado desde que dio sus primeros pasos en la Tierra, puede satisfacer todas nuestras necesidades. Ha brillado en el cielo desde hace unos 5000 millones de años, y se estima que brillará algunos 6000 millones de años más. Además, diariamente arroja sobre el planeta aproximadamente 15 000 veces la energía primaria consumida mundialmente en la actualidad.

Además del empleo de la energía solar a través de los procesos naturales, es posible utilizarla convirtiéndola artificialmente en energía térmica y eléctrica para satisfacer las necesidades diarias en forma similar a la de las fuentes de energía más conocidas (petróleo, gas,

carbón, hidroelectricidad o energía nuclear). El aprovechamiento de la energía solar con tecnologías muy simples fue realizado por el hombre desde sus comienzos; basta mencionar como ejemplos el secado de carnes y frutas y el cultivo en invernaderos. El uso intensivo de esta fuente de energía requiere el empleo de una serie de tecnologías de conversión más elaboradas, que han sido desarrolladas en los últimos 30 años y que todavía se encuentran en estado de evolución, fundamentalmente para disminuir sus costos.

La energía solar tiene dos características importantes: su condición de energía prácticamente inagotable y el hecho de ser no contaminante. Además, es una

fuente de energía disponible, en mayor o menor medida, en cualquier parte del planeta, pudiendo ser colectada y transformada en el lugar de utilización. Esto último puede ofrecer ventajas económicas considerables, particularmente en áreas remotas y aisladas, para las cuales el costo de transporte de combustibles convencionales (derivados del petróleo y gas) o de distribución de electricidad pueden ser muy elevados.

El quemado de energéticos de origen fósil (petróleo, gas y carbón) está siendo seriamente cuestionado por sus consecuencias contaminantes, tanto a nivel local (formación de "smog") cuanto

regional (producción de lluvia ácida) y global (incremento del efecto invernadero y disminución de la capa de ozono). El reemplazo paulatino, aunque sea parcial, de estas fuentes de energía por otras más limpias (solar, eólica, etc.), contribuirá a atenuar la contaminación en forma creciente.

Cabe acotar, sin embargo, que la energía solar tiene baja densidad y su suministro es intermitente. Es necesario, por lo tanto, captarla sobre superficies relativamente grandes y acumular la energía necesaria para su utilización en horas nocturnas o en períodos de menor insolación como el invierno.

Recurso Energético Disponible

El recurso energético solar no puede ser cuantificado en la misma forma que los recursos energéticos convencionales (petróleo, gas, carbón, uranio, recursos no renovables) donde puede determinarse la cantidad de energía almacenada en los reservorios y extraíble periódicamente mediante una tecnología dada. Debe tenerse en cuenta su característica de energía renovable, inagotable pero de disponibilidad cíclica y variable.

La cantidad de energía solar que llega diariamente a la superficie de nuestro planeta es enorme. Considerando únicamente la superficie de los cinco continentes, África, América, Asia, Australia y Europa, que aproximadamente tienen 132,5 millones de km^2 , la energía solar incidente, promedio anual,

es entre 11 y 14 $\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{día})$ (3,1-3,9 $\text{kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{día})$). Adoptamos, a los fines del siguiente análisis, un valor medio de 12,5 $\text{MJ}/(\text{m}^2\cdot\text{día})$ (3,5 $\text{kWh}/(\text{m}^2\cdot\text{día})$), considerando, además, que por razones ecológicas, económicas y técnicas, sólo es posible utilizar una fracción de la superficie considerada.

El consumo mundial de energía primaria para 2001 fue de aproximadamente 112 000 TWh (112×10^{12} kWh) [1] y el consumo estimado para el año 2050, entre 576 y 1044×10^{12} MJ (entre 160 y 290×10^{12} kWh). Considerando una eficiencia promedio de conversión de energía solar en otras formas de energía del 40 %, la demanda mundial de 2001 se podría haber satisfecho con la energía solar incidente sobre el 1,4 por mil del área continental antes considera-

da y la del año 2050 con el 2-3 por mil de dicha área.

Igualmente, como ejemplo ilustrativo, podemos considerar una de las zonas de mayor radiación solar, Arabia Saudita, donde llegan, en promedio anual, 25 MJ/(m².día) (6,9 kWh/(m².día)) sobre un área de 2,25 millones de km². Las demandas mundiales antes consideradas para los años 2001 y 2050, tomando la misma eficiencia de conversión de energía solar, se podrían satisfacer con la energía solar incidente sobre el 5 y el 13 por ciento del área de Arabia Saudita, respectivamente.

Consideramos ahora el caso de la República Argentina. La radiación solar, promediando la que llega en la zona comprendida al norte del río Colorado, que cubre un total de 2 millones de km², es de 16,5 MJ/(m².día) (4,6 kWh/(m².día)) promedio anual. El consumo anual de energía en todas sus formas fue de 500 TWh (500x10⁹ kWh) para 2001 [1]. Haciendo un análisis similar al realizado para la demanda a nivel mundial, el consumo antes considerado se podría satisfacer con la energía solar recogida sobre el 0,4 por mil del área mencionada.

Los valores antes analizados nos indican que desde el punto de vista del recurso energético, la energía solar es abundante, y su empleo masivo dependerá de los costos relativos que se alcancen para un uso integral de la misma, incluyendo los

costos de los sistemas de acumulación, en los casos necesarios.

Para un correcto aprovechamiento del recurso energético de las fuentes renovables es necesario disponer de los valores medios mensuales de las variables meteorológicas de la región donde se deseen instalar. En particular, para la energía solar, la más importante de estas variables es la radiación solar media incidente en el plano de captación.

Aprovechamiento de la Energía Solar

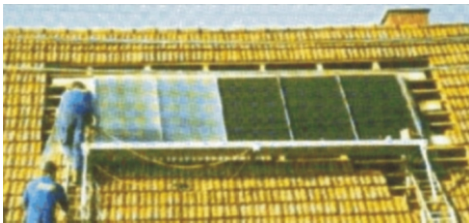
Parte de la radiación solar que llega a nuestro planeta es colectada y convertida en otras formas de energía por el gran sistema termodinámico formado por el conjunto Tierra-atmósfera: la energía eólica o la energía disponible a través de procesos de bioconversión, son ejemplos de los productos de ese proceso natural de conversión.

Como dijimos anteriormente, es posible aprovechar la energía solar que llega a la Tierra y no sufre ninguna modificación natural, a través de colectores solares y convertirla en alguna forma de energía para su utilización directa. En general, se clasifica a los colectores solares de acuerdo con el proceso de conversión: fototérmica y fotovoltaica. La primera convierte la energía solar en energía térmica a diferentes temperaturas según el tipo de colector que se utilice; la segunda, convierte directamente la energía solar en energía eléctrica.

Conversión Fototérmica

Las aplicaciones de los diferentes tipos de aprovechamiento de la energía solar mediante su conversión fototérmica pueden agruparse en tres clases: **colectores planos** (para temperaturas de operación inferiores a 100°C), **concentradores de foco lineal** (100-500°C), y **concentradores de foco puntual** (superiores a 500°C).

Los colectores planos se emplean para calentamiento de agua para uso domiciliario, calefacción de viviendas, secado de productos agrícolas, destilación de agua, refrigeración (ciclo de absorción) y usos industriales. En la figura se muestra la instalación en un techo de colectores planos para calentamiento de agua y un conjunto de secaderos de productos agrícolas.



Colectores Planos para Calentamiento de Agua Domiciliaria



Secaderos de Productos Agrícolas

La difusión del uso de estos sistemas depende fuertemente de políticas de incentivos implementados desde el estado respecto del ahorro de combustibles convencionales.

Existen en la Argentina numerosas actividades de investigación y desarrollo vinculadas con el aprovechamiento térmico de la energía solar (ver, por ejemplo, Ref. [2]). Por el contrario, las aplicaciones comerciales en el tema son prácticamente nulas, debido esencialmente a la falta de políticas de promoción.

En la Unión Europea, donde existe una subvención de los gobiernos, la superficie de colectores instalados y funcionando hasta 2002 es cercana a los 13 millones de m², equivalentes a una producción energética de 0,49 Mtep. Hasta 2001, el crecimiento del mercado fototérmico fue, en promedio de aproximadamente 10 % anual, registrando en 2002 una baja de 23,7 % debido a varios factores entre los cuales pueden mencionarse la disminución de los subsidios, el cambio de moneda en la Unión Europea e incertidumbres electorales. Para 2003, la decisión política de reactivar el mercado térmico en varios países (Alemania, Italia, Francia, España) permitía esperar un crecimiento superior al promedio antes mencionado [3].

Los concentradores de radiación solar se utilizan para refrigeración, aplicaciones industriales y generación de energía

mecánica y eléctrica (ver figura). Su aplicación más importante fue las centrales de potencia instaladas en California, EE.UU., basadas en concentradores cilíndrico parabólicos. En 1985 entró en operación, entregando energía de pico a la red, la primera central de 14 MW eléctricos. En años sucesivos se pusieron en marcha nuevas centrales de

este tipo, alcanzando una capacidad total instalada e interconectada de 354 MW. Recientemente, la Unión Europea ha retomado el tema a través del proyecto DISS (Direct Solar Steam) en Almería, España, cuyo objetivo es perfeccionar la tecnología y los procedimientos de operación de dicho tipo de plantas solares [4].



Vista de una Central solar en California, EE.UU



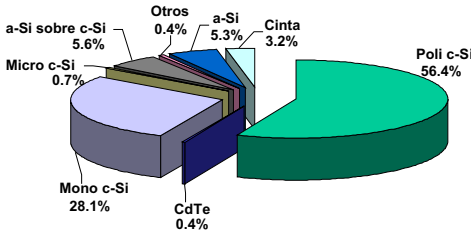
Vista de una Central solar en California, EE.UU

Conversión Fotovoltaica

La conversión directa de la energía solar en electricidad se obtiene mediante la utilización de dispositivos fotovoltaicos (FV). Desde 1958 y hasta la primera crisis del petróleo en 1973, las celdas solares tuvieron principalmente aplicaciones en los campos espacial y militar. Las crisis del petróleo durante la década del 70 impulsaron el desarrollo de la tecnología FV para usos terrestres. A mediados de los noventa, las actividades en el campo FV recibieron un renovado impulso, esta vez gracias a la creciente presión ecologista de la sociedad y a la baja en el costo de los sistemas.

El elemento básico principal de la industria FV es y seguirá siendo, al menos en el mediano plazo, el silicio cristalino (c-Si). La tecnología de este semiconductor se encuentra sumamente desarrollada por ser la base de la industria electrónica. En la constante búsqueda por bajar costos, se han desarrollado dispositivos de película delgada de diferentes materiales semiconductores, siendo el silicio amorfo (a-Si) el que se encuentra desde hace años en el mercado. De más reciente aparición son las celdas solares de CdTe y de CuInSe_2 (CIS). En la figura

se muestra la distribución de las diferentes tecnologías de la industria FV [5].



Distribución de las Diferentes Tecnologías de la Industria Fotovoltaica

El elemento fundamental de un sistema FV es el módulo FV (ver figura).



Módulos Fotovoltaicos

Éstos se caracterizan por la potencia (en W_{pico}) que pueden entregar al ser iluminados con una radiación solar de 1 kW/m^2 . Dado que la principal aplicación FV involucra la carga de baterías, la mayoría de los módulos comerciales están diseñados para entregar corriente continua a tensiones algo superiores a 12 V.

Un sistema FV típico incluye módulos, baterías, sistema de control y acondicionamiento de potencia y una estructura

de montaje. Los sistemas pueden clasificarse en dos grandes categorías: aislados e interconectados a la red de distribución eléctrica. A continuación se enumeran aplicaciones de ambas categorías:

Sistemas aislados ("stand-alone")

- Espaciales
- Electrificación rural
- Bombeo de agua
- Comunicaciones (repetidoras, radiotelefonía, etc.)
- Monitoreo remoto (climático, sísmico, etc.)
- Boyas para navegación
- Protección catódica
- Productos de consumo (relojes, calculadoras, etc.)
- Cargadores de baterías
- Autos solares

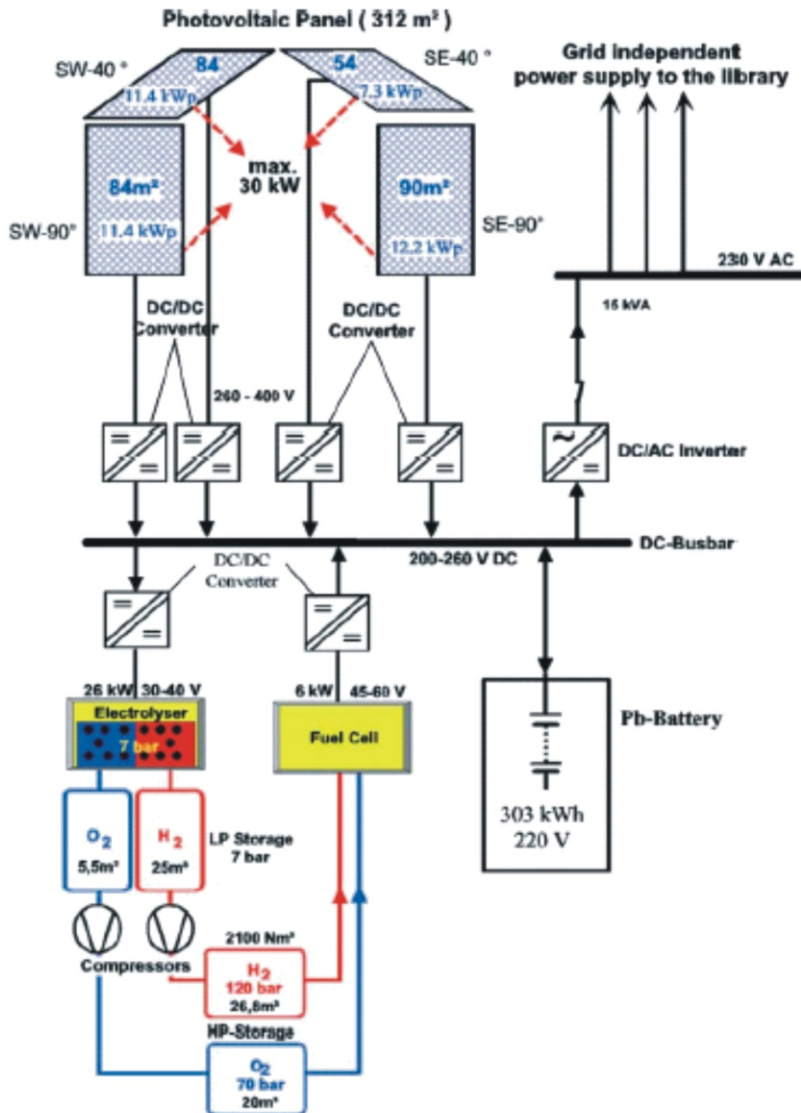
Sistemas interconectados a red

- Integrados a edificios ("PV in buildings")
- Centrales de potencia

Una alternativa a los sistemas FV convencionales, basados en el almacenamiento de energía eléctrica en baterías, está dada por sistemas compuestos por paneles solares, un electrolizador (para generar hidrógeno) y una celda de combustible. Diversos laboratorios han realizado importantes esfuerzos para producir hidrógeno a partir de FV en pequeña escala [6] y a

escala industrial [7], tanto para aplicaciones estacionarias cuanto para vehículos [8]. La Figura muestra, a modo

de ejemplo, la configuración de la planta de demostración PHOEBUS [9], en Jülich, Alemania.

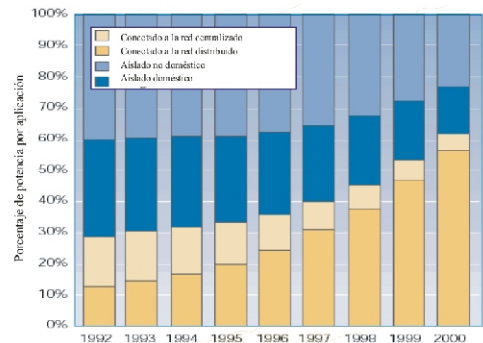
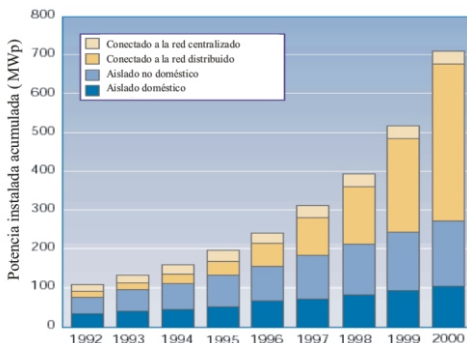


Esquema de la planta de demostración PHOEBUS [9], Jülich, Alemania

Mercado Fotovoltaico Mundial

La potencia FV total instalada en el mundo entre las diferentes aplicaciones supera los 2000 MW_{pico}, con ventas anuales de aproximadamente 700 MW_{pico} y costos de paneles FV de alrededor de 3-4 U\$S/W_{pico}. El mercado mundial ha crecido en promedio más del 16 %/año desde 1980 y claramente por encima del 30 %/año en los últimos 5 años [5,10,11]. En 1998, aproximadamente el 70 % de las ventas correspondían a un mercado completamente

competitivo (alternativa confiable y de menor precio en aplicaciones aisladas de baja potencia) y el resto a un mercado subsidiado. Este porcentaje se ha reducido sustancialmente en los últimos años debido al fuerte crecimiento en la instalación de sistemas interconectados a la red eléctrica, impulsado por políticas de promoción (subsidios, créditos a tasas preferenciales, etc.) en países desarrollados (ver figura).



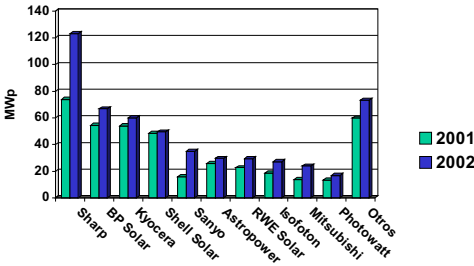
Crecimiento de las Diferentes Aplicaciones Fotovoltaicas

Los programas en marcha en diversos países desarrollados están orientados a lograr un cambio de escala en el mercado FV, con la consecuente disminución de costos a través de la introducción de técnicas de producción modernas y automatizadas. EE.UU., Europa y Japón han puesto el mayor impulso durante los últimos años en el área de los sistemas interconectados a la red, a través de programas oficiales y diferen-

tes políticas de promoción. De alcanzarse los objetivos planteados, las instalaciones fotovoltaicas en techos y fachadas llegarían en el 2010 a 11.000 MW_{pico} en el mundo (más de 5 veces el total instalado hasta el presente).

Los importantes esfuerzos en investigación y desarrollo en EE.UU., Europa, Japón y Australia han permitido alcanzar nuevos récords de eficiencia de conversión y una baja continua de costos. En el

área de producción hay también importantes inversiones en la instalación de plantas totalmente automatizadas con capacidades de producción superiores a los 30 MW_{pico}/año. Las mayores producciones de celdas solares corresponden, en orden decreciente, a las siguientes empresas: Sharp, BP Solar, Kyocera, Shell Solar, Sanyo, Astropower, RWE Solar, Isofoton, Mitsubishi y Photowatt, ver figura. Importantes empresas petroleras (BP Amoco, Shell, Agip y Total) están jugando un papel fundamental en el tema.

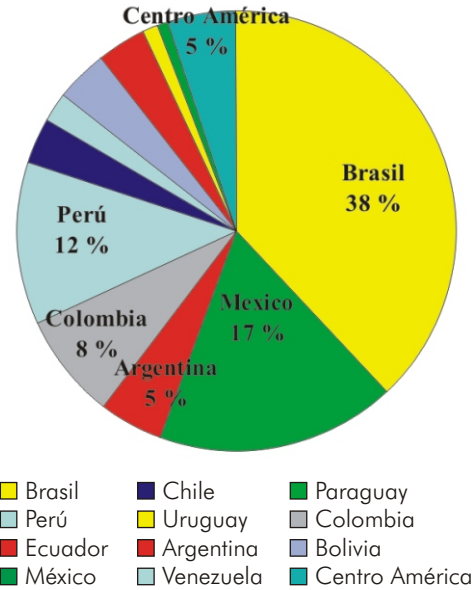


Distribución de la Producción de Celdas Solares por Empresas

Europa ha entrado también en la producción de gran escala con una producción anual superior a los 100 MW_{pico} en 2002. El desarrollo del mercado FV está impulsado desde la Unión Europea a través de diferentes políticas de promoción.

Por su parte, el mercado latinoamericano ha registrado ventas por un total de 6,3 MW_{pico} en el año 2002, con un crecimiento del 26 % respecto de 2001. La distribución de las instalaciones por

países está dada en la figura siguiente, siendo los principales Brasil (2400 kW_{pico}), México (1100 kW_{pico}), Perú (750 kW_{pico}), Colombia (500 kW_{pico}), Centro América (320 kW_{pico}) y Argentina (300 kW_{pico}).



Distribución de las Instalaciones Fotovoltaicas en Latinoamérica en 2002

Las aplicaciones de sistemas FV en satélites artificiales merecen un párrafo aparte por sus características y perfiles productivos claramente diferenciados de los correspondientes a las aplicaciones terrestres. La elevada confiabilidad requerida junto con la necesidad de diseñar y construir a medida los paneles FV en función de las características de las misiones y de la geometría de los

satélites, hacen que los precios se eleven órdenes de magnitud por encima de los terrestres. Típicamente, los paneles solares para un satélite de observación como los previstos en el Plan Espacial Nacional tienen un costo superior a los 2 millones de U\$S para una potencia nominal inferior a 1 kW (aproximadamente, 2.000 U\$S/W). El mercado FV espacial se encuentra en franca expansión como consecuencia de los numerosos proyectos de constelaciones de

satélites. Existen en el mundo unas pocas empresas, relativamente pequeñas, que producen paneles (basados en celdas solares de Si o en semiconductores derivados del GaAs) para usos espaciales. En la Argentina, la Comisión Nacional de Energía Atómica está trabajando en el desarrollo de paneles solares para las futuras misiones satelitales previstas en el Plan Espacial Nacional [12].

Mercado Fotovoltaico en la Argentina

El mercado FV argentino está segmentado en tres tipos de demandas: usos rurales, usos profesionales o empresariales y demanda institucional. Las demandas internas totales de módulos FV han mantenido un crecimiento sostenido de entre un 20 y un 50 % anual hasta el año 1999, alcanzando un valor superior a 1000 kW_{pico}/año (ver tabla). A partir de ese momento y muy particularmente luego de la devaluación, la demanda de sistemas FV ha sufrido una fuerte regresión que recién ha comenzado a revertirse durante 2003.

La demanda rural está conformada por los requerimientos de quienes poseen y/o explotan establecimientos ganaderos y agrícolas o aquéllos que residen en el medio rural. La provisión de los sistemas FV se realiza usualmente a través de los mismos canales que proveen otros servicios y equipamiento para sus actividades. Los tipos de equipos y componentes más demanda-

dos son: módulos FV (50-80 W_{pico}) para carga de baterías destinadas a puestos y viviendas rurales, sistemas para iluminación (30 y 100 W_{pico}), y alimentación para pequeñas bombas de agua (50 y 400 W_{pico}) en reemplazo del tradicional molino multipala. El sector rural fue el sector de mayor crecimiento hasta 1998.

Año	Demanda (kW _{pico})
1997	600
1998	900
1999	1100
2000	1100
2001	620
2002	300
2003	650

Demanda Total de Módulos FV en la Argentina

El sector profesional o empresarial está conformado por los requerimientos de

unas pocas empresas (del orden de la docena), siendo las prestadoras de servicios telefónicas (Telecom y Telefónica) las más representativas por los volúmenes de módulos adquiridos durante los últimos años. Los usos principales se orientan a la provisión de energía a sistemas de comunicaciones, telemetría, balizamiento, señalización, sistemas de emergencia en autopistas y protección catódica. La característica dominante de estos equipos es la de proveer energía a sistemas que deben prestar servicio en lugares remotos o de difícil acceso. Los tamaños de las instalaciones son muy variados y pueden ir desde 20-50 W_{pico} para pequeños equipos de emergencia en autopistas, 100-400 W_{pico} para repetidoras, hasta más de 20 kW_{pico} para alimentación de válvulas de bloqueo en gasoductos.

El sector institucional incluye los programas de asistencia social, los entes reguladores de energía, las fundaciones y las empresas provinciales de energía cuyo objetivo es proveer de pequeñas cantidades de electricidad a comunidades rurales que se encuentran alejadas de las redes de distribución. La demanda de este sector está fundamentalmente sujeta a jurisdicciones provinciales y utiliza típicamente equipos para provisión de energía eléctrica para iluminación y comunicación social a instituciones (escuelas, dispensarios médicos, puestos de policía, etc.) y usuarios residenciales. Las potencias nominales típicas de estos equipos varían entre 50 y

400 W_{pico} .

La demanda institucional ha tenido un crecimiento importante a partir de la puesta en marcha del Proyecto de Energías Renovables para Mercados Eléctricos Rurales (PERMER) [13], acordado con el Banco Mundial a fines de 1999. Este proyecto prevé la asistencia financiera parcial para la instalación de unos 70 000 sistemas solares domiciliarios en siete provincias. Si se toma en consideración que el tamaño medio de las instalaciones a realizar será de 100 W_{pico} , esto representa un total de aproximadamente 7 MW_{pico} a instalar en aproximadamente 5 años. La magnitud de la demanda potencial del PERMER es tal que podría llegar a duplicar los requerimientos del mercado fotovoltaico argentino del año 2000.

Existen diversos oferentes de paneles FV en la Argentina, los cuales incluyen un único fabricante, Solartec S.A., y diversos representantes o distribuidores de empresas extranjeras: BP-Solar, Shell/Siemens Solar, Total Energie, etc..

Los precios de mercado de los productos FV en la Argentina han sufrido, durante los últimos años, una reducción considerable. Esta reducción se ha notado especialmente en los sectores profesional e institucional, donde los volúmenes de compra son más importantes. Los precios varían entre 4 y 7 $U\$/W_{pico}$ para el módulo FV y entre 7 y 10 $U\$/W_{pico}$ para un sistema básico instalado (sin convertor CC-CA),

dependiendo fuertemente del nicho de mercado del cual se trate y del tamaño de la compra.

Las actividades de normalización de la conversión FV se canalizan en el país a

través del IRAM (Instituto Argentino de Normalización), el cual ha emitido diversas normas relativas al aprovechamiento fototérmico y fotovoltaico de la energía solar.

Agradecimientos

Los autores agradecen a Marcelo Álvarez y a Jaime A. Moragues la colaboración prestada para la confección del presente artículo.

Nota: Trabajo Publicado por la Academia Nacional de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Serie Publicaciones Científicas N° 1. Año 2004.

Referencias

1. Consumo mundial de Energía, <http://www.olade.org.ec> (2001).
2. Asociación Argentina de Energías Renovables y Ambiente (ASADES), <http://www.asades.org.ar>.
3. Systèmes solaires n° 155 Baromètre du solaire thermique EurObserver, <http://europa.eu.int> (2003).
4. Plataforma Solar de Almería, <http://www.psa.es>.
5. Systèmes solaires n° 154 Baromètre du Photovoltaïque EurObserver, <http://europa.eu.int> (2003).
6. S. Galli y M. Stefanoni, International Journal of Hydrogen Energy 22, 453 (1997).
7. A. Szyszka, International Journal of Hydrogen Energy 23, 849 (1998).
8. P. Hollmuller et al., International Journal of Hydrogen Energy 25, 97 (2000).
9. P.C. Gosh et al., Solar Energy 75, 469 (2003).
10. P. D. Maycock, Renewable Energy World, James & James (Science Publishers) Ltd., Vol. 3, Nros. 4, 58 (2000).
11. P. D. Maycock, Renewable Energy World, Vol. 4, Nros. 4, 144 (2001).
12. C.G. Bolzi et al., Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente 7, 04.07 (2003).
13. Proyecto Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER). Project Appraisal Document. Banco Mundial. <http://www.worldbank.org> (1999).

Julio C. Durán, Elena M. Godfrin.

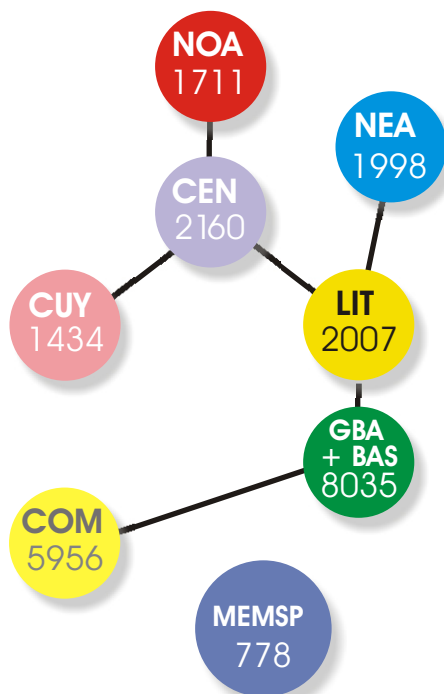
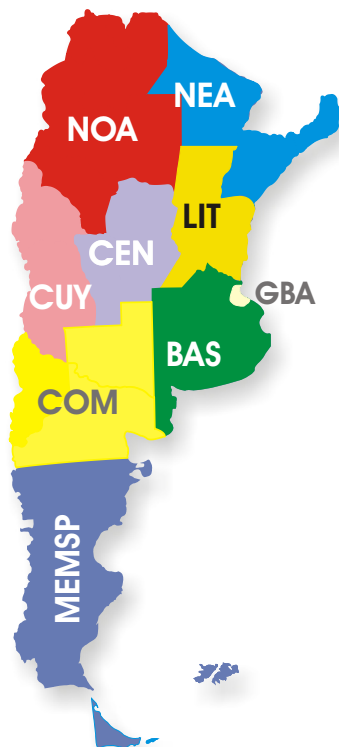
Grupo Energía Solar Departamento de Física Centro Atómico Constituyentes. Comisión Nacional de Energía Atómica.

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de 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 (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). Todas las regiones se encuentran interconectadas entre sí salvo la región Patagónica que opera en forma aislada del resto. En la parte interconectada opera el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y en la región Patagónica, donde se encuentra el Sistema Interconectado Patagónico (SIP) opera el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico (MEMSP). Se debe hacer notar que se encuentra aprobada, y en curso de ejecución, la interconexión entre estos dos sistemas, con finalización de obra en febrero/marzo de 2006.

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



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre de 2005 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 24 079 MW.

Los equipos instalados en MEM y MEMSP se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural 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.

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 MEM o MEMSP. Algunas de estas instalaciones se encuentran operando en forma aislada y otras producen energía en cooperativas, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico.

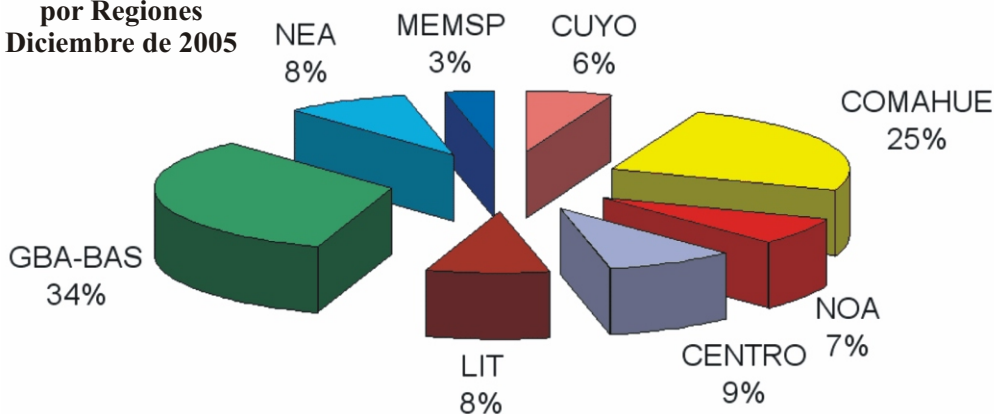
La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a diciembre de 2005 clasificada por región y tipo de equipo.

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	399	828	4	1492		219	1711
CENTRO	233	297	68		598	648	914	2160
LIT	217	0	845		1062		945	2007
GBA-BAS	3640	596	3442		7678	357		8035
NEA	25	123			148		1850	1998
Total MEM	4496	2083	6298	4	12881	1005	9415	23301
MEMSP		196	63		259		519	778
Total	4496	2279	6361	4	13140 54.6%	1005 4.2%	9934 41.3%	24079

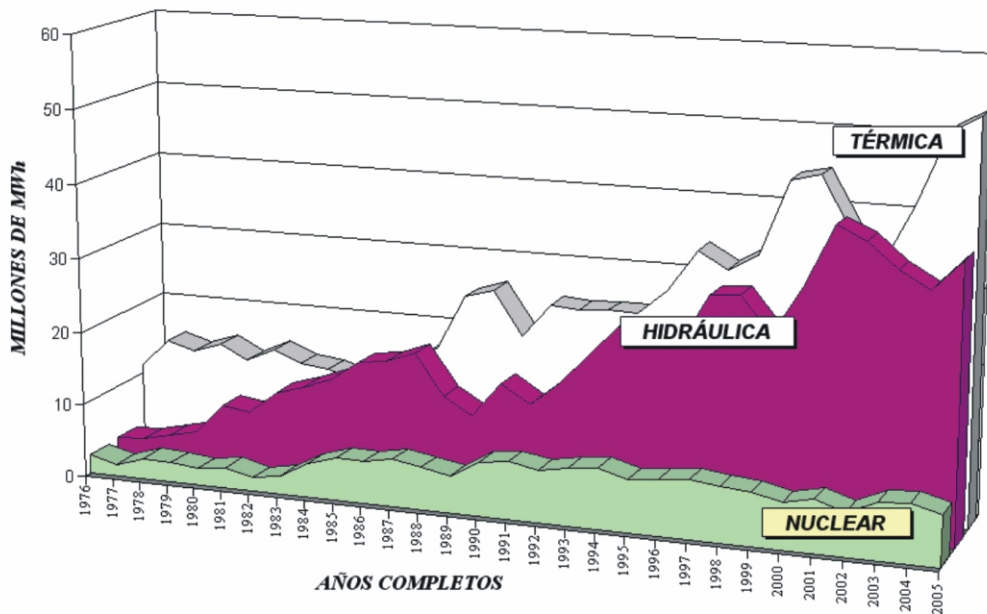
Las principales diferencias respecto de junio de 2005 son: en LITORAL salieron 30 MW de TV Calchines, y 40 MW de TG San Francisco Oeste.

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

Potencia Instalada por Regiones Diciembre de 2005



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 actual MEM) 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
Total	786.502.443	50,80	589.073.234	38,05	172.767.566	11,16	1.548.343.243

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 %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada CNA I MWh	Energía Bruta Generada CNE MWh	Porc. de Part. Nuclear en el Total Gen. en el SADI %
1974	70,01		1.035.737		12,69
1975	86,66		2.517.313		15,33
1976	88,32		2.571.654		15,38
1977	52,41		1.637.464		8,31
1978	92,77		2.895.505		13,90
1979	86,22		2.691.719		11,82
1980	76,17		2.340.147		9,51
1981	92,04		2.815.785		10,68
1982	81,39		1.869.648		6,93
1983	91,62		2.516.852		8,90
1984	97,88	73,30	1.878.340	2.762.630	15,14
1985	90,26	93,70	1.612.744	4.153.220	16,62
1986	89,91	66,54	2.359.857	3.351.640	15,03
1987	48,10	88,47	1.493.965	4.970.870	15,09
1988	27,36	86,92	858.128	4.939.910	13,17
1989	0,00	88,93	0	5.039.357	11,97
1990	59,75	95,69	1.868.571	5.411.627	16,85
1991	92,58	89,37	2.895.226	4.876.010	17,02
1992	75,96	84,24	2.382.000	4.698.633	14,78
1993	81,86	90,43	2.560.205	5.133.946	14,55
1994	86,03	97,68	2.690.435	5.544.518	14,30
1995	91,08	74,32	2.848.210	4.218.529	11,79
1996	69,78	92,60	2.188.238	5.271.070	11,65
1997	92,74	89,14	2.900.396	5.060.203	11,50
1998	80,95	86,72	2.531.503	4.921.325	10,47
1999	47,65	99,07	1.490.158	5.615.818	9,33
2000	57,00	77,21	1.787.473	4.389.617	7,47
2001	48,66	97,56	1.521.612	5.537.026	8,33
2002	34,44	83,92	1.077.094	4.743.720	7,49
2003	68,82	95,42	2.152.220	5.414.069	9,02
2004	92,84	87,57	2.903.329	4.965.274	8,59
Ene-Dic 2005	68,19	83,39	2.132.622	4.724.404	7,08
Acumulado desde					
Entrada en Serv.					
Hasta el 31/12/05	72,46	87,40	67.024.150	105.743.416	11,16

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas, nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo. En la Central térmica Levalle ingresaría un nuevo grupo TG de 16 MW en las barras de 66 KV de la E.T. Levalle propiedad de EPEC. En el Autogenerador Mario Seveso propiedad de Arcor S.A.: Se prevé el ingreso de un CC de 30 MW en la E.T. Arroyito de EPEC.

Interconexión MEM-MEMSP: Se encuentra en construcción la línea de 500 kV entre Choel Choel y Puerto Madryn, previéndose su ingreso a partir del mes de febrero de 2006.

CAMMESA informa sobre otros proyectos que tienen posibilidades de concretarse, pero que aún no esta definida la fecha de su incorporación, que suman 948 MW, (ver tabla). Estas cifras, representan un incremento del parque actual de 3.92 %.

Proyectos sin fecha definida de puesta en marcha

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
Termoandes	TANDCC01	CC	203	948

Fuente: CAMMESA Noviembre 2005

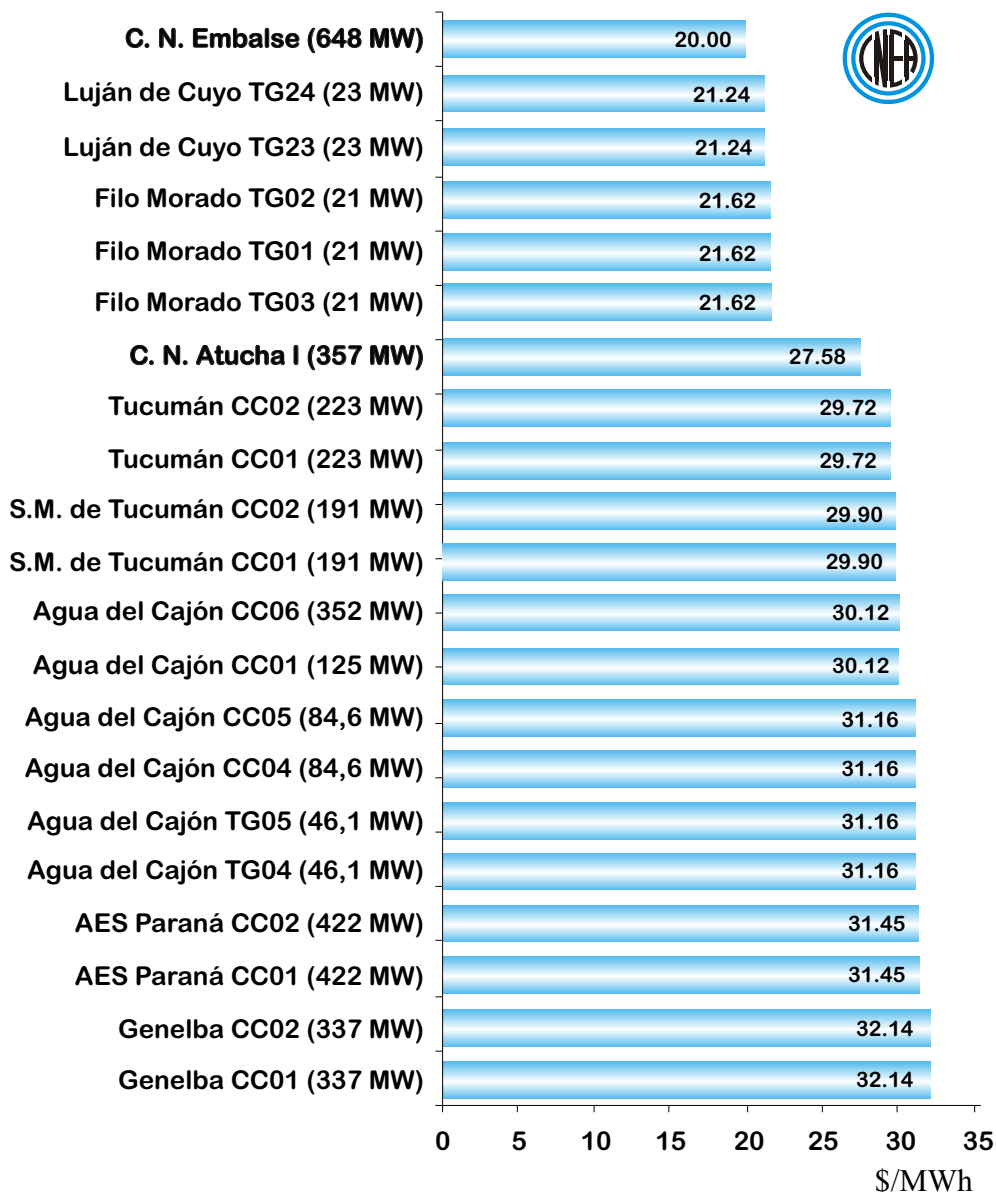
Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe decidir con qué unidades generadoras la va a cubrir; para ello realiza el despacho económico de las unidades, manteniendo como función objetivo la minimización de la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada (ENS), todo ello con ajuste a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses y demás limitantes operativas.

Con este objetivo confecciona un orden de mérito con las unidades generadoras y si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito con algunas excepciones.

Hasta hace un tiempo, este orden de mérito consideraba la incidencia del combustible en el costo de generación y otros costos variables no combustibles, pero estos últimos con un tope del 15% del valor del combustible. Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8 de 2001, se han introducido algunas modificaciones a la mecánica de sanción de precios respetando los principios básicos antes mencionados,

**Orden de Despacho
Térmico
Diciembre 2005**



Debido a que la demanda tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe decidir con qué unidades generadoras la va a cubrir; para ello realiza el despacho económico de las unidades, manteniendo como función objetivo la minimización de la suma del Costo Variable de Producción (CVP), el Costo Variable de Transporte (CVT) y la valorización de la Energía No Suministrada (ENS), todo ello con ajuste a las restricciones de transporte, disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses y demás limitantes operativas.

Con este objetivo confecciona un orden de mérito con las unidades generadoras y si la demanda aumenta o disminuye les solicita que ingresen o salgan del sistema, respetando ese orden de mérito con algunas excepciones.

Hasta hace un tiempo, este orden de mérito consideraba la incidencia del combustible en el costo de generación y otros costos variables no combustibles, pero estos últimos con un tope del 15% del valor del combustible. Mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8 de 2001, se han introducido algunas modificaciones a la mecánica de sanción de precios respetando los principios básicos antes mencionados, pero permitiendo la total recuperación de todos los costos variables. Por lo tanto el CVP ahora incluye además los costos Variables de Operación y Mantenimiento que también tienen topes por rango y tipo de generación.

El despacho de cargas se realiza en forma horaria considerando los CVP en orden creciente de las máquinas, en función de los combustibles realmente consumidos.

Hasta el año 2003 el despacho de carga coincidía con el precio sancionado de la energía. Desde ese año, luego de la Resolución de la Secretaría de Energía SE 240/03, se modificó la forma de sancionar el precio Spot horario. 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. Sólo una parte de la demanda está viendo este aumento de precios. El precio sancionado por la Secretaría de Energía para su traslado a la demanda regulada, tiene una diferencia con el precio del mercado. El despacho de cargas continúa realizándose en función de los combustibles reales utilizados, pero para el cálculo del precio spot se considera que toda la generación despachada tiene libre abastecimiento de gas natural, y el valor de agua no sanciona precios, si el mismo es superior al originado en el combustible gas.

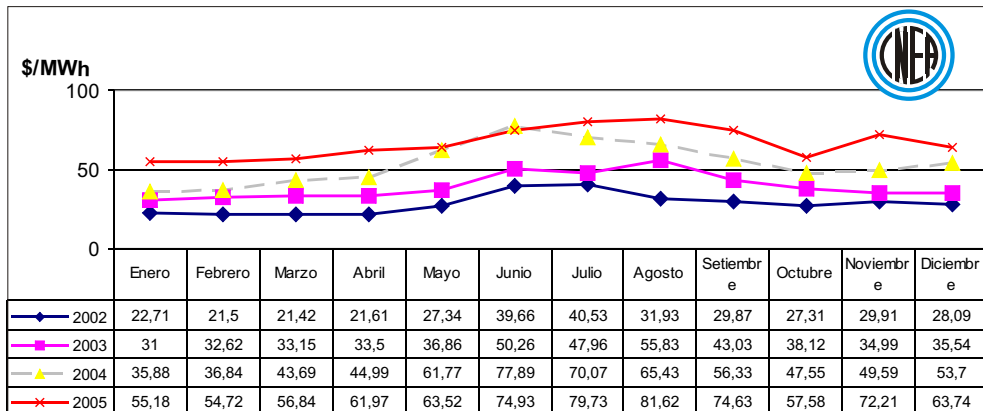
La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos utilizados y el precio sancionado se reconocen como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles alternativos (sustitutos).

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

En principio y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas

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 2002 - 2005

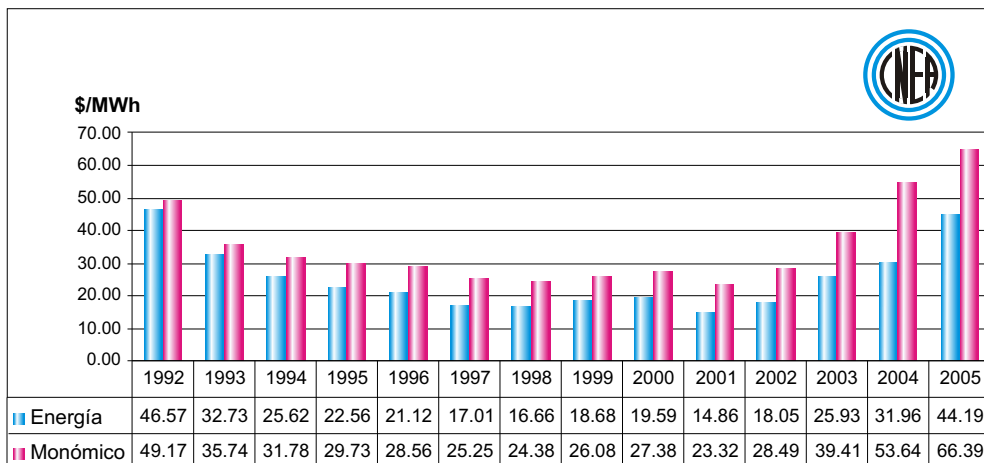
Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA.

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 2005.

Energía de Mercado	49.33
Sobrecosto Trans. Despacho	0.76
Energía Adicional	3.22
Sobrecosto Combustible	0.67
Adicional Potencia	9.76
Monómico	63.74

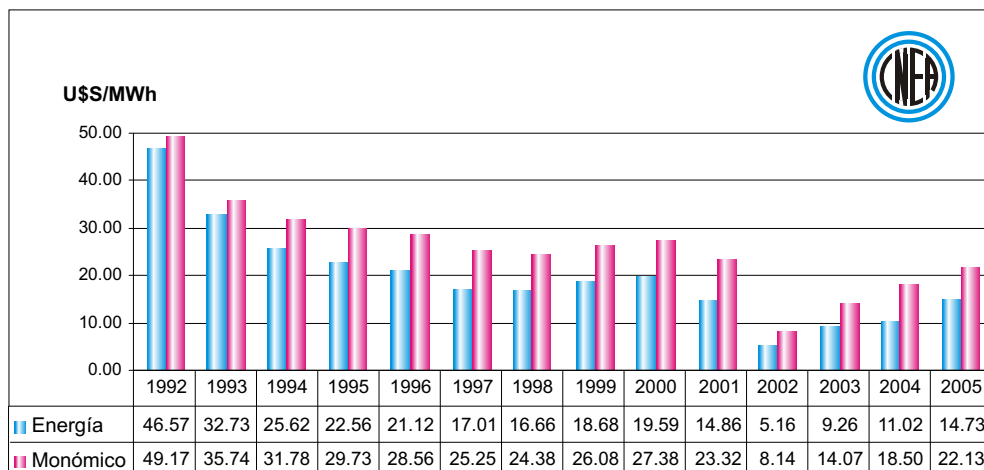
A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992.

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

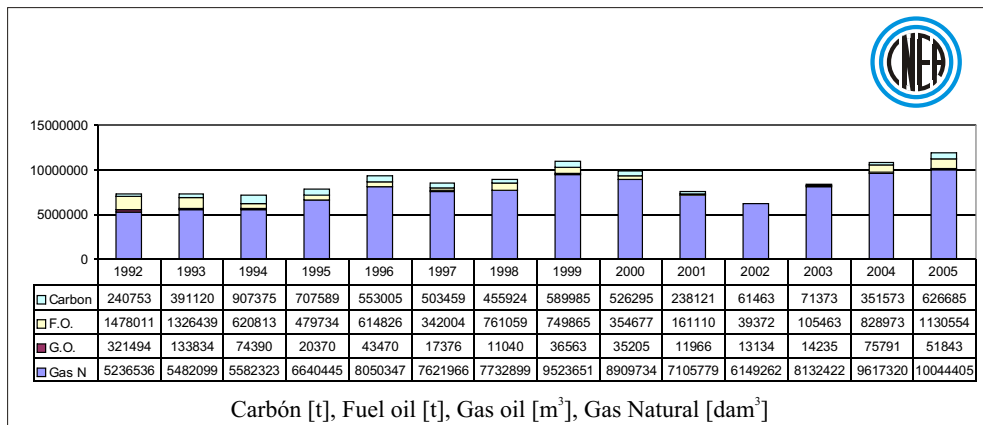
Si tomáramos en cuenta los valores a moneda constante (U\$S) los valores correspondientes al año 2005 serían inferiores a los correspondientes a años anteriores al 2002, pero crecientes, como se puede apreciar en el gráfico siguiente.



Precios Promedio Anuales

Consumo de Combustible

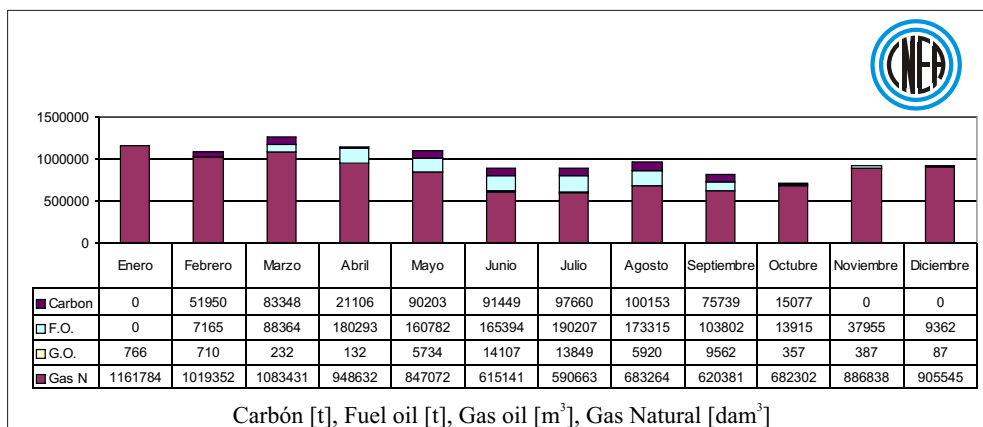
Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, a partir de 1992.



Consumo de Combustibles por el MEM 1992-2005

Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, durante 2005.

En la gráfica se observa un gran incremento de combustibles líquidos a partir del mes de marzo hasta setiembre de 2005.



Consumo de Combustibles MEM 2005

La Demanda Eléctrica Registró un Record el 22 de Noviembre de 2005

El día 22 de noviembre de 2005 la demanda de potencia de electricidad registró un record de 16143 MW, debido a las altas temperaturas en gran parte del país. El pico de demanda se registró a las 20:54, superando el record de 15 792 MW registrado el 6 de julio de 2005.

Planes para Construir Nuevas Plantas Nucleares en Brasil

El ministro de Ciencia y Tecnología, Sergio Rezende, ha afirmado que el país aprobará a finales de año planes para construir nuevos reactores nucleares.

Rezende ha indicado que se está estudiando invertir unos 13 000 millones de dólares, en los próximos 17 años, con el fin de construir siete reactores nucleares.

"Comenté el asunto en una reciente reunión de ministros con el presidente 'Lula' y él acordó que el tema era importante y estratégico para el país", según Rezende.

El ministro ha explicado que el dinero será destinado a concluir la planta Angra III, paralizada desde hace varios años, así como otros dos reactores de gran escala y cuatro más pequeños. "Sería un gran error histórico descartar esta tecnología. Por esa razón, concluiremos las discusiones que definirán al área nuclear como estratégica para el país", agregó Rezende.

La decisión sobre Angra III y otras plantas son parte del Programa Nuclear Brasileño "que espero será aprobado para fines de año", según palabras del ministro de Ciencia y Tecnología.

millones de toneladas este año, superando los 9 millones de toneladas del 2004. Si todos los proyectos que tienen se llevan a cabo, a principios de la próxima década su capacidad llegará a 50 millones de toneladas anuales de exportación. En este intercambio, el Presidente Lagos ha presentado a Chile como "la plataforma de entrada para empresas e inversiones de ese país en Latinoamérica desde el Pacífico".

Después de Brasil, Chile es el segundo destino de las exportaciones australianas en América del Sur, y aproximadamente 120 empresas australianas comercian regularmente con Chile y tienen sus oficinas de representación para América Latina en Santiago. Australia está ubicado en el quinto puesto de los inversores extranjeros en Chile.

Además, se planteó que ambos países trabajen en torno a la energía nuclear para lo cual suscribieron un acuerdo que permite compartir esta tecnología entre ambas naciones. El Presidente de Chile, Ricardo Lagos, afirmó que "Chile debe invertir en energía nuclear si desea responder a la creciente demanda de energía causada por su rápido crecimiento económico".

"Dada la tasa de crecimiento de Chile durante los pasados 15 años, hemos tenido que duplicar nuestra producción de energía en Chile cada ocho años", indicó Lagos.

“La capacidad energética chilena, principalmente basada en plantas hidroeléctricas, no es adecuada para cubrir la creciente demanda de su cada vez más globalizada economía”, recalcó Lagos.

Además, el presidente indicó que estaba al tanto de que el tema de las energía nuclear es especialmente delicado, pero dijo creer que a largo plazo lo importante era "asegurarse de que en el área energética seremos un país autónomo".

El Resurgimiento de la Exploración Uranífera

De acuerdo con lo publicado en “Panorama Minero”, Gastón Fouga (fouga@cab.cnea.gov.ar) analiza el resurgimiento de la exploración uranífera.

Desde comienzos de 2005 la industria minera global está asistiendo al resurgimiento de un sector que se encontraba en las profundidades y con pocas posibilidades de resucitar: la exploración de uranio.

Muchas de las empresas que exploran por uranio han puesto su atención principalmente en Australia, Canadá, Estados Unidos y Argentina. Los distritos más consolidados para exploración y explotación de uranio a nivel global son los siguientes:

- ▣ Sur de Australia: Gawler Craton (con la mina Olympic Dam, propiedad de BHP Billiton) y Frome Embayment (con los yacimientos Beverley y Honeymoon) Norte de Australia: Arnheim (yacimientos Ranger y Jabiluka) y Westmoreland
- ▣ Canadá: Athabasca Basin (yacimientos McClean Lake y McArthur River)
- ▣ Estados Unidos: Great Divide Basin, en el Estado de Wyoming
- ▣ Argentina: Mendoza (mina Dr. Baulies, y mina Sierra Pintada), Salta (mina Don Otto) y Chubut (depósito Cerro Solo, propiedad de la CNEA, con un estudio de prefactibilidad que contiene reservas de uranio de 10,3 millones de libras, utilizando una ley de corte de 0,3% U_3O_8)

Han pasado casi veinte años desde el último boom exploratorio de uranio. En ese período han ocurrido muchos cambios tecnológicos que impactaron directamente en la metodología exploratoria del uranio.

Algunos de los desarrollos decisivos incluyen el uso de análisis químicos

canciller alemán Gerhard Schroeder y el presidente ruso, Vladimir Putin, llegaron a un acuerdo para construir un gasoducto "North European Gas" (NEG) en la región del Báltico y aumentar las ventas de gas natural ruso a Europa, además de garantizar el suministro de esa fuente de energía en Alemania.

El ambicioso proyecto a lo largo de sus 1200 kilómetros de extensión se tenderá entre Vyborg, en la frontera ruso-finesa, hasta Reino Unido, a través del mar Báltico, conectando primero con Alemania (Greifswald) y Holanda. Su extensión total será 3000 kilómetros y la capacidad de transporte crecerá 55 000 millones de metros cúbicos de gas anuales.

Según el plan, el gasoducto entrará en servicio en 2010 evitando deliberadamente pasar por Polonia, Bielorrusia y Ucrania donde la noticia fue muy mal recibida.

Hallazgo Petrolero en Brasil

Brasil espera alcanzar el autoabastecimiento petrolero en los próximos años. La estatal Petrobras dijo haber descubierto un inmenso reservorio de hidrocarburos frente a las costas del estado de Río de Janeiro.

El campo Papa-Terra está ubicado en la Cuenca Campos, la cual es actualmente la región productora más importante de Brasil. Petrobras estima que contiene al menos 700 millones de barriles de crudo, es decir, alrededor de un 10 % de las reservas actuales del país. El nuevo campo, del cual la empresa estadounidense Chevron posee un 37,5 %, debería entrar en producción para finales de 2011.

Camino al autoabastecimiento, se espera que este descubrimiento ayude a Petrobras a alcanzar su meta de hacer a Brasil autosuficiente en cuanto al abastecimiento de petróleo.

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 2005.

Boletín Energético



Elaborado por la Oficina de
Prospectiva sobre los Usos Pacíficos de la Energía Nuclear

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

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

cnea