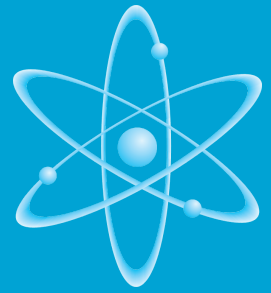


Boletín Energético



1er. Semestre 2009
AÑO XII N° 23

23



ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Ing. Francisco Carlos Rey

Coordinación Editorial: Ing. Norberto Coppari

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari

Lic. Cristina A. Delfino

Ing. Jorge Giubergia

Ing. Susana Gómez de Soler

Ing. Lucía Ramilo

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Energética, perteneciente a la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica; Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires. Tel.: 6772-7422/7419/7526/7869.

Producción Editorial: Ing. Francisco Carlos Rey

Ing. Norberto Coppari

Ing. Jorge Giubergia

Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Gustavo Barbarán

Ing. Valeria Cañadas

Sr. Diego Maur

Ing. Inés Torino Aráoz

Apoyo Técnico Administrativo: Sr. Diego Coppari

Sr. Facundo Leuzzi

Sra. Mónica Nicolini

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta junio de 2009, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina A. Delfino

Impresión: Talleres Gráficos Centro Atómico Constituyentes - CNEA

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

E-mail: rey@cnea.gov.ar coppari@cnea.gov.ar

ISSN 1668-1525

Las opiniones expresadas en los artículos firmados de este boletín no representan necesariamente las de la Subgerencia de Planificación Estratégica, que declina toda responsabilidad sobre las mismas.



CONTENIDO

El agua en las centrales térmicas y nucleares

Artículo adaptado perteneciente al Foro Nuclear Español

Los reactores del futuro

Artículo adaptado perteneciente al Foro Nuclear Español

- Potencia Instalada**
- Generación de Energía Eléctrica**
- Generación Nucleoeléctrica**
- Picos de Potencia**
- Incorporaciones Previstas**
- Costo Variable de Producción y Orden de Despacho**
- Indisponibilidades en la Generación**
- Evolución de los Precios**
- Consumo de Combustibles**
- Demanda Eléctrica Regional Centro y Cuyo**
- Noticias**

En la actualidad, el 90% de las centrales nucleares que operan en el mundo son de uranio enriquecido y agua liviana, y de éstas, el 68% son del tipo PWR. Si uno presta atención al mercado de reactores, actualmente ofrecidos, se dará cuenta que la gran mayoría de éstos emplean uranio enriquecido, a excepción de los reactores CANDU-6 que ofrece Canadá, aún así AECL, la empresa que los fabrica, planea reemplazar su línea CANDU-6 por el ACR (Advanced CANDU Reactor) que utilizará uranio enriquecido para su funcionamiento.

Esto plantea la reevaluación del interesante debate planteado en los inicios de la actividad nuclear en Argentina, uranio natural versus uranio enriquecido. En aquel momento, los analistas y decisores evaluaron correctamente que el ciclo de uranio natural era el más conveniente para Argentina porque le permitía acceder en menos tiempo a la nucleoelectricidad y al mismo tiempo evitar la dependencia de un proveedor de uranio enriquecido.

Más de cuarenta años han pasado de esa decisión. En ese lapso, el Sistema Nuclear Argentino se consolidó mediante la construcción de dos

centrales, el inicio de una tercera, plantas de producción de agua pesada, instalaciones de enriquecimiento de uranio, fabricación de combustibles nucleares, producción de dióxido de uranio y disponibilidad de yacimientos de uranio para proveer el material necesario. Este plan se vio segado a fines de los '80 y principios de los '90 en el marco de un falso paradigma de abundancia de recursos energéticos fósiles. Así, grandes recursos invertidos anteriormente por el Estado Nacional fueron desactivados con la pérdida de capacidades y conocimientos que ello implicó.

A mediados del año 2006, se anuncia la reactivación del Plan Nuclear Argentino con la finalización de Atucha II, la reactivación de los proyectos de enriquecimiento de uranio, de minería y la construcción del prototipo del reactor CAREM 25. A tres años de aquellos anuncios, ya se vislumbran los primeros logros del mismo.

Recientemente se produjo un hito fundamental en la construcción de la Central Nuclear Atucha II, la colocación de la tapa del recipiente de presión. Eso motivó la presencia de la Presidenta de la Nación Dra. Cristina Fernández de Kirchner, la cual en sus anuncios menciona la continuidad de estas actividades "...tenemos que ir por más, tenemos que ir por Atucha III y por el CAREM. Atucha III en donde tendremos que seguir incorporando tecnología extranjera. Pero créanme, mi gran ilusión, mi gran sueño es que con el CAREM podamos producir el Reactor Nuclear Argentino y creo sinceramente que lo podemos hacer, porque somos en Latinoamérica los que mayores experiencias tenemos en esta materia."

Respecto a Atucha III, es decir la cuarta central nuclear Argentina, ya se comenzaron los estudios de factibilidad técnico-económicos que contaron con la participación de expertos de distintas áreas de CNEA.

La evaluación realizada contempla a todos los proveedores mundiales de centrales nucleares cuyo rango de potencia se encuentra entre 1000 y 1600 MWe. Francia (EPR – PWR de 1600 MWe), Estados Unidos (AP-1000 – PWR de 1000 MWe), China (CN-1000 – PWR de 1000 MWe), Corea del Sur (OPR-1400 y APR-1000, PWRs de 1400 y 1000 MWe respectivamente), Canadá (CANDU-6 – PHWR de 750 MWe y ACR-1000 PWR moderado con agua pesada de 1150 MWe) y la Federación Rusa (VVER-1200 – PWR de 1200 MWe) son los países que estarían en condiciones de presentarse para una eventual compulsa para la cuarta central.

De todas esas centrales, la única que es de uranio natural es la CANDU-6, un

modelo similar a la CN Embalse que está ubicada en la provincia de Córdoba. Este modelo y el CN-1000, ofrecido por China, son los únicos que pertenecen a la denominada Generación II de centrales nucleares. El resto corresponde a centrales de Generación III o III+ y usan uranio enriquecido como combustible.

En estas etapas, no es claro cuál es la central más conveniente para el país. Esto no es sólo una función de la tecnología usada, sino también de las posibilidades que tenga el país para participar en su diseño y construcción; aportando materiales, equipamiento y mano de obra calificada. También es relevante el costo de la central y la forma de financiarla.

Claro que una central con tecnología de uranio enriquecido permitiría una sinergia con el actual prototipo del reactor CAREM. Ambos proyectos, para ser factibles de llevar a cabo, necesitan de la tecnología de enriquecimiento de uranio. En Argentina estos proyectos fueron retomados mediante la revalorización del Complejo Tecnológico Pilcaniyeu, donde se localiza la planta de enriquecimiento de uranio por difusión gaseosa.

Así, el Plan Nuclear Argentino suma otro avance para el fortalecimiento de un sistema nuclear, seguro y con capacidad para dar las respuestas a los desafíos que plantea la sociedad.

El Agua en las Centrales Térmicas y Nucleares

Artículo adaptado perteneciente al Foro Nuclear Español

El agua que utilizan las centrales termoeléctricas para su funcionamiento tiene como función extraer el calor procedente de la combustión de materiales fósiles en una caldera, o el producido por la fisión del uranio en un reactor nuclear. Esta energía térmica transferida al agua, que por el aumento de su entalpía se convierte en vapor, se transforma luego en energía mecánica al expandirse el vapor en una turbina, originando el giro de la misma, que acciona a su vez un alternador. Es así como se convierte la energía mecánica en electricidad.

En estas centrales el fluido de trabajo, el agua, circula en circuito cerrado desde la caldera en las centrales fósiles o el reactor en las nucleares (punto caliente), donde se convierte en vapor a alta presión y temperatura, hasta la turbina, haciéndola girar cediendo para ello parte de su energía térmica. El vapor de escape de la turbina, a baja presión, se condensa en un intercambiador de calor denominado condensador por cuyos tubos circula agua de refrigeración (fuente fría) procedente del mar, de embalses, o de ríos. El condensado se bombea nuevamente a la caldera o al reactor, y así se cierra el circuito. La evolución del agua en este sistema sigue las leyes de la termodinámica,

que impone una considerable pérdida de energía térmica al generar energía mecánica. El agua de este circuito de trabajo no está en ningún momento en contacto con el combustible fósil o nuclear, ni con el agua de refrigeración del condensador.

En resumen, cuando se menciona el agua en una central térmica se está hablando de dos circuitos:

- Un circuito primario cerrado de agua de pureza controlada, que sigue la evolución del ciclo termodinámico agua-vapor, para transformar parte de la energía térmica que recibe del combustible en energía mecánica en la turbina, cediendo el resto en el condensador al segundo circuito.
- Un segundo circuito de refrigeración para condensar el vapor de escape. Este circuito, que es abierto, utiliza agua procedente del mar o de cursos fluviales, que se devuelve a su procedencia ligeramente más caliente.

Cuando se habla de necesidades de agua en una central se trata del agua de este segundo circuito, pues el agua del circuito primario no se consume, salvo pequeñas cantidades por fugas o maniobras, y siempre de forma controlada.

El Agua de Refrigeración en las Centrales Nucleares

La utilización del agua en las centrales nucleares no difiere conceptualmente de la requerida por las centrales térmicas clásicas.

En las centrales nucleares los elementos combustibles que constituyen su núcleo, ceden su calor directa o indirectamente, al circuito cerrado agua/vapor. En los reactores de agua en ebullición (BWR, Boiling Water Reactor) el agua se vaporiza directamente en el mismo recipiente del reactor; el vapor a alta presión va después a la turbina; el vapor de escape, a baja presión, se condensa en el condensador; y el agua condensada regresa al recipiente como agua de alimentación, todo ello en circuito cerrado. En los reactores de agua a presión (PWR, Presurized Water Reactor) se utiliza, además, un circuito de agua cerrado (llamado circuito primario) en el cual el agua sin convertirse en vapor, circula por el exterior de los elementos combustibles, trasladando el calor recibido a un generador de vapor en donde lo entrega a otro circuito cerrado (llamado circuito secundario) agua /vapor. La circulación del agua en estos sistemas puede verse en las siguientes figuras.

En ambos casos, la condensación del vapor de escape de la turbina es

efectuada con agua de refrigeración exterior (fuente fría), que circula por los tubos del condensador y que por lo tanto no está en contacto con ningún material ni fluido que haya pasado por el reactor. La necesidad de agua de refrigeración exterior está determinada por la energía térmica perdida en el ciclo agua-vapor según las leyes termodinámicas y la configuración del ciclo Rankine asociado (sobrecalentamiento del vapor, extracciones intermedias, etc.) y según la temperatura de la fuente fría. La cifra más alta corresponde a las centrales nucleares de agua liviana, que utilizan vapor saturado, no sobrecalentado, a causa de la limitación de temperatura del punto caliente impuesta por la presión máxima del recipiente.

Una central nuclear de agua liviana de 1000 MWe (Mega Watts eléctricos) entrega constantemente al agua de refrigeración exterior unos 2000 MWt (Mega Watts térmicos), aumentando su temperatura ligeramente. Para otros reactores avanzados, refrigerados por gas o por metales líquidos, se propone utilizar ciclos de agua-vapor de más alta temperatura y mayor rendimiento, parecidos a los de las térmicas clásicas, perdiendo como máximo del orden de 1250 MWt por cada 1000 MWe.

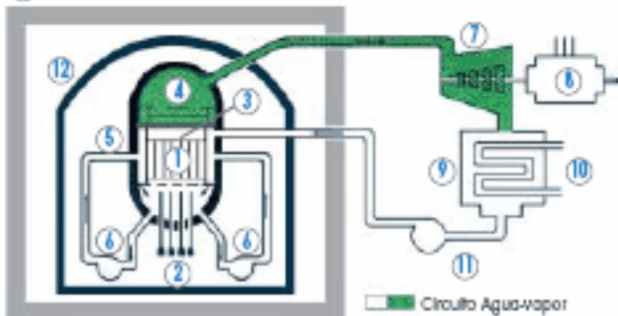
El Circuito de Refrigeración Abierto

El agua de refrigeración de los condensadores se toma del mar, o de algún curso de agua o bien de algún lago o

embalse, y se devuelve a él lo suficientemente lejos de la toma para que el calor que transporta no influya en la tempe-

CENTRAL NUCLEAR EQUIPADA CON REACTOR TIPO BWR (agua en ebullición)

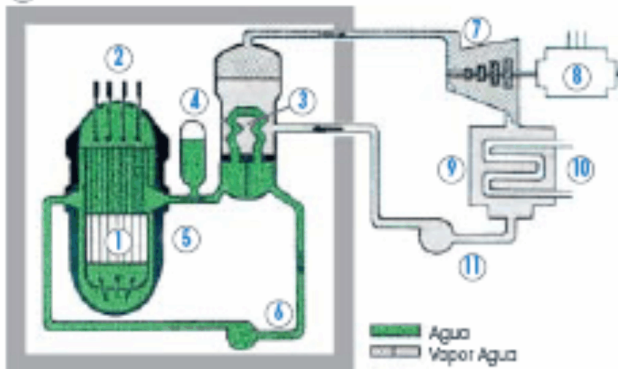
13



1. Núcleo.
2. Barras de control.
3. Separador y secador.
4. Vapor.
5. Vasija.
6. Bombas de recirculación.
7. Turbina.
8. Alternador.
9. Condensador.
10. Agua de refrigeración.
11. Bomba de condensado.
12. Contención primaria de acero.
13. Edificio de contención de hormigón.

CENTRAL NUCLEAR EQUIPADA CON REACTOR TIPO PWR (agua a presión)

12



1. Núcleo.
2. Barras de control.
3. Generador de vapor.
4. Presionador.
5. Vasija.
6. Bomba de refrigeración.
7. Turbina.
8. Alternador.
9. Condensador.
10. Agua de refrigeración.
11. Bomba de condensado.
12. Edificio de contención de hormigón.

ratura de la toma. Si el agua procede de un río, lago o embalse próximos, se toma aguas arriba de la central y se vierte aguas abajo, es decir se devuelve enteramente al medio del que se tomó. Este esquema, válido para las localiza-

ciones costeras o ríos muy caudalosos, se conoce como circuito abierto de refrigeración, y con él no existe prácticamente consumo de agua.

Los aproximadamente 2000 MW térmicos perdidos en el ciclo equivalen

a 480 millones de calorías por segundo (Mcal/s), 1 caloría calienta 1 gramo de agua 1 grado centígrado, luego 1Mcal calienta 1Mg (es decir una tonelada o 1 m³ de agua) 1 grado centígrado. Por consiguiente las 480 Mcal/s calientan un caudal de Q m³/s una temperatura ΔT grados, siempre que $Q * \Delta T = 480$.

En el caso de localización costera no hay problema de refrigeración, pues no hay limitación en el caudal disponible que se toma del mar. Hay que alejar, sin embargo, el punto de descarga de agua caliente del punto de toma para asegurar su dilución sin alterar localmente las condiciones ambientales del mar.

El problema puede surgir en localizaciones en el interior, cerca de cursos de agua, donde las autoridades hidrográficas pueden establecer limitaciones tanto en los caudales de agua que se pueden captar como en los aumentos máximos admitidos en su temperatura aguas abajo de la central (no más de 3°C de aumento de temperatura y captaciones máximas en función del caudal del río). Es fácil calcular que una captación de unos 40m³/s, normal en

una central de 1000 MWe, calentándose 12°C y mezclándose después con 120 m³/s dan aguas abajo del río 160 m³/s de agua con un aumento de temperatura de 3°C, cumpliendo con el requisito citado. No hay consumo de agua, pero sí utilización necesaria.

Si el río tiene un caudal medio anual de 350 m³/s este modo de refrigeración sería practicable, pero hay que pensar que el caudal del río puede ser puntualmente bastante menor en períodos donde el caudal es mínimo, por lo que en casos determinados podría necesitarse reducir temporalmente la potencia de la central, o autorizarse aumentos transitorios de temperatura superiores a 3°C.

La central nuclear de Embalse que está situada en la costa sur del embalse de Río Tercero, tiene un canal de 6 km que separa la boca de toma de la central de la descarga de agua caliente que se localiza a 9 km de donde está la succión. El objetivo es emplear la masa del lago Embalse como un sumidero de calor. En la figura siguiente se puede observar el canal de la central nuclear de Embalse.



Imagen satelital del sitio de emplazamiento de la Central Nuclear Embalse. En ella se puede observar el canal para refrigerar el agua

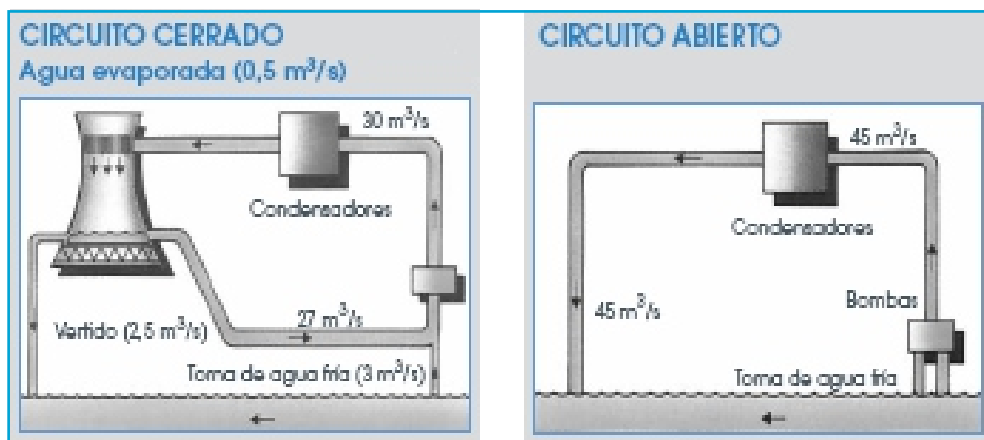
El Ciclo Cerrado

Si no se dispone de ningún curso de agua abundante cerca de la central, se puede utilizar un embalse artificial que sirva para refrigerar el agua por evaporación natural antes de devolverla al río a la temperatura adecuada. Este es el caso de Almaráz (Cáceres, España) entre otras.

Más frecuentemente se utilizan torres de enfriamiento que mantienen la temperatura del agua a bajos niveles. El agua de refrigeración, cae en estas torres en forma de lluvia y se evapora en parte en contacto con el aire ascendente que entra por la base. La evaporación disipa una gran cantidad de calor, casi 600 millones de calorías por m^3 . El resto del agua, que ha aportado el calor de evaporación, se recircula después al condensador. Este esquema se conoce como circuito cerrado de refrigeración. A modo de

ejemplo, para una central de 1000 MWe pueden pasar por el condensador $30 m^3/s$ de agua, resultado de la suma de $27 m^3/s$ que recirculan y $3 m^3/s$ tomados del río, al que se devuelven después $2,5 m^3/s$. los $0,5 m^3/s$ restantes, perdidos por evaporación, constituyen el consumo de agua de refrigeración de la central. Las torres de enfriamiento pueden ser de tiro natural o forzado, y se utilizan también torres secas en las que el aire refrigera el vapor a través de una pared. El penacho producido en las torres de enfriamiento es única y exclusivamente vapor de agua libre de contaminante alguno, debido a la estanqueidad de los circuitos de la central.

Las figuras siguientes presentan los esquemas de circuitos abiertos o cerrados de refrigeración para centrales de unos 1000 MWe.



Circuitos abierto y cerrado de refrigeración

Como ejemplo podemos citar que la central nuclear Atucha I de 357 MWe está localizada cercana al río Paraná. Esta central capta del río Paraná unos 16,6 m³/s. Como el río tiene un caudal

medio cercano a los 17300 m³/s, valor muy superior al requerido, por lo tanto no tiene ninguna incidencia sobre la temperatura del río, es decir que la “contaminación térmica” no existe.

Conclusiones

El agua utilizada por las centrales nucleares para la refrigeración de sus circuitos es la única que se toma del medio ambiente en cantidad importante. El resto del agua está confinada en circuitos cerrados que no necesitan otros aportes que los necesarios para maniobras.

El agua de refrigeración se toma del mar o de cursos de agua y se devuelve a su procedencia, ligeramente más caliente, sin haber estado en contacto con materiales ni fluidos radiactivos y sin consumo alguno en el caso del circuito abierto.

La temperatura del agua que se devuelve al ambiente está limitada por las autoridades de manera que no altere las condiciones de los cursos de agua de donde se tomó. El caudal de agua utilizado es muy inferior al disponible en el curso de agua. En los casos en que no pueda garantizarse esta circunstancia, las centrales disponen de torres de enfriamiento que minimizan la necesidad de captar grandes volúmenes de agua a cambio de un pequeño consumo para la evaporación.

Artículo adaptado por la Subgerencia de Planificación Estratégica en base al artículo publicado en El Núcleo N° 25
Foro de la Industria Nuclear Española -Noviembre 2008

Los Reactores del Futuro

Artículo adaptado perteneciente al Foro Nuclear Español

Todos los reactores comerciales convierten parte de su material fértil¹ uranio-238 (U^{238}) en material fisil plutonio (Pu^{239}) que colabora con el uranio-235 (U^{235}) en la producción de energía. Pueden construirse reactores que produzcan en su material fértil cantidades de material fisil² (como el plutonio) suficientes para sustituir en mayor o menor medida al material fisil consumido. Estos son los llamados reactores “convertidores”.

En la actualidad se han comenzado a utilizar en reactores de agua liviana combustibles llamados de óxidos mixtos (MOX) que contienen óxidos mezclados de uranio y plutonio (procedente este último de combustibles reprocesados de otros reactores), que aprovechan el uranio con mayor rendimiento.

Puede llegarse más lejos en ciertos reactores, colocando un núcleo central enriquecido en material fisil y rodeado de una capa exterior de material fértil (por ejemplo U^{238}) en donde se vaya produciendo material fisil (Pu^{239}), que sustituya después el material fisil quemado en el núcleo e incluso proporcione un excedente para dotar nuevos reactores. En estos reactores la especie fisil se reproduce, por lo que se

llaman “reproductores”. En ellos, una vez establecido su ciclo de funcionamiento, solo se necesitan adiciones de uranio, natural o empobrecido.

La capacidad de los materiales fisiles para la reproducción depende básicamente de cuál de los tres materiales fisiles que existen se trata (uranio-235, plutonio-239, uranio-233, este último generado en el ciclo del torio). Cada especie fisil podrá reproducirse si uno de esos núcleos, al absorber un neutrón, se fisiona y produce suficientes neutrones para continuar la cadena, compensar fugas y absorciones parásitas y producir en el material fértil más de un nuevo núcleo fisil.

Las tres especies fisiles se comportan de distinta manera si el reactor está moderado (reactores térmicos) o si no lo está (reactores rápidos).

Así, el U^{235} no produce por cada absorción de un neutrón suficientes neutrones para reproducir, ni en reactores térmicos ni en reactores rápidos.

El Pu^{239} , generado del U^{238} , tampoco es capaz de reproducir neutrones en reactores térmicos, pero sí en reactores rápidos. El interés de los técnicos en estos reactores data de hace más de medio siglo y, de hecho, la primera

1 Fértil: isótopo que, como el U-238, se convierte en material fisil, como el Pu-239, por absorciones de neutrones.

2 Fisil: isótopo que puede fisionar con neutrones de cualquier energía (Ej.: U-235, Pu-239)

electricidad de origen nuclear se produjo en el pequeño reactor rápido EBR-1 (Experimental Breeder Reactor - 1, es el primer reactor reproductor), en Idaho (EE.UU.).

Reproductores Rápidos (Ciclo del Uranio)

Varios países han tenido, o tienen, programas de desarrollo de reactores reproductores rápidos y se han esforzado en vencer los problemas técnicos encontrados en varios prototipos y reactores de prueba que se construyeron. El nivel tecnológico alcanzado ha sido muy apreciable y se llegó a construir y operar un reactor de 1200 MWe en Francia, además de varios reactores de prueba en distintos países. La mayor parte de estos programas se detuvieron en los años ochenta porque el pequeño aumento de la demanda, los precios bajos de los combustibles fósiles y la práctica detención de las construcciones nucleares dieron lugar a una menor presión sobre las reservas de uranio y unos precios muy favorables de este material. Además, la preocupación por la proliferación nuclear levantó en varios países importantes obstáculos

Reproductores Térmicos (Ciclo del Torio)

Es cierto que estos reproductores deberán iniciar su funcionamiento con U^{235} o Pu^{239} , más el material fértil, torio-232 (Th^{232}), hasta que se forme suficiente U^{233} , pero el ciclo llegaría a ser autosuficiente al cabo de pocos años. Los esfuerzos de desarrollo se han centrado, por el momento, en reactores térmicos, y las primeras realizacio-

El U^{233} , que se forma por las absorciones de neutrones en el torio-232 (Th^{232}), es capaz de reproducir, tanto en reactores térmicos como en rápidos.

para el reprocesamiento, necesario para separar el plutonio en los combustibles gastados.

Actualmente, en una situación energética totalmente distinta, están en marcha programas internacionales, como el Generation IV International Forum (GIF-IV), el proyecto internacional sobre ciclos de combustibles y reactores nucleares innovadores (INPRO) y el Global Nuclear Energy Partnership (GNEP) que se proponen desarrollar reactores rápidos comerciales, junto con sistemas de reprocesamiento sin separación del uranio y el plutonio, favoreciendo con ello la no-proliferación. Los reactores que se consideran son prioritariamente de refrigeración por sodio líquido o por gas a alta temperatura, pero se estudiarán también otros, como los refrigerados por plomo-bismuto.

nes comerciales serán, seguramente, reactores convertidores. No cabe duda que, si bien el avance tecnológico es en este campo inferior al del ciclo del uranio, el torio desempeñará en algunos países un papel muy importante para el abastecimiento de las centrales nucleares del siglo XXI.

Aprovechamiento de las Reservas de Materiales Fértiles

A medida que se llegue a cifras razonables de conversión primero, y de reproducción después, los convertidores, de uranio y de torio, y los reproductores podrán ir contribuyendo progresivamente a la estructura del amplio parque nuclear necesario en la segunda mitad del siglo XXI, aprovechando de forma importante las reservas existentes de materiales fértiles (U^{238} y Th^{232}).

En las Figuras 1 y 2 puede verse una interesante estimación del especialista ruso E. Adamov sobre la posible evolución de los reactores durante el siglo actual. Para una capacidad de generación eléctrica total a fin del siglo de unos 7000 GW se representa la contribución nuclear con y sin reactores convertidores y reproductores, incluido el ciclo del torio, teniendo en

cuenta unas reservas de uranio incrementadas hasta 10 millones de toneladas, reservas sustanciales de torio y, desde luego, el desarrollo de los reactores futuros. La Figura 1 (sin reproductores) muestra un crecimiento del parque nuclear hasta un máximo de unos 1000 GWe, incluso con reciclado térmico, hacia 2060. En la Figura 2 se ve que la introducción de reproductores térmicos (U^{233}/Th) y rápidos (Pu/U^{238}) permite llegar a fin de siglo con más de 4000 GWe, un 60% del total. Esta capacidad confiere a la energía nuclear un papel decisivo en cualquier estrategia energética que exija la sociedad para sus necesidades en el resto del siglo XXI y años siguientes, en los que se dispondrá probablemente además de energías inagotables, como las renovables y la de fusión nuclear.

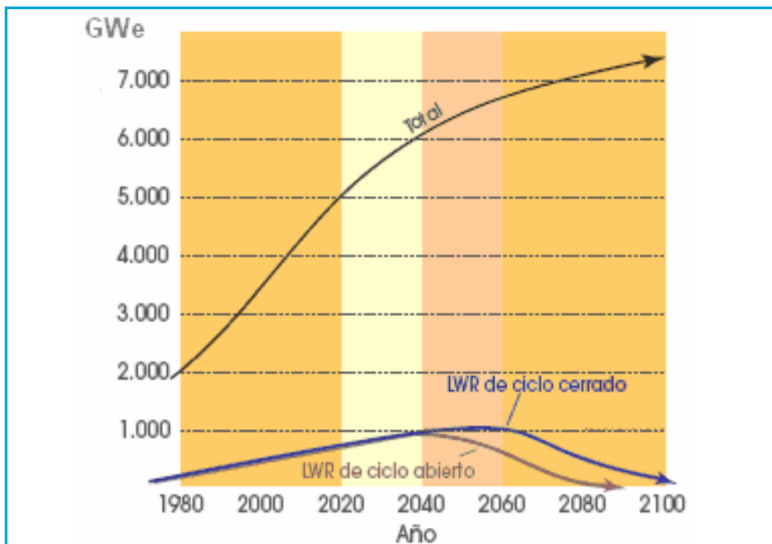


Figura 1.
Capacidad de generación eléctrica sin reactores reproductores.

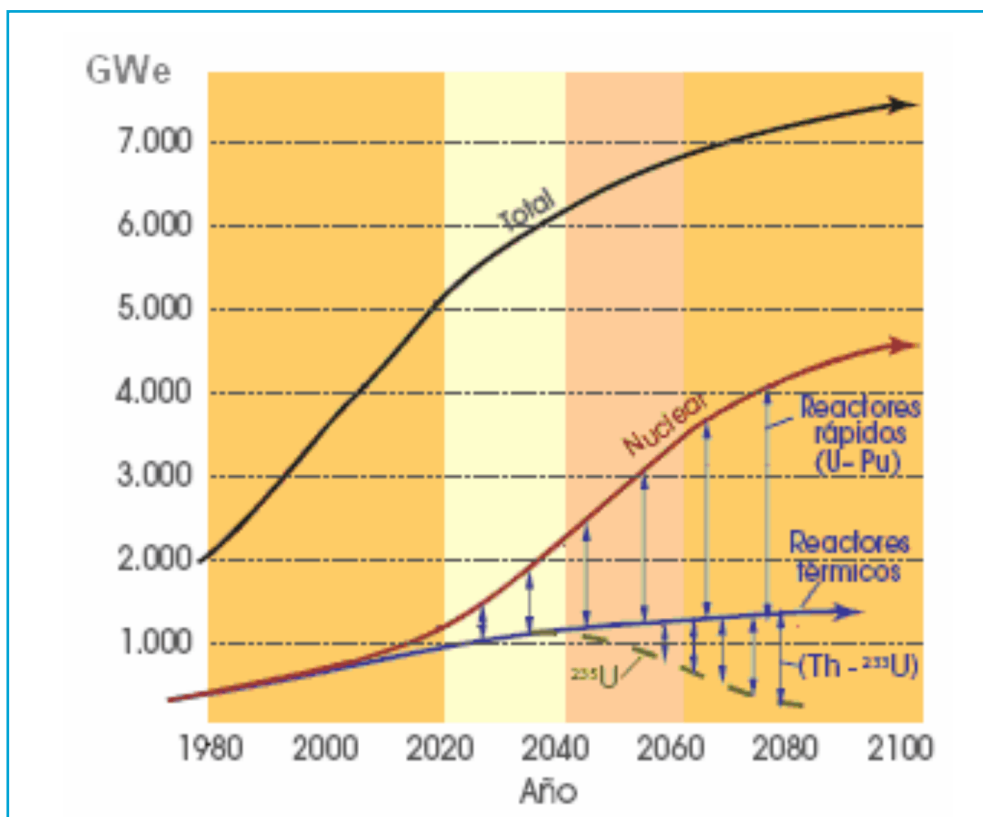


Figura 2. Capacidad de generación eléctrica con reactores reproductores.

Notas: Escenario ilustrativo sobre la base de posibles reservas de uranio de aproximadamente 10 Mt, a precios competitivos.

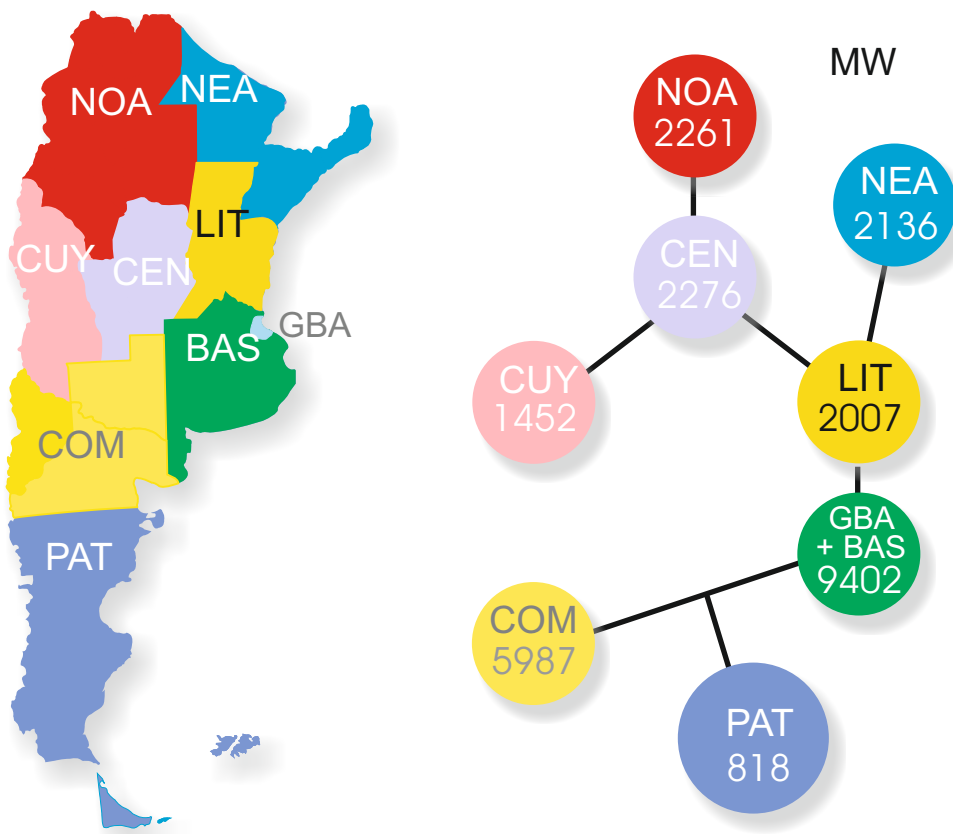
Archivo adaptado por el Ing. Anibal Blanco
 División Física de Reactores Avanzados, Centro Atómico Bariloche,
 Comisión Nacional de Energía Atómica, publicado en el boletín electrónico N° 25 –
 noviembre 2008.
 Foro de la Industria Nuclear Española.

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país, está compuesto por numerosos equipos, asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, 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).

En el mapa pueden observarse las regiones señaladas y las vinculaciones eléctricas existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW.



La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2009 es de 26 339 MW.

Los equipos instalados en el sistema integrado se pueden clasificar en tres tipos de acuerdo con el recurso natural y la tecnología 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-Brayton que utiliza la energía contenida en los gases producidos en la combustión; Turbina de Gas en Ciclo Combinado (CC), Rankine + Joule-Brayton 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. La tecnología nuclear utiliza para aprovechar la energía: Turbina de Vapor, ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada (en MW) a junio de 2009, clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	Total
CUYO	120	90	374		584		868	1452
COMAHUE		578	741	21	1319		4647	5987
NOA	261	880	828	72	2041		220	2261
CENTRO	200	417	68	25	710	648	918	2276
LIT	217		845		1062		945	2007
GBA-BAS	3640	714	4568	123	9045	357		9402
NEA		26		70	96		2040	2136
PAT		236	63		299		519	818
Total	4438	2941	7487	311	15177 57,6%	1005 3,8%	10157 38,6%	26339

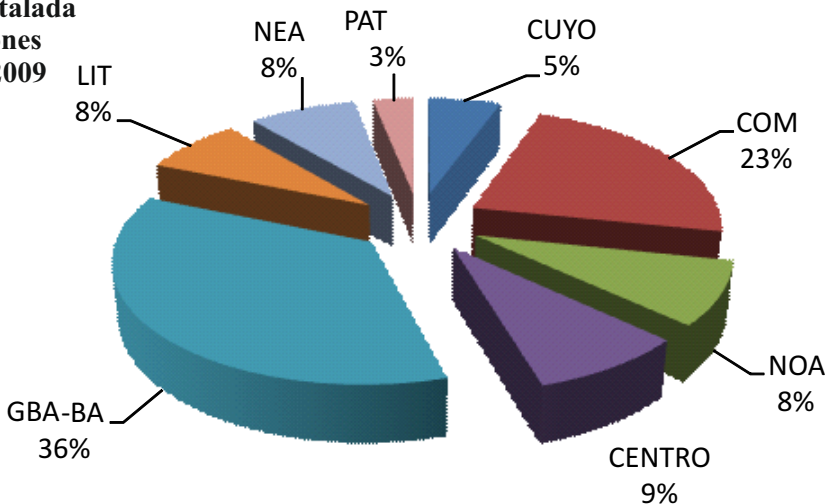
En el primer semestre de 2009 se incorporaron al SADI 230 MW. Las principales diferencias respecto de diciembre de 2008 son:

- En el COMAHUE, se incorporaron 21 MW de MD.
- En el NOA, se incorporaron 10 MW de MD.
- En el CENTRO se incorporaron 120 MW de TG.
- En GBA y BAS entraron 39 MW de MD.
- En el LITORAL, se incorporaron 40 MW de MD.

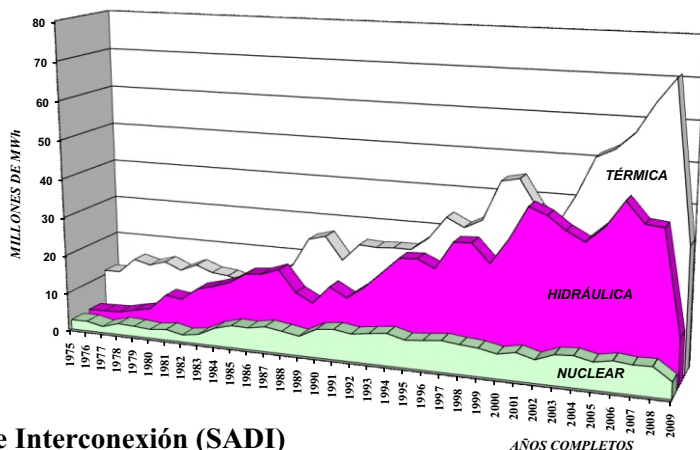
Existen en nuestro país otros tipos tecnológicos como los eólicos, geotérmicos y solares, aunque de baja incidencia en cuanto a la potencia instalada. Ninguno de estos equipos se encuentra en el ámbito de lo que se denomina SADI. Algunas de estas instalaciones están operando en forma aislada y otras producen energía, descontando demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico. El más importante de ellos es el eólico con 27,8 MWe, que representaría de estar conectado al SADI un 0,1%.

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

Potencia Instalada por Regiones Junio de 2009



Generación de Energía Eléctrica



**Sistema Argentino de Interconexión (SADI)
Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente**

En el gráfico anterior, para el 2009 solo se muestra lo acumulado hasta el 30 de junio de 2009.

Los datos de la tabla siguiente tienen como punto de partida el 24/6/74, fecha en que comenzó el funcionamiento comercial de la primera central nuclear argentina, la Central Nuclear Atucha I.

Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente en el SADI

Año	Térmica MWh	% Sobre Total	Hidráulica MWh	% Sobre Total	Nuclear MWh	% Sobre Total	Total MWh
1974							
(24/06)	6.317.561	77,39	809.645	9,92	1.035.737	12,69	8.162.943
1975	11.147.651	67,91	2.751.008	16,76	2.517.313	15,33	16.415.972
1976	11.269.248	67,40	2.879.714	17,22	2.571.654	15,38	16.720.616
1977	15.046.744	76,34	3.026.235	15,35	1.637.464	8,31	19.710.443
1978	13.944.460	66,95	3.987.053	19,14	2.895.505	13,90	20.827.018
1979	15.214.862	66,83	4.858.541	21,34	2.691.719	11,82	22.765.122
1980	13.348.800	54,23	8.924.788	36,26	2.340.147	9,51	24.613.735
1981	15.200.626	57,67	8.342.481	31,65	2.815.785	10,68	26.358.892
1982	13.579.532	50,37	11.510.460	42,70	1.869.648	6,93	26.959.640
1983	13.139.000	46,46	12.625.400	44,64	2.516.852	8,90	28.281.252
1984	11.925.908	38,90	14.091.034	45,96	4.640.970	15,14	30.657.912
1985	12.147.600	35,02	16.769.100	48,35	5.765.964	16,62	34.682.664
1986	15.048.000	39,61	17.230.000	45,35	5.711.497	15,03	37.989.497
1987	17.615.000	41,12	18.760.000	43,79	6.464.835	15,09	42.839.835
1988	24.928.096	56,64	13.284.056	30,18	5.798.038	13,17	44.010.190
1989	26.081.264	61,93	10.994.601	26,11	5.039.357	11,97	42.115.222
1990	20.256.772	46,89	15.659.886	36,25	7.280.198	16,85	43.196.856
1991	24.668.702	54,02	13.228.842	28,97	7.771.236	17,02	45.668.780
1992	24.397.817	50,92	16.432.090	34,30	7.080.633	14,78	47.910.540
1993	24.688.600	46,69	20.497.800	38,76	7.694.151	14,55	52.880.551
1994	24.674.300	42,86	24.659.700	42,84	8.234.953	14,30	57.568.953
1995	27.969.200	46,66	24.902.500	41,55	7.066.739	11,79	59.938.439
1996	33.618.300	52,52	22.933.300	35,83	7.459.308	11,65	64.010.908
1997	31.418.700	45,37	29.863.500	43,13	7.960.599	11,50	69.242.799
1998	33.651.400	47,26	30.100.700	42,27	7.452.828	10,47	71.204.928
1999	43.685.900	57,35	25.382.500	33,32	7.105.976	9,33	76.174.376
2000	44.611.900	53,98	31.863.200	38,55	6.177.090	7,47	82.652.190
2001	37.601.700	44,38	40.057.500	47,28	7.058.638	8,33	84.717.838
2002	33.629.400	43,28	38.259.800	49,23	5.820.814	7,49	77.710.014
2003	41.334.200	49,26	35.014.100	41,73	7.566.289	9,02	83.914.589
2004	51.060.700	55,74	32.674.000	35,67	7.868.603	8,59	91.603.303
2005	53.280.500	55,02	36.699.700	37,90	6.857.026	7,08	96.837.226
2006	57.400.800	53,00	43.212.600	39,90	7.690.909	7,10	108.304.309
2007	64.785.200	58,85	38.080.700	34,59	7.217.228	6,56	110.083.128
2008	70.734.000	61,13	37.622.300	32,51	7.360.388	6,36	115.716.688
Ene-Jun 2009	31.622.100	66,22	11.893.300	24,91	4.237.943	8,87	47.753.343
Total	1.011.044.543	52,38	719.882.134	37,30	199.274.034	10,32	1.930.200.711

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino, y el porcentaje de participación nuclear en el total generado en el SADI. Acumulado desde entrada en servicio, hasta el 30 de junio de 2009.

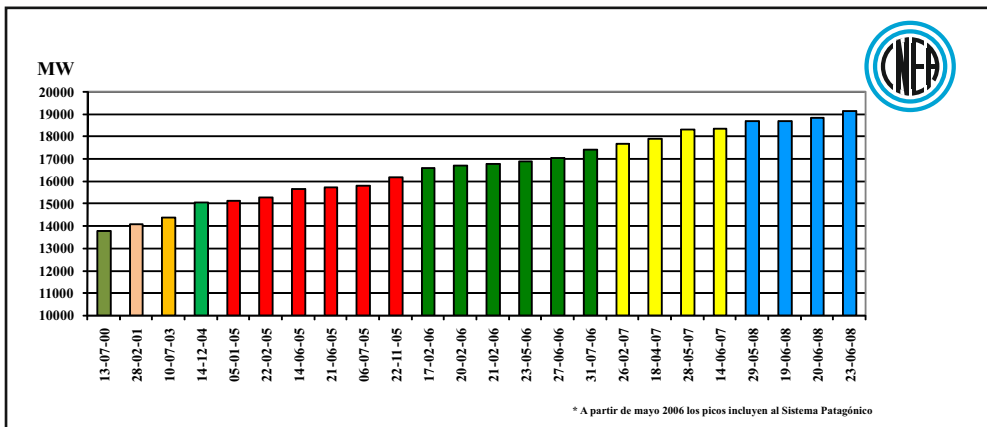
Año	Central Nuclear Atucha I %	Central Nuclear Embalse %	Energía Bruta Generada por CNA I MWh	Energía Bruta Generada por CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA F CNE MWh	CNA I - CNE Factor de Disponibilidad Promedio %
1974	70,01		1035737		1035737	70,01
1975	86,66		2517313		2517313	86,66
1976	88,32		2571654		2571654	88,32
1977	52,41		1637464		1637464	52,41
1978	92,77		2895505		2895505	92,77
1979	86,22		2691719		2691719	86,22
1980	76,17		2340147		2340147	76,17
1981	92,04		2815785		2815785	92,04
1982	81,39		1869648		1869648	81,39
1983	91,62	73,30	2516852	2762630	2516852	91,62
1984	97,88	93,70	1878340	4153220	4640970	82,33
1985	90,26	66,54	1612744	3351640	5765964	92,48
1986	89,91	88,47	2359857	4970870	5711497	74,84
1987	48,10	86,92	1493965	4939910	6464835	74,13
1988	27,36	88,93	858128	5039357	5798038	65,76
1989	0	95,69	0	5411627	5039357	57,34
1990	59,75	89,37	1868571	4876010	7280198	82,92
1991	92,58	84,24	2895226	4698633	7771236	90,51
1992	75,96	90,43	2382000	5133946	7080633	81,30
1993	81,86	97,68	2560205	5544518	7694151	87,39
1994	86,03	74,32	2690435	4218529	8234953	93,54
1995	91,08	92,60	2848210	5271070	7066739	80,27
1996	69,78	89,14	2188238	5060203	7459308	84,50
1997	92,74	86,72	2900396	4921325	7960599	90,42
1998	80,95	99,07	2531503	5615818	7452828	84,67
1999	47,65	77,21	1490158	4389617	7105976	80,81
2000	57,00	97,56	1787473	5537026	6177090	70,03
2001	48,66	83,92	1521612	4743720	7058638	80,19
2002	34,44	95,42	1077094	5414069	5820814	66,34
2003	68,82	87,33	2152220	4965274	7566289	85,97
2004	92,58	2132622	2903329	4724404	7868603	89,19
2005	68,19	96,37	2132622	5459891	6857026	77,99
2006	71,34	76,21	2231018	4325818	7690909	87,48
2007	92,47	82,96	2891410	4722270	7217228	81,99
2008	84,13		2638118		7360388	83,38
Ene-Jun 2009	95,93	99,42	1441494	2796449	4237943	97,11

Picos de Potencia

Durante el primer semestre de 2009, no se registró ningún pico de potencia superior a los anteriores, con lo cual se mantiene el valor experimentado el 23 de junio de 2008, con un máximo de 19 126 MW.

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2000. Desde dicha fecha hasta el 1 de marzo de 2006, los valores corresponden al SADI. A partir de mayo de 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye el sistema Patagónico.



Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el mediano plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle.

Energías del Sur: cierre de turbinas de gas en Ciclo Combinado (CC) para julio de 2009, incrementando su potencia en 60 MW.

Piquiendas: 30 MW en 14 Turbina de Gas (TG) con gas natural en Jujuy, a partir de agosto de 2009.

Generación Distribuida 2: en Paraná MW en junio de 2009, y en Septiembre de 2009 Bragado 51 MW, Bell Ville 20 MW, Concepción del Uruguay 20 MW, Olavarria 40 MW y Jujuy 15 MW.

GENELBA: TG de 180 MW, pruebas durante el segundo semestre de 2009.

CARACOLES: hidráulica de 125 MW entrando en el primer semestre de 2009.

CC Timbues (San Martín S.A.): TG 1 y 2 en servicio y se encuentra previsto el ingreso de la Turbina de Vapor (TV) para cierre del CC para fin de año.

CC Manuel Belgrano: TG 1 y 2 en servicio y se encuentra previsto el ingreso de la TV para cierre de CC para principios de 2010.

CC Pilar: 1ra TG de 160 MW comenzaría pruebas en último trimestre de 2009. 2da TG ingreso previsto en el mes de marzo de 2010. El cierre del CC esta previsto para el primer semestre de 2011.

Loma de la Lata: Cierre del CC en septiembre de 2010, incrementando potencia en 175 MW.

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio)

Ciclos Combinados San Martín y Belgrano

Ingreso de TG's (+1000 MW) entrada en servicio de una TG por mes a partir de marzo de 2007

Cierre en CC (+600 MW) 2009

Aumento de Cota de Yacyretá

Cota 80 Diciembre 2008

Cota 83 Abril 2009

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Debido a que la demanda tiene importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. Esto lo hace de forma tal de abastecer la demanda minimizando el costo de producción más el de falla. En el caso de que el parque térmico se encuentre generando sin potencia disponible en reserva, se computa como Costo de la Energía No Suministrada.

La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante, que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor.

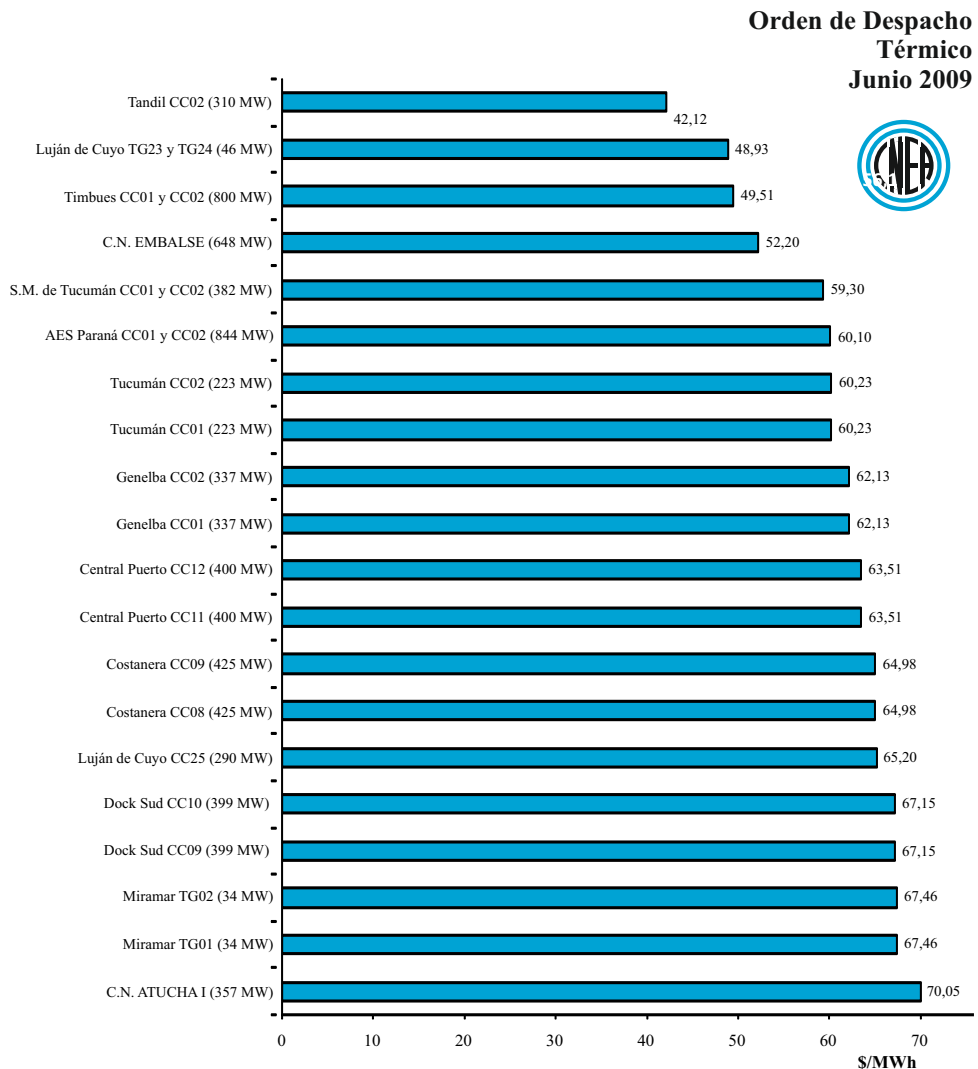
Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconoce como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles alternativos (sustitutos). El ítem “sobrecostos transitorios de despacho” es un

prorrato de este sobrecosto entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

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

En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante



CAMMESA. Es decir, existen generadores que declaran por separado las TG que integran CC y luego también los CC, por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de la que es en realidad.

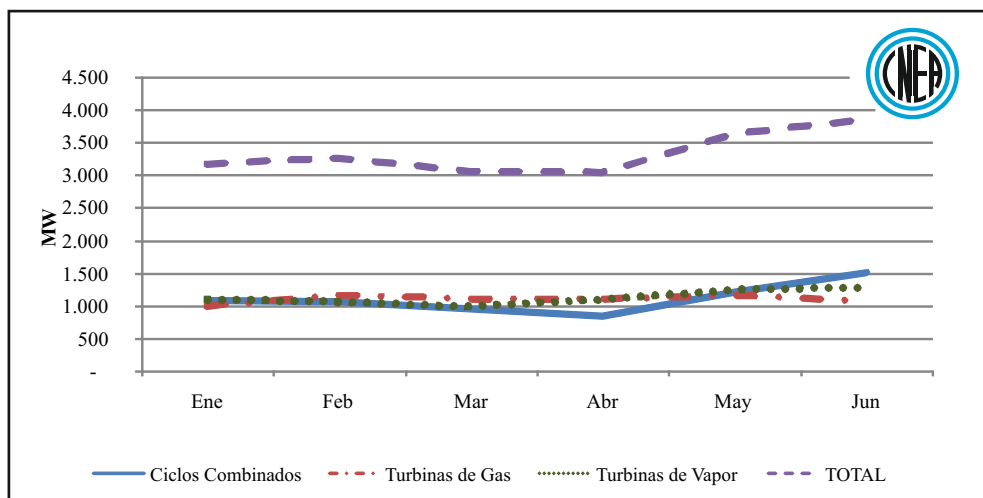
Los valores indicados en el gráfico corresponden a los Costos Variables de Producción declarados por los generadores, divididos por los factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Éste no ha tenido variaciones en estos últimos años, por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de Junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida con los agentes generadores.

Indisponibilidades en la Generación

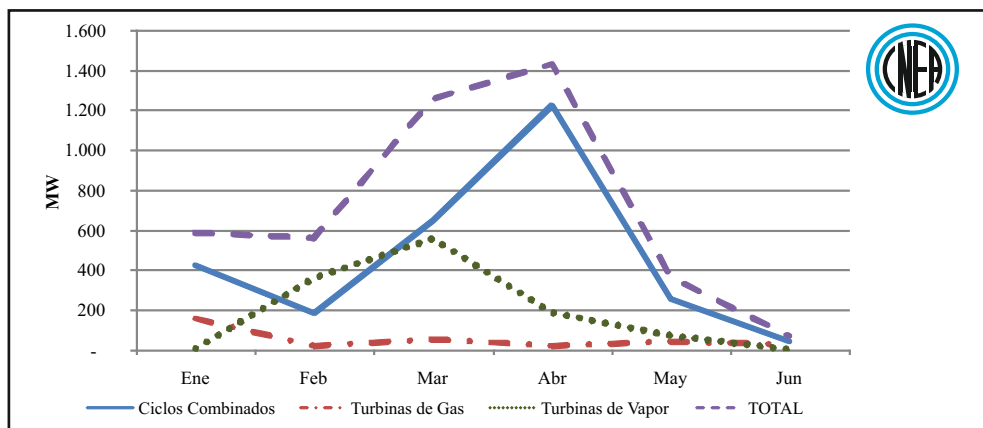
La indisponibilidad en la generación se da principalmente en las tecnologías de generación térmica. Esta situación se debe principalmente a la indisponibilidad por máquinas fuera de servicio (F/S) por problemas técnicos, o mantenimiento programado en máquinas en servicio (E/S), por problemas técnicos que disminuyen su capacidad de generación, o por falta de combustible.

A continuación se presenta el promedio mensual de indisponibilidad de las máquinas térmicas correspondiente al primer semestre del año 2009. Se observa la indisponibilidad que presentaron los ciclos combinados durante el invierno.



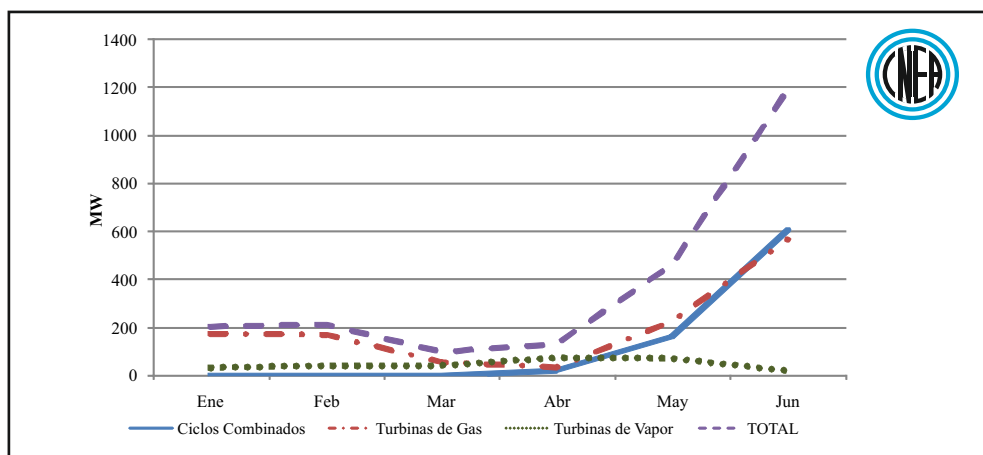
Promedio Mensual de Indisponibilidad por Problemas Técnicos en Máquinas F/S y E/S

Al inicio y al final del período invernal la indisponibilidad de máquinas fuera de servicio por mantenimiento programado aumenta, principalmente en los ciclos combinados y turbinas de vapor, pues se aprovecha una menor demanda de energía eléctrica para acondicionar los equipos utilizados durante el invierno y el verano respectivamente.



Promedio Mensual de Indisponibilidad de Máquinas F/S por Mantenimiento Programado

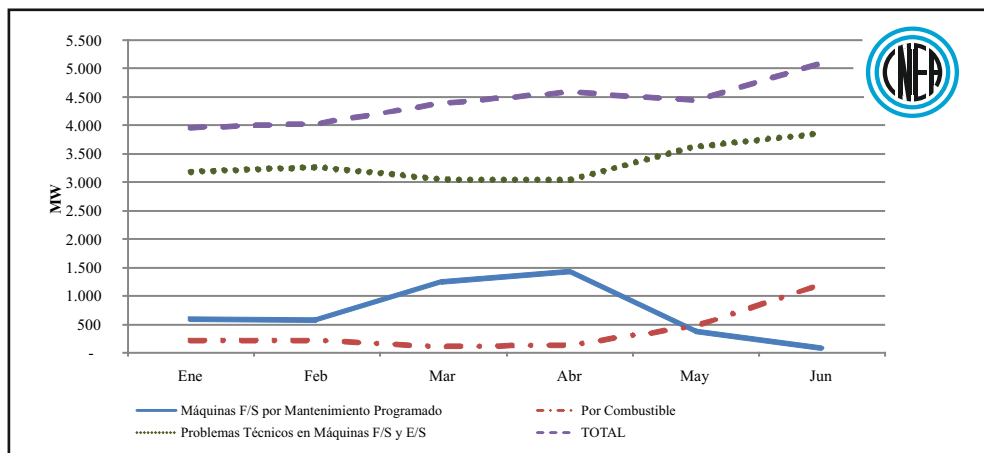
La indisponibilidad por falta de combustible ocurre en el invierno como se observa a continuación, debido a la saturación del sistema de transporte de gas natural, provocando inconvenientes en el suministro eléctrico. Por otra parte el abastecimiento



Promedio Mensual de Indisponibilidad por Combustible

de gas natural está garantizado para uso doméstico pero no para las usinas. Al escasear el gas natural en el sector de generación eléctrica, surge la necesidad de sustituirlo por combustibles líquidos en los casos en que resulte posible (la tecnología debe permitir quemar estos combustibles).

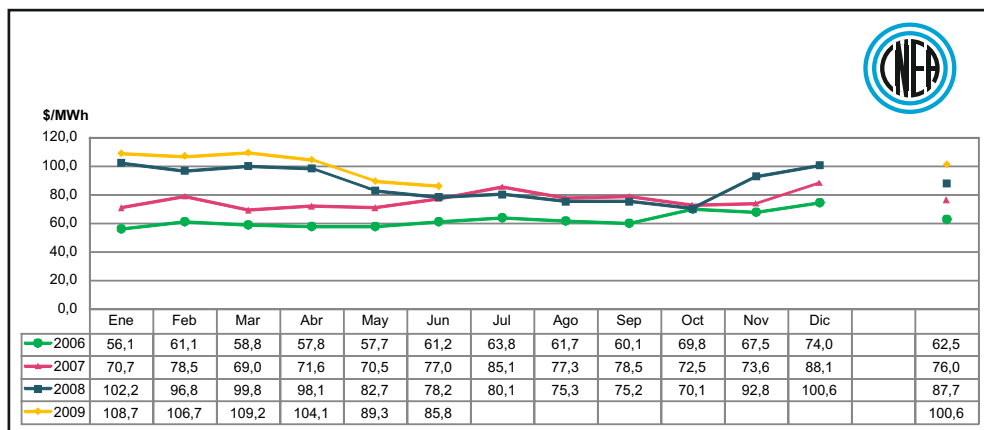
La máxima indisponibilidad total, que incluyen los tres tipos de indisponibilidades, del parque térmico fue de 5104 MW en junio de 2009.



Indisponibilidad del Parque Térmico

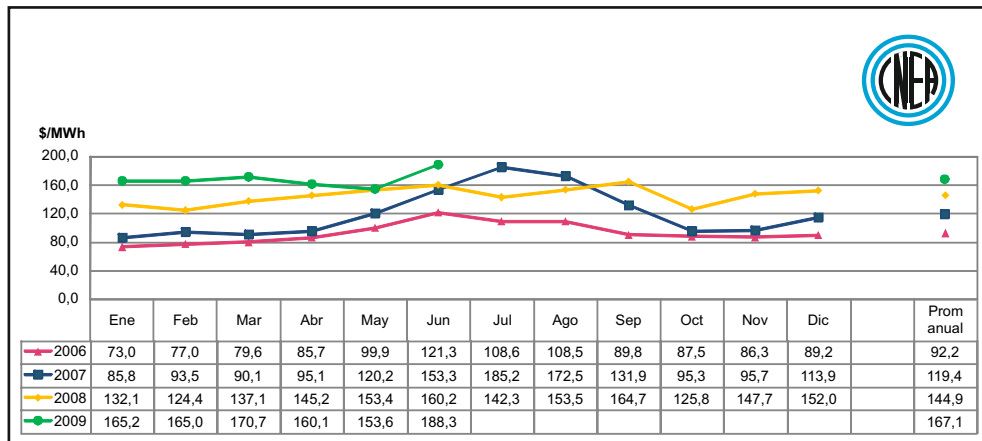
Evolución de los Precios

En el gráfico siguiente se indica la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado *spot*, en pesos, desde el año 2006 a junio del año 2009.



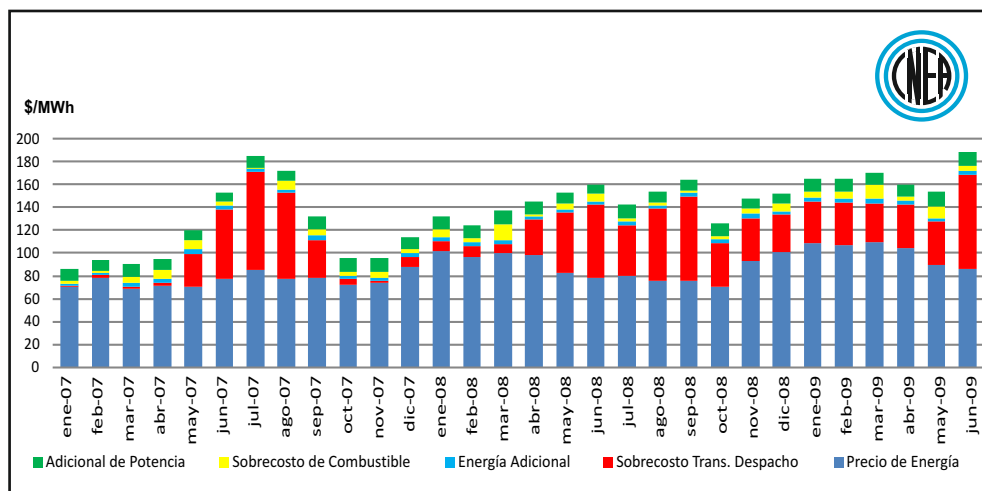
Precio de la Energía en el MEM. Período 2006 - 1^{er} semestre 2009

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMMESA. A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde el año 2005 a junio del año 2009.



Precio Monómico en el MEM para el Período 2006 - 1^{er} semestre 2009

Al precio de la energía en el mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMMESA. A continuación se muestran los ítems y su magnitud. Los valores dados corresponden al período comprendido entre enero de 2007 y junio de 2009.

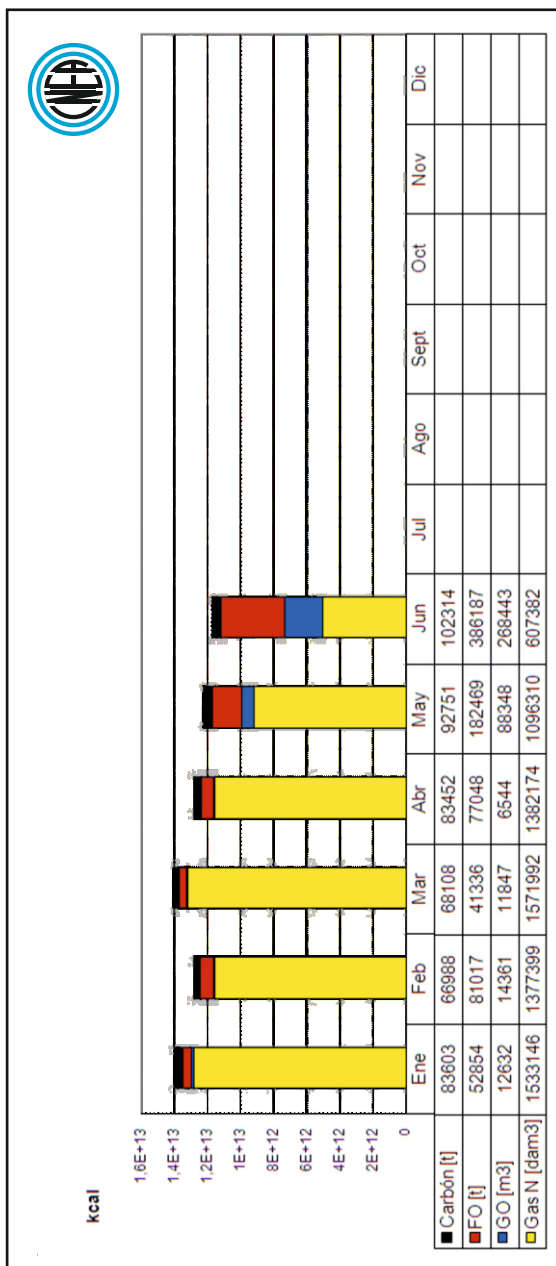


Composición del Precio Monómico

Consumo de Combustibles

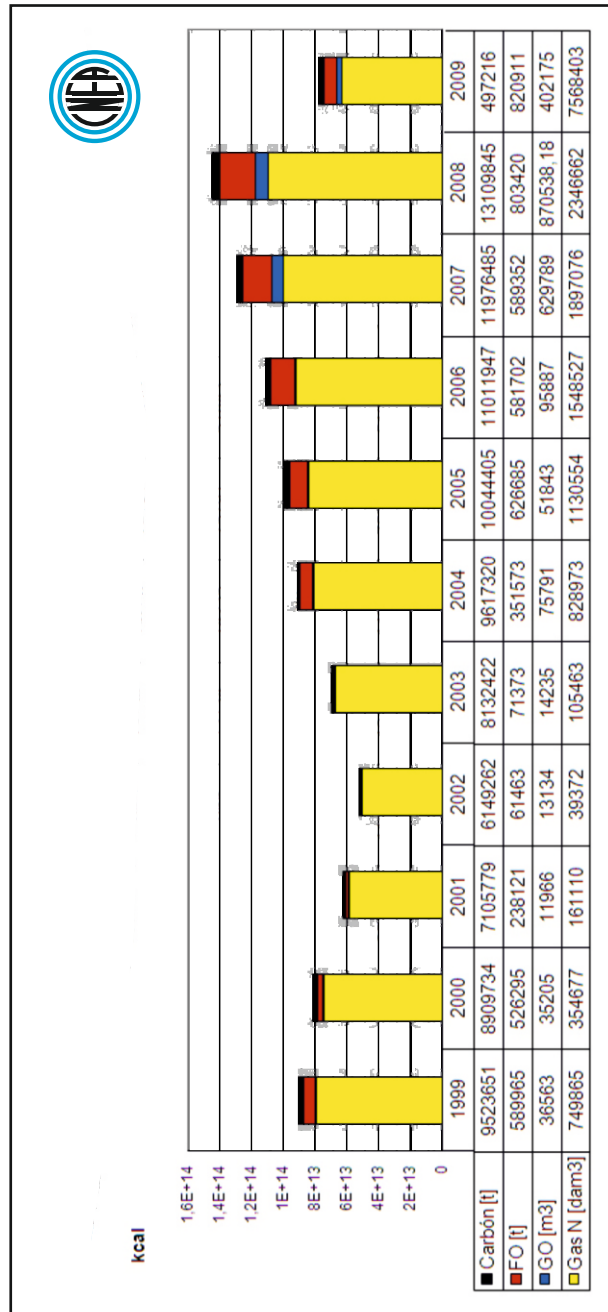
Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad, durante el primer semestre del 2009 en unidades equivalentes de energía en el gráfico y en unidades físicas (masa y volumen) en la tabla inferior.

Puede observarse a partir de abril, coincidente con el comienzo de las bajas temperaturas registradas, hay un incremento en el consumo de gas oil y fuel oil, en detrimento del consumo de gas natural. Esto se debe a que en el período invernal, hay restricciones en la oferta de gas para cubrir los incrementos en la demanda de generación, ya que éste insumo está garantizado para el sector residencial y comercial, siendo necesaria la utilización de combustibles líquidos.



Consumo de Combustibles por el MEM -2008

Se muestran a continuación los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en la última década en unidades equivalentes de energía en el gráfico y en unidades físicas (masa y volumen) en la tabla inferior. En ediciones anteriores a este boletín se encuentra disponible la serie desde 1992. Desde el año 2007 se incrementó el consumo de fuel oil y gas oil principalmente en la generación eléctrica, producto de la falta de gas natural que sufre el país.



Consumo de Combustibles MEM

Demanda Eléctrica Regional

Esta sección presenta datos relevantes de diferentes demandas regionales. En esta edición se desarrollará la región de CENTRO (CEN), y la región de CUYO (CUY), actualizado al 2008.

Región del Centro

La región CENTRO abarca la zona central del territorio argentino y está integrada por las provincias de Córdoba y San Luis. En cuanto al servicio eléctrico, el CENTRO consumió durante el año 2008 un 8,1% del total del país. Se trata de una región que ocupa 242.069 km² (8,7% de la superficie del país). La población es aproximadamente de 3.434.734 habitantes, representando 9,5% de la población total de Argentina.

En la figura se muestra el área comprendida por las provincias.

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico de la región **Centro**, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja tensión.

Las redes de transmisión en esta región están operadas por EPEC S.A que maneja un nivel de tensión de 132 kV a 220 kV en la provincia de Córdoba, y EDESAL en San Luis, que maneja alta, media y baja tensión.

Distribución

Las jurisdicciones de las distribuidoras están delimitadas por zonas en la región. A continuación, se indican los partidos en que prestan servicios cada una de las empresas concesionadas en la región Centro.

EPEC: Empresa Provincial de Energía de Córdoba, atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Calamuchita, Capital, Colón, Cruz del Eje, General Roca, General San Martín, Ischillín, Juárez Celman, Marcos Juárez, Minas, Pocho, Pres. Roque Sáenz Peña, Punilla, Río Cuarto, Río Primero, Río Seco, Río Segundo, San Alberto, San Javier, San Justo, Santa María, Sobremonte, Tercero Arriba, Totoral, Tulumba y Unión.

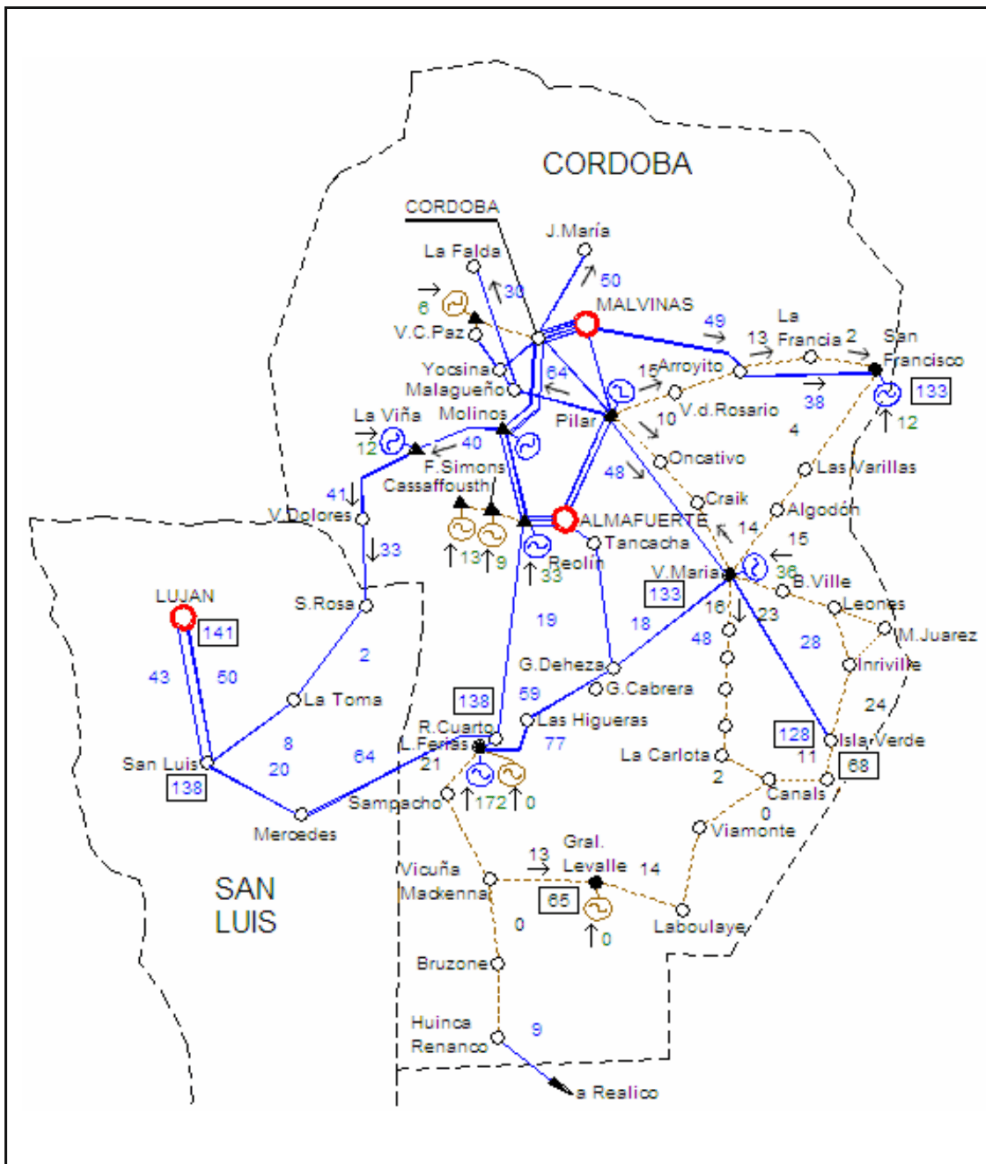
EDESAL: es la distribuidora de la provincia de San Luis, que cubre los servicios de distribución de energía, no existiendo en la provincia cooperativas de distribución de energía eléctrica. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: Ayacucho, Belgrano, Chacabuco, Coronel Pringles, General Pedernera, Gobernador Dupuy, Junín, La Capital y Libertador General San Martín (concesionada en marzo 1993).

Potencia Instalada del Centro

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor (TV), turbinas de gas

(TG), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidroeléctricas (HID) y centrales nucleares (NU).

La potencia instalada unificada al SADI en la región Centro es de 2276 MW.



EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL
EPEC	PILAR	200				200			200
	VILLA MARIA		48			48			48
	LEVALLE		46			46			46
	DEAN FUNES		32			32			32
	SUR OESTE		100			100			100
	RIO CUARTO		32			32			32
	SAN FRANCISCO		39			39			39
	CASSAFOUSTH							16	16
	REOLIN							33	33
	LA VIÑA							16	16
	SAN ROQUE							24	24
	FITZ SIMON							11	11
	LOS MOLINOS							57	57
	CRUZ DEL EJE							1	1
	LA CALERA							4	4
	PIEDRAS MORAS							6	6
	R.GRANDE							750	750
GEN.MED.	M.MARANZANA		120	68		188			188
ENARSA	C.T. ISLA VERDE				25	25			25
NASA	C.N.EMBALSE						648		648
TOTAL		200	417	68	25	710	648	918	2276

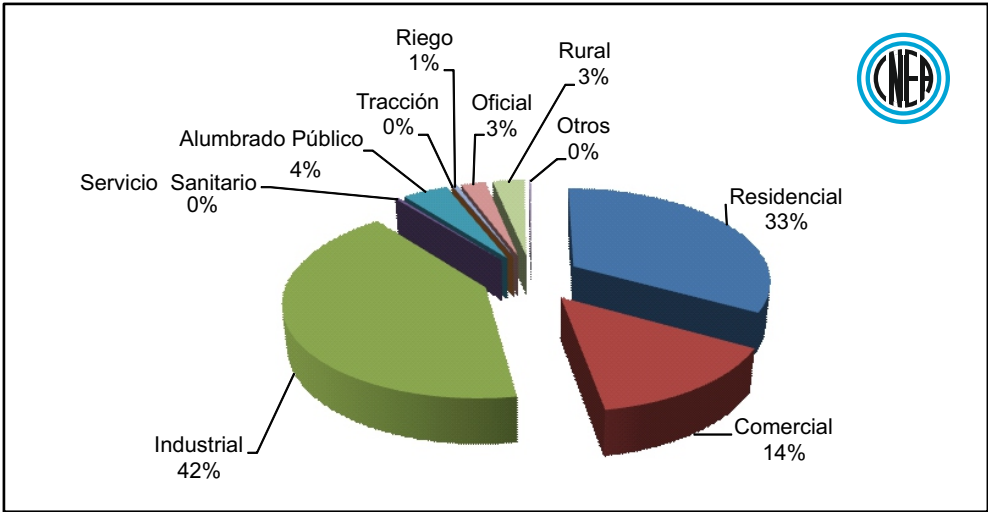
Fuente: Informe Mensual Junio de 2009. CAMMESA

Consumo Eléctrico por Provincias

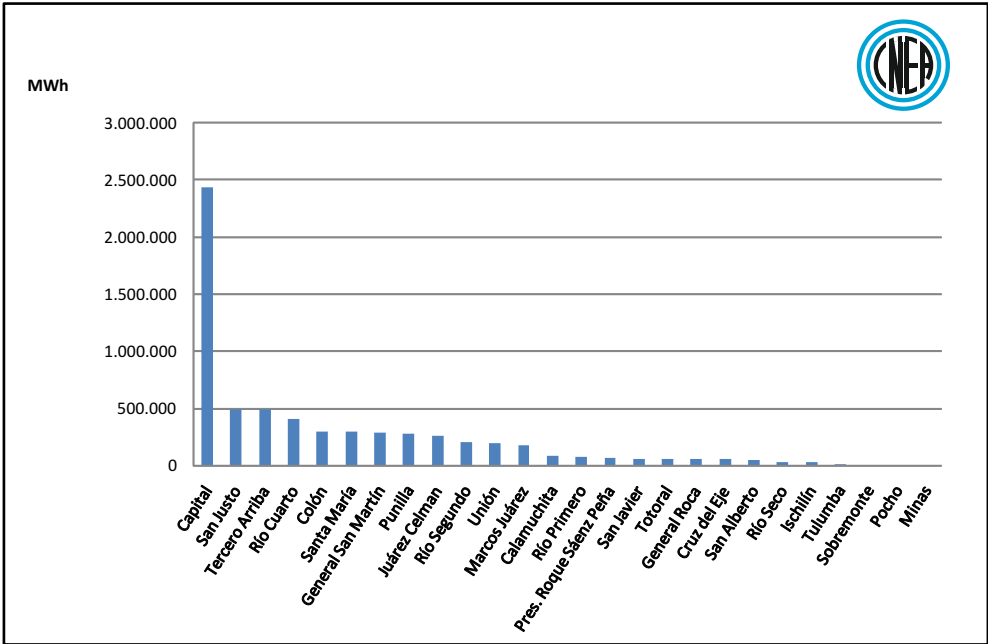
A continuación se presenta la distribución de la demanda eléctrica de CENTRO por provincias, desagregada por departamentos.

Córdoba

En los siguientes gráficos se presentan la demanda eléctrica de la provincia de Córdoba por usos y departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008 elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica de Córdoba - Año 2008



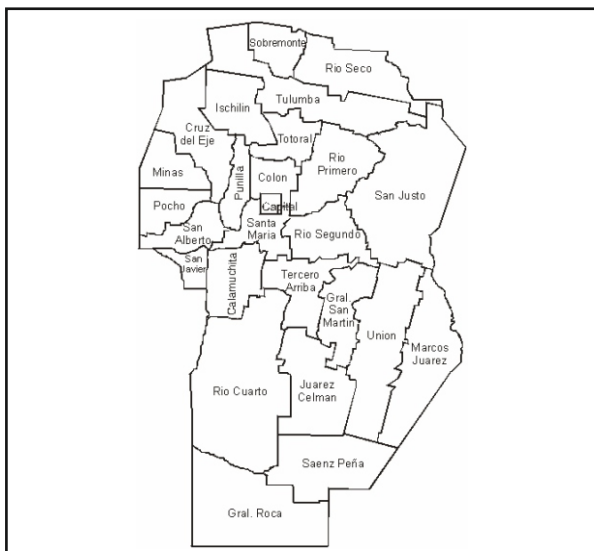
Demanda Eléctrica de Córdoba - Año 2008

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Calamuchita	81.946	31.856	21.138	16.564	3.539	5.090	0	0	1.649	1.350
Capital	2.441.585	871.252	345.457	1.071.411	1.274	84.893	0	0	67.278	19
Colón	299.989	110.636	44.506	111.989	1.429	17.944	0	1.230	7.666	3.707
Cruz del Eje	52.657	23.121	6.542	17.027	536	2.830	0	181	2.192	10
General Roca	54.260	28.746	13.829	1.096	5	4.898	0	0	1.385	4.020
General San Martín	286.718	90.420	47.598	101.012	409	12.748	0	3.243	6.633	24.505
Ischilín	25.455	12.373	6.560	592	1.112	2.166	0	171	1.567	855
Juárez	256.751	40.100	17.054	172.569	900	6.189	0	3.006	2.618	13.219
Marcos Juárez	177.004	77.136	37.908	32.554	264	10.443	0	0	4.485	13.592
Minas	1.817	698	288	0	55	177	0	0	320	255
Pocho	2.705	550	301	112	240	360	0	0	83	1.035
Pres. Roque Sáenz Peña	61.824	26.691	13.842	7.436	170	4.408	0	0	1.402	6.438
Punilla	280.256	136.205	59.587	52.878	0	20.827	0	0	10.450	311
Río Cuarto	410.673	164.640	70.268	127.142	1.996	20.611	0	490	8.800	15.740
Río Primero	79.014	23.179	8.856	26.764	675	3.605	0	4.817	1.342	9.267
Río Seco	28.636	5.180	2.352	501	128	19.188	0	0	542	745
Río Segundo	200.158	64.494	25.011	80.106	1.541	9.291	0	1.385	4.336	12.942
San Alberto	48.357	20.728	13.099	0	33	3.538	0	9.663	502	700
San Javier	58.059	26.398	19.301	15	170	4.590	0	4.469	2.125	315
San Justo	494.074	160.618	70.927	180.061	788	16.108	0	118	9.469	53.638
Santa María	298.314	50.301	15.327	218.063	874	6.991	0	0	4.863	1.562

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Sobremonte	2.710	1.381	453	0	0	156	0	0	712	8
Tercero Arriba	492.973	67.000	33.057	363.828	3.647	9.731	0	378	5.803	8.055
Total	56.519	7.671	2.643	41.301	0	745	0	1.106	1.086	1.956
Tulumba	6.839	2.904	1.853	0	130	613	0	0	359	920
Unión	192.236	70.151	33.722	52.751	636	9.878	0	272	4.166	19.895
G.Usuario + Autog. MEM	711.201	0	68.364	642.837	0	0	0	0	0	0
Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Cooperativa	1.696.342	547.731	286.530	481.231	19.086	89.268	0	30.528	35.823	192.278
EDECSA	3.984.289	1.566.786	556.642	1.551.704	1.467	188.767	0	0	116.013	2.911
FACTURADO TOTAL	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
TOTAL CORDOBA	6.391.831	2.114.517	911.535	2.675.772	20.554	278.035	0	30.528	151.835	195.189

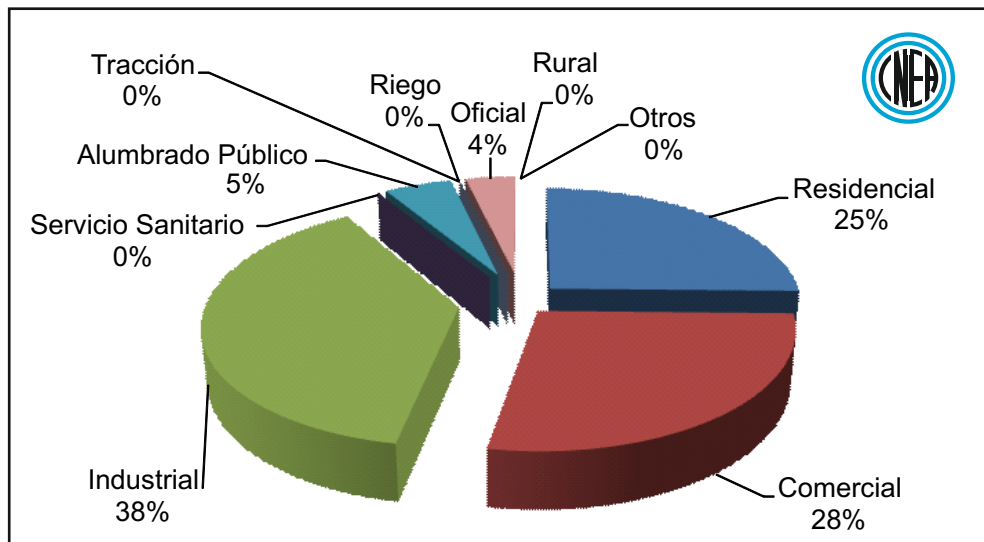
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

El 38,2% del consumo eléctrico de Córdoba corresponde a lo demandado por la Capital, le sigue los partidos de San Justo y Tercero Arriba con 7,7% cada uno, luego Río Cuarto con el 6,4%, y finalmente el resto de los partidos que consumen entre el 0,03% y 4,7% de la electricidad generada.



San Luis

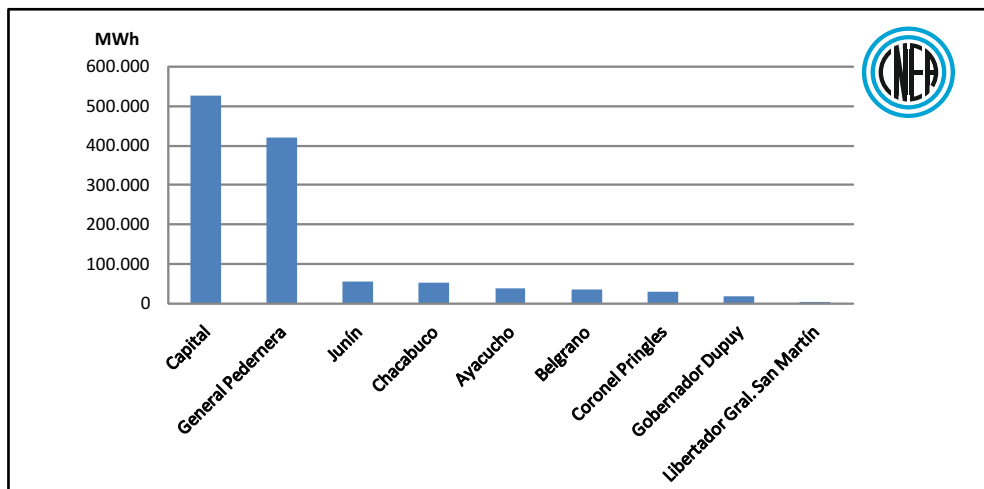
En los siguientes gráficos se presentan la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de San Luis por usos y departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008 elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica de San Luis - Año 2008

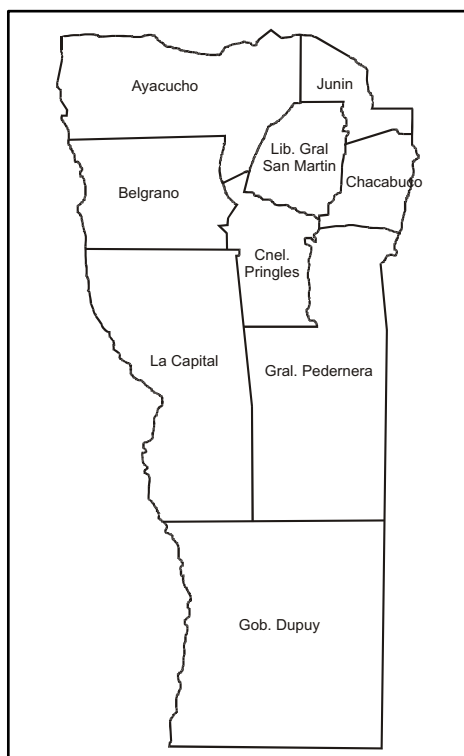
Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Ayacucho	37.582	9.752	5.363	19.109	0	2.327	0	0	1.032	0
Belgrano	33.715	1.505	458	30.594	0	661	0	0	497	0
Chacabuco	52.586	12.684	6.742	28.386	0	2.923	0	0	1.852	0
Coronel Pringles	29.623	8.179	4.871	11.151	0	4.139	0	0	1.283	0
General Pedernera	419.306	91.143	190.415	110.635	0	15.551	0	0	11.562	0
Gobernador Dupuy	17.396	8.721	4.242	1.301	0	1.376	0	0	1.757	0
-	55.191	20.582	14.508	13.660	0	3.545	0	0	2.897	0
La Capital Libertador Gral San Martín	525.976	143.228	96.800	235.215	0	28.539	0	0	22.194	0
	2.410	1.260	300	13	0	277	0	0	561	0
G.Usuario y Auto del MEM	Total 334.925	Residencial 0	Comercial 157.670	Industrial 177.255	S.Sanitarios 0	Alumbrado 0	Riego 0	Oficial 0	Rural 0	Otros 0
Empresa EDESAL	Total 838.860	Residencial 297.054	Comercial 166.027	Industrial 272.808	S.Sanitarios 0	Alumbrado 59.337	Riego 0	Oficial 0	Rural 43.634	Otros 0
FACTURADO TOTAL	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
TOTAL SAN LUIS	1.173.785	297.054	323.697	450.063	0	59.337	0	0	43.634	0

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].



Demanda Eléctrica de San Luis - Año 2008

El mayor consumo eléctrico de San Luis corresponde a lo demandado por la Capital con el 44,8%, le sigue el partido de General Pedernera con el 35,7%, y luego el partido de Junín con el 4,7% y finalmente el resto de los partidos que consumen entre el 0,2% y 4,5% de la electricidad generada.



Región Cuyo

La región de CUYO está integrada por las provincias de Mendoza y San Juan. Se trata de una región con una extensión aproximada de 238.478 km² (8,6% de la superficie del país). La población es de 2.199.674 habitantes, es decir, aproximadamente el 6,1% de la población total del país.

El consumo eléctrico de la región de Cuyo durante el año 2008 fue un 6,4% del total del país.

Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico de la región de CUYO, está configurada en distintos niveles de tensión: alta, media y baja tensión. En donde el sistema eléctrico de alta tensión, el SADI, lo opera TRANSENER y el de media tensión lo opera y mantiene DISTRUCUYO S.A. en 132 kV y 220 kV, vinculando los centros de generación con los centros de consumo, en las provincias de Mendoza y de San Juan.

Distribución

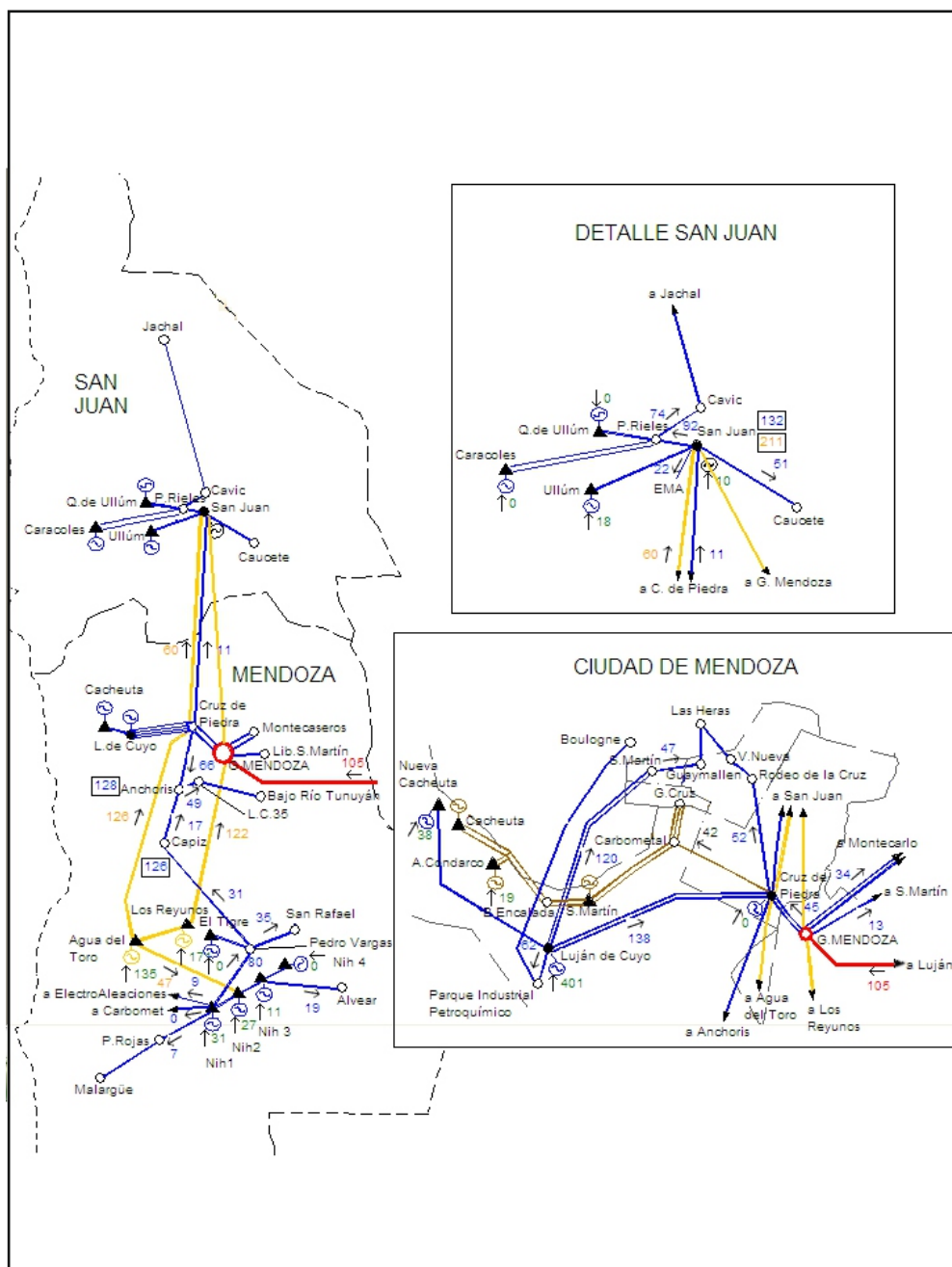
EDEMSA: Empresa Distribuidora de Energía Mendoza, concesionaria del mercado metropolitano en Mendoza desde Junio de 1998. No existen Cooperativas de distribución de energía eléctrica en esta área de concesión. Los departamentos atendidos se citan a continuación: Capital, San Rafael, Guaymallén, Las Heras, Luján de Cuyo, Maipú, San Carlos, Tunuyán, Tupungato, Lavalle y Malargüe (concesionada en agosto 1998).

ESJ: Energía San Juan, distribuidora que atiende el mercado propio. Los departamentos de la provincia se citan a continuación: 25 de Mayo, 9 de Julio, Albardón, Angaco, Calingasta, Capital, Caucete, Chimbas, Iglesia, Jáchal, Pocito, Rawson, Rivadavia, San Martín, Santa Lucía, Sarmiento, Ullum, Valle Fértil y Zonda (concesionada en Enero 1996).

La Distribuidora Eléctrica de Caucete S.A (DECSA) (ex Cooperativa de Caucete), desde Diciembre de 2003, compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista, como Distribuidora, y es la única que abastece el Departamento del mismo nombre.

Potencia Instalada de CUYO

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de vapor (TV), turbinas de gas (TG), ciclos combinados (CC) y centrales hidroeléctricas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región es de 1452 MW.



AREA	EMPRESA	CENTRAL	TV	TG	CC	DI	TER	NU	HID	TOTAL	
CUYO	CT.MENDOZA	L.D.CUYO	120		374		494			494	
		C.D.PIEDRA		14			14			14	
	CT.MEND.COGL.	L.D.CUYO COG.		46			46			46	
	AES	SARMIENTO		30			30			30	
	JURAMENTO	ULLUM							45	45	
	HIDISA	A.D.TORO								150	150
		L.REYUNOS								224	224
		EL TIGRE								14	14
	HINISA	NIHUILES							224	224	
	AES CARACOLES	Q.ULLUM							45	45	
CONSORCIO POTRERILLOS	CACHEUTA NUEVA							120	120		
	EL CARRIZAL							17	17		
HIDR NIHUIL 4	NIHUIL 4							18	18		
H.C.D. VIENTO	C.D. VIENTO							11	11		
	TOTAL AREA		120	90	374		584		868	1452	

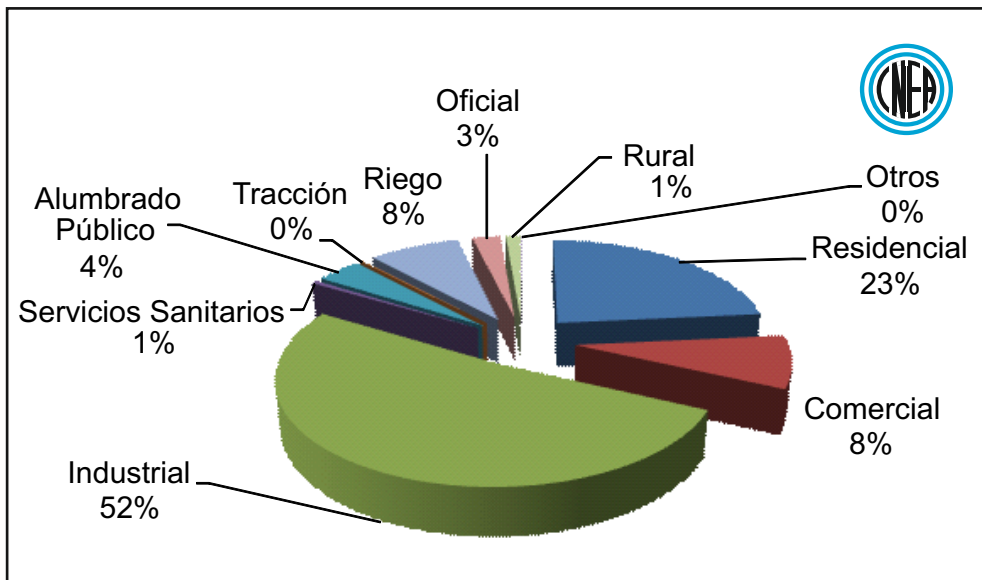
Fuente: Informe Mensual Junio de 2009. CAMMESA

Consumo Eléctrico por Provincias

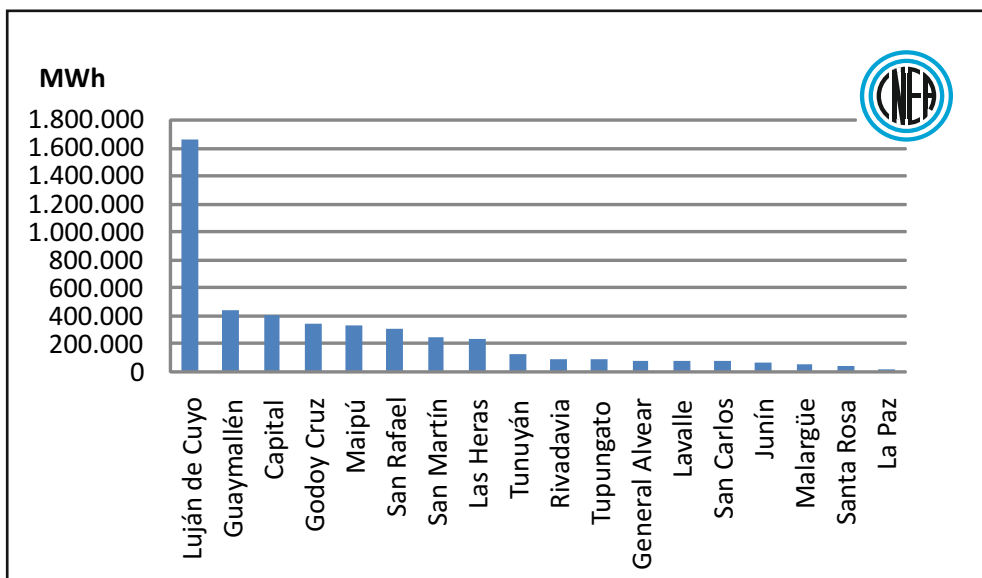
A continuación se presenta la distribución de la demanda eléctrica de Cuyo por provincias, desagregada por departamentos.

Mendoza

En los siguientes gráficos se presentan la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Mendoza por usos y departamentos, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008 elaborado por la Secretaría de Energía.



Demanda Eléctrica de Mendoza - Año 2008



Demanda Eléctrica de Mendoza - Año 2008

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Capital General	393.473	116.699	71.298	133.733	2.102	21.838	7.335	0	40.467	0
Alvear	67.848	30.151	6.699	16.749	2.316	6.618	0	1.371	1.686	1.993
Godoy Cruz	332.317	145.537	87.522	69.908	0	20.437	0	0	8.217	0
Guaymallén	435.168	179.655	46.256	165.780	12	24.231	0	5.519	8.352	5.363
Junín	63.870	24.492	4.530	10.162	1.700	4.938	0	16.414	1.632	0
La Paz	10.239	5.341	1.942	451	530	1.008	0	345	621	0
Las Heras	227.931	111.299	17.988	73.139	867	16.776	0	1.136	6.327	399
Lavalle	65.771	10.727	3.933	16.959	1.252	2.786	0	21.865	1.855	6.394
Luján de Cuyo	1.649.478	80.877	25.940	1.464.320	2.380	14.895	0	45.618	10.484	4.964
Maipú	320.058	90.220	24.908	108.656	0	18.411	0	53.681	11.744	12.437
Malargüe	49.782	12.822	5.712	24.264	0	2.318	0	1.285	2.940	442
Rivadavia	87.324	31.515	12.904	14.682	2.074	6.510	0	16.228	463	2.409
San Carlos	65.003	12.598	3.742	10.240	1.535	3.735	0	28.542	1.143	3.468
San Martín	240.396	78.122	19.700	56.017	4.204	11.497	0	66.636	4.220	0
San Rafael	304.181	95.320	32.386	125.779	1.922	17.511	0	9.027	9.114	13.121
Santa Rosa	38.855	8.775	2.287	7.735	595	1.495	0	17.058	688	222
Tunuyán	117.547	23.268	7.826	41.812	576	4.112	0	34.034	2.502	3.415
Tupungato	85.403	11.995	4.578	9.573	1.503	2.769	0	49.939	1.273	3.775
G.Usuario MEMSP	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
	1.138.184	0	65.372	1.072.812	0	0	0	0	0	0

Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
Cooperativas	590.746	246.348	84.521	103.939	5.883	38.697	0	93.271	11.950	4.639
EDEM SA	2.636.350	743.002	205.645	1.139.354	11.881	128.798	7.335	250.647	95.925	53.764
EDESTE SA	189.364	80.064	24.614	33.855	5.803	14.391	0	24.782	5.854	0
FACTURADO										
TOTAL	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
MENDOZA	4.554.644	1.069.414	380.152	2.349.959	23.567	181.886	7.335	368.700	113.729	58.403

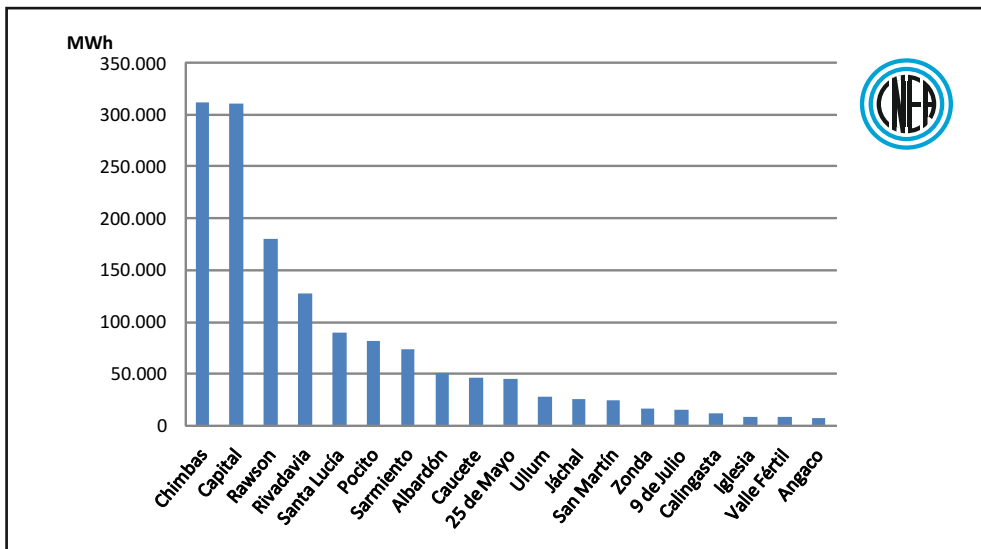
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

Partido o Departamento	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
25 de Mayo	44.339	9.088	1.172	17.184	264	1.243	0	14.509	881	0
9 de Julio	15.005	5.377	598	4.746	265	422	0	3.085	511	0
Albardón	50.023	15.981	1.422	26.522	864	1.632	0	2.283	1.319	0
Angaco	7.046	5.092	342	509	0	453	0	38	612	0
Calingasta	11.354	5.826	1.058	1.504	656	679	0	421	1.210	0
Capital	310.530	132.215	56.408	75.622	3.378	14.360	0	0	28.547	0
Caucete	45.723	21.233	6.488	8.052	3.701	3.166	0	2.109	974	0
Chimbas	311.807	60.516	3.262	239.755	1.392	3.689	0	59	3.134	0
Iglesia	8.468	4.898	537	1.136	0	1.122	0	57	719	0
Jáchal	25.322	16.771	1.160	3.638	440	1.761	0	278	1.274	0
Pocito	81.318	33.309	4.070	32.699	1.845	3.978	0	2.566	2.851	0
Rawson	180.429	91.756	9.655	64.600	2.029	7.589	0	1.688	3.111	0
Rivadavia	127.722	74.670	5.846	31.616	4.657	5.968	0	336	4.629	0
San Martín	24.568	6.791	825	14.808	0	824	0	820	499	0
Santa Lucía	89.082	42.913	7.004	30.194	3.832	3.974	0	352	813	0
Sarmiento	73.832	15.026	2.269	48.243	276	1.309	0	5.633	1.077	0
Ullum	26.999	3.859	549	18.489	0	437	0	2.671	995	0
Valle Fértil	8.167	4.789	570	1.321	75	622	0	218	572	0
Zonda	15.741	3.807	331	9.989	0	327	0	793	494	0

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].

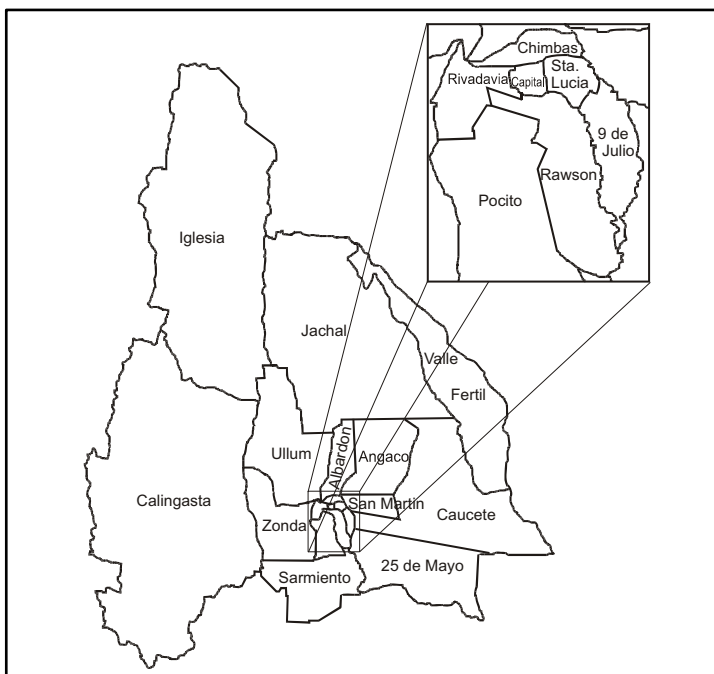
G. Usuario	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
MEMSP	488.632	0	29.592	455.542	3.498	0	0	0	0	0
Empresa	Total	Residencial	Comercial	Industrial	S.Sanitarios	Alumbrado	Riego	Oficial	Rural	Otros
ESJ	927.956	532.686	68.047	171.304	16.475	50.390	0	35.807	53.247	0
DEC SA	40.888	21.233	5.927	3.779	3.701	3.166	0	2.109	974	0

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2008, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh].



Demanda Eléctrica de San Juan - Año 2008

El departamento de Chimbas consume el 21,4% de la energía generada, luego le sigue la Capital con el 21,3%, Rawson con 12,3%, Rivadavia con el 8,76% y el resto demanda entre el 0,5% y el 6,11% de la generación eléctrica.



Llegan Dos Turbinas de Gas de 170 MW Siemens para la Central Térmica Cordobesa de Pilar

Siemens se ha transformado en los últimos dos años en la proveedora casi mayoritaria de las turbinas de gas de avanzado diseño que se vienen instalando en el país, tal como son los casos de las Termoeléctricas Belgrano, San Martín de Campana y Timbúes, obras lanzadas bajo el régimen del Foninveem o de la usina Genelba operada por Petrobras Energía.

Tras haberse adjudicado de manos de ENARSA la fabricación de los futuros equipamientos de las centrales Brigadier Estanislao López y Ensenada de Barragán, harán su arribo al puerto de Zárate desde Alemania dos máquinas de 170 MW que fueran construidas para la central termoeléctrica Pilar, Córdoba, cuyo arribo será presenciado por el ministro de Planificación Federal, Julio Miguel De Vido.

Esas turbinas forman parte del programa de energía distribuida que Enarsa puso en marcha para satisfacer las necesidades de zonas o regiones puntuales no debidamente atendidas por los componentes de generación que abastecen el Sistema Interconectado Nacional.

La premura de entrega con que ese holding alemán asumió el cumplimiento de sus contratos con el país la convirtió en una proveedora básica en materia de equipos de generación térmica.

A tal punto cobraron fuerza esos negocios de Siemens que ese holding resolvió basar su epicentro de actividad regional en la Argentina, habiendo instalado en Bahía Blanca su centro de atención al servicio del mantenimiento de grandes turbinas.

A su vez Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA) le encomendó el suministro a Siemens de once diferentes sistemas de control para la central atómica de Atucha II.

De esa forma NA-SA con una inversión de u\$s60 millones, que incluye el montaje de los sistemas convencionales de generación de Atucha II, se garantizó que esa usina pueda contar con equipos de automatización y seguimiento operativo de última generación.

Fuente: Buenos Aires Económico- Sección: Argentina 30-01-2009

La Construcción de una Nueva Central Nuclear en Francia, Comenzará en 2012 y se Estima que Cinco Años Después Esté en Funcionamiento

El Presidente de Francia, Nicolas Sarkozy, confirmó la construcción de un segundo reactor europeo de agua presurizada (EPR) en el noroeste galo.

El reactor estará en Perly, en el departamento de Seine-Maritime, informó el canal Europe1 citando una declaración del Palacio del Elíseo.

El proyecto será dirigido por el consorcio eléctrico Electricité de France (EDF), con una participación minoritaria de GDF Suez. Además se invita a otras firmas a participar, se indicó. La construcción del reactor comenzará en 2012. Se espera que cinco años después, la central comience a funcionar.

EDF, el mayor productor mundial de energía atómica, construye desde 2007 su primer reactor de agua presurizada en la norteña localidad gala de Flamanville, que empezará a funcionar en 2012. El primer reactor ERP empezará a funcionar en 2011 en Olkiluoto, Finlandia.

El ERP es un proyecto de cooperación franco-alemán y es considerado un reactor de tercera generación. Según el fabricante, es especialmente seguro, potente y duradero. Además de la empresa francesa Framatome también participa la alemana Siemens en el desarrollo del ERP.

Fuente: El mercurio 30-01-2009

Francesa Areva Firma Protocolo para Suministrar Reactores a India

El grupo francés Areva anunció la firma de un protocolo de acuerdo para suministrar entre dos y seis reactores nucleares a India, un enorme mercado desde que hace unos meses se levantó el embargo a las exportaciones nucleares a Nueva Delhi, que databa de 1974.

"Areva y Nuclear Power Corporation of India Limited (NPCIL) concluyeron en Nueva Delhi un protocolo de acuerdo para el establecimiento de dos a seis reactores europeos presurizados (EPR)", escribe el grupo en un comunicado.

"De estos seis reactores, dos deberían ser contratados en el año", declaró a la AFP en Nueva Delhi Anne Lauvergeon, presidenta del directorio del grupo nuclear.

"India es un socio y un cliente de primer orden", añadió durante una conferencia de prensa. "Estamos comprometidos profundamente" en la cooperación con este país, dijo.

Según ella, el protocolo también prevé "el suministro de combustible durante toda la vida útil de estos reactores", es decir 60 años. Serán construidos en Jaitapur, en el estado de Maharashtra (oeste).

El precio de un reactor de tercera generación EPR está valorado entre 4 000 y 6 000 millones de euros (entre 5 100 y 7 700 millones de dólares).

Desde el verano (boreal) del año 2008, India está autorizada a comercializar material nuclear de uso civil tras un embargo de 34 años impuesto a raíz de sus ensayos nucleares de 1974. En septiembre, Francia firmó con Nueva Delhi un acuerdo político de cooperación en el ámbito nuclear civil.

India tiene actualmente 17 reactores nucleares en actividad, que abastecen alrededor del 2,5% de la electricidad que consume el país, según el Comisariado de la Energía Atómica (CEA).

La décima potencia económica mundial quiere 60 000 megavatios adicionales de energía nuclear, lo que equivale a 100 000 millones de euros (129 000 millones de dólares) de inversión en los próximos quince años.

Fuente: Invertia Venezuela 04-02-2009

El 69% de la Población Está a Favor de la Integración Energética en América Latina

La población de los países de América Latina está mayormente a favor de la integración regional, según un sondeo presentado en Santiago de Chile.

El 77% de los encuestados en Argentina está a favor de la integración, mientras que en la región, ese guarismo baja al 67%. Otros países bien predisuestos a la integración son Uruguay (85%), Colombia (82%), Paraguay (78%) y Chile (77 por ciento).

En tanto, los menos predisuestos son los centroamericanos como Panamá (49%), Guatemala (51%), Costa Rica (54%) y Honduras (57%). "En el Cono Sur de América Latina hay más apoyo a la integración que en Centroamérica, lo que hace una diferencia geográfica muy significativa", señala el análisis de Latinobarómetro.

Por otra parte, dentro de los desafíos para la región, en primer lugar se ubica el tema de la energía y la manera como éste puede influir positivamente en la integración.

Por otra parte, el 43% de la población se encuentra a favor de la construcción de centrales nucleares y el 40% en contra.

Entre otro de los ejes de la encuesta, la generación del Banco del Sur cuenta con la aprobación de un 57%. Un cuarto tema, la libre circulación de los ciudadanos en la región, cuenta con el apoyo de un 46 por ciento.

Asimismo, un 69% de la población de la región está de acuerdo con que las inversiones puedan cruzar las fronteras sin restricciones. No obstante, se evidencia una baja en esa participación, ya que en 2006 el 73% apoyaba la inversión "libre".

Para la realización de esta encuesta se aplicaron 20 204 entrevistas cara a cara en 18 países entre el 10 de septiembre y el 11 de octubre del año 2008, con muestras representativas del 100% de la población nacional de cada país de 1 000 y 1 200 casos, con un margen de error de alrededor de 3%, por país. El sondeo fue financiado por la Corporación Andina de Fomento (CAF).

Fuente: Buenos Aires Económico- Sección Economía 24-06-2009.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina SA, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net, Banco Mundial, INDEC y la Secretaría de Energía de la Nación, emitidos hasta junio del año 2009.

Elaborado por la Subgerencia de Planificación Estratégica
Gerencia de Planificación, Coordinación y Control

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA

Centro Atómico Constituyentes

Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires

Tel: 6772-7422/7419/7526/7869 Fax: 6772-7529

E-Mail: rey@cnea.gov.ar

coppari@cnea.gov.ar

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