

Boletín Energético



1er. Semestre 2012
AÑO XV N° 29



ISSN 1668-1525

Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari

Coordinación Editorial: Ing. Santiago Jensen

Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari
Lic. Cristina A. Delfino
Ing. Susana Gómez de Soler
Ing. Lucía Ramilo

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Estratégica, 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
Srta. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Lic. Andrés Boselli
Ing. Valeria Cañadas
Ing. Santiago Jensen
Ing. Inés Torino Aráoz

Apoyo Técnico: Sr. Diego Coppari
Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina A. Delfino

Internet: http://www.cnea.gov.ar/boletin_energetico.php
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.



Boletín ²⁹ Energético

Este Boletín presenta los datos más representativos del funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) hasta junio de 2012, así como algunos otros temas de interés en el área energética.

CONTENIDO

Los planes nucleares después de Fukushima

Ing. Carlos Rey

Potencia Instalada

Evolución de la Potencia Instalada

Histórico de Incorporación de Tecnologías

Generación de Energía Eléctrica

Generación Nucleoeléctrica

Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

Costo Variable de Producción y Orden de Despacho

Evolución de los Precios

Emissiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles

Demanda Eléctrica Regional: Comahue, Patagonia y provincia de Tierra del Fuego

Noticias

Editorial



El incidente ocurrido, hace quince meses en la central nuclear Fukushima Dai-ichi, fue producido con inusitada intensidad por un terremoto de grado 9 en la escala Richter, seguido por un Tsunami, que sobrepasó las murallas protectoras de la central y otras varias medidas de seguridad, ha dejado algunas enseñanzas que permitieron a los diseñadores de centrales nucleares realizar una revisión de la seguridad de todas las centrales, tanto en operación como en construcción o en etapa de diseño.

Una parte del parque de centrales de Fukushima, como consecuencia fundamental de esta catástrofe natural por la magnitud de la ola superior a los 14 metros, vio inhabilitado su sistema de generación de electricidad de respaldo que consiste en generadores diesel. Con esta circunstancia, se llegó a la situación de pérdida total de suministro eléctrico y por lo tanto a la imposibilidad de refrigeración del núcleo, secuencia de eventos que finalizó con la consecuente fusión del mismo.

Entre las lecciones aprendidas de este evento figura la necesidad, en las centrales actuales que no lo tengan contemplado, de redistribución de estos equipos en la planta y diseños de sistemas de respaldo para evitar lo previamente antes explicado. Otra modificación importante es la incorporación de reconvertidores de hidrógeno para evitar las atmósferas explosivas que este gas genera.

Esta revisión, por parte de los proveedores de centrales nucleares, también ha llevado a que los reactores de III generación o III generación plus incorporen más sistemas pasivos de seguridad. Estos sistemas funcionan sin necesidad de suministro de energía eléctrica.

En cuanto a las consecuencias de este accidente sobre la tendencia de incorporación de centrales nucleares a nivel mundial, a la fecha se presenta el siguiente estado de situación:

- un total de 64 centrales en construcción;
- 52 de ellas del tipo PWR (81%), de las cuales 28 se ubican en la República de China;

- 4 del tipo BWR (6%);
- 5 PHWR (8%),: 1 en Argentina (Atucha II) y 4 en India ;
- 1 LWGR y 2 FBR (entre ambas tecnologías, menos del 5%).

Cabe aclarar que la construcción de los 28 reactores en China, iniciada previo al accidente, continúa con un leve retraso debido a adecuaciones del diseño a nuevos requerimientos de seguridad. Por otra parte, luego del accidente de Fukushima, 8 centrales nucleares en construcción fueron finalizadas:

- 3 de ellas en China (Lingao-2, CEFR y Qinshan 2-4),
- 2 unidades en Corea del Sur (Shin-Wolsong-1 y Shin-Kori-2),
- 1 en Irán,
- 1 en Pakistán (CHASNUPP 2),
- 1 en Rusia (Kalinin 4).

Al mismo tiempo volvieron a funcionar las centrales Bruce 1 y 2 en Canadá (que venían de una parada prolongada), y se inició la construcción de tres nuevas centrales en Rusia, Corea y Emiratos Árabes Unidos. Este último presenta un especial significado al ser el primer “newcomer” o país que comienza por primera vez la construcción de una central nuclear en 27 años.

Por otra parte, se canceló la construcción de las centrales Belene 1 y 2 en Bulgaria. Japón en ese sentido decidió la parada definitiva de los reactores afectados, deteniendo paulatinamente el resto de sus reactores en operación para someterlos a revisiones de seguridad, condicionando su nueva puesta en marcha a la aceptación de las comunidades donde éstos estuvieran asentados. A la fecha, si bien la mayoría han aprobado sus revisiones de seguridad por tratarse de reactores más modernos, con mejores condiciones de diseño en este sentido, sólo han obtenido la aceptación social y han reanudado sus actividades las unidades 3 y 4 de la central de Ohio.

En EE.UU. se ha autorizado la construcción de dos nuevas centrales, aunque aún no se ha comenzado su construcción. Es muy probable que la causa de esta demora en el inicio de la construcción sea la crisis económica aunque se estima que comenzarán entre el 2013 y el 2014.

Un paradigma en el que se basó el desarrollo de la energía nuclear fue que la

misma era segura. Si bien esto es cierto y, junto a la industria aeronáutica, ambas se basan en la seguridad como punto de partida para el diseño, quedó demostrado que los accidentes naturales encadenados pueden suceder y exceder en magnitud las variables de diseño.

Cabe destacar que, en el caso de Fukushima, el sismo ocurrido fue superior al sismo de diseño, y la altura de las olas del Tsunami sobrepasó las barreras ingenieriles implementadas. Teniendo presente esta realidad, los diseñadores han puesto énfasis en este período de quince meses, en implementar nuevas medidas de seguridad que nos protejan de los eventos externos excepcionales.

Actualmente, en el mundo hay 437 centrales nucleares, lo que representa 357 GW instalados de origen nuclear y, según estima el OIEA, para 2020 habrá un incremento de 100 GW, lo que implicaría, en promedio, la inserción de 100 nuevas centrales nucleares de 1.000 MW.

Considerando que la gran mayoría de los proyectos continúan con sus calendarios, luego de la revisión post Fukushima es muy probable que se alcance como mínimo un valor del 70 % de las expectativas de alta, teniendo presente al hacer el análisis las centrales nucleares que actualmente están en construcción y no las que puedan decidirse aún hasta el año 2015, estimando un período de 5 años para la construcción, lo cual representa un panorama post Fukushima altamente favorable para el sector nuclear.

En un contexto en el que la demanda de energía en el mundo es creciente y los recursos y fuentes energéticas son escasos con incierta disponibilidad, dependiendo en gran medida de factores geopolíticos y climáticos, no se puede prescindir de la energía nuclear. Las lecciones aprendidas de Fukushima, sin duda, condujeron a una revisión integral de las centrales actuales en operación, garantizando su seguridad frente a eventos naturales de inusitada violencia como el ocurrido en marzo de 2011, y a aumentar la seguridad con la inclusión de más sistemas pasivos en los diseños en curso.

Los Planes Nucleares Después de Fukushima

Carlos Rey

A un año y medio del incidente de Fukushima, aún es difícil y prematuro medir el impacto que el mismo va a tener en el sector nuclear y en las proyecciones de instalación de nuevas centrales nucleares en el mundo.

Si bien algunas de las estimaciones esperan un impacto negativo, su magnitud es lo que aún no se puede determinar, aunque todo indica que va a ser pequeña y de corta duración.

Esto es debido a dos factores contrapuestos, que surgen como consecuencia del accidente: la sensibilidad social y la necesidad de energía de la población.

-El primero con respecto a la generación eléctrica de origen nuclear ha tenido, con posterioridad al accidente y continúa teniendo a la fecha, un incremento en la opinión pública de posiciones opuestas al sector nuclear.

El análisis frío y pragmático de lo sucedido en Japón indica que fue una de las catástrofes naturales más grandes de la historia, superando cualquier previsión o expectativa. Destrozó todo tipo de construcción e instalación industrial convencional, vías, y medios de comunicación y transporte. Hay decenas de miles de muertos y desaparecidos. Sucedió en un país con 54 reactores nucleares en operación, y golpeó especialmente a una central con reactores de hace 40 años. **Sin embargo, y contrastando con la magnitud de la catástrofe, el accidente nuclear no ha provocado ni un solo muerto ni daño severo sobre ningún ser humano por causas radiológicas.** Esto último, lamentablemente, aún no ha sido percibido por la ciudadanía.

-Lo segundo es que sigue vigente la necesidad de contar con una fuente segura y confiable a valores accesibles, de provisión de energía eléctrica que no produzca gases de efecto invernadero y, para ello, la energía nuclear sigue siendo una de las mejores variantes. **No hay opciones realistas para disminuir la dependencia de los combustibles fósiles que no incluyan a la energía nuclear.**

En concordancia con lo citado anteriormente, son mayoría los países que han ratificado sus planes de construcción de centrales nucleares, pero también hay países, aunque pocos, que han cambiado su estrategia o anunciado un cambio de política respecto a la actividad nuclear como consecuencia de la presión social provocada por el accidente de Fukushima.

El accidente sucedió en un momento donde el interés por la generación nuclear

había cobrado nuevos bríos, ya que países que habían renunciado a ella, estaban arrepentidos de la decisión tomada e iniciaban estudios y planes para volver a incorporarla en su oferta energética. Éste es el caso de Italia, que había adquirido acciones de la generadora nuclear de la República Checa, y estaba elaborando planes de incorporaciones en el territorio italiano.

A su vez, países que nunca habían pensado en tener energía nuclear, comenzaban a elaborar estudios para interiorizarse sobre qué debían hacer para instalar su primera central nuclear.

Al mismo tiempo, muchos países que la tenían estaban acelerando sus planes de nuevas incorporaciones, entre ellos el nuestro. China, por su parte, había acelerado su plan de construcción de centrales nucleares, llegando a ser el país con más unidades en construcción. El país oriental había comenzado 10 nuevos reactores en el año 2010. Rusia e India también habían acelerado sus planes de construcción.

En total en el mundo había proyectos tendientes a la construcción de 142 nuevos reactores. Todo lo anteriormente comentado puede verse reflejado en la Figura 1.

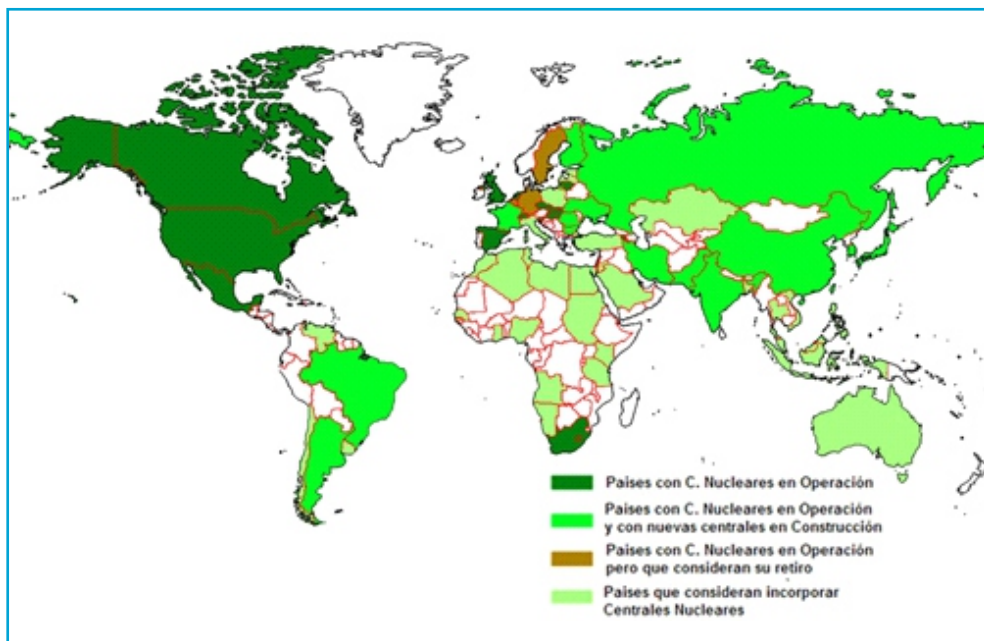


Figura 1. Mapa de situación mundial de la energía nuclear a junio del año 2012.

A un año y medio del accidente sólo parte de esto ha cambiado y, aunque prematuramente, se puede hacer un primer balance, a pesar de que sea difícil distinguir qué le corresponde al accidente de Fukushima qué es producto de la crisis económica internacional, la cual ha frenado el crecimiento de las demandas de energía, llevando a que pueda haber otra ola de combustibles fósiles a valores accesibles en EE.UU. (aunque no tan económicos como en el pasado) a través de los descubrimientos y tecnologías para extraerlo de “roca madre”.

Como consecuencia de estos dos últimos factores, algunos planes de construcción de nuevas centrales se han frenado sin que sea consecuencia del efecto de Fukushima.

Luego del accidente un total de 8 centrales nucleares en construcción fueron finalizadas. Como se mencionó previamente en la editorial, éstas son:

- Tres en China (Lingao-2 en mayo de 2011, CEFR en junio de 2011 y Qinshan 2-4 en noviembre de 2011)
- Dos unidades en Corea del Sur (Shin-Wolsong-1 y Shin-Kori-2, ambas en enero de 2012)
- Una en Irán (entró en operación en mayo de 2011)
- Una en Pakistán (CHASNUPP 2 en marzo de 2011)
- La última en Rusia (Kalinin 4 en noviembre de 2011). Se estima además que entren en operación 16 nuevas centrales en el año 2013.

Además volvieron a funcionar Bruce 1 y 2 en Canadá (centrales que venían de una parada prolongada).

Se inició la construcción de tres nuevas centrales (en Rusia, Corea y Emiratos Árabes Unidos) y se canceló la construcción de dos (Beleno 1 y 2 en Bulgaria).

El comienzo de la construcción en los Emiratos Árabes (julio de 2012) tiene un especial significado pues es el primer “newcomer” (país que comienza por primera vez la construcción de una central nuclear) en 27 años.

Japón decidió la parada definitiva de los reactores afectados y además fue deteniendo la totalidad del resto de sus reactores para someterlos a revisiones de seguridad, condicionando su nueva puesta en marcha a la aceptación de las comunidades donde éstos están asentados. A la fecha, si bien la mayoría han aprobado las revisiones de seguridad, sólo han obtenido esta aceptación social y han renovado sus actividades las unidades 3 y 4 de la central de Ohio.

Ello ha obligado a Japón a incrementar ampliamente sus importaciones de hidrocarburos, lo que ha puesto un serio lastre para la balanza comercial de la tercera economía mundial.

Además Japón ha anunciado un plan a través del cual piensa reducir el porcentaje

de generación nuclear en su matriz energética y reemplazarlo por energías renovables para el año 2030. Por otra parte, recientemente anunció que retomará, con la autorización de la comunidad local, la construcción de la central nuclear de Oma, que se encontraba en construcción en la provincia de Aomori y que había sido detenida como consecuencia de Fukushima.

Italia ha modificado nuevamente su posición y ratificado la decisión de prescindir de la generación nuclear, mientras que Alemania y Bélgica han acelerado los planes de cierre de sus centrales, comenzando con las más antiguas.

Francia, Inglaterra, China, Corea, India, Rusia y varios países más, han manifestado que continuarán con sus planes de instalación de centrales nucleares aunque se pueden apreciar algunas demoras en la iniciación de nuevas construcciones, en parte producto de las modificaciones de diseño que se producirán como consecuencia de la enseñanza que nos deja el accidente y en parte también por los otros factores mencionados.

Un ejemplo es nuestro país en donde el Gobierno Nacional ha ratificado sus planes respecto del sector nuclear después del accidente de Fukushima, y ello se ha traducido en hechos, con la continuidad de las obras de terminación de la central Atucha II y el comienzo de la construcción del prototipo del reactor CAREM.

En EE. UU. se ha autorizado la construcción de dos nuevas centrales, que aún no comenzó. Es probable que el retraso sea la crisis económica y la relevancia del shale gas, en este país.

En la Figura 2 se muestra la evolución del inicio de la construcción de nuevas centrales nucleares en el mundo en los últimos años, con la salvedad de que en el año 2012 se muestran sólo los del primer semestre.

Se puede apreciar la disminución de la cantidad de centrales nucleares que comenzaron su construcción en los dos últimos años pero, se reitera, las causas son variadas y pueden ser sólo transitorias.

En la Figura 3 se puede apreciar cuáles son los países que tienen centrales nucleares en construcción, y la cantidad de unidades en cada caso.

La consecuencia de los planes de retirarse de la generación nuclear, y reemplazarla por energías renovables, de Alemania y Japón, es que encarecerán indefectiblemente sus costos de energía eléctrica, situación que puede perjudicar la competitividad de sus industrias. Lo difícil de saber es la magnitud de su pérdida de competitividad, si ésta afectará a su economía, y si continuarán con estos planes.

Estos próximos tres años nos darán un indicio de si el efecto Fukushima vino para quedarse o, como pensamos, será sólo una pausa corta en el crecimiento nuclear, observando qué hacen China (comienzo de construcción de nuevas centrales), Japón (reapertura de las centrales paradas) y EE.UU. (comienzo de construcción



Figura 2. Evolución del inicio de reactores en construcción en los últimos 10 años.

Datos hasta junio de 2012

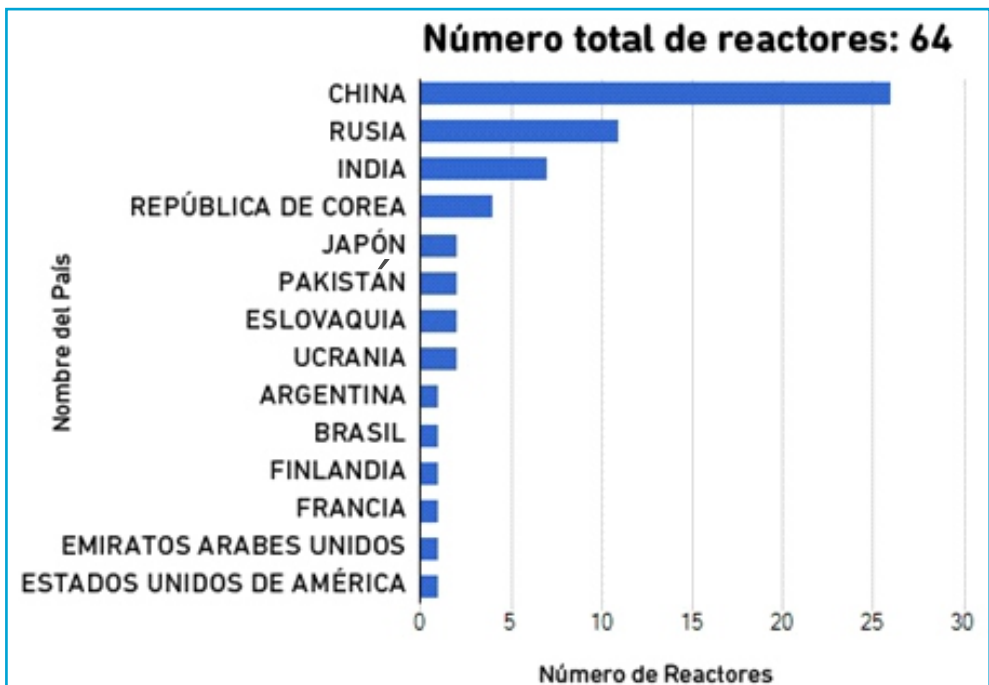


Figura 3. Reactores en construcción por país.

Datos hasta junio de 2012

de las que ya tienen autorización).

Con la decisión de retomar y continuar la construcción de la central de Oma, Japón (país donde sucede el accidente de Fukushima) puede estar mostrándonos el camino de lo que va a suceder.

Nota: Con posterioridad a la publicación de este artículo se ha producido la reiniciación de la construcción de nuevas centrales nucleares en China, India y, por primera vez en más de treinta años, en los EE.UU.

Ing. Carlos Rey

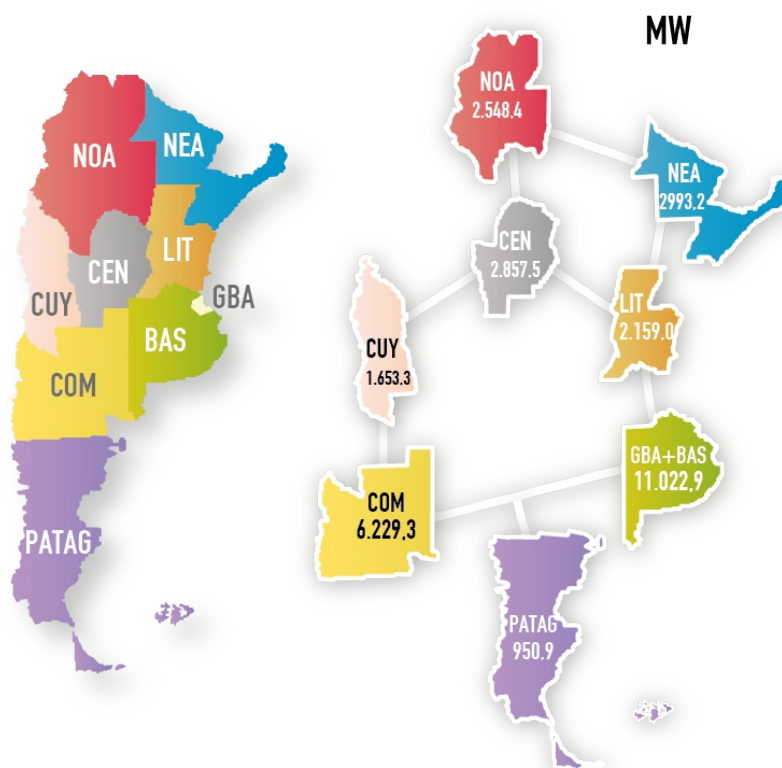
Especialista en temas energéticos - Subgerencia de Planificación Estratégica.
Asesor de la Gerencia de Planificación, Coordinación y Control. CNEA

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: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y sus vinculaciones, junto a la potencia instalada correspondiente, en MW, a junio de 2012.



La potencia bruta total instalada, al 30 de junio de 2012, es de 30.414,2 MW.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en tres tipos, de acuerdo al recurso natural y a 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) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos 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 utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (MD), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine. La tabla siguiente expone la potencia instalada en MW, al 30 de junio del año 2012 clasificada por región y tipo de equipo.

Región/Tipo	TV	TG	CC	MD	Total TER	NUC	HID	EO	SO	TOTAL
CUYO	120,0	89,6	374,2		583,8		1.063,3		6,2	1.653,3
COMAHUE		202,9	1.281,4	73,3	1.557,6		4.671,7			6.229,3
NOA	261,0	993,0	828,0	224,0	2.306,0		217,2	25,2		2.548,4
CENTRO	200,0	503,0	534,0	54,9	1.291,9	648,0	917,6			2.857,5
GBA-BAS	3.653,2	1.607,5	5.134,7	270,2	10.665,6	357,0		0,3		11.022,9
LIT	217,0	82,0	849,0	66,0	1.214,0		945,0			2.159,0
NEA		26,0		237,2	263,2		2.730,0			2.993,2
PAT		160,0	188,1		348,1		518,8	84,0		950,9
TOTAL	4.451,2	3.664,0	9.189,4	925,6	18.230,2	1.005,0	11.063,6	109,5	6,2	30.414,5
	<i>Relación</i>	<i>%</i>			59,94	3,30	36,38	0,36	0,02	

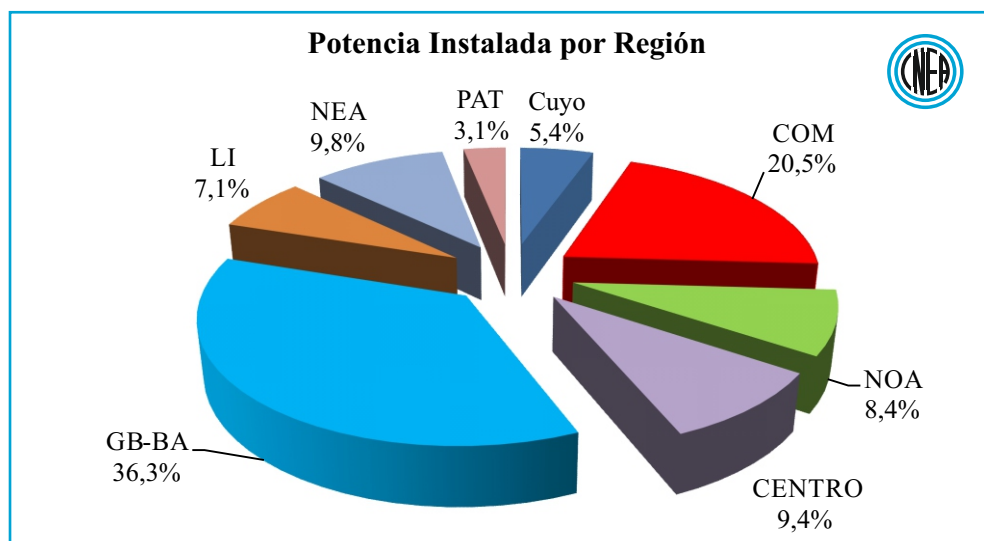
En el primer semestre de 2012 se incorporaron al SADI 967 MW. Las principales diferencias respecto de diciembre de 2011 son:

- En la región del **Gran Buenos Aires-Buenos Aires**:
 - Se habilitó la operación de la Central Térmica Norte ILLIA, a operar con Biogás, a partir del 25 de mayo, totalizando una capacidad de 5,1 MW.
 - Entraron en operación dos turbinas de gas de la Central Térmica Ensenada de Barragán con una potencia de 567 MW.
 - Se instaló la turbina de vapor de la Central Térmica Ecoenergía de 6,8 MW, totalizando una potencia de 13,2 MW en esta central.

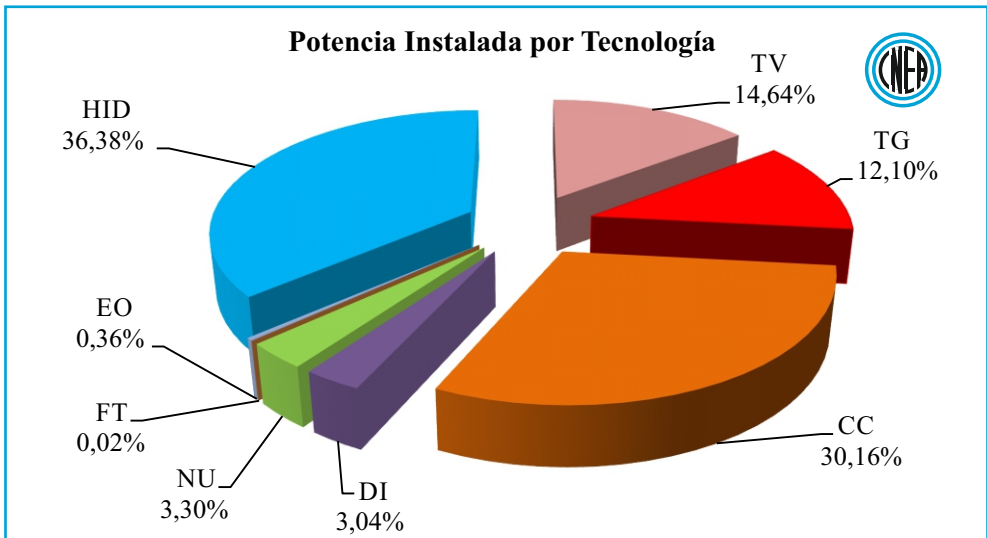
- Se produjeron las siguientes habilitaciones de operación precaria en el MEM de la empresa Enarsa:
 - ♦ Unidades motogeneradoras Remedios de Escalada, totalizando una potencia de 25 MW.
 - ♦ Motogeneradores de la central térmica Miramar I, totalizando una potencia de 14 MW.
- En el **NOA**, se instalaron:
 - Motogeneradores de la Central Parque Industrial en la provincia de Catamarca con una potencia de 15 MW.
 - Motogeneradores en la provincia de Catamarca con una potencia que totaliza los 15 MW en la Central Térmica Tinogasta.
 - 8 MW en la Central Térmica Terevintos.
 - Motogeneradores de la Central Térmica Edecát Catamarca, totalizando una potencia de 15,2 MW.
 - Aerogeneradores de la Central Eólica Arauco I, adicionando 23,1 MW a los 2,1 ya instalados a partir del día 15, totalizando una potencia de 25,2 MW.
- En la región **Centro**, en la provincia de Córdoba:
 - Quedaron habilitados en servicio comercial 12 motogeneradores con una potencia total de hasta 11,7 MW correspondientes a la Central Térmica San Francisco.
 - Se cerró el ciclo combinado de la Central Térmica Bicentenario con la entrada en operación de la turbina de vapor, con una potencia de 136 MW, con lo cual con la potencia de las turbinas de gas de 330 MW, el ciclo combinado permite aportar al sistema una potencia total de 466 MW.
- A su vez, en la región **Patagónica** se instaló el Parque Eólico Rawson I y II (provincia de Chubut), con 27 aerogeneradores de una potencia total de hasta 48,6 MW y 16 aerogeneradores con una potencia total de hasta 28,8 MW, respectivamente.
- En la región del **Comahue**, provincia de Río Negro quedaron habilitados en servicio comercial grupos hidráulicos con una potencia total de 25 MW correspondientes a las siguientes centrales hidráulicas:
 - Salto Andersen, compuesta por dos grupos hidráulicos que totalizan una potencia de 7,9 MW.
 - Guillermo Céspedes también con dos grupos y una potencia de 5,2 MW.
 - Julián Romero, compuesta por dos grupos hidráulicos que totalizan una potencia de 6,2 MW.
 - Cipolletti compuesta por un grupo hidráulico con una potencia de 5,4 MW.

- En la región de **Cuyo**, ingresaron:
 - La Central Hidráulica Salto de La Loma, compuesta por dos grupos hidráulicos que totalizan una potencia de 0,55 MW.
 - Se habilitó la operación precaria de la central fotovoltaica Canadá Honda, a partir del día 1, totalizando una capacidad de 5 MW.
- A su vez, en la región **Litoral** se instaló la Central Térmica Ceres en la provincia de Santa Fe, con grupos diesel que totalizan una potencia de 18 MW.
- En la región del **NEA**: se habilitó la operación precaria en el MEM de las unidades motogeneradoras de la Central Térmica Las Lomitas (Enarsa), totalizando una potencia de 4,2 MW.

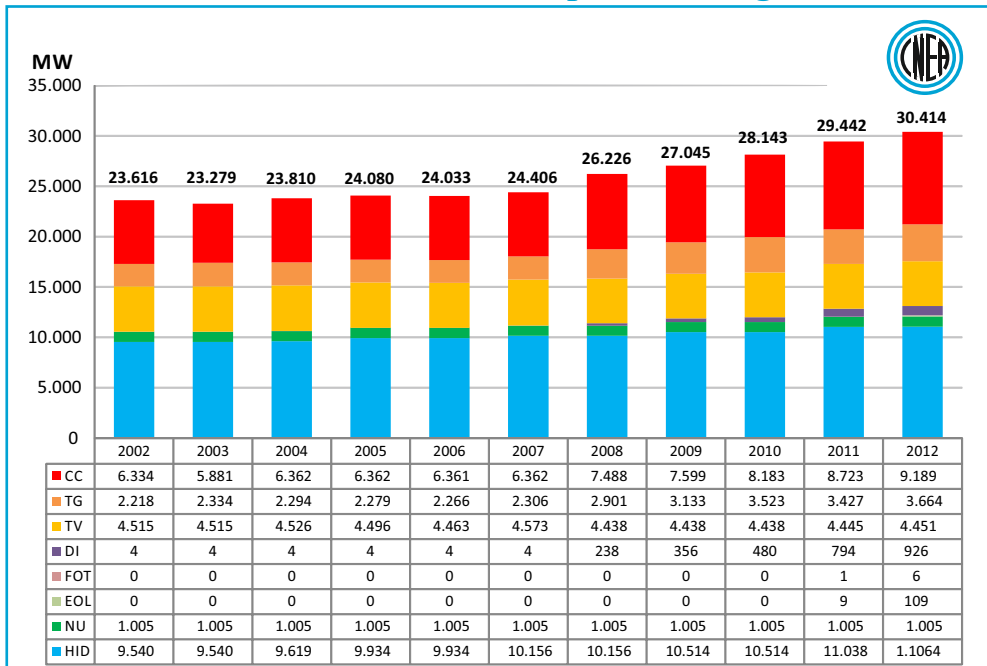
A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías.



Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda de energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI). La más importante de ellas es la eólica con 29,7 MWe que representaría, de estar conectada al SADI, un 0,1%.

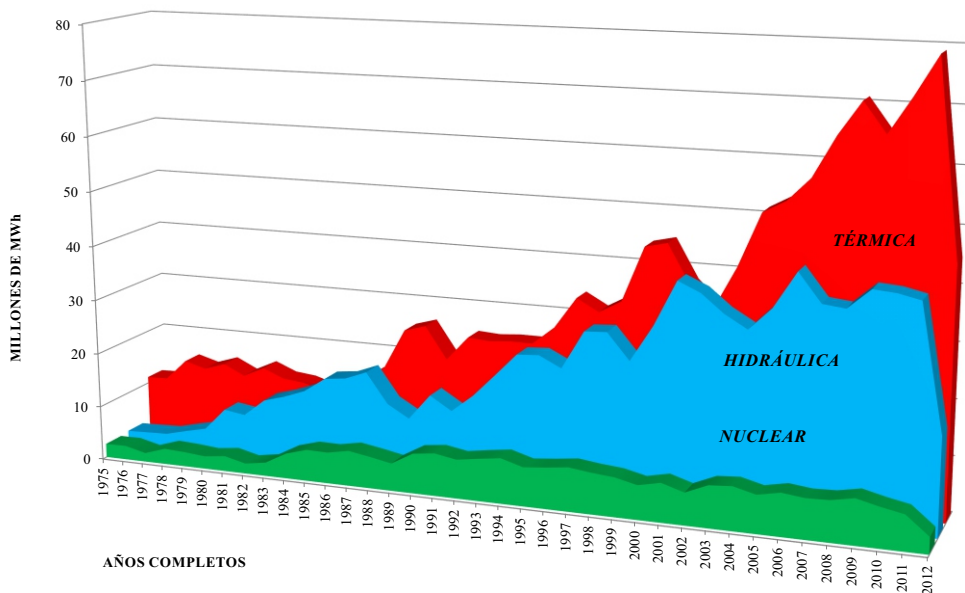


Evolución de la Potencia Instalada por Tecnologías



Generación de Energía Eléctrica

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



*Nota: La generación representada para el año 2012 es la correspondiente al primer semestre del año. La generación del año 2012 en su totalidad se informará en el boletín N° 30. La generación de otras renovables, como ser la eólica y la fotovoltaica que comenzaron a partir del año 2011, por su magnitud no son visibles en el gráfico.

A continuación se presenta la energía generada por fuente y su correspondiente porcentaje en la matriz energética desde el año 1990. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

AÑO	TÉRMICA MWh	%	HIDRÁULICA MWh	%	NUCLEAR MWh	%	OTRAS RENOVABLES MWh	%	TOTAL MWh
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
2009	65.360.400	56,97	41.211.700	35,9	8.161.669	7,11			114.733.769
2010	71.819.800	59,92	40.874.400	34,10	7.170.885	5,98			119.865.085
2011	78.876.400	62,98	39.977.700	31,92	6.370.904	5,09	13.280	0,00	125.238.284
2012*	44.668.300	68,21	17.642.500	26,94	3.032.355	4,63	145.900	0,22	65.489.055
TOTAL	1.240.147.343	53,74	847.695.134	36,73	219.771.903	9,52	159.000	0,01	2.307.773.380

*Los valores corresponden al primer semestre de 2012.

Generación Nucleoeléctrica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque núcleo eléctrico argentino. Acumulado desde el año 1990, hasta el 30 de junio de 2012. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

AÑO	CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I	CENTRAL NUCLEAR EMBALSE	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNE	ENERGÍA BRUTA GENERADA POR CNA I- CNE	CNA I- CNE FACTOR DE DISPONIBILIDAD TOTAL EN EL SADI
	%	%	MWh	MWh	MWh	%
1990	59,75	95,69	1.868.571	5.411.627	7.280.198	82,92
1991	92,58	89,37	2.895.226	4.876.010	7.771.236	90,51
1992	75,96	84,24	2.382.000	4.698.633	7.080.633	81,30
1993	81,86	90,43	2.560.205	5.133.946	7.694.151	87,39
1994	86,03	97,68	2.690.435	5.544.518	8.234.953	93,54
1995	91,08	74,32	2.848.210	4.218.529	7.066.739	80,27
1996	69,78	92,60	2.188.238	5.271.070	7.459.308	84,50
1997	92,74	89,14	2.900.396	5.060.203	7.960.599	90,42
1998	80,95	86,72	2.531.503	4.921.325	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07	1.490.158	5.615.818	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21	1.787.473	4.389.617	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	1.521.612	5.537.026	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	1.077.094	4.743.720	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	2.152.220	5.414.069	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	2.903.329	4.965.274	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	2.132.622	4.724.404	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	2.231.018	5.459.891	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	2.891.410	4.325.818	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	2.638.118	4.722.270	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	2.554.541	5.607.128	8.161.669	92,73
2010	94,64	74,19	2.959.589	4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	81,40	2.479.958	3.890.946	6.370.904	79,26
2012*	67,77	69,80	1.056.726	1.975.629	3.032.355	69,08

*Los valores corresponden al primer semestre de 2012.

Picos de Potencia

Durante el primer semestre de 2012, se registraron dos nuevos picos de potencia superior a los de los años anteriores, uno el día 7 de febrero con un valor 21.907 MW, y otro el 16 de febrero, de 21.949 MW, pasando éste a ser el nuevo valor máximo.

En la oportunidad en que tuvo lugar el pico de demanda, ésta fue abastecida de la siguiente manera, según información de CAMMESA.

Jueves 16-02-2012 hora: 15:10

Generación Nuclear	859
Generación Térmica	12.407
Generación Hidráulica	8.664
Generación Total	21.930
Importación de Paraguay	19
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda total SADI	21.949
Reserva rotante (RPF + RRSF + PRO)	1.383

Temperatura promedio GBA + Litoral

33,9°C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En arranque	Total
TV	0	0	0
TG	120	0	120
CC	0	0	0
DI	464	0	464
Total	584	0	584

Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por combustible	Maquinas F/S por mantenimiento programado	Por Problemas en Maq. F/S	Por Problemas en Maq. E/S	Total
TV	101	251	421	586	1.359
TG	51	205	1.616	343	2.215
CC	0	0	458	859	1.317
TOTAL	152	456	2.495	1.788	4.891

Generación Hidráulica

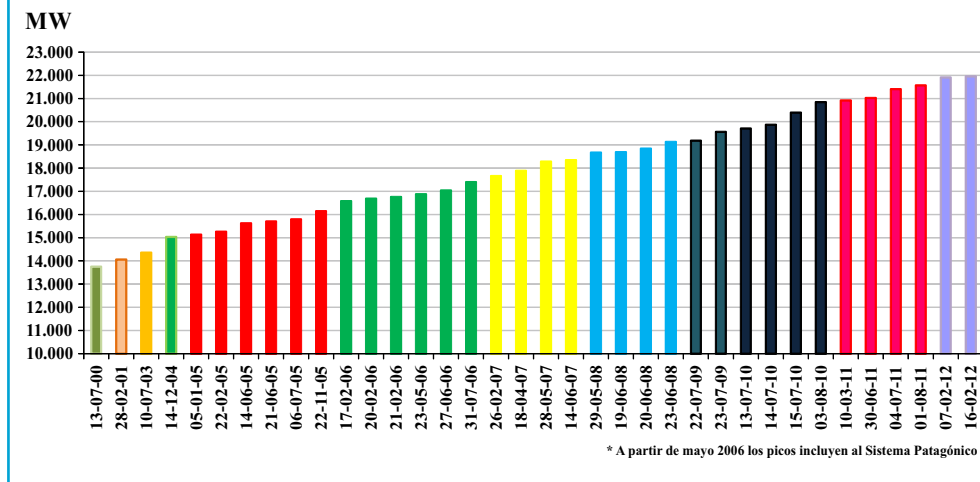
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C. CABRA CORRAL	0	C. SALTO GRANDE	270
C.F. AMEGHINO	0	C. AGUA DE TORO	75
		C. YACYRETÁ	270
		C. FUTALEUFÚ	118
Total	0	Total	733

Generación Nuclear Limitada o Indisponible [MW]

C.N. EMBALSE 124
Total 124

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 del año 2006, los valores corresponden al SADI, sin incluir al Sistema Patagónico aislado. A partir de mayo del año 2006, los valores corresponden al nuevo SADI, que incluye el Sistema Patagónico, luego de su vinculación eléctrica.



Picos de Potencia

Incorporaciones Previstas

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

- **Generación Distribuida:** ingresos previstos de 90 MW en: Alte. Brown 25 MW, Magdalena 25 MW, San Miguel Norte (Bio-Gas) 10 Mw.
- **C.T. Frías:** TG de 60 MW, prevista para fines de octubre de 2012.
- **C.T. Brigadier López:** TG de 280 MW, prevista para fines de julio, considerada con baja disponibilidad.

Equipamiento Modelado (fechas estimadas de entrada en servicio)

Central Nuclear ATUCHA II

Año 2013

Costo Variable de Producción



Debido a que la demanda presenta 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 eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objeto de ello es abastecer la demanda minimizando el costo de producción sumado al de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el 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 reconocen como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobrecostos transitorios de despacho” es un prorratio de este sobrecosto entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio monómico.

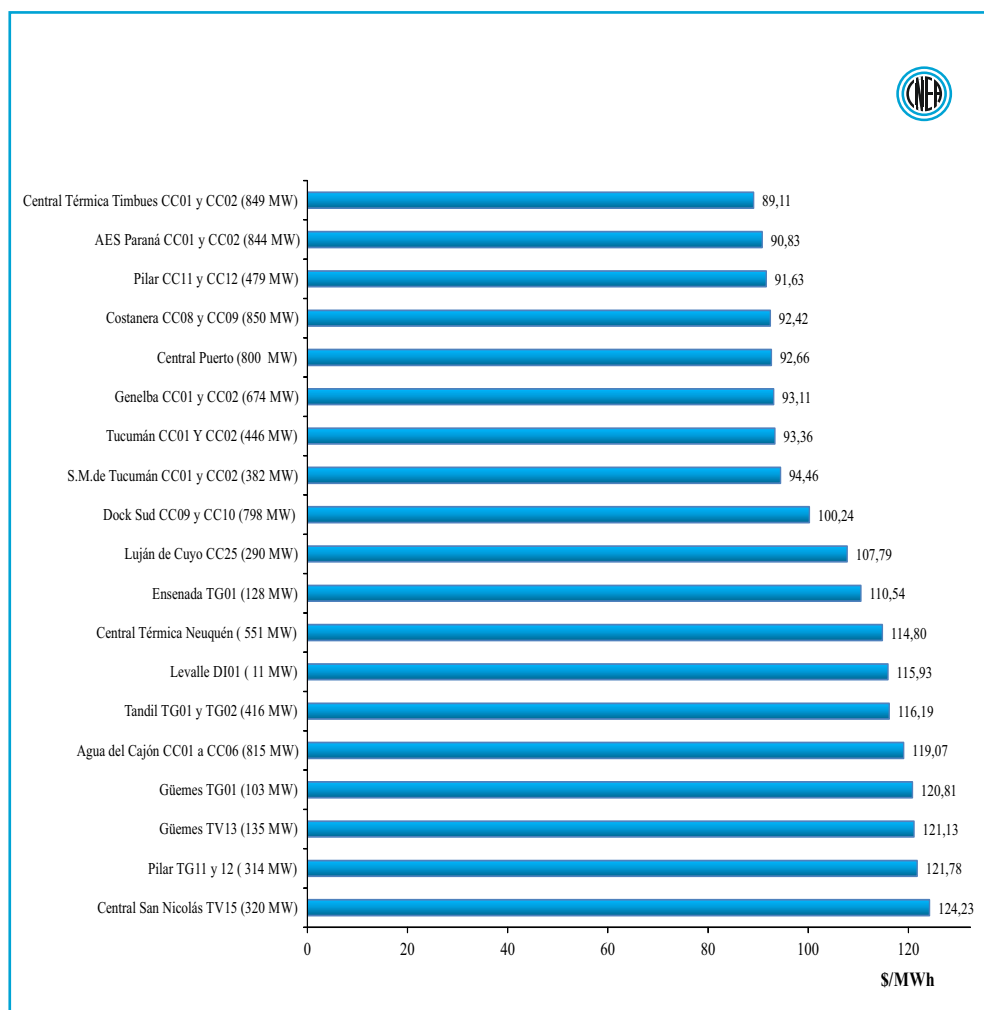
En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las primeras unidades luego de considerar las centrales hidráulicas de base.

En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA. Es decir que existen generadores que declaran por separado las Turbinas de Gas (TG) que integran Ciclos Combinados (CC) y luego también los CC por lo que la potencia total de esos generadores aparenta ser mayor de lo que es en realidad.

Los valores indicados en el gráfico se obtienen dividiendo los costos variables de producción declarados por los generadores con sus respectivos factores de nodo.

Las distribuidoras compran la energía que necesitan al denominado precio estacional (fijado por CAMMESA). Este último no ha tenido variaciones en estos últimos años

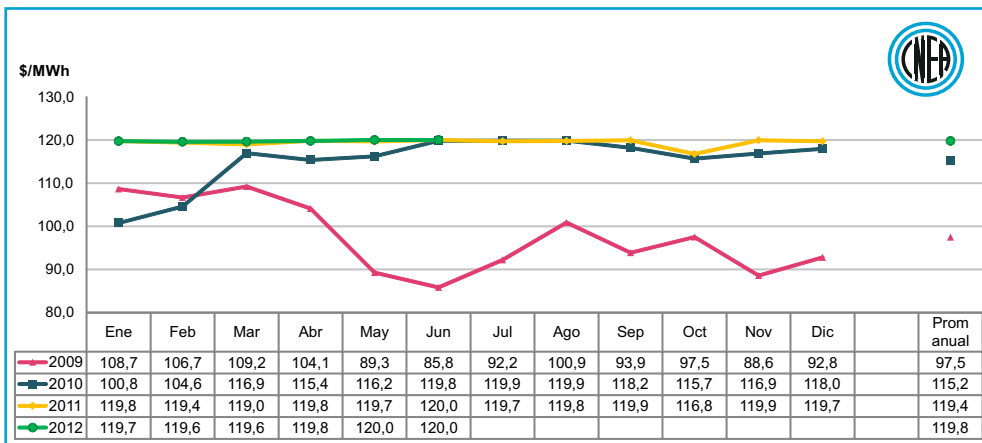
por lo que es inferior al precio de mercado. La diferencia entre ambos (el precio estacional y el precio de mercado) la asume el Fondo de Estabilización del MEM, el cual a partir de junio de 2003 registra un saldo negativo, lo que corresponde a una deuda reconocida por CAMMESA para con los agentes generadores.



**Orden de Despacho Térmico
Junio 2012**

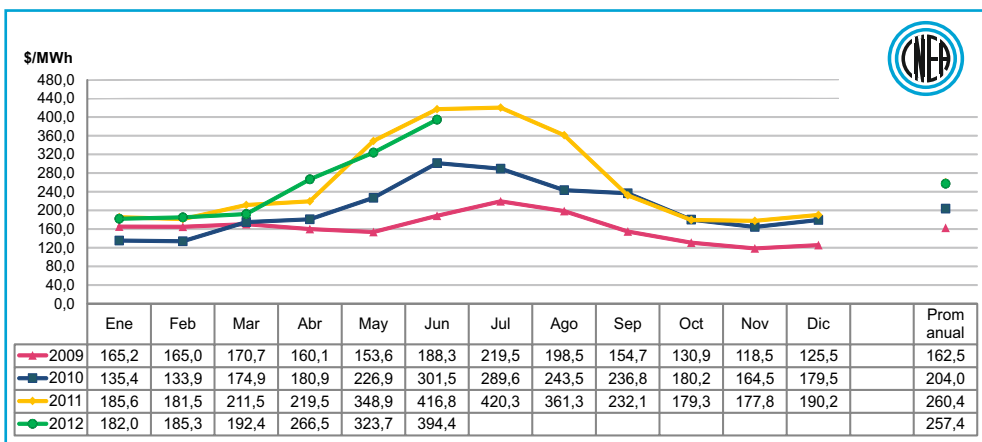
Evolución de los Precios

En el gráfico siguiente se indica la evolución del precio de la energía eléctrica en el mercado *spot*, en pesos, durante los últimos cuatro años.



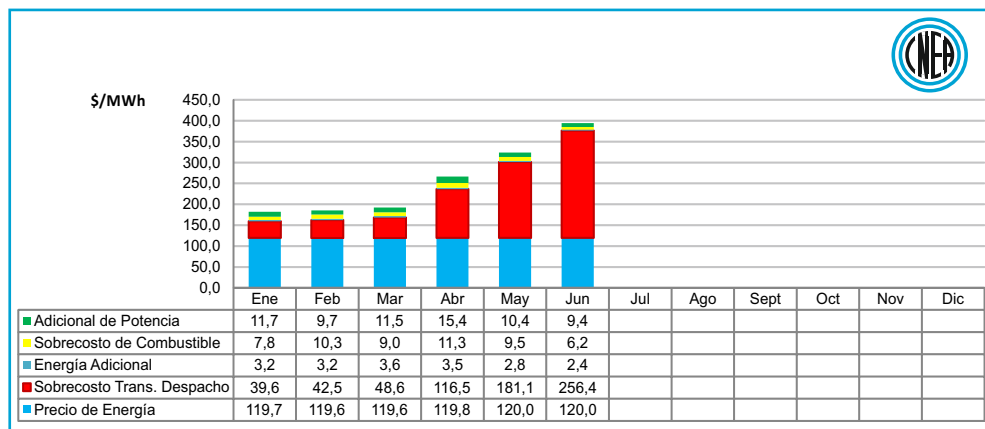
Precio de la Energía en el MEM para el Período 2009 - 2012

Los precios anteriores son promedios mensuales extraídos del informe mensual de CAMESA. A continuación se presenta la evolución del Precio Monómico desde el 2009 al 2012.



Precio Monómico en el MEM para el Período 2009 - 2012

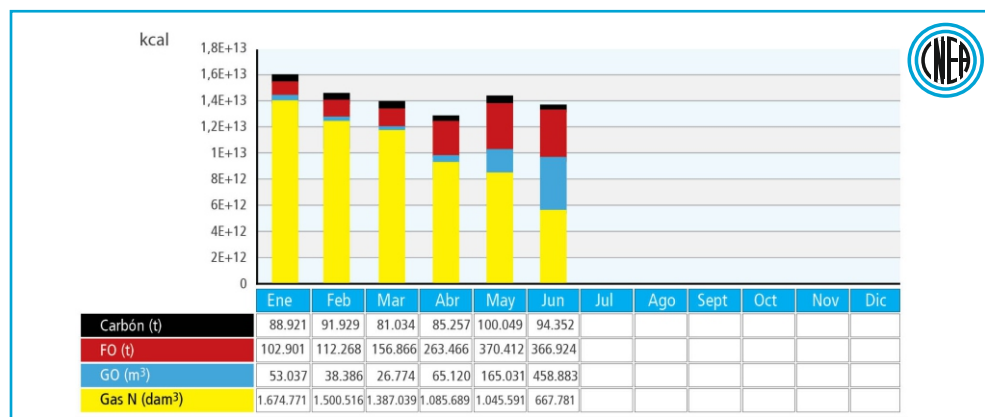
Al precio de la energía de mercado se le suman una serie de ítems para obtener el precio monómico calculado por CAMESA. A continuación se muestran los ítems y el valor alcanzado en cada caso.



Ítems del precio Monómico en el MEM. 1^{er} semestre año 2012

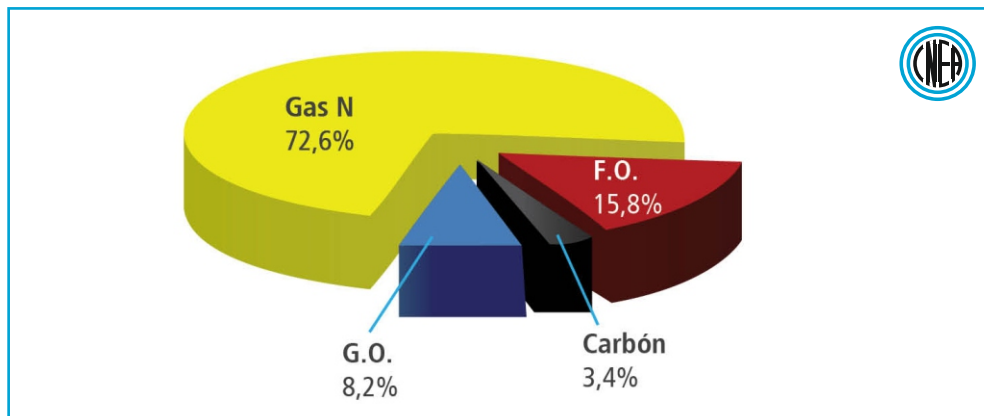


A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre del año 2012. En el gráfico se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se evidencia su consumo en unidades físicas.



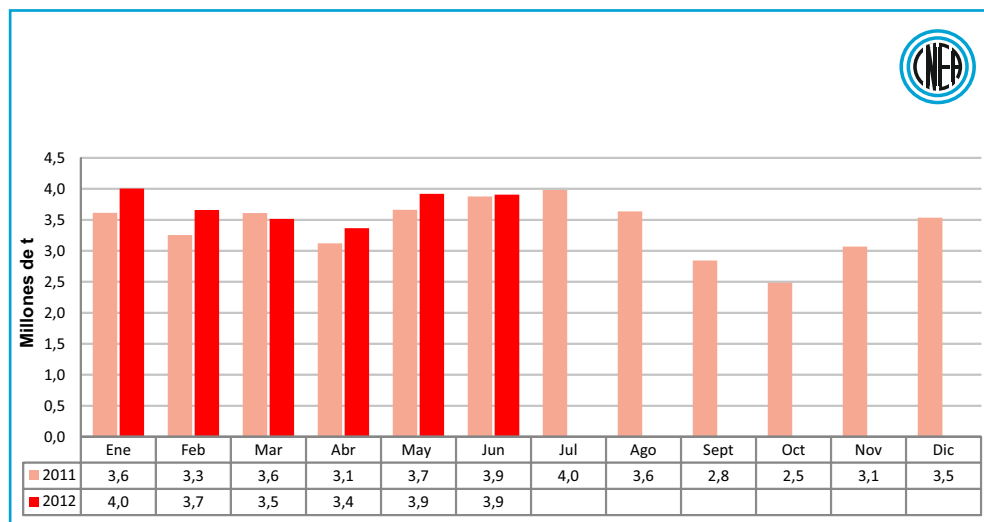
Consumo de Combustibles en el MEM. 1^{er} semestre año 2012

En el siguiente gráfico se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad acumulado durante el primer semestre de 2012, en unidades equivalentes (energía).



Consumo de Combustibles Fósiles - Acumulado hasta junio de 2012

Se pueden observar en el gráfico que figura a continuación las emisiones de CO₂ en millones de toneladas, derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM durante los años 2011 y 2012.



Emisiones CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Demanda Eléctrica Regional



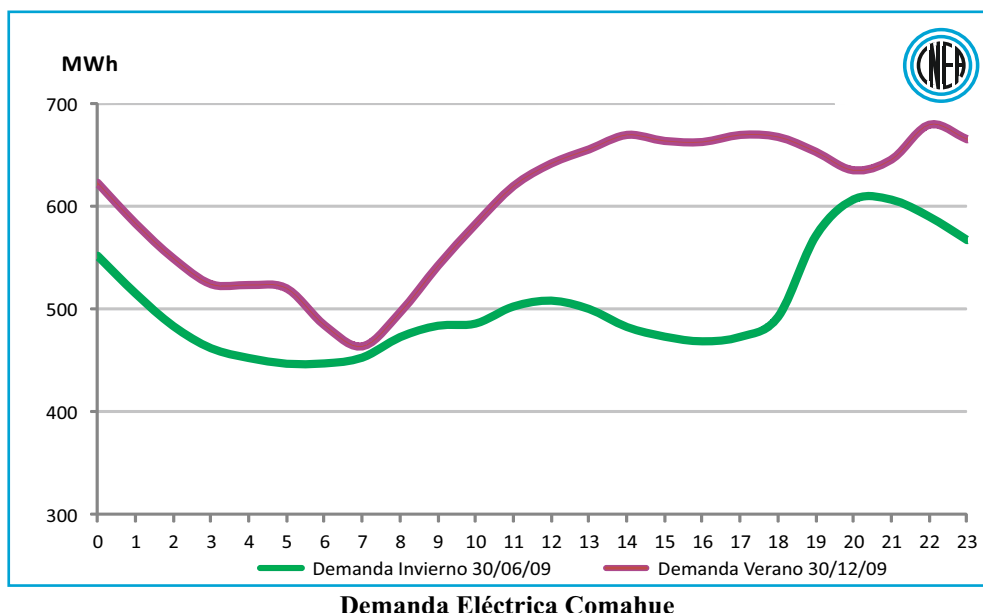
Esta sección presenta datos relevantes de la demanda regional con datos del informe eléctrico 2009 de Secretaría de Energía, población del Censo 2010, líneas de transmisión de ADEERA y datos de CAMMESA.

Región Comahue

La región de Comahue está integrada por las provincias de La Pampa, Neuquén y Río Negro. Según el Censo 2010 la región posee del orden 1.500.700 habitantes (3,8% de la población total de Argentina), distribuidos en 440.531 km² (15,8% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2009 se consumieron 4.039.576 MWh, lo que representa un 4,5% del total del país.

Demanda del Comahue

A continuación se muestra la demanda de la región del Comahue durante un día laborable típico de verano, y otro de invierno.



Potencia Instalada del Comahue

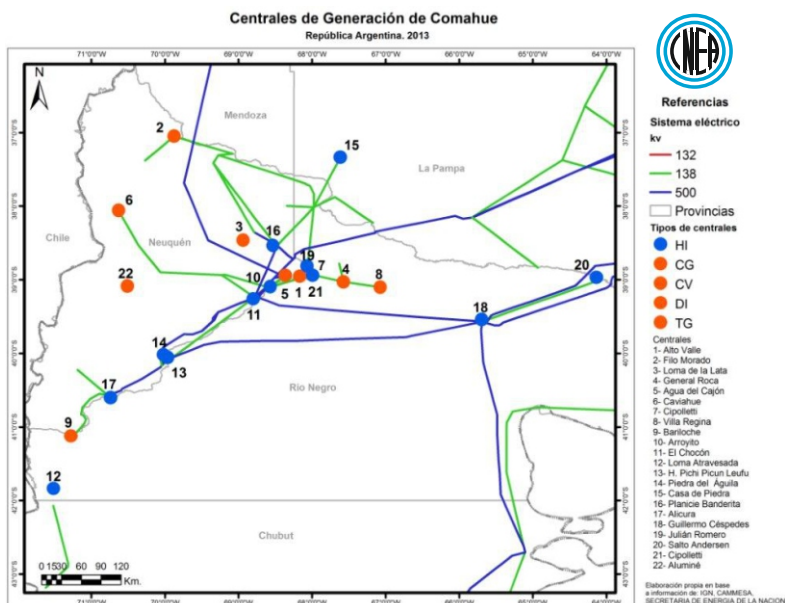
Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI) y centrales hidráulicas (HID). La potencia instalada unificada al SADI en la región COMAHUE es de 6.229,3 MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indica, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	COMB.	COMB. ALT.	POTENCIA INSTALADA (MW)
A. VALLE	A.VALLE	TG	GN	GO	16,0
		CC	GN	GO	80,0
F. MORADO	F. MORADO	TG	GN	GO,FO	62,9
C. PUERTO	LOMA.LATA	CC	GN	GO	540,0
C.T.G. ROCA	C.G. ROCA	TG	GN	GO	124,0
MEDANITO	R. DE LOS SAUCES	DI	GO	-	32,0
ENARSA	V. REGINA	DI	GO	-	5,0
	CIPOLLETTI	DI	GO	-	5,0
	CAVIAHUE	DI	GO	-	5,0
	ALUMINÉ	DI	GO	-	6,3
	BARILOCHE	DI	GO	-	20,0
CAPEX	A. CAJÓN	CC	GN	GO	661,4
Total					1.557,6

Fuente: Informe Mensual junio de 2012. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
H. CHOCÓN	CHOCÓN	Embalse Estacional	1.260,0
	ARROYITO	Compensador	120,0
H.C. COLOR.	P. BANDERITA	Embalse Mensual	472,0
AES ALICURÁ	ALICURÁ	Embalse Mensual	1.050,0
H.P.D. AG.	P.D. AGUILA	Embalse Estacional	1.400,0
PECOM ENERGÍA	P.P. LEUFU	Embalse Diario	285,0
C. DE PIEDRA	C. DE PIEDRA	Pasada	60,0
DPA	SALTO ANDERSEN	Pasada	7,9
	GUILLERMO CESPEDES	Pasada	5,2
	JULIAN ROMERO	Pasada	6,2
	CIPOLLETTI	Pasada	5,4
Total			4.671,7

Fuente: Informe Mensual junio de 2012. CAMMESA



Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por TRANSENER.

Las redes de transmisión en esta región están gerenciadas por transportistas que operan regionalmente y manejan un nivel de tensión que va desde 66 kV a 220 kV. Las transportistas son las siguientes:

EPEN- Distro Comahue: opera y mantiene la red de transporte en alta y media tensión en la provincia de Neuquén. Ésta cuenta con 1.223 km de líneas en 132 kV (554,5 km EPEN, 668,81 km Distro Comahue), 1.039 km de líneas en 33 kV, 2.345 km de líneas en 13,2 kV y 1.309 km de líneas en baja tensión.

ERSA-Distro Comahue: opera y mantiene la red de la provincia de Río Negro.

APELP: atiende a la provincia de La Pampa. Abastece la demanda de energía eléctrica a gran parte del territorio provincial, se alimenta a través de líneas de energía eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Este sistema, abastece la mayor parte de la demanda de energía eléctrica de la provincia, y está vinculado al SADI a través de las estaciones transformadoras de 500 kV Macachín y Puelches (TRANSENER SA).

La red interconecta cinco estaciones transformadoras de 132/33/13,2 kV (Gral. Acha, Guatraché, Gral. Pico, Realicó y Santa Rosa).

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región, según ADEERA, son:

EMPRESA	ÁREA[km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EPEN- Distro Comahue	93.683	1.310	3.727	555
APELP	75.050	82	2.012	1.084
Edersa	203.000	4.010	5.326	0
CALF	128	1.230	250	0

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 Comahue.

La **Administración Provincial de Energía de La Pampa** (APELP), en la provincia de La Pampa, atiende servicios aislados y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público. Departamentos: Atreucó, Caleu Caleu, Capital, Catriló, Chalileo, Chapaleufú, Chical Có, Conhelo, Curacó, Guatraché, Hucal, Lihuel Calel, Limay Mahuida, Loventué, Maracó, Puelén, Quemú Quemú, Rancul, Realicó, Toya, Trelnel y Utracán.

El **Ente Provincial de Energía del Neuquén** (EPEN), provincia de Neuquén, atiende mercado propio, y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: Aluminé, Añelo, Catán Lil, Chos Malal, Collón Curá, Confluencia, Huiliches, Lácar, Loncopue, Los Lagos, Minas, Ñorquin, Pehuenches, Picún Leufú, Picunches y Zapala.

La **Cooperativa Provincial de Servicios Públicos y Comunitarios de Neuquén** (CALF), compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista como Distribuidor (en el año 2005 completo), y en menor medida a la propia EPEN. La CALF atiende gran parte del mercado de Confluencia, pero comparte dicho abastecimiento con el EPEN y con las Cooperativas de Cutral Có y de Plottier.

En el departamento de Zapala, hay abastecimiento por parte del EPEN y de la Cooperativa del mismo nombre.

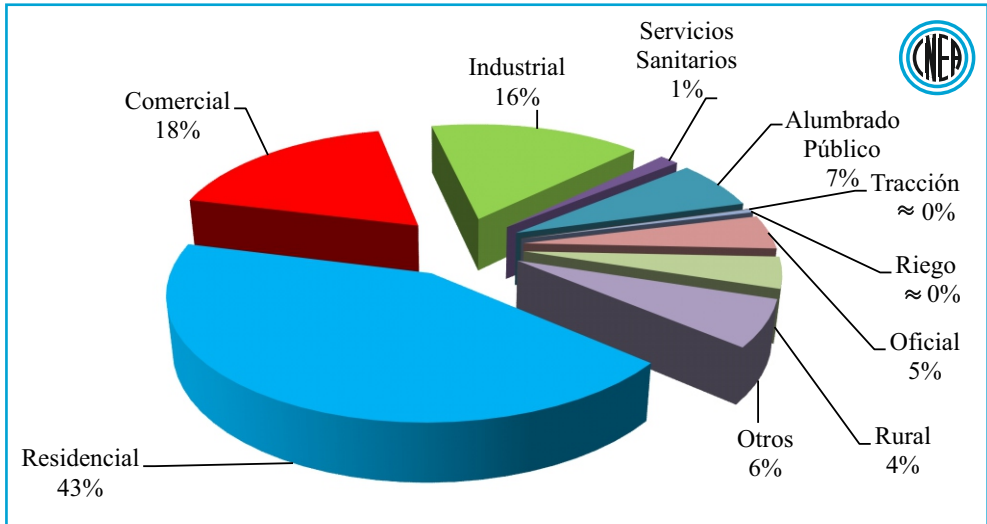
EdERSA: provincia de Río Negro, la Empresa de Energía de Río Negro, atiende mercado propio y vende energía en bloque a Cooperativas de Servicio Público de Distribución. Departamentos: 25 de Mayo, 9 de Julio, Adolfo Alsina, Avellaneda, Bariloche, El Cuy, General Conesa, General Roca, Ñorquinco, Pichi Mahuida, Pilcaniyeu, San Antonio y Valcheta.

Las **Cooperativas de la Provincia son la de Río Colorado y la de Bariloche** que también es generadora. La de Río Colorado atiende toda la demanda en el Departamento de Pichi Mahuida, en tanto que la de Bariloche atiende tanto la Cooperativa homónima como EdERSA.

Consumo eléctrico por provincias

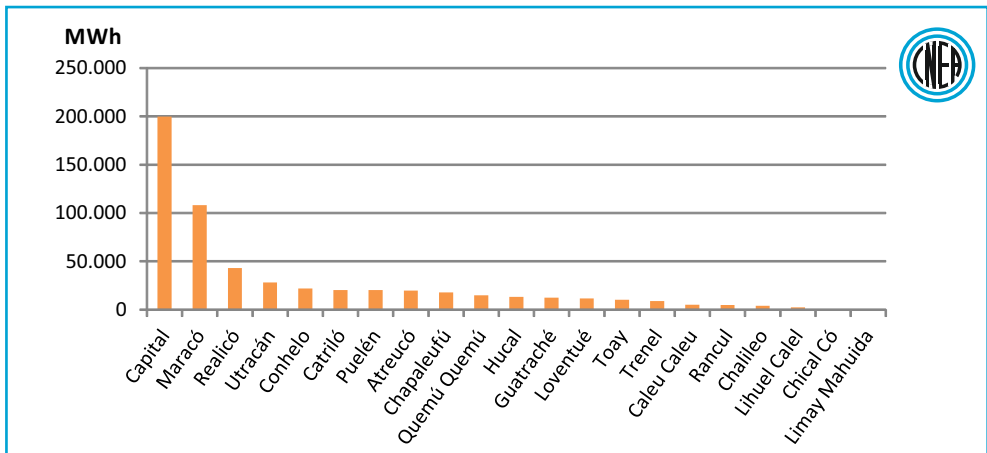
La Pampa

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 562.859 MWh, que corresponden a un 13,9% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Pampa según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de La Pampa. Año 2009
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de La Pampa desagregado por departamentos.

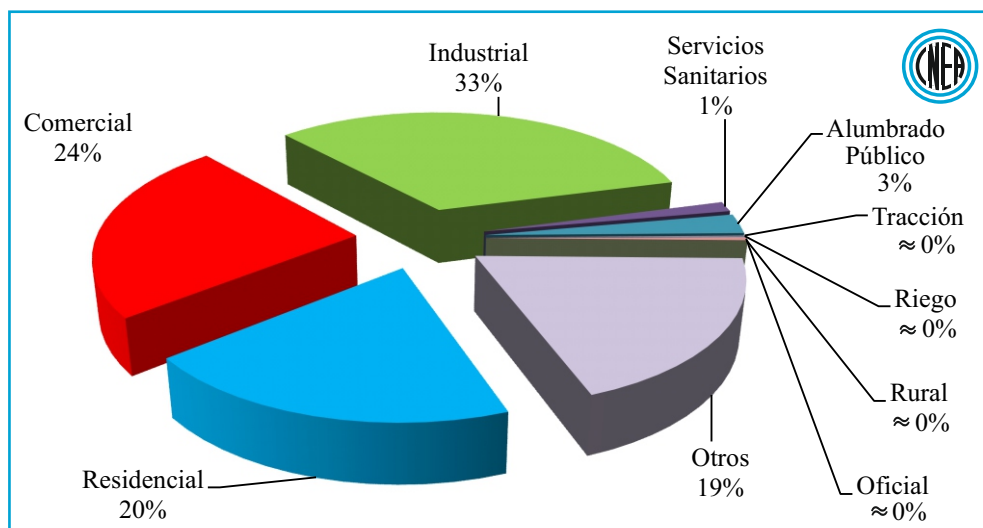


Demanda eléctrica regional de La Pampa. Año 2009
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

El mayor consumo eléctrico de La Pampa corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 35,2%, le sigue el departamento de Maracó con el 19,0%, el departamento de Realicó con el 7,6% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y 5,0% de la electricidad generada.

Neuquén

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 2.010.523 MWh, que corresponde a un 49,8% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Neuquén según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

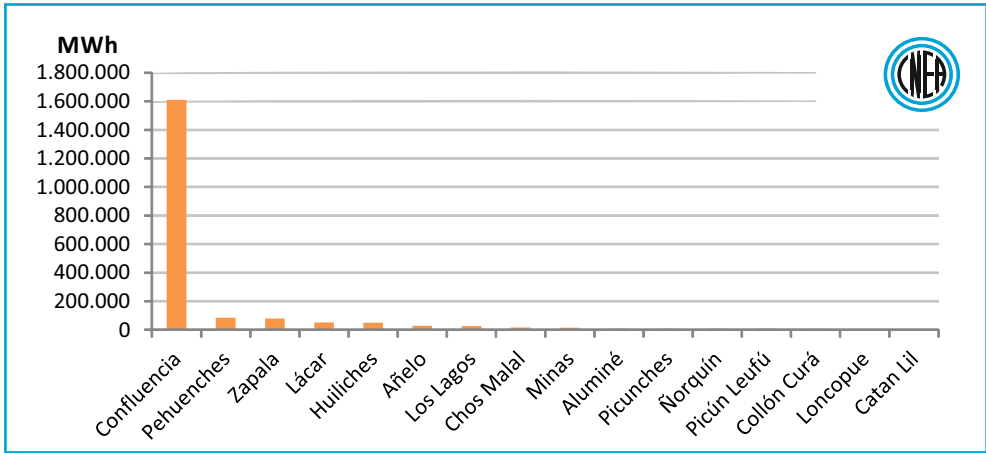


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Neuquén. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

En el gráfico que sigue se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Neuquén desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Neuquén corresponde a lo demandado por el departamento de Confluencia con un 80%, le sigue Pehuenches con el 4,2%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre 0,06% y 3,9% de la electricidad generada.

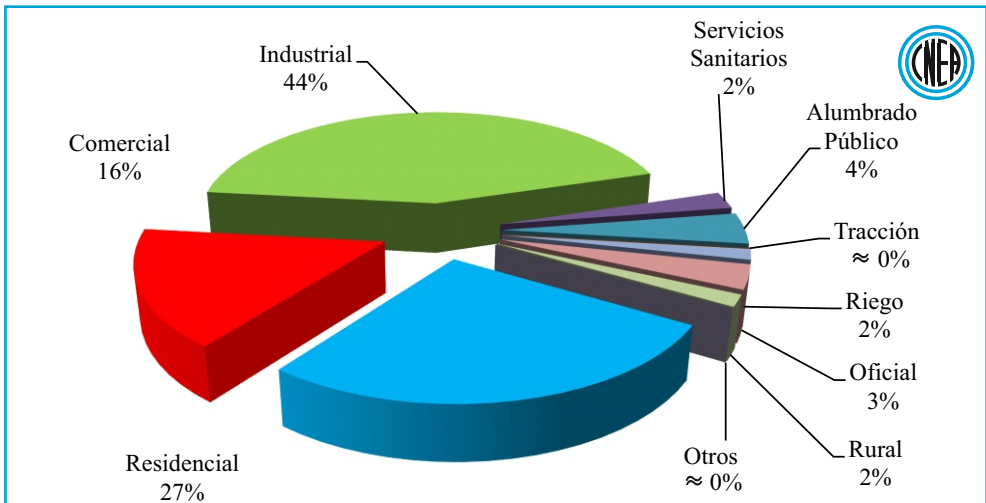


Demanda eléctrica regional de Neuquén. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

Río Negro

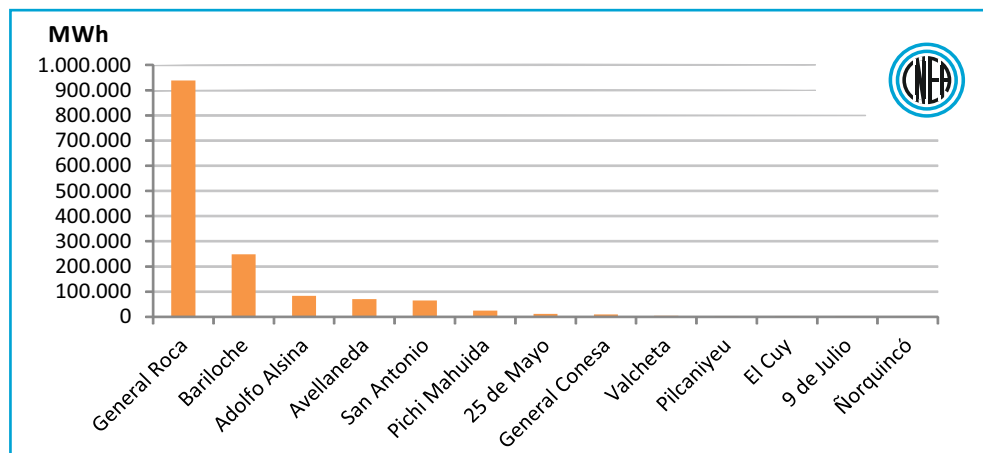
El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 1.466.194 MWh, que corresponde a un 36,3% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Río Negro según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] regional de Río Negro. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Río Negro desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica regional de Río Negro. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía [MWh]

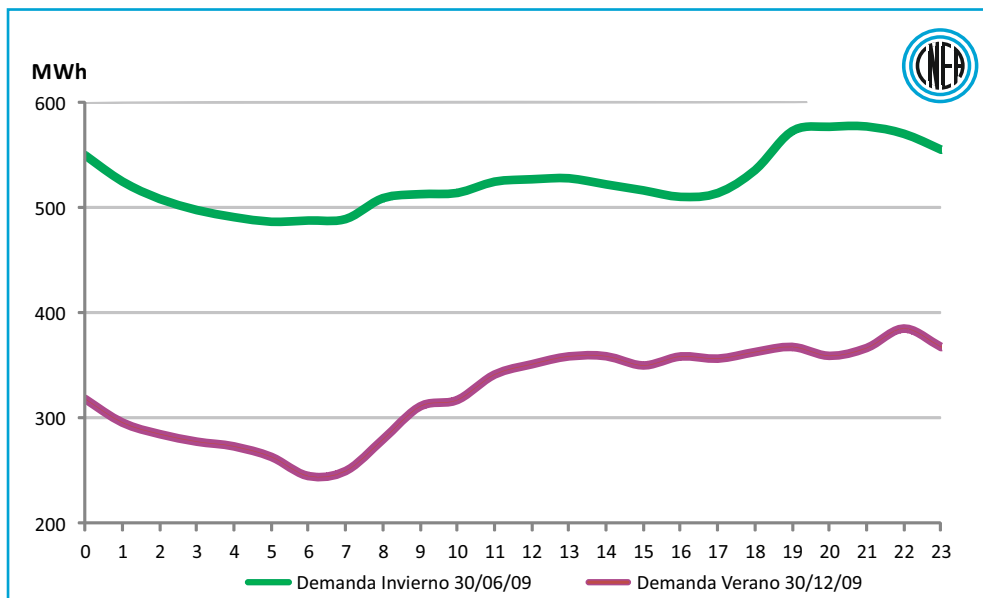
El mayor consumo eléctrico de Río Negro corresponde a lo demandado por el departamento de General Roca con un 64%, le sigue Bariloche con el 16,9%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 5,7% de la electricidad generada.

Región Patagonia

La región de la Patagonia está integrada por la provincia de Chubut y Santa Cruz, entre las cuales, según el Censo 2010, poseen 779.192 habitantes (1,98% de la población total de Argentina), distribuidos en 468.629 km² (16,8% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2009, se consumieron 2.925.989 MWh, un 3,3% del total del país.

Demanda de la Patagonia

A continuación se muestra la demanda de la región Patagónica durante un día laboral típico de verano, y otro de invierno.



Demanda Eléctrica de la Patagonia

Potencia Instalada de la Patagonia

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales hidráulicas e instalaciones fotovoltaicas. La potencia instalada al SADI en la región Patagónica es de 950,6MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indica, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	COMB.	COMB. ALT.	POTENCIA INSTALADA (MW)
CTPAT	C. RIVADAVIA	TV	GN	GO,FO	73,0
	P. TRUNCADO	TV	GN	GO,FO	45,0
	P. MADRYN	TV	GN	GO,FO	42,0
ELECTROPATAGONIA	C. RIVADAVIA C.C.	TG	GN	GO	63,0
EDELSUR	C.T. PATAGONIA	TG	GN	GO	125,1
Total					348,1

Fuente: Informe Mensual junio de 2012. CAMMESA

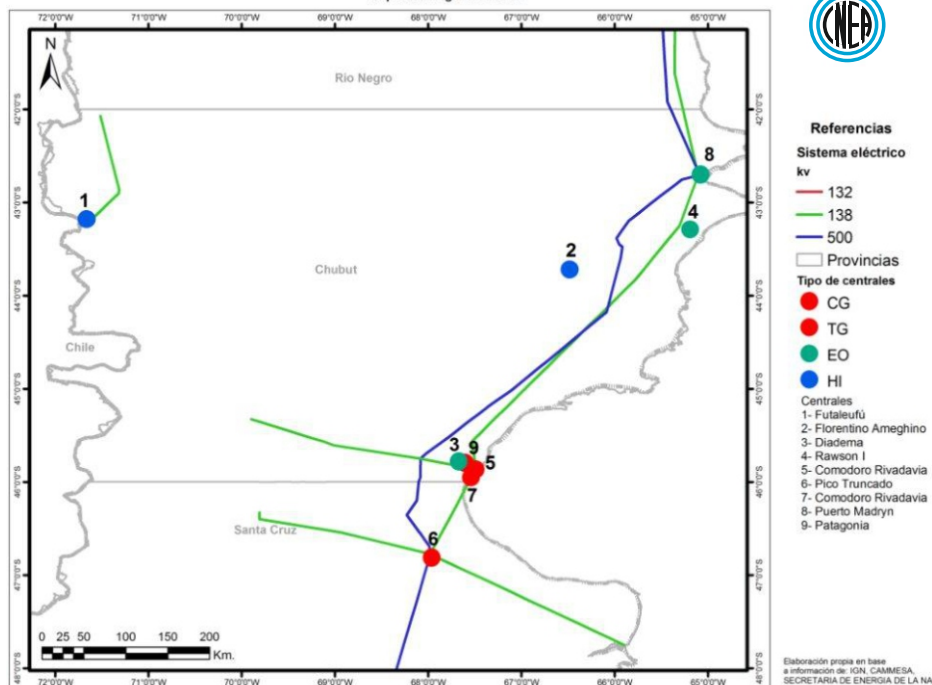
EMPRESA	CENTRAL	POTENCIA INSTALADA (MW)
HYCHICO	DIADEMA EÓLICO	6,3
ENARSA	P. EOL. RAWSON I	48,6
	P. EOL. RAWSON II	28,8
Total		83,7

Fuente: Informe Mensual junio de 2012. CAMMESA

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	POTENCIA INSTALADA (MW)
H. FUTALEUFÚ	FUTALEUFÚ	Embalse Mensual	472,0
H. FLORENTINO AMEGUINO	F. AMEGHINO	Embalse Semanal	46,8
Total			518,8

Fuente: Informe Mensual junio de 2012. CAMMESA

Centrales de Generación de Patagonia
República Argentina. 2013



Transporte del Polo Energético de la Región

La red de transporte eléctrico del país está configurada en distintos niveles de tensión: alta (AT), media (MT) y baja (BT). Las líneas de alta tensión son operadas por **TRANSENER**.

El sistema eléctrico de media tensión es atendido por **TRANSPA S.A.**, que cuenta con 1.110 km de líneas de 330 kV y 936 km de líneas de 135 kV.

Desde marzo de 2007, la línea de alta tensión de la región patagónica está vinculada con el Mercado Eléctrico Mayorista a través de la línea que une la estación transformadora de Puerto Madryn con la de Choele Choel.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región, según ADEERA, son:

EMPRESA	AREA[km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
DGSPCH	109.908	7.074	7.402	893
SPSE	244.000	1.110	1.827	338

La **Dirección General de Servicios Públicos de Chubut (DGSPCH)** y cooperativas, en la provincia de Chubut, atiende los mercados aislados. Además cooperativas con generación propia que atienden sistemas aislados y las más importantes compran en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, como Grandes Usuarios: Cooperativa 16 de Octubre (Esquel), Cooperativa de Comodoro Rivadavia, Cooperativa de Gaiman, Cooperativa de Puerto Madryn, Cooperativa de Rawson, y Cooperativa de Trelew.

Departamentos: Biedma, Cushamen, Escalante, Florentino Ameghino, Futaleufú, Gaiman, Gastre, Languiño, Mártires, Paso de Indios, Rawson, Río Senguer, Sarmiento, Tehuelches y Telsen.

La distribuidora **Servicios Públicos Sociedad del Estado Provincial (SPSE)**, provincia de Santa Cruz, atiende el mercado de distribución de energía. Departamentos: Corpen Aike, Deseado, UER Aike, Lago Argentino, Lago Buenos Aires, Magallanes y Río Chico.

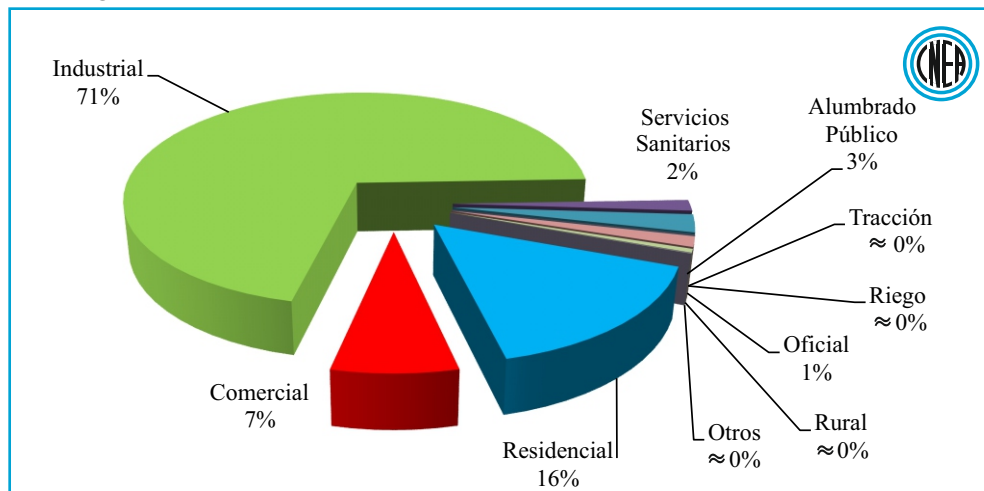
La **Municipalidad de Pico Truncado**, que es otro prestador de servicios de distribución de energía eléctrica en la provincia, compra su energía en el Mercado Eléctrico Mayorista como Gran Usuario, y además es generador. Atiende en su totalidad el consumo de la localidad de Pico Truncado, ubicada en el Departamento de Deseado.

Consumo Eléctrico por Provincias

Chubut

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 2.160.761 MWh, que corresponde a

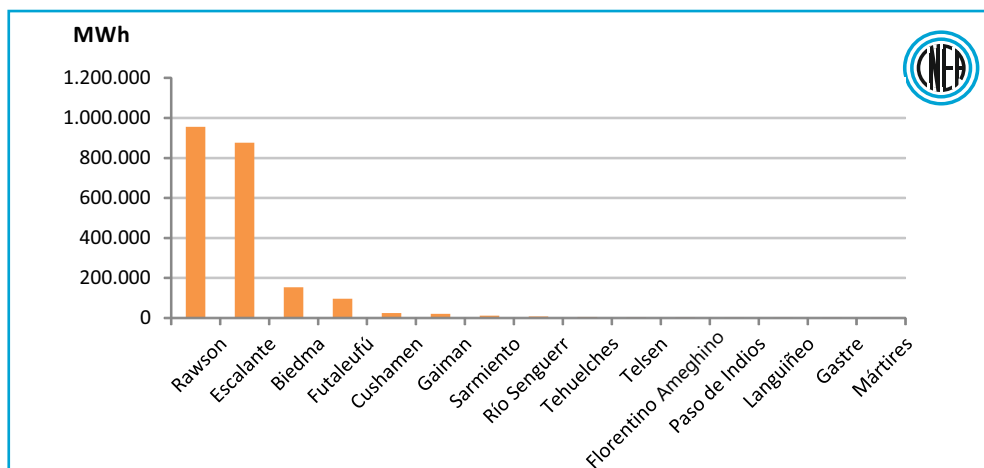
un 73,8% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chubut según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chubut. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Chubut desagregado por departamentos.



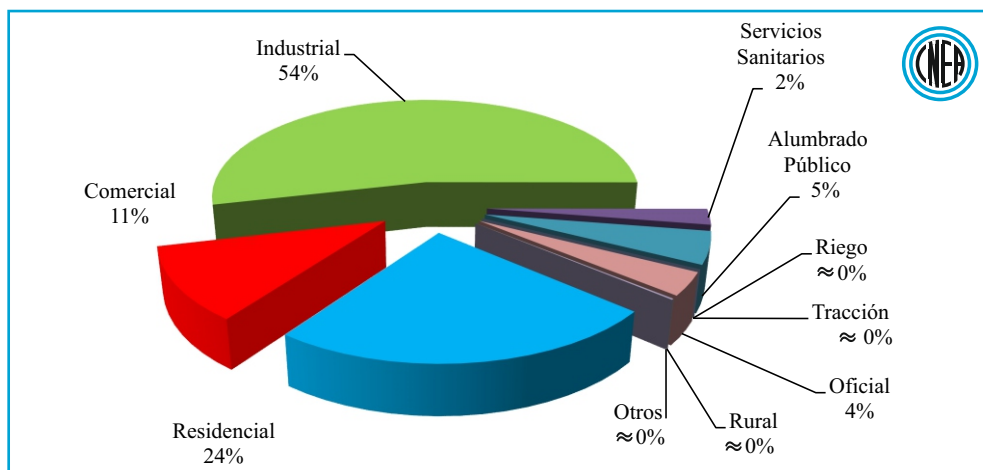
Demanda eléctrica [MWh] regional de Chubut. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

El mayor consumo eléctrico de Chubut corresponde a lo demandado por el departamento de Rawson con un 44,2%, le sigue el departamento de Escalante con el 40,5%, el departamento Biedma con el 7,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y 4,5% de la electricidad generada.

Santa Cruz

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 765.228 MWh, que corresponde a un 26,2% del consumo de la región. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Cruz según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.

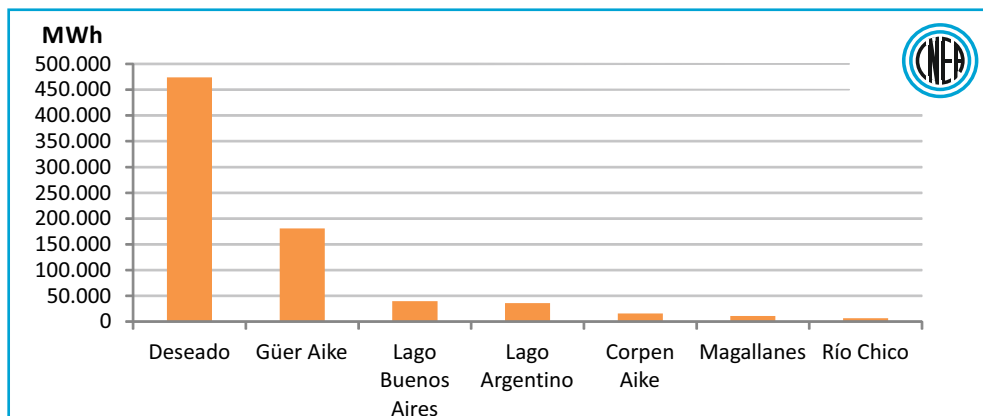


Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de San Juan. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

En el gráfico que sigue se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Cruz desagregado por departamentos.

El mayor consumo eléctrico de Santa Cruz corresponde al departamento Deseado con un 61,9%, le sigue Güer Aike con el 23,7%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,8% y 5,2% de la electricidad generada.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Santa Cruz. Año 2009

Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

Tierra del Fuego

La región de Tierra del Fuego tiene una superficie de 21.571 km² (0,57% de la superficie total del país). La población es de 101.079 habitantes, lo que representa un 0,3% de la población total del país.

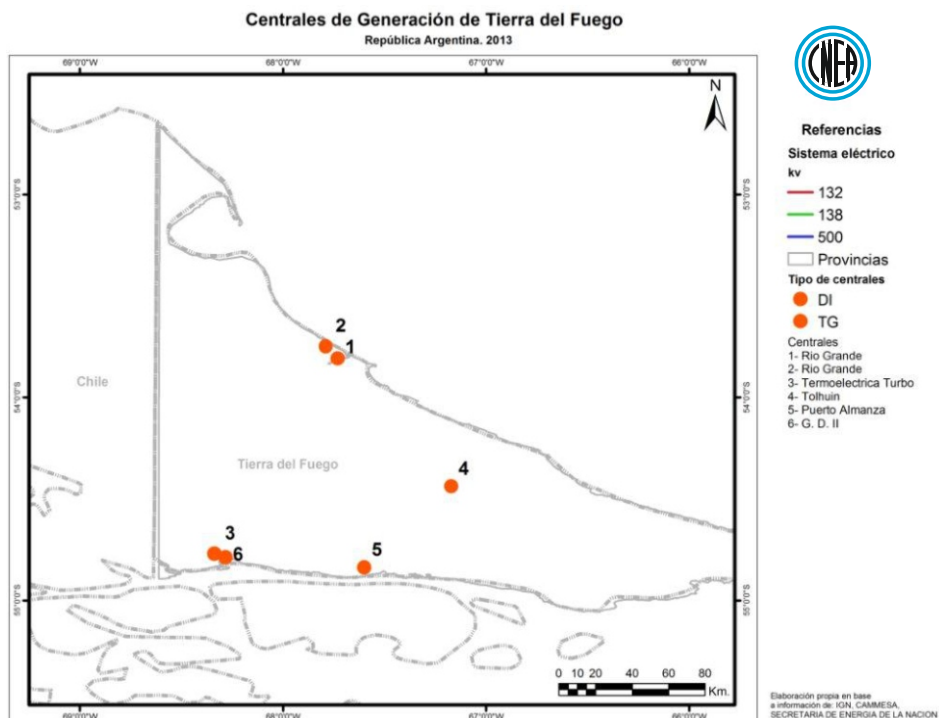
El consumo eléctrico de Tierra del Fuego, durante el año 2009, fue un 0,4% del total del país, y como se ha mencionado anteriormente, dicha provincia no se encuentra interconectada al SADI a la fecha.

Potencia Instalada

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG) y motores diesel (DI). La potencia instalada es de 151,1MW. A continuación se detalla la potencia instalada por máquina, y en la imagen satelital se indica, con el número de referencia, la ubicación de cada una de ellas.

EMPRESA	CENTRAL	TECNOLOGÍA	COMB.	COMB. ALT.	POTENCIA INSTALADA (MW)
COOPERATIVA	RIO GRANDE	DI	GO	-	2,2
		TG	GN	GO	79,1
DPE	TERMOELECTRICA TURBO	TG	GN	GO	51,5
	TOLHUIN	DI	GO	-	3,1
	PUERTO ALMANZA	DI	GO	-	0,2
ENARSA	G.D.II	DI	GO	-	15,0
Total					151,1

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009. Secretaría de Energía



Transporte del Polo Energético de la Región

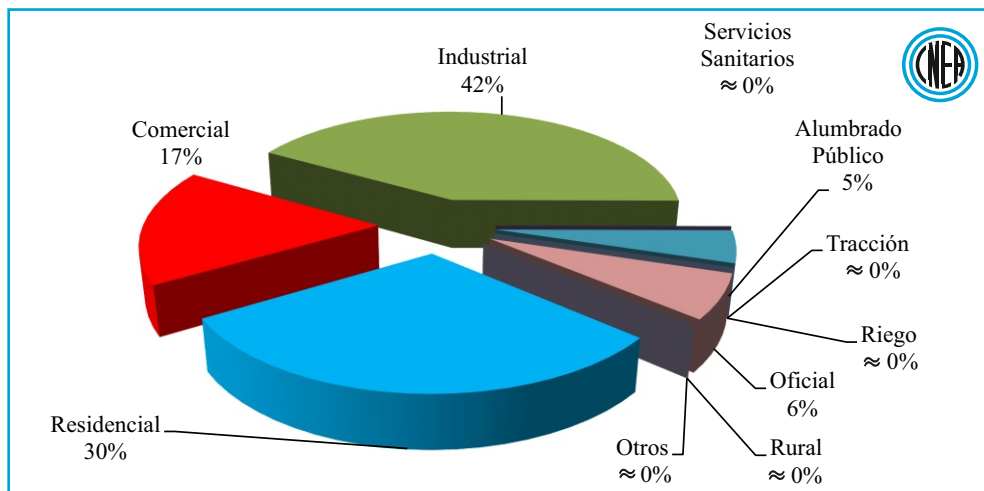
Se alimenta desde la central termoeléctrica, con redes de media y baja tensión en 33 kV, a dos centros de distribución, desde los cuales previo rebaje 33/13,2 kV, se alimentará la red de 13,2 kV existente.

Distribución

La **Dirección Provincial de Energía de Tierra del Fuego (DPETF)**, atiende las localidades de Ushuaia y Tolhuin con generación propia. La **Cooperativa de Río Grande** atiende los servicios de la Ciudad de Río Grande y alrededores. Departamentos abastecidos: Río Grande y Ushuaia.

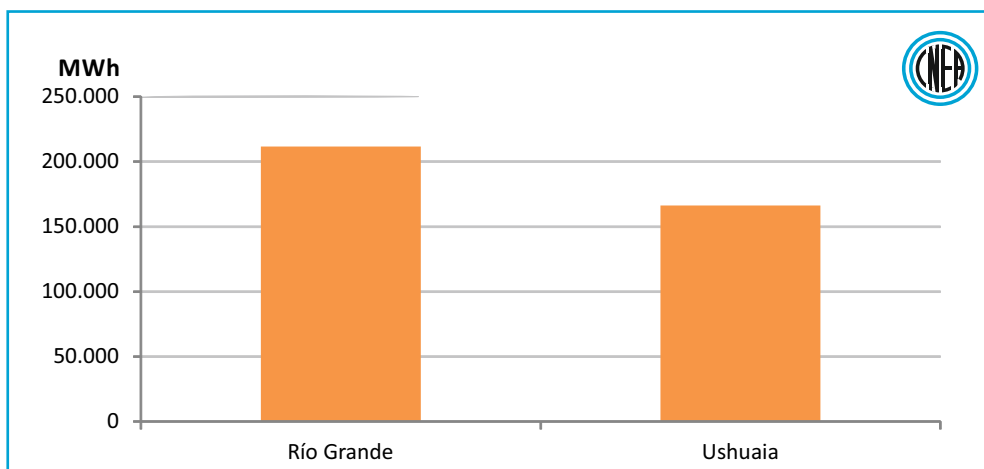
Consumo Eléctrico de la Provincia:

El consumo de la provincia, en el año 2009, fue de 377.732 MWh, que corresponde a un 0,4% del consumo del país. En el siguiente gráfico se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tierra del Fuego según los sectores de consumo, extraída del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Tierra del Fuego. Año 2009
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

A continuación se presenta el consumo de electricidad de la provincia de Tierra del Fuego desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica [MWh] regional de Tierra del Fuego. Año 2009
 Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2009, elaborado por la Secretaría de Energía

El mayor consumo eléctrico de Tierra del Fuego corresponde a lo demandado por el departamento de Río Grande con un 56%, y el departamento de Ushuaia con el 44% de la electricidad generada.

Noticias



Alianza en Apoyo de Pequeños y Medianos Reactores entre Westinhouse y Ameren

Tres grandes empresas nucleares de Estados Unidos se han unido a la alianza formada por Westinghouse y Ameren para apoyar la concesión de licencias y el despliegue de la tecnología del reactor modular pequeño (SMR por sus siglas en inglés) Westinghouse.

Exelon, Dominion Virginia y First Energy están entre una docena de empresas de servicios públicos y proveedoras de electricidad para inscribirse a la Alianza NexStart SMR, un grupo formado por Westinghouse y Missouri Electric Alliance para ayudar a los fondos de inversiones seguras del Departamento de Energía de EE.UU. (DOE).

Otras de las firmas de la Alianza NexStart son Tampa Electric Company, Arkansas Electric Cooperative Corporation; y el Laboratorio Nacional Savannah River. La Missouri Electric Alliance está dirigida por Ameren Missouri y sus miembros incluyen a Missouri Public Utility Alliance; Associated Electric Cooperative; Association of Missouri Electric Cooperatives; Empire District Electric Company; y Kansas City Power and Light Company.

Los miembros de la Alianza SMR NexStart han firmado un memorando de entendimiento que reconoce "la importancia de promover la energía nuclear para ayudar a la electricidad segura, limpia y fiable en el futuro mediante la implementación del Westinghouse SMR."

Los debates están en marcha con otras empresas de servicios públicos y las empresas que se consideran miembros de NexStart con el fin de apoyar el despliegue potencial de un SMR Westinghouse en el sitio de Ameren existente en Callaway, la planta de energía nuclear en Missouri.

El DOE anunció que un total 450 millones de dólares estarían disponibles para apoyar

la ingeniería primera en su tipo, la certificación de diseño y la licencia para un máximo de dos diseños SMR por más de cinco años. El DOE está buscando presentar propuestas de proyectos SMR que tengan el potencial de ser autorizados por la NRC y estar en operación comercial en el año 2022. La financiación total, a través de acuerdos de reparto de costos con la industria privada, se espera que proporcione una inversión total de alrededor de 900 millones de dólares.

Westinghouse dijo que NexStart presentará su solicitud de financiación al DOE y espera una decisión final del organismo en la adjudicación de los fondos de inversión.

Ameren Missouri y Westinghouse anunciaron la firma de un acuerdo bajo el cual Ameren copresidiría una empresa del grupo de participación y Westinghouse lo dirigiría. Dicho acuerdo buscará fondos del Departamento de Energía para desarrollar y licenciar la tecnología SMR Westinghouse. En ese momento los socios dijeron que el grupo también incluiría a otras empresas de servicios públicos e industriales.

Los pequeños reactores modulares son vistos con una serie de ventajas sobre las plantas nucleares típicas en diversas circunstancias, tales como cuando los sistemas de red no pueden hacer frente a la carga a partir de una planta de energía nuclear grande, o en lugares remotos. Se espera que los SMR ofrezcan una mayor simplicidad del diseño, economía de la producción en masa y la reducción de los costos de emplazamiento. Debido a ello en el mundo hay una serie de pequeños diseños de reactores, de 25 MWe hasta 300 MWe, que se encuentran en diversas etapas de desarrollo.

En el caso del SMR Westinghouse, éste es un reactor de agua a presión integrado de 200 MWe (PWR por sus siglas en inglés) en el cual todos los componentes primarios se encuentran en el interior del recipiente de presión del reactor. El SMR está diseñado para ser fabricado completamente en una fábrica y se puede escalar para poder ser entregado por ferrocarril, con sistemas de seguridad pasivos y además tiene componentes en base a los desarrollados para el diseño del AP1000.

Fuente: WORLD NUCLEAR NEWS - 18 de mayo 2012

Apertura de Sobres de la Licitación para los Estudios de Factibilidad de Garabí y Panambí

El ministro de Planificación, Julio De Vido, y el titular de la cartera de Minas y Energía de Brasil, Edison Lobao, encabezaron el acto de apertura de sobres para la licitación de los estudios de las obras hidroeléctricas Garabí y Panambí, que encaran ambos países. Dos grupos se presentaron para hacer los estudios de factibilidad.

La oferta del consorcio CNE/WP/ESIN/PROA fue de 37.950.000 dólares y el consorcio Río Uruguay ofertó 37.820.000 dólares para quedarse con la licitación. El consorcio energético del Río Uruguay está integrado por Consular Consultores Argentinos Asociados SA; Engevix Engenhari SA; Grupo Consultor Mesopotámico SRL, IATASA Ingeniería y Asistencia Técnica Argentina SA de Servicios Profesionales; Interchne Consultores SA y Latinoconsult SA. Finalizados estos estudios, el paso siguiente es el llamado a Licitación de la construcción de las obras.

De Vido puso de relieve que «se tendrá muy en cuenta a las poblaciones que serán afectadas por los embalses de las obras, tanto en Brasil como en la Argentina, para lo cual se entablará un contacto directo con los habitantes para poder consensuar con las distintas comunidades esta obra tan importante que está por venir».

En este marco el titular de Planificación destacó la integración energética entre Argentina y Brasil. «La integración energética de la Argentina y Brasil está en el punto más alto de la historia», afirmó. Las obras consisten en la construcción de dos hidroeléctricas binacionales denominadas Garabí y Panambí, con una inversión total de 5.200 millones de dólares.

Estos dos proyectos hidroeléctricos binacionales, que se emplazarán a orillas del río Uruguay, prevén una potencia total instalada de 2.200 MW; y una generación superior a los 5 mil GWh anuales cada una. Panambí estará ubicada en la frontera entre Misiones y Río Grande do Sul, con una cota de 130 metros, y la inversión será de 2.500 millones de dólares.

La potencia instalada será de 1.048 MW y tendrá una capacidad de generación de 5.475 GWh por año. En tanto, Garabí estará situada en la unión entre Corrientes y Río Grande do Sul y la inversión será de 2.700 millones de dólares. Con una cota de 89

metros, la potencia instalada será de 1.152 MW y la capacidad de generación de 5.970 GWh por año, de acuerdo con detalles oficiales.

La apertura de sobres realizada es parte de la licitación de los estudios de factibilidad e impacto ambiental y del plan de gestión ambiental para ambas obras.

En este contexto, De Vido dijo que «la conformación de la entidad binacional será un ejemplo de eficiencia y eficacia» y agregó: «Tenemos un horizonte promisorio en materia de integración energética, con metas superadoras». Cabe señalar que los gobiernos de la Argentina y Brasil acordaron crear una sociedad binacional, conformada por la empresa estatal nacional Ebisa (Emprendimientos Energéticos Binacionales Sociedad Anónima) y la también estatal brasileña Eletrosul (Centrais Electricas Brasileiras). Asimismo, señaló que el objetivo de la integración es contribuir a «buscar un equilibrio de la balanza comercial entre los dos países, que hoy favorece a Brasil».

«En un mes estaremos viendo el borrador definitivo (de la conformación del ente binacional) para ser elevados a ambas presidencias y luego iremos progresando en esta etapa, que tiene 20 meses, y en el primer trimestre del 2014 vamos a contar con todos los elementos como para poder avanzar en las obras», indicó el titular de Planificación.

Por otra parte, en el acto que se realizó en el Palacio de Hacienda, el ministro brasileño afirmó que «no hay instrumento más eficaz para la integración, que el Mercosur y las obras hidroeléctricas».

De acuerdo con información del Ministerio de Planificación, se estima un plazo de 21 meses para realizar los estudios de impacto ambiental desde la firma de los contratos, y la inversión asciende a 45 millones de dólares. «Se va a avanzar en la parte medioambiental con un esquema totalmente distinto al de las anteriores represas», aseguró De Vido.

Una vez finalizados estos estudios, el paso siguiente es el llamado a licitación para las empresas que se abocarán a la construcción de las obras. Paralelamente a las obras propias de las centrales, se está elaborando en una estrategia de desarrollo regional un plan de obras de infraestructura (viales, agua, cloaca, salud, escuelas, turismo, etc.).

Del acto participaron también los embajadores de la Argentina en Brasil, Luis Kreckler, y de Brasil en la Argentina, Enio Cordeiro; el subsecretario de Coordinación y Gestión del Ministerio de Planificación, Roberto Baratta; el secretario de Energía, Daniel Cameron; y directores y funcionarios de EBISA.-

Fuente: MERCADO ELÉCTRICO – Revista N° 113- Febrero – Marzo 2012.

Comienza la Construcción de la Primera Central Geotérmica de la Argentina

El desarrollo de las tecnologías alternativas para generar energía recién está dando sus primeros pasos en la Argentina. Desde 2010 se inauguraron dos parques de aerogeneradores (molinos eólicos) en La Rioja y en Chubut y una planta fotovoltaica para producir energía en San Juan, aunque su participación en el parque eléctrico es muy pequeña. También existen proyectos en carpeta para obtener electricidad en centrales térmicas impulsadas por aceites vegetales y biocombustibles. Y ahora, en abril, se sumó una nueva iniciativa, prácticamente desconocida en estas tierras, que consiste en generar energía del calor (vapor) que emana naturalmente de la tierra.

El primer emprendimiento geotérmico de Copahue empezará a construirse en los próximos meses en Neuquén, en la región de Las Mellizas, en terreno cordillerano. Demandará una inversión aproximada a los 100 millones de dólares a fin de instalar una planta capaz de generar 30 megawatts (MW) de potencia eléctrica, según precisó el presidente de la Agencia para la Promoción y el Desarrollo de Inversiones del Neuquén (ADI-NQN), Pedro Salvatori. La planta estará operativa en 2015.

“La empresa canadiense Geothermal One construirá la central geotérmica mediante la perforación de cuatro pozos, y además realizará el tendido de una línea de 132 kilowatts (kW) desde Copahue a Ñorquín”, indicó el directivo.

Salvatori afirmó que la potencia inicial se puede llegar a duplicar e incluso a triplicar. “Según la Agencia de Cooperación Internacional del Japón (JICA) se puede producir más energía. Se determinó que existía mayor concentración de vapores que permitirían el funcionamiento de hasta 60 y, quizás, 90 MW”, explicó.

La intención de la gobernación provincial, a cargo de Jorge Sapag, es construir otra

línea de 132 kW a cargo del Ente Provincial de Energía de Neuquén (EPEN) entre Ñorquín y Chos Malal para cerrar el Anillo Norte. “Vamos a transmitir confiabilidad en el servicio, que es bastante deficitario en este momento”, admitió Salvatori.

Fuente: Revista PETROQUÍMICA, GAS Y QUÍMICA - 20 de junio 2012.

Acceptación Ambiental para la Planta de Enriquecimiento por Láser

No hay grandes razones ambientales por las que una instalación de enriquecimiento de uranio, basado en la tecnología láser no deba ser construida por Global Laser Enrichment (GLE) en Wilmington, Carolina del Norte, según concluyó el regulador nuclear de EE.UU.. Se espera una decisión sobre si se debe emitir una licencia para la planta a finales de este año.

GLE, una iniciativa puesta en marcha por GE –Hitachi (en el que Cameco ha tomado ya una participación), presentó, en enero de 2009, la parte ambiental de una licencia de construcción combinada (COL) la aplicación operativa de la instalación de la Comisión de Regulación Nuclear (NRC). El resto de la solicitud COL fue presentado en junio de 2009.

La NRC ha emitido su informe final técnico de seguridad Evaluación (SER) y el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para la planta propuesta. La SER evaluó los posibles impactos adversos sobre el funcionamiento de las instalaciones de los trabajadores y la salud pública y la seguridad en condiciones normales y de accidente.

La revisión también examinó los programas de la GLE para la protección física de los materiales nucleares especiales y material clasificado, el control del material y su contabilización, la gestión de la organización, programas administrativos, y las calificaciones financieras de GLE para garantizar la seguridad del diseño y operación de las instalaciones. La SER contiene la conclusión de la NRC de que las descripciones, especificaciones y análisis de GLE proporcionan una base adecuada para la seguridad y protección de operaciones de la instalación y la operación de la planta no representarían un riesgo indebido para los trabajadores, la salud y seguridad pública.

El EIA final sobre la instalación GLE, consideró los impactos potenciales de las actividades previas a la construcción (tales como la nivel del suelo y preparación),

construcción, operación y eventual desmantelamiento de la planta propuesta. El estudio de impacto ambiental contiene la conclusión de la NRC de que el proyecto tendría "pequeños y medianos impactos sobre el medio ambiente local, principalmente durante las actividades previas a la construcción".

La planta GLE utilizaría un proceso basado en láser para enriquecer uranio hasta un 8% de uranio-235 en peso (aunque los reactores nucleares requieren normalmente de 3% a 5% de uranio enriquecido), con una meta de producción máxima inicial prevista de seis millones unidades de trabajo separativo (SWU por sus siglas en inglés) por año. GLE podría comenzar las actividades previas a la construcción en el sitio de Wilmington de GE antes de la decisión de concesión de licencias NRC a finales del año 2012. Si se aprueba la licencia, GLE espera que la construcción real de la planta comience en 2012 y continuará hasta el 2020. La producción podría comenzar en 2014 y tener su pico en 2020. Si se concede, la licencia sería válida hasta 2052.

En 2006, GE -Hitachi adquirió los derechos exclusivos para desarrollar y comercializar la tecnología de enriquecimiento de uranio Silex globalmente a través de una licencia de Australia Silex Systems Ltd. Las operaciones GLE de una instalación de los circuitos de refrigeración se iniciaron en julio de 2009 en sus instalaciones de Wilmington, diseñado para demostrar la viabilidad comercial de la tecnología.

El CEO Silex Michael Goldsworthy dijo que el SER y EIA representan un "hito importante hacia la obtención de una licencia de explotación de la planta de enriquecimiento comercial, es la primera vez que una solicitud de licencia se ha considerado para una tecnología de enriquecimiento por láser de tercera generación".

La siguiente etapa en el proceso de concesión de licencias será una audiencia pública obligatoria por la Seguridad Atómica NRC y la Junta de Licenciamiento (ASLB), que se celebrará en Wilmington en julio. El ASLB presentará entonces sus recomendaciones a la NRC, la cual se espera que tome una decisión final sobre la concesión de una licencia a finales de agosto de 2012. Además de permitir a la planta ser construida y operada, la licencia también autorizaría a GLE a poseer y utilizar material especial nuclear, material de origen, y el material de subproducto en la instalación durante un período de 40 años.

Si GLE construye la planta, sería uno de un puñado de nuevas instalaciones de

enriquecimiento en los EE.UU., pero el único en el mundo para utilizar excitación láser para separar el uranio-235 del marginalmente más pesado uranio-238. Otras nuevas instalaciones utilizan centrífugas, mientras que las instalaciones más antiguas utilizan un proceso de difusión.

GE tiene una participación mayoritaria de las acciones (51%) en GLE, mientras que Hitachi tiene una participación del 25% y el 24% Cameco.

Fuente: WORLD NUCLEAR NEWS - 01 de marzo 2012.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de CMMESA, 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 de 2012.

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: sintesis_mem@cnea.gov.ar

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