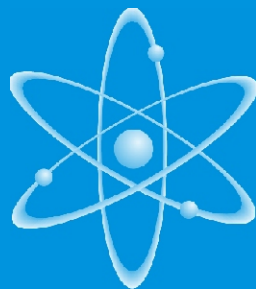


Boletín Energético



1er. Semestre 2005
AÑO VIII N° 15

15



Vista de las Centrales Nucleares de Atucha I y Atucha II

Comisión Nacional de Energía Atómica

cneda

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación: Francisco C. Rey

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre

Gabriel Barcelo

Carlos Rubén Calabrese

Norberto Coppari

Cristina A. Delfino

Susana Gómez

Sabino Mastrángelo

Fernando Monserrat

Aníbal Nuñez

Roberto Ornstein

Ernesto Quiles

Renato Radicella

Lucía Ramilo

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 (CP1429); Tel. 6772-7422/23/7869

Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Norberto Coppari

Inga. Susana Gómez

Ing. Jorge Giubergia

Srta. Florencia Precensio Deck

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

Boletín 15 Energético

CONTENIDO

Los Planes del Gobierno para el Sector

Daniel Cameron

Planeamiento Energético. ¿Para qué Sirve y Cómo se Hace?

Francisco Carlos Rey

La experiencia Brasileña Crisis 2001

Antonio Guilherme García Lima

- 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

Editorial

Retornar a los Objetivos Originales



Dr. José Pablo Abriata

Presidente de la Comisión Nacional de Energía Atómica

Discurso presentado el 31 de Mayo de 2005 en la Central Nuclear Atucha II en el acto del Día de la Energía Atómica.

Hoy conmemoramos los 55 años de la promulgación del Decreto N° 10.936 del 31 de mayo de 1950, donde la Argentina, su Gobierno Nacional, definió, con gran visión estratégica, la importancia que tenía para el futuro de nuestro país la producción masiva de energía mediante el uso pacífico de reacciones nucleares.

Nace así la **Comisión Nacional de Energía Atómica** y a partir de ella, y como efecto multiplicador, todo el Sector Nuclear Argentino sus instituciones y sus empresas.

De acuerdo con el Decreto de creación, la actividad nuclear argentina basa su accionar en un marco de plena transparencia, confianza y colaboración internacional, dedicado exclusivamente al uso pacífico del conocimiento científico-tecnológico y enfocado hacia aplicaciones prácticas y concretas, que provean soluciones a problemas aplicados, para mejorar aspectos sociales, económicos, culturales y estratégicos de nuestra población. El fuerte desarrollo que hoy exhibe la Argentina en Energía Atómica, Seguridad Nuclear, Materiales Nucleares y Medicina Nuclear son ejemplos de ello.

Basado esencialmente en recursos humanos locales, el proyecto científico-tecnológico nuclear de la Argentina mostró primero un período de extraordinario crecimiento, logros muy importantes y brillante posicionamiento internacional. Pero luego se paralizó, y comenzó a retroceder en forma marcada.

Esta evolución negativa se motivó principalmente en el abandono premeditado y sistemático de los objetivos primarios y específicos de la CNEA especialmente lo relacionado con las aplicaciones energéticas y su reemplazo por otros temas de trabajo irrelevantes a dichos objetivos.

Hay que tener en cuenta que, con uno u otro origen, existen grupos opuestos al desarrollo nuclear argentino, que están y estarán siempre presentes y activos. Actualmente, se encuentran detrás de los problemas que han creado al Centro Atómico Ezeiza, y son también los que piden que la CNEA deje de pertenecer al área de Energía.

Durante el año 2004, el Gobierno Nacional ha enunciado con claridad el retorno a los objetivos del Decreto N° 10.936, y encara, con el respaldo técnico del Sector Nuclear Argentino, la consolidación de la validez de la opción núcleo-eléctrica para nuestro país.

Se alinean así, hacia el mismo objetivo global, la CNEA, NUCLEOELECTRICA ARGENTINA S. A. y las empresas o instituciones en las cuales CNEA participa

[CONUAR (Combustibles Nucleares Argentinos), FAE (Fábrica de Aleaciones Especiales), ENSI (Empresa Neuquina de Servicios de Ingeniería), DIOXITEK (Empresa Argentina para la producción de Dióxido de Uranio y fuentes selladas de Cobalto-60), INVAP, FUESMEN (Fundación Escuela de Medicina Nuclear)] coordinando sus capacidades y misiones, y respondiendo con el máximo compromiso, eficiencia y responsabilidad a este requerimiento del Gobierno Nacional.

Somos conscientes de las importantes inversiones que implica esta decisión de continuar y consolidar la opción nuclear. Como contrapartida, al final del camino, no sólo dispondremos de la producción masiva de energía eléctrica de origen nuclear, sino que también se obtendrán por extensión, redituables beneficios al país en el conocimiento científico-tecnológico, en otras aplicaciones de la tecnología nuclear [p. e., medicina nuclear] y en la preparación de recursos humanos calificados.

Los grandes objetivos que motorizan hoy buena parte de los esfuerzos del Sector Nuclear Argentino y de la CNEA pertenecen a las áreas de centrales nucleares de potencia y de reactores de investigación.

Dentro de esto figura:

- La finalización y puesta en marcha de Atucha II
- La extensión de vida de Embalse y Atucha I
- La cuarta central

La brevedad con la cual se enuncian estos tres puntos no soslaya la enorme importancia estratégica de los mismos para el desarrollo industrial y científico-tecnológico de la Argentina.

Las demandas de trabajo que los objetivos mencionados generarán sobre el Sector Nuclear Argentino y sobre la CNEA constituyen un desafío inédito. En este desafío se destacan, por un lado, la necesidad de emplear todos los recursos humanos con que se pueda disponer en el país y, por otro, la insuficiencia numérica de los mismos. Esto último configura un problema muy importante a resolver con la participación del Estado Nacional.

En cualquier caso, debemos mantener el rumbo con firmeza ineludible hacia

los objetivos fijados, siendo ésta una condición esencial para lograr el éxito en estos emprendimientos.

Hoy nos toca a nosotros recorrer el camino señalado con todas las dificultades que esto implica y que todos conocemos. Por ello es muy importante que tengamos presente que la apuesta es avanzar, alertas a las amenazas, y con la mirada fija en el objetivo final, sin dejar de estar conscientes también de que en algún momento deberemos pasar la posta a nuevas generaciones de científicos y tecnólogos.

A este respecto, la transferencia generacional es otra de las grandes dificultades que preocupa en este momento a la CNEA. Otra vez, es un problema que no puede ser resuelto sin la atención e intervención puntual del Estado Nacional.

Relacionado con ello, aplica lo alguna vez dicho sabiamente por Albert Einstein:

“Todos los imperios del futuro van a ser imperios del conocimiento, y solamente serán exitosos los pueblos que entiendan cómo generar conocimientos y cómo protegerlos; cómo buscar a los jóvenes que tengan capacidad para hacerlo, y asegurarse que se queden en el país.

Los otros países se quedarán con litorales hermosos, con iglesias, minas, con una historia fantástica; pero, probablemente, no se queden ni con las mismas banderas, ni con las mismas fronteras, ni mucho menos con un éxito económico”.

Finalmente, quiero destacar que disponer de la capacidad de generación núcleo-eléctrica es un orgullo genuino para nuestro país. Y respecto de esto, hay que tener presente que muchos países del mundo, probablemente, no podrán tener jamás esta capacidad, aunque así lo quieran, o así lo necesiten.

Y esto también debe ser una fuente de legítimo orgullo para cada uno de nuestros ciudadanos, que por muchas vías reciben los beneficios del dominio del conocimiento científico-tecnológico nuclear que la Argentina posee.

Pero de mucho más valor aun que lo dicho, y muy gratificante, es el hecho de que seguramente, contaremos con el agradecido reconocimiento de las futuras generaciones de argentinos, por haber realizado hoy el esfuerzo de mantener viva, para ellos, la opción nuclear en nuestro país.

Los Planes del Gobierno para el Sector

El Secretario de Energía, Daniel Cameron, garantizó la continuidad de las obras que asegurarán el abastecimiento energético en el futuro. El funcionario aseguró que así se evitarán los riesgos de dificultades en el abastecimiento energético. Los planes incluyen obras de corto plazo y otras a mediano plazo. Fue en el Primer Congreso Euroamericano de Energía.

La falta de energía que se evidenció en el invierno de 2004 y que de cuando en cuando reaparece, como en este inicio de verano, ha puesto de relieve que de conjunto el sector necesita de inversiones en producción, transporte y distribución, además de nuevas herramientas jurídicas y normativas que las faciliten.

Así lo ha manifestado el Secretario de Energía argentino, Daniel Cameron, en el Primer Congreso Euroamericano de Energía, realizado en Madrid. En un aparte después de su exposición ante un público que siguió con sumo interés sus palabras, Cameron habla con la revista *Dirigencia*^[1].

Para Cameron, la política oficial debe apuntar a solucionar el problema concreto derivado de la escasez del producto, sea gas o electricidad. Como ya estaba resuelto el mantenimiento de la condición de "sector desregulado", tanto en la producción de gas natural como en la generación de electricidad, se buscó implementar herramientas que permitieran impulsarlas manteniendo ese cuadro.

Cameron expresa que el diagnóstico

previo del sector era adecuado, pero estático. "Se asumía que se debía comenzar a readecuar el equilibrio económico, en forma simultánea, en cada uno de los distintos segmentos del sector, generación, transporte y distribución, de electricidad y de gas natural". Sin embargo, la dinámica de la gestión puso en evidencia que el problema era de producto, de gas y de energía eléctrica.

Como esta observación se dio en el medio de un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica y gasífera, fundamentalmente por el comportamiento del sector industrial, se planteó la necesidad de incrementar la oferta de gas para acompañar las nuevas necesidades de la demanda en su conjunto, principalmente en generación de energía eléctrica. Para ello se apeló a acuerdos con los productores de gas y los generadores eléctricos.

En lo que hace al gas, el 2 de abril del año pasado se firmó el acuerdo para la implementación del esquema de normalización de los precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de

transporte, dispuesto por el decreto 181/04, y ratificado por una resolución del Ministerio de Planificación Federal. La producción de gas de los productores que han adherido al acuerdo representa alrededor del 93% del total.

Los aspectos principales establecidos en el acuerdo apuntan a un compromiso de entrega de volúmenes de gas; establece un sendero de precios del gas: considera un esquema de segmentación de la demanda a efectos tarifarios; plantea una mayor desregulación del mercado de gas a partir del mecanismo conocido como 'Unbundling'; y crea el mercado electrónico de gas.

Cameron evalúa que se han cumplido diversos aspectos del acuerdo como el primer sendero de precios del gas, el esquema de segmentación de la demanda y la primera fase del 'Unbundling' y de las operaciones de compra y venta spot de gas en el mercado electrónico.

Existe consenso con los productores para un segundo sendero de precios de gas y Cameron asegura que "esperamos completar la segunda fase del 'Unbundling' para enero próximo, con lo cual se logrará que un 75% del mercado interno quede con contratos directos".

En el área eléctrica, el acuerdo alcanzado contempla, al igual que con el gas, un sendero de precios y un esquema tarifario de segmentación de la demanda. Asimismo, incorpora la determinación del precio marginal en base al precio del gas natural, con reconoci-

miento de los sobrecostos que conlleva el uso de líquidos; establece una mayor desregulación del mercado eléctrico y prevé facilitar la expansión de la demanda de las distribuidoras (potencia y energía) por medio de la celebración de contratos con generación nueva, regulados por la Secretaría de Energía, que podrán ser pasados a tarifas.

También se logró acordar la creación del FONINMEM, un fondo para inversiones necesarias que permitirán incrementar la oferta de energía eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista. La aprobación en primera instancia alcanzó el 76% de las generadoras con acreencias; en la segunda instancia la conformidad alcanzó el 92%.

Cameron considera que "la sumatoria de la mayor desregulación del mercado eléctrico más la autorización de la compra de potencia y energía a través de contratos, para atender la expansión de la demanda de las distribuidoras con nueva generación, cuyo traslado a tarifas estará contemplado en la normativa, permitirán pasar de un nivel inicial de 40% de energía contratada a un nivel de 55% a 60% en el término de 4 a 5 años".

Mediano y Largo Plazo

El Plan de Gestión Energética 2004/2008 se diseñó para superar la escasez de energía que se presentó en 2004. Como entre las causas de esta situación había asuntos de diversa índole y magnitud, se estableció un programa con objetivos temporales.

"Hoy continúa siendo fuerte el crecimiento de la demanda eléctrica y gasífera", advierte Cameron. En el corto plazo se estableció la importación de energía eléctrica desde el Brasil, de gas natural desde Bolivia y de fuel oil desde Venezuela. También se planteó la compensación en el Sistema de Transporte Eléctrico, la instalación de un transformador de 440 MVA en la central hidroeléctrica Río Grande, las ampliaciones, por 5,8 millones de metros cúbicos diarios, de los gasoductos troncales del norte y del sur. Por último, se implementaron los programas de uso racional de energía eléctrica (PUREE) y de gas natural (PURE).

En el mediano y largo plazo, la Secretaría de Energía está trabajando en la expansión de la generación de energía eléctrica, especialmente a través de la incorporación de 1600 MW, en una inversión mixta, realizada entre generadores privados, inversores y el Estado. Está previsto que 1070 MW ingresen en 2007 como ciclos abiertos y 530 MW adicionales con el cierre de los ciclos combinados un año después.

Energía también ha puesto su mira sobre Yacyretá, la gran central hidroeléctrica sobre el Paraná. El plan prevé que a fines de este año se eleve la cota de su embalse (lo que permitirá generar más electricidad) a 78 metros sobre el nivel del mar (hoy está en 76). En algún momento de 2007 la cota llegará a 80 metros. Un año después se espera alcanzar los 83 metros.

"En cuanto a los trabajos tendientes a alcanzar la cota de 78 metros, están en ejecución y proporcionarán una energía media anual adicional de 1500 GWh", expresa Cameron. "El plan de terminación de Yacyretá, para llegar a la cota prevista de diseño de 83 metros, con todas las obras conexas, considera su finalización a fines del año 2008. Esto permitiría pasar de una potencia de 1700 MW a 3100 MW y de una generación anual de 11450 GWh a 18500 GWh", afirma el secretario.

La terminación de Atucha II en 2009 también forma parte de esta batería de inversiones destinadas a evitar cuellos de botella en la oferta de energía. De acuerdo con Cameron, se ha avanzado en las negociaciones con Siemens para terminar los trabajos de Atucha II, para lo cual se ha establecido un presupuesto de 1418 millones de pesos. "La Central Nuclear de Atucha II mantiene un cronograma de 52 meses de trabajos, por lo que lleva su puesta en operación al año 2009", explica el secretario de Energía.

La potencia neta que entregará a la red será de 692 MW.

No sólo Yacyretá está en la mira de la Secretaría de Energía. Dos proyectos ampliamente debatidos y postergados, Corpus y Garabí, también podrían tener un fuerte impulso en los próximos años. En relación con la primera, la Comisión Mixta Argentino-Paraguaya del Río Paraná (COMIP) está ejecutando los estudios destinados a determinar la

factibilidad de la obra en el emplazamiento Pindó-I. Cuando se completen las investigaciones geotécnicas, se podrán encarar los estudios de factibilidad técnico-económica del proyecto. Desde el punto de vista ambiental, esta ubicación parece ser la mejor opción, opinión que compartirían la COMIP y las autoridades regionales.

Se estima que Corpus agregaría unos 20000 GWh/año al sistema eléctrico.

Respecto de Garabí, se encuentra en la agenda de la Comisión Mixta Bilateral Permanente en Materia de Energía, que integran argentinos y brasileños. En ese marco se ha acordado constituir un grupo de trabajo ad hoc encargado de analizar los aspectos técnicos del proyecto.

Gasoductos

En lo que hace a gasoductos, uno de los principales proyectos de Energía en carpeta es el Gasoducto Noreste. Su diseño responde a la necesidad de asegurar el abastecimiento de gas natural a las provincias de Salta, Formosa, Chaco, Misiones, Corrientes, Entre Ríos y Santa Fe. De acuerdo con la Secretaría de Energía, permitirá la vinculación de las reservas de gas de Bolivia con el sistema interconectado de gasoductos troncales local en las proximidades de Santa Fe.

El caño central, de 30 pulgadas de diámetro, tendrá una longitud de 1500 kilómetros. Transportará 20 millones de metros cúbicos diarios de gas. En cada

provincia se extenderá una red de ramales que sumarán 1000 kilómetros más de ductos, con diámetros que van de 6 a 12 pulgadas de diámetro.

La inversión prevista en el gasoducto troncal es de mil millones dólares. De ella, se espera que el sector privado participe con unos 750 millones, mientras que el aporte estatal alcanzaría los 250 millones de dólares restantes. Por su parte, los ramales provinciales podrían implicar inversiones por 250 millones.

Además del Gasoducto Noreste, para 2006, el secretario Cameron proyecta la continuación de la expansión del sistema de transporte de gas natural por ductos. Primero, se implementarán concursos abiertos que identificarán la demanda insatisfecha de capacidad de transporte. El segundo paso será la concreción de las obras para cubrir la demanda excedente.

Para financiar estas inversiones se recurrirá a la estructuración de fondos fiduciarios. Cameron informa que el ENARGAS está trabajando sobre un mapeo de las cuencas actuales productoras de gas, a partir de las cuales se estudian los gasoductos considerados por cuenca, los caudales a transportar en función de la demanda, la localización de puntos de entrega, la supuesta demanda de gas insatisfecha, los plazos de ejecución de obra, los montos totales de ejecución de obra, los montos unitarios (dólares por metro cúbico diario de capacidad incremental).

Recientemente el ENARGAS realizó un sondeo entre grandes usuarios e industrias que necesiten asegurar una mayor capacidad de transporte en las redes troncales (open season). Por esta vía ya identificó el 50% de las expectativas de expansión que en un principio se había trazado la Secretaría de Energía. La expectativa oficial es identificar necesidades por 15 millones de metros cúbicos diarios de gas natural.

Incentivos a la Exploración

Entre las medidas tomadas para evitar futuros cuellos de botella en la provisión de energía hay una que reviste especial importancia. Se trata de los incentivos a la exploración y explotación de hidrocarburos, un proyecto de ley enviado por el Poder Ejecutivo al Congreso y que está en espera de tratamiento.

Ese proyecto incentiva las actividades petroleras en las áreas en las que no se han efectuado tareas de exploración y en las que estando concesionadas, posean zonas de exploración complementaria.

El proyecto prevé que estas áreas sean asignadas por las provincias o la Nación de acuerdo con la jurisdicción en donde se encuentren, ENARSA debe formar parte, en asociación, del permiso de exploración y posterior concesión de explotación. Asimismo, será autorizado el acceso a áreas adyacentes sin afectación de derechos preexistentes. En materia fiscal, se establece un régimen especial que consiste en la devolución anticipada del IVA correspondiente a los bienes de capital u obras de infraestruc-

tura incluidos en el proyecto, o alternativamente, practicaren en el Impuesto a las Ganancias la amortización acelerada de aquéllos. Asimismo, se establece la exención del pago del impuesto a la ganancia mínima presunta desde el momento de la adjudicación y hasta el tercer año inclusive posterior al otorgamiento de la concesión, y la exención del pago de los derechos de importación y todo otro derecho, impuesto especial, gravamen correlativo o tasa de estadística, por la introducción de bienes de capital, equipos especiales, insumos, etc.

Todo este andamiaje fiscal tendrá vigencia durante 15 años a partir del otorgamiento del permiso de exploración. En el caso de zonas con exploración complementaria la duración será de 10 años.

Anillo Energético

La búsqueda de nuevas fuentes de gas ha llevado a la Argentina a mirar más allá de sus fronteras, apuntando a yacimientos con capacidad de cubrir la demanda local y que también tengan viabilidad en lo que hace al transporte. En ese sentido, el Anillo Energético podría cubrir ambos requisitos, toda vez que integraría al país a un circuito de gasoductos que conectarían los grandes yacimientos de gas de Perú y Bolivia con los centros de consumo de Chile, la Argentina y el Brasil.

En términos generales, el Anillo Energético es una iniciativa conjunta de la Argentina, el Brasil, Chile, Paraguay,

Perú y el Uruguay; Bolivia participa como observador. La primera mención oficial al tema se produjo con la firma del acta de la reunión de Lima, del 13 de Junio de 2005, que convocó a los ministros de Economía y Energía de la Argentina, el Brasil, Chile, Perú y el Uruguay. Posteriormente, la declaración presidencial de Asunción, del 20 de Junio de 2005, en el marco de una reunión del Mercosur, le dio más visibilidad al tema.

A partir de estos hitos, se ha formado un grupo de trabajo cuyo objetivo es estudiar y analizar la viabilidad de concretar la red sudamericana de gasoductos y recomendar el marco institucional para su concreción.

Mientras el marco institucional se está desarrollando con los auspicios del Banco Interamericano de Desarrollo, el Banco Mundial asiste técnicamente en el estudio de factibilidad.

[1] Revista Dirigencia N°253 Nov./05

Planeamiento Energético

¿Para qué Sirve y Cómo se Hace?

Francisco Carlos Rey

Los países desarrollados son aquéllos que han sabido establecer políticas consensuadas entre sus diversas fuerzas políticas y han ejecutado esas políticas con continuidad a través de planes estratégicos de largo plazo que exceden a los distintos gobiernos de turno.

El suministro energético es una herramienta clave para el desarrollo económico de los países y para la calidad de vida de sus habitantes por lo que requiere también del establecimiento de políticas consensuadas y ejecutadas con continuidad a través de planes estratégicos que también excedan a los gobiernos de turno.

Más importante que tener planes energéticos es tener la capacidad de planeamiento porque implica la capacidad de generar planes, vigilar su ejecución y efectuar las correcciones y ajustes necesarios según su evolución en el tiempo.

El objetivo de la planificación energética debe ser el de hacer un uso eficiente de los recursos disponibles para abastecer una demanda de energía, que se debe satisfacer al mínimo costo, sin comprometer los recursos que necesitarán las próximas generaciones, y sin comprometer al medio ambiente, en una palabra este abastecimiento debe estar

dentro del contexto del desarrollo sustentable.

El uso eficiente de los recursos también implica atender a la calidad de vida con el menor consumo promoviendo el ahorro energético y gestión de la demanda.

Como en particular nos vamos a referir al área eléctrica, intentaremos describir qué necesitamos y qué debemos tener en cuenta.

¿Qué debemos tener en cuenta?

Para cubrir eficientemente una demanda futura de energía eléctrica hay que tener en cuenta diversos aspectos entre los que podemos mencionar:

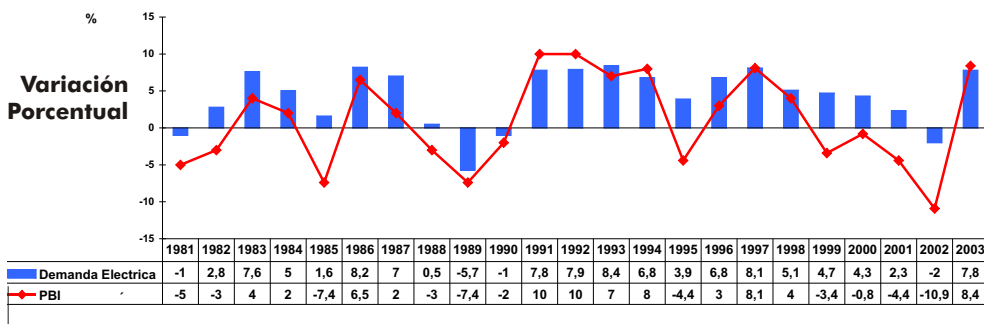
- Las características de esa demanda: magnitud, curva de carga y requerimientos de calidad.
- Los recursos energéticos con que cuenta el país, sus reservas, sus costos, posibilidades de importación, etc.
- Las características técnicas, económicas y ambientales de las fuentes de generación disponibles tanto nacionales como importadas.
- El contexto legal y normativo.
- La evolución esperada de todos estos parámetros en el tiempo.

La previsión de la evolución de la

demanda tiene asociada una incerteza, pues hay que hacer hipótesis de su evolución en el futuro basándose en proyecciones de otras variables relacionadas y en como ha sido su evolución en el pasado.

Si analizamos nuestro pasado reciente

nos encontramos con que esto no es tan fácil; lo podemos observar en el siguiente gráfico donde se indica como ha sido desde 1980 hasta 2003 la evolución del crecimiento de nuestra economía y de la demanda de energía eléctrica en nuestro país.



Los valores exhibidos son el porcentaje de variación respecto del año anterior.

La economía ha tenido un comportamiento errático, con ciclos donde el crecimiento ha sido importante y otros donde se pueden apreciar perfectamente las crisis económicas que hemos padecido, algunas de ellas de larga duración.

La demanda eléctrica, por el contrario, salvo pocas excepciones, ha sido siempre creciente. Se pueden apreciar los dos momentos en que la demanda abastecida de energía eléctrica disminuyó respecto del año anterior, el origen de esta disminución fue distinto en ambos casos:

■ La primera disminución (89-90) fue

provocada por falta de oferta eléctrica o sea que no disminuyó la demanda sino que hubo demanda no abastecida (escasez de oferta).

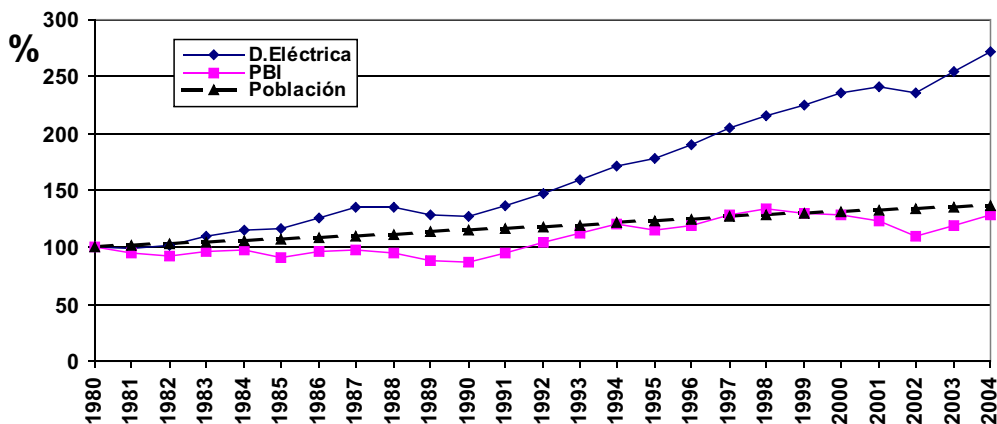
■ El segundo periodo de disminución (2002) se debió a una fuerte crisis económica que provocó una disminución de la demanda.

Ambos casos fueron acompañados de una crisis económica, pero si los comparamos podemos decir que el primero fue una crisis de suministro eléctrico que puede haber provocado la crisis económica y el segundo fue sin duda una fuerte crisis económica que provocó una disminución de la demanda eléctrica.

Si analizamos los mismos datos con base

100, en el año 1980 encontramos que la economía fue bastante inestable, y que a la fecha ha crecido muy poco en comparación con 1980, en cambio la demanda eléctrica ha tenido un crecimiento importante, muy superior al

crecimiento de la economía. La demanda de energía eléctrica creció, desde el 80 al 2003, en un 154%, esto resulta un 4,1% anual acumulativo. La economía creció solamente un 18,55%. Eso resulta en un 0,7% acumulativo.



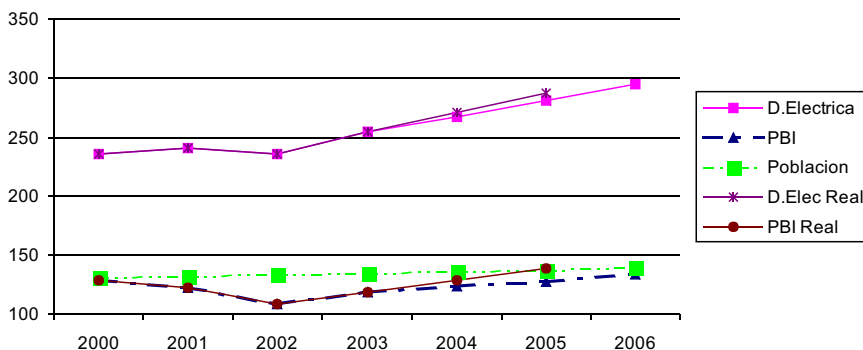
Relación Porcentual entre Crecimiento de PBI, Demanda Eléctrica y Población

Si se quiere hacer un análisis crítico de estos datos, teniendo en cuenta que la población en el mismo periodo creció un 35%, cada argentino está en el año 2004 un 17% más pobre que en el año 80 pero consume más del doble de energía eléctrica, un 114% y todo esto es a pesar de la fuerte recuperación de la economía producida en el año 2003, que continúa en el 2004 y 2005.

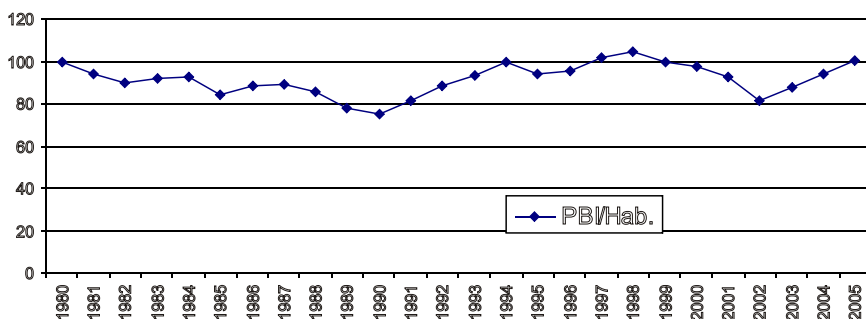
Una consideración importante sobre estos datos es que probablemente esta pérdida del 17% no refleje el deterioro real de los argentinos, porque el cálculo efectuado está basado en el PBI dividido la cantidad de habitantes, y ese índice no nos indica si hubo desplazamiento de riquezas de un sector a otro de la sociedad.

Este artículo ha sido escrito en el año 2003. Los dos años que han transcurrido entre este análisis y el presente nos muestran que se ha confirmado el crecimiento iniciado en 2003 y ratificado además la línea de tendencia e hipótesis de crecimiento planteadas en el mismo, más aún, a la luz de la magnitud del crecimiento de la economía real parecen hasta pesimistas alguna de nuestras hipótesis.

Por ello, nos pareció conveniente mostrar la evolución de alguna de estas variables al presente, principalmente porque lo que indicamos más arriba, de que cada argentino, en promedio, está un 17 % más pobre que en el año 1980 dejó de tener vigencia y con los datos preliminares de 2005 a diciembre de este año, en promedio, cada argentino ya recuperó esta diferencia y va en camino de superarla prontamente.



Se puede apreciar que los valores reales estuvieron por encima de nuestra proyección y que el PBI por habitante, como se muestra en el gráfico siguiente, recuperó los valores de 1980 y se encuentra en franco crecimiento, (Base 100 en el año 1980).



Nuestro Futuro

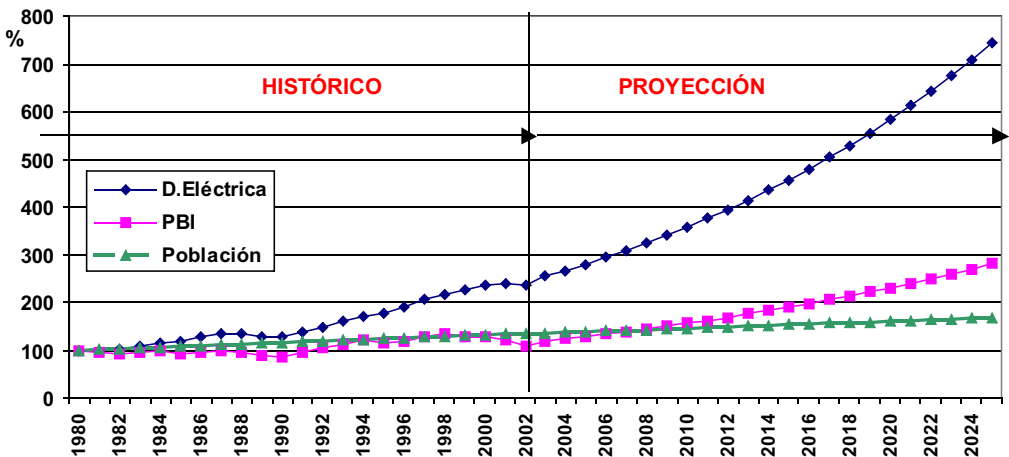
Este 4,1 % anual acumulativo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica en los últimos 23 años, a pesar de las crisis económicas que hemos sufrido, nos permite creer que con un mínimo de estabilidad económica es altamente probable que en el futuro este crecimiento de la demanda eléctrica esté por encima del 5 % anual acumulativo y aún sin tener en cuenta los posibles requerimientos de los países vecinos.

Como somos optimistas irredentos respecto del futuro de nuestro país y estamos convencidos que éste entrará en una senda de crecimiento, modesta pero continua, adoptamos la hipótesis de que la demanda de energía eléctrica va a crecer a un ritmo del 5 % anual acumula-

tivo con las siguientes consideraciones:

En este año y el próximo probablemente el crecimiento sea superior a este número pero debería ir disminuyendo hacia el final del periodo de análisis (2000-2025).

Como también somos realistas creemos que si el país crece a la velocidad que insinúa probablemente en los próximos años puede haber riesgo de problemas energéticos que podrían tener alguna incidencia en la economía, pero no los hemos reflejado en el trabajo como tampoco hemos reflejado, para compensar, las exportaciones de energía eléctrica, exportaciones que pueden ser aleatorias pero que sin ninguna duda van a ocurrir.



Ahora sí, a partir de esta proyección, podemos analizar cómo sería la evolución de la demanda, la evolución del

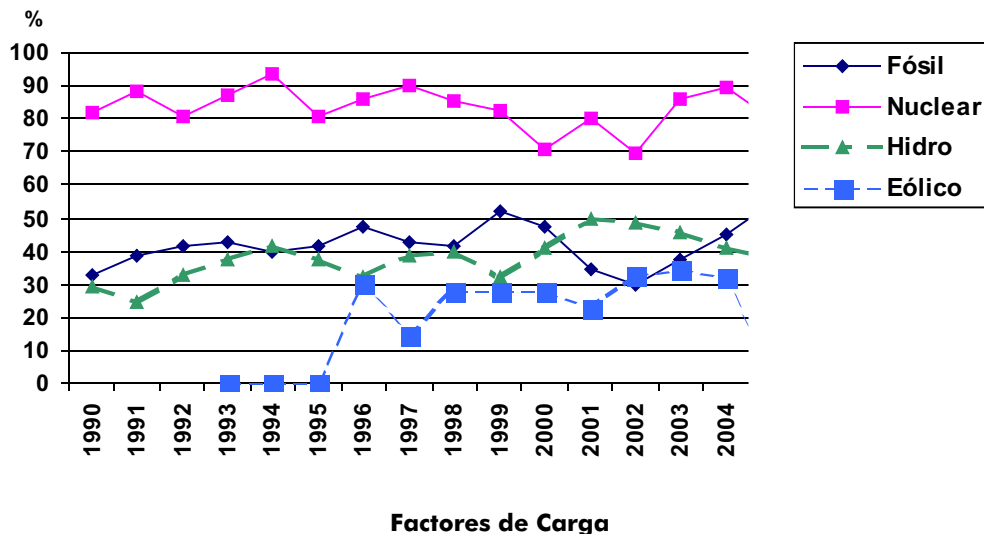
parque de generación actual y cuál debería ser la evolución de este parque para satisfacer los requerimientos del

aumento de la demanda teniendo en cuenta las restricciones geográficas y técnicas que tiene nuestro sistema.

Debemos aclarar que nuestro sistema eléctrico debe poseer una capacidad en exceso por encima de la máxima demanda de punta, como mínimo de un 40 %, debido a que es necesario prever los ciclos hidrológicos que nos limitan la generación hidráulica, la indisponibilidad habitual del parque térmico, las obligatorias salidas periódicas por mantenimiento del parque nuclear y los eventuales problemas en el suministro de gas natural en invierno y además el país posee una gran superficie geográfi-

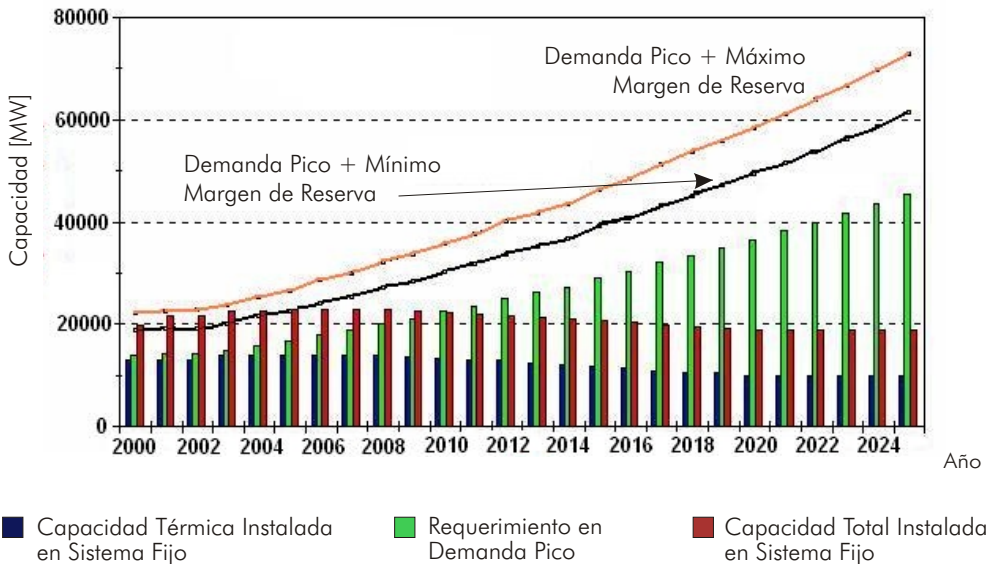
ca que requiere extensas y vulnerables líneas de transporte.

En el siguiente gráfico se presentan los factores de carga de las diferentes tecnologías, con el objeto de mostrar las oscilaciones hidrológicas y cómo son compensadas con el despacho térmico fósil. De este gráfico debemos tener en cuenta que las únicas disponibilidades reales son las del parque eólico, nuclear e hidráulico porque el factor de carga del parque de generación con combustibles fósiles está influenciado también por el despacho que la usa como variable de ajuste.



En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución esperable de: la demanda máxima de punta, el parque existente y

cuál debería ser la potencia instalada para satisfacer esa demanda máxima de punta en el período de análisis.



Capacidad Instalada / Demanda Pico

Esto indica que, si se cumple esta hipótesis de crecimiento y aún sin tener en cuenta las posibles exportaciones a nuestros países vecinos se requerirá instalar antes del año 2025 alrededor de 40000 MW de nueva capacidad de generación.

Esta cantidad es casi el doble de la potencia instalada actualmente.

De estos 40000 MW sólo están definidos 3500 (el aumento de cota de Yaciretá, la terminación de la Central Nuclear de Atucha II y la construcción de dos ciclos combinados de 1600 MW) por lo que todavía restan definir del orden de 36000 MW.

Esta cantidad es enorme y debemos ser muy cuidadosos en la elección de las

tecnologías y fuentes de generación con que resolveremos este problema.

El primer paso a nuestro juicio es definir cuál va a ser el rol del estado Nacional en estas decisiones.

Políticas de Planificación

Si analizamos el pasado reciente podemos dividirlo en tres etapas:

- En la década del ochenta se efectuó una planificación centralizada por el estado nacional y ejecutada a través de las empresas del sector que eran propiedad de este Estado.
- En la década del noventa el estado privatizó la mayoría del sistema energético nacional (Generación, Transporte y Distribución) y dejó

librado a la planificación de las empresas (el Mercado) la decisión sobre nuevas inversiones, este periodo duró hasta el año 2001.

La etapa actual donde el Estado Nacional intenta volver a planificar en función de los intereses del país pero ya no cuenta con las herramientas de la década del ochenta, ni humanas ni materiales.

Si las miramos con un espíritu crítico, encontramos que en la década del ochenta se descuidó el corto plazo y el efecto de los ciclos hidrológicos, no se realizaron inversiones que podrían haber atenuado esos efectos, como por ejemplo, la terminación de la Central Nuclear Atucha II que, de haber contado con el flujo de fondos previsto, se hubiera terminado en 1987 y probablemente se hubiera podido evitar o se hubiera minimizado la crisis con racionamiento energético de los años 1988 y 1989.

Por el contrario, en la década del noventa el mercado sólo resolvió el corto plazo con el objeto de recuperar rápidamente el capital invertido, hubo fuertes inversiones en generación térmica pero se descuidó el largo plazo. En este periodo, cuando los valores del precio mayorista de la energía eléctrica disminuyeron a tal punto que dejaron de dar beneficios a los inversores, se suspendieron las inversiones (el Estado Nacional no supo ver esta señal) y no se han retomado hasta el presente, sus consecuencias se comienzan a sentir.

¿Cómo debemos planificar?

Se debe trabajar con el objetivo de satisfacer la demanda a través del crecimiento energético sustentable, es decir, abastecer la demanda presente al mejor costo posible, sin comprometer el abastecimiento de las generaciones futuras, ni el medio ambiente.

Elaboraciones más modernas sobre el mismo concepto indican que la sustentabilidad energética requiere de un balance armónico entre las variables económicas, las sociales y las medioambientales.

Para decidir lo que le conviene a nuestro país sin caer en intereses sectoriales ni copiar modas de otros países que tienen realidades y necesidades muy distintas a las nuestras, hay que ser objetivo en el análisis y contar con equipos interdisciplinarios de alto nivel.

Se requiere además: información, criterio y herramientas que nos puedan ayudar en la planificación, desde simples planillas de cálculo hasta modelos complejos. La importancia de las herramientas informáticas radica en que simplifican el cálculo y son objetivas.

En el gráfico de la página siguiente se puede apreciar el resultado de una planilla de cálculo que traza la "curva de apantallamiento" que calcula el costo total de generación eléctrica para distintos factores de utilización, que proyectada sobre la monótona de carga nos indica la instalación más apta desde

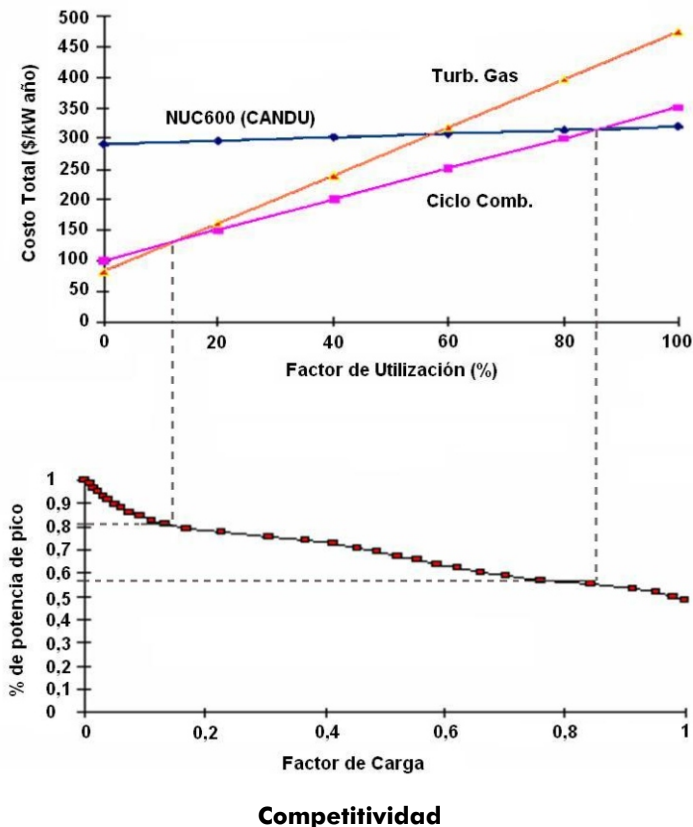
el punto de vista económico para cubrir la base del sistema o la punta.

Los modelos normalmente tienen como función objetivo el mínimo costo del sistema, por lo que podemos decir que, utilizados correctamente, representan el interés de los usuarios y del país.

Existen distintos tipos de modelos, algunos que se limitan al sector eléctrico y otros que incluyen la totalidad de la red energética, en algunos modelos como la optimización es económico-financiera si se desea tener en cuenta las variables

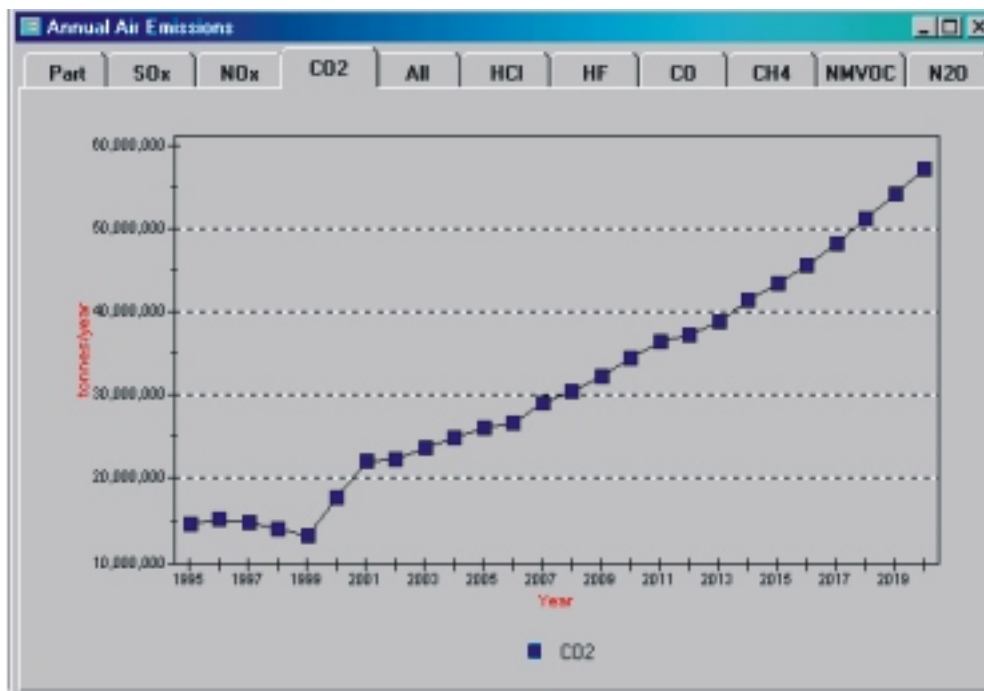
ambientales, hay que valorizarlas e introducir las en el cuadro de costos.

Los modelos como el WASP y el DECADES suministrados por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), determinan la expansión óptima de sistemas eléctricos (sólo electricidad) y cuantifican las emisiones de los distintos escenarios, en el caso del DECADES cuantifica las emisiones de las cadenas energéticas para la producción de energía eléctrica.



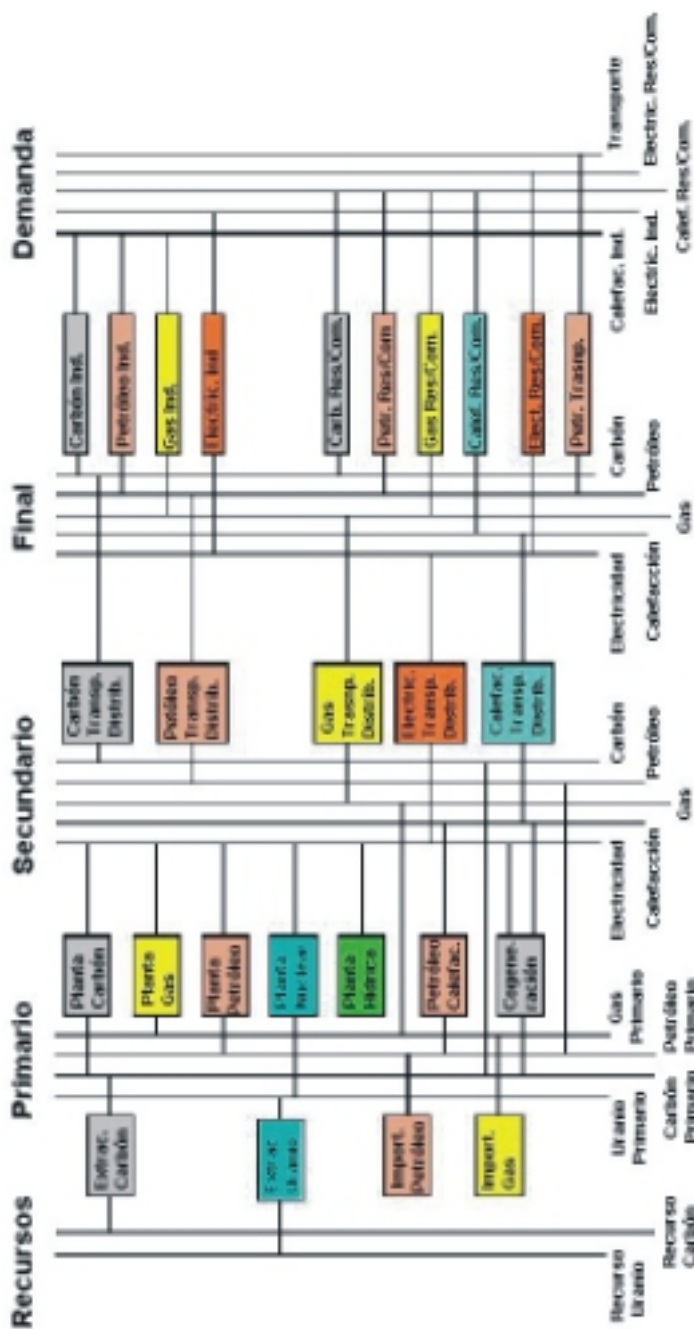
En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución de las emisiones de CO₂ en uno de los escenarios modelados con el

DECADES. En las solapas se puede apreciar las otras emisiones de las que se pueden obtener proyecciones.



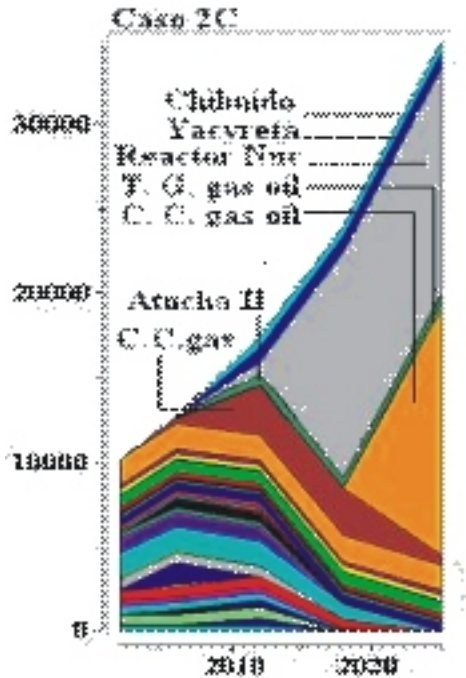
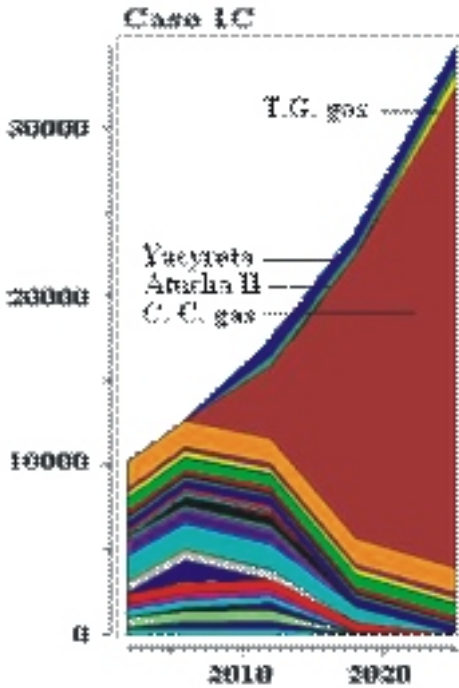
Los modelos como el ENPEP o el MESSAGE, también suministrados por el OIEA, optimizan, además de los sistemas eléctricos, el uso de los otros energéticos analizando la red energética en su conjunto desde los recursos e

importaciones eventuales hasta los usos finales incluyendo las energías útiles (transporte, calefacción, fuerza motriz, etc.) como se muestra en el siguiente gráfico.



En lo específicamente eléctrico, a continuación se muestran los resultados de la simulación del programa MESSAGE en dos escenarios con y sin

limitaciones en la disponibilidad de gas natural indicando qué equipamiento selecciona el modelo para cubrir la expansión de la demanda.



Con estos modelos encontramos que, dependiendo de las hipótesis que adoptemos, los resultados pueden ser totalmente distintos.

Por ejemplo, en el Caso 1C, donde se considera un escenario en el cual los precios de los combustibles del año 2001 sin problemas de reservas en los combustibles fósiles es decir sin restricciones al uso del gas natural y sin tener en cuenta el impacto ambiental, los modelos eligen cubrir el crecimiento de

la demanda casi exclusivamente con gas natural y las emisiones de gases con efecto invernadero del sector eléctrico se multiplican casi por cinco.

En el Caso 2C, escenario en el que se tuvo en cuenta las restricciones habituales en nuestro país respecto a la disponibilidad de gas en invierno, consideramos algún aumento de los precios de los combustibles fósiles y eventualmente alguna tasa a las emisiones de gases con efecto invernadero, las elecciones de los

modelos se inclinan hacia la generación hidráulica y nuclear aun considerando en esta última todos los costos asociados a su impacto ambiental (gestión de los residuos, desmantelamiento y otros).

La realidad pasa por el medio de estos dos escenarios y, probablemente, en el corto plazo se siga inclinando hacia el gas natural pero virando rápidamente hacia escenarios más nucleares e hidráulicos.

Los resultados de los modelos son tan confiables como pueden serlo los datos que se incorporan y las hipótesis que se efectúan, son sólo indicativos y dependerá luego del análisis político el adoptar o no sus resultados e introducirlos en la planificación energética.

Estos modelos pueden brindarnos la posibilidad de evaluar las consecuencias económicas y ambientales de las políticas energéticas; algunos de ellos pueden hasta anticiparnos las decisiones del mercado y orientarnos en la evaluación de la normativa que se va creando y que es necesaria para la sustentabilidad del sistema.

Se pueden utilizar para evaluar las opciones convenientes para cumplir

determinados objetivos como por ejemplo: mínimo costo, mínimo impacto ambiental, mínima dependencia externa, o cumplir eventuales compromisos internacionales en la disminución de emisiones de gases con efecto invernadero y ayudarnos a cumplirlas de forma que más le convenga al país desde un punto de vista de costo efectividad.

Conclusiones

Si nuestro país, como ya se esta viendo, retoma una senda de crecimiento continuo, va a tener grandes requerimientos energéticos, requerimientos energéticos que, para no entorpecer este crecimiento ni comprometer nuestro futuro, deben cumplirse a un mínimo costo y a un mínimo impacto ambiental.

Para ello el Estado Nacional debe retomar la capacidad de construir el futuro y ello se consigue a través de la planificación.

Planificación con objetivos que trasciendan a los intereses sectoriales, intereses políticos y a las modas, con equipos de planificación que permitan vigilar y corregir las imperfecciones que todo plan tiene.

La Experiencia Brasileña en la Crisis de Energía en el año 2001

Antonio Guilherme García Lima

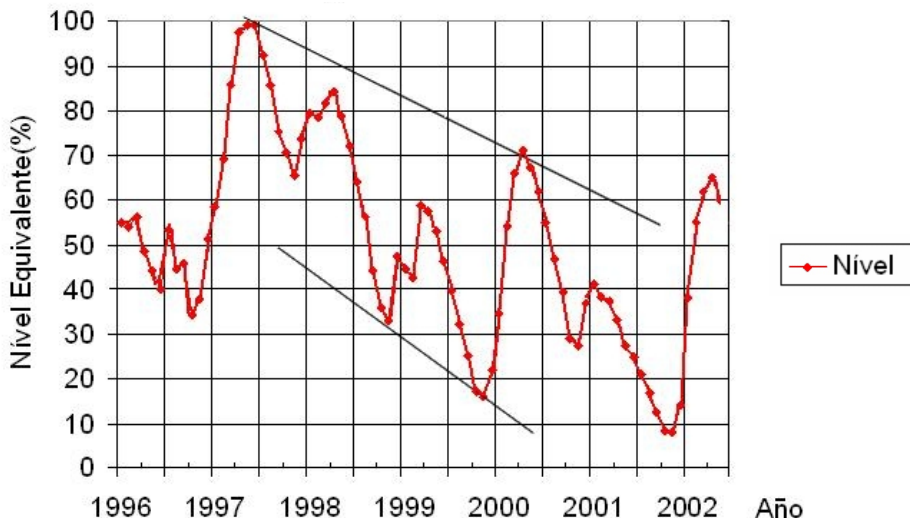
La generación térmica es la más importante en el mundo, siendo el carbón el principal combustible, seguido del gas natural y de la generación nuclear.

La generación con petróleo representa cerca del 8% de la energía en el mundo. Los Estados Unidos y Japón son los mayores usuarios de petróleo para generación de energía.

Sin embargo, la situación en Brasil es distinta dado que el 80% de la energía generada es de origen hidráulica. Esto ocasiona una extrema dependencia de las lluvias que, asociada al crecimiento del consumo, puede ocasionar situaciones de déficit de energía.

La primera conclusión es que la generación no debe depender solamente de una tecnología o un combustible y la flexibilidad en la diversificación de los combustibles es una característica deseable para el sector eléctrico. La pregunta es: ¿Cómo tener flexibilidad con precios bajos?

A fines del año 2000 el nivel equivalente del agua en las regiones Sudeste y Nordeste de Brasil alcanzaron el nivel crítico del 10%. Además, las lluvias del verano 2000/2001 no fueron suficientes para recuperar el nivel de los embalses. La figura presenta el nivel equivalente de los embalses de la región Nordeste.



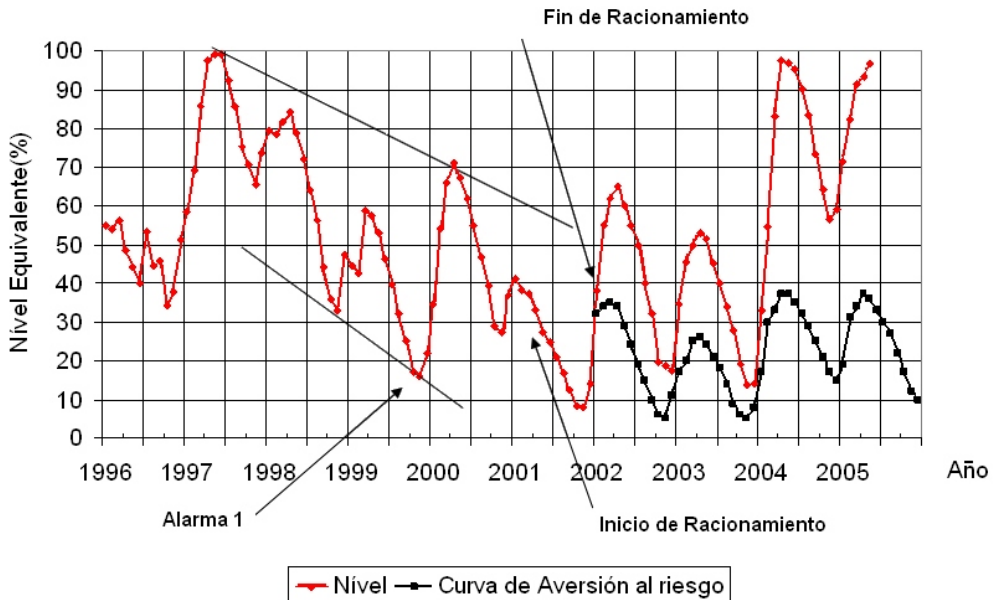
Evolución del Nivel Equivalente de los Embalses Región Nordeste
Nivel equivalente de los embalses, período 1996 - 2002

No había nada más que hacer y la población tomó conocimiento de la situación de la crisis energética.

El gobierno empezó a tomar las únicas acciones posibles: racionamiento y la construcción de un sistema de genera-

ción de emergencia, con nuevas plantas generadoras.

La figura presenta el nivel equivalente de los embalses de la región Nordeste y la curva de aversión al riesgo, que fue creada después de la crisis.



Curva de Aversión al Riesgo, período 2002 - 2006 Región Nordeste

En la figura anterior se aprecia la primera alarma (alarma 1) y el periodo de racionamiento. El análisis de la misma, muestra que la situación empezó a degradarse en 1998. Por tanto, las acciones podrían haber sido tomadas más tempranamente, y no esperar la crisis por falta de lluvia en 2000/2001.

La primera cuestión es cuánto debemos racionar. Un racionamiento pequeño

podrá no ser suficiente pero un racionamiento mayor que lo necesario, es un estorbo para la población pues limita la calidad de vida.

La decisión final fue un racionamiento del 25% considerando el consumo del año anterior. Este valor es extremadamente elevado y penoso de ser obtenido. Por lo tanto, el gobierno estableció multas para los consumidores desobedientes y

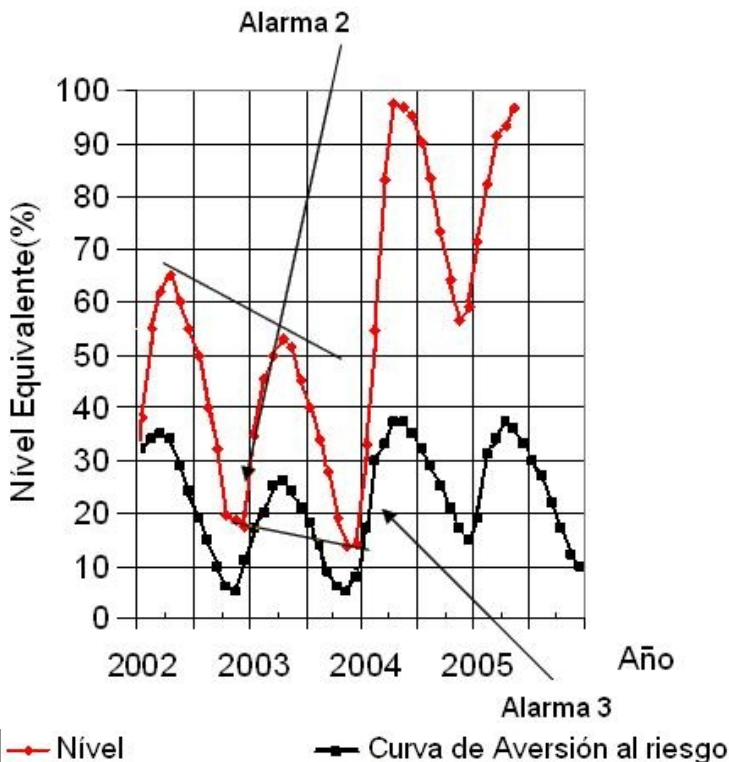
supresión del suministro después de la segunda penalidad.

Todos los consumidores tuvieron que hacer esta reducción excepto los consumidores residenciales considerados de pequeña renta. El racionamiento fue exitoso pero las empresas de distribución de energía no fueron capaces de hacer todas las supresiones del suministro. Esa incapacidad fue motivada por la escasez de personal y la

falta de interés en reducir su facturación.

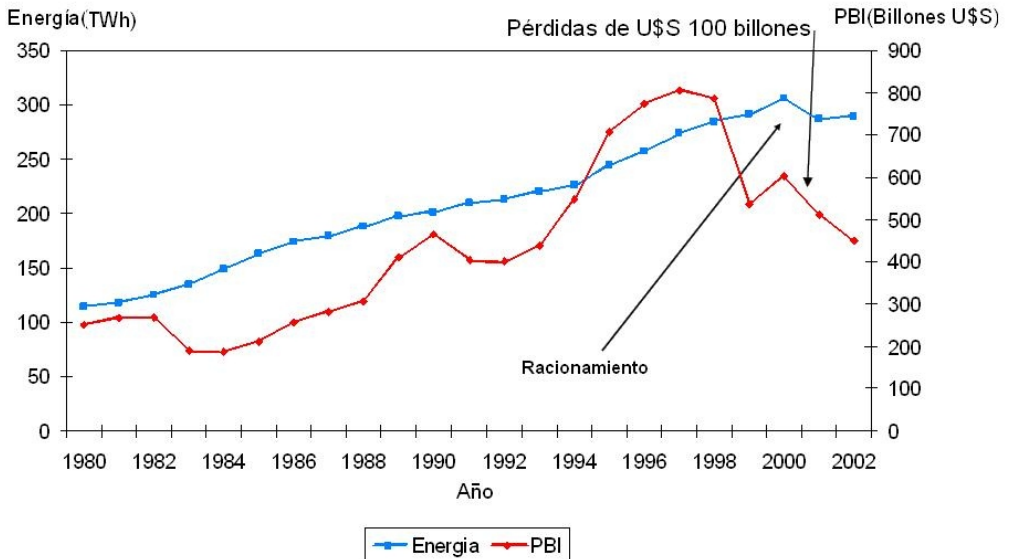
Como no es posible mantener el racionamiento por largos periodos de tiempo, debido a motivos económicos y políticos, el gobierno de Brasil comenzó, en paralelo, un programa de generación de emergencia.

En la siguiente figura se muestran las alarmas 2 y 3, registradas en los años 2003 y 2004 respectivamente.



Las consecuencias económicas del racionamiento no fueron conocidas con certeza, pero el Producto Interno Bruto del país cayó US\$ 100 billones en ese

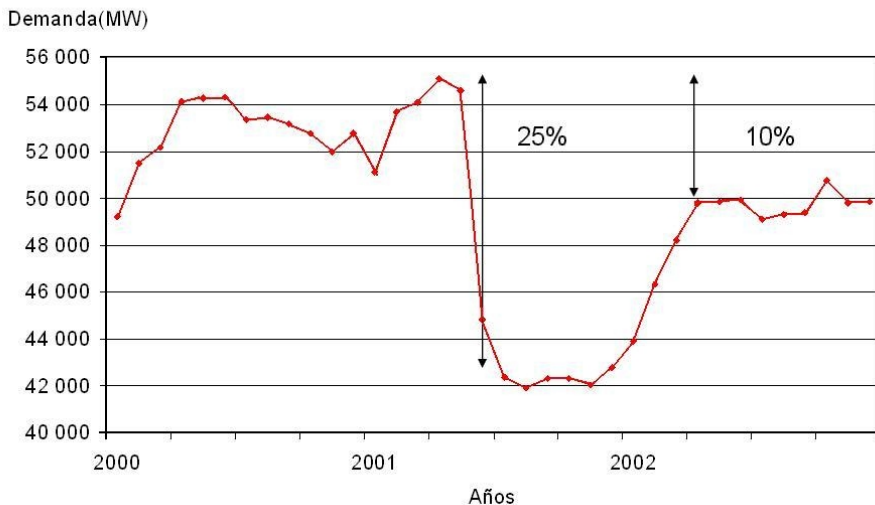
año, conforme muestra la figura siguiente. No podemos afirmar que el motivo fue solamente el racionamiento pero ello contribuyó.



Consumo de Energía y PIB de Brasil, período 1980 - 2002

Otra consecuencia del racionamiento fue que el consumo de energía no retornó a los niveles anteriores al mismo, como puede apreciarse en la figura

siguiente. Esto ocasionó pérdidas financieras en las empresas de energía eléctrica por varios años.



Evolución de la Demanda de Energía Eléctrica en Brasil

En paralelo con el racionamiento, el gobierno designó otro grupo de especialistas para analizar la crisis. La conclusión principal fue que el atraso en la construcción de las nuevas centrales generadoras fue responsable de la crisis. Las lluvias estuvieron como siempre pero el crecimiento del consumo sin nuevas centrales provocó el uso excesivo del agua almacenada. ¿Por qué las nuevas centrales se atrasaron? El atraso fue motivado por aspectos ambientales, económicos y legales.

Otra cuestión importante fue cómo hacer frente a la generación de emergencia.

Las empresas existentes no querían invertir porque tenían generación, pero el problema era el combustible para las nuevas centrales.

El gobierno decidió crear una empresa del gobierno con el objetivo de contratar generadores independientes de energía. El gobierno proveyó garantías financieras para esta nueva empresa. Todos los consumidores tuvieron que pagar una nueva tasa transitoria. Pero esta nueva tasa no fue contabilizada en la inflación por ser transitoria y varió entre 2 y el 5% del valor de la tarifa normal.

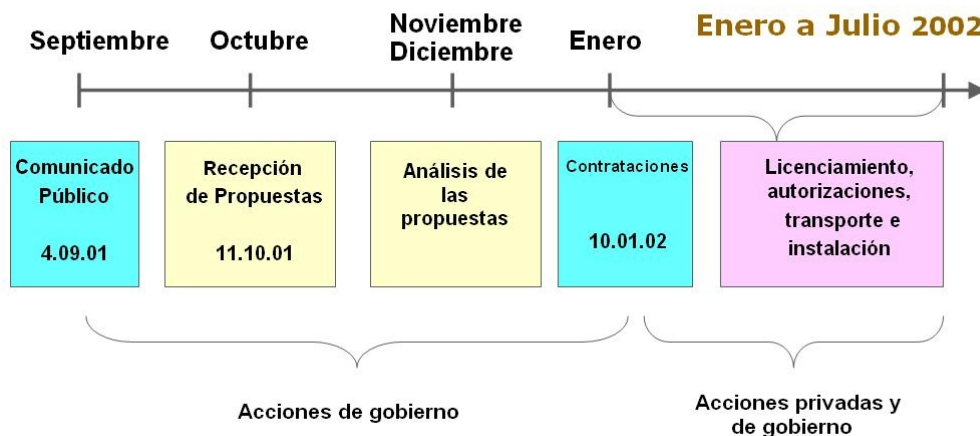
Otro problema fue el combustible. Como no había agua ni gas natural disponible, la solución fue el petróleo y la biomasa. La empresa estatal de petróleo brasileña Petrobrás garantizó la disponibilidad y el precio del petróleo. La localización de las centrales fue otro

ítem importante debido a los aspectos ambientales y a la distribución de la red eléctrica. Las grandes centrales necesitan de tiempo para el licenciamiento ambiental y nuevas líneas de transmisión. Así, los generadores independientes optaron por centrales menores a 200 MW, que tienen un licenciamiento más accesible.

La selección de los generadores independientes fue hecha con una licitación internacional que demoró 5 meses y los generadores tuvieron solamente 7 meses para construir las centrales, como se observa en la figura siguiente. El resultado de la licitación fue 117 propuestas para una potencia instalada total de 4048 MW pero sólo fueron contratados 2155 MW. Esta potencia representa apenas el 3 % de la potencia instalada en Brasil, al 2002.

El criterio de selección fue minimizar el precio total de la energía, resultando un precio medio contratado de 100 U\$S/MWh. Este costo elevado se debió al precio del combustible, pero los consumidores no tuvieron que pagar todo este costo porque las centrales operaran muy poco tiempo. El costo total del programa de generación fue de 2 billones de U\$S hasta el año 2004.

Otro aspecto importante es el precio relativo y la disponibilidad del petróleo y del gas natural. La tendencia mundial es tener un precio equivalente entre estos dos combustibles. Sin embargo, el precio del gas en Brasil es menor que el



Plan de Acción Septiembre 2001 Julio 2002 en Brasil

precio del petróleo. Por esto, algunas de las centrales construidas fueron bi-combustibles, pudiendo ser convertidas para usar gas natural.

Esta tecnología de centrales multi-combustibles es muy importante para países, como Brasil, donde el mercado del gas está empezando a surgir. Los motores de combustión interna son la tecnología más adecuada, dado que son más eficientes que las turbinas en ciclo abierto y son los únicos que operan con petróleo y gas.

Finalmente, la velocidad de gestión del gobierno fue fundamental para minimizar las crisis de energía. No hacer nada,

es siempre más costoso.

El racionamiento, que fue la solución final, es siempre impopular. Por lo tanto, haber previsto un programa de generación de emergencia hubiera sido menos costoso y menos impopular.

Lo más curioso de la actual situación es que está disminuyendo la generación de emergencia, aunque la indisponibilidad del gas en Bolivia y en Argentina ya está afectando a Brasil.

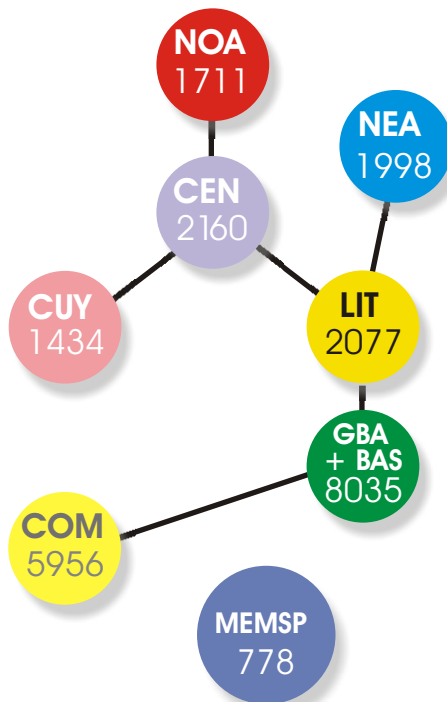
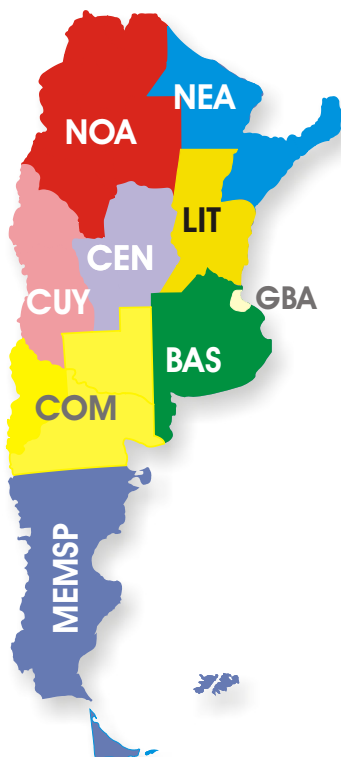
Espero que en el futuro próximo no se tenga que hacer otro programa de generación de emergencia y que no tengamos que intercambiar experiencias sobre crisis energéticas con otros países.

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 (NOA) 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 y se espera que la misma esté concluida dentro del primer semestre del año 2006.

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



La potencia bruta total instalada al 30 de junio de 2005 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 24 149 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.

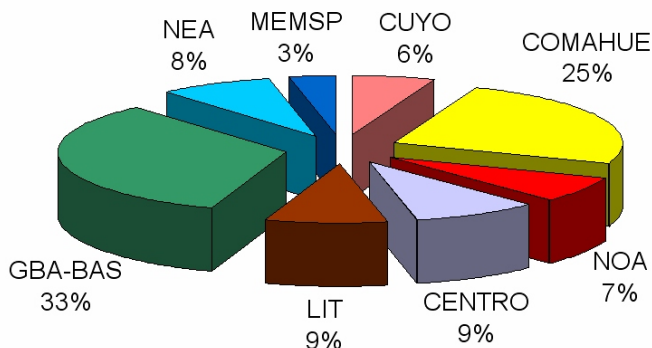
La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a junio de 2005 clasificada por región y tipo de equipo.

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	247	40	845		1132		945	2077
GBA-BAS	3640	596	3442		7678	357		8035
NEA	25	123			148		1850	1998
Total MEM	4526	2123	6298	4	12951	1005	9415	23371
MEMSP		196	63		259		519	778
Total	4526	2319	6361	4	13210 54.7%	1005 4.2%	9934 41.1%	24149

Las principales diferencias respecto de diciembre de 2004 son: en CUYO se agregan 18 MW de Nihuil IV, en GBA-BAS se agregan 25 MW de TG de San Nicolás, en NEA se agregan 140 MW de Yacyretá.

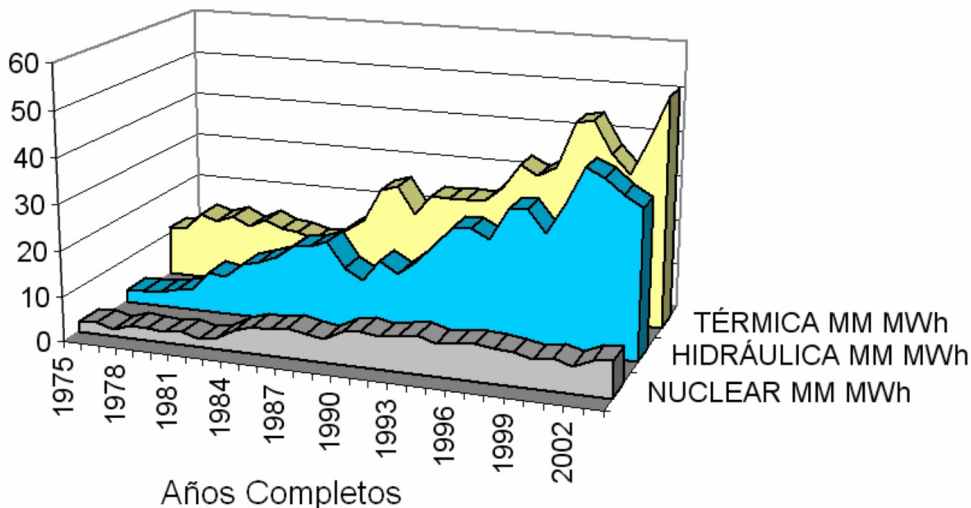
A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región.

Potencia Instalada por Regiones Julio de 2005



Generación de Energía Eléctrica

Millones de MWh



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.

Los datos correspondientes al año 2005 se refieren a los del primer semestre.

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	27.796.700	60,90	14.588.700	31,90	3.261.200	7,14	45.646.600
Total	761.018.643	50,83	566.962.234	37,87	169.171.740	11,30	1.497.152.617

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.

Nota: La Central Nuclear Atucha I estuvo fuera de servicio dos meses, por Parada Programada, durante el período comprendido entre el 19 de Febrero y el 19 de Abril del 2005.

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-Jun 2005	47,53	99,68	737.033	2.796.633	7,36
Acumulado desde Entrada en Serv.					
Hasta el 30/06/05	72,20	87,87	65.628.561	103.815.645	11,30

Incorporaciones Previstas

CAMMESA no tiene previstas, ni modeladas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo. Por otra parte, informa sobre otros proyectos, que tienen posibilidades de concretarse pero con fecha de incorporación aún no definida, que suman 948 MW, ver tabla. Estas cifras, de concretarse su incorporación, 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 Agosto 2005

Por otra parte y aunque no están informadas por CAMMESA, se tienen que tener en cuenta las futuras incorporaciones de dos ciclos combinados de aproximadamente 800 MW cada uno anunciados recientemente por la Secretaría de Energía y el aumento de cota de la central hidráulica de Yacuyretá que producirá un incremento de alrededor de 1000 MW adicionales.

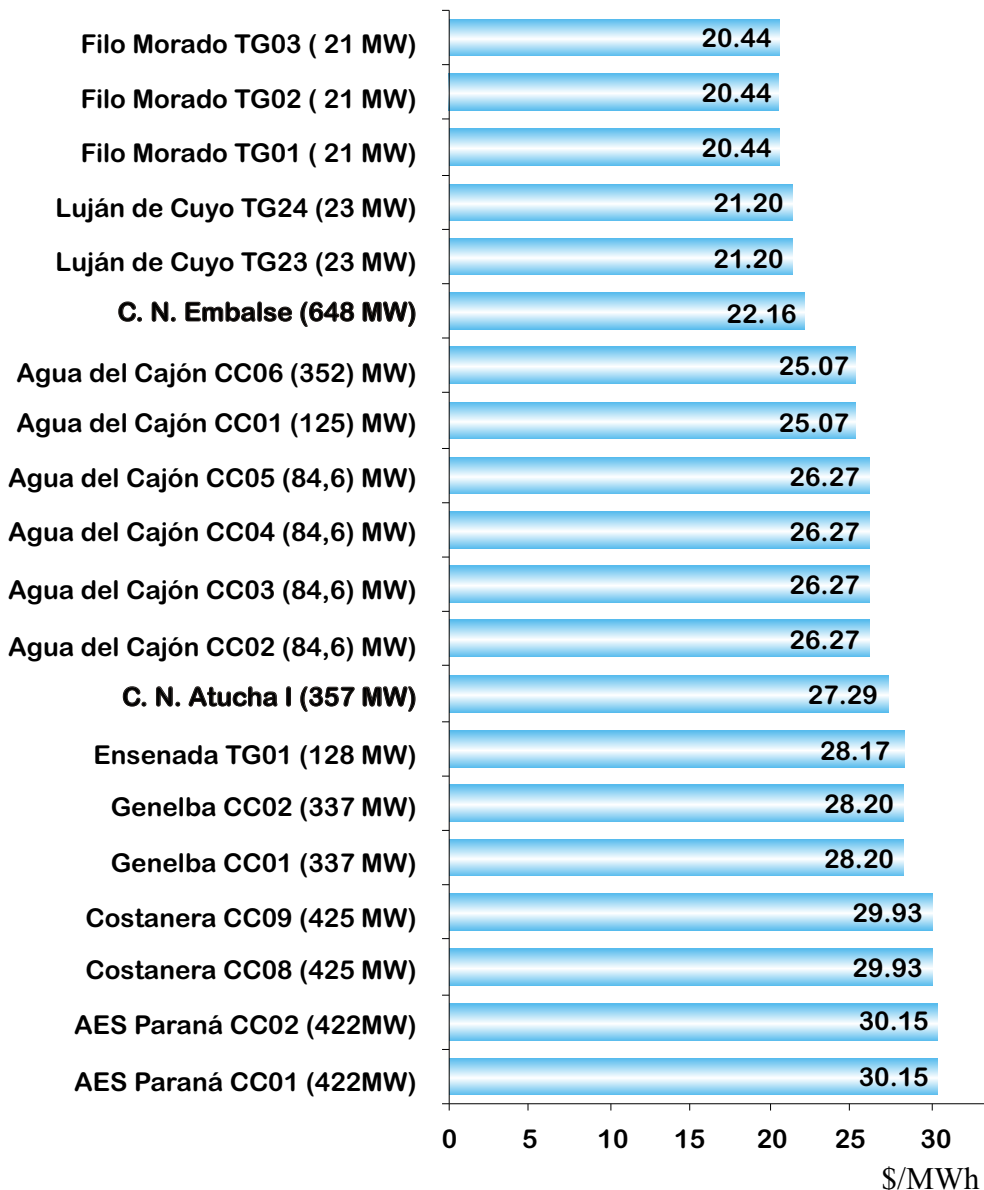
Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

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 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
Junio 2005**



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 toques por rango y tipo de generación.

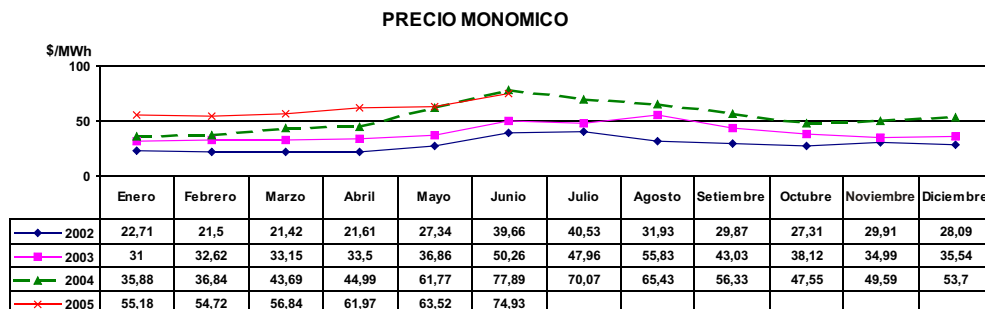
El despacho económico se realiza sobre la base de los CVP declarados y aceptados por CAMMESA. La sanción se efectúa con el mínimo valor entre el CVP declarado y el valor de referencia calculado por CAMMESA. En principio y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las 20 primeras unidades térmicas. En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los Ciclos Combinados por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de la que es en realidad.

Los valores indicados en el gráfico corresponden a los CVP declarados por los generadores, divididos por los factores de nodo correspondientes a cada generador, con el objeto de trasladar estos valores al Centro de Carga del Sistema (CCS).

Una vez determinado el despacho de cada unidad se establece el precio en el mercado (el CVP de la máquina más cara que está entregando energía al sistema) y en cada nodo, esto equivale al costo de producir una unidad de energía adicional, respetando las restricciones establecidas. Sobre la base de estos precios se remunera a los generadores que operan en cada momento, el precio que cada uno recibe equivale al precio en el CCS por el Factor de Nodo.

Evolución de los Precios

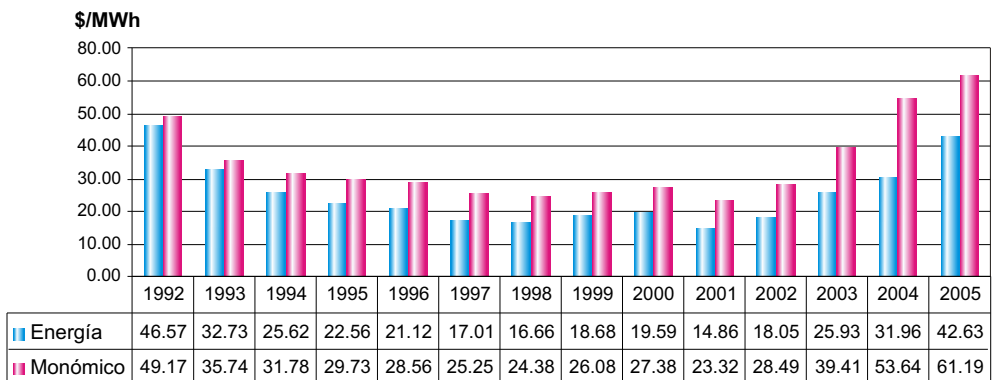
Se indica a continuación la evolución del precio monómico de la energía eléctrica en el mercado *spot* en pesos durante los últimos años.



Precios del MEM en los años 2002, 2003 y 2004 y hasta junio de 2005

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

A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992, año en que comienza a funcionar el MEM, hasta Junio de 2005.

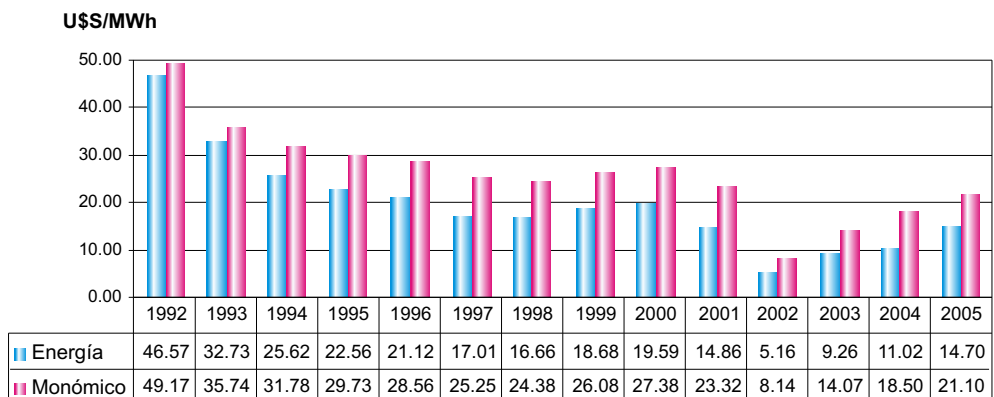


Los valores de 2005 corresponden al primer semestre.

Precios Promedio Anuales

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.

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

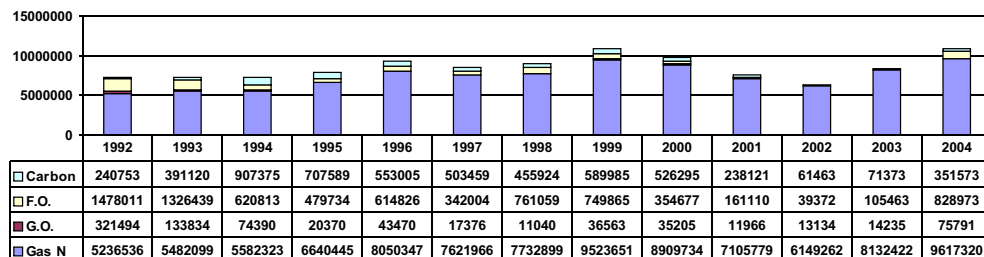


Los valores de 2005 corresponden al primer semestre.

Precios Promedio Anuales

Consumo de Combustible

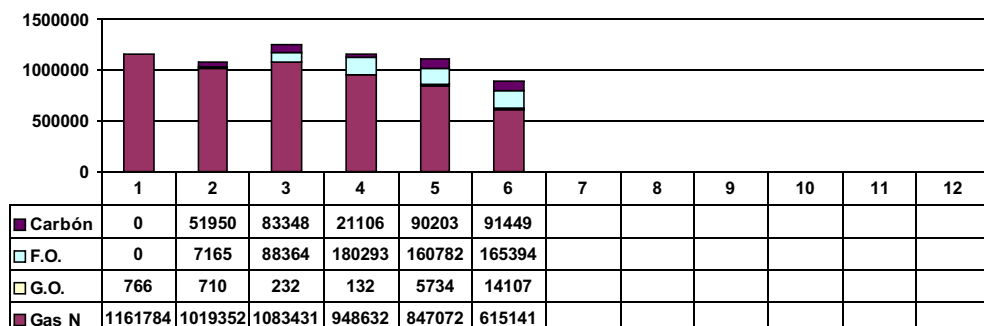
Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, a partir de 1992.



Carbón [Ton] F.O. [Ton] G.O. [m³] Gas N [Dam³]

Consumo de Combustibles por el MEM

Se puede observar la misma evolución en el primer semestre de este año y queremos hacer notar el incremento de combustibles líquidos a partir del mes de marzo.



Carbón [Ton] F.O. [Ton] G.O. [m³] Gas N [Dam³]

Consumo de Combustibles MEM 2005

Creación de una Nueva Maestría en Gestión de la Energía

Objetivo: Esta oferta académica se ha desarrollado en el marco del Convenio suscripto entre la Universidad Nacional de Lanús (UNLa) y la Comisión de Energía Atómica (CNEA), cuyo objetivo es “contribuir a la formación de recursos humanos, vinculando adecuadamente las actividades académicas de docencia y de investigación y desarrollo, aspirando a alcanzar los máximos niveles de excelencia”.

Más específicamente, esta Maestría en Gestión de la Energía se orienta a la capacitación de profesionales para la resolución de problemas y toma de decisiones en el sector energético, tanto en el ámbito de los organismos públicos nacionales como provinciales; en empresas productoras, transportistas o distribuidoras de energía; en organizaciones no gubernamentales vinculadas al sector o a sus repercusiones ambientales. Por ello, se puede afirmar que las características de la MaGE están fuertemente adaptadas a las necesidades actuales y futuras del sector.

Título: La UNLa otorgará el grado académico de Magíster en Gestión de la Energía.

Duración: Cuatro cuatrimestres; 544 horas presenciales correspondientes a 12 materias; 180 tutoriales para apoyo y desarrollo de tesis; y tres seminarios. En principio, la actividad se concentrará mayoritariamente los días viernes y sábados cada dos semanas, pero los horarios definitivos serán definidos compatibilizando, hasta donde sea posible, las necesidades de los maestrando.

Lugar: Se dictará en un lugar de la ciudad de Buenos Aires, a definir.

Costo Total: Matrícula de inscripción y 20 cuotas mensuales de \$ 250.

Becas: De acuerdo con las posibilidades de la UNLa y de las

noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias noticias

La Energía Nuclear de Nuevo una Opción (Barcelona)

El Gif, acrónimo de Generation IV International Forum, es un grupo internacional que tiene por objetivo colaborar en el diseño de un nuevo reactor nuclear para usos civiles y está formado, hasta ahora, por 10 países entre los que se cuentan Sudáfrica, Suiza, Japón, Francia y Estados Unidos. El grupo se ha formado respondiendo a la consideración de la energía nuclear como una opción plausible para paliar el agotamiento de las energías fósiles, la dependencia de los países productores de petróleo y las emisiones de gases causantes del efecto invernadero a la atmósfera. El artículo de Gail H. Marcus y Alan E. Levin publicado en la revista Physics Today el pasado mes de abril [2002; 55 (4): 54-61] repasa el estado actual de la energía nuclear y las opciones de desarrollo de nuevas centrales.

Todas las alternativas energéticas actuales presentan sus ventajas y desventajas. La energía hidroeléctrica, por ejemplo, presenta una clara limitación geográfica, ya que no es posible obtenerla en cualquier sitio del territorio y además, tampoco está exenta de problemas ambientales relacionados con la retención de sedimentos. El uso de la energía eólica, por otro lado, crece a buen ritmo, pero aún tienen que pasar muchos años para que sea una opción fiable para generar toda la electricidad que un país requiere. Otra alternativa, muy desarrollada actualmente, es la energía producida por las centrales de gas, pero sigue causando problemas de emisiones y de dependencia de los países productores.

Después de los accidentes de Three Mile Island en Estados Unidos y de Chernobyl en Ucrania, la desconfianza y la alarma se cernieron sobre la producción de energía eléctrica a partir de la fisión del núcleo atómico. Para que se desarrolle y se acepte socialmente una nueva generación de centrales nucleares deben resolverse importantes cuestiones relacionadas con el costo de la construcción de las centrales, su

A través de su CTA, situado en la ciudad de La Plata, ha puesto en marcha la creación del Centro de Investigación de Biocombustibles en Argentina, al mismo tiempo que se encuentra en el proceso de definición de su respectivo plan de trabajo y adaptación.

La empresa informó que comenzó el lanzamiento del plan para el desarrollo de biodiesel a través de la soja, una oleaginosa de la que Argentina es uno de los principales productores del mundo.

En la provincia de Buenos Aires ya se están llevando a cabo algunos planes para la producción de biodiesel pero a partir del maíz, una iniciativa que cuenta con el apoyo del gobierno de la provincia de Buenos Aires y que está pensada para los productores agropecuarios.

Como es conocido, el biodiesel es un combustible alternativo para motores gasoleros (diesel), de origen renovable, derivado de grasa animal o de aceites vegetales de cultivos como la soja, la colza o el girasol, por ejemplo.

Este tipo de combustible se obtiene a partir de un proceso químico, en el cual el aceite vegetal reacciona con un alcohol (metanol) en presencia de un catalizador.

La Energía Nuclear Permite Ahorrar un 8 por Ciento de las Emisiones Mundiales de CO₂ (EFE, España)

La generación de electricidad nuclear no emite a la atmósfera “ni un gramo” de CO₂ “ni de otros gases de efecto invernadero”, lo que permite ahorrar el ocho por ciento de las emisiones mundiales de CO₂, según un informe sobre Energía Nuclear y Cambio Climático elaborado por el Foro Nuclear Español.

Con motivo de la cumbre sobre Cambio Climático que se celebra en Buenos Aires, el Foro recuerda en un comunicado que las

centrales nucleares evitan en Europa la emisión de 700 millones de toneladas de CO₂, **el equivalente al producido por 200 millones de automóviles.**

Si no existieran las centrales nucleares, dice el informe del Foro Nuclear, la reducción global de emisiones que habría que afrontar en virtud del **Protocolo de Kyoto** no sería del 5,2 por ciento, sino de más del 13 por ciento para el período 2008-2012.

Por estas razones, la extensión del período de funcionamiento de las centrales nucleares hasta los sesenta años y la futura construcción de nuevos reactores, como pide el Foro, son medidas “necesarias” para afrontar las “crecientes” demandas de electricidad y cumplir los compromisos ambientales. No invertir la tendencia de crecimiento de emisiones de CO₂, se advierte en el documento, **supondrá un costo elevado para España**, que en **2010** podría alcanzar los **1.500 millones de euros.**

Después de 2012, es previsible que la energía nuclear se convierta en la mejor fuente de energía para mejorar las condiciones medioambientales, lo que determinará que las nuevas iniciativas en este campo tendrán un papel importante, concluye.

Anuncio Presidencial Incluyó Alternativa de Generación Nuclear para Chile

“Si queremos energía segura y limpia para el futuro estamos obligados a pensar en otras fuentes no convencionales de generación; necesitamos repensar nuevos procesamientos tecnológicos de carbón que no contamina y también necesitamos pensar en la energía nuclear. Sí, la energía nuclear”. Así resaltó el Presidente de la República (de Chile), Ricardo Lagos, la incorporación del estudio de otras alternativas energéticas para el país, en la cual la energía nuclear sería una nueva opción en la matriz nacional.

será capaz de proveer el 10% de la meta gubernamental en materia de energías renovables para 2010.

Si se logran los permisos para construir la planta, 270 turbinas, cada una de 100 metros de altura serán instaladas cubriendo una superficie de 245 kilómetros cuadrados a 12 millas de la costa de la localidad de Kent. La propuesta fue presentada por un consorcio formado por las empresas Shell, E. On Renewables y Anglo-Danish Company Core. La totalidad de la construcción quedará completada para el 2011. El consorcio dijo que la planta no será un obstáculo para la vista ya que se encontrará muy adentro del mar, y que redundará en una reducción de 1,9 millones de toneladas de dióxido de carbono a la atmósfera cada año.

Energía Nuclear a Debate, en Finlandia

Cuando se nos habla de Finlandia la primera imagen que aparece en nuestra mente es un país frío y nevado. Una nación avanzada, con altos índices de bienestar social y una conciencia ecológica por encima de la media. Pero, ¿de dónde sacan la electricidad para poner en funcionamiento el más de un millón y medio de saunas que son parte de su cultura? La respuesta, energía nuclear.



Un país con grandes necesidades de energía y con recursos domésticos limitados, fue el primero en decidir construir una nueva planta tras el accidente de Chernobyl en 1986 y este mismo año se ha embarcado en su

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 julio de 2005. Se agradece a todos ellos el permitir incluir en este boletín los datos que han generado.

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)

Tel: 6772-7422/23/7869 Fax: 6772-7421/7357

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

coppari@cnea.gov.ar

cnea