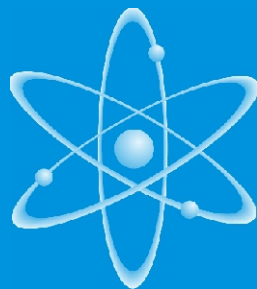


Boletín Energético



2do. Semestre 2003
AÑO VI N° 12

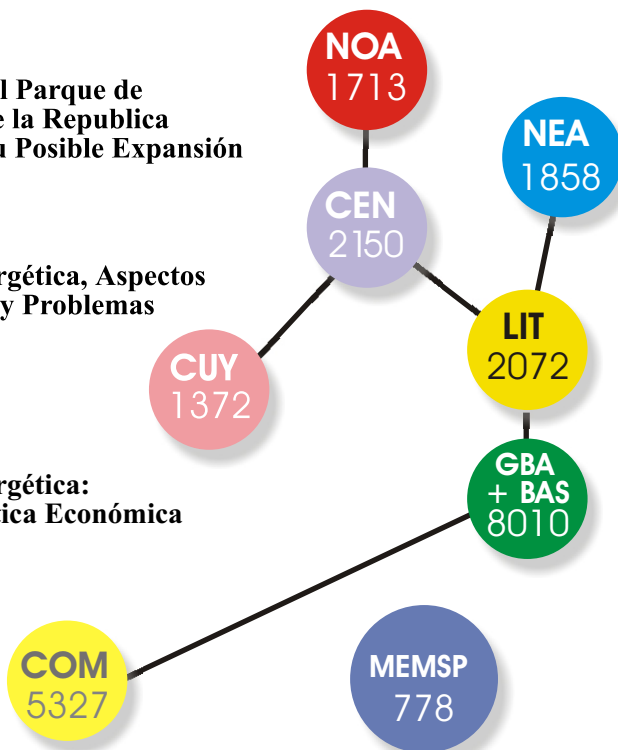
12

Plan Energético Nacional

**Simulación del Parque de
Generación de la Republica
Argentina y su Posible Expansión**

**La Crisis Energética, Aspectos
Coyunturales y Problemas
Estructurales**

**La Crisis Energética:
Teoría y Práctica Económica**



ened

Comisión Nacional de Energía Atómica

ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Francisco C. Rey

Compilación: Francisco C. Rey

Colaboración en Redacción: Fernando Aguirre

Gabriel Barcelo

Roberto Corcuera

Carlos Rubén Calabrese

Cristina A. Delfino

Roberto Ornstein

Renato Radichella

Sabino Mastrángelo

Aníbal Nuñez

Fernando Monserrat

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

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. 6779 8185

Ing. Francisco Carlos Rey

Inga. Susana Gómez

Inga. Lucia Ramilo

Ing. Norberto Coppari

Este Boletín presenta lo que entendemos son los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta diciembre de 2003, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Boletín 12 Energético

CONTENIDO

Plan Energético Nacional

Presentación Daniel Cameron

Simulación del Parque de Generación de la República Argentina y su Posible Expansión

Jorge Giubergia, Norberto Coppari, Francisco C. Rey

La Crisis Energética, Aspectos Coyunturales y Problemas Estructurales

Carlos Andrés Ortiz

La Crisis Energética: Teoría y Práctica Económica

Laura Souilla

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

Editorial

Las Energías Alternativas y su Aporte a la Solución de la Crisis Energética Actual

La contribución de las llamadas Energías Alternativas (eólica, solar, geotérmica, mareomotriz) a la solución de los problemas de suministro de energía al sistema eléctrico argentino durante el año 2004 será absolutamente marginal. Además, dada la naturaleza técnica y económica de la producción de cada una de estas energías alternativas, dicha contribución continuará siendo seguramente marginal, en el mejor de los casos, durante varios años hacia el futuro.

La solución real, integral, de nuestros problemas energéticos actuales pasa por los caminos conocidos de las Energías Convencionales (térmica, hidroeléctrica, nuclear). En ese sentido, es necesario asegurar: la adecuada provisión de combustibles fósiles, el funcionamiento continuo de las centrales nucleares, el mejoramiento del transporte de energía eléctrica en el territorio nacional, la eventual importación de energía eléctrica (de Brasil) y de combustibles, la orientación y políticas de gestión de

la demanda y el uso racional de la energía por parte de los consumidores.

Cuando en el horizonte energético de nuestro país aparecen algunos inconvenientes aparecen también sistemáticamente quienes tienen su propia receta para solucionarlos. Así, es común ver aparecer a quienes anuncian que estos inconvenientes se pueden solucionar casi mágicamente mediante las así llamadas energías alternativas. Otros planteos acuden como única solución a la eficiencia energética o a la gestión adecuada de la demanda.

Lo que mayormente se ignora es que el funcionamiento regular del sistema eléctrico nacional y particularmente frente a una crisis energética requiere soluciones complejas, de tal magnitud, que ninguna de las energías convencionales puede resolver individualmente y mucho menos las energías alternativas. Algunos métodos de producción podrán hacer un aporte importante (o sea, masivo), otros un aporte de menor importancia y de carácter complementario, mientras que otros aportes son efectivos sólo en la imaginación de quienes los proponen, en el sentido de que la cantidad de energía generada es simplemente insignificante, o carece de razonabilidad económica para nuestro mercado.

La compañía administradora del mercado mayorista eléctrico (CMMESA) describió detalladamente en uno de sus últimos informes lo que a juicio del suscrito son las únicas soluciones realistas a esta crisis para el corto y mediano plazo.

Para el corto plazo allí figuran:

- Mejorar la oferta asegurando la disponibilidad del parque de generación térmica y nuclear (máquinas y combustibles).
- Aumentar la capacidad de transporte realizando nuevas obras de infraestructura de transporte eléctrico.
- Optimizar la demanda con la puesta en práctica de una política de gestión de la demanda y ahorro energético que nos permita disminuir los requerimientos de punta; este es un punto muy importante.

Para el mediano plazo se proponen:

- Aumentar y mejorar la capacidad de transporte, con otras obras de infraestructura de transporte.

- Aumentar la oferta con dos grandes obras de generación eléctrica que el Estado Nacional puede y debe realizar: la conclusión de la central nuclear de Atucha II y el levantamiento de la cota de la central hidráulica de Yaciretá. Entre ambas pueden aportar alrededor de 2000 MW al sistema.

También es imprescindible generar mecanismos que alienten nuevas inversiones privadas al sistema energético. Se necesitan incorporar alrededor de 1000 MW anuales (y el abastecimiento confiable de sus combustibles) para abastecer al crecimiento de la demanda eléctrica suponiendo que el país continuará en la senda de crecimiento económico que parece haber reencontrado durante el año 2003.

El error más común que se suele cometer con las energías alternativas es efectuar una idealización de sus posibilidades y sus costos, pues, en general, se suele creer que por ser renovables y gratuitos sus combustibles (el sol, el viento, las mareas, etc.), sus costos deberían ser muy inferiores a los de las energías convencionales, especulando que si no se las emplea como fuentes de generación masiva es por desidia de los gobiernos o por alguna confabulación en su contra.

La realidad es muy distinta. Si no se emplean las energías alternativas como fuentes de **generación masiva** es porque tienen dificultades técnicas de difícil solución, requieren inversiones de futuro aun incierto, pero **principalmente porque son mucho más caras que las energías convencionales**. Esto se debe a que las inversiones necesarias **por kWh., efectivamente generado**, son muchísimo más elevadas.

Un buen ejemplo de ello es la **energía eólica** que, a pesar haber casi alcanzado la madurez tecnológica y de ser entre estas energías una de las más económicas, sus costos totales de generación son más de dos veces superiores a los correspondientes a la generación con gas natural y más de un 60 % superiores a los de la núcleo electricidad e hidroelectricidad. Por otra parte, aún tampoco se ha resuelto el problema de su imprevisibilidad y baja disponibilidad del recurso viento.

En nuestro país normalmente se distorsionan hacia abajo los costos reales. Los pedidos de instalación, en forma masiva, van asociados a algún tipo de subsidio (a veces encubiertos). En resumen, la diferencia negativa de la ecuación económica deberemos abonarla todos los argentinos y no sólo sus usuarios.

Los proyectos eólicos recientes de envergadura (2000 MW) están condicionados a que se abone por su energía un **precio sostén** (que es casi tres veces superior a la energía comercializada en el MEM) y se han suspendido porque no se encontraron candidatos dispuestos a pagar esos precios además de la inteligente reticencia del Estado Nacional a abonar la diferencia.

Ningún país puede basarse en la energía eólica y solar como **fuerza masiva de generación de electricidad**, pues tendría una de las energías más caras del mundo y ello conspira contra su desarrollo económico. Mucho menos en el caso de un país en desarrollo como el nuestro pues para su crecimiento debe contar con energía abundante al menor costo posible.

Dinamarca, país líder en la generación eólica y la fabricación de equipos aerogeneradores, aunque tiene valores importantes de potencia instalada, la generación eólica real es un porcentaje pequeño. Probablemente la propaganda y difusión de este tipo de energía, en este país, se deba solamente a la necesidad de disimular que su generación de energía real es a base de combustibles fósiles, principalmente carbón y por lo tanto una de las más contaminantes (en el año 1999 en Dinamarca el 92,12 % de su generación eléctrica fue de origen fósil, tomado de 2001 Annual Energy Review, European Commission).

Otro buen ejemplo es California donde los californianos pagaron muy caro el haber hecho una apuesta elevada a la energía eólica como solución al crecimiento de su demanda eléctrica desembocando en su famosa crisis energética del 2000/2001.

Las **energías alternativas** tendrán un rol importante para usos particulares tales como bombeo de agua, telefonía, satélites, electrificación rural dispersa, y poblaciones aisladas. El denominador común de estas aplicaciones es la relativamente baja demanda en kWh. Son aplicaciones interesantes y aún competitivas para esos usos. **Lo que no se puede hacer es esperar de ellas más de lo que pueden dar porque, técnica y económicamente no se vislumbra que puedan convertirse en un futuro cercano en fuentes masivas de energía eléctrica como las que Argentina necesita para las próximas décadas.**

Plan Energético Nacional (2004 – 2008)

Programa de Gestión



República Argentina
Presidencia de la Nación
Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios
Secretaría de Energía



Plan Energético Nacional

Plan de Acción - Periodo 2004-2008

Daniel Cameron

Para paliar la crisis energética el presidente Néstor Kirchner presentó el Plan Nacional 2004-2008.

*Este plan se basa principalmente en la creación de **Energía Argentina Sociedad Anónima (ENARSA)**, en el aumento a los retenciones petroleras, en una política de ahorro energético y en diversas obras de infraestructura y generación eléctrica.*

Entre las medidas a implementarse en el corto y mediano plazo está la reiniciación de las obras de la Central Nuclear Atucha II que permitirá contar con un equipamiento que entregue a la red una Potencia Neta de 692 MW.

El señor Secretario de Energía Ing. Daniel Cameron expuso en la casa de gobierno el plan que se transcribe a continuación.

Introducción

La actual situación del Sector Energético está caracterizada por un fuerte crecimiento de la demanda eléctrica y gasífera justificado fundamentalmente por el comportamiento del sector industrial, lo que hace necesario incrementar la oferta de gas para acompañar las nuevas necesidades de la demanda en su conjunto, pero principalmente en la generación de energía eléctrica dado la matriz de combustibles que utiliza.

Adicionalmente, la oferta hídrica en la Cuenca del Plata, particularmente en el Río Uruguay ha sido una de las más pobres en los últimos 25 años, coinci-

diendo con el periodo de restricciones del uso del agua establecida en las normas de manejo de agua de los contratos de concesión de las centrales hidroeléctricas de la cuenca del Comahue.

Es en función de ello, que hemos tomado una serie de medidas que se encuentran en curso de ejecución y otras en proceso de desarrollo con impacto en el corto y mediano plazo, todas ellas orientadas en el sentido de incrementar la oferta de gas natural y de energía eléctrica en el Sistema Argentino, o incrementar las reservas y seguridad del mismo.

Medidas en Ejecución

1 Implementación a través de CAMMESA del Acuerdo Argentino Venezolano respecto de la importación de fuel oil necesario para el consumo del parque de generación turbo vapor del Sistema Argentino de Interconexión.

Se ha firmado un Convenio Integral de Cooperación entre la República Argentina y la República Bolivariana de Venezuela a fin de elaborar y ejecutar, de común acuerdo, programas y proyectos de cooperación.

En aplicación del presente Convenio, las Partes, recíprocamente, prestarán sus servicios y suministrarán tecnologías y productos que estén a su alcance para apoyar el amplio programa de desarrollo económico y social de ambas Repúblicas.

Todas las actividades mencionadas en el Acuerdo, estarán sujetas a las leyes y reglamentos en vigencia en ambos países.

En este sentido, PDVSA (Venezuela) se compromete a proveer a CAMMESA (Argentina), a solicitud de ésta, productos combustibles consistentes en volúmenes de Fuel Oil, hasta por un total de 8.0 millones de barriles, por el período comprendido de mayo a octubre de 2004. Estos volúmenes serán entregados con base a un programa de nominaciones a definir por las empresas

CAMMESA y PDVSA en las cantidades, calidades y condiciones establecidas por ambas empresas.

Las ventas efectuadas por parte de PDVSA a CAMMESA, se realizarán de acuerdo con el valor de mercado de dichos combustibles líquidos, y serán abonadas por CAMMESA a un fideicomiso, cuyos fiduciarios serán BANDES (Banco de Desarrollo Social de la República Bolivariana de Venezuela) y BICE (Banco de Inversión y Comercio Exterior de la República Argentina).

- a) A los 45 días de recibidos (modalidad CIF), CAMMESA pagará el 20% de su valor.
- b) El 80 % restante será garantizado por CAMMESA mediante 12 títulos valores iguales con vencimiento mensual.
- c) Sobre estos documentos se aplicará una tasa del 2% anual sobre saldos.

Ya han sido dadas las instrucciones por parte de la Secretaría de Energía para la firma de los contratos y la reglamentación de uso de este combustible.

2 Llamado a licitación pública internacional para la contratación de un suministro interrumpible de energía eléctrica proveniente de la República Federativa de Brasil con un máximo de 500 MW por hora durante el periodo comprendido entre el 1° de junio y el 30 de noviembre de 2004

No solamente en los años hidrológicamente ricos en la cuenca del Paraná existe un margen alto de posibilidad de intercambios de oportunidad entre ambos países, en el caso de ocurrencia de hidrológicas medias también existe disponibilidad de energía en Brasil y el SADI tiene capacidad remanente de transporte ociosa.

Resulta en consecuencia muy conveniente al Sistema Argentino disponer en esos momentos una máquina virtual competitiva en el nodo frontera.

Asimismo, es particularmente importante la posibilidad de disponer de un procedimiento que permita implementar intercambios frente a situaciones de restricciones en el abastecimiento de uno de los sistemas eléctricos.

Las negociaciones en el marco de la

Comisión Mixta Bilateral Permanente en Materia Energética y el acta suscripta en Brasilia por las autoridades energéticas de Argentina y Brasil el día 31 de marzo de 2004 constituyen avances en ese sentido.

En ese marco, se ha dispuesto el Llamado a Licitación Pública Internacional, cuyo objeto es la realización de "Acuerdos de Provisión" que permitan disponer de Energía Eléctrica en los Nodos Frontera entre la República Argentina y la República Federativa de Brasil.

Los **Acuerdos de Provisión** serán celebrados entre CAMMESA y cada uno de los Oferentes que resulten adjudicados a partir de este proceso licitatorio y permitirán ahorrar hasta 2,5 MMm³/día de gas natural.

3 Aplicación de señales económicas para el comportamiento de la demanda del sector eléctrico a los efectos de premiar el ahorro y desalentar el incremento del consumo.

Se ha emitido la Resolución SE N° 415/04 con la intención de incentivar el ahorro de energía eléctrica para generar excedentes que puedan ser utilizados para asegurar el abastecimiento de

aquellos usuarios que, como las industrias, ven incrementadas sus necesidades de energía, producto del crecimiento del nivel de actividad económica, garantizando de esta

manera el crecimiento del empleo.

Lo expuesto no pretende ser una respuesta a la problemática coyuntural, sino una política permanente de mediano a largo plazo, con el objeto de habilitar mayores saldos energéticos para uso industrial.

Por lo tanto, se ha puesto en marcha un **Programa de Uso Racional de la Energía**, basado en el establecimiento

4 Programa de Uso Racional de la Energía en el sector gas natural.

En lo que al gas natural se refiere, el Programa de Uso Racional de la Energía, funciona de la siguiente manera:

Todos los usuarios R1 y R2 sólo recibirán incentivos si reducen sus consumos, pero no abonarán cargos por consumos en exceso. Los usuarios R1 y R2 son aproximadamente el 60% del número total de usuarios residenciales. El parámetro de comparación para el cálculo de los incentivos es el 100% de lo consumido en igual período del año anterior.

Los usuarios R3, (que son aquellos usuarios que consumen por arriba del consumo promedio de cada zona del país), y los comercios (consumo menores a 9.000 m³ por factura), recibirán incentivos si reducen su consumo respecto al 95% registrado en igual período del año anterior. Estos usuarios, y sólo estos usuarios, abonarán un cargo por el consumo en exceso del 95%

de incentivos y cargos adicionales por excedentes de consumo, aplicables sobre aquellos usuarios a los cuales el **Estado Nacional** ha privilegiado, excluyéndolos de los ajustes del precio de la energía eléctrica y del gas natural, anunciados en el mes de febrero del corriente año. Los ahorros esperados, se estiman entre el 5% y 7% dependiendo de la adhesión provincial.

registrado en igual período anterior.

Los incentivos, en todos los casos, serán pagados por la propia industria, que será la beneficiaria del Programa, con lo cual no tiene costo fiscal para el Estado.

Este cargo adicional, es el valor del gas natural en boca de pozo de largo plazo, con lo cual aquellos usuarios R3 y Comerciales que incrementen consumo estarían pagando el costo de largo plazo del gas. Es por este motivo que no corresponde hablar estrictamente de castigos, sino más bien de señales económicas que incentivan el uso eficiente de la energía.

Lo recaudado por medio de los cargos adicionales no incrementarán los ingresos de los prestadores del servicio y se destinarán exclusivamente a la financiación de las ampliaciones del sistema de transporte.

5 Reparación del 2° Transformador de Potencia de la Central Hidroeléctrica Río Grande.

La central de Río Grande posee cuatro grupos generadores. Desde el año 1998 hay dos grupos fuera de servicio debido a la avería de uno de los transformadores de salida. Entre mayo de 2000 y julio de 2002 la central permaneció fuera de servicio debido a la indisponibilidad de ambos transformadores.

En este sentido, se ha dispuesto encarar la Reparación del Segundo Transformador de la Central Hidroeléctrica Río Grande, de 400 MVA de potencia, y el reemplazo del sistema de comunicaciones instalado en conexión serie con la línea de 500 kV, que vincula las Estaciones Transformadoras de Embalse y Almafuerte, ambos trabajos han sido adjudicados por un costo estimado de \$6.750.000.

6 Compensación Tercera (3°) y Cuarta (4°) temas Línea de Alta Tensión Comahue - Buenos Aires.

Esta obra se encuentra en ejecución, siendo el inicio del plazo contractual Noviembre de 2003, con un plazo de obra estimado entre 12 y 14 meses.

Esta obra permitirá un **aumento de la**

7 Trabajos tendientes a alcanzar la cota 78 metros sobre el nivel del mar (msnm) por la Central Hidroeléctrica Yacyretá.

La elevación del nivel de embalse hasta la cota prevista de 83 metros sobre el nivel del mar (msnm) en el eje Encarnación - Posadas, a la que corres-

ponde un nivel de relocalización de 84 msnm, requiere la ejecución de un conjunto de obras complementarias y acciones conexas, que comprenden

- Ahorro en costo de combustible del orden de 3 millones de pesos anuales en promedio durante los próximos 3 años.
- Se podrá contar con **370 MW adicionales de reserva de potencia rápida para emergencias**, así como ante indisponibilidad del otro transformador o de alguna de las máquinas asociadas.
- El incremento de energía bombeada sería del orden del 25 %, prácticamente concentrada en el trimestre de invierno Mayo - Julio.

capacidad de transporte del orden de los 300 MW. La inversión estimada es de alrededor de 40,60 MM \$, financiados 100% con fondos SALEX.

expropiaciones, relocalizaciones, obras de infraestructura, obras y acciones relacionadas con el ambiente.

La ejecución del programa admite el incremento progresivo de cota, a medida que avancen los trabajos, de forma tal que durante el corriente año se

alcanzarán los 77 msnm con lo que se dispondrá de 180 MW de potencia adicionales, para en abril del 2005 alcanzar el nivel de 78 msnm con los que se obtienen otros 180 MW de potencia adicionales.

8 Resolución SE N° 1/2003. Estado de Situación.

La Resolución SE N° 1/2003 y reglamentación concordante habilita un conjunto de obras conducentes a mejorar la confiabilidad y seguridad del Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Hasta la fecha, se han suscripto los contratos de fideicomiso, para la ejecución de las obras correspondientes a las áreas de concesión de las empresas transportistas Transener S.A., Distrocuyo S.A., Transba S.A., Transnoa S.A., Transcomahue S.A. y Transpa S.A..

El plazo previsto de culminación de las

obras involucradas, tanto en el sistema de Alta Tensión como en las Distribuidoras Troncales, será entre Julio del corriente año y Febrero de 2005.

Las obras incorporarán, tanto en el Sistema de Alta Tensión como en las Distribuidoras Troncales:

780 MVA Capacidad de transformación

257 MVAR Bancos de compensación capacitiva

264 MVAR Capacitores shunt

1 Interruptor en 500 kV

9 LAT 500 kV ET Choele Choel ET Puerto Madryn.

La Interconexión MEM - MEMSP tiene por objetivo la vinculación del Sistema Interconectado Patagónico con el Sistema Nacional de Interconexión para la operación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Unirá la Estación Transformadora Choele Choel del sistema de 500 kV en la localidad de Pomona en la Provincia de Río Negro con una nueva Estación Transformadora en la localidad de

Puerto Madryn en la Provincia de Chubut, donde se conectará con el sistema de 330 kV proveniente de la Central Hidroeléctrica Futaleufú.

La obra se llevará a cabo mediante un contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento (COM), con recursos del Fondo Fiduciario Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

Las licitaciones para las provisiones de

conductores y estructuras reticuladas y para la selección del Contratista COM se desarrollaron según el programa previsto y fueron adjudicadas en todos los casos a empresas argentinas.

1 ⑩ Producción de Gas Natural.

En agosto de 2003 se terminó el Estudio realizado sobre el costo de exploración y explotación de gas natural. Los valores obtenidos en el mismo sirvieron, al Estado, como referencia al momento de diseñar el Esquema de Normalización de los Precios del Gas Natural en Boca de Pozo.

Este estudio nos permitió diseñar señales de mediano plazo, no sólo para garantizar adecuados niveles de producción, sino también para fomentar la exploración de hidrocarburos.

Argentina es uno de los países del

1 1 Principios del Esquema de Normalización del Sector.

Los usuarios industriales, la generación térmica y el GNC tendrán un mecanismo de protección hasta julio de 2005, fecha en la cual quedará normalizado el precio del gas natural en boca de pozo. Esto implica que para esa fecha, cerca del 80% de la producción se venderá a precios acordes con las señales de largo plazo diseñadas por el Poder Ejecutivo Nacional.

En lo que hace al Mercado Total, el mismo estará normalizado al 31 de Diciembre de 2006.

El día 22 de abril se firmaron el contrato de Construcción, Operación y Mantenimiento y los cuatro contratos de provisiones, dando comienzo a los trabajos de obra.

mundo con mayor participación del gas natural en su matriz energética, con lo cual es imprescindible que tengamos señales de mediano plazo respecto al precio de este bien, para hacer sustentable su explotación a largo plazo.

Finalmente en estos días, y luego de cumplir con el procedimiento dispuesto en el Decreto 181/2004, se comenzó a implementar el Acuerdo alcanzado con los productores, que garantiza el abastecimiento a las distribuidoras durante los años 2004, 2005 y 2006.

Adicionalmente, y en lo que constituye un cambio cualitativo que redundará en mejores garantías de servicio para las industrias, éstas comenzarán a comprar en forma directa el gas natural de los productores. De esta manera, quienes requieren el gas natural como insumo crítico para sus procesos productivos, tendrán la posibilidad de garantizarse en forma directa la disposición de este bien, de acuerdo con las necesidades de cada industria en particular.

12 Mercado Electrónico de Gas (MEG).

El Mercado Electrónico de Gas, creado por el decreto 180/2004, constituye un avance en la organización institucional de la Industria del Gas Natural, en tanto aumentará el nivel de transparencia y competencia observada actualmente en la industria.

El MEG, pondrá a disposición de todos los agentes del mercado, toda la información disponible del despacho, así como toda la información comercial relevante. De esta manera, la demanda de gas natural, cualquiera sea el tamaño

del usuario, estará en condiciones de adquirir gas natural con toda la información a su disposición, eliminándose potenciales rentas de la información, igualando las posibilidades de todos los usuarios.

En el MEG operarán, de manera exclusiva, todos los mercados relacionados con ventas Spot o mercados secundarios. En tanto que funcionarán de manera voluntaria, distintos mercados a término.

13 Acuerdo para Importar Gas Natural desde Bolivia.

En los próximos días finalizarán los trabajos sobre el gasoducto que posibilitará reanudar el vínculo comercial que por muchísimos años nos unió con Bolivia en materia de gas natural.

Para este invierno se espera un nivel de importaciones del orden de los 4 MMm³/día, suficientes para alcanzar la

máxima inyección posible en el gasoducto norte.

El Estado Nacional no comprará este gas, sino que serán los propios agentes privados del mercado, quienes comprarán el gas natural en frontera. YPFB actuará como exportador en representación del Estado Boliviano.

14 Garantía de Abastecimiento para el Mercado Interno.

En función de los niveles de demanda observados y el nivel de inyección que se estaba destinando al mercado interno, la Secretaría de Energía aprobó una serie de reglamentaciones tendientes a asegurar el abastecimiento interno y el respeto del principio que las exportaciones de hidrocarburos pueden realizarse, en tanto y en cuanto no pongan en riesgo el normal abastecimiento del

mercado interno.

Estos principios están consagrados en la Ley 17.319 (Ley de Hidrocarburos) y en la Ley 24.076 (Ley del Gas), y son la condición precedente de todas las autorizaciones de exportación otorgadas oportunamente por el Estado Nacional.

15 Renegociación de los Contratos de Concesión de Servicios Públicos

La Ley N° 25.561 en su Art. 9° sobre la Renegociación de los Contratos de Concesión de Servicios establece que deberán tomarse en consideración los siguientes criterios: el impacto de las tarifas en la competitividad de la economía y en la distribución de los ingresos, la calidad de los servicios y los planes de inversión, cuando ellos estuviesen previstos contractualmente, el interés de los usuarios y la accesibilidad de los servicios, la seguridad de los sistemas comprendidos y la rentabilidad de las empresas.

Con la normativa vigente y el desarrollo de los trabajos y actividades previstas en las mismas a cargo de la UNIREN (Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos) se prevé que durante el mes de junio se presente y acuerde con las Empresas Prestadoras de Servicios Públicos de transporte y distribución de Energía Eléctrica y gas una propuesta de adecuación transitoria para el mediano plazo, que fije pautas para una revisión integral que permita tener normalizadas las licencias al mes de diciembre 2006.

Medidas a Implementarse en el Corto y Mediano Plazo

1 Compensación Shunt por etapas para incrementar la capacidad de transporte del corredor ET Rincón de Santa María - ET Salto Grande.

Si bien en la actualidad el sistema existente permite transportar hasta 1.900 MW desde la SE Rincón de Santa María, esa capacidad se alcanza con tensión en el límite superior en la mencionada subestación.

Del resultado de la evolución de la

situación se desprende que, en una primera etapa, las instalaciones que permitirían incrementar la capacidad de transporte del SADI hasta 2.200/2.300 MW, son el montaje de un total de 350 MVAR de compensación capacitiva shunt en el Corredor del Río Paraná.

2 Plan Nacional de Transporte - Ampliaciones en el SADI.

La Secretaría de Energía de acuerdo con lo establecido en la Ley 15.336 en cuanto a las funciones del Consejo Federal de Energía Eléctrica, ha dispuesto, a través del mismo, la elaboración de un Plan Nacional de Transporte donde se incluyen tanto obras de extra alta

tensión correspondientes al SADI, parte de ellas ya definidas en el Plan Federal, como así también obras de ampliación de los sistemas de transporte por Distribución Troncal.

Los trabajos que están siendo llevados

adelante con la participación de todos los actores privados y públicos del sector y la totalidad de provincias argentinas estarán concluidos durante los próximos sesenta días y permitirán definir un plan quinquenal.

La Secretaría de Energía, se encuentra abocada a incorporar este plan, por aproximadamente 500 MMU\$, dentro del próximo programa de financiamiento que el Gobierno Nacional se encuentra analizando con el Banco Mundial, como un sub programa de desarrollo de infraestructura de transporte eléctrico federal.

Merecen destacarse, por su relevancia, parte de las obras que están involucradas en el plan y que son:

a. Sistema de Transmisión Yacyretá.

Teniendo en cuenta el incremento a cota de proyecto de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, se incorporarán las distintas obras de ampliación que permitan el incremento de transferencia de potencia y energía proveniente tanto de Yacyretá como del sistema brasileño, aumentando la confiabilidad del sistema nacional en su conjunto.

b. Cumplimiento de lo dispuesto por la ley 25.822 respecto de la Ampliación de la denominada 5° Línea Extra Alta Tensión Comahue- Gran Mendoza- San Juan.

Posibilita el mallado de las vinculaciones

al SADI (actualmente radiales), con la consiguiente mejora en la confiabilidad, proporciona una vía adicional para la colocación de la oferta del Comahue en los grandes centros de consumo. La doble alimentación a las regiones Cuyo y Centro posibilita la mejora de los límites entre áreas, disminuyendo los riesgos de colapso por aislamiento del área Cuyo y la generación forzada y reduciendo los precios de la energía suministrada en el MEM.

a. Interconexión LEAT 500 kV NOA-NEA.

Resuelve el problema estructural de transporte que afecta a la demanda doméstica del subsistema NOA norte, reduce la necesidad de convocar generación forzada, mejora el uso de la capacidad instalada, en generación, frente a la retracción de las inversiones en el Sector (incluso sobreoferta del Sistema Norte Grande Chileno). Este emprendimiento dará una mayor confiabilidad al Sistema Interconectado Nacional, por cerrar un nuevo anillo y coadyuvar en el sendero de la integración regional entre Chile, Argentina y Brasil.

d. Interconexión LEAT 500 kV Pto. Madryn - Pico Truncado - Río Gallegos.

Con esta obra culminará el proceso de integración de la Patagonia Austral, al Sistema Argentino de Interconexión, mejorando la confiabilidad y seguridad de servicio en la región, con una dismi-

nución en los precios locales.

Adicionalmente pone en valor importantes recursos hidroenergéticos de la región, la posibilidad de integrar al

3 Acuerdo Eléctrico para la Readaptación del Mercado Eléctrico Mayorista hasta diciembre de 2006.

Se propone instrumentar este programa, a través de un acuerdo con los generadores de energía eléctrica, para operar según determinadas pautas, durante el plazo mayo de 2004-diciembre de 2006.

El objetivo es alcanzar el funcionamiento sustentable del Mercado Eléctrico Mayorista en el mediano plazo, a través de la recomposición de la cadena de valor de los productos y servicios prestados en el MEM, modulando el impacto que los incrementos necesarios tendrían sobre determinados segmentos de la demanda.

En la transición se prevé segmentar tanto la Demanda como la Oferta:

- Consumo residencial abastecido por generación del Estado Nacional.

4 Central Hidroeléctrica Yacyretá.

Es voluntad del Gobierno Nacional, a partir de los acuerdos firmados con la República de Paraguay, poner en marcha a la brevedad, el Plan de Terminación de Yacyretá, para que, en un plazo máximo de 4 años, se pase de la actual cota de 76 msnm a que está

sistema equipamientos térmicos de módulo nacional, como así también energías alternativas como la eólica, será sin duda en el mediano plazo una región exportadora de energía.

- Consumo general menor a 30 kilovatios y alumbrado abastecido por generación hidráulica.
- Demanda restante abastecida por generación térmica.

Otras características

- El Estado Nacional financia el combustible de Venezuela.
- Recomposición paulatina del fondo de estabilización.
- Abastecimiento de los incrementos de la demanda para el período 2004 2006 a cargo de la generación térmica privada.
- Los agentes privados facilitan el uso del combustible de Venezuela.

operando la central hasta la cota prevista de diseño de 83 msnm, ello implicará pasar de una potencia de 1.700 MW a 3.100 MW y de una generación anual de 11.450 GWh a 18.500 GWh.

Las actividades a implementar comprenden la expropiación de las áreas a inundar, relocalización de pobladores y obras de infraestructura, obras de protección de arroyos, realización de obras y acciones sociales y ambientales. Todas ellas están comprendidas en el denominado "Plan de Terminación de Yacyretá", que implica una inversión remanente del orden de 1.638 MM\$.

5 Central Nuclear de Atucha II.

Durante los últimos meses de 2003 se han iniciado negociaciones con el Grupo Siemens, con miras a reiniciar la ejecución de las obras de la Central Nuclear Atucha II; las que esperan finalizarse durante los próximos seis (6) meses, teniendo por objeto garantizar la continuidad y finalización de la obra, lo que permitirá contar con un equipamiento que entregue a la red una Potencia Neta de 692 MW.

El tiempo estimado de finalización de la obra es de 52 meses, con el siguiente cronograma:

1ª fase (12 meses) reestableciendo las condiciones en que se encontraba el proyecto, previo a su paralización.

2ª fase (26 meses) consistente en actividades de construcción y montaje.

3ª fase (14 meses) para la puesta en marcha a partir de la prueba en caliente.

En este orden, recientemente, hemos

Para esta obra se prevé disponer de aportes anuales provenientes del Presupuesto Nacional, con cargo parcial al contrato de compra de energía que el Estado Nacional tiene para con la Central Yacyretá, de manera tal que le asegure, a través de la creación de un Fondo Fiduciario, contar con un flujo de fondos durante el período 2005-2008, que garantice su finalización.

puesto nuevamente en producción la Planta de Agua Pesada (ENSI), que en una primera etapa está abasteciendo a NASA para mantener sus stocks de seguridad y al INVAP para ser utilizada en el equipamiento que está montando esta empresa en Australia.

El proyecto de finalización de Atucha II constituye una pieza central para el sector nuclear argentino ya que permite el sostenimiento de un proceso de desarrollo tecnológico que el país ya maneja, da continuidad a las distintas empresas de servicios del sector y permite el desarrollo cualitativo de los recursos humanos que se desempeñan y se desempeñarán en el sector nuclear.

En síntesis, con la conclusión de Atucha II se produce:

- Capitalización de la inversión ya realizada.
- Inversión del Estado Nacional con rentabilidad positiva.

- Repago del financiamiento con lo producido por el Proyecto.
- Importante empleo de mano de obra vs. expulsión, en caso de abandono.
- Asegura la continuidad de las actividades del Sector Nuclear.
- Potencia la concreción de proyectos comunes con Brasil.
- Genera fondos para Gestión de

6 Proyectos Hidroeléctricos.

Los equipos térmicos, constituidos por unidades de ciclo combinado de bajo consumo específico, operados con gas natural como combustible, constituyeron durante varios años la alternativa excluyente para la expansión de la oferta de generación en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Sin embargo, teniendo en cuenta que se han agotado las opciones de baja inversión asociadas al incremento de capacidad del sistema de gasoductos, el precio del gas que deberán afrontar en el futuro los generadores térmicos necesariamente tendrá una componente relacionada con el costo de expansión del sistema de transporte.

Por el contrario, el cambio de paradigma asociado al nuevo contexto macroeconómico ha mejorado las condiciones de competitividad de los aprovechamientos hidroeléctricos.

Residuos y Desmantelamiento.

- Evita gasto improductivo al Estado Nacional por Cierre del Proyecto.

El Estado Nacional dispondrá vía presupuestaria, en carácter de préstamo y bajo la forma de un fondo fiduciario específico, los flujos de fondos que garanticen ejecutar la obra entre los años 2005 - 2009 por un monto total de 1.418,10 MM\$.

En el marco de las responsabilidades que caben al Estado en el uso racional del recurso agua, corresponde a la Autoridad Energética el desarrollo de esquemas básicos de aprovechamiento energético de las cuencas hídricas, coordinando con otras áreas las compatibilidades y usos prioritarios. En este contexto, es imprescindible analizar, definir y fiscalizar el tratamiento adecuado de todos los aspectos que están vinculados con sus normas de operación y regulación, en lo energético y en lo referente a la seguridad, el medio ambiente y los múltiples usos del recurso.

El potencial hidroenergético identificado es de aproximadamente 170.000 GWh/año, de los cuales solamente 38.000 GWh/año corresponden a centrales en explotación, obras en construcción o programadas.

Por lo tanto se implementarán las acciones necesarias que signifiquen:

- Actualización de la metodología de estimación de costos para Proyectos Hidroeléctricos de módulo regional, nacional y provincial.
- Revisión de los proyectos existentes con criterios homogéneos, previa selección ordenada de los que ostenten mayor beneficio social.
- Desarrollo, a nivel de proyecto básico, aquellos que se decida implementar.

7 Ampliaciones de Transporte de Gas Natural Previstas para 2005.

Para el próximo año están previstas las siguientes ampliaciones para el mercado interno.

Sobre el Sistema de TGN se prevén ampliaciones por 2,8 MMm³/día.

Sobre el Sistema de TGS se prevén ampliaciones con un piso de 2,6 MMm³/día y un techo de 5 MMm³/día. Esto variará en función de la alternativa técnica finalmente adoptada.

Se prevé la construcción de un nuevo

gasoducto que vinculará el yacimiento Cerro Dragón con la localidad de Esquel. Este proyecto solucionará también el problema de las expansiones futuras del gasoducto Cordillerano, dando confiabilidad al abastecimiento de toda esta región.

El monto de inversión total previsto alcanzaría los 1.300 millones de pesos, y se financiará con aportes privados y los Fondos Fiduciarios creados por el Decreto 180/2004.

8 Ampliaciones de Transporte de Gas Natural Previstas desde 2006 en Adelante.

Para el año 2006 está prevista la entrada en funcionamiento del Gasoducto del Noreste Argentino, cuya capacidad de diseño original será de 20 MMm³/día, ampliable a 30 MMm³/día en futuras expansiones.

Para este mismo año se completará la primera etapa de la construcción del Gasoducto San Martín II que agregará 5,4 MMm³/día de capacidad de transporte provenientes de la Cuenca Austral.

Para el año 2007 se terminará el proyecto Gasoducto San Martín II que agregará 8 MMm³/día, también desde la Cuenca Austral.

En total la construcción del Gasoducto San Martín II incrementará la capacidad del sistema en 16 MMm³/día.

La inversión total de las obras aquí descriptas será aproximadamente de 4.100 millones de pesos.

Resumen de Inversiones Sector Energético

Los montos correspondientes a las medidas en ejecución alcanzan los 425 millones de pesos.

El aporte que provoca la compra de energía, combustibles líquidos para centrales térmicas y algunas ampliaciones de potencia y energía equivalen a una sustitución de hasta 16 MMm³/día de gas natural.

Los montos correspondientes a las inversiones de corto y mediano plazo alcanzan la suma de 10.725 millones de pesos.

Con lo cual el total del plan implica inversiones entre los años 2004 y 2009 por 11.150 millones de pesos.

A efectos de facilitar el financiamiento de estas inversiones, el Gobierno Nacional dispondrá en las próximas horas un incremento de 5 puntos porcentuales en las retenciones a las exportaciones de hidrocarburos líquidos y naftas y un aumento de 15 puntos porcentuales en las retenciones a las exportaciones de butano, propano y GLP

Con esto el sector energético colaborará en la realización de las obras de infraestructura imprescindibles para equilibrar las necesidades sectoriales del país.

Con las retenciones aplicadas al GLP aspiramos a comenzar una acción decidida que impacte sobre los precios internos de este producto.

Medidas en Ejecución

Obra	Inversión (MM \$)	Duración (meses)	Puesta en Servicio
Obras en el Sistema de Alta Tensión	41,80		07/04 al 02/05
Obras en Distribución Troncal	16,30		07/04 al 02/05
Reparación del 2° transformador de la Central Hidroeléctrica Río Grande	6,70	9	Primer Trimestre 2005
Compensación 3° y 4° LAT Comahue - Buenos Aires	40,60	12	Cuarto Trimestre 2004
LAT 500kV ET Choele Choel - ET Puerto Madryn	232,00	20	Cuarto Trimestre 2005
Medidas tendientes a alcanzar la cota 78 msnm por la Central Hidroeléctrica Yacretá	87,60		Abril de 2005
Total	425,00		

Medidas a Implementarse en el Corto y Mediano Plazo

Obra	Inversión (MM \$)	Duración (meses)	Puesta en Servicio
Compensación Shunt por etapas corredor ET Rincón de Santa María - ET Salto Grande	20,30	18	2006
Ampliación LEAT 500 kV Sistema de Transmisión Yacyretá	302,00	36	
LEAT Comahue - Gran Mendoza - San Juan	507,50	36	
LEAT 500 kV NOA - NEA	684,40	36	
LEAT 500 kV P.Madryn - Pico Truncado - Río Gallegos	754,00	60	
Elevación de la Cota de Operación de la Central Hidroeléctrica Yacyretá de 76 a 83 msnm	1.638,50	48	2008
Terminación de la Central Nuclear Atucha II	1.418,10	52	2009
Ampliación de transporte GN - Año 2005	1.300,00		
Ampliación de transporte GN - Año 2006/07	4.100,00		
Total	10.724,80		

Resumen Final

Medidas en Ejecución	425,00 MM \$
Medias en el Corto y Mediano Plazo	10.724,80 MM \$
Total General	11.149,80 MM \$

Simulación del Parque de Generación Eléctrica de la República Argentina y su Posible Expansión con Restricciones en la Disponibilidad de los Combustibles Fósiles

Jorge Horacio Giubergia, Norberto Rubén Coppari, Francisco Carlos Rey

El objetivo del presente trabajo fue la simulación del parque de generación eléctrica de la República Argentina y su posible expansión con restricciones en la disponibilidad de los combustibles fósiles, utilizando el programa MESSAGE (Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts), considerando distintos escenarios de demanda energética.

Este, como otros modelos de planificación energética promovidos por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), optimiza la expansión de la red teniendo como función objetivo el menor costo del sistema.

Se simularon 25 años, adoptando como base el año 2000 y considerando distintos escenarios de demanda interna y externa. Se analizó el aumento de la demanda con restricciones en la disponibilidad del gas natural en los períodos invernales, ya que el sistema eléctrico argentino tiene una gran dependencia de este combustible. Para cubrir el aumento de la demanda eléctrica, se seleccionaron las máquinas y combustibles, actualmente disponibles, con mayores posibilidades técnicas y económicas.

Los resultados fueron:

En los escenarios sin restricciones al uso de gas natural el programa selecciona a la central nuclear de Atucha II, al aumento de cota de la central hidráulica de Yaciretá y ciclos combinados que queman gas natural.

En aquellos escenarios en que se limita el suministro de gas natural, selecciona además de las señaladas anteriormente, otras centrales nucleares, otros proyectos hidroeléctricos y turbinas de gas operando con gas oil para cubrir los requerimientos de punta.

Fue realizado entre los meses de Octubre-Diciembre de 2003.

Descripción Sintética del Modelo

El programa MESSAGE fue originalmente desarrollado por IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis; Laxemburgo Austria, Organismo no Gubernamental de Investigación). El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), adquirió la última versión del modelo, y le hizo modificaciones en la interfase con el usuario para facilitar su aplicación. Este programa fue diseñado para formular y evaluar sistemas de energías alternativas bajo restricciones tales como: límites de nuevas investigaciones, costo de combustibles, regulaciones ambientales y velocidad de penetración en el mercado de las nuevas tecnologías entre otras posibles.

Para ejecutar la optimización el programa utiliza el método simplex, genera y completa una matriz con la solución óptima hallada, y luego permite obtener los resultados a través de tablas y en forma gráfica para el análisis de los mismos. La columna vertebral del programa es una descripción detallada del sistema de energía modelado. Esta descripción debe incluir:

Formas de Energía en cada nivel de la cadena energética.

Tecnologías producidas o usadas por esas formas de energía.

Recursos energéticos empleados.

En la definición de las formas de energía se deben incluir los niveles de la cadena energética comenzando desde la demanda y llegando hasta los recursos. La demanda de energía, es una variable exógena del modelo (es una variable que se ingresa en forma de dato; no la calcula el modelo), ésta se debe dar para el primer nivel de cada cadena energética y el modelo computa la demanda de los siguientes niveles de la cadena hasta el nivel de recursos deseados.

Los objetivos del programa son:

- ❖ Minimizar el costo total del sistema, empleando por defecto el criterio de optimización. El costo minimizado incluye el costo de inversión, costo de operación y cualquier costo de penalización adicional definido por los límites, rangos o restricciones. La suma de los costos ajustados por la tasa de descuento es utilizada para encontrar la solución óptima.
- ❖ Modelar toda la cadena de energía desde los recursos hasta los usos finales, empleando criterios de optimización.

El programa permite ingresar los datos de entrada con los cuales se simulará el caso en estudio, tales como: datos generales (año base, período a simular, tasa de descuento), curvas de cargas, formas y niveles de energía, curva de

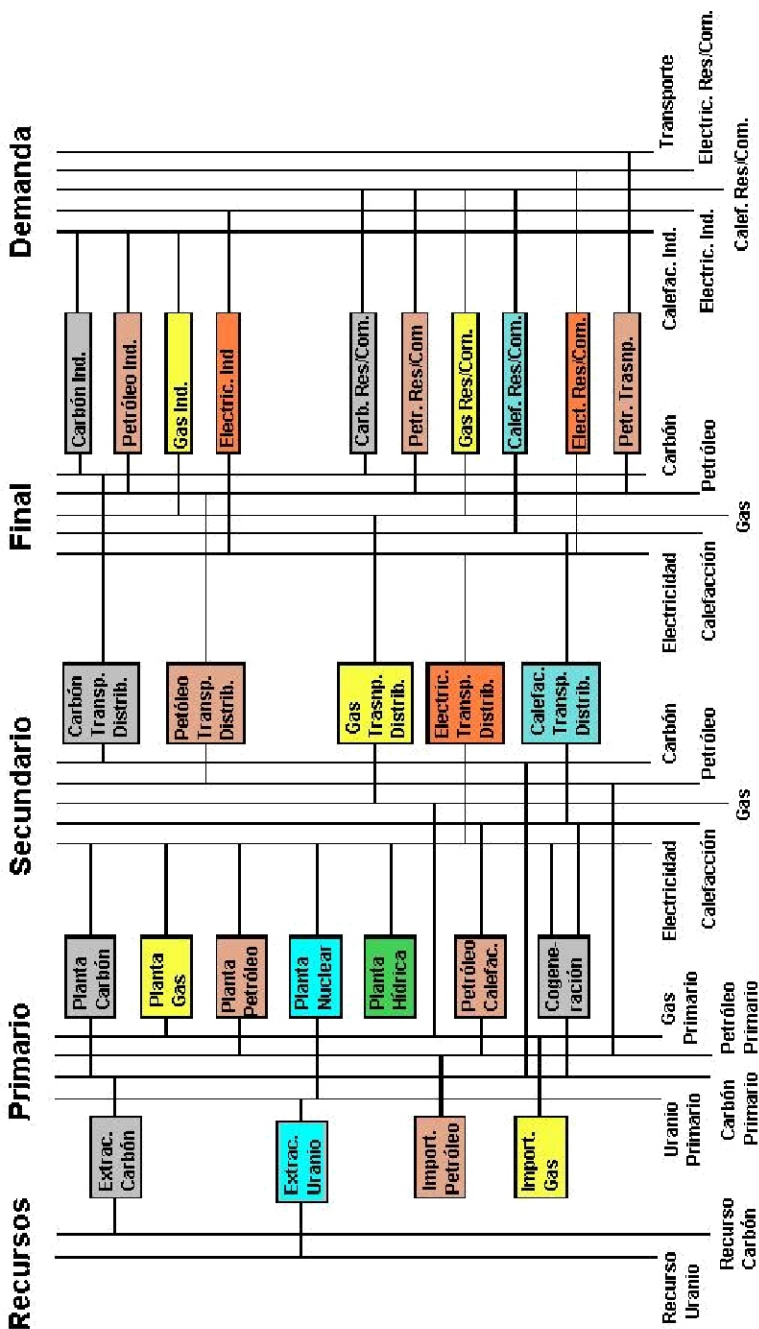


Figura 1: Representación Esquemática de Algunas Cadenas Energéticas

demanda, posibles restricciones tanto en las tecnologías como en las actividades, y distintos tipos de tecnologías disponibles en el país para representar las diferentes cadenas energéticas y los recursos naturales.

En la Figura 1 se esquematiza la representación de algunas cadenas energéti-

cas a modo de ejemplo, donde se puede observar la versatilidad del programa para representarlas. Esta representación puede abarcar un país o una región. En el trabajo se representó exclusivamente el sistema eléctrico interconectado de la República Argentina.

Criterios y Supuestos Asumidos en la Modelización

Con el programa MESSAGE, se simuló el período 2002 - 2025 para la República Argentina, adoptando como año base el año 2000 y considerando distintos escenarios de demanda energética. Los períodos de simulación fueron los comprendidos entre los años: 2002 - 2006, 2006 - 2012, 2012 - 2018 y 2018 - 2025.

Se adoptó una tasa de descuento del 10 %, que es un valor estándar aceptado para este tipo de actividad.

En la modelización del año base se consideró: un año tipo estacional de

cuatro estaciones (verano, otoño, invierno y primavera), con una duración de tres meses cada una, en las cuales existen dos tipos de días: laborables (lunes a viernes) y días restantes (sábados, domingos y feriados). Dividiendo el día en tres partes de distintas duraciones cada una, simulando los periodos de punta, valle y resto de nuestra curva de demanda diaria.

En las cadenas de energía se definieron cuatro "Niveles", dentro de los cuales existen las "Formas de Energía" que se detallan en la Tabla 1.

Nivel	Formas de Energía
Recursos	Carbón, Petróleo, Gas natural, Uranio
Primario	Carbón, Petróleo, Gas natural, Nuclear
Secundario	Carbón, Gas oil, Fuel oil, Gas natural, Nuclear, Electricidad Secundaria
Final	Electricidad Final

Tabla 1: Niveles y Formas de Energías del Modelo Argentino

El criterio empleado en el agrupamiento de todas las máquinas existentes en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para definir las máquinas simuladas fue agruparlas considerando:

- ❖ Nodos de generación.
- ❖ Tipo de tecnología empleada en la generación: hidráulicas o térmica.
- ❖ Tipo de planta térmica: turbinas de gas, turbinas de vapor, ciclos combinados, centrales nucleares.
- ❖ Tipo de combustible.
- ❖ Potencia máxima y mínima de cada máquina.
- ❖ Consumo específico de combustible.
- ❖ Año de instalación.
- ❖ Vida útil de la planta.

En la simulación no se incluyó el Sistema Patagónico por no estar integrado al SADI.

En lo referente a la disponibilidad de recursos empleados en la generación eléctrica se adoptó lo siguiente:

- ❖ El recurso uranio no presenta limitaciones de consumo durante el período simulado. Se adoptó un valor lo suficientemente grande para simular la disponibilidad ilimitada del recurso.
- ❖ El recurso carbón no presenta limitaciones de consumo durante el período simulado. Análogamente se

adoptó un valor lo suficientemente grande de disponibilidad.

- ❖ Para el gas y el petróleo, se realizaron simulaciones con y sin restricción de disponibilidad de combustibles.

En la Figura 2 se esquematiza la representación de las cadenas energéticas del modelo Argentino.

El programa requiere también los datos correspondientes a los costos fijos y variables de operación y mantenimiento para cada tipo de máquina. Se emplearon los valores disponibles en la oficina de prospectiva de la CNEA, utilizados en modelizaciones realizadas con el programa WASP IV (Wien Automatic System Planning Package) y los costos de los combustibles, que suministra CAMMESA.

Con respecto a la demanda de electricidad se utilizó la información suministrada por CAMMESA. La demanda interna de electricidad en el nivel final para el año base se fijó en 8591 MWyr (75263 GWh) con un requerimiento de punta de 13754 MW.

Para evaluar el período de crecimiento 2002 - 2025, se simularon tres escenarios con distintas tasas de crecimiento de la demanda (escenario A=3.5%, escenario B=4.5% y escenario C=5.5%). En cada uno de estos escenarios se plantearon dos casos de incorporación de "máquinas candidatas" con y sin restricción en la disponibilidad de

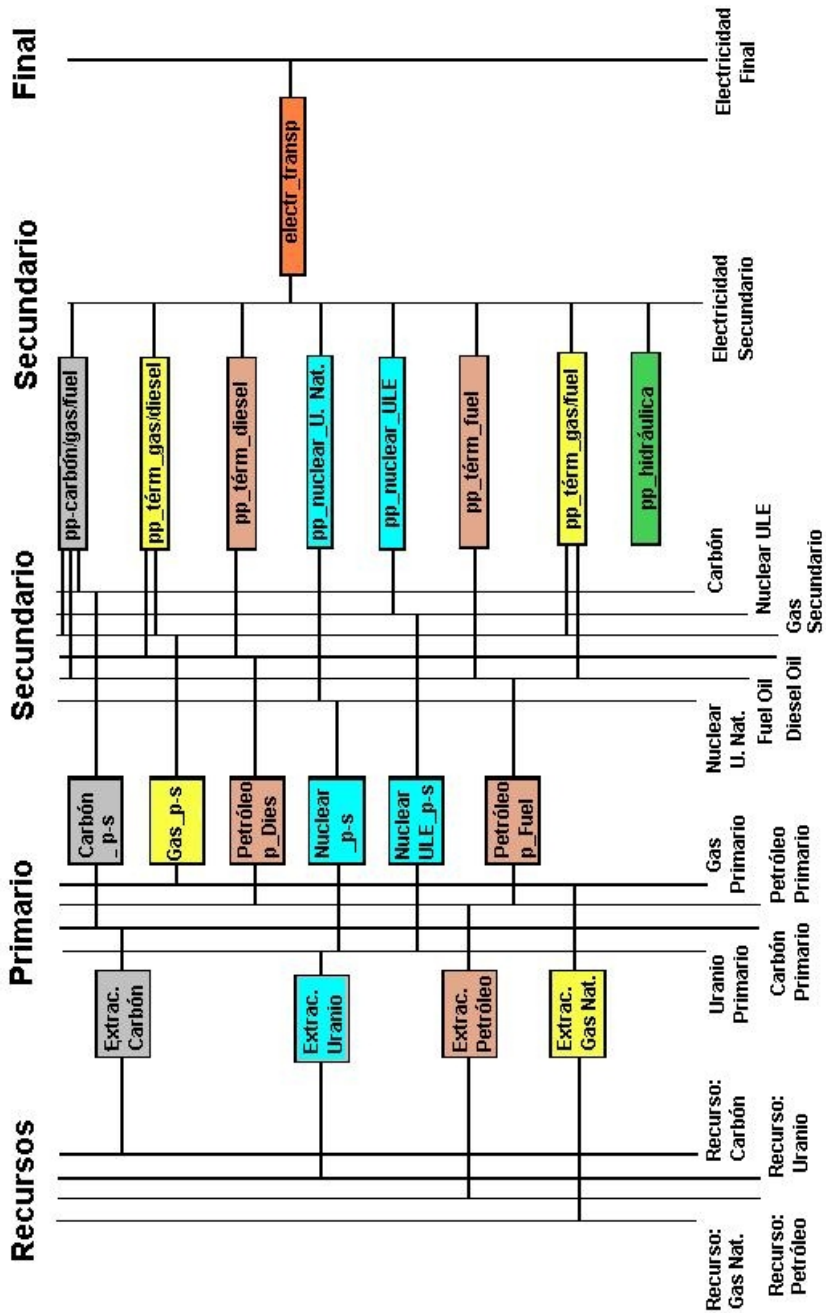


Figura 2: Cadenas Energéticas Empleadas en la Simulación del Sistema Argentino Eléctrico Interconectado

combustibles fósiles (casos 1 y 2), para cubrir el aumento de generación. En el caso 1 se consideró que no existen restricciones en la disponibilidad de combustibles fósiles. En el caso 2 se consideraron las restricciones en la disponibilidad de los combustibles fósiles.

La elección de las máquinas candidatas

surgió del estudio de las tecnologías, disponibles actualmente para generación, que se consideran técnica y económicamente factibles de ser incorporadas, ya sea por costos o por razones estratégicas. En la Tabla 2 se indican las tecnologías adoptadas como candidatas y los casos en que fueron consideradas.

Tipo de Tecnología	Máquina Candidata	Combustible	Identificación
Térmicas	Ciclo Combinado	Gas natural / Gas Oil	pp-cc1
Térmicas	Turbina de Gas	Gas natural / Gas Oil	pp-gt1
Nuclear	Atucha II	Uranio levemente enriquecido	pp-nu1-atucha2
Nuclear	Reactor tipo Candu	Uranio natural	pp-nu2-candu
Hidráulica	Yaciretá - aumento de cota de la represa		pp-hy-yacireta
Hidráulica	Corpus Christi - construcción de la central		pp-hy-corpus
Hidráulica	Chihuido - construcción de la central		pp-hy-chihuido

Tabla 2: Tecnologías Candidatas para Cubrir el Aumento de Generación Requerido

De lo anteriormente expuesto resultan seis alternativas simuladas, para cubrir el aumento de la demanda interna de electricidad.

Con respecto a la demanda externa se consideró solamente la correspondiente a Brasil y a Chile, por ser estos los dos países más importantes en cuanto a exportación de energía eléctrica. Los acuerdos de abastecimiento con Brasil totalizan 2100 MWyr (18396 GWh) y con Chile 300 MWyr (2628 GWh) para el año base. Con Uruguay también hay

intercambios importantes pero son en ambas direcciones de acuerdo con los regímenes hidráulicos del río Negro (Uruguay) y río Uruguay (Argentina / Uruguay), por lo que se consideró que se compensan y no se las incluyó en la simulación.

Se simularon dos escenarios diferentes de exportaciones (escenario D y escenario E). Para ambos se asumió una tasa de crecimiento anual de la demanda del 4.5 % para el período 2002-2025. En el escenario D la demanda total a cubrir

por el parque de generación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se obtuvo sumándole a la demanda interna adoptada para el año base (8591 MWyr), el 50 % de los contratos de exportación de Brasil y Chile respectivamente. La demanda asumida fue de 9791 MWyr (85769 GWh) en el año base. La demanda total a cubrir por el parque de generación del MEM en el escenario E se obtuvo de sumar a la demanda interna adoptada para el año base (8591 MWyr) la totalidad de los

requerimientos de exportación. Para este escenario se asumió una demanda de 10991 MWyr (96281 GWh) en el año base.

Las máquinas candidatas a incorporarse para cubrir el aumento de demanda fueron las consideradas en los dos casos anteriores (casos 1 y 2). Para el análisis de la demanda con exportaciones se consideraron cuatro alternativas de estudio.

Análisis de la Disponibilidad de las Reservas de Combustibles Fósiles

MESSAGE permite realizar un balance del volumen de un combustible requerido por los generadores y compararlo con las reservas, para determinar la factibilidad del empleo del mismo durante todo el período de expansión.

El consumo de gas en la República Argentina sigue una curva gaussiana cuya campana aparece representada durante los meses fríos, entre mayo y septiembre, con un pico entre los meses de julio - agosto (Figura 3). El abastecimiento de gas natural para uso doméstico (no eléctrico) está garantizado durante el período invernal, por lo tanto si la demanda supera la capacidad de transporte se limita el suministro de gas a aquellos consumidores que no posean servicios "firme". Los generadores eléctricos contratan gas "interrumpible"

por lo tanto son los primeros a los que se interrumpe este suministro debiendo sustituirlo en los casos que sea posible con combustibles líquidos.

El sistema eléctrico argentino tiene una gran dependencia del gas natural ya que, exceptuando las centrales hidráulicas que se han terminado en los últimos años, todas las ampliaciones del parque generador argentino están basadas en ese combustible. Esta excesiva dependencia del gas natural trae aparejado problemas de abastecimiento durante el período invernal, provocando inconvenientes en el abastecimiento eléctrico.

Si bien el país cuenta con reservas de gas natural es importante observar la evolución del indicador Reservas - Producción, el cual ha disminuido de manera importante en los últimos años.

El combustible mayoritariamente usado en las máquinas térmicas del Mercado Eléctrico mayorista (MEM) es el gas natural (alrededor del 90 %), por lo tanto las reservas del petróleo y del gas tienen un impacto directo en la generación de electricidad. Si bien el país cuenta con

más de veinte cuencas sedimentarias y de ellas catorce son las más importantes, las cinco que hasta la fecha han resultado económicamente productivas son: Noroeste, Cuyana, Neuquina, Golfo de San Jorge y Austral. Estos yacimientos han alcanzado su estado de madurez.

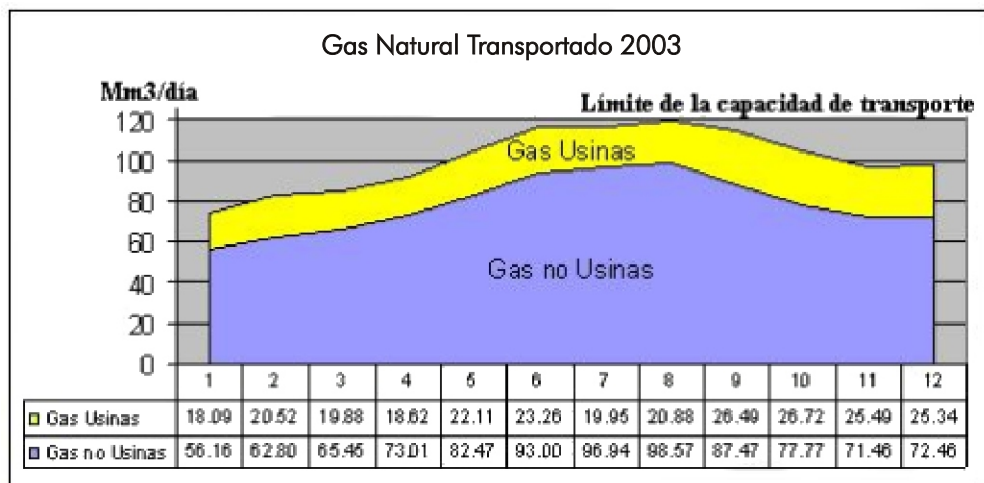


Figura 3: Distribución Mensual del Gas Natural Consumido en Usinas y por Usos No Eléctricos. Límite de la capacidad de transporte

El indicador Relación Reservas - Producción (R/P) representa el horizonte de tiempo del cual se dispone para consumir las reservas conocidas en el momento de calcular el indicador con respecto al consumo que se realiza en el mismo periodo. De acuerdo con la Resolución 482/98 de la Secretaría de Energía, el volumen total de reservas empleado en los cálculos debe ser:

$$VT = VRC + 50 \% VRPb$$

donde:

VT = volumen total de las reservas

VRC = volumen de las reservas comprobadas al 31/12 de cada año

VRPb = volumen de las reservas probables actuales

La mencionada resolución define como reservas: aquellas cantidades de hidrocarburos que se espera recuperar a partir de acumulaciones conocidas y a una fecha determinada. Todas las estimaciones de reservas involucran un

cierto grado de incertidumbre, que depende principalmente de la cantidad de datos confiables de geología e ingeniería disponibles al momento de efectuar la estimación, y de la interpretación de esos datos.

Las reservas se clasifican en comprobadas y no comprobadas con el objeto de acotar el grado de incertidumbre

relativo. Dentro de las no comprobadas se encuentran las reservas probables y reservas posibles, según sea el grado de incertidumbre en la evaluación de las mismas. Las reservas comprobadas tienen más certeza en la recuperación que las reservas no comprobadas.

La Tabla 3 indica los valores de las reservas y de la relación R/P de petróleo.

	Reservas Millones de m ³	Producción Millones de m ³	Relación R/P al 31 dic
1986	368289	24 598	15
1992	267618	32246	11
2002	448425	43775	10
Var. '02/'86	22 %	78 %	

Tabla 3: Reservas y Relación R/P de Petróleo. Fuente: Secretaría de Energía

Las reservas de petróleo al 31/12/01 discriminadas en comprobadas y probables son:

Comprobadas 100 %: 457674 M m³

Probables 50 %: 79291 M m³

Total País: 536965 M m³

Considerando que se emplea aproximadamente un 5 % del petróleo para la generación de energía eléctrica, la

disponibilidad de reservas a ser destinadas en este uso resultaría ser 26848.25 M m³, lo que equivaldría a 312000 MWyr (valor empleado en la simulación como límite de la disponibilidad de petróleo para la generación eléctrica).

Análogamente para el gas natural los valores de las reservas y de la relación R/P se indican en la Tabla 4.

	Reservas Millones de m ³	Producción Millones de m ³	Relación R/P al 31 Dic
1986	681498	19182	35
1992	592869	25043	22
2002	663523	45770	14
Var. '02/'86	-3 %	139 %	

Tabla 4: Reservas y Relación R/P de Gas Natural. Fuente: Secretaría de Energía

Las reservas de gas natural al 31/12/01 discriminadas en comprobadas y probables son:

Comprobadas 100 %: 763526 M m³

Probables 50 %: 152693 M m³

Total País: 916219 M m³

Por otra parte la evolución de la demanda anual de gas natural en forma porcentual discriminada en los distintos sectores de consumo local se indican en la Tabla 5.

Sector	1980	1990	1995	2000	2001	2002	Tendencia %	Reservas MMm ³
Residencial	23.3	24.7	25.1	22.7	23.8	24.3	24	219587
Comercial	7.7	9.0	6.1	5.1	5.4	5.6	5.5	59402
Industrial	43.7	34.8	39.1	31.9	33.6	35	34	333046
Usinas	25.3	30.3	25.4	34.9	30.8	27.8	29.5	266467
Transporte		1.2	4.3	5.4	6.4	7.3	7	45078
Total	100	100	100	100	100	100		923579

Residencial: incluye el consumo doméstico residencial.

Comercial: contempla los consumos comerciales y entes oficiales.

Industrial: tiene en cuenta los consumos industriales, de autoproducción y petroquímica.

Usinas: considera los consumos de las máquinas térmicas del MEM, MEMSP y generadores independientes. Las variaciones observadas en el consumo se deben a las variaciones en los aportes de las centrales hidroeléctricas función de la hidraulicidad de los ríos (en los años de mayor aporte hidráulico se consume menos gas en centrales térmicas).

Transporte: se refiere al consumo de Gas Natural Comprimido (GNC) empleado en vehículos y medios de transporte de cargas y pasajeros. Es importante notar que el uso en transporte del gas natural desde la década del 90 fue creciente, con tendencia a mantener un mercado firme.

Tabla 5: Demanda Anual de Gas Natural en Forma Porcentual. Fuente: ENARGAS

Se observa que el sector de generación eléctrica consume aproximadamente el 30 % del total demandado, por lo tanto la disponibilidad de las reservas a ser destinadas en este uso resultaría ser 274866 Mm³, lo que equivaldría a 307000 MWyr (valor empleado en la simulación como límite de la disponibilidad de gas natural para la generación

eléctrica). En la simulación se consideraron constantes las reservas de gas natural, para observar el efecto que provocaría la falta de inversiones en el sector. Se considera que esta hipótesis no es real pues deberían encontrarse nuevas reservas en función de las nuevas inversiones en el sector.

Análisis de los Resultados de la Simulación

Los resultados de la simulación para el primer caso (sin restricción en la disponibilidad de los combustibles), para los tres escenarios de expansión se muestran en las Figuras 4, 5 y 6. En la parte inferior de las figuras aparecen despachadas las máquinas según un ordenamiento económico con el objetivo de minimizar el costo total de las cadenas energéticas. Se observa que a medida que concluye la vida útil de las plantas en operación, salen de servicio poniendo de manifiesto la necesidad de incorporación de nuevas máquinas en el sistema a partir del segundo periodo de

simulación (2006-2012).

El nivel final que alcanzará la demanda en función del escenario considerado será para el año 2025:

Escenario A: del orden de los 23000 Mwyr. (201480 GWh) - demanda de punta 32504 MW.

Escenario B: del orden de los 28000 Mwyr. (245280 GWh) - demanda de punta 41337 MW.

Escenario C: del orden de los 35000 Mwyr. (306600 GWh) - demanda de punta 52449 MW.

Nota: En todas las figuras que se muestran a continuación se representan Demanda Energética vs. Año de Operación.

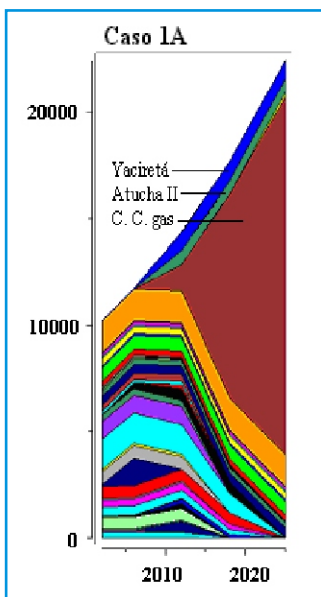


Figura 4: Caso_1A

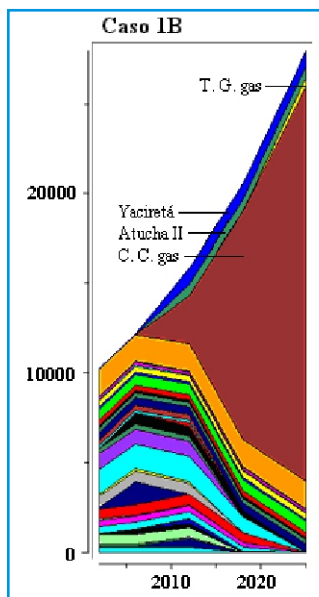


Figura 5: Caso_1B

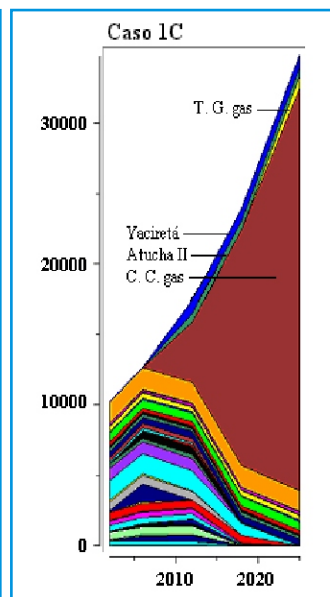


Figura 6: Caso_1C

Para los casos 1A, 1B y 1C, Figuras 4, 5 y 6 respectivamente, el análisis de los resultados arrojados por el programa muestra que es conveniente cubrir el aumento de la demanda prioritariamente con ciclos combinados alimentados a gas natural y además con la incorporación de la Central Nuclear de Atucha II y el aumento de cota de Yaciretá. Es decir resulta económicamente conveniente la concreción de estas dos obras, aún en este escenario en el cual el gas natural no tiene limitaciones. Además en el último período de simulación se incluyen también turbinas de gas para los escenarios B y C para cubrir los requerimientos de punta.

Las Figuras 7, 8 y 9 indican también, para el segundo caso simulado (con restricción en la disponibilidad de los combustibles e incorporación de nuevos proyectos hidráulicos) y para los tres escenarios de expansión, la necesidad de incorporación de nuevas máquinas en el sistema a partir del segundo período de simulación (2006-2012).

Para los casos 2A, 2B y 2C, hay una mayor diversificación del parque de generación. El análisis de los resultados arrojados por el programa muestra que es conveniente cubrir el aumento de la demanda con ciclos combinados alimentados a gas natural, la incorporación de la Central Nuclear de Atucha II, aumento de cota de Yaciretá, centrales nucleares y la central hidráulica de

Chihuido. Además en el último período de simulación se incluyen también ciclos combinados y turbinas de gas alimentados a gas oil escenarios B y C.

Los resultados muestran para el escenario 2C una disminución en la selección de los ciclos combinados que trabajan con gas natural reemplazándolos con reactores nucleares, otros proyectos hidráulicos y con ciclos combinados que operan con gas oil.

Al considerar la necesidad de cubrir la demanda interna y los contratos de exportación (escenarios D y E) los gráficos obtenidos de la simulación muestran la misma tendencia observada en los respectivos casos anteriores (caso 1 y 2). Existe diferencia en los niveles finales alcanzados en la demanda para el año 2025. Los mismos son:

Escenario D (demanda interna más el 50 % de las exportaciones): del orden de los 32000 MWyr (280320 GWh).

Escenario E (demanda interna más el 100 % de las exportaciones): del orden de los 36000 MWyr (315360 GWh).

Si se considera el mismo escenario para los tres casos de estudio se observa que al ir aumentando la variedad del parque de generación se incorporan más máquinas que hacen más diversificada la oferta de generación. El área que representa la incorporación de nuevas máquinas mantiene su tendencia para

los tres casos de estudio, lo que varía es la composición de las máquinas incorporadas. En todos los casos aparecen

Atucha II y el aumento de cota de Yaciretá como opciones firmes para cubrir la demanda.

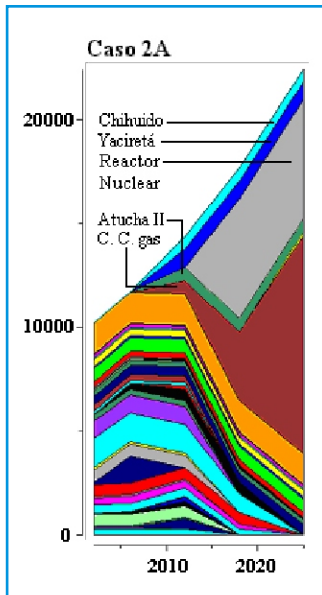


Figura 4: Caso_1A

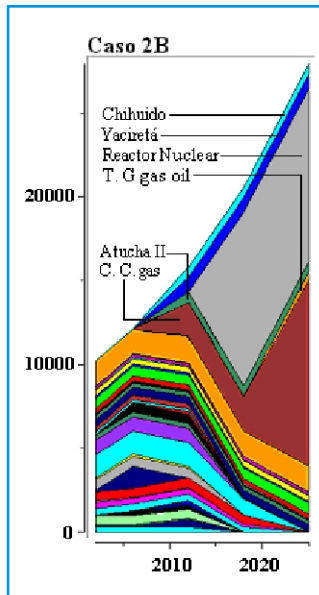


Figura 5: Caso_1B

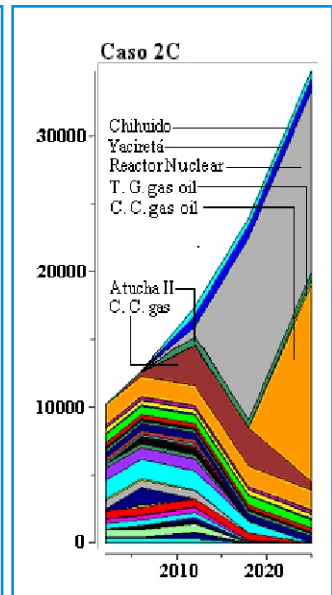


Figura 6: Caso_1C

Conclusiones

De los resultados de la investigación y de la simulación se puede concluir que:

- ◊ En los escenarios sin restricciones al uso de gas natural el programa selecciona para cubrir el aumento de la demanda y reemplazo de las máquinas que salen de servicio por obsolescencia a la Central Nuclear de Atucha II, al aumento de cota de la central hidráulica de Yaciretá y a ciclos combinados que queman gas natural.
- ◊ En los escenarios en que se limita el suministro de gas natural el programa selecciona además de las señaladas en el ítem anterior a otras centrales nucleares, otros proyectos hidroeléctricos y turbinas de gas que operan con gas oil para operar en la punta.
- ◊ En lo referente al indicador reserva/producción R/P para el petróleo se observa una disminución del orden del 33 % para el año 2002 respecto del año 1986.

- ❖ En lo referente al indicador reserva/producción R/P para el gas natural se observa una disminución superior al 100 % para el año 2002 respecto del año 1986.
- ❖ El escaso aumento en el nivel de las reservas se relaciona con la falta de inversión en exploración en otras cuencas, para aumentar las reservas de gas y petróleo del país, por lo tanto se requiere una gran inversión en la actividad exploratoria la cual tiene asociada una baja probabilidad de éxito (del orden del 15 %).
- ❖ Es necesaria la ampliación de la

capacidad de transporte de los gasoductos existentes, ya que la capacidad actual se encuentra saturada.

- ❖ La participación de la generación nucleoelectrónica, hace que el parque argentino de generación sea diversificado y se cuente con centrales de base para la generación de energía. A esto se debe agregar el valor intangible de la formación de recursos humanos y tecnología de altísima calidad con un importante efecto multiplicador reconocido internacionalmente.

Observaciones y Comentarios

El programa MESSAGE como otros modelos de planificación energética creados o auspiciados por la IAEA tienen como función objetivo el menor costo del sistema. Esta optimización es realizada desde el punto de vista del país.

En los países con economía de mercado los actores de este mercado (léase inversionistas privados) pueden actuar en función de otros objetivos como ser la maximización de sus beneficios o la recuperación rápida del capital invertido. Los resultados de ambos análisis pueden ser coincidentes o no dependiendo de las características de estos mercados.

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 coincidían en ambos análisis y el equipo mayoritariamente seleccionado para cubrir la demanda fue el ciclo combinado que quema gas natural desechándose otros tipos de proyectos que no tenían un retorno rápido de la inversión (hidráulicos y nucleares).

En este trabajo no se han tenido en cuenta el aumento de las emisiones de gases con efecto invernadero y su posible colisión con los objetivos de los protocolos de Kyoto especialmente en los escenarios sin restricciones al uso de gas natural escenarios que se plantea analizar en un trabajo próximo.

En este trabajo se ha analizado una única demanda (energía eléctrica) por lo que para tener una visión más completa se plantea para un próximo

trabajo el tener en cuenta la demanda de los otros usos de los combustibles fósiles.

Bibliografía

- ❖ Secretaría de Energía de la Nación Argentina.
<http://energia.mecon.gov.ar/contenidos/contenidos.asp?id=334> Diciembre 2003
- ❖ Secretaría de Energía de la Nación Argentina; Informe de Anual de Prospectiva 2002.
- ❖ CAMMESA; Informes Varios; Informe Anual 2002:
<http://memnet2.cammesa.com/inicio.nsf/marcomemnet>
- ❖ CAMMESA; Informes de programación estacional trimestral: Noviembre 2003 a Enero 2004CAMMESA.
<http://memnet2.cammesa.com/>
- ❖ Manual del Usuario Programa MESSAGE. Organismo Internacional de Energía Atómica, Septiembre 2002
- ❖ Alternativas de expansión del sistema eléctrico Argentino. CNEA.C.RCN. ITE.107. Francisco C. Rey, Gustavo Anbinder.
- ❖ Ente Nacional Regulador del Gas ENARGAS
<http://www.enargas.gov.ar> , Diciembre 2003

Ing. Jorge Horacio Giubergia, Ing. Norberto Rubén Coppari, Ing. Francisco Carlos Rey son funcionarios de la Comisión Nacional de Energía Atómica

La Crisis Energética Aspectos Coyunturales y Problemas Estructurales

Carlos Andrés Ortiz

Ideas Preliminares

Cualquier análisis serio de la Historia Económica Argentina pone de relieve que el Sector Energético ha sido uno de los puntos focales de conflicto entre las dos corrientes predominantes del pensamiento económico en Argentina.

Consecuentemente con ello, ha sido constante la discusión acerca del encuadre general que corresponde a este importante sector de la Economía Argentina. Sin perjuicio de la eventual existencia de matices intermedios, las dos posturas definidas han sido, y siguen siendo, la liberal-privatista, y la nacional-estatista. Por supuesto también existe una variable nacional no necesariamente estatista.

Para la primera de ellas, tanto los combustibles, como la energía eléctrica y todos los aspectos vinculados directa o indirectamente, son simples "commodities", simples bienes y servicios transables, sin valor estratégico relevante, y en los cuales es posible e incluso conveniente dar plenas facultades a los capitales privados para intervenir con el mínimo de contralores estatales. Desde esa concepción, tampoco es relevante si los capitales son nacionales o transnacionales. De hecho, por regla general,

quienes adhieren a esta vertiente del pensamiento económico reniegan o minimizan la importancia de la planificación estratégica a mediano y largo plazo, adhiriendo a la vieja máxima liberal del "dejar hacer-dejar pasar", pues supuestamente "el mercado" todo lo resuelve mejor y más eficientemente que cualquier "intromisión" estatal. Pero demostrado está que ese laissez faire absoluto conlleva a la disolución del Estado y al dominio absoluto de las grandes corporaciones financieras y sus asociadas.

En cambio para la vertiente del pensamiento nacional-estatista, todo lo vinculado con el Sector Energético tuvo, tiene y tendrá alto valor estratégico, por lo que los respectivos bienes y servicios no pueden ser clasificados junto con otros de transacciones corrientes. Acorde con ello, la directa participación del Estado resulta imprescindible, absolutamente vital para salvaguardar los Altos Intereses Nacionales; asegurando no sólo la provisión presente, de los bienes y servicios energéticos, sino también la provisión futura en calidad y cantidades adecuadas, los correctos manejos de las reservas conocidas de hidrocarburos y las consecuentes tareas

de prospección, los manejos adecuados de las cuencas hídricas- que incluyen las terminaciones de estudios en las áreas aún no analizadas o que no cuentan con proyectos hidroeléctricos de usos múltiples no terminados al nivel de proyectos ejecutivos-; las correspondientes planificaciones estratégicas, y los consecuentes desarrollos tecnológicos nacionales para hacer frente a los crecientes desafíos que todo implica.

Es interesante verificar que la "transparencia de las reglas del mercado" que pregonó la corriente liberal-privatista ha tendido siempre a hacernos pagar precios internacionales -más caros- por nuestros hidrocarburos; mientras que la vertiente nacional-estatista ha podido reducir los precios internos en forma acorde a los costos internos, usualmente menores que los valores medios internacionales.

Tal ha sido por ejemplo uno de los ejes

El Marco Privatista y la Ausencia de Planificación Estatal

La implementación del modelo socioeconómico neoliberal implicó claramente el virtual desguace de casi todo el accionar estatal en todas las áreas económicas, y fue particularmente severo en el Sector Energético, en el cual no sólo se pasaron a manos privadas -preponderantemente extranjeras- la casi totalidad de las empresas del área, sino también se disolvieron los entes de planificación y de sustento técnico-

de la enorme tarea desarrollada en su momento por el Ing. Gral. Enrique Mosconi, quien logró conjugar una superavitaria y eficiente gestión de YPF con una baja sustancial de los precios de los combustibles líquidos; todo dentro de un manejo estratégico acorde con los Intereses Nacionales.

Después de sucesivos cambios de la política energética, acordes con los cambios de orientación político-económica que ha sufrido Argentina, a partir de mediados de la década del '70 se dio una fuerte inflexión hacia pautas privatistas, la cual comenzó con una más que discutible gestión que favoreció el desmesurado endeudamiento financiero de todas las Empresas del Estado, con especial énfasis en YPF, transformándola en fuertemente deficitaria; utilizándose esa circunstancia como caso emblemático para inducir la posterior política de "privatizaciones salvajes", sin parangón en toda la Historia Argentina.

profesional, como Agua y Energía Eléctrica.

En todo ese contexto, implementado en un muy breve lapso histórico, se consideró que prácticamente toda injerencia estatal resultaría contraria a "las leyes del mercado", el cual, también por una anacrónica definición, se supuso que "todo lo resuelve". Ese virtual fundamentalismo de mercado, que ni siquiera las grandes potencias del mundo postindus-

triales lo practican, tuvo, entre otras consecuencias, la de anular todo vestigio de planificación a mediano y largo plazo. También resultó evidente -a la luz de los resultados visibles- que el propio Estado llegó a desconocer, con el más elemental grado de certeza, las variables claves del Sector Energético, como son las reservas comprobadas de petróleo y gas, y las previsibles evoluciones de los consumos internos.

Pero más aún, dentro de esa concepción, el propio abastecimiento prioritario del mercado consumidor interno quedó subordinado a la política de "apertura de nuevos mercados", llegándose a la

La Anunciada Crisis Gasífera

A partir de la descomunal crisis político-económica de fines de 2001 y de la consecuente mega devaluación, las tarifas del gas dejaron de estar dolarizadas. Entiéndase por ese concepto el mantenimiento de la convertibilidad, que no significa necesariamente que los valores del gas en Argentina hayan respondido directamente a los parámetros de precios internacionales.

Para mayor precisión, es bien sabido que el gas natural resultaba un combustible barato en Argentina, lo cual motivó un vuelco significativo hacia su consumo, en la matriz energética argentina, siendo destacables los casos de la generación eléctrica y el GNC para uso automotor.

Pero si el gas resultaba barato en

incongruencia de exportar crecientes cantidades de hidrocarburos - principalmente gas-, a los países vecinos, mientras se postergaba, en un marco de indefiniciones, las decisiones claves de abastecimiento de gas natural a la Región NEA (Nord Este Argentino) y a muchas otras áreas del extenso territorio nacional.

Los supuestos "beneficios" para nuestro país no han sido más que migajas, dado que tomó estado público que la mayor parte de las cuantiosas divisas resultantes de esas exportaciones ni siquiera ingresan a nuestro país.

Argentina, su precio interno resultaba ser también muy bajo comparativamente con el nivel internacional.

No obstante ello, dado que las "privatizadas" del gas recibieron cuantiosas reservas comprobadas, muy importantes yacimientos en producción, y una red de gasoductos que está entre las más extensas (y seguramente más eficientes) del mundo, no cabe ninguna duda que no asumieron prácticamente ninguna inversión de riesgo inicial. Por otra parte, la operación del negocio gasífero posee una significativa fracción de sus costos en moneda argentina, por lo que la devaluación significó una sustancial reducción de sus costos medidos en divisas.

Diversos analistas no comprometidos con los intereses del área gasífera "privatizada" coincidieron en afirmar que las inversiones reales efectuadas en esta área desde que pasaron a la gestión privada han sido muy reducidas, tanto en función del volumen de las operaciones brutas, de las utilidades remesadas al exterior, como de los compromisos contractuales asumidos al asumir las "privatizaciones". Es decir que ese hecho deja sin substancia a uno de los ejes del reclamo de las gasíferas.

Pero como sea, a partir del proceso

La Crisis Estructural del Sector Eléctrico

a) Aspectos Prioritarios a Considerarse

Las evaluaciones realizadas, sucintamente explicitadas en este trabajo, permiten afirmar que entre los años 2006 y 2008 sobrevendrá en Argentina una crisis eléctrica de grandes proporciones, cuya causa será la marcada insuficiencia de la potencia instalada, para abastecer la demanda eléctrica previsible. Salvo -claro está- que se adopten rápidas y efectivas medidas que impliquen un sustancial cambio en la Política Energética vigente desde hace largos años.

Evidentemente, esta situación se produce ante la carencia de Políticas de Estado en la materia, lo cual conduce a una permanente situación de improvisación y de actuaciones a destiempo, con los hechos ya consumados. Eso lleva

devaluatorio concretado en la crisis institucional de 2001/2002, las empresas gasíferas ejercieron sucesivas presiones en las que preanunciaban un cercano horizonte problemático si no se reajustaban rápidamente los precios del gas. Por ello, la aparentemente repentina crisis energética del año 2004, fue a todas luces "una tragedia anunciada", sin medidas preventivas o correctivas adoptadas "ex ante". **La actual crisis energética es el componente coyuntural y el menos grave de todo el cuadro de situación.**

permanentemente a adoptar las "soluciones posibles" de coyuntura, lo cual impide implementar las mejores soluciones de acuerdo con los Intereses Nacionales.

A la fecha hace ya más de un quinquenio que no se instala ninguna usina eléctrica de importancia para el servicio público en Argentina. Mientras tanto, la demanda ha seguido creciendo en forma exponencial, excepto en el período más profundo de la prolongada crisis socioeconómica que padeció recientemente Argentina. Y un aspecto, que muy pocas veces se toma en cuenta, es que el crecimiento de las necesidades eléctricas es muy fuertemente exponencial en nuestro país. Al respecto ni siquiera se menciona que por cada punto de crecimiento del PBI, la potencia instalada y la generación bruta anual crecieron

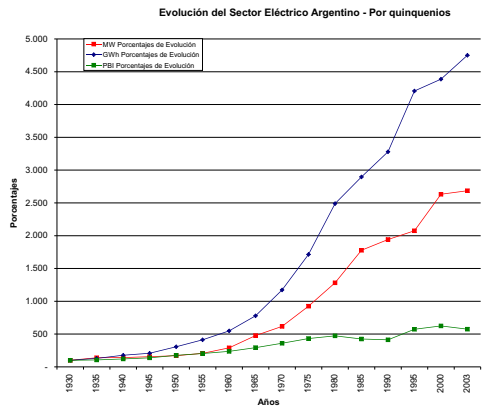
mucho más del doble. Incluso, existen antecedentes históricos cercanos que demuestran que ambas curvas energéticas crecieron aún en un marco de profunda recesión, como sucedió en la década del '80, y en los primeros años de la última y gravísima crisis socioeconómica.

Por otra parte, no un secreto para nadie que esté en el tema, que la **potencia instalada nominal** no es más que un dato teórico, siendo importante realizar las evaluaciones en base a la potencia instalada real y la potencia instalada firme. La **potencia instalada real** es la efectivamente disponible de acuerdo con el estado de mantenimiento de cada uno de los componentes del parque de generación; mientras que la **potencia instalada firme** surge de restar a la potencia instalada real los normales márgenes de indisponibilidad por las reparaciones de rutina -principalmente de las centrales térmicas y nucleares- y por los previsible períodos de baja hidráulica normal de las centrales hidroeléctricas.

Comparando el pico de la demanda previsible para este año, con la potencia instalada firme, se advierte claramente que se está operando casi al límite de la capacidad, con muy poco margen de previsión para imponderables.

Si a ese dato se le agrega el crecimiento de la demanda, se advierte con toda previsibilidad que -salvo que medie un acelerado proceso de instalación de nuevas centrales, que por los exiguos plazos deberán inicialmente ser del tipo turbogás o ciclo combinado-, habrá una severa crisis de potencia instalada, que producirá cortes en el suministro y restricciones al abastecimiento de grandes usuarios, muchos de los cuales deberán optar por la autogeneración, encareciendo los costos operativos del sector industrial y otros grandes consumidores.

En tal sentido, es muy importante analizar el cuadro expuesto seguidamente, en el que se comparan las evoluciones porcentuales del Producto Bruto Interno, la Potencia Instalada y la Generación Bruta Anual.



Año	Mw Potencia Instalada	Pot. Inst. Evolución %	MW Porcentajes de Evolución	Gwh Generación Anual	Gen. anual Evolución %	GWh Porcentajes de Evolución	Evolución Quinquenal PBI	PBI Porcentajes de Evolución
1930	787	Base	100,00	1.433	Base	100,00	Base	100,00
1935	1.096	39,263024	139,26	1.861	29,87	129,87	6,06	106,06
1940	1.110	1,277372	141,04	2.550	37,02	177,95	14,45	121,39
1945	1.219	9,819820	154,89	2.976	16,71	207,68	13,79	138,13
1950	1.346	10,418376	171,03	4.396	47,72	306,77	27,55	176,18
1955	1.623	20,579495	206,23	5.905	34,33	412,07	15,82	204,05
1960	2.287	40,911892	290,60	7.863	33,16	548,71	15,74	236,17
1965	3.754	64,145168	477,00	11.150	41,80	778,09	23,90	292,61
1970	4.861	29,488546	617,66	16.807	50,74	1.172,85	23,25	360,63
1975	7.281	49,783995	925,16	24.568	46,18	1.714,45	19,69	431,63
1980	10.086	38,524928	1.281,58	35.671	45,19	2.489,25	9,66	473,31
1985	13.994	38,746778	1.778,14	41.496	16,33	2.895,74	-10,20	425,05
1990	15.286	9,232528	1.942,31	47.007	13,28	3.280,32	-2,79	413,21
1995	16.332	6,842863	2.075,22	60.278	28,23	4.206,42	38,72	573,20
2000	20.718	26,855253	2.632,53	82.594	4,30	4.387,30	8,85	623,93
2003	24.080	2,000000	2.685,18	81.316	8,28	4.750,56	-7,84	575,04

Datos de Evolución del Sector Energético Argentino

Puede advertirse que en ese período analizado, que abarca 73 años, la Potencia Instalada creció seis veces más que el PBI; mientras que la Generación

Bruta Anual creció doce veces con relación al PBI; tal como se señala seguidamente.

Tasas de Evolución de las Variables Analizadas. 1930 - 2003

Generación Bruta Anual	6.156,43 %
Potencia Instalada	2.959,72 %
P.B.I.	474,51 %

Por otra parte, tampoco puede omitirse destacar que hace más de dos décadas que se frenó la expansión del Sistema Interconectado Nacional, excepto algunos tramos puntuales absolutamente imprescindibles, como una nueva terna del Comahue a General Rodríguez (Gran Buenos Aires), la interconexión del S.A.D.I. con Yacretá, de Yacretá con el Sistema Interconectado Provincial de Misiones (de escasos 60 Km.); y la línea de alta tensión entre Yacretá y Garabí, que enlaza con Brasil.

Eso significa que, además de existir un notable atraso en obras planificadas entre las décadas del '60, '70 y '80, deben también preverse las reparaciones y recambios de un sistema de alta y media tensión que seguramente debe estar acusando el paso de los años y -en casos puntuales- la obsolescencia técnica normal que se produce en este sector.

b) Los Números que Desnudan la Crisis

Una vez en conocimiento de los datos de

evolución histórica, y analizando los números elementales que reflejan los conceptos básicos señalados precedentemente, la inminencia y profundidad de la crisis estructural del Sector Eléctrico surge en toda su magnitud.

- ❖ La Potencia Instalada Nominal es de 24.080 MW.
- ❖ La Potencia Instalada Real estimada es del orden de 20.000 a 22.000 MW.
- ❖ La Potencia Firme actual aproximada rondaría los 15.500 MW.
- ❖ La Potencia Firme incrementable (con reparaciones de emergencia y mejorando moderadamente los índices de hidráulicidad) sería de aproximadamente 18.000 MW.
- ❖ La Demanda Máxima del año 2003 alcanzó a 14.359 MW.
- ❖ La Demanda Máxima del año 2004 puede estimarse entre 15.350 MW a 16.660 MW.

- ❖ Las tasas de crecimiento de la Demanda Eléctrica pueden calcularse con una estimación moderada, con un crecimiento acumulativo entre el 7 y el 10 %; pero si la economía sigue creciendo en forma acentuada (si bien desacelerada respecto al año precedente) esas tasas pueden estimarse en el entorno entre el 12 % al 16 % anual acumulativo.

Realizando las proyecciones de los incrementos de la Demanda Máxima, se advierte que salvo que medie un muy decidido y acelerado proceso de inversiones en los sectores de Generación y Transmisión (o sea en nuevas mega usinas e inversiones en

grandes líneas de transporte eléctrico), el S.A.D.I. (Sistema Argentino de Interconexión) entrará en una profunda crisis estructural en el exiguo plazo de dos a cuatro años.

De persistir las indefiniciones, la situación adquirirá dimensiones caóticas con el paso del tiempo. Al respecto, cabe analizar que las necesidades de Potencia Instalada adicionales a la ya existente, pueden estimarse en un piso de 25.000 MW; mientras que la Generación Bruta Anual deberá incrementarse como mínimo en 90.000 GWh, ambos valores considerados con una proyección de una década. Ello se señala en el cuadro siguiente.

Proyecciones de las Necesidades Eléctricas Argentinas a Una Década

Potencia Instalada adicional mínima necesaria	25.000 MW
Generación Bruta Anual adicional mínima necesaria	90.000 GWh

Medidas Propuestas

Evidentemente las medidas a adoptar deben clasificarse en dos grandes sectores perfectamente diferenciados.

Desde el punto de vista técnico, es urgente implementar una fuerte política de inversiones, para suplir las carencias de años de inacción y para abastecer normalmente las crecientes necesidades del mercado consumidor argentino. En tal sentido, es evidente que -tal como ocurre en todos los países que poseen Políticas de Estado coherentes en la

materia- es necesario apelar a todas las fuentes de generación de energía disponibles; y dentro de ellas, dar prioridad a las fuentes renovables, en segundo lugar a las más económicas y abundantes de las no renovables, a las restantes no renovables, y por último a las nuevas tecnologías aún no confiables para generar en gran escala o de grandes costos o limitaciones operativas.

Por ello, la estrategia esbozada al nivel

oficial aparece prima facie como correcta, si bien muy extemporánea, pues debió ejecutarse como una de las primeras medidas de gobierno, aunque la inacción lleva mucho tiempo y es atribuible a varias administraciones gubernativas. En breve síntesis puede esbozarse lo siguiente.

- ❖ Debe reactivarse el Plan Nacional de Grandes Obras Hidroeléctricas. Dentro de él se destacan Corpus Christi (proyecto que debe ejecutarse maximizando la potencia instalada); Garabí-Santa María; Roncador; San Pedro; Paraná Medio (cierres norte y sur); el Complejo de Obras de Canalización del Bermejo; la operación de Yacyretá a plena potencia; las obras del Brazo Aña Cuá de Yacyretá; las obras planificadas en el Iberá (que incluso servirán para morigerar fuertemente las inundaciones); el Túnel del Urugua-Í (que triplicará la generación de esta central); otras hidroeléctricas en ríos interiores de Misiones; las grandes obras aún no ejecutadas del Comahue; las dos mega centrales en el Río Santa Cruz; y algunas otras obras planificadas en la extensa región cordillerana.
- ❖ Debe reactivarse el Plan Atómico Nacional. En primer lugar terminar la Central Atómica de Atucha II, e inmediatamente proseguirse con el conjunto de media docena planificado a fines de la década del '60 y comienzos de los '70. También debe reactivarse el proyecto de Centrales Modulares CAREM, lamentablemente archivado.
- ❖ Dentro de la generación termoeléctrica, evidentemente debe seguir priorizándose el uso del gas natural. Esto requerirá rápidas decisiones para adquirir y montar varias mega centrales, para cuyas instalaciones serán factores claves la cercanía de gasoductos actuales o de rápida construcción, la cercanía de fuentes importantes de agua dulce para refrigeración, y la cercanía o eventualmente la relativamente rápida capacidad de construcción o ampliación de redes de alta tensión.
- ❖ La ampliación y modernización del S.A.D.I. es un imperativo técnico de primer orden, para optimizar todo el funcionamiento del Sector Eléctrico en Argentina.
- ❖ La ampliación del horizonte certero y comprobado de las reservas de gas y petróleo es de primordial importancia, y el Estado (Nacional y los de las respectivas provincias involucradas) no puede ni debe estar ausente de ningún modo en el proceso.
- ❖ Evidentemente se debe seguir trabajando en las tecnologías alternativas de generación eléctrica, y no puede desecharse en el mediano plazo alguna de ellas, pero siempre como proyectos complementarios y

absolutamente marginales, dentro del cuadro de las mega necesidades que sin duda tiene y tendrá Argentina. Respecto de estas alternativas, es necesario tener en consideración no sólo sus potencialidades, sino también sus reales limitaciones técnicas y económicas (bajos coeficientes de utilización y muy altos costos por KWh, además de los costos ambientales que también tienen). Debe evitarse a toda costa que los proyectos teóricos o de bajos rendimientos y baja confiabilidad operativa -como las centrales solares, eólicas, geotérmicas, mareomotrices, etc.-; jueguen como verdaderos proyectos tapones de otras alternativas mucho más viables como las centrales hidroeléctricas y atómicas.

- ❖ Será muy positivo volver a impulsar proyectos como el de alconafta o el de agrícol, que, en un marco petrolero internacional volátil y de escasez de reservas comprobadas que adolecería Argentina, pueden ser doblemente valiosos. Tanto para impulsar las economías regionales (como la azucarera) como para disminuir el consumo de combustibles derivados del petróleo.
- ❖ Extender el uso del GNC será positivo tanto desde el punto de vista ambiental como para disminuir el consumo del petróleo, más escaso que el gas en Argentina.

Lo referente a las alternativas de financiación de todos estos proyectos, evidentemente está vinculado con la Política Energética a aplicarse y la Política Económica que se defina desde ahora hacia el futuro.

Desde el punto de vista de la Política Energética, sin duda debe ser coincidente con la Política Económica que se aplique, pues aquélla es parte de ésta. La forma en que se implementen las medidas técnicas dependerá preponderantemente del perfil que se le confiera a la Política Energética. En efecto, las imprescindibles inversiones podrán realizarse prosiguiendo el esquema privatista acentuado e institucionalizado desde comienzos de la década del '90; pero también pueden ser realizadas por El Estado, o siguiendo un eventual esquema mixto.

La segunda y la tercera alternativas - sobre todo la segunda- requerirán sin duda un marco legal adecuado, por lo que será imprescindible anular o transformar profundamente la legislación que se dictó para implementar el proceso privatista. Pero ello es perfectamente factible, existiendo muchos ejemplos en el mundo de países que - celosos de su soberanía y de preservar el manejo estratégico-, mantienen o han hecho volver a manos estatales a todo o parte del Sector Energético. Entre otros pueden citarse a Francia, Brasil, Venezuela, México, Uruguay, etc.

Pero es sumamente importante advertir que el orden en que se realicen las inversiones será fuertemente influido por el tipo de Política Energética adoptada. E inclusive el énfasis hacia determinado tipo de generación o el eventual relegamiento de otros tipos de generación, puede acentuarse según cual sea el marco de Política Energética en el que se actúe. Ha quedado muy claro que el liberalismo privatizante ha priorizado muy fuertemente la generación termoelectrica en base a gas natural, haciendo a la matriz energética argentina fuertemente dependiente de ese combustible, lo cual no ha sido beneficioso.

Inclusive las políticas de "despacho" de las centrales (de funcionamiento de usinas para cubrir hora a hora la demanda) se instrumentaron beneficiando de hecho a la termoelectricidad, tal como fue explicado por especialistas objetivos en la materia.

Definiendo conceptos, quien suscribe

Conclusiones

La situación descrita objetiva pero crudamente; pero desde una óptica claramente nacional, refleja una crisis coyuntural de la cual se podrá salir con paliativos y a un muy alto costo para los usuarios y para el país, tanto por la pérdida de varios puntos de crecimiento del PBI, como por las continuas remesas de utilidades al exterior, de las empresas

sostiene no sólo la conveniencia sino también la necesidad de volver a pautas y parámetros de acción con fuerte participación estatal. Sólo el manejo estratégico de todo el Sector Energético es motivo más que suficiente para avalar esta postura. Pero también adviértase que el monto de las abultadas utilidades de las empresas extranjeras que operan en el sector, sistemáticamente remesadas al exterior, con toda seguridad suman un monto que excede las importantes necesidades de inversión señaladas en este trabajo. Adicionalmente, además de absolutamente irritativo socialmente y negativo económicamente, es un absurdo que nos hagan pagar precios internacionales por nuestro petróleo y nuestro gas; lo cual no sucedía en épocas en las que El Estado manejaba directamente estas variables de tanta importancia social, política, económica y estratégica.

extranjeras que manejan el Sector Energético en general; las que con las subas de precios acrecientan sus utilidades a expensas de todo el resto de la Economía Argentina.

Pero la crisis estructural hacia la que marchamos, es de una magnitud tal que podrá conmovier hasta los cimientos la estructura socioeconómica de

Argentina; y si no se implementan soluciones rápidas, muy efectivas y con profundo sentido de los Intereses Nacionales, podrá afectar seriamente el aún endeble pero fuerte proceso de crecimiento económico en el que se halla la economía argentina, al salir de la profundísima crisis socioeconómica y política precedente.

Las correctas y patrióticas soluciones que se implementen podrán volver a transformar a todo el Sector Energético (los hidrocarburos más todo el Sector

Eléctrico y todas las áreas vinculadas) en un área estratégica relevante que sea el puntal en el que se apoye el crecimiento económico autosostenido, que a su vez conforme el proceso de desarrollo socioeconómico que resulta imprescindible, incluso para subsistir como la unidad política que conforma la República Argentina.

En caso contrario, la Nación Argentina carecerá de una de las herramientas estratégicas básicas para alcanzar su destino de grandeza.

La Crisis Energética: Teoría y Práctica Económica

Laura Souilla

Mucho se comenta acerca de la actual crisis energética. El enredo de argumentos políticos y sectoriales que se cruzan en los medios, producto de la puja redistributiva entre los distintos sectores y el gobierno, provocan confusión, paralización del mercado y efectos contrarios a los que frecuentemente se enuncian desde el Gobierno.

Bajo argumentos supuestamente progresistas, el precio del gas pesificado ha venido subsidiando a la industria exportadora mientras que los sectores residenciales de menores ingresos emplean el gas de garrafa, cuyo precio se ha mantenido en dólares.

Repasando la Historia Reciente

Más allá de las modas o ciclos histórico-políticos, hay datos y experiencias concretos en línea con el sentido común que vale la pena recordar.

Como consecuencia de la crisis político-económica de fines del 2001, se congelaron y pesificaron las tarifas a usuario final, se paralizaron las revisiones tarifarias en curso y los entes reguladores del sector vieron desdibujado su rol a favor del Poder Ejecutivo.

El precio del gas en boca de pozo también se congeló en la tercera parte de su valor pre-devaluación, medido en dólares. En paralelo, las centrales eléctricas vieron recortados sus ingresos cuando el gobierno comenzó a limitar artificialmente el precio mayorista de la electricidad. Las transportistas y distri-

buidoras (tanto de gas natural como de electricidad), con tarifas congeladas, continúan aún hoy con sus contratos de concesión sujetos a renegociación.

Este status, si bien puede incluir paliativos de muy corto plazo, no es sostenible en el tiempo. El precio de un bien debe estar alineado con lo que cuesta producirlo y distribuirlo. De lo contrario, más temprano que tarde, se produce la escasez.

Si a este marco general, le sumamos características propias de las inversiones en la industria energética, nos encontramos con tiempos y humores políticos y de actores privados difíciles de conciliar con los tiempos de exploración y explotación de pozos, construcción de gasoductos, y montaje de nuevas

centrales eléctricas; obras necesarias para mantener una oferta acorde con el ritmo de crecimiento de la demanda.

En efecto, la combinación de tarifas congeladas por debajo de los verdaderos costos y reactivación económica (fundamentalmente asociada a la industria exportadora) incentivó la demanda interna de gas natural y electricidad, que creció un 9 % en el año 2003 respecto del 2002, por encima de las tasas promedio históricas.

En paralelo, se observa un estancamiento en la perforación de pozos de gas

natural. Nuevamente, la teoría económica ayuda a explicar este fenómeno: el precio "pisado" del gas en boca de pozo no es suficiente para incentivar la producción.

Tampoco se observan expansiones en la capacidad del sistema de transporte de gas natural desde el año 2001, cuya capacidad máxima es de 120 MMm³/día.

Con esta conjunción de factores es fácil explicar el aumento en días de corte para la industria y las centrales eléctricas durante este invierno.

Algunas Medidas Adoptadas para Pilotear la Crisis

En la Industria del Gas

A nuestro juicio, el hecho más relevante ha sido el acuerdo entre la Secretaría de Energía y los Productores de gas para establecer un sendero de recuperación del precio del gas y segmentar la demanda.

Por un lado, están los usuarios industriales (bajo la distribuidora y nuevos consumidores directos) y los generadores de electricidad para los que se establece un esquema de normalización del precio del gas que lo lleva de los actuales 0.43 USD / MMBTU a 1.00 USD / MMBTU en Jul - 05, por debajo del precio pre-devaluación (1.2 USD / MMBTU).

Por otro lado, están los usuarios residenciales y pequeños comercios que no

sufren aumentos en el corto plazo y para los que se dispondrá un sendero de recuperación que alcance el valor previsto de 1.00 USD / MMBTU recién en diciembre - 06.

Finalmente, está la gran industria que utiliza como insumo el gas natural y ha quedado fuera de este acuerdo, debiendo negociar el precio del gas directamente con los proveedores, en contratos libremente pactados entre partes.

En paralelo, y para mitigar la escasez de gas durante el invierno, el gobierno argentino acordó la importación de gas desde Bolivia a precios de mercado (~ 1.4 - 1.6 USD / MMBTU) y restringió las exportaciones de gas a Chile, cuyo abastecimiento eléctrico depende

críticamente del gas argentino.

También se han lanzado, bajo la figura del fideicomiso, las expansiones en el

En la Industria de la Energía Eléctrica

En el sector eléctrico los precios aún no se han "sincerado", en el sentido que el precio que se paga por la energía no está reflejando el costo de producirla. Aún con precios "pisados", el déficit del sector sigue aumentando y continúan los aportes del Tesoro para financiarlo (lo que no se remunera vía tarifas, se remunera vía impuestos).

La potencia instalada para generación, si bien es todavía suficiente para satisfacer la demanda, con un razonable nivel de reserva, depende críticamente del insumo gas natural. Para este invierno 2004, y frente a la escasez, el gobierno ha pactado la compra de

Conclusiones

Las medidas adoptadas desde el gobierno no se agotan en las descritas en el apartado anterior y muchas de ellas son contrapuestas y difíciles de interpretar a la hora de perfilar el rumbo que finalmente tomará el mercado energético.

Si enfocamos el análisis desde una perspectiva general, entendemos que el objetivo último de cualquier política sectorial debería ser crear las condiciones para atraer inversiones y promover la

transporte previstas en 6 millones de m³/día (5 % de la capacidad actual, ~ 400 millones USD).

combustibles líquidos a Venezuela (a valores de mercado) para poner a disposición de las centrales eléctricas.

También comenzó la importación desde Brasil de 500 MW (~ 4% de la demanda máxima total) durante los meses más críticos del invierno. El precio de esta energía, si bien por debajo del costo de las máquinas locales más ineficientes quemando combustibles líquidos, está por encima del precio reconocido actualmente a los generadores locales.

Se ha iniciado la negociación con los generadores para acordar un sendero de recuperación de precios aún no bien definido.

competencia y eficiencia.

En el mercado de gas se han dado pasos para recomponer el precio del gas en boca de pozo. Resta aún restablecer las condiciones para que las licenciatarias de transporte y distribución (tanto de gas como de electricidad) puedan invertir nuevamente.

En el sector eléctrico, no es probable que aparezcan nuevas inversiones privadas en los próximos dos años y ya para el

año 2006 / 2007 se vislumbran problemas de abastecimiento si la recuperación económica continúa y la demanda sigue creciendo en forma sostenida. Si bien el gobierno prevé activar la finalización de Yacretá (aumentar su capacidad de generación en 60 % (cota 83) y su vínculo con el mercado requieren cerca de 800 millones USD), hay que ser cauteloso a la hora de estimar su fecha de entrada en servicio.

Mientras tanto, un posible rumbo que

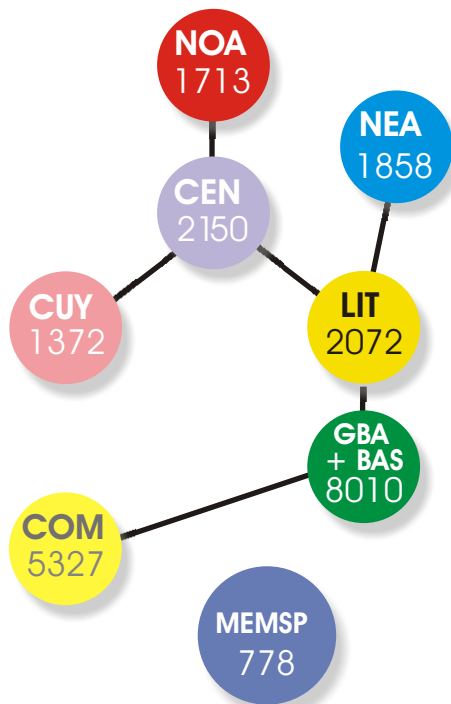
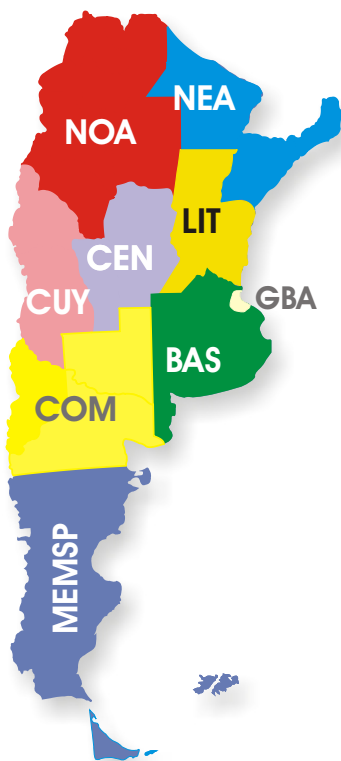
podría adoptar el gobierno es crear condiciones para lograr, hasta que se produzcan nuevas inversiones, la mayor eficiencia en el sector. Para ello, es necesario que el producto eléctrico se remunere adecuadamente y el precio se fije por el libre juego de la oferta y la demanda, por lo menos para aquel segmento de consumidores que tienen capacidad suficiente para pagarlo y no necesitan ser subsidiados.

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.

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



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre de 2003 en los dos sistemas (MEM y MEMSP) es de 23 280 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, 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.

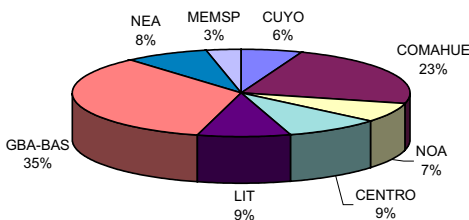
La tabla siguiente expone la potencia térmica instalada (en MW) a diciembre de 2003 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		788	1372
COMAHUE		578	264		842		4485	5327
NOA	261	439	829	4	1533		180	1713
CENTRO	227	297	64		588	648	914	2150
LIT	242	40	845		1127		945	2072
GBA-BAS	3640	571	3442		7653	357		8010
NEA	25	123			148		1710	1858
Total MEM	4515	2138	5818	4	12475	1005	9022	22502
MEMSP		196	63		259		519	778
Total	4515	2334	5881	4	12734 54.7%	1005 4.3%	9541 41.0%	23280

Se hace notar que no hubo diferencias respecto a los valores correspondientes a junio de 2003.

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

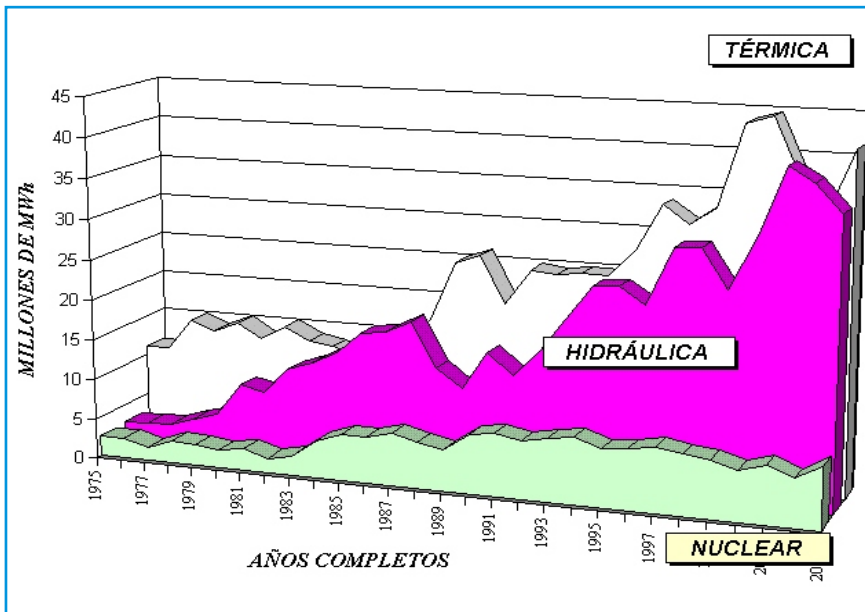
**Potencia Instalada
por Regiones
Diciembre de 2003**



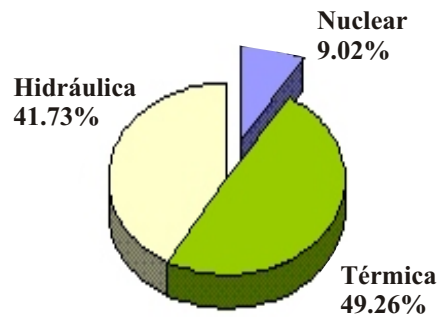
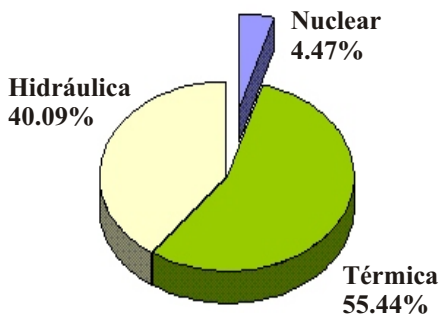
Generación de Energía Eléctrica

Sistema Argentino de Interconexión (SADI) (actual MEM) Generación Bruta Anual-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
Total	686,590,143	50.19	522,476,834	38.20	158,784,291	11.61	1,367,851,268



A continuación se puede apreciar la relación entre la potencia instalada y la generación de energía eléctrica entre los distintos tipos de fuentes energéticas para el año 2003.



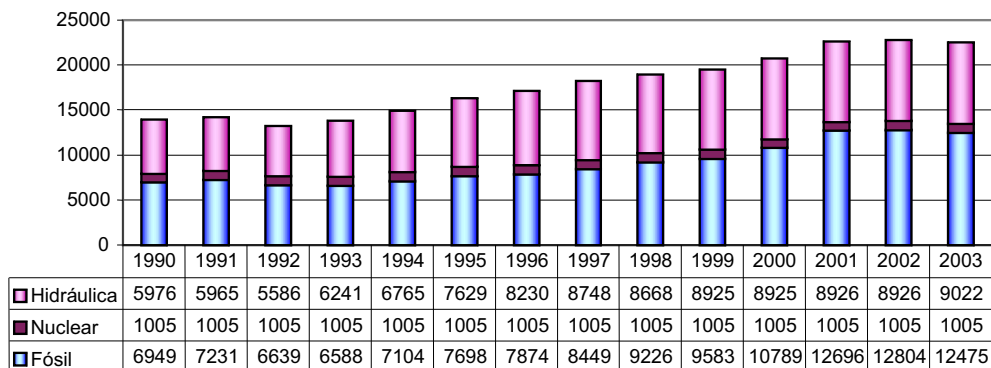
Nuclear	1,005.0 MWe
Térmica	12,475.0 MWe
Hidráulica	9,022.0 MWe
Total	22,502.0 MWe

Nuclear	7,566,289.0 GWhe
Térmica	41,334,200.0 GWhe
Hidráulica	35,014,100.0 GWhe
Total	83,914,589.0 GWhe

Podemos ver también como ha sido la evolución desde 1990 de la potencia instalada por fuente de energía.

MW

Potencia Instalada en el MEM

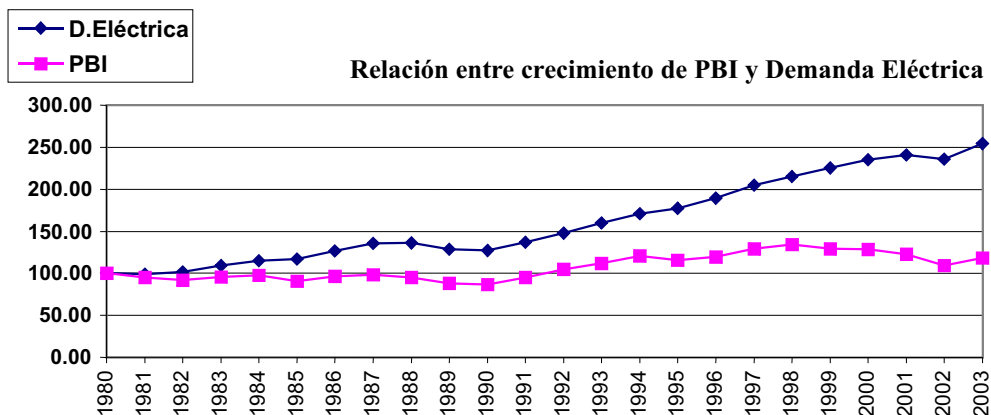


Dentro de la generación que no opera en el Mercado, se destaca la eólica que aporta casi 14 MW y representa el 0,07 % del total del sistema. La mayor parte de ésta, 8 MW, se encuentra en el SIP y los 6 MW restantes se ubican principalmente en el sur de la provincia de Buenos Aires

La demanda de energía eléctrica en nuestro país ha tenido un importante crecimiento en los últimos 23 años y con la excepción de los años 1989, 1990 y 2002 ha sido siempre creciente.

No podemos decir lo mismo de la economía de nuestro país.

Si consideramos al año 1980 como 100 podemos observar en el gráfico siguiente la relación entre evolución de la economía y la demanda de energía eléctrica.



La demanda y producción de energía eléctrica, en el periodo analizado, ha crecido un 154 % mientras que el PBI (la economía del país) ha crecido sólo un 18 %. Ahora bien, si tenemos en cuenta que la población en nuestro país, en el mismo periodo (1980 a 2003), ha crecido un 35,5 % nos encontramos que la producción de bienes por habitante ha disminuido un 17,5 % o sea que estamos un 17,5 % más pobres que en 1980 pero consumimos mucha más electricidad.

Generación Nucleoeléctrica

Año	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada por Cna I - 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	4,640,970	15.14
1985	90.26	93.70	5,765,964	16.62
1986	89.91	66.54	5,711,497	15.03
1987	48.10	88.47	6,464,835	15.09
1988	27.36	86.92	5,798,038	13.17
1989	0.00	88.93	5,039,357	11.97
1990	59.75	95.69	7,280,198	16.85
1991	92.58	89.37	7,771,236	17.02
1992	75.96	84.24	7,080,633	14.78
1993	81.86	90.43	7,694,151	14.55
1994	86.03	97.68	8,234,953	14.30
1995	91.08	74.32	7,066,739	11.79
1996	69.78	92.60	7,459,308	11.65
1997	92.74	89.14	7,960,599	11.50
1998	80.95	86.72	7,452,828	10.47
1999	47.65	99.07	7,105,976	9.33
2000	57.00	77.21	6,177,090	7.47
2001	48.66	97.56	7,058,638	8.33
2002	34.44	83.92	5,820,814	7.49
2003	68.82	95.38	7,566,289	9.34
Ene-Ene 2004	98.74	99.58	742,354	9.34
Acumulado desde Entrada edn Servicio Hasta el 31/01/04	72.10	87.24	158,784,291	11.61

En la tabla anterior se muestran los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino y porcentaje de participación nuclear en el total generado en el sistema argentino de interconexión.

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 3750 MW, ver tabla. Estas cifras, de concretarse su incorporación, representan un incremento del parque actual de 16,4 %.

La mayoría de este equipamiento (salvo la central nuclear de Atucha 2) corresponde a equipos térmicos que utilizan combustibles fósiles.

Hay que tener en cuenta que estos generadores (al no disponer de fecha de incorporación) requieren un tiempo mínimo de dos o tres años para su concreción.

Tabla Incorporaciones sin fecha definida de puesta en marcha (de difícil concreción antes de 3 años)

Empresa	Grupo Generador	Tipo	Potencia (MW)	Potencia Acumulada (MW)
NASA	ATUCNU02	NUC	745	745
ENARGEN	ENARCC01	CC	480	1225
C. Las Playas	LPLACC01	CC	250	1475
GENELBA	GEBACC02	CC	850	2325
Central Piedrabuena	BBLACC01	CC	780	3105
CAPEX	LDLACV01	CV	200	3305
Termoandes	TANDCC01	CC	203	3508
C.T. NOA	INDECC01	CC	242	3750

Fuente: CAMMESA Diciembre 2003

También, se debe hacer notar que no hubo modificaciones de la lista de incorporaciones previstas respecto de la de junio del 2003.

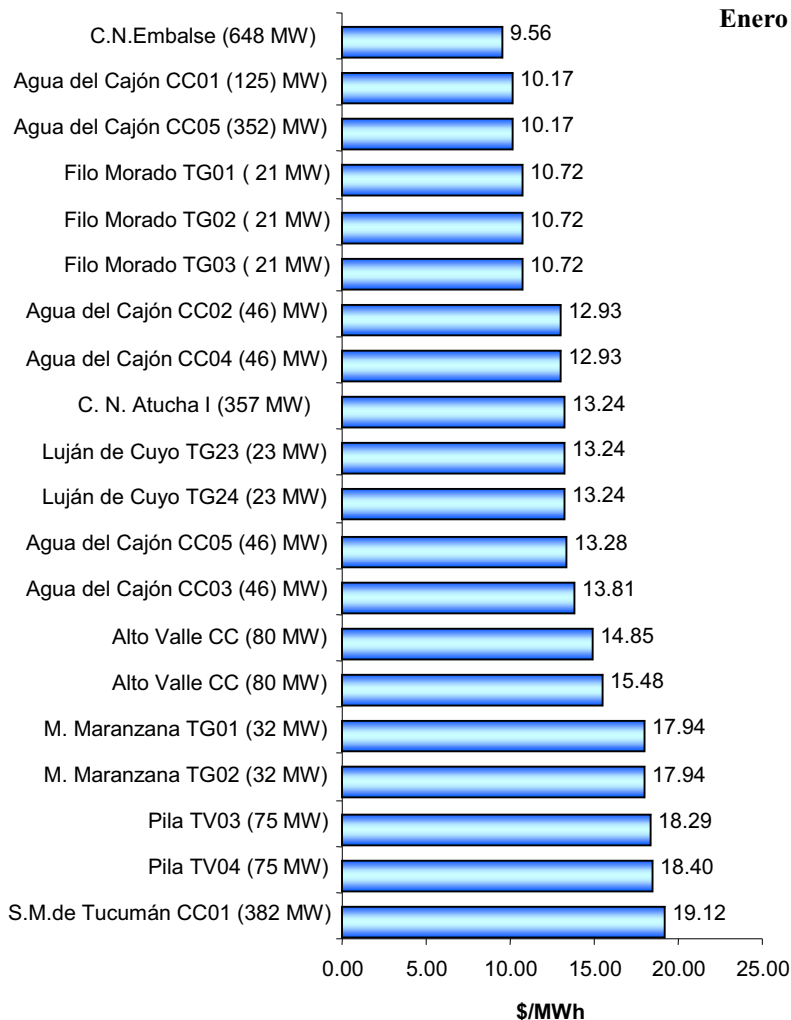
Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

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.

Orden de Despacho Térmico Enero 2004



Recientemente, mediante la Resolución de la Secretaría de Energía SE N° 8, 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 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.

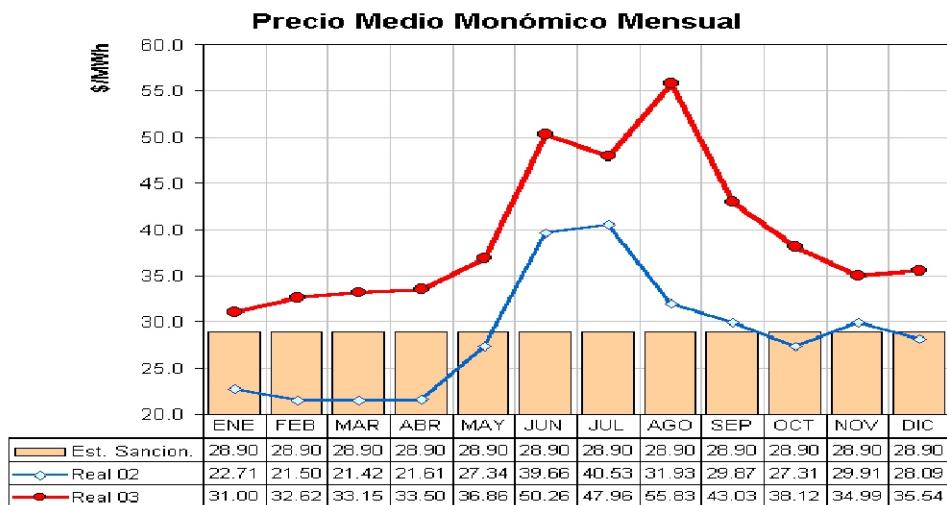
En principio y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las 20 primeras unidades térmicas.

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



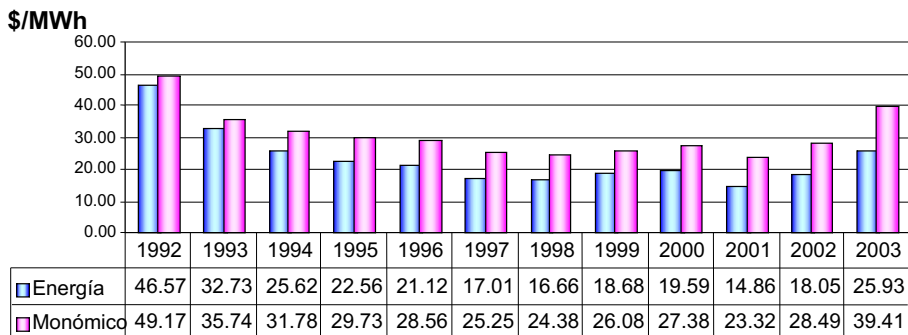
Precios del MEM - 2003

Durante el año 2003, el precio de la Energía Eléctrica en el MEM ha sido superior en pesos a su correspondiente al año 2002, en cambio si consideramos la devaluación producida su valor en moneda constante ha sido muy inferior.

Se indica a continuación la evolución del precio en el mercado spot en pesos durante el año 2003, durante el 2002 y los precios estacionales sancionados por CMMESA (ver figura anterior).

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

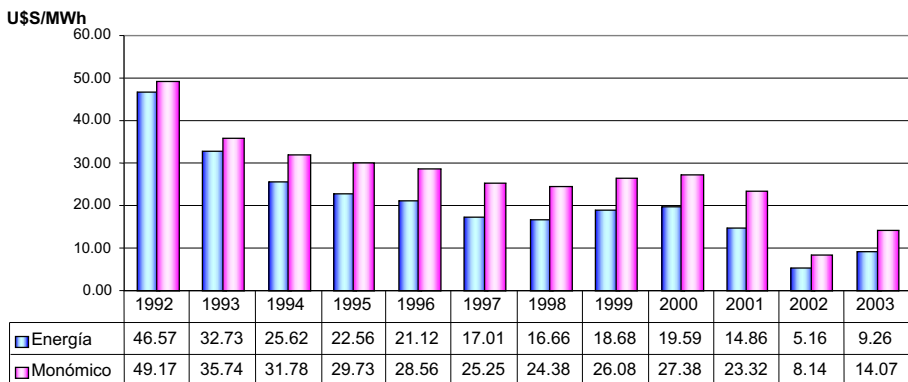
A continuación se indica la evolución del precio de la energía y el precio monómico desde el año 1992.



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 año 2003 serían muy inferiores a los correspondientes a años anteriores como se puede apreciar en la tabla.



Precios Promedio Anuales

La OIEA Defiende la Energía Nuclear como Mejor Solución para el Abastecimiento Energético Europeo

(Aquí Europa)

El director general del Organismo Internacional de la Energía Atómica (OIEA), Mohamed El Baradei, ha defendido en Bruselas la energía nuclear como mejor opción para evitar la creciente dependencia europea de las fuentes de energía exteriores. El Baradei subrayó que la energía nuclear no emite apenas gases de efecto invernadero.

La Agencia Europea de Medio Ambiente inauguró ayer en Bruselas la conferencia, titulada "Alternativas Energéticas para Europa". El evento tiene como objetivo estudiar los desafíos que se le plantean al continente europeo para garantizar el suministro energético, reducir su dependencia del exterior y asegurar un desarrollo del sector energético desligado de un incremento de los daños medioambientales.

Al acto han asistido expertos europeos en materia de energía y numerosos políticos y autoridades públicas. Entre los invitados, Mohamed El Baradei fue el ponente de una de las charlas de la jornada acerca de las perspectivas futuras de la energía nuclear.

Según afirmó, la cadena nuclear europea libera entre 2 y 6 gramos de carbón por kilovatio/hora, una cifra similar a la liberada por la producción energética solar y la eólica. A finales de 2003, operaban en el mundo un total de 440 centrales nucleares, suministrando el 16% de la electricidad. Si se reemplazaran esas plantas por fuentes no nucleares, las emisiones de dióxido de carbono aumentarían en 600 millones de toneladas al año, en palabras de El Baradei.

Esta cifra supone dos veces la cantidad que se habría ahorrado en 2010 si se aplica el Protocolo de Kioto, contando con la eventual ratificación de Rusia. El director general de la OIEA señaló asimismo

El Departamento de Energía (DOE), responsable de los transportes, estima el GAO en su informe titulado "Combustible Nuclear Gastado: Opciones para Mejorar la Seguridad", podría reducir el número total de envíos incorporando más material en cada transporte. Otra posibilidad sería transportar antes el combustible más antiguo, pero esto contradice la "Ley de Política sobre Residuos Nucleares" en virtud de la cual los dueños del combustible gastado son los que determinan los materiales que deben transportarse en primer lugar al repositorio.

China y Japón Construirán Nuevos Reactores

(WNA News Briefing, 24 diciembre 2003 - 6 enero 2004)

El Gobierno chino ha anunciado que invitará a empresas extranjeras a presentar propuestas de proyecto y construcción de cuatro unidades, según el pliego de condiciones que elaborarán conjuntamente las empresas China Nuclear Corporation y Guangdong Nuclear Power Group.

La inversión en las cuatro unidades supondrá varios miles de millones de euros y se espera iniciar la construcción en 2005. Dos de ellas se instalarán en Sanmen, provincia de Zhejiang, y las otras dos en Lingdong, en el sur de la provincia de Guangdong.

Por otra parte, en Japón, el ministro de Economía, Comercio e Industria ha dado autorización para construir la unidad 3 de la central nuclear de Tomari, un PWR de 912 MW. La empresa propietaria, Hokkaido Electric Power, ha iniciado ya las labores de preparación de los terrenos del emplazamiento y espera iniciar la operación comercial del reactor en diciembre de 2009.

La última autorización de construcción de una central nuclear en Japón fue otorgada en 1999 a la empresa Hokuiku Power para la unidad 2 de la central de Thika, un ABWR de 1358 MW.

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: 6779-8185 Fax: 6779-8570

E-Mail: rey@cnea.gov.ar