

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; Luxemburgo 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

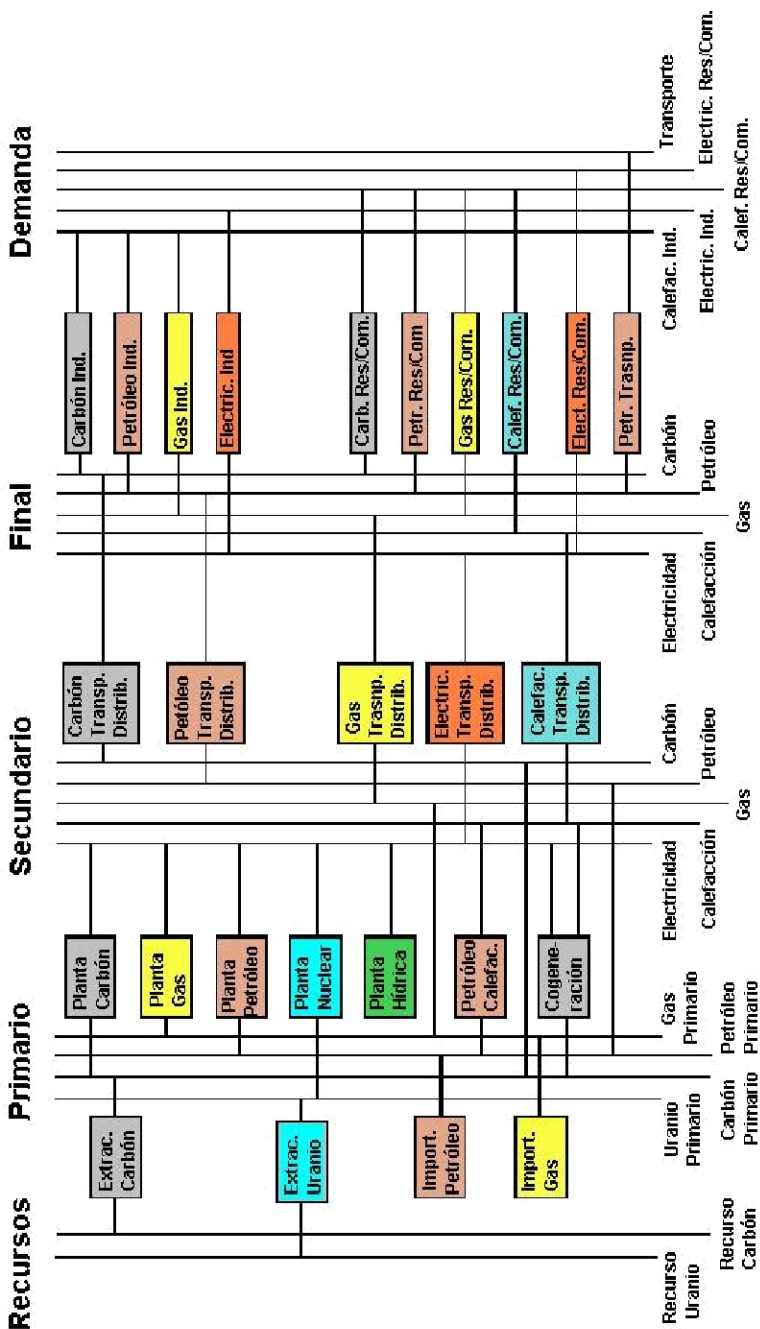


Figura 1: Representación Esquemática de Algunas Cadenas Energéticas

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

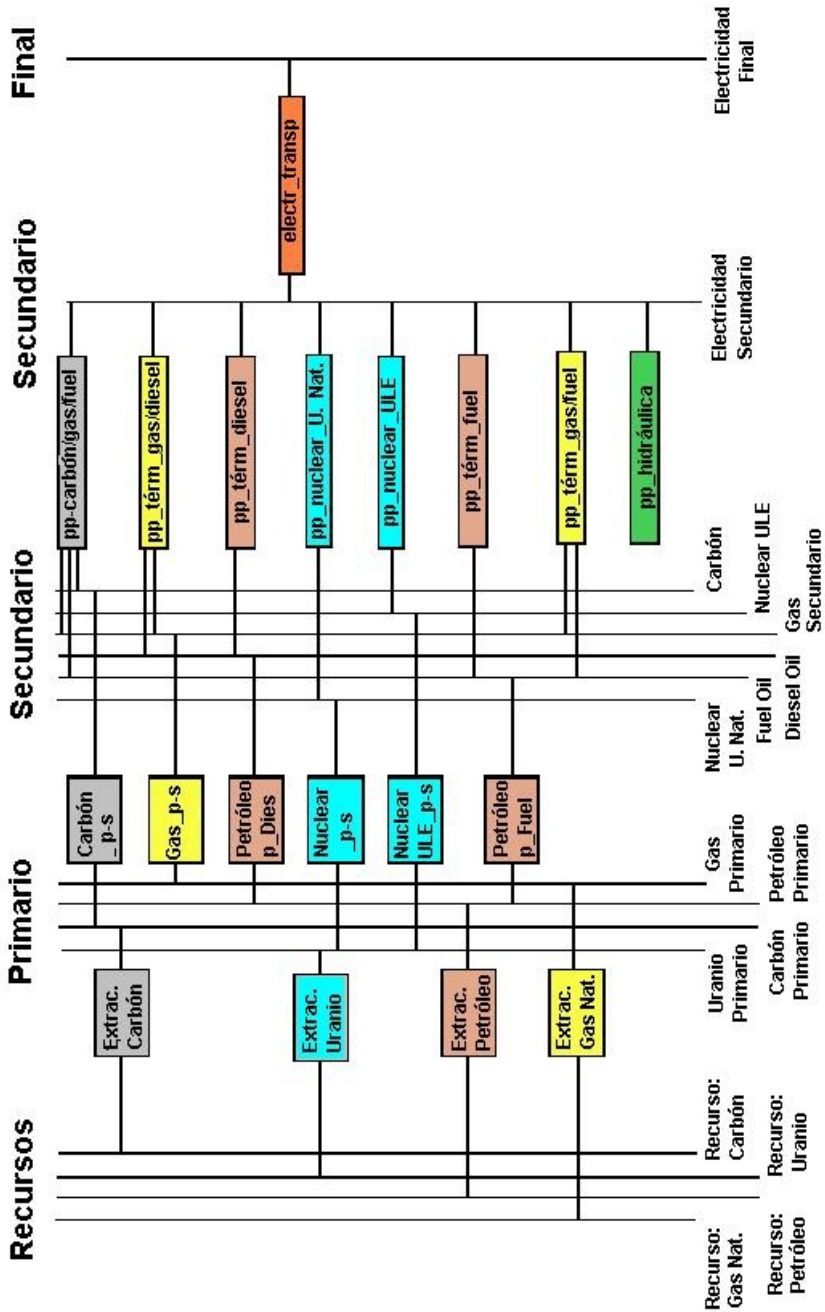


Figura 2: Cadenas Energéticas Empleadas en la Simulación del Sistema Argentino Eléctrico Interconectado

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.

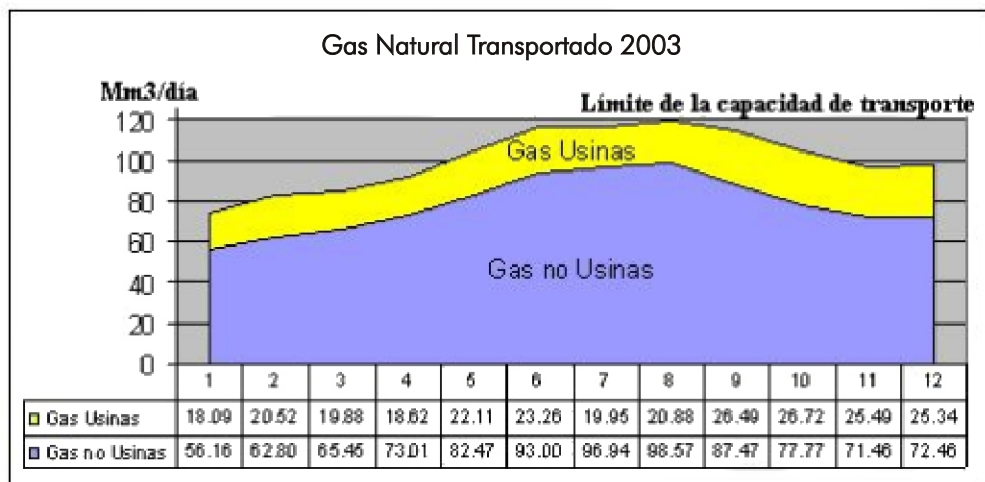


Figura 3: Distribución Mensual del Gas Natural Consumido en Usinas y por Usos No Eléctricos. Límite de la capacidad de transporte

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.

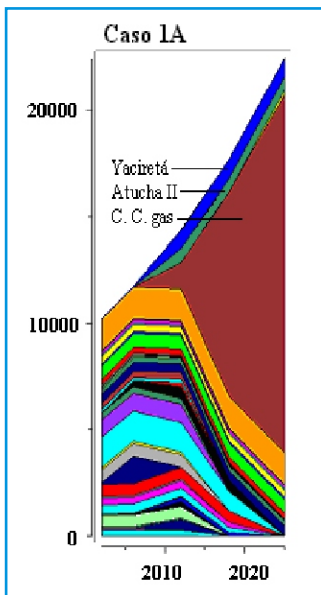


Figura 4: Caso_1A

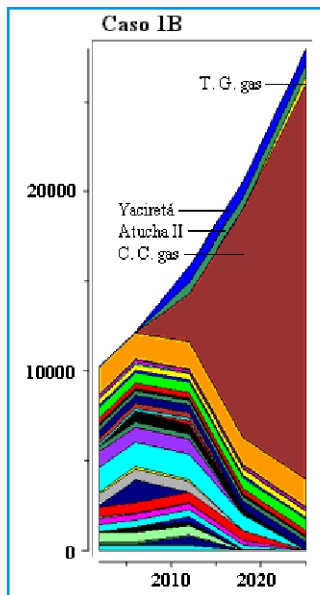


Figura 5: Caso_1B

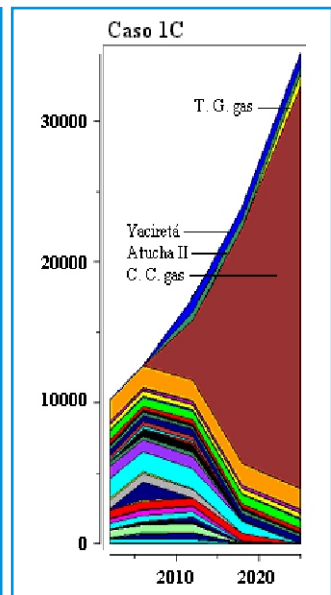


Figura 6: Caso_1C

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.

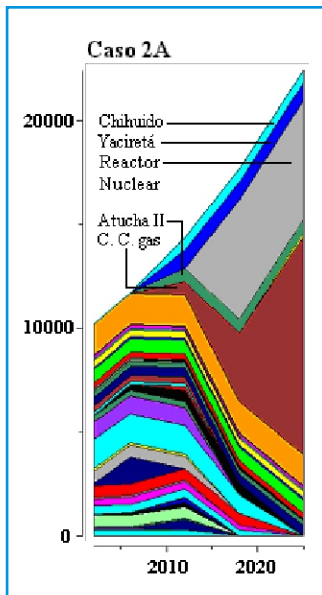


Figura 4: Caso_1A

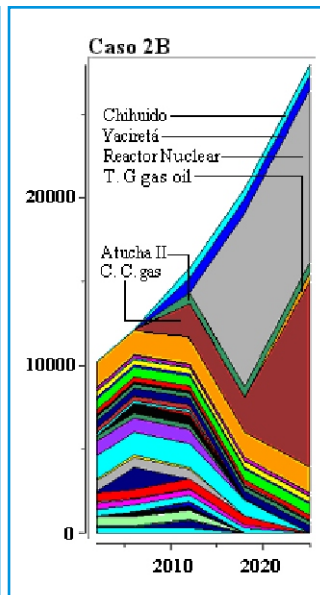


Figura 5: Caso_1B

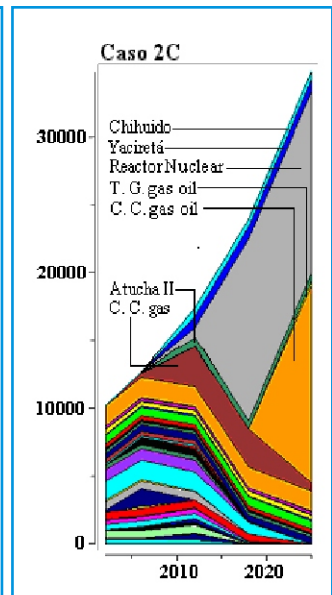


Figura 6: Caso_1C

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 2004 CAMMESA.
<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