

BOLETÍN ENERGÉTICO 40

2do. Semestre 2017
AÑO XX N° 40



ISSN 1668-1525



Comisión Nacional
de Energía Atómica

Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari
Producción Editorial: Ing. Santiago Jensen
Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari
Lic. Cristina Delfino

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: 6772-7526/7641

Coordinación Editorial: Téc. Diego Coppari
Téc. Mariela Iglesia

Comité Revisor: Ing. Sofía Colace
Ing. Norberto Coppari
Ing. Santiago Jensen
Ing. Pablo Rimancus

Apoyo Técnico: Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

Colabora en este número: Ing. Carlos Rey

Diseño y Compaginación: Lic. Cristina Delfino
Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica
CAC - CNEA

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

e-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

Otras publicaciones de CNEA: <http://www.cnea.gov.ar/Publicaciones.php>

Número 40 Diciembre 2017

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 Energético 40

2^{do} Semestre 2017

Año XX N° 40

Contenido

Evolución de la matriz energética Argentina

Santiago Jensen, Agustín Zamora y Pablo Rimancus

Recursos para la gestión de vida en centrales nucleares

Artículo basado en la publicación del Organismo Internacional de Energía Atómica:

Resources for Plant Life Management in Nuclear Power Plants

Traducido por Andrea Cruz

Adaptado por Fabián Gomez, Mariela Iglesia y Pablo Rimancus

-
- **Síntesis Nuclear**
 - **Demanda de Energía Eléctrica**
 - **Picos de Potencia**
 - **Potencia Instalada**
 - **Evolución de la Potencia Instalada**
 - **Incorporaciones Previstas**
 - **Generación de Energía Eléctrica**
 - **Otras energías Renovables**
 - **Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles**
 - **Costo Variable de Producción**
 - **Evolución de los Precios**
 - **Demanda Eléctrica Regional: Gran Buenos Aires-Buenos Aires, Litoral, NOA y NEA**
 - **Noticias**

Editorial

El Boletín Energético de CNEA cumple 20 años de edición ininterrumpida con la publicación de su ejemplar número 40 y, por este motivo, resulta interesante repasar la historia del mismo y los avances que se han dado en su elaboración a lo largo de los años.

Los orígenes del Boletín Energético se remontan al año 1996, en el que se presentó un trabajo denominado Informe Técnico: Nro12 de CNEA, describiendo el funcionamiento del mercado eléctrico mayorista (MEM) por la aplicación de la Ley 24.065 de 1992.

A partir de allí y por las repercusiones que tuvo este documento se llegó a la conclusión que era necesario crear un instrumento periódico que difundiera las características del MEM, como éste evolucionaba y que sirviera además como promotor de la energía nuclear con llegada al personal de la CNEA. El primer número de este boletín se concretó al finalizar el primer semestre de 1998.

Los primeros Boletines Energéticos consistían en un documento en Microsoft Word, con una edición simple, y se imprimían sobre papel A4, en blanco y negro. Con el paso del tiempo se fueron mejorando varios aspectos de la publicación: la redacción, edición y posterior impresión se fueron dando con ciertos detalles a color, se construyó un grupo de trabajo abocado a su elaboración, y se agregaron, paulatinamente, nuevos contenidos, como artículos de índole energética, papers técnicos y nuevos datos estadísticos a los ya presentados.

A partir del año 2000 se comenzó a realizar un trabajo editorial que incluía encuadernado, papel ilustración, y un trabajo de edición más refinado. Al tener un acabado más elaborado, surgió con el mismo la necesidad de imprimir un mayor número de ejemplares, acarreado consigo un mayor alcance al público general (y no únicamente para los empleados de CNEA, como se había proyectado inicialmente).

Con la llegada de la posibilidad de imprimir a color el ejemplar completo, para la edición número 20 (en el año 2007) floreció la posibilidad de darle mayor versatilidad a las gráficas y datos presentados. Además, se incluyó como contenido las demandas regionales de todo el país, tanto por sector eléctrico como por departamentos o partidos, según corresponda.

Desde la edición número 30 (año 2012) a la actualidad se agrandó el formato del tamaño a uno A4, manteniendo la misma calidad del papel. Con este cambio se sumó la posibilidad de aumentar el número de hojas y, por ende, la cantidad de contenido presentado en cada boletín. Además, al contar con un grupo de trabajo multidisciplinario más amplio, el trabajo de diseño para las cubiertas del ejemplar mejoró y resultó en uno de mayor agrado para todo tipo de lector, no de carácter técnico exclusivamente.

Al día de hoy, el Boletín Energético posee una Coordinación Editorial –compuesta por tres personas–, un Comité Revisor del que participan cuatro miembros, así como también colaboradores y encargados del Diseño y la Compaginación.

Como conclusión, se puede remarcar que la publicación del Boletín Energético de CNEA responde a la necesidad de divulgación de todo aquello referido al ámbito de la energía. Por este motivo, se desarrolla en un marco de continuo crecimiento buscando siempre la evolución a nivel estético e informacional.

Evolución de la matriz energética Argentina

Santiago Jensen, Agustín Zamora y Pablo Rimancus

Antecedentes

Período 1880-1960

Se podría poner como un punto de comienzo, en el sector energético, para dar inicio al relato sobre cómo fue evolucionando la matriz energética Argentina, al descubrimiento del primer yacimiento de hidrocarburos en el país. Para poder comprender la necesidad de este recurso en dicho momento histórico, Argentina importaba en 1903 un total de 2017 t de crudo y en el año 1907 un total de 7.680 t, siendo este último un año que marcaba un punto de inflexión en nuestra historia energética.

El 13 de diciembre de 1907, empleados del entonces Ministerio de Agricultura de la Nación, perforaron el primer pozo surgente de hidrocarburos de Argentina en Comodoro Rivadavia durante la búsqueda de agua potable, a 539 metros de profundidad. Las principales dificultades que tenían los grupos iniciales de exploración fueron consecuencia de la falta de agua, los rigores del clima de la Patagonia y el alto contenido de sal de las aguas de las zonas que destruye los equipos de perforación. En los primeros años, las carencias de infraestructura provocaron que el grueso del petróleo producido nunca fuera consumido. Más de un tercio de la producción se perdía por filtraciones. Desde Buenos Aires, la explotación en el pozo era vista como un proyecto experimental y no como el comienzo de la primera empresa petrolera estatal del mundo.

En esos tiempos el combustible de mayor relevancia en la matriz energética argentina era el carbón, el cual no era producido localmente y lo convertía en uno de los principales productos de importación, proveniente de Gran Bretaña casi en su totalidad. El carbón era utilizado principalmente como combustible de la máquina de vapor en industrias y locomotoras.

Otro combustible muy utilizado era el kerosene, empleado principalmente para la iluminación en Buenos Aires y otras grandes ciudades. El aumento de su consumo se vio influenciado por el crecimiento demográfico, resultado del impacto inmigratorio a partir de 1880. El mismo era obtenido a través del refinado de petróleo obtenido de afloraciones naturales como la Laguna de la Brea en Jujuy, por la Compañía Jujeña de kerosene, tan solo 11 años después que se constituyó la Pensilvania Rock Oil Company de los EE.UU., responsable de la perforación de lo que fue considerado el primer pozo perforado de la historia.

El 7 de mayo de 1913 también es otra fecha memorable en la historia petrolera nacional. Ese día comenzó a operar, en Comodoro Rivadavia, una planta destiladora que elaboraba principalmente fuel oil de bajo punto de inflamación para buques de la Armada Argentina.



Figura 1: Primer pozo petrolero de Comodoro Rivadavia (Izquierda), Destilería en Comodoro Rivadavia (Derecha).

Esta refinería no fue la primera del país pero sí la que inició el procesamiento del petróleo crudo nacional a mayor escala. Los comienzos de esta tecnología en el país se remontan al año 1906, momento en que el empresario austriaco Emilio Schiffner instaló en Campana, provincia de Buenos Aires, una pequeña refinería que procesaba materias primas importadas.

La Primera Guerra Mundial, iniciada en 1914, provocó un impacto negativo en el abastecimiento energético nacional debido a la falta de producción local de carbón. El 95% del carbón importado provenía de Inglaterra, y con el estallido bélico se produjo un aumento de precios y crecientes dificultades de abastecimiento.

No obstante, la guerra había convertido al petróleo en un insumo estratégico. Este era usado en barcos, trenes y aviones, todos ellos sumamente importantes a lo largo de la contienda, generando escasez a nivel nacional, situación que aceleró el desarrollo de la explotación petrolera en el país. Como se puede observar en la Figura 2, la caída del consumo de carbón mineral dio lugar a un aumento del uso de la leña en su reemplazo, y un crecimiento gradual del petróleo.

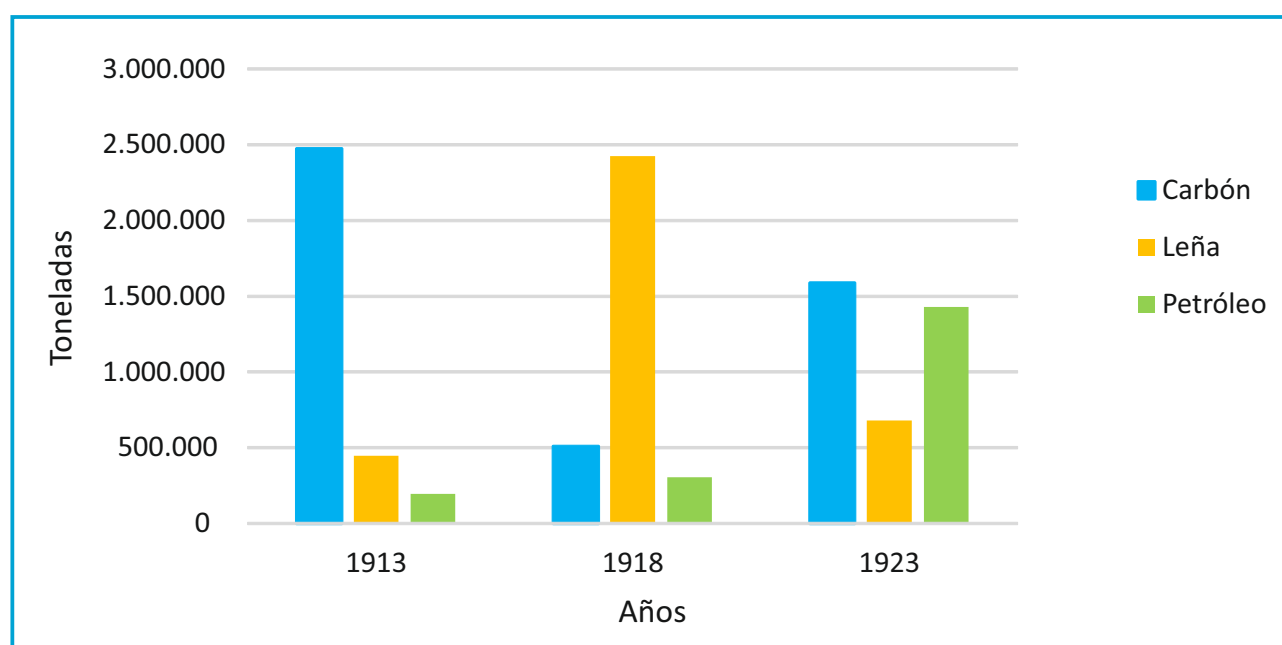


Figura 2: Consumo de combustibles nacionales en momentos previos y posteriores a la Primera Guerra Mundial.

Con el fin de la Primera Guerra Mundial comenzó un período expansivo para el petróleo nacional. La resolución del conflicto permitió normalizar las relaciones comerciales con otros países, así se pudo acceder a materiales, equipos, fletes y capitales que anteriormente estaban volcados a la contienda.

Otro hecho que modificó la industria del petróleo a nivel mundial fue la creación y posterior masividad de la cadena de producción en serie, que había comenzado con el Ford T en 1908, y llevó a la expansión de la industria automotriz desarrollando rápida y masivamente el uso del automóvil, el gran consumidor de derivados del petróleo.

En 1918 se descubrió en Neuquén una nueva zona petrolera llamada Plaza Huincul, en la cual se realizó un pozo de 609 metros de profundidad del que se extrajo un petróleo más liviano que el de Comodoro Rivadavia.

Para la década de 1920, Argentina era el octavo productor mundial de petróleo y el quinto consumidor, como se observa en la Figura 3, con niveles de consumo muy cercanos al de economías como la de México y Francia, y superando ampliamente a países como Reino Unido y México.

Argentina contaba por entonces con un parque automotor de 160.000 automóviles y 19.200 camiones. El combustible utilizado para estos vehículos era importado de EE.UU., México, Perú, Chile y Gran Bretaña.

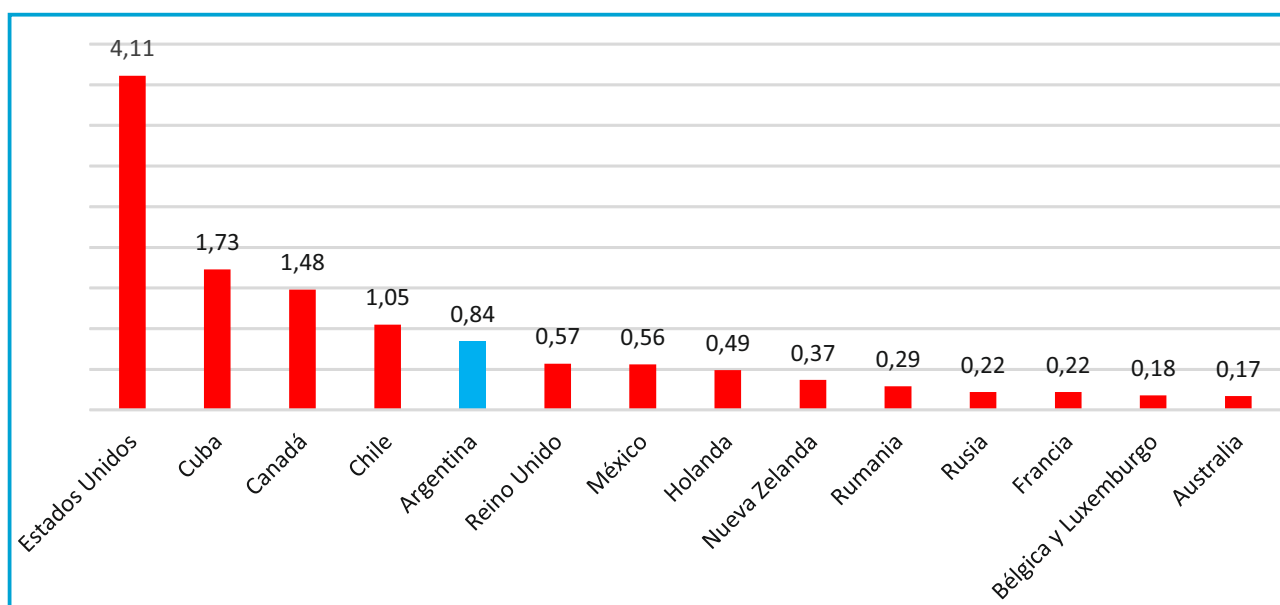


Figura 3: Ranking de consumo de barril de petróleo por país para el año 1923.

Con el aumento masivo del consumo de petróleo, como se observa en la Figura 4, y ante una creciente importación de este, el 3 de junio de 1922, el por entonces presidente Hipólito Yrigoyen tomó una decisión estratégica, crear por decreto la dirección general de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, conocida como YPF. Durante la presidencia de Marcelo T. de Alvear (1922-1928) se determinó, en octubre de 1922, poner a cargo como director general al coronel Enrique Mosconi.

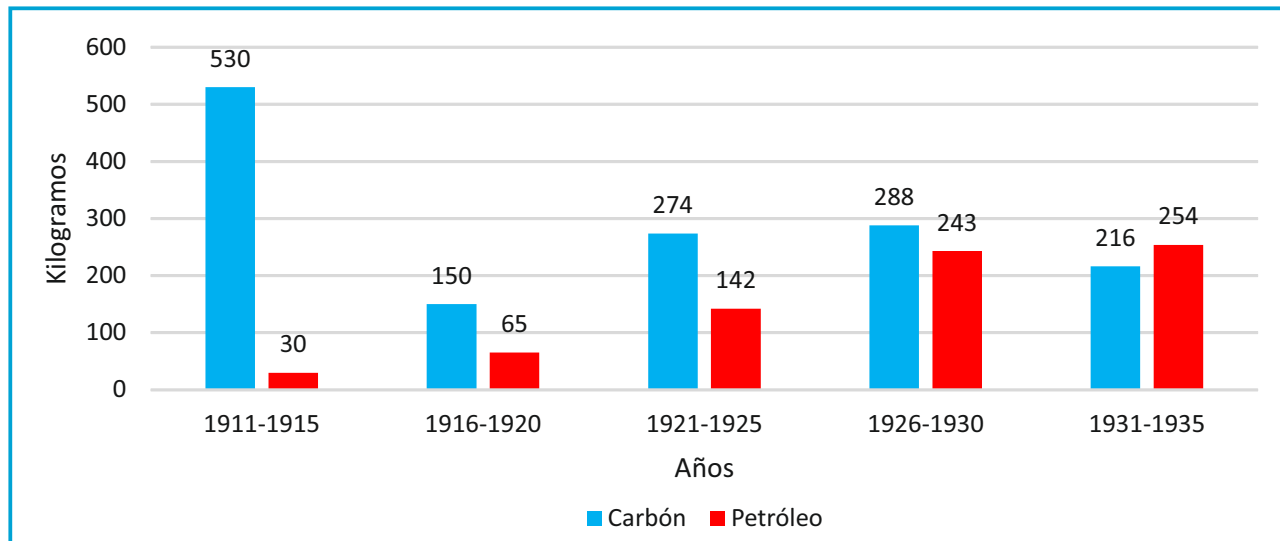


Figura 4: Variación del consumo por habitante de carbón y petróleo.

Para mediados de la década de 1920 el país importaba unos 360 millones de litros de nafta y 94 millones de litros de kerosene aproximadamente. Por su parte, el 13 de diciembre de 1925 se anunció la construcción de la destilería de La Plata, la cual comenzó a operar un año después, y para el año 1927 Argentina contó con los primeros surtidores de YPF. A fines de 1932 fue terminada, en dicha destilería, la planta de lubricantes y de este modo YPF pudo entrar al mercado en 1933 con sus aceites lubricantes.

Con el comienzo de la Segunda Guerra Mundial (1939 – 1945) nuevamente el país quedó en una situación crítica, como se observa en la Figura 5, porque si bien tenía un parque vehicular que la ubicaba en el noveno puesto a nivel mundial, no tenía desarrollado su potencial industrial y estaba lejos del autoabastecimiento energético.

A causa del segundo conflicto bélico el comercio de combustible mundial se restringió, y Argentina entró en emergencia energética. El petróleo representaba el 65% del consumo nacional y el resto se repartía entre el carbón, importado desde Inglaterra, el cual se redujo drásticamente, y leña. Ante esto YPF creó la División de Gas y Carbón, pero recién al final de la guerra en 1944 se empezó a explotar el yacimiento Río Turbio, en la provincia de Santa Cruz.

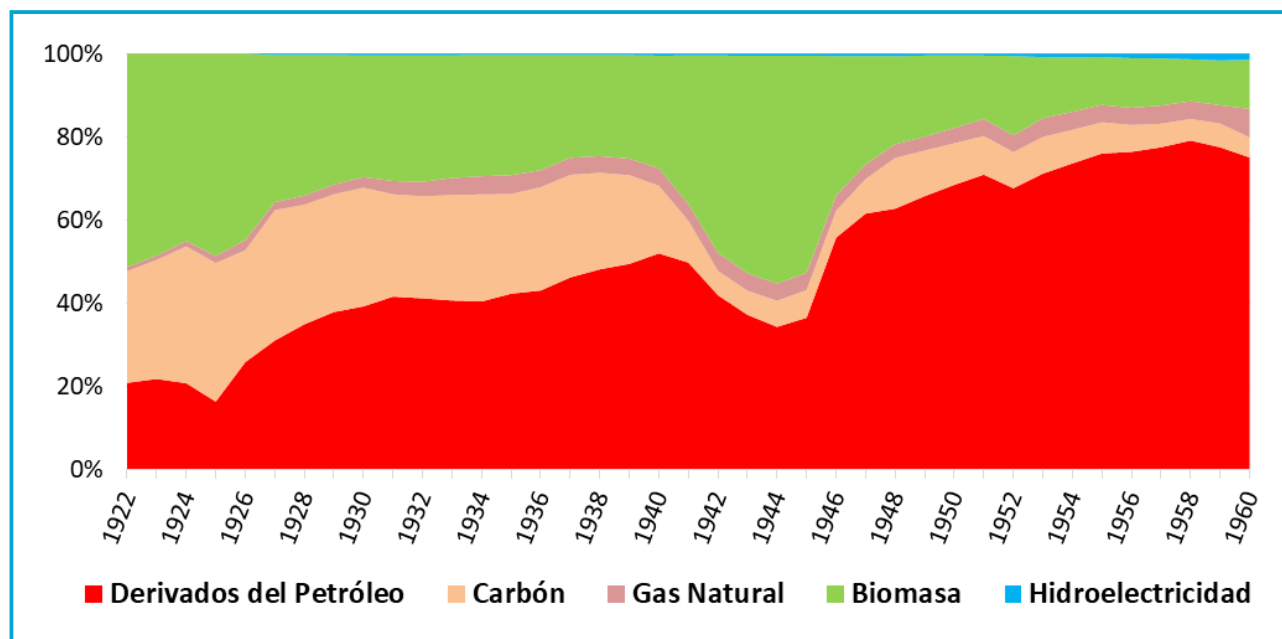


Figura 5: Impacto de la Segunda Guerra Mundial en la oferta energética.

En paralelo y a falta del carbón se aplicaron políticas de racionamiento de combustible, incluso se llegó a utilizar trigo y maíz como combustible en las locomotoras, también se incrementó el empleo de leña para su reemplazo.

Si bien el carbón en sus comienzos era importante en la matriz energética argentina, con el tiempo fue reemplazado por el petróleo y el gas, posteriormente fue relegado su uso solo como materia prima en diferentes industrias.

Por otra parte, entre 1945 y 1960, el carbón vegetal y la leña ocuparon un lugar preponderante en el uso residencial para calefacción, calentamiento de agua y cocción. En la Figura 6 se observa la evolución del consumo, a partir de 1960, de ambos energéticos.

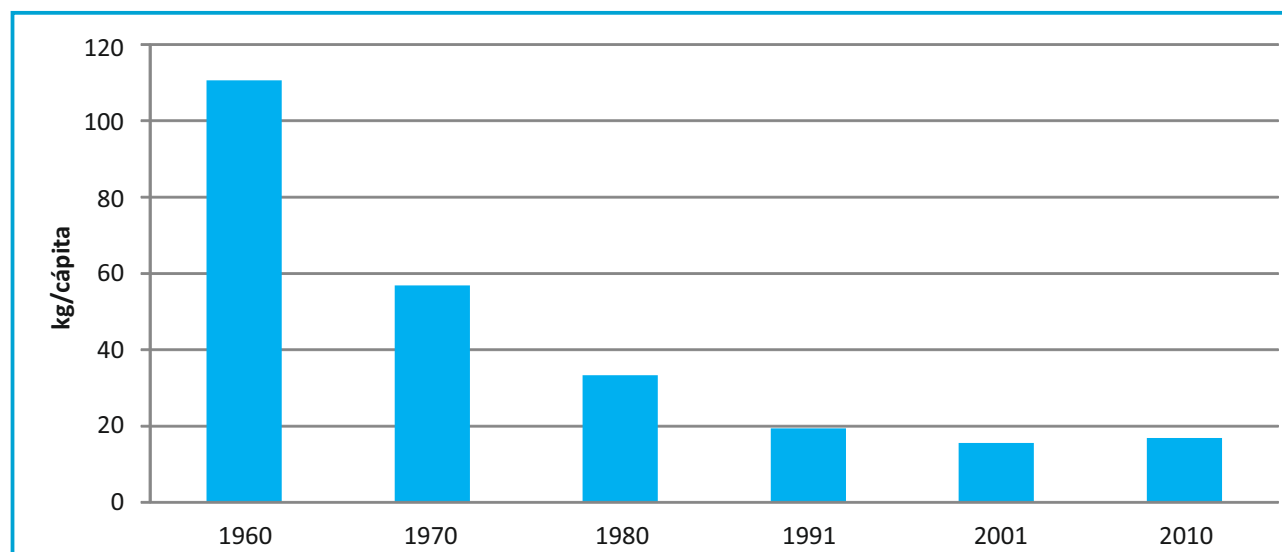


Figura 6: Evolución histórica del consumo de leña y carbón.

Electricidad

Las experiencias en laboratorios para obtener luz a través de la energía eléctrica comenzaron a principios del siglo XIX. En París, en el año 1843, se realizaron ensayos pero su duración era corta debido a que los filamentos de las lámparas incandescentes se fundían. Esto fue resuelto por Edison quien introdujo un trozo de hilo de algodón carbonizado dentro en una bombilla de vidrio en la que había logrado hacer vacío. Fue así como, el 21 de octubre de 1879, probó la lámpara que había creado y logró que permaneciera encendida durante 40 horas.

En Argentina el primer uso masivo de la electricidad fue en La Plata, en 1886, ciudad en la que se instaló la primera usina con 200 focos. La Plata se convirtió así en la primera ciudad de Sudamérica con alumbrado eléctrico y con la primera central eléctrica del país.

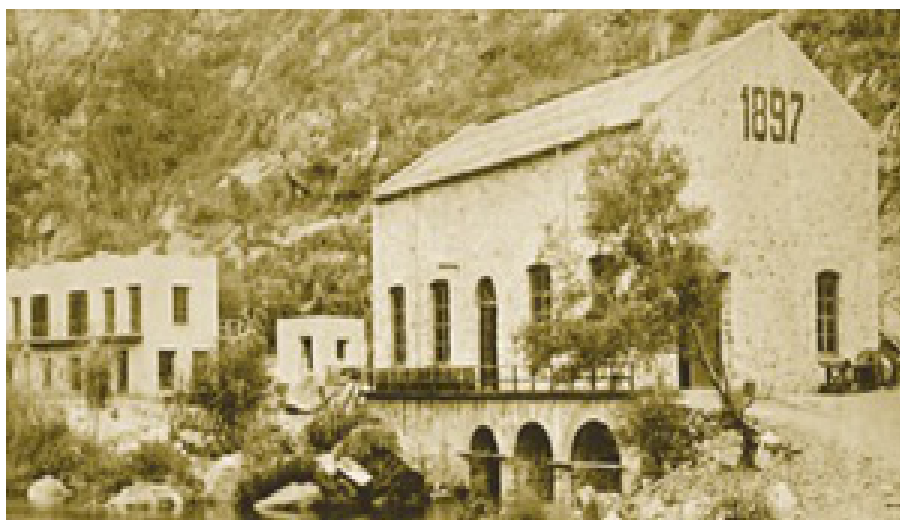


Figura 7: Plaza San Martín, ciudad de La Plata, iluminada con electricidad.

Posteriormente, en el año 1887, se instaló en la ciudad de Buenos Aires su primera usina, que suministraba electricidad principalmente a la zona de Avenida de Mayo.

En el año 1897 se dieron dos sucesos importantes en materia de generación eléctrica. el primero fue la puesta en funcionamiento, en la provincia de Córdoba, de la primera central hidráulica del país llamada Casa Bamba.

El segundo acontecimiento importante de ese año fue la construcción del primer servicio de tranvías del país, con un recorrido de poco más de cinco cuadras sobre la avenida porteña de Las Heras. En ese entonces se calculaba que para el año 1899 el 88% del transporte tranviario sería impulsado por tracción a sangre, esa cifra se revirtió diez años después cuando el sistema de tracción pasó a ser eléctrico en un 95% .



La Usina Casa Bamba contaba en sus inicios con 1,2 MW de potencia y en el año 1911 tuvo una ampliación que elevó la capacidad a 2,3 MW. Este fue además el primer aprovechamiento hidroeléctrico de Sudamérica.

Figura 8: Usina Casa Bamba en la provincia de Córdoba.

En el año 1907 el intendente municipal de Buenos Aires otorgó la concesión para la producción, distribución y venta del servicio eléctrico de iluminación a la empresa CATE (Compañía Alemana Transatlántica de Electricidad). La monopolización de una empresa eléctrica conllevó a la homogeneización del sistema eléctrico, permitiendo unificar las tensiones y frecuencias a los valores utilizados actualmente según las normas eléctricas europeas. En los años posteriores fueron surgiendo otras compañías de electricidad en distintos puntos del país.

La creación y masividad del motor eléctrico influyó en las industrias, mayormente metalúrgicas, de madera, papel y curtiembres, que comenzaron a incorporarlos para modernizar sus talleres y mejorar sus procesos productivos. Esto fue acompañado con los motores diésel que permitieron a las fábricas tener sus propios generadores eléctricos. Con estos avances, el país dio los primeros pasos en la modernización de la infraestructura fabril. Para el año 1910 se estimaba que en la Argentina había alrededor de 6.800 motores eléctricos.

El incremento de la demanda eléctrica, influenciada por los motores eléctricos y las luminarias, impulsaron a que en el año 1910 se inaugurara la central térmica Dock Sud, de 35 MW de potencia eléctrica, requiriendo para su operación 200.000 t anuales de carbón. Durante esa década en el interior del país comenzaron a surgir emprendimientos de generación eléctrica en las provincias de Santa Fe, Córdoba, Tucumán y Mendoza.

El motor eléctrico no solo tuvo un uso industrial sino que se utilizó también para transporte, en el año 1914 se inauguró la línea "A" de subterráneos que realizaba el recorrido desde Plaza de Mayo hasta el actual barrio de Caballito, en la ciudad de Buenos Aires. Dos años más tarde comenzó la electrificación del sistema ferroviario con las vías del Ferrocarril Central Argentino. El sistema de transporte eléctrico aumentó de 15,3 MW en el año 1900 a 250 MW para 1920.

A comienzos de la década de 1920 empezaron a diseñarse diversos artefactos que requerían energía eléctrica, los cuales trajeron una mejora en el confort cotidiano como son los ascensores, planchas, heladeras, lavarropas y ventiladores, por dar algunos ejemplos. Si bien gran parte de estos artefactos eran utilizados por las clases más pudientes, de a poco fueron introduciéndose en la vida de la mayoría de las personas, para llegar a la actualidad donde su uso, en sus versiones mejoradas, se ha extendido hasta casi toda la población.

Entre los artefactos domésticos que utilizaban electricidad cabe destacar la presencia de la heladera en los hogares argentinos con la histórica marca SIAM, nacida con capitales nacionales.



Otro de los artefactos que modificó la vida diaria fue la radio, produciéndose la primera transmisión en Argentina el 27 de agosto de 1920. En los años posteriores, con la aparición del radiorreceptor que tomó un lugar central y permitió así escuchar todo tipo de programación, volviendo a la radio en un artefacto incondicional en cada hogar argentino.

Figura 9: Heladera SIAM (Izquierda); Radio a válvulas en 1935 (Derecha).

La crisis originada en Estados Unidos a comienzos de 1930, tuvo fuertes consecuencias en la realidad económica y social de la Argentina. Como la matriz productiva estaba mayormente atada a las exportaciones de materias primas, la contracción de los mercados externos provocó una mayor repercusión de la crisis en nuestro país. Por eso se tomaron medidas proteccionistas para hacer posible la fabricación local de bienes manufacturados.

Con este nuevo modelo económico se favoreció al mercado interno, y se consiguió la expansión industrial. Esto produjo una masiva migración de la población hacia centros urbanos de mayor relevancia como Buenos Aires y sus alrededores, y así fue creciendo su cinturón urbano. Estos cambios modificaron la organización de las ciudades, se crearon nuevos barrios, que empezaron a demandar electricidad, ya sea para alumbrado público como para el servicio residencial. También empezaban a ser consumidores de productos básicos y de aparatos de confort, lo que aumentó la producción industrial. Esto también fue posible gracias a la modernización de las fábricas y la posibilidad de contar con jornadas nocturnas de trabajo.

A comienzos de la década de 1930 la generación eléctrica alcanzaba los 1.400 GWh, una década después se posicionaba en valores de 2.500 GWh y para el año 1945 este valor ya rondaba los 3.000 GWh. Como se evidencia en la Figura 10, el consumo eléctrico aumentó notablemente en estos años. Para mediados de la década del 40, la Capital Federal y la provincia de Buenos Aires consumían alrededor del 80% de lo generado a nivel nacional.

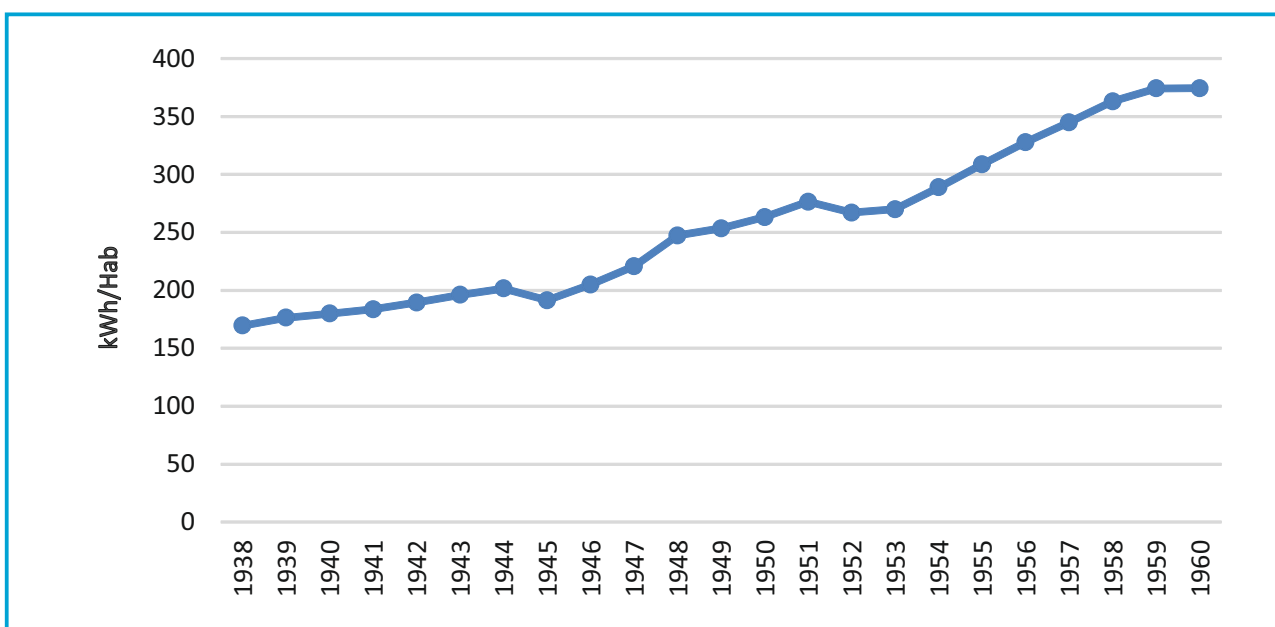


Figura 10: Evolución del consumo eléctrico por habitante a nivel país (1938-1960).

El gobierno de Juan D. Perón estableció ciertas medidas políticas en el sector energético, creó la Dirección General de Centrales del Estado que tomó a su cargo el estudio, proyección, ejecución y la operación de las centrales eléctricas, medios de transmisión y redes de distribución. Para el año 1947 el estado tenía una pequeña participación en la producción total de energía eléctrica, por lo que decidió crear un nuevo organismo denominado Agua y Energía Eléctrica cuyo objetivo era estudiar el recurso hídrico nacional y su aprovechamiento energético. En el año 1949, cuando se reformó la Constitución Nacional se estableció, a través del artículo 40, la nacionalización de los recursos minerales hidrocarbúricos y los aprovechamientos hídricos.

En línea con el plan político del gobierno se creó, en el año 1950, la Empresa Nacional de Energía que debía hacer hincapié en fuentes de energía alternativa a la térmica, y articular programas de trabajo con las empresas del rubro.

En los comienzos de la década de 1950 surgió otro artefacto que cambiaría el consumo eléctrico

nacional y la manera de comunicarse, la televisión. La primera transmisión tuvo fecha el 17 de octubre de 1951 y en 1956 se fabricaron los primeros televisores de industria nacional, lo cual abarató los costos y permitió mayor penetración en los hogares argentinos. Para comienzos de la década de 1960 había alrededor de 850.000 televisores.

Durante el transcurso de la Segunda Guerra Mundial, se desarrolló la tecnología para el uso de la energía nuclear con fines bélicos. Pocos años después, luego de terminada la contienda, se comenzó a usar esta energía con fines pacíficos en centrales nucleares para la generación eléctrica, siendo la primera en entrar en operación la central de Óbninsk, el 26 de junio de 1954, en la Ex Unión Soviética, con una potencia de 5 MW. En paralelo en 1950 se creó en Argentina la Comisión Nacional de Energía Atómica, y el 20 de enero de 1958 empezó a operar el primer reactor de investigación, el RA-1, lo que marcó un hito en Latinoamérica, dando comienzo al uso y desarrollo de la tecnología previo a la instalación de las centrales nucleares en el país.

Finalizando la década del cincuenta el país contaba con 2.287 MW de potencia instalada duplicando la potencia instalada para el año 1935 como se puede observar en la Figura 11.

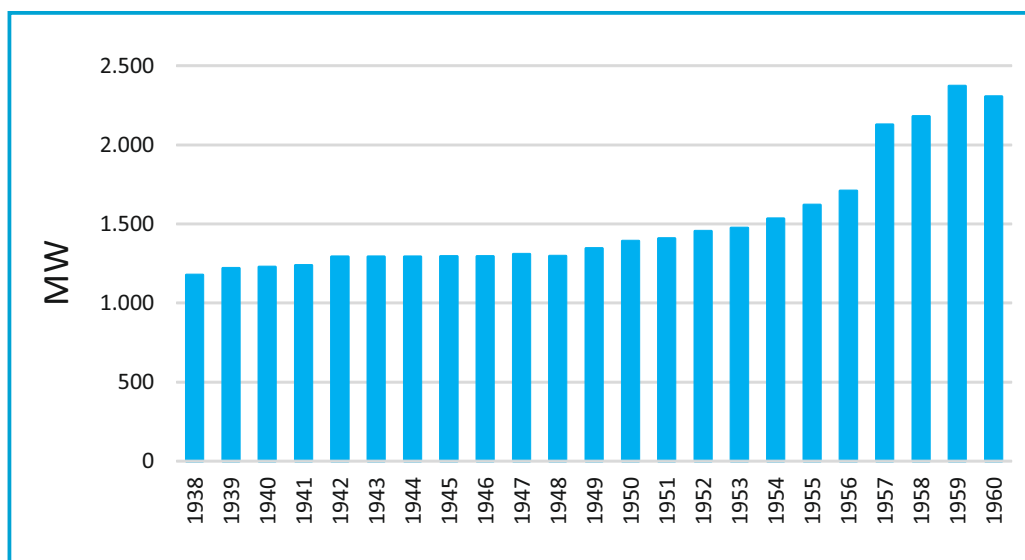


Figura 11: Evolución de la potencia instalada en los años 1935-1960.

En cuanto a la generación eléctrica por tipo de tecnología, para el año 1935 el país contaba con una participación del 4% de generación hidráulica y el restante 96% térmica, concluyendo la década del cincuenta estos porcentajes pasaron a ser 11% y 89%.

Gas

Los primeros acontecimientos en la historia del gas en la Argentina se podrían remontar a 1853, momento en que se instalaron faroles de gas en las proximidades de la Plaza de Mayo y se sancionó la Ley de Alumbrado Público. Este recurso era producido en la usina generadora ubicada en la zona de Retiro, denominada “Bajo de las Catalinas”. La zona era próxima al Río de la Plata lo que favoreció el uso de barcazas de transporte de carbón para la elaboración del gas. Una vez producido, se transportaba hacia los puntos de consumo mediante conductos de losa de barro instalados en el subsuelo de las calles San Martín, Florida, Del Parque (hoy en día Lavalle) y en la Plaza de Mayo.

Rápidamente este proceso se extendió otorgándole iluminación a los barrios más alejados de la zona céntrica. Para 1890 había cuatro compañías dedicadas a la iluminación mediante el uso de gas manufacturado para ser utilizado en calles, plazas y edificios.

Para comienzos del siglo XX, precisamente en el año 1910, la Municipalidad de Buenos Aires firmó un contrato con la “Compañía Primitiva de Gas de Buenos Aires”, uniéndose de este modo a todas las demás empresas del rubro que tenían como objetivo la iluminación a gas de la ciudad.

Con el estallido de la Primera Guerra Mundial se produjo una caída de las importaciones de carbón, como se detalló anteriormente, lo cual produjo un aumento de los precios del gas que condujo a cancelar el contrato de iluminación mediante el uso del gas.

Esta medida fue acompañada a su vez por los inicios masivos de la iluminación eléctrica en el país, a comienzos de la segunda década del siglo XX. La compañía se vio obligada a alejarse del gas como método de iluminación y tuvo que impulsar su utilización como método de cocción de alimentos. El reemplazo llevó a que la empresa publicite el uso del gas en el hogar presentándolo como un servicio moderno, ágil y eficiente en comparación con su antecesor la leña y el carbón vegetal.



Figura 12: Afiches publicitarios y recetarios para promover el uso del gas natural en los hogares.

A fines de la segunda década del siglo XX se estimaba que en la ciudad de Buenos Aires había 300.000 usuarios de gas hogareño.

A mediados de la década del cuarenta el gobierno decidió nacionalizar los servicios de gas de la Capital Federal para pasar a ser prestados por el “Departamento de Gas”, dependiente de YPF. El 1° de enero de 1946 el gobierno creó Gas del Estado.

Con la estatización del servicio de gas se comenzó la obra “Gasoducto Comodoro Rivadavia-Buenos Aires”, iniciada en febrero de 1947 y finalizada a fines de 1949. Esta obra dio inicio a la explotación masiva del gas natural en el país, contaba con una longitud de 1.600 kilómetros. Se inició a su vez una política sostenida de tarifas reducidas y la expansión del sistema de gas por redes. Para 1951 Gas del Estado contaba con aproximadamente 700.000 clientes, cifra que ascendió a 1.300.000 de usuarios a fines de 1960.

A fines de la década del cincuenta se inauguraron las plantas compresoras de Chelforó en la provincia de Río Negro y Plaza Huincul en la provincia de Neuquén, lo que puso en marcha el potencial gasífero de esas provincias.

La siguiente obra relevante fue el gasoducto “Campo Durán - Buenos Aires” realizada en el año 1960, el mismo proveía gas de la cuenca Noroeste y posibilitaba la importación desde Bolivia de cuatro millones de metros cúbicos diarios.

A partir del año 1961 el país contó con el primer Balance Energético Nacional (BEN) realizado por la ex Secretaría de Estado de Energía, el cual fue reconstruido y complementado para componer la

serie histórica 1960–1972 en el marco del Programa de Investigaciones Energéticas que dieron origen al primer balance.

El BEN es una herramienta que facilita la planificación global energética. Permite visualizar cómo se produce la energía, se exporta o importa, se transforma o se consume por los distintos sectores económicos, permitiendo además el cálculo de relaciones de eficiencia y diagnósticos de situación. Esta contabilización se lleva a cabo para el territorio nacional anualmente. En él se puede encontrar en forma desagregada la energía primaria y secundaria consumida, siendo la primera las fuentes de energía como se encuentran en la naturaleza, y la segunda las diferentes fuentes de energía producidas a partir de energías primarias o secundarias en los distintos centros de transformación.

Utilizando esta herramienta se analizará en este artículo, a partir de 1960, la matriz energética en intervalos de diez años, teniendo en cuenta los principales acontecimientos nacionales.

La oferta interna de energía secundaria para año 1960 se componía de la forma que puede observarse en la Figura 13.

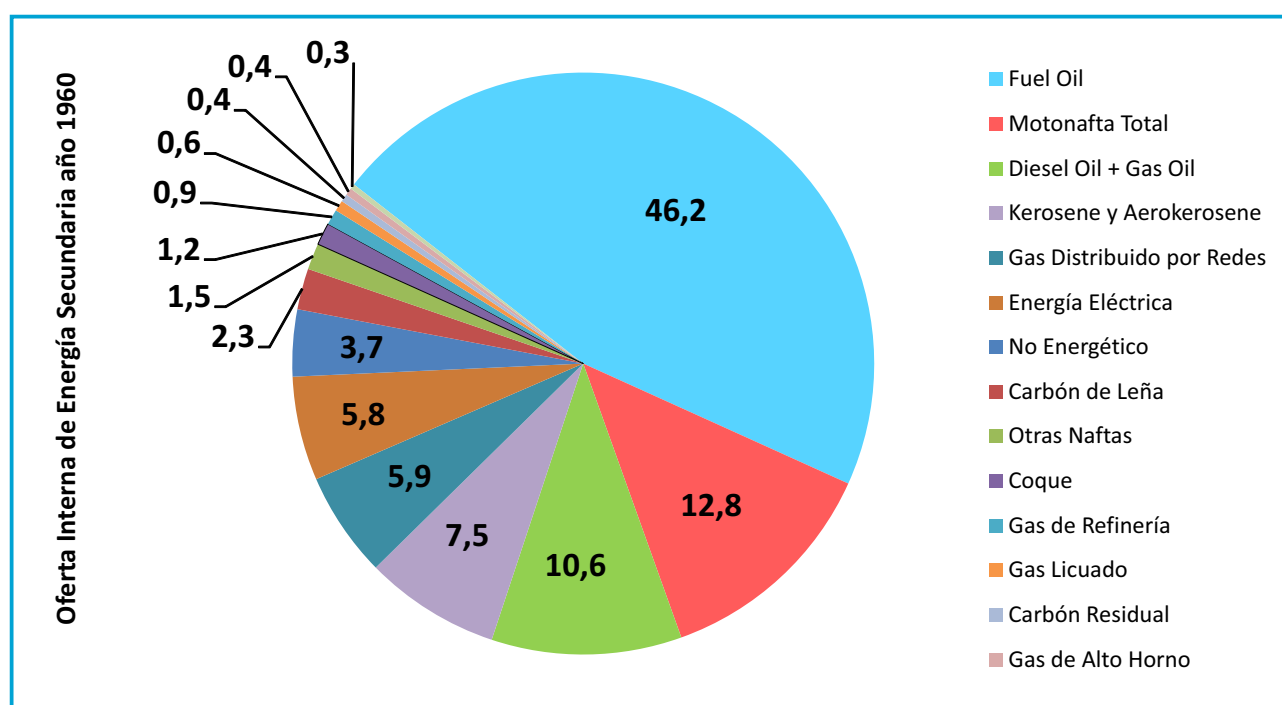


Figura 13: Participación de la electricidad y los combustibles en la oferta energética – 1960.

El 5,8% de la oferta de energía secundaria era electricidad, el 89,8% eran combustibles fósiles, el 0,7% eran subproductos de la industria metalúrgica (gas de coquería y gas de alto horno) y el resto energéticos como el asfalto.

La oferta de energía eléctrica se componía de la forma que se ve en la Figura 14.

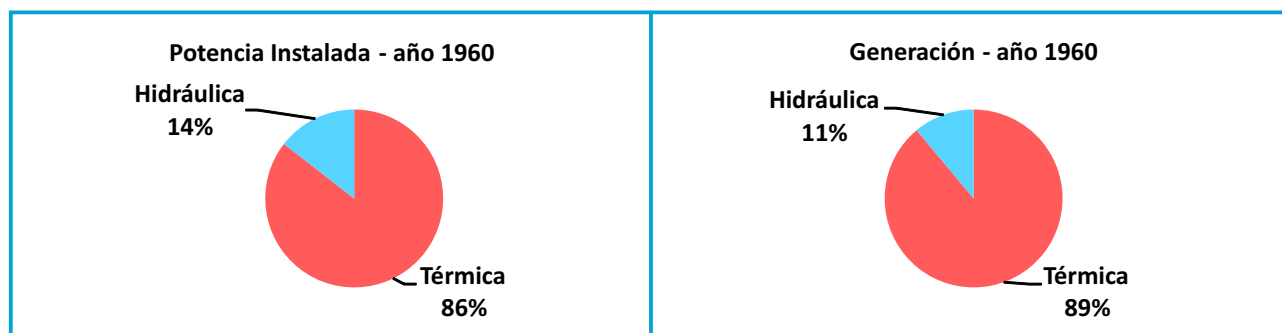


Figura 14: Participación de la potencia instalada y la generación por tipo de tecnología - 1960.

Período 1961-1970

A pesar de que las actividades de generación y transporte no estaban especificadas, el abastecimiento era regulado por la recientemente creada Secretaría de Energía y Combustibles. Se abrió la posibilidad al capital privado (anulada ya la Constitución de 1949) y a su vez, la Nación se reservó el derecho de otorgar concesiones privadas para el aprovechamiento de los recursos hídricos. En los sesenta, las inversiones estatales eran de poco valor dado la escasez de capital para llevarlas adelante. Se recurrió entonces a las concesiones privadas de capital extranjero para el desarrollo energético del país.

En el año 1963 comenzó a operar el primer generador de la Central Térmica Costanera, ubicada a orillas del Río de la Plata, en la zona sur de la Ciudad de Buenos Aires. Hoy en día cuenta con seis grupos convencionales generando un total de 1.138 MW, junto a dos grupos de ciclo combinado (el último ingresó en 1997) sumando 1.186 MW, para totalizar una potencia instalada de 2.324 MW. A la fecha, es la mayor central termoeléctrica del país.

En cuanto a la oferta de energía eléctrica, el gobierno nacional creó, en 1967 la empresa Hidroeléctrica Norpatagónica S.A., más conocida como Hidronor, cuyo objetivo era desarrollar aprovechamientos hidroeléctricos sobre los ríos Neuquén y Limay. Un año más tarde comenzó la construcción del complejo El Chocón, obra que por sus dimensiones y potencia instalada se convertiría en una pieza fundamental del sistema energético del país. Por entonces fue llamada “la obra del siglo”.

Otra obra relevante del sector eléctrico fue el inicio de la construcción de la Central Nuclear Atucha I, en 1968, la primera tanto del país como de América Latina.

Durante esta década YPF se asoció con tres compañías en la explotación de 2.100 pozos en la zona de Comodoro Rivadavia, y llegó a haber 102 equipos de perforación en actividad. Esto generó un aumento de 5,6 millones de m³ producidos en 1958 a 15,6 millones de m³ en 1962. Por primera vez la meta histórica de autoabastecimiento se había alcanzado.

En cuanto al consumo de gas, Gas del Estado diseñó e instaló el sistema de gas domiciliario, lo conectó a la red de distribución e hizo los correspondientes servicios de reparación y mantenimiento.

La oferta interna de energía secundaria al año 1970 se componía como se ve en la Figura 15.

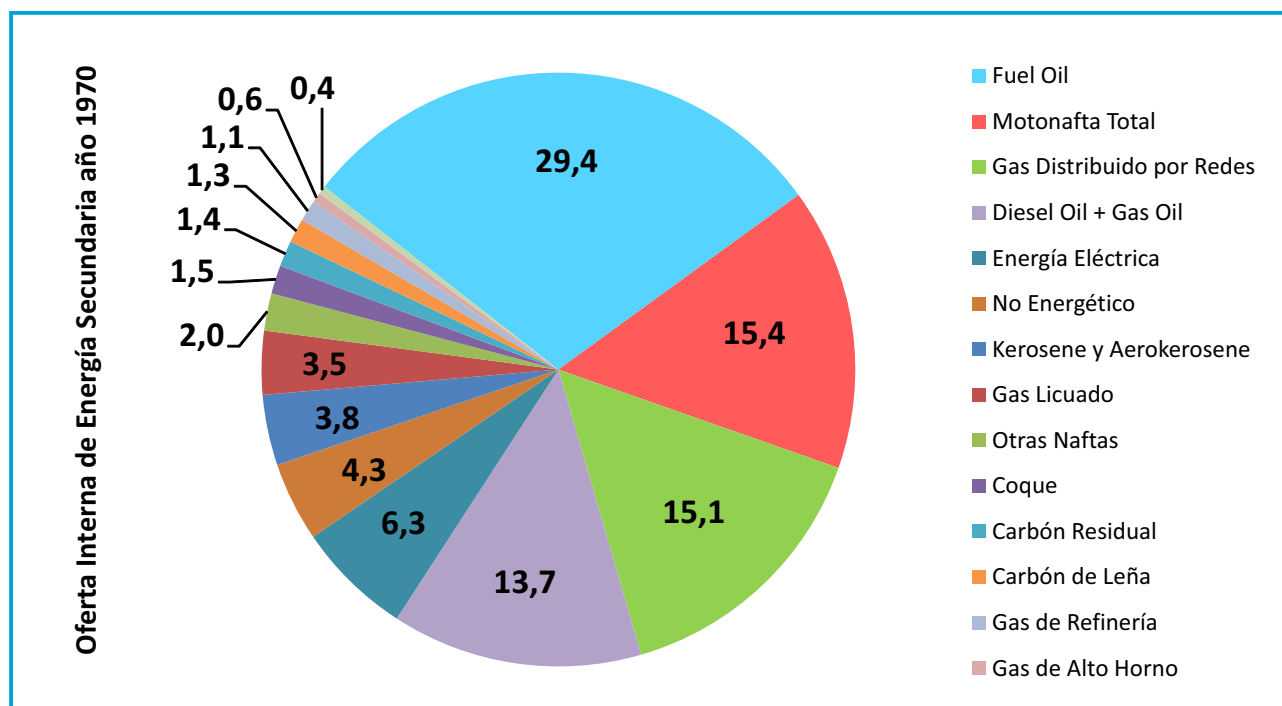


Figura 15: participación de la electricidad y los combustibles en la oferta energética – 1970.

Con respecto al transporte de gas se comenzó la construcción del gasoducto “Libertador General San Martín” de casi 2.600 km de longitud, cuyo tramo Pico Truncado – Buenos Aires entró en operación en 1965, y el Gasoducto “Neuba I” con una longitud de 574 km que transporta hasta Bahía Blanca gas de la cuenca neuquina, lugar donde interconecta con el Gasoducto General San Martín de quien constituye un afluente.

El 6,3% de la oferta de energía secundaria era electricidad, el 88,4% eran combustibles fósiles, el 1% eran subproductos de la industria metalúrgica (gas de coquería y gas de alto horno) y el resto estaba compuesto por no energéticos.

La oferta de energía eléctrica se componía de la forma que se ve en la Figura 16.

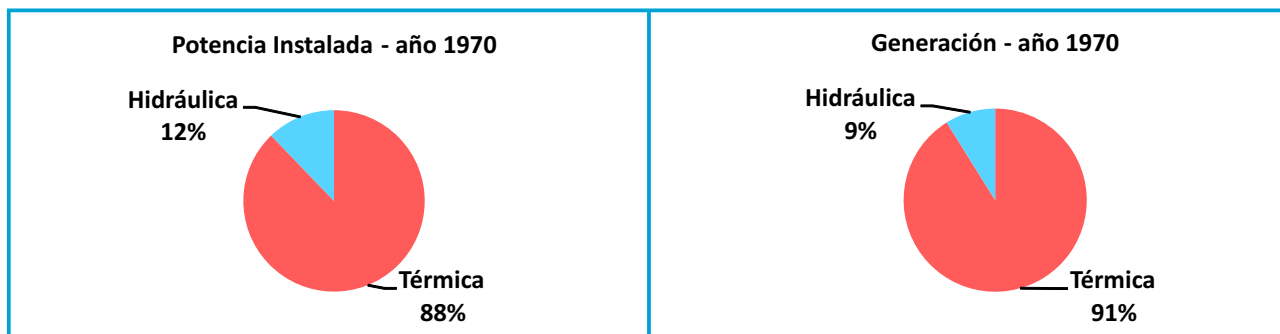


Figura 16: Participación de la potencia instalada y la generación por tipo de tecnología – 1970.

1971-1980

A principios de este periodo, se produjo la crisis internacional del petróleo desatada en 1973, producto de la decisión de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) de incrementar el precio del crudo considerablemente y de restringir la exportación a los países que apoyaron a Israel en la guerra de Yom Kippur, los países aliados a dicho país eran Estados Unidos, Reino Unido y Francia. Esta restricción sumada al aumento de precio elevó el precio del barril a nivel mundial. Simultáneamente en nuestro país se registró un aumento del volumen de importaciones de este recurso energético debido a los requerimientos internos se generó así un impacto negativo en la balanza energética.

Ante el aumento del precio del petróleo en esta década, se realizaron obras de generación de energía hidráulica de gran magnitud en el país. En dicho sector se firmó, en el año 1973, el acuerdo para la construcción de la represa binacional entre Argentina y Paraguay, aprovechamiento hidroeléctrico en el río Paraná a la altura de la isla de Yacyretá, obra que recién a fines de 2010 sería completada. En el mismo año se finalizó la construcción del complejo hidroeléctrico Chocón – Cerros Colorados, cuya potencia instalada es de 1.227 MW y 450 MW respectivamente. Finalizando la década se habilitaron las primeras unidades de generación de la represa de Salto Grande, que aprovecha el caudal del río Uruguay, mediante el acuerdo firmado entre Argentina y Uruguay en 1938. La central hidráulica tiene una potencia de 1.890 MW.

En materia de energía nuclear entró en operación, en el año 1974, la central nuclear Atucha I de 357 MW, un logro alcanzado gracias a la política nacional en investigación y desarrollo.



Figura 17: Central nuclear Atucha I.

En el año 1977 se descubrió la reserva gasífera “Loma La Lata” a tan solo 100 kilómetros de Plaza Huincul, lugar donde 60 años antes había sido descubierto petróleo. La zona del descubrimiento contaba con una acelerada exploración desde 1955. Luego de dicho hallazgo se perforaron cuatro pozos más comenzando así la explotación de la zona. En materia de gas se desarrollaron ampliaciones y nuevos gasoductos, como la ampliación del tramo San Sebastián-El Cóndor del gasoducto transmagallánico “Libertador General San Martín”, y la construcción del Gasoducto NEUBA I uniendo Bahía Blanca con la cuenca Neuquina. En 1970 el gasoducto Plaza Huincul-Zapala en Neuquén y el tramo paralelo al gasoducto del norte “Campo Durán-Tucumán”, en 1973 el gasoducto Pico Truncado-Cerro Redondo en Santa Cruz.

La oferta interna de energía secundaria al año 1980 se componía como se ve en la Figura 18.

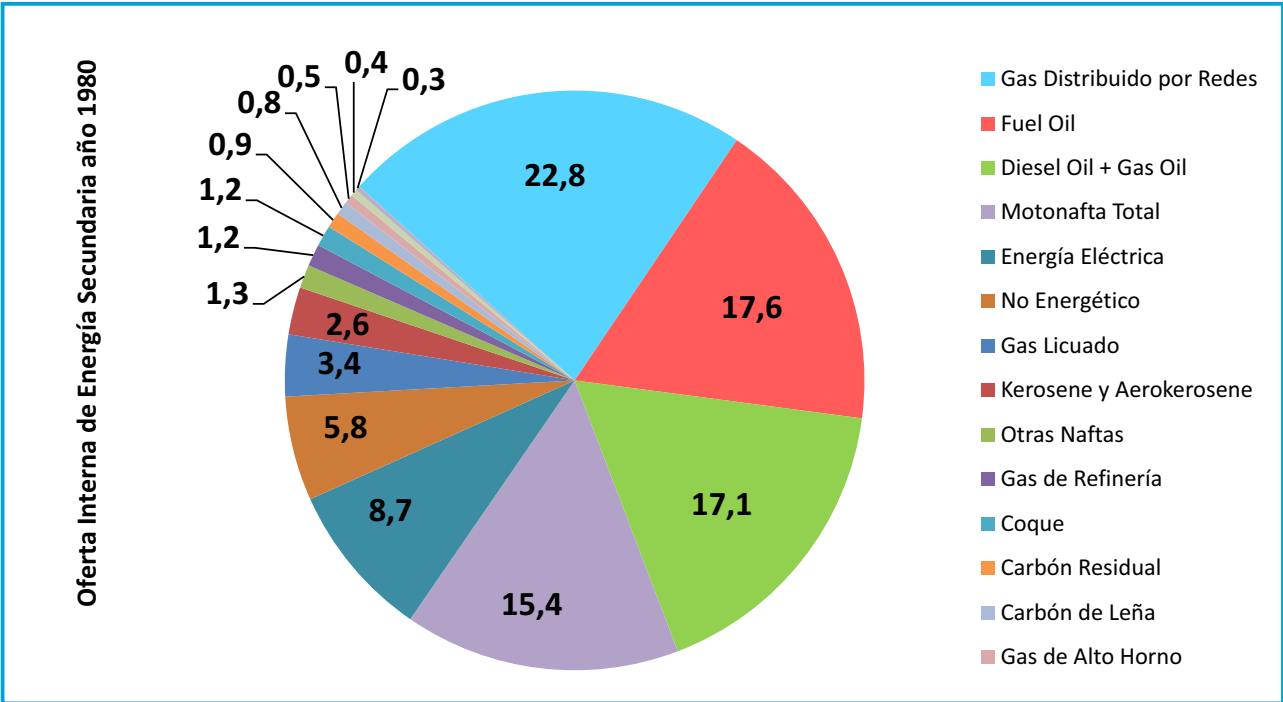


Figura 18: Participación de la electricidad y los combustibles en la oferta energética – 1980.

El 8,7% de la oferta de la energía secundaria era electricidad, el 84,6% eran combustibles fósiles, el 0,9% eran subproductos de la industria metalúrgica (Gas de coquería y Gas de alto horno) y el resto no energéticos.

La oferta de energía eléctrica se componía de la siguiente forma que se ve en la Figura 19.

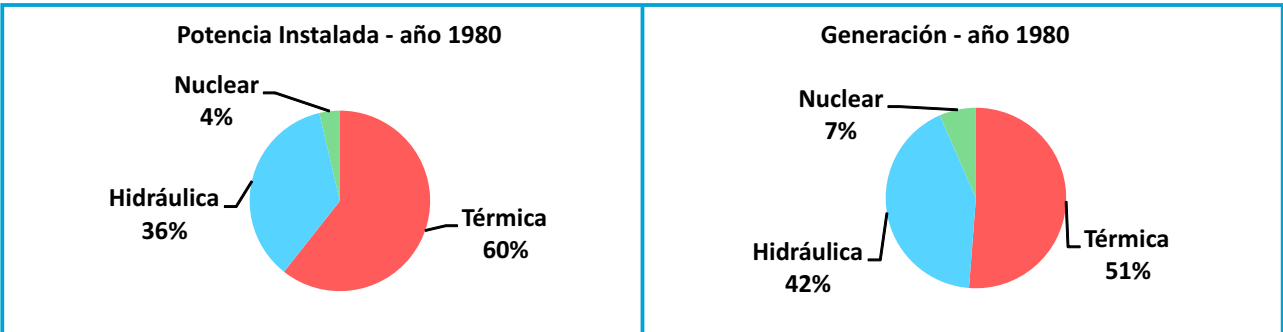


Figura 19: Participación de la potencia instalada y la generación por tipo de tecnología - 1980.

Período 1981-1990

Durante la década del 80 se continuó con la consolidación de la energía nuclear en la oferta eléctrica, con el ingreso de la Central Nuclear Embalse de 648 MW en 1984.

En 1988 entró en operación la planta piloto geotérmica en Copahue de 0,67 MW. La central operó hasta quedar fuera de servicio en 1998.

Desde el punto de vista de la demanda de energía, comenzó una transformación de la misma en el sector transporte al introducirse la tecnología de GNC en el parque vehicular. La primera prueba la realizó un equipo de técnicos de Gas del Estado, adaptando una camioneta para funcionar a gas en 1983. Desde entonces se utiliza como combustible alternativo en los vehículos con motores nafteros.



Figura 20: Primer vehículo adaptado para funcionar a GNC del país.

Esto se encontraba en línea con la transformación de toda la matriz energética argentina iniciada con el descubrimiento del yacimiento de gas Loma La Lata en la década anterior. La Figura 21 describe la evolución del consumo de GNC.

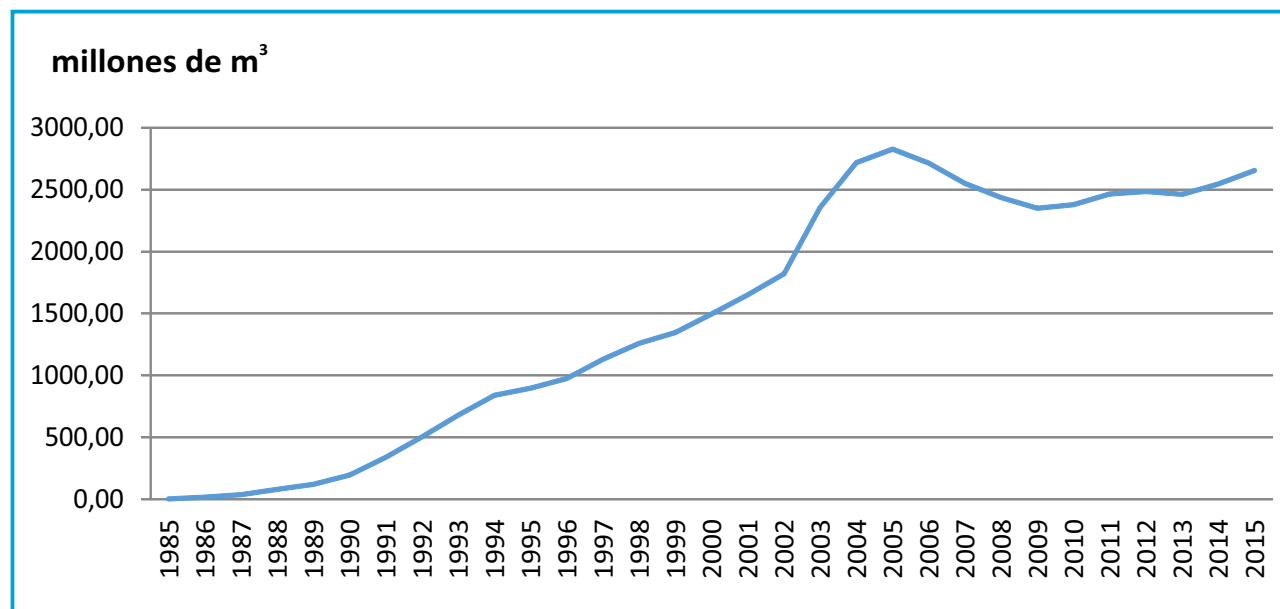


Figura 21: Evolución del consumo de GNC en el sector transporte argentino.

El crecimiento fue constante hasta el año 2005, y a partir de ahí se estancó la demanda debido a la menor competencia en precio del GNC frente a los combustibles líquidos. A diciembre de 2016 se estima que circulaban en el país 12,5 millones de vehículos, de los cuales 2 millones han sido convertidos a GNC.

La oferta interna de energía secundaria al año 1990 se componía como se ve en la Figura 22.

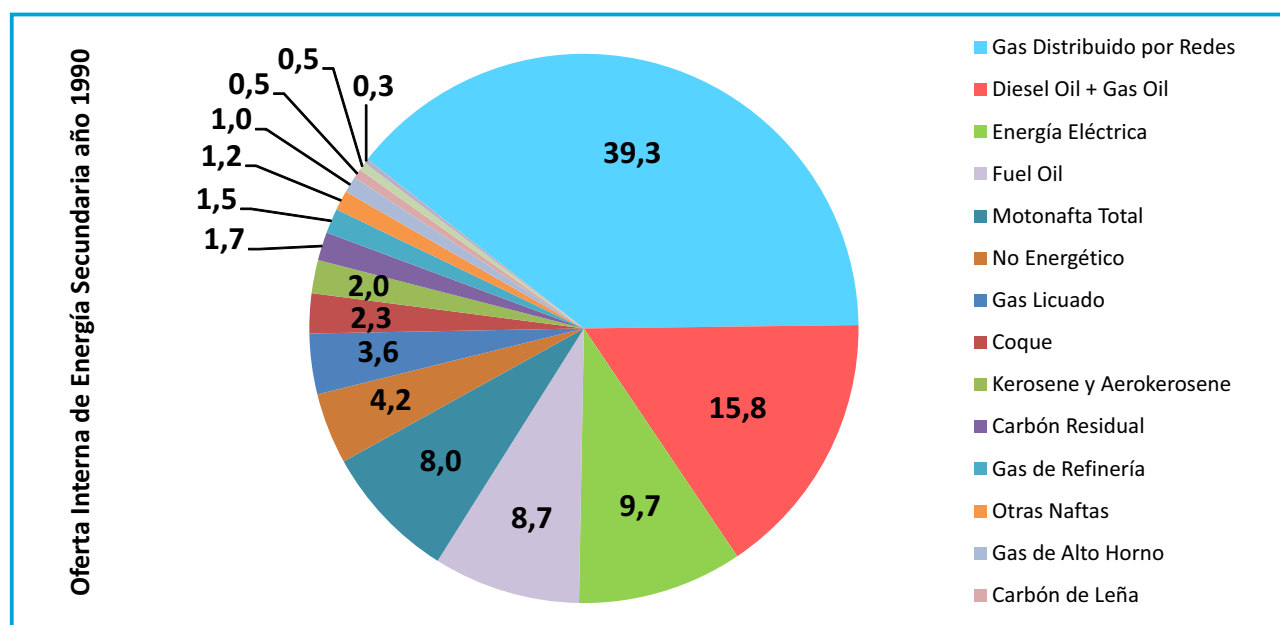


Figura 22: Participación de la electricidad y los combustibles en la oferta energética – 1990.

El 9,7% de la oferta de energía secundaria era electricidad, el 84,6% eran combustibles fósiles, el 1,5% eran subproductos de la industria metalúrgica (Gas de coquería y Gas de alto horno) y el resto no energéticos.

La oferta de energía eléctrica se componía de la forma que se ve en la Figura 23.

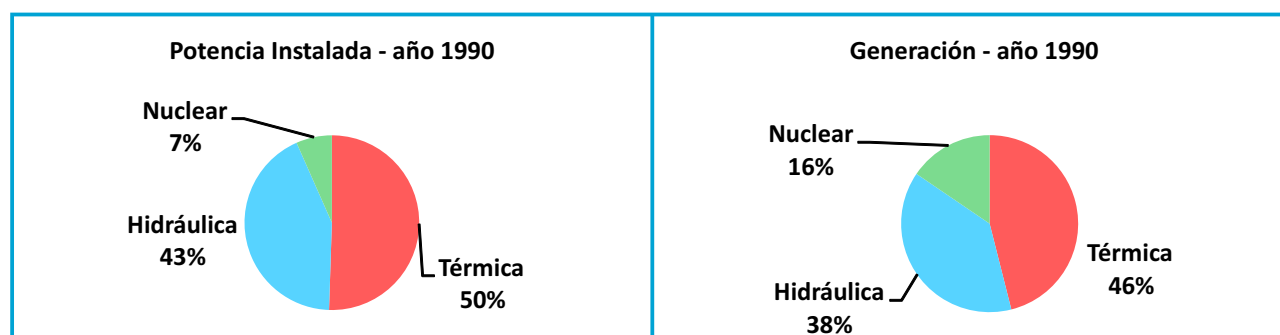


Figura 23: Participación de la potencia instalada y la generación por tipo de tecnología – 1990.

Período 1991-2000

Si bien durante esta década no se introdujo nueva potencia nuclear, en el año 1991 esta participación alcanzó su máximo histórico del 17% de la generación total nacional.

En 1994 se incorporó a la matriz energética una nueva tecnología, las turbinas eólicas, el primer parque eólico comercial del país “Antonio Morán”, en Comodoro Rivadavia.

La década del 90 estuvo marcada por una política de privatización y desregulación de los mercados energéticos. El 26 de marzo de 1992 se aprobó la privatización de Gas del Estado en la Cámara de Diputados de la Nación y el 24 de septiembre del mismo año una ley declaró a YPF sujeta a privatización (Ley 24.145), efectivizándose entre 1993 y 1999.

En julio de 1992 se constituyó la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) con el fin de:

- Ejecutar el despacho económico para aportar economía y racionalidad en la administración del recurso energético.

- Coordinar la operación centralizada del Sistema Interconectado Nacional (SIN) para garantizar seguridad y calidad.
- Administrar el MEM asegurando transparencia por medio de la participación de todos los agentes involucrados y el respeto a las reglamentaciones respectivas.

Las empresas privadas incrementaron la producción y el excedente fue volcado hacia el mercado internacional, y las obras de transporte de energía fueron planteadas bajo esa lógica, construyendo un oleoducto que unía la cuenca neuquina con el puerto chileno de Concepción, y cinco gasoductos para exportar a Chile, uno a Brasil y otro a Uruguay.

En cuanto al mercado interno, la oferta eléctrica, la desregulación y los bajos precios del gas natural, llevaron a una fuerte incorporación de centrales de tipo Ciclo Combinado entre los años 1997 y 2001 como se observa en la Figura 24. Este tipo de tecnologías, de rápida construcción y alta eficiencia, las hace atractivas al sector privado que busca la mayor ganancia en el menor tiempo posible.

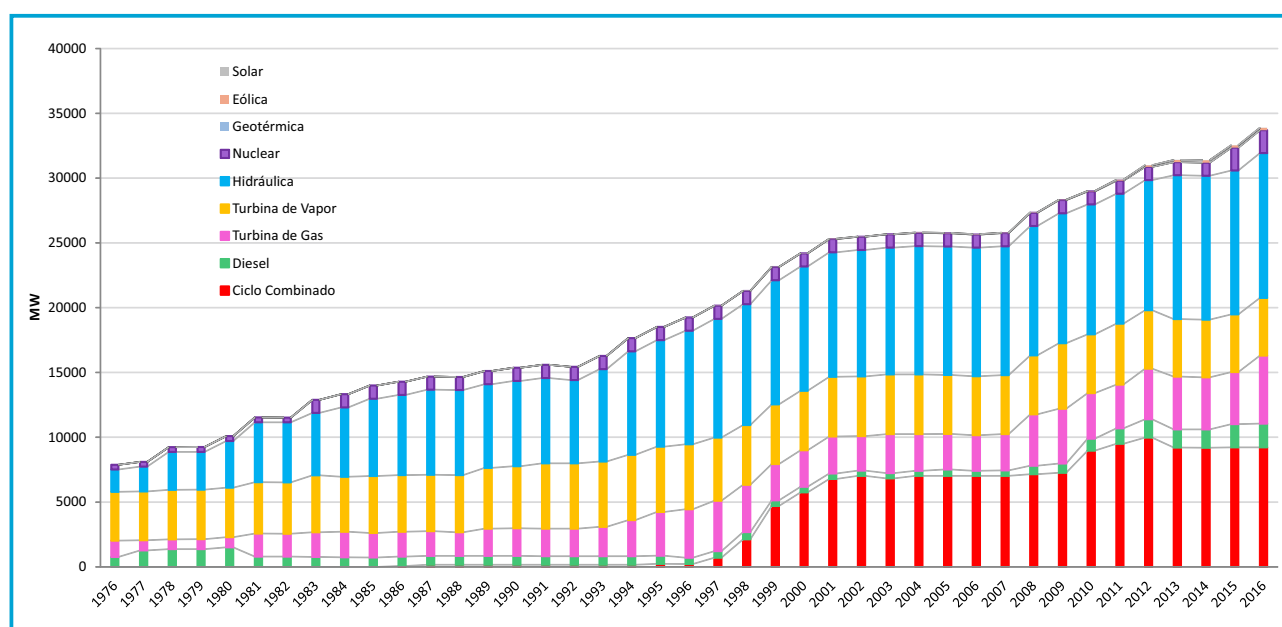


Figura 24: Evolución de la potencia instalada en el sector eléctrico. 1976 - 2016.

La oferta interna de energía secundaria al año 2000 se componía como se ve en la figura 25.

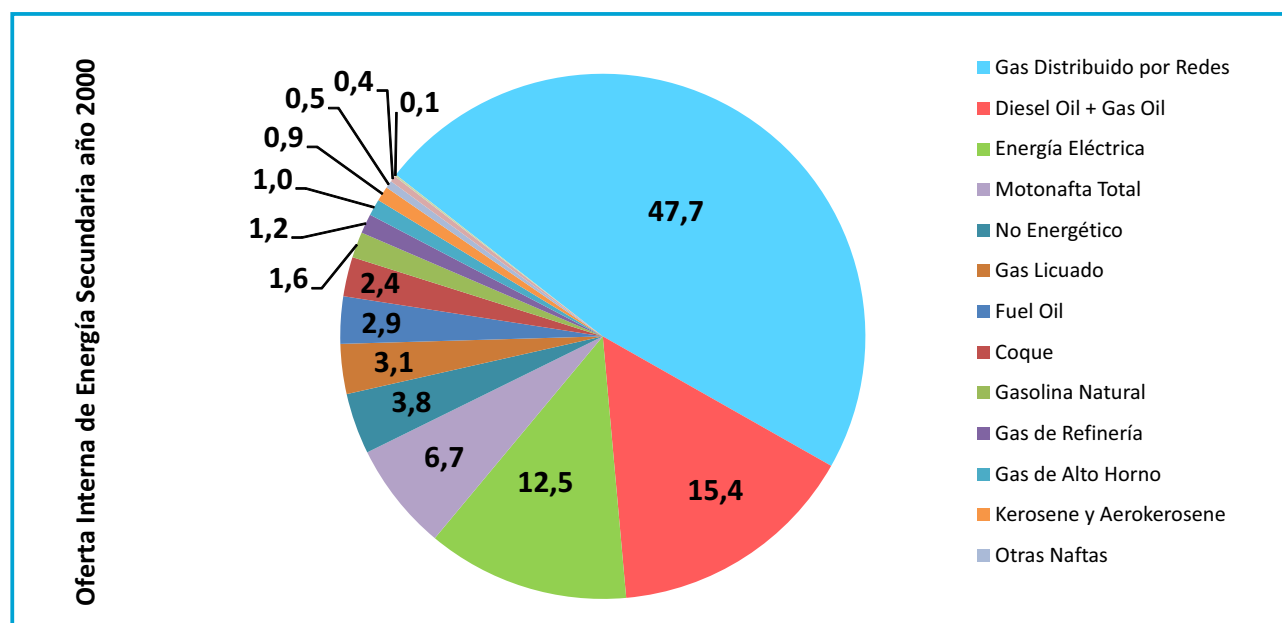


Figura 25: Participación de la electricidad y los combustibles en la oferta energética – 2000.

El 12,5% de la oferta de energía secundaria era electricidad, el 82,6% eran combustibles fósiles, el 1,1% eran subproductos de la industria metalúrgica (Gas de coquería y Gas de alto horno), y el resto no energéticos.

La oferta de energía eléctrica se componía de la forma que se ve en la Figura 26.

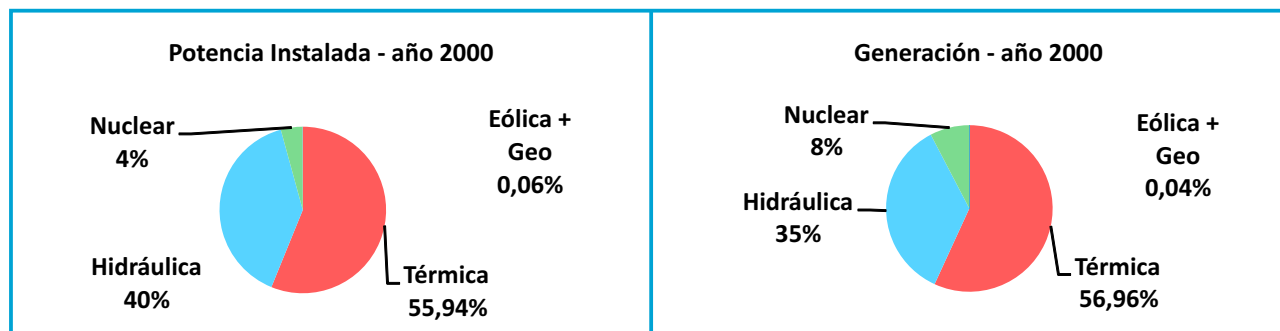


Figura 26: Participación de la potencia instalada y la generación por tipo de tecnología - 2000.

Período 2001-2010

El sistema eléctrico nacional debió afrontar hacia principios del nuevo siglo graves inconvenientes debido a la caída de la demanda que acompañó a los últimos años del régimen de convertibilidad. A pesar de esto, el rápido cambio en la tendencia de la actividad económica e industrial del nuevo esquema económico revirtió esta situación.

En agosto de 2006, el gobierno argentino anunció oficialmente la decisión de reactivar la actividad nuclear en el país, la cual incluyó el establecimiento de un programa nuclear para el corto y mediano plazo basado en dos ejes principales: las aplicaciones de la tecnología nuclear a la salud pública y la industria, y la consolidación de la opción nuclear como fuente de generación eléctrica, buscando incrementar su participación en la matriz eléctrica nacional, mediante:

- La finalización de la obra de construcción de la Central Nuclear Atucha II.
- La extensión de vida de la Central Nuclear Embalse.
- La iniciación de estudios preliminares de factibilidad para la construcción de una cuarta central nuclear.
- La producción de agua pesada para ser utilizada en la Central Nuclear Atucha II.
- La finalización de estudios de factibilidad para la construcción del prototipo de central modular, de baja potencia (25 MW) y diseño nacional, bajo la denominación de Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM).
- La reactivación tanto de la exploración de uranio en todo el país, como de la construcción de la planta piloto de enriquecimiento de uranio.

El acelerado crecimiento económico impuso la necesidad de volver a expandir rápidamente la oferta. A partir de 2007 el mercado eléctrico argentino recuperó el sendero de crecimiento interrumpido por la crisis de 2001, abasteciendo las necesidades de una economía creciente.

Se implementó un fuerte programa de inversión pública articulado con el sector privado, lo que sustentó la respuesta del sector a la demanda generada por el nuevo modelo económico.

Asimismo es de destacar la importante expansión del sistema de transmisión eléctrica, en estos años, a lo largo y ancho del país. Entre los años 2007 y 2014 se construyeron más de 7.000 km de nuevas líneas, ampliando el abastecimiento en grandes áreas, siendo las obras más importantes:

- Interconexión NOA-NEA, que permitió la integración eléctrica del noroeste con el noreste y la vinculación física con la totalidad del SADI. Es, además, considerada la mayor obra de interconexión eléctrica de la historia de la Argentina.

- Tercera línea de Yacyretá, evacuando hacia el área metropolitana de Buenos Aires la mayor energía que produce la elevación de la cota de Yacyretá.
- Interconexión de la Patagonia, que vinculó desde el 2016 a la Patagonia Austral (Chubut, Santa Cruz) con el SADI. También se hicieron efectivas en el periodo otras conexiones intrarregionales.
- Además de las anteriores obras, se realizaron las siguientes interconexiones, en orden decreciente de extensión: Comahue-Cuyo; La Rioja-Catamarca; San Juan-Mendoza, y Rosario Oeste - Río Coronda.

El refuerzo en el transporte de energía eléctrica no tiene un impacto directo en la matriz eléctrica, pero es indispensable para asegurar el abastecimiento.

Si bien se reforzó el transporte de energía eléctrica, el sector energético empezó a ver con preocupación la caída de las reservas de gas natural. Con una producción en continuo crecimiento y la ausencia de inversiones en exploración, lo que en su momento supo ser un país con un horizonte de gas de 47 años con el descubrimiento de Loma La Lata en los 70, se convirtió en un país importador en menos de 30 años.

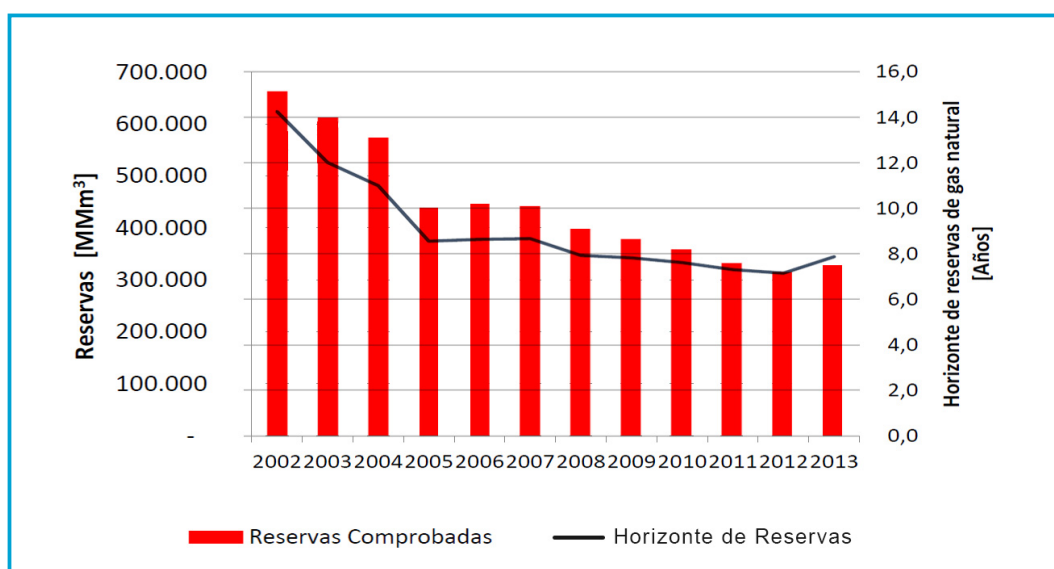


Figura 27: Evolución del horizonte de reservas de gas natural en Argentina.

Y lo mismo se empezó a evidenciar en cuanto a los hidrocarburos como se puede observar en la Figura 28.

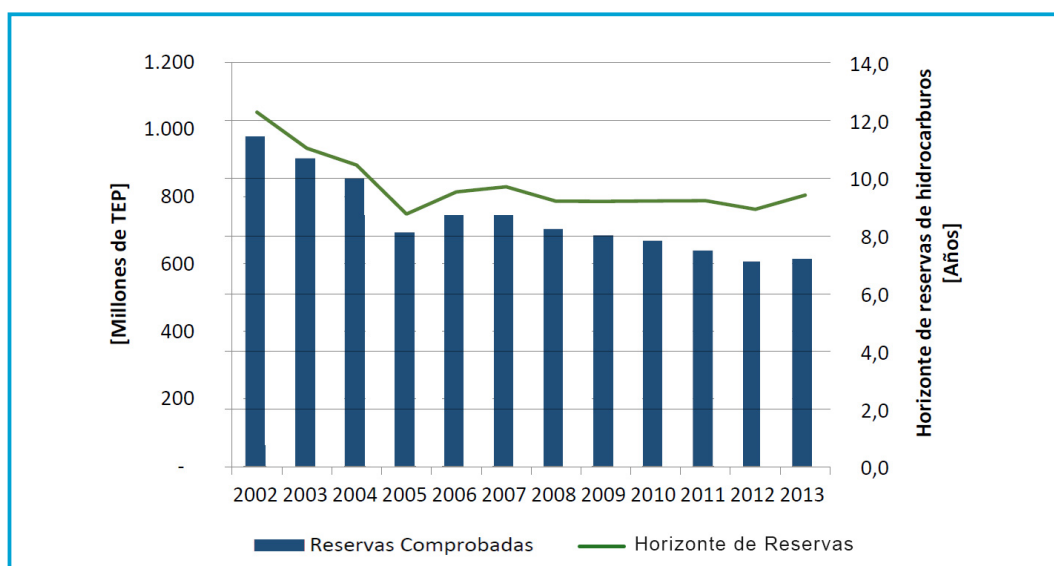


Figura 28: Evolución del horizonte de reservas de hidrocarburos en Argentina.

La oferta interna de energía secundaria al año 2010 se componía como se ve en la figura 29.

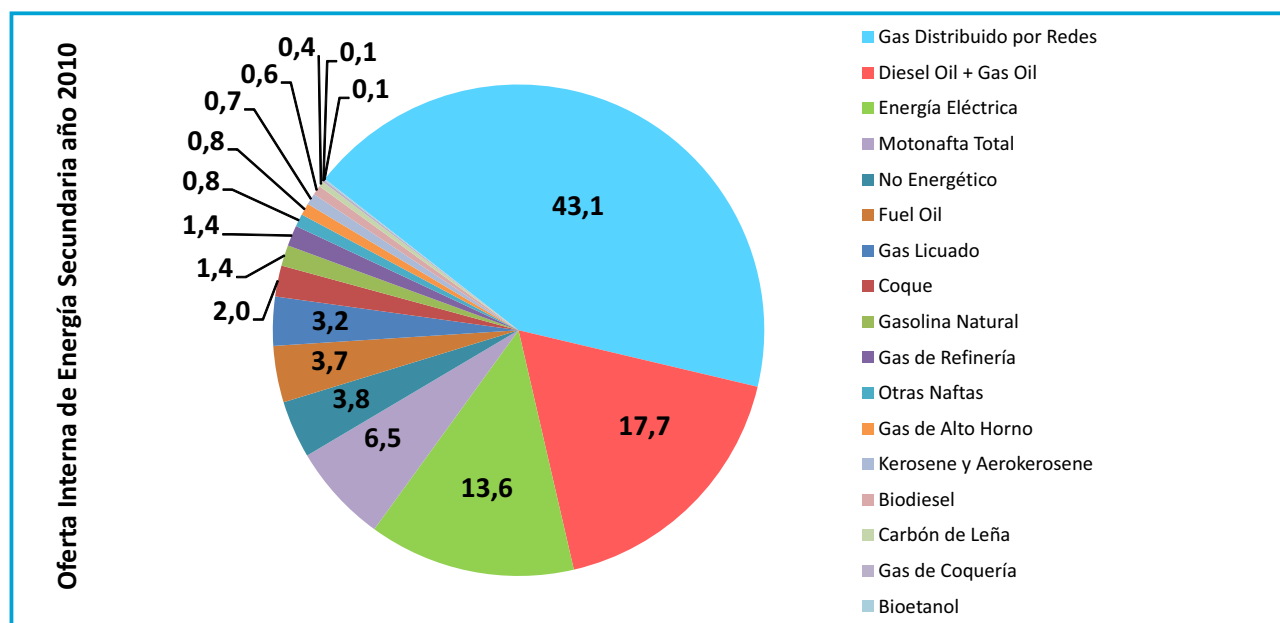


Figura 29: Participación de la electricidad y los combustibles en la oferta energética – 2010.

El 13,6% de la oferta de energía secundaria era electricidad, el 81% eran combustibles fósiles, el 0,9% eran subproductos de la industria metalúrgica (Gas de coquería y Gas de alto horno), el 0,7% eran biocombustibles y el resto no energéticos. Se puede observar que es la primera vez desde el año 1960 que la participación del gas natural (Gas Distribuido por Redes) disminuye su participación en la oferta energética.

La oferta de energía eléctrica se componía de la forma en que se ve en la Figura 30.

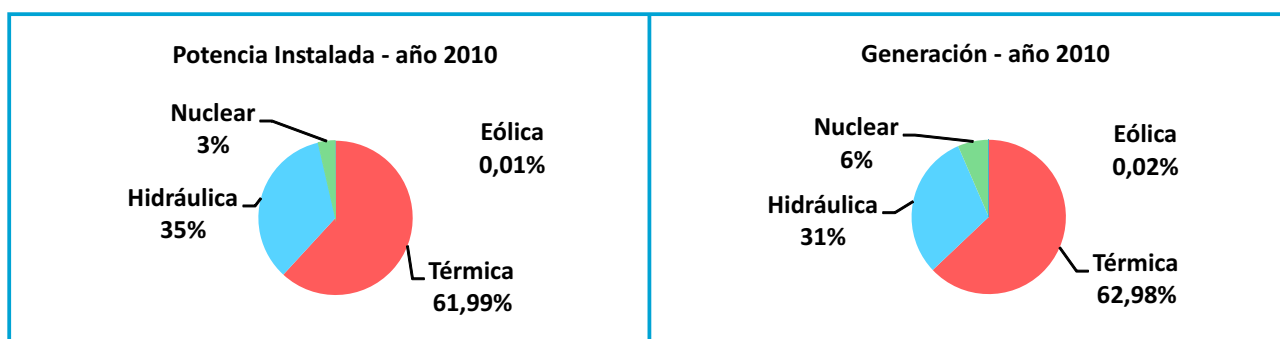


Figura 30: Participación de la potencia instalada y la generación por tipo de tecnología – 2010.

A partir de la década del 2010 comenzaron a aparecer los biocombustibles en la oferta interna. Esto fue debido a la decisión de incorporar un porcentaje de biocombustibles en los combustibles utilizados por los medios de transporte.

La Ley 26.093 “Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles” del año 2006, asignó el grado de mezcla entre combustibles fósiles y biocombustibles para uso automotor.

Originalmente el porcentaje de biocombustibles en la mezcla era del 5%, pero a partir de 2013 a través de la Resolución 1125/2013 de la ex Secretaría de Energía la mezcla de biodiesel se elevó a un mínimo del 10%, y posteriormente a través del Decreto 543/2016 del Poder Ejecutivo Nacional el porcentaje de bioetanol en su mezcla con las naftas de uso automotor se elevó al 12%.

Período 2011 al 2016

En el año 2011 YPF confirmó el hallazgo de Vaca Muerta, formación de petróleo y gas no convencional (Shale Oil y Shale Gas respectivamente), que representaría para nuestro país el equivalente a 410 años de consumo de gas y 123 años de consumo de petróleo.

Durante el año 2011 se alcanzó la cota máxima de 83 m.s.n.m de Yacretá con una potencia de 3.200 MW, aportando cerca del 22% de la electricidad del país.

Otro acontecimiento energético relevante ocurrió el 3 de junio de 2014, cuando alcanzó su primera criticidad la Central Nuclear Atucha II de 745 MW, para luego generar a plena potencia de despacho el 18 febrero de 2015. La central comenzó su construcción en 1981, para luego ser postergada hasta la reactivación del plan nuclear en 2006.

Mediante la Ley Nro 26.741 promulgada en mayo de 2012 se estatizó el 51% de las acciones de YPF, hasta ese entonces en manos de Repsol. Argentina recuperó así su principal empresa energética, privatizada en la década del 90.

En materia de energías renovables, se inauguró, en el año 2012, en la provincia de San Juan, el primer parque solar fotovoltaico del país, Cañada Honda, cuya potencia alcanza a 7 MW. Esto se encuentra alineado a las políticas de fomento de las energías renovables, las cuales están impulsadas mediante leyes nacionales, siendo la última ley vigente la Ley Nro 27.191 de “Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica”, que prevé una incorporación de energías renovables (principalmente eólica y solar) al año 2025 que represente el 20% de la demanda de energía total del país.

Con respecto a los cambios evidenciados en el uso de la energía, particularmente en el sector residencial y de servicios, aparecieron los equipos de aire acondicionado como una variable importante en la demanda diaria de energía eléctrica durante la temporada de verano. La Figura 31 describe el consumo promedio de demanda durante un día típico (otoño y primavera) frente a la demanda promedio durante los días cálidos de verano en donde el consumo de estos equipos requirieron durante el año 2016, el despacho de aproximadamente 8.000 MW solamente para su demanda eléctrica.

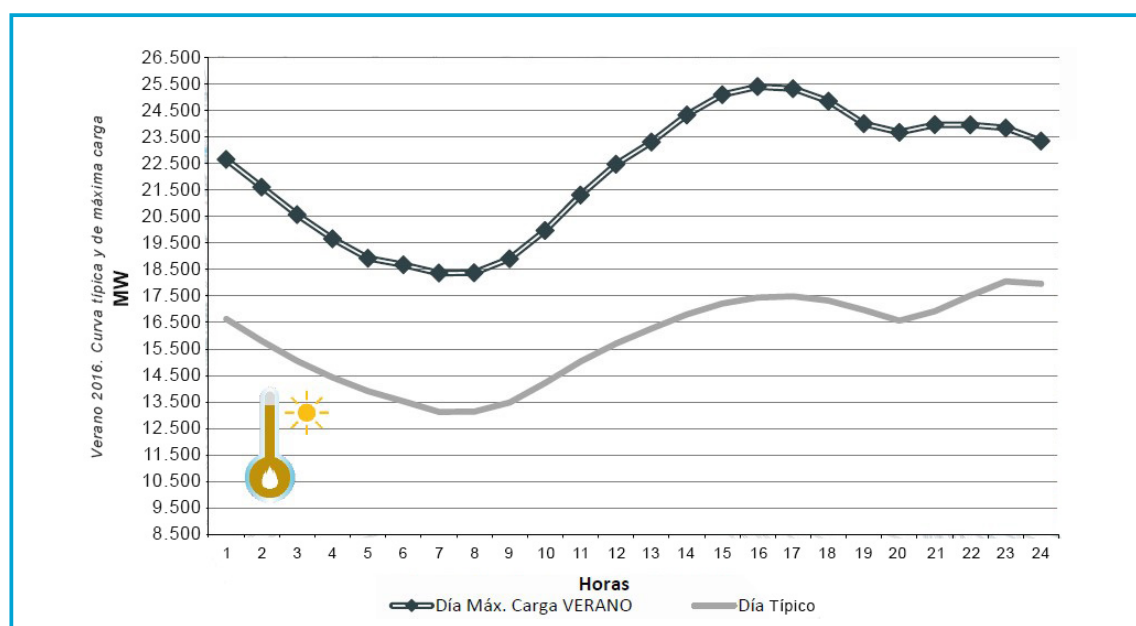


Figura 31: Demanda diaria de energía eléctrica durante la temporada de verano año 2016.

Perspectivas a futuro

Al observar la evolución del consumo de la energía primaria y secundaria entre los años 1960 y 2015, se puede observar que la sociedad y los procesos productivos requieren cada vez menos energía primaria y cada vez más energía secundaria. La reducción en términos de energía primaria no solo es porcentual sino que en valor absoluto pasó de consumirse 1.847 ktep en 1960 a 1.002 ktep en 2015, lo que significó una reducción del 46%.

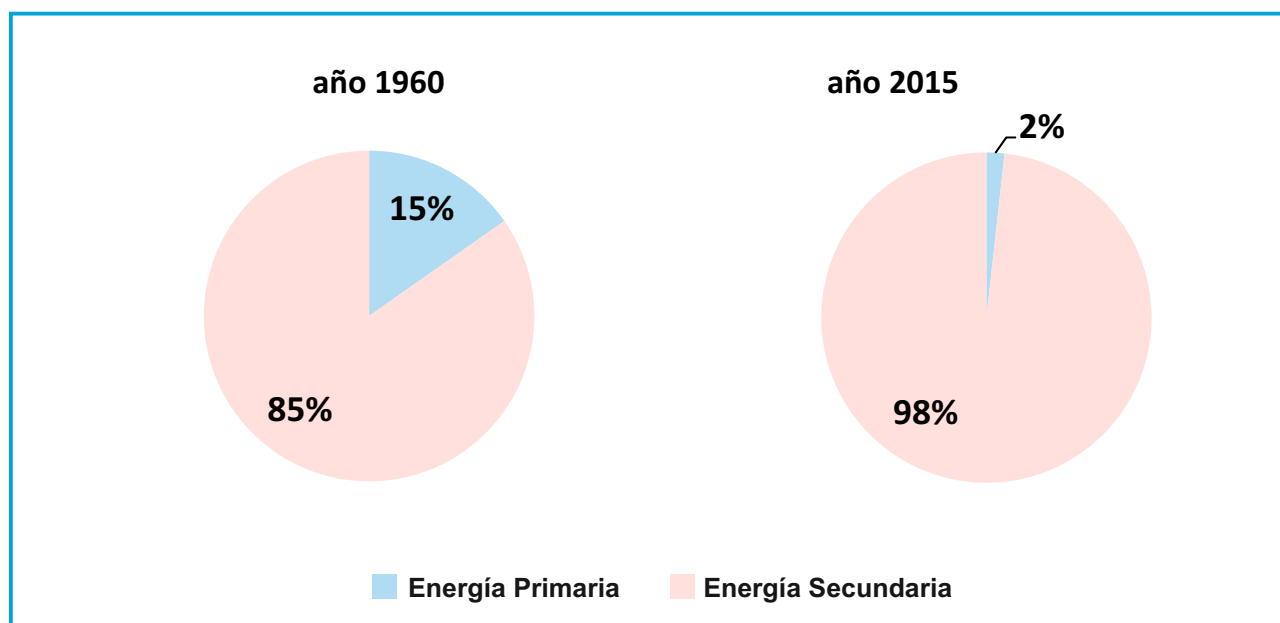


Figura 32: Evolución del consumo de energía primaria y secundaria.

Al mismo tiempo y como se pudo visualizar a lo largo de la historia, el requerimiento de energía por tipo ha estado ligado al desarrollo de la tecnología a la que tienen acceso los usuarios finales. Por tal razón el continuo avance de la electrónica y artefactos eléctricos disponibles al público en general, sumado al creciente automatismo de los procesos electromecánicos entre otros en las industrias, ha impulsado el crecimiento de la demanda de energía eléctrica en el consumo final, como puede verse en la Figura 33.

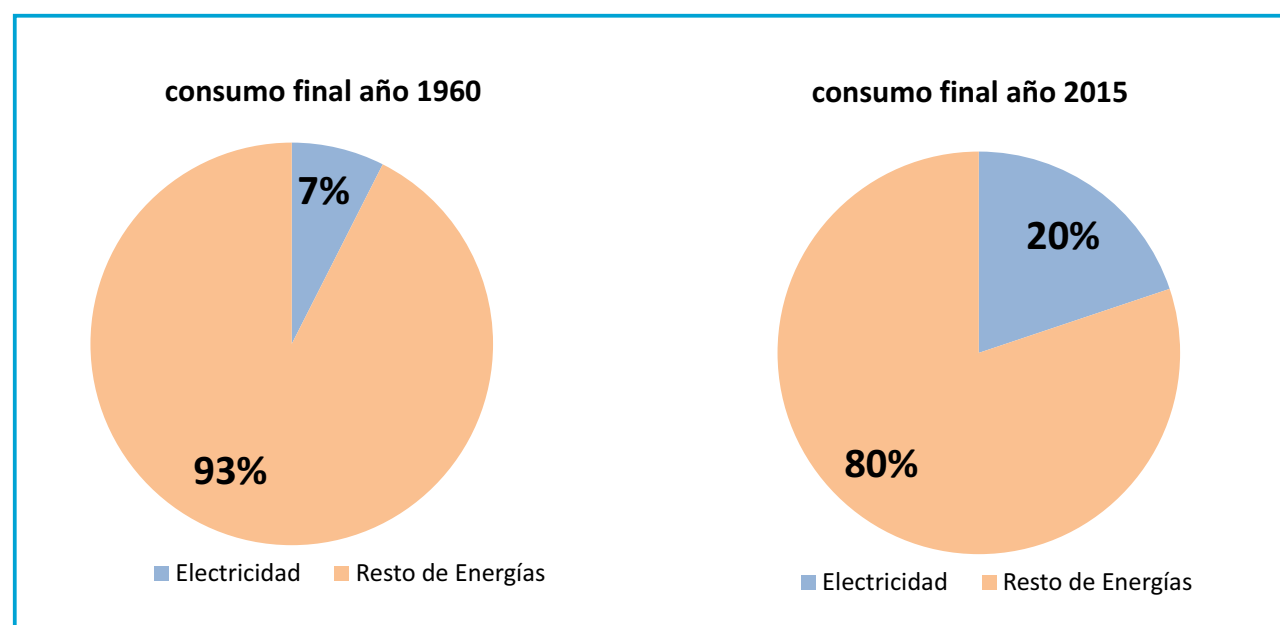


Figura 33: Evolución de la participación de la energía eléctrica en la demanda de energía final.

Por lo tanto al pensar en escenarios futuros es sumamente previsible que las tendencias históricas observadas continúen en el largo plazo.

La matriz energética nacional es y será fuertemente dependiente de los combustibles fósiles y sobre todo del gas natural como puede observarse en la Figura 34.

Al no haberse descubierto nuevos yacimientos de gas convencional de volumen relevante en los últimos años, la estrategia planteada en los escenarios de corto y mediano plazo, incluyen importaciones de GNL para cubrir el faltante hasta desarrollar los recursos no convencionales de Shale Gas.

Por lo planteado, el desafío a largo plazo tanto a nivel nacional como internacional estará centrado en disminuir la dependencia de los combustibles fósiles. Al año 2015 de los cinco sectores de consumo, el sector transporte de carga y pasajeros, es el mayor demandante de combustibles fósiles con el 40% del total país. A nivel mundial esa situación es similar, y por esa razón constantemente se buscan soluciones al respecto.

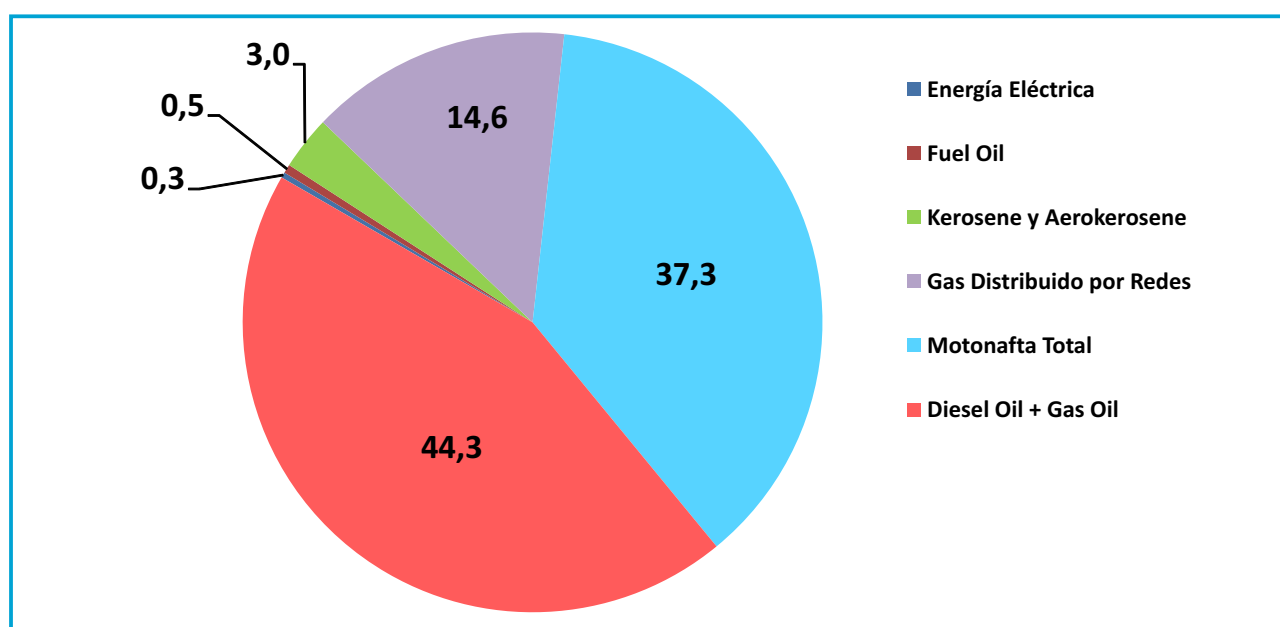


Figura 34: Composición de la demanda de energía en el sector transporte año 2015.

En los últimos años ha avanzado a pasos gigantes el desarrollo de autos híbridos y eléctricos. Los primeros utilizan un motor de combustión interna y uno o varios motores eléctricos, cuyas baterías son cargadas aprovechando, por ejemplo, la energía desperdiciada durante el frenado o detención. Esta es una buena tecnología para reducir el consumo de combustible, sin necesidad de adaptar la infraestructura de transporte del país. En cuanto a los autos eléctricos, estos deben conectarse a la red de energía eléctrica para cargar sus baterías, por lo que se debe adaptar la infraestructura para poder brindar el suministro correcto. Durante 2017 se instalaron los primeros cargadores en algunas estaciones de servicio de la petrolera YPF, con miras a la introducción de este tipo de vehículos en el corto plazo.

Con respecto a la materia prima de las baterías de los autos eléctricos, el país cuenta con una ventaja estratégica al encontrarse en cuarto lugar en cantidad de reservas probadas de litio a nivel mundial, incrementando su producción durante el año 2016 que fue de 37.800 t pasando del 11% al 16% de participación en el mercado de derivados de litio. Si se materializan los cuatro proyectos que están en estado avanzado, se incorporarían 110.000 t a la actual producción.

Por lo tanto el auto eléctrico aparece como una clara respuesta a esta problemática, pero para que la reducción realmente sea sostenible y real, se debe proyectar una oferta eléctrica futura con una alta participación de energía nuclear y renovable, caso contrario se estaría consumiendo combustibles fósiles para generar energía eléctrica y el impacto real no sería relevante.

Esto último se encuentra en línea con la política energética nacional de diversificación de la matriz energética, con las incorporaciones a mediano plazo de la cuarta y quinta central nuclear y la incorporación gradual de 10 GW acumulados al año 2025 de acuerdo a la Ley No 27.191. Esto estará acompañado de políticas de uso racional y eficiente de la energía, para optimizar los recursos disponibles. Los escenarios al año 2025 del Ministerio de Energía y Minería respecto a la oferta eléctrica nacional se observan en la Figura 35.

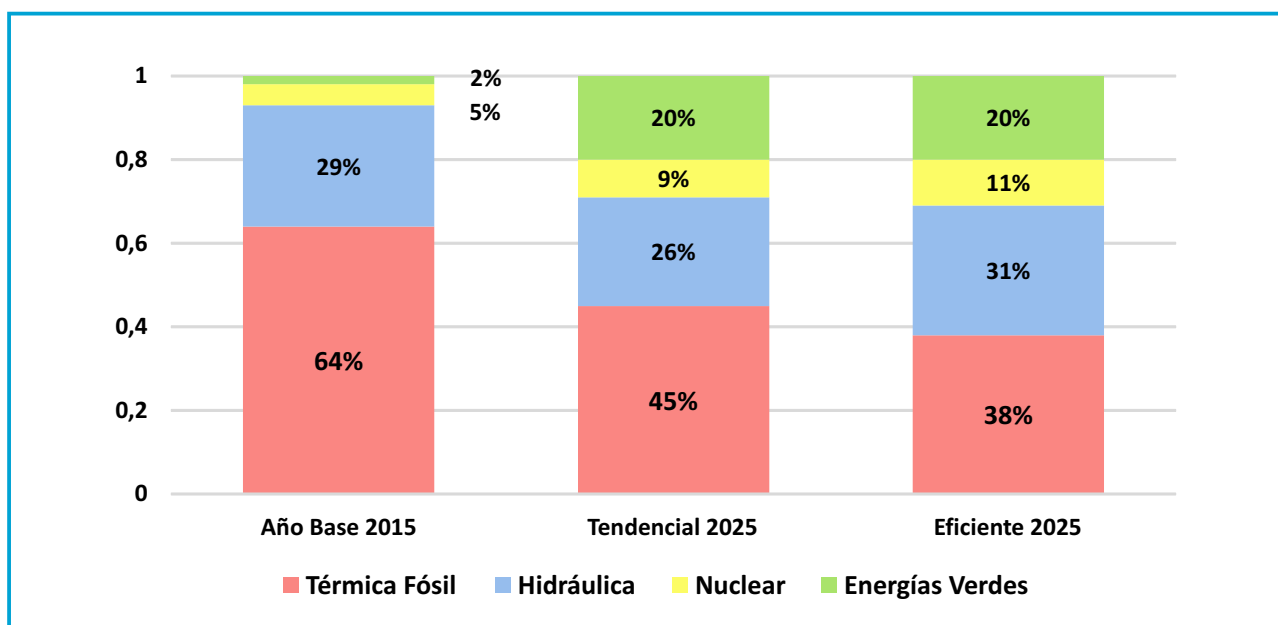


Figura 35: Escenarios de generación de energía eléctrica al 2025.

Los esfuerzos son importantes, pero se deben intensificar en el largo plazo si se quiere tener una matriz energética sostenible desde el punto de vista técnico, económico, social y ambiental. Quizás la fusión nuclear, que es el proyecto energético más ambicioso y revolucionario a la fecha a nivel mundial sea la solución a futuro, o quizás otra tecnología o forma de energía sea la respuesta, pero la solución será resultado del continuo progreso tecnológico acompañado de la planificación energética como herramienta de definición de la política energética.

Fuentes consultadas

Adriano Furlán - *La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial*; Año 2017

Adolfo Dorfman - *Historia de la industria argentina* Ed. Hispamerica ; Año 1986

Ariela Ruiz Caro - *El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional* Cepal ; Año 2011

Asociación de Fábricas Argentinas de Componentes (AFAC)

Auditoría General de la Nación - *Energía - Informe sectorial del Presidente de la AGN*; Año 2013

CAMMESA - *Informe Anual Estadístico* ; Año 2016

Consejo Federal de la Energía Eléctrica - *Los 50 años del Consejo Federal de la Energía Eléctrica* - julio de 2010

Dirección Nacional de Energía y Combustibles – Departamento de Estadísticas; Año 1960

Empresa de Electricidad de La Plata (EDELAP) – *Sección Histórica* URL:<http://www.edelap.com.ar/historia>

Empresa Provincial de Energía de Córdoba - *Dossier N°67*; Año 2007

Enrique Rolando - *El gas que llegó del frío: La construcción del gasoducto Comodoro Rivadavia* Buenos Aires Petrotecnia; Año 2010

Entidad Binacional Yacyreta - URL:<http://www.eby.org.ar/index.php/institucional>

Eugenia Stratta - *100 años refinando petróleo argentino* - *Revista Petrotecnia* ; Año 2010

Eugenia Stratta - *El precio del crudo y su historia* *Revista Petrotecnia*; Año 2010

Félix Luna - *Luces Argentinas. Una historia de la Electricidad en Nuestro País* - Empresa Distribuidora Sur S.A. ; Año 2002

Fernando Germán Dachevsky - *Estado y propiedad del petróleo en Argentina. Antecedentes al surgimiento de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (1907-1922)* - Instituto de Investigaciones Gino Germani, Facultad de Ciencias Sociales UBA

Fernando Risuelo - *Análisis de la infraestructura del gas natural en la república argentina*- Cámara Argentina de la construcción FODECO ; Año 2012

Fernando Risuelo - *Historia del petróleo en la Argentina* - Cámara Argentina de la construcción FODECO; Año 2012

Fundación MetroGas - *Doña Petrona, la cocina y el gas*

Ing. Andrés Ghia - *Bicentenario de la Argentina: Historia de la energía eléctrica* FODECO; Año 2012

Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG). Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (INDEC).

Jorge J. Hechem - *Breve historia sobre el descubrimiento de Loma La Lata* - YPF Petrotecnia José Caffaso y Enrique Recchi - *Economía energética argentina (Los esclavos mecánicos)* - Editorial Don Bosco; Año 1976

Lic. Leonel Contreras y Arq. Nora Tkach - *Buenos Aires y el transporte* - GCBA

Marcelo R. Yrigoyen - *Reseña sobre los conocimientos y la explotación de los hidrocarburos en Argentina antes de 1907* - Revista Petrotecnia Año 1983

Ministerio de Economía - Secretaría de Política Económica - *Producción Regional por complejos productivos*; Año 2011

Ministerio de Economía - *El Mercado Eléctrico Argentino – Nota correspondiente al Informe Económico N° 70*; año 2009

Ministerio de Energía y Minería -Dirección de Economía Minera - *Situación Actual y Perspectivas. Informe Especial, Mercado de Litio* ; Año 2017

Ministerio de Energía y Minería- *Energía Geotérmica*

Ministerio de Energía y Minería-*Balance Energético Nacional*

Ministerio de Energía y Minería-Documento Metodológico – *Balance Energético Nacional*; Año 2015

Ministerio de Energía y Minería-*Escenarios Energéticos 2025, abril de 2017. Dirección Nacional de Escenarios y Evaluación de Proyectos*

Ministerio de Energía y Minería-*Series Históricas de Energía Eléctrica 1930*

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios - *Plan Energético Nacional 2004 – 2019*

Naciones Unidas - *Estudios sobre la electricidad Volumen I* ; Año 1962

Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA)

Organización de Países Exportadores de Petróleo -

<http://www.opec.org/library/Annual%20Statistical%20Bulletin/interactive/current/fileZ/XL/T32.HTM>

Revista Corsa Nro. 886 - *Los inicios del G.N.C. (Gas Natural Comprimido) en Automóviles “Una garrafa en su baúl”*; Año 1983

Techint - *El petróleo en la Argentina*

U.S. Energy Information Administration (EIA) *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*; Año 2013

Yacimientos Petrolíferos Fiscales - *YPF, una empresa al servicio del país (1922-1972)*; Año 1973

Recursos para la gestión de vida en centrales nucleares

Artículo basado en la publicación del Organismo Internacional de Energía Atómica: Resources for Plant Life Management in Nuclear Power Plants

Estado actual de la energía nuclear

A fines del 2017, 448 reactores nucleares de potencia se encontraban en operación a nivel mundial, con una capacidad total instalada de 390,4 GW(e). La industria nuclear está aún concentrada en Europa, América del Norte y Asia (Figura 1). Existe además una unidad operativa en una parada prolongada y 57 reactores en construcción con una capacidad total de 57,6 GW(e), 20 de los cuales serán emplazados en China.

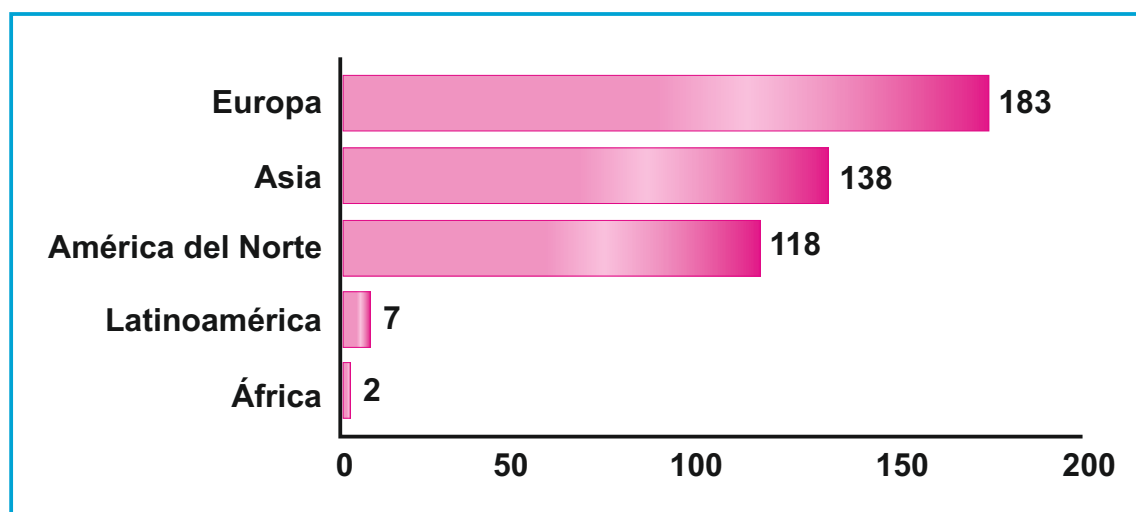


Figura 1. Número de reactores por región (Fuente: IAEA PRIS base de datos).

El factor de disponibilidad de energía se ha incrementado continuamente en un promedio de ~1% anual en la década de 1990; a comienzos de la década de 2000, alcanzando el 84% en el año 2002 (Figura 2). Disminuyó a lo largo de los últimos 14 años, llegando a los niveles de 1991 en el año 2016.

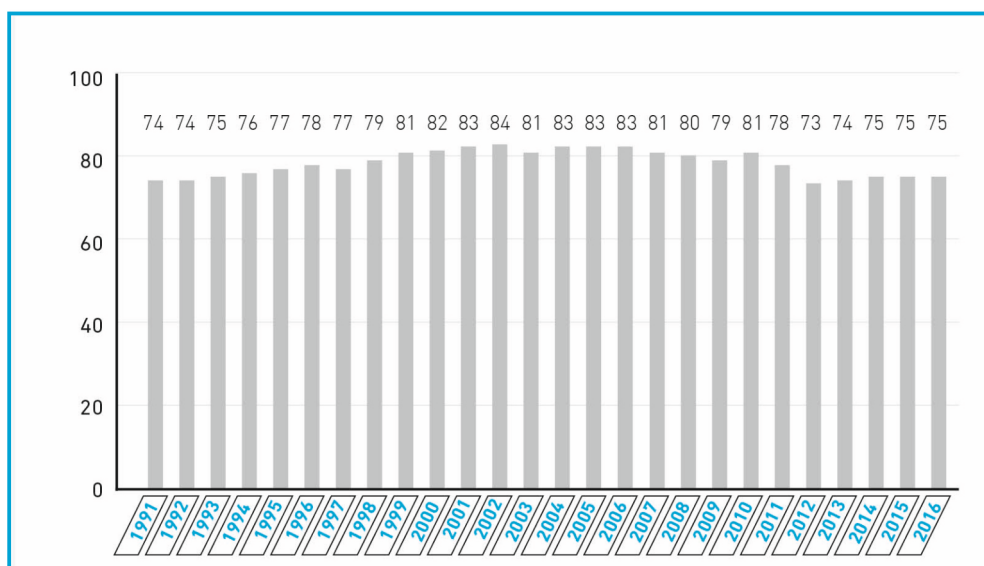


Figura 2. Factor de disponibilidad de energía. Tendencia.

Las Figuras 3(a) y 3(b) comparan los factores de disponibilidad de energía de todos los reactores y los que mejor rendimiento tuvieron entre 2010 y 2015. La mayoría de las centrales nucleares (a saber, el 90%) tienen la posibilidad de aumentar su factor de disponibilidad en el futuro para alcanzar al 10% restante. Estos resultados pueden alcanzarse al mejorar la planificación de la parada, ejecución y política de mantenimiento.

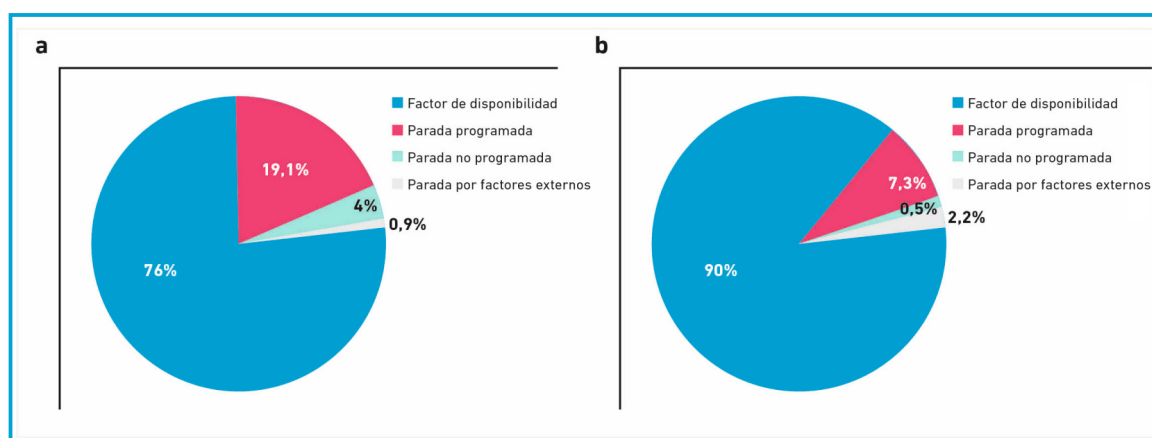


Figura 3. Factor de disponibilidad de energía: Mejores rendimientos periodo 2010-2015.

El OIEA apoya a los Estados miembros en los programas de gestión de vida de las centrales (Plant Life Management, or PLiM) para centrales nucleares a través de las publicaciones técnicas (TECDOC), programas coordinados de investigación, misiones de auditorías técnicas, la base de datos Sistema de Información sobre Reactores de Potencia (PRIS), conferencias y reuniones técnicas. Esta publicación resume las publicaciones del OIEA que abordan distintos aspectos de seguridad y técnicos de los programas de gestión de vida de las centrales.

Sistema de Información sobre Reactores de Potencia (PRIS)

El PRIS, desarrollado y mantenido por el OIEA durante cuatro décadas, es una base de datos integral actualizada⁽¹⁾ de las centrales alrededor del mundo. Contiene información, proporcionada al OIEA a través de personas que se encargan de suministrar datos que fueron nominados por los Estados miembros. Los datos recolectados corresponden a centrales de potencia en operación, en construcción y aquellas que están fuera de servicio de forma permanente.

Modelos de gestión de vida para las centrales nucleares que operan a largo plazo

La gestión de vida de una central integra la gestión del envejecimiento y la planificación económica para optimizar la inversión de las centrales nucleares. El objetivo es mantener un alto nivel de seguridad, rentabilidad comercial y competitividad, mientras proporciona un suministro confiable al sector eléctrico.

La operación a largo plazo de una central se define como la operación más allá de un periodo establecido para la evaluación de la seguridad. Se tienen en consideración los procesos que limitan la vida y las características de los sistemas, estructuras y componentes.

Los requisitos para un proceso de operación a largo término exitoso son los siguientes:

- Demostrar una buena comprensión de la condición de la central;
- La capacidad de operar de manera segura después de un tiempo de vida extendido (después del tiempo de vida de diseño).

¹ <https://www.iaea.org/pris>

- Los sistemas, estructuras y componentes críticos son gestionados de manera efectiva para que todas las funciones necesarias de seguridad puedan mantenerse a través del periodo de operación a largo plazo.

A continuación, en la Figura 4, se muestran las cuatro partes en que se divide la solicitud de operación a largo plazo.

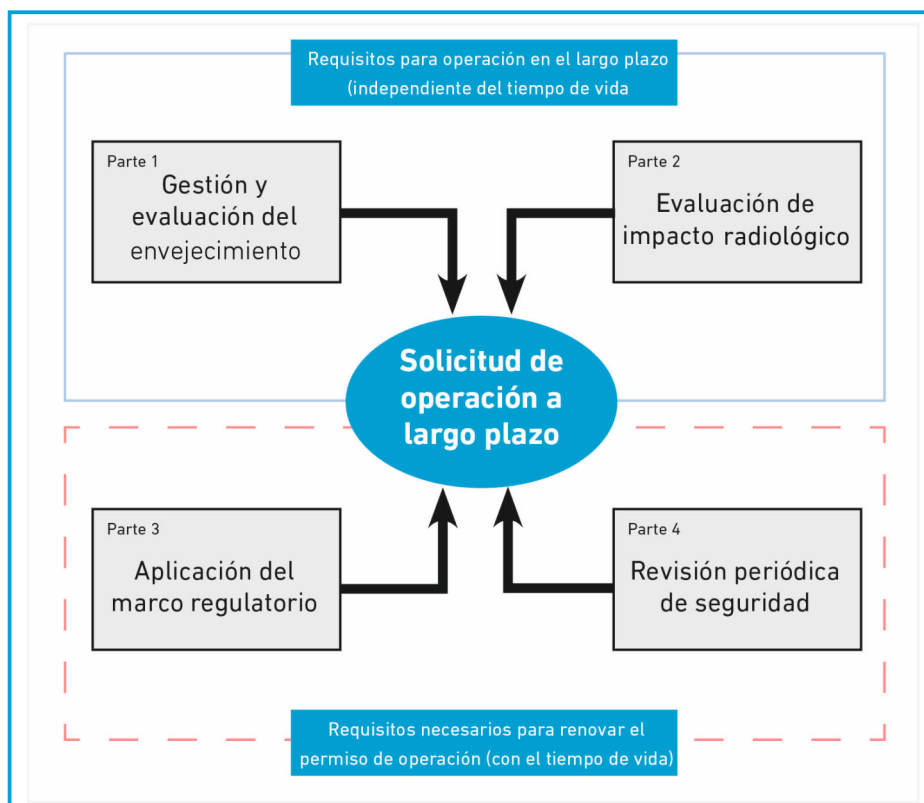


Figura 4. Requisitos de autorización para operación a largo plazo.

El informe OIEA Serie Energía Nuclear No. NP-T-3.18⁽²⁾ presenta en forma más detallada los modelos de gestión de vida de diez Estados miembros con el objetivo de ayudar a otros a construir el modelo más apropiado según sus necesidades. En el texto se describe y discute tres enfoques para la gestión de vida de las centrales para una operación a largo plazo que es utilizada por los Estados miembros; compara diferencias y resalta equivalencias entre una revisión de seguridad periódica y enfoques de renovación de licencias y destaca obstáculos, saca conclusiones y recomendaciones basadas en la experiencia de operación a largo plazo de los Estados miembros.

Revisión periódica de seguridad para centrales nucleares

La revisión periódica de seguridad para una central en operación abarca todos los aspectos importantes de seguridad, realizado en intervalos regulares, generalmente cada diez años. Esta revisión puede utilizarse como apoyo del proceso de toma de decisiones para la renovación de licencia, para una operación a largo plazo o para reactivar una central nuclear sometida a una parada prolongada. A su vez proporciona una manera efectiva de obtener una visión general de la seguridad real de la central y la calidad de la documentación de seguridad, y determinar modificaciones prácticas y razonables para garantizar o mejorar la seguridad.

Sobre la base de la experiencia internacional, es razonable realizar una revisión de seguridad

2 <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10520/Plant-Life-Management-Models-for-Long-Term-Operation-of-Nuclear-Power-Plants>

periódica alrededor de diez años después del inicio de la operación de la central y luego cada diez años hasta el fin de la operación. Los intervalos de diez años se consideran apropiados para dichas revisiones en vistas de cambios probables, tales como los estándares de seguridad internacionales y nacionales; efectos acumulados de modificaciones de la central; identificación de efectos de envejecimiento; acumulación de experiencias operativas; cambios en la operación de la central; cambios en los ambientes naturales, industriales o demográficos; cambios generacionales en el personal y cambios en las estructuras de la gestión y en los procedimientos.

La guía de seguridad OIEA Serie de Estándares de Seguridad No. SSG-25⁽³⁾ recomienda 14 factores de seguridad, que se basan en la experiencia internacional y que se espera que cubra todos los aspectos importantes para la seguridad de las centrales en operación:

1. Diseño de la central
2. Condiciones reales de estructuras, sistemas y componentes que son importantes para la seguridad
3. Calificaciones del equipo
4. Envejecimiento
5. Análisis de seguridad determinístico
6. Evaluación de seguridad probabilística
7. Análisis de riesgos
8. Desempeño de la seguridad
9. Aplicación de experiencias de otras centrales y hallazgos de la investigación
10. Organización, sistema de gestión y cultura de seguridad
11. Procedimientos
12. Factores humanos
13. Planificación en caso de emergencias
14. Impacto radiológico sobre el ambiente.

Gestión del envejecimiento de las centrales nucleares: Lecciones aprendidas del envejecimiento genérico internacional

En el año 2009, el OIEA llevó a cabo una reunión técnica en la que los Estados miembros recomendaron crear una plataforma internacional para discusiones entre los reguladores y las empresas con respecto a la implementación de los programas aceptables de gestión de envejecimiento (Ageing Management Programmes (AMPs)). Las recomendaciones fueron las siguientes:

- Desarrollar y mantener un documento que sirva como guía práctica para implementar, mantener y mejorar los AMP, hechos de las mejores prácticas y conocimiento universal de AMP comprobadas para la seguridad relacionadas con las estructuras, sistemas y componentes (Structures, Systems and Components (SSCs));
- Establecer una base común para la discusión entre los reguladores y las empresas con respecto a la implementación de AMP aceptables.

El informe de seguridad Serie de Informe de Seguridad No. 82⁽⁴⁾ se publicó como resultado de la fase 1 del programa IGALL (International Generic Ageing Lessons Learned) (2010-2013). La publicación

3 <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/8911/Periodic-Safety-review-for-Nuclear-Power-Plants>

4 <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10665/Ageing-Management-for-Nuclear-Power-Plants-International-Generic-Ageing-Lessons-Learned-IGALL>

proporciona una base técnica y guía práctica sobre la gestión del envejecimiento de componentes de control e instrumentación eléctricas y mecánicas y estructuras civiles de centrales nucleares importantes para la seguridad para respaldar la aplicación de los requisitos de seguridad específicos de diseño, puesta en servicio y operación, guías de seguridad sobre gestión de envejecimiento, la vida de la central (Long Term Operation (LTO)) y sobre la revisión periódica de seguridad. La publicación contiene SSC que son importantes para la seguridad tales como una muestra genérica de las tablas de revisión de gestión de envejecimiento (Ageing Management Review (AMR)); un grupo de AMP comprobados y un grupo de análisis de envejecimiento limitado de tiempo típico (Time Limited Ageing Analyses (TLAAs)).

La fase 2 (2014-2015) y la fase 3 (2016-2017) del programa IGALL estaban destinadas a lo siguiente:

1. Proporcionar un foro para el intercambio de experiencias mientras que se apoya a los Estados miembros en implementar IGALL como una herramienta para abordar la gestión del envejecimiento y el LTO seguro;
2. Mejorar la completitud y la calidad de IGALL;
3. Preparar el informe de seguridad IGALL, versión 2018.

El informe de seguridad de IGALL está respaldado por la base de datos de IGALL que contiene 84 AMP, 28 TLAA, programa de obsolescencia tecnológica y más de 2.000 ítems de línea consolidadas en las tablas de AMR. La base de datos IGALL se actualiza dos veces cada cinco años.

Enfoques para la gestión del envejecimiento de las centrales nucleares

Informe final de lecciones aprendidas de envejecimiento genérico internacional

Como resultado del Programa IGALL Fase 1, el TECDOC No. 1736⁽⁵⁾ proporciona un panorama de los enfoques de la gestión de envejecimiento en la participación de los Estados miembros que abarca los requisitos regulatorios nacionales para la gestión del envejecimiento y LTO; la gestión del envejecimiento físico; la gestión de la obsolescencia; el alcance y escaneo de estructuras, sistemas y componentes para la gestión del envejecimiento y LTO (componentes activos y pasivos, componentes a largo y corto plazo); la revisión de programas de gestión de envejecimiento para LTO; y revalidación de análisis de envejecimiento limitado de periodo típico para LTO.

Lineamientos de SALTO de revisión de pares

El OIEA desarrolló el servicio de revisión de pares de los Aspectos de Seguridad de Explotación a Largo Plazo SALTO (Safety Aspects of Long Term Operation), para asistir a los Estados miembros en afrontar los únicos desafíos asociados con LTO.

El servicio de SALTO, desarrollado en la publicación OIEA Serie de Servicio No. 26⁽⁶⁾ está basado en una revisión de seguridad completa que aborda directamente la estrategia y los elementos clave para un LTO seguro de las centrales nucleares, que complementa las revisiones del Grupo de Examen de la Seguridad Operacional (OSART). La evaluación de programas y desempeño se hacen sobre las bases de los estándares de seguridad y otras publicaciones del OIEA y de la excelencia combinada del equipo internacional de profesionales que realizan estas tareas. La revisión es un intercambio técnico de experiencias y prácticas a nivel laboral destinado a fortalecer los programas, procedimientos y prácticas implementadas en la central.

Los objetivos clave de la revisión de pares de SALTO son para proporcionar lo siguiente:

- La organización anfitriona junto con una evaluación del objetivo del estado de preparación para LTO con respecto a los estándares de seguridad tecnológica nuclear internacional y con recomendaciones y sugerencias para mejorar las áreas en las que el rendimiento no alcanza para las mejores prácticas internacionales;

5 <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10672/Approaches-to-Ageing-Management-for-Nuclear-Power-Plants>

4 <http://www-pub.iaea.org/books/IAEABooks/10673/SALTO-Peer-Review-Guidelines>

- El personal clave en la organización anfitriona con una oportunidad para discutir sus prácticas con expertos que tienen experiencia con prácticas relacionadas en la misma área;
- Estados miembros con información con respecto a las buenas prácticas identificadas en el curso de la revisión;
- Revisores y observadores de los Estados miembros y del personal del OIEA con oportunidades para ampliar la experiencia y el conocimiento de su propia área.

Este documento proporciona una estructura básica y referencia común a lo largo de varias áreas abarcadas por una revisión de pares de SALTO. Como tal, se enfocan principalmente a equipos de revisión de pares de SALTO, pero además proporcionan lineamientos para las organizaciones operacionales para la preparación para una revisión de pares de SALTO.

A mediados de 2015, se realizaron 22 misiones de revisión de pares de SALTO (incluidas ocho misiones piloto) en 13 centrales nucleares en 12 Estados miembros. Otras seis misiones de seguimiento revisaron la implementación de resultados previos de SALTO. En el caso de dos centrales, el módulo LTO se incluyó en la misión OSART incluidas las misiones de seguimiento de SALTO en este periodo. A continuación, en la Figura 5, se presenta la revisión de pares en la central de Qinshan, China.



Figura 5. Misión de revisión de pares SALTO, central nuclear Qinshan, China.

Gestión del envejecimiento de estructuras de concreto en las centrales nucleares

Uno de los temas más importantes en la gestión de vida de la central para la operación a largo plazo es el envejecimiento del concreto, debido a elementos irremplazables del edificio de contención y otras estructuras para garantizar su aptitud para el servicio en la operación y durante el desmantelamiento.

La publicación OIEA Serie Energía Nuclear No. MP-T-3.5⁽⁷⁾ detalla los cinco componentes de la gestión de envejecimiento para estructuras de concreto:

1. Comprender la estructura y/o componente que envejece.
2. Desarrollo y optimización de actividades para la gestión del envejecimiento.
3. Operación de las centrales dentro de los límites de diseño para minimizar el envejecimiento relacionado con la degradación.
4. Inspección, monitoreo y evaluación para detectar y caracterizar la degradación significativa de los componentes antes de que la aptitud para el servicio se vea comprometida.
5. Mantenimiento para gestionar los efectos del envejecimiento.

7 <http://www-pub.iaea.org/books/iaeabooks/10659/Ageing-Management-of-Concrete-Structures-in-Nuclear-Power-Plants>

Ingeniería de adquisiciones y lineamientos de cadena de suministro en apoyo a la operación y mantenimiento de centrales nucleares

Las contrataciones en las centrales nucleares juegan un rol clave en la seguridad nuclear. Más allá de la garantía de que las partes requeridas están disponibles cuando son necesarias para las actividades de operación y mantenimiento, la función de contratación ayuda a garantizar que el equipamiento correcto y los componentes son instalados en las ubicaciones correctas de la central para mantener la gestión de la configuración y las funciones de seguridad.

La publicación OIEA Serie Energía Nuclear No. NP-T-3.21⁽⁸⁾ brinda un panorama de procesos de compra de equipos nucleares y demás temas de especial relevancia, así como lineamientos para buenas prácticas que permitan establecer y gestionar un proceso de compras de alta calidad. Se tienen en cuenta las lecciones aprendidas de las organizaciones que tienen en cuenta nuevos proyectos de centrales nucleares.

Estrategia y Programa de Optimización de Mantenimiento para centrales nucleares

El objetivo de mantenimiento en una central nuclear es garantizar que los operadores tengan a su disposición todos los sistemas necesarios para una producción de energía confiable y segura. Generalmente, la mayoría de las actividades de mantenimiento se realizan durante las paradas para mantenimiento y recarga de combustible. Estas actividades requieren de una gran atención y planificación debido a que son la causa principal de indisponibilidad de las centrales nucleares y representan una gran parte de los costos de operación y mantenimiento.

En los últimos años, hubo cambios significativos en la industria de generación eléctrica y el mercado eléctrico en su conjunto. Esto impulsó a los directivos de las centrales a gestionarlas de manera más eficiente, optimizando los costos operativos y mantenimiento para incrementar la disponibilidad.

La gestión de la parada es una tarea compleja que incluye muchos aspectos de la política de las centrales. Estas incluyen la coordinación de recursos disponibles, seguridad de la central, el ente regulador, requisitos técnicos y todas las actividades y trabajos realizados antes y durante la parada.

La duración y los costos de una parada deberían optimizarse para alcanzar el mejor resultado posible sin comprometer la seguridad del personal, operativa o ambiental. El mejor resultado posible será minimizar el costo de la generación eléctrica a lo largo de la vida de la central o tiempo remanente en caso de estar en actividad. Esto requiere balancear de la mejor manera posible el factor de capacidad frente al costo requerido para alcanzar un nivel óptimo de rendimiento dado el periodo esperado de amortización para las inversiones. La optimización de las paradas es un proceso continuo, llevado adelante de acuerdo a los objetivos de propios de la central y por objetivos empresariales así como por requisitos regulatorios.

La optimización del mantenimiento y de la parada son factores clave para el desempeño satisfactorio, seguro y económico de las centrales. La optimización del mantenimiento es vital para la gestión de los activos.

Los documentos TECDOC No. 1806⁽⁹⁾ y Serie Energía Nuclear No. NP-T-3.8⁽¹⁰⁾ del OIEA proporcionan sugerencias prácticas e ideas sobre cómo incrementar la confiabilidad del equipo y optimizar la duración de la parada, incluyendo cómo implementar estas estrategias. A continuación se presenta un diagrama de flujo de mejora continua.

8 <http://www-pub.iaea.org/books/iaeabooks/10865/Procurement-Engineering-and-Supply-Chain-Guidelines-in-Support-of-Operation-and-Maintenance-of-Nuclear-facilities>

9 <http://www-pub.iaea.org/books/iaeabooks/11099/ANuclear-Power-Plant-Outage-Optimization-Strategy>

10 Guía próxima a publicarse

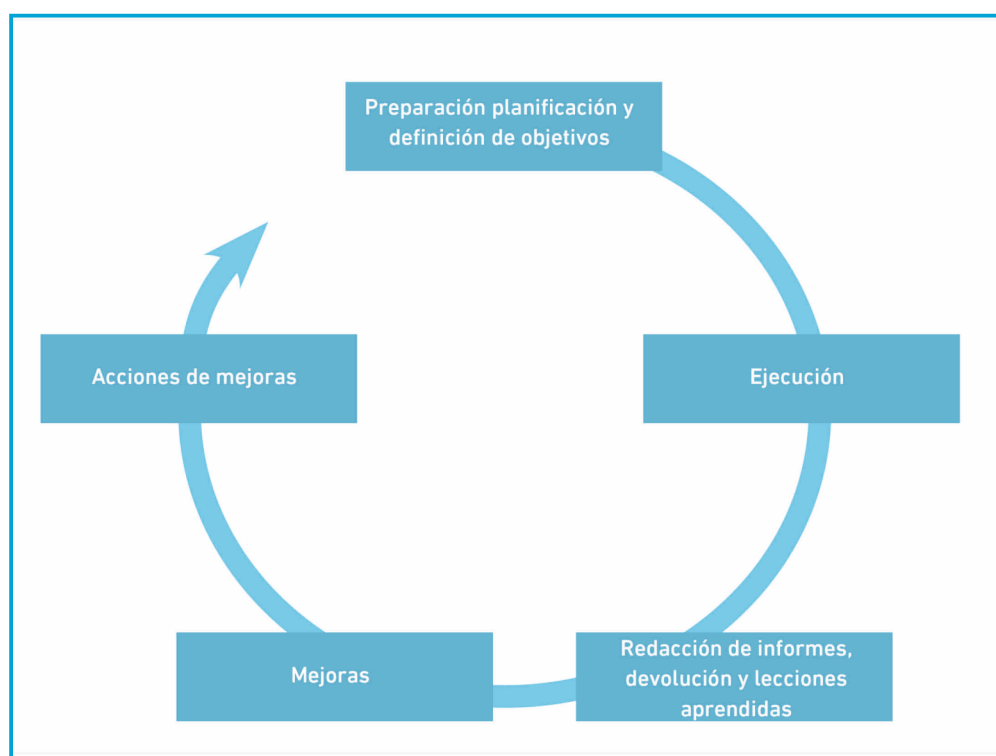


Figura 6. Mejora continua en el mantenimiento y el proceso de optimización de la parada.

Preparar y realizar misiones de revisión de instrumentación y sistemas de control en las centrales nucleares

El sistema de instrumentación y control (I&C), junto con los operadores de centrales, funcionan como el “sistema nervioso central” de una central nuclear. Este detecta parámetros físicos básicos, rendimientos de monitores, integra información y hace ajustes automáticos a las operaciones de las centrales según sea necesario.

Además responde ante las fallas y los acontecimientos anormales, garantizando la producción de electricidad segura y eficiente. Por lo tanto, el diseño, pruebas (testing), operación, mantenimiento, licenciamiento y modernización de los sistemas de control e instrumentación resultan cruciales para la seguridad y el rendimiento. El OIEA ofrece un servicio de revisión de ingeniería independiente de sistemas de control e instrumentación IERICS (Independent Engineering Review of Instrumentation and Control Systems) para asistir a los Estados miembros a mejorar el diseño, la implementación y la operación de sistemas de I&C.

IERICS es llevado a cabo por un equipo de expertos internacionales de áreas técnicas complementarias. Se aplica a cualquier etapa del ciclo de vida de un sistema de instrumentación y control de una central nuclear. IERICS consiste en revisiones de pares de documentos de diseño de I&C, procesos de implementación, sistemas de I&C reales y de prototipos ya utilizados en la operación de centrales nucleares. Las empresas nucleares, los reguladores nucleares, las organizaciones de apoyo técnico nucleares, los laboratorios de investigación y universidades pueden beneficiarse de las evaluaciones técnicas detalladas de los sistemas de I&C y de las mejoras recomendadas que las misiones IERICS proporcionan.

El TECDOC No. 1662/Rev. 1⁽¹¹⁾ proporciona los lineamientos y las referencias comunes así como las diversas áreas que pueden abarcarse por una misión de esta magnitud.

11 <http://www-pub.iaea.org/books/iaeabooks/11071/Preparing-and-Conducting-review-Missions-of-Instrumentation-and-Control-Systems-in-Nuclear-Power-Plants>

Análisis de referencias para las técnicas de pruebas de monitoreo de condiciones de cables envejecidos de bajo voltaje en las centrales nucleares

Entre 2012 y 2015, se realizó un proyecto de investigación coordinada (CRP) del OIEA que aborda el análisis de referencia para las técnicas de monitoreo de condiciones de cables envejecidos de bajo voltaje en las centrales nucleares. Dicho proyecto tiene como fin proporcionar lineamientos para monitorear el rendimiento del aislamiento y del material de la cubierta de los cables en existencia, así como establecer un programa de monitoreo de degradación. El CRP incluyó 11 investigadores científicos principales y 21 observadores, en representación de 17 Estados miembros.

En el caso de los análisis de referencia, dos tipos de muestras de cables donadas por seis fabricantes fueron sometidas al envejecimiento en una célula de irradiación o cámara termal. La cámara termal replica condiciones radioactivas o térmicas en una central nuclear.

Los resultados de las pruebas previas al envejecimiento y con posterioridad a este se compararon para identificar técnicas de monitoreo de condiciones adecuadas. En consecuencia, se dieron recomendaciones para sus mejoras. En particular, se probaron 12 tipos de aislamiento de cables o materiales para la cubierta de los cables que utilizan 14 técnicas de monitoreo de condiciones diferentes.

Como resultado de los análisis de referencia, las pruebas de los ensayos in situ no resultaron promisorios en lo referente a la degradación de cables y a la evaluación del envejecimiento, a pesar de que se sabe que estos métodos son efectivos para encontrar y localizar fallas en el material de aislamiento de cables. Los métodos eléctricos, tales como la resistencia del aislamiento y las técnicas de reflectometría, pueden ser relativamente efectivos al ubicar el daño del aislamiento, puntos de atracción (hot spots) u otras fallas en todos los tipos de cables. También presentan la ventaja de que pueden utilizarse para ensayos in situ de cables instalados mientras la central nuclear está en operación. En el TECDOC No. 1825⁽¹²⁾ se encuentra la información.

Tubería enterrada y subterránea y gestión del envejecimiento de los tanques para las centrales nucleares

Los sistemas de entubado subterráneos y enterrados asociados a las centrales cuentan con varios aspectos de seguridad. Su integridad garantiza la seguridad tecnológica nuclear, la confiabilidad de los equipos y la protección del medio ambiente.

Algunas centrales nucleares han experimentado pérdidas de materiales de las estructuras subterráneas que causaron contaminación de aguas subterráneas, a pesar de que no se identificaron riesgos para la salud de la población ni para la seguridad.

La degradación por envejecimiento, como por ejemplo la corrosión, puede desembocar en fallas en la infraestructura de la central que a menudo presentan altos costos de reparación. Estas fallas tienen un fuerte impacto en términos de daño ambiental y posiblemente en términos de seguridad humana y ambiental.

El informe Serie Energía Nuclear No. NP-T-3.20⁽¹³⁾ introduce un programa de gestión de envejecimiento genérico, dado que se relaciona con tuberías subterráneas y tanques, que describen a las tuberías subterráneas y materiales de los tanques, mientras que proporcionan un programa de gestión de envejecimiento efectivo a seguir, que contempla el entendimiento del envejecimiento; desarrollo y optimización del programa de gestión del envejecimiento; inspección, monitoreo y evaluación; y mantenimiento y reparación. Por ejemplo en el Reino Unido a las tuberías se les realiza revestimiento de polietileno de alta densidad como se presenta en la Figura 7.

12 <http://www-pub.iaea.org/books/iaeaabooks/11164/Benchmark-Analysis-for-Condition-Monitoring-Test-Techniques-of-Aged-Low-Voltage-Cables-in-Nuclear-Power-Plants>

13 Guía próxima a publicarse



Figura 7. Revestimiento de polietileno de alta densidad que se coloca en la tubería.

Mejora de la efectividad de la inspección de las centrales nucleares en el servicio

Durante la vida operativa de la central, sus componentes estarán expuestos a múltiples fenómenos cuyo efecto combinado e individual no puede predecirse completamente con el nivel de exactitud deseable para la seguridad tecnológica nuclear. Los efectos más importantes son el estrés, la temperatura, la irradiación, la absorción del hidrógeno, el ataque corrosivo, la vibración y el arrastre de metal (fretting), los cuales dependen del tiempo y del historial de operación.

Como parte de la inspección en servicio ISI (In-Service-Inspection), los ensayos no destructivos juegan un rol importante al garantizar la integridad de los componentes y evitar fallas, siendo por lo tanto una herramienta clave en la seguridad de la central nuclear y en la productividad a lo largo del tiempo de vida.

La inspección en servicio se realiza por medio de ensayos para detectar fallas y otras degradaciones que puedan existir en soldaduras y áreas de metal de base del recipiente de presión del reactor, tubos y tuberías, intercambiadores de calor y otros recipientes de presión y componentes, pernos claves y soportes, que guardan implicaciones directas e indirectas en la seguridad tecnológica de la central nuclear. Estas inspecciones permiten una reparación apropiada o medidas de reemplazo para respaldar la operación segura y eficiente así como el mantenimiento de las centrales nucleares.

La efectividad de la inspección en servicio tiene una fuerte correlación con la evaluación de la integridad estructural, reparación de la mitigación y acciones de reemplazo. La ISI es una parte sustancial de la gestión de la vida de la central, que requiere de un diagnóstico confiable de la condición de los componentes y una predicción de su estado futuro.

La Figura 9 presenta la relación entre la ISI para la operación total y el costo de mantenimiento. El costo de la inspección en servicio aumenta con un alcance mayor de inspección.

El TECDOC No. 1400/ Rev. 1⁽¹⁴⁾ apunta a intercambiar información para incrementar la armonización de las áreas de la efectividad de la inspección del servicio interno, las prácticas, los códigos y estándares para alcanzar un nivel más alto de seguridad y confiabilidad en la operación de las centrales. La publicación presenta un fundamento para la inspección en servicio interno teniendo en cuenta la metodología de la evaluación informada del riesgo.

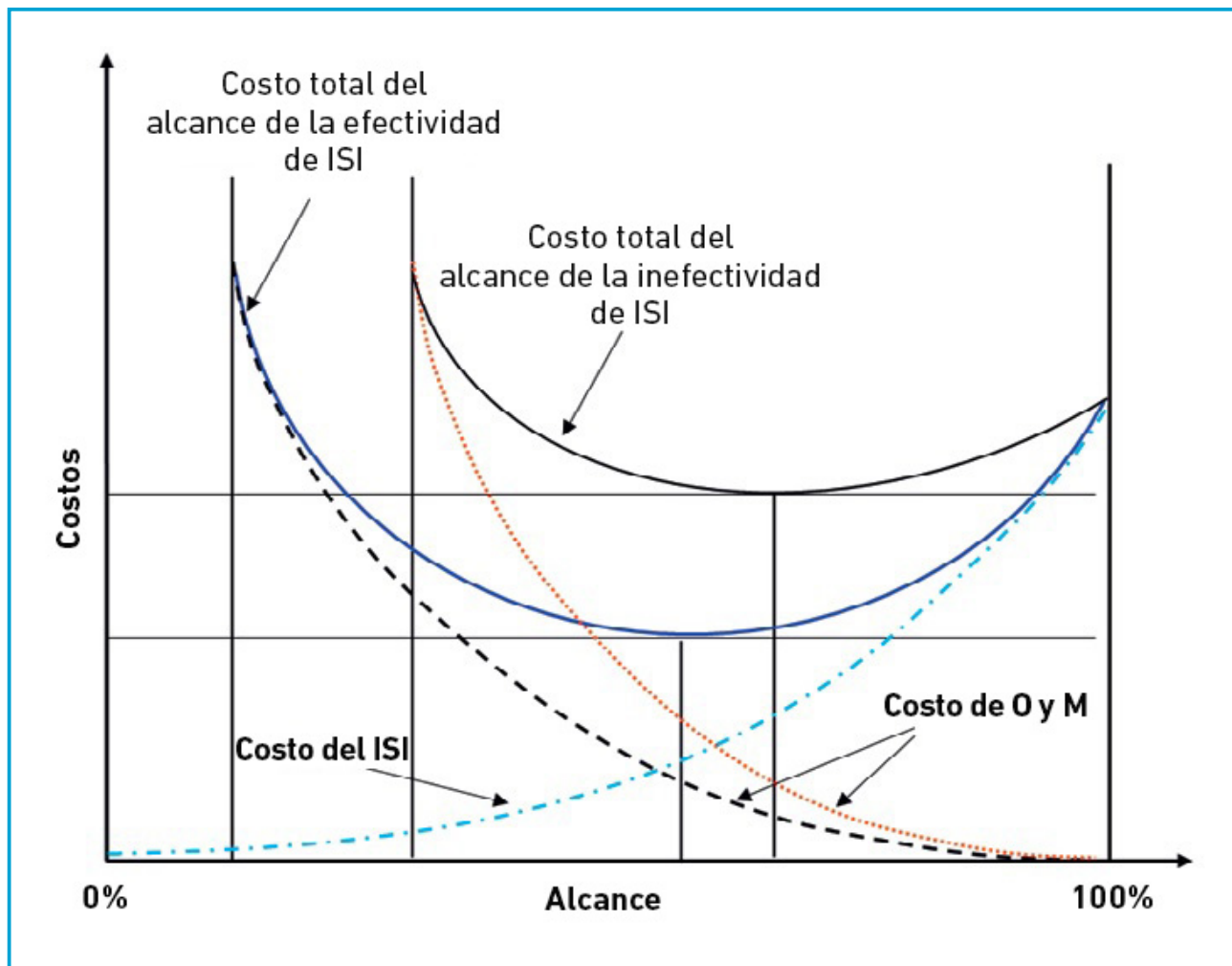
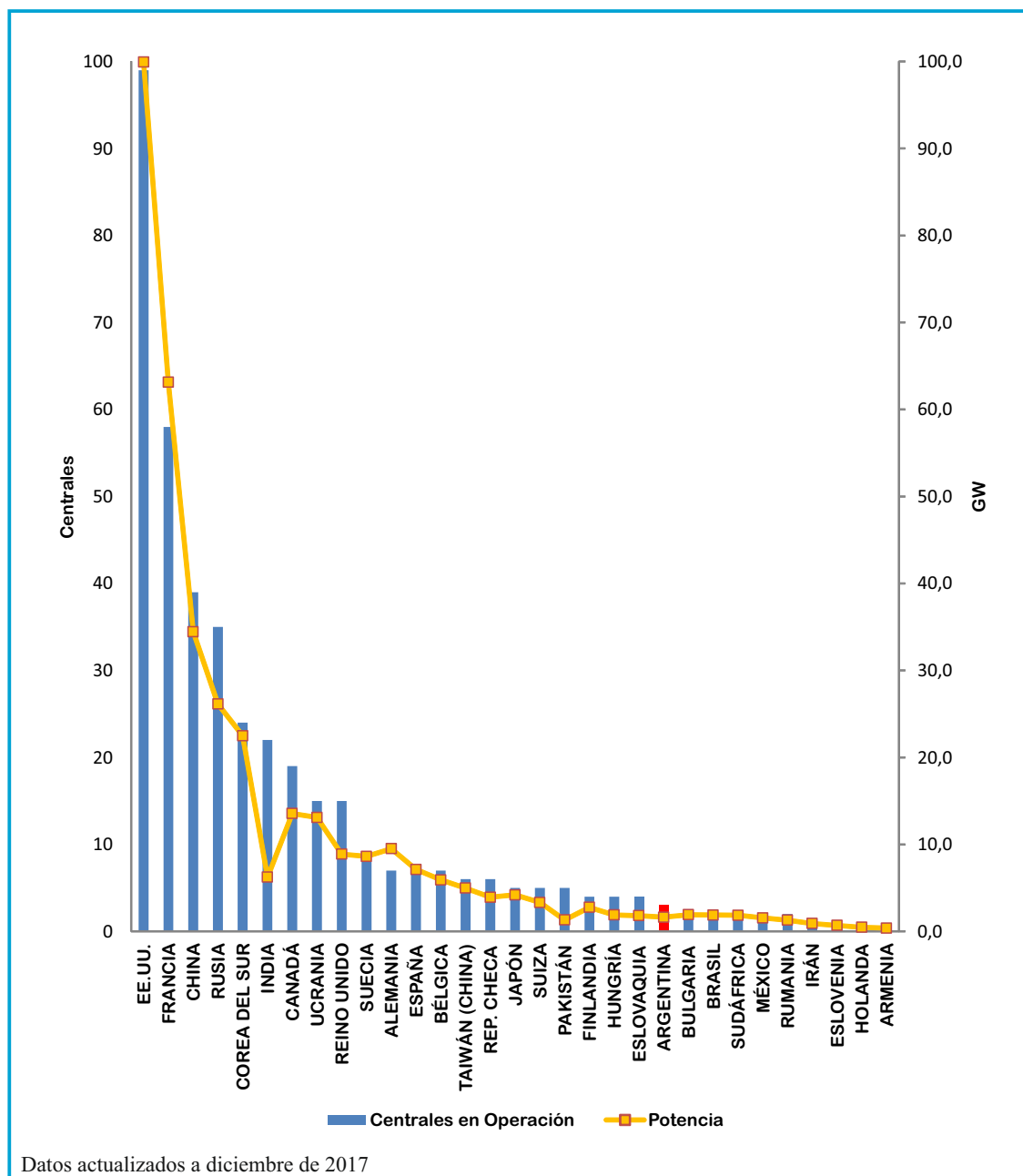


Fig. 8. Relación cualitativa del alcance de la inspección en servicio (ISI) con costo.

Síntesis Nuclear

Centrales nucleares en operación

A diciembre de 2017 se encuentran operables 448 reactores de generación nucleoelectrónica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 390.433 MW. A continuación se muestra la cantidad de centrales por país en barras azules, la potencia instalada nucleoelectrónica por país se representa con una línea amarilla.



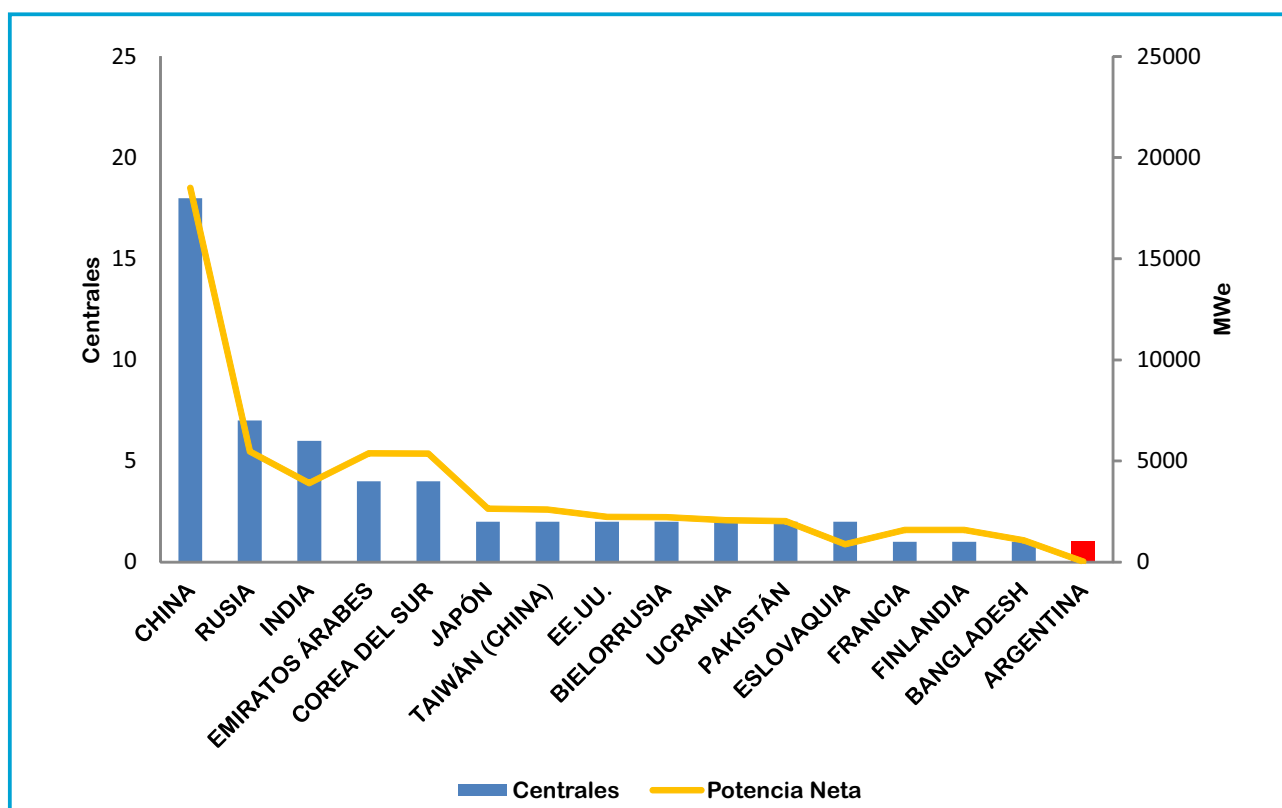
Centrales en operación vs potencia instalada nuclear

Como puede observarse en la figura, el país con mayor cantidad de centrales es EE.UU., el cual tiene 99 unidades operativas, seguido por Francia con 58, China con 45 en total (39 en el continente y 6 en Taiwán) y Rusia con 35. Luego le siguen Corea del Sur con 24, India con 22 y Canadá con 19.

Japón tiene actualmente 42 reactores instalados de los cuales únicamente cinco se encuentran en operación (Takahama 3 y 4, Ikata 3 y Sendai 1 y 2).

En el caso de Japón, cabe destacar que luego del accidente ocurrido en Fukushima en marzo de 2011, se detuvo la operación de la totalidad de las centrales nucleares del país, para someterlas a un proceso de evaluación estricto de la seguridad por parte del ente regulador japonés de la actividad nuclear (NRA). A partir de allí el gobierno japonés decide declarar la salida definitiva de Fukushima Daichi unidades 1 a 6 (con daños por el terremoto, tsunami y el accidente). A la fecha ha declarado la salida definitiva de 11 reactores incluidos los de Fukushima Daichi y conserva la denominación de operables a los 42 reactores restantes. De estos últimos cinco ya han comenzado a operar luego de obtener la autorización del organismo regulador y la licencia social (municipio). Se espera que la mayoría vuelvan a funcionar en los próximos años.

Centrales en Construcción



Centrales y potencia nuclear en construcción a diciembre de 2017

Actualmente hay 57 reactores nucleares en construcción en el mundo. China es el país con mayor cantidad de unidades en construcción (18 unidades, incluidas 2 de Taiwán), por lo que puede considerarse como el país más activo de la industria nuclear al presente. Estas futuras incorporaciones suman un total de 21.110 MWe de potencia adicional al parque de generación chino.

Estas 20 unidades que están siendo construidas representan el 36,6% de las centrales nucleares en construcción a nivel mundial.

Otro país que realiza una gran apuesta por la nucleoelectricidad es Rusia, la cual cuenta con siete reactores en construcción (5.468 MWe), todos desarrollados con tecnología propia.

Por su parte, India le sigue con seis reactores en construcción (3.907 MWe); mientras que Emiratos Árabes Unidos y Corea del Sur cuentan a la fecha con cuatro reactores en obras cada uno (5.380 y 5.360 MWe respectivamente).

En el caso de Argentina, sigue en construcción el prototipo de reactor CAREM de 25 MWe desde el año 2014.

Tecnologías de Generación

De los 411 reactores que actualmente están en operación, los que utilizan uranio enriquecido y agua liviana tanto como moderador como refrigeración, tienen la mayor participación a nivel mundial. Estos reactores se los divide en dos tipos principales de reactores: Reactores de Agua a Presión (PWR por sus siglas en inglés); y Reactores de Agua en Ebullición (BWR por sus siglas en inglés) que representan el 65% (292 reactores) y el 17% (75 reactores) respectivamente.

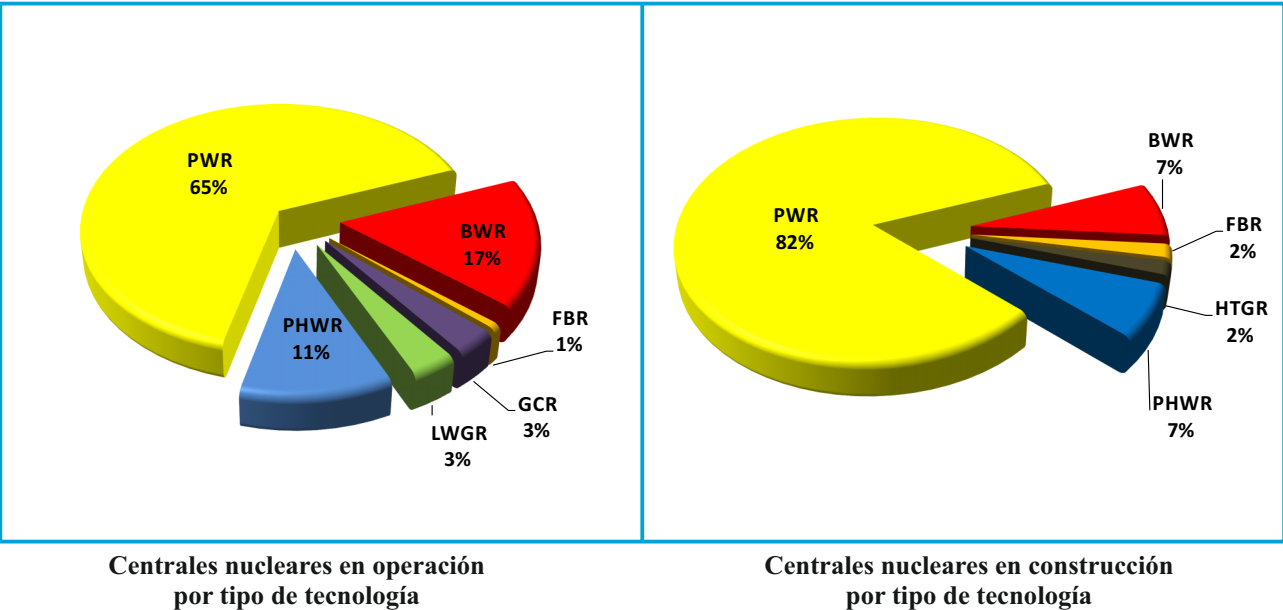
La tecnología de Reactores de Agua Pesada a Presión (PHWR), ocupan la tercera posición con 49 unidades lo

que equivale a 11% del total. Canadá es el país con mayor cantidad de reactores de este tipo (19) seguido por India (18) luego sigue Argentina con 3 reactores.

Un 3% de las centrales en el mundo utilizan agua liviana como refrigerante y grafito como moderador (LWGR), totalizando en 15 unidades. Mientras que otro 3% de éstas son de tecnología de refrigeración con gas (GCR), con un total de 14 reactores.

Por último, solamente 3 de los reactores (1%) corresponden a reactores rápidos (FBR). Esta tecnología se caracteriza por funcionar con un espectro de neutrones rápidos en lugar de térmicos (como todos los anteriores) para la consecución de la fisión. El refrigerante suele ser sodio o plomo y este tipo de reactores no necesita moderador.

Entre las centrales en construcción las de tipo PWR constituyen el 82% de las centrales en construcción, siendo este tipo de tecnología la preferida en la actualidad. El 16% restante se divide en centrales tipo PHWR con 7%, BWR con 7%, 2% de HTGR (Reactor refrigerado a Gas de Alta Temperatura) y 2% de FBR.



Resumen año 2017

Nuevas Conexiones a la Red

En el año 2017 a nivel mundial comenzaron a operar cuatro reactores, de los cuales tres fueron construidos en China y el otro se construyó en Pakistán. En total se adicionó 3.305 MWe de potencia nueva instalada.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de Central	Modelo	País	Fecha
YANGJIANG-4	1.000	PWR	CPR-1000	CHINA	08/01/2017
FUQING-4	1.000	PWR	CNP-1000	CHINA	29/07/2017
TIANWAN-3	990	PWR	VVER V-428M	CHINA	30/12/2017
CHASNUPP-4	315	PWR	CNP-300	PAKISTAN	01/07/2017

Centrales Cerradas

En relación a los cierres de instalaciones nucleoelectricas, se detuvo definitivamente la operación de cinco unidades ubicadas en Japón, Alemania, Corea del Sur, España y Suecia, resultando en un total de 3.025 MWe de potencia indisponible.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de Central	Modelo	País	Fecha
GUNDREMMINGEN-B	1.284	BWR	BWR-72	ALEMANIA	31/12/2017
KORI-1	576	PWR	WH 60	COREA DEL SUR	18/06/2017
STA. MARIA DE GARONA	446	BWR	BWR-3	ESPAÑA	02/08/2017
MONJU	246	FBR	-	JAPÓN	05/12/2017
OSKARSHAMN-1	473	BWR	AA-I	SUECIA	19/06/2017

Nuevos Inicios de construcción

A nivel mundial, se comenzaron las obras de tres nuevas unidades, ubicadas en Bangladesh, Corea del Sur e India. Como novedad del año cabe destacar que, en el caso de Bangladesh, se construye la primera central de generación nucleoelectrica en el país, sumándose así a la lista de países que incursionan en este tipo de tecnología. Con estos reactores se espera adicionar 3.337 MWe de nueva potencia nucleoelectrica.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de Central	Modelo	País	Fecha
ROOPPUR-1	1.080	PWR	VVER V-523	BANGLADESH	30/11/2017
SHIN-KORI -5	1.340	PWR	APR-1400	COREA DEL SUR	01/04/2017
KUDANKULAM-3	917	PWR	VVER V-412	INDIA	29/06/2017

Reinicio de operaciones

Como se mencionó anteriormente, las centrales nucleares de Japón TAKAHAMA 3 y TAKAHAMA 4 reiniciaron sus operaciones posteriormente a ser paralizadas como consecuencia del proceso de revisión de las mismas, iniciado a partir del accidente ocurrido en Fukushima. Con ellas se reincorporaron 1.660 MWe de potencia a la red del país.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de Central	Modelo	País	Fecha
TAKAHAMA -3	830	PWR	M (3 -loop)	JAPÓN	09/06/2017
TAKAHAMA -4	830	PWR	M (3 -loop)	JAPÓN	22/05/2017

Construcciones suspendidas

Por último, se suspendieron las construcciones de dos centrales en EE.UU. y una en Corea del Sur (la cual se reanudó tres meses más tarde). Todas ellas totalizan 2.234 MWe de potencia que se esperaba adicionar.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de Central	Modelo	País	Fecha
SHIN -KORI -5 ⁽¹⁾	1.340	PWR	APR -1400	COREA DEL SUR	24/07/2017
SUMMER-2	1.117	PWR	AP-1000	EE.UU.	31/07/2017
SUMMER-3	1.117	PWR	AP-1000	EE.UU.	31/07/2017

⁽¹⁾Esta construcción se detuvo en la fecha presentada, sin embargo, se reinició el día 25 de octubre del mismo año.

Generación Nucleoelectrica

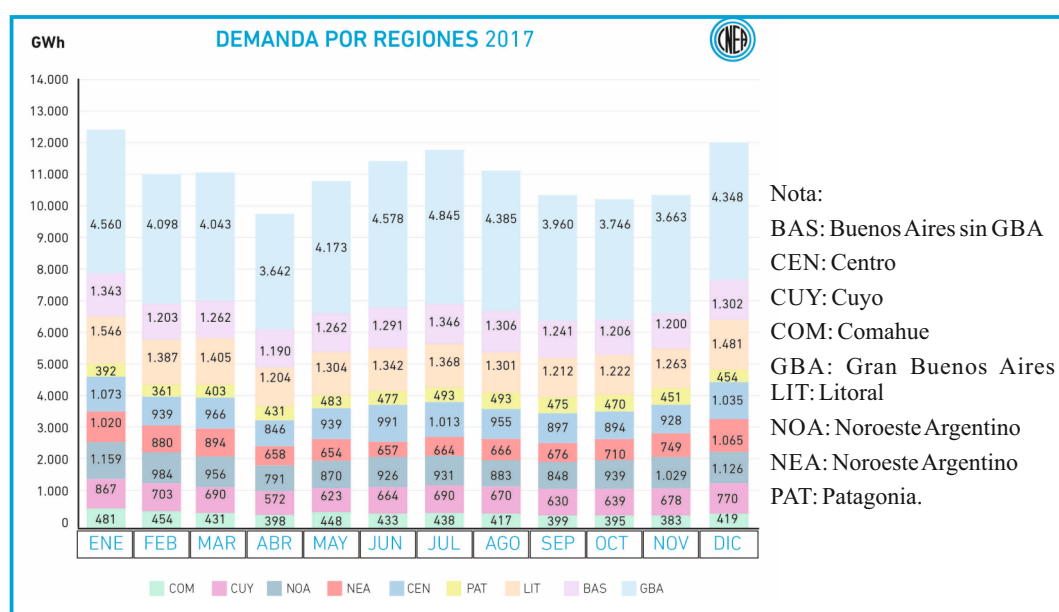
Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino. Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 2000. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

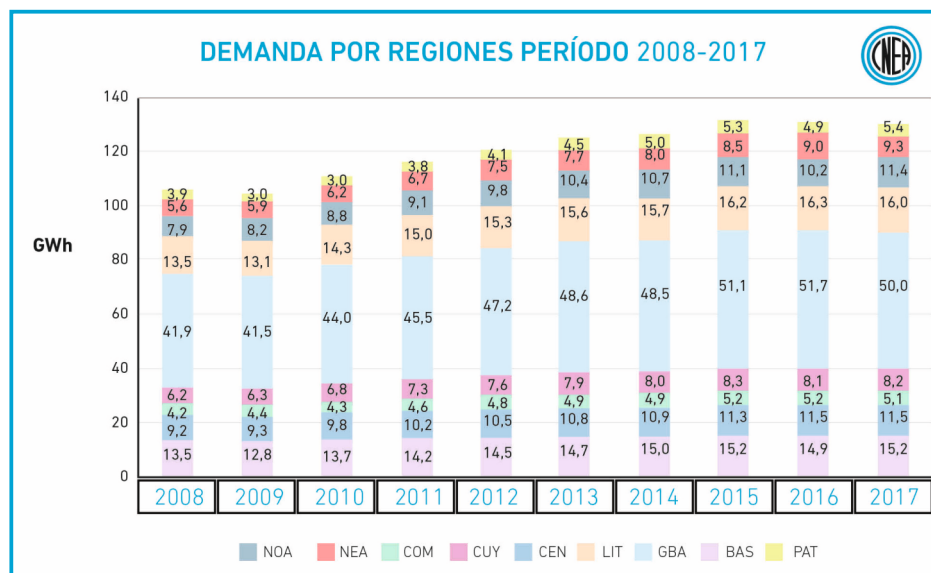
Año	Central Nuclear Atucha I % Disp.	Central Nuclear Embalse % Disp.	Central Nuclear Atucha II % Disp.	Energía Bruta Generada por CNA I MWh	Energía Bruta Generada por CNA II MWh	Energía Bruta Generada por CNE MWh	Energía Bruta Generada por CNA I CNA II CNE MWh	Factor De Disponibilidad Total en el SADI CNA I CNA II CNE %
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	68,55		2.959.589		4.211.296	7.170.885	81,45
2011	79,30	68,55		2.479.958		3.890.946	6.370.904	72,37
2012	83,76	65,84		2.647.423		3.747.738	6.395.161	72,25
2013	82,43	69,14		2.613.969		3.592.930	6.206.899	73,90
2014	88,66	79,97	36,87	2.811.631	1.245.935	1.698.935	5.756.043	70,31
2015	65,94	12,53	66,45	2.090.972	3.638.610	710.996	7.138.848	71,35
2016	81,89	0*	85,50	2.604.083	5.594.889	0*	8.198.972	84,32
2017	79,88	0*	55,59	2.533.015	3.628.220	0*	6.161.235	63,54

* El valor de la Central Nuclear de Embalse es 0 ya que ésta se encuentra desde el 1 de enero del 2016 fuera de servicio para la realización de las modificaciones que provocarán su Extensión de Vida.

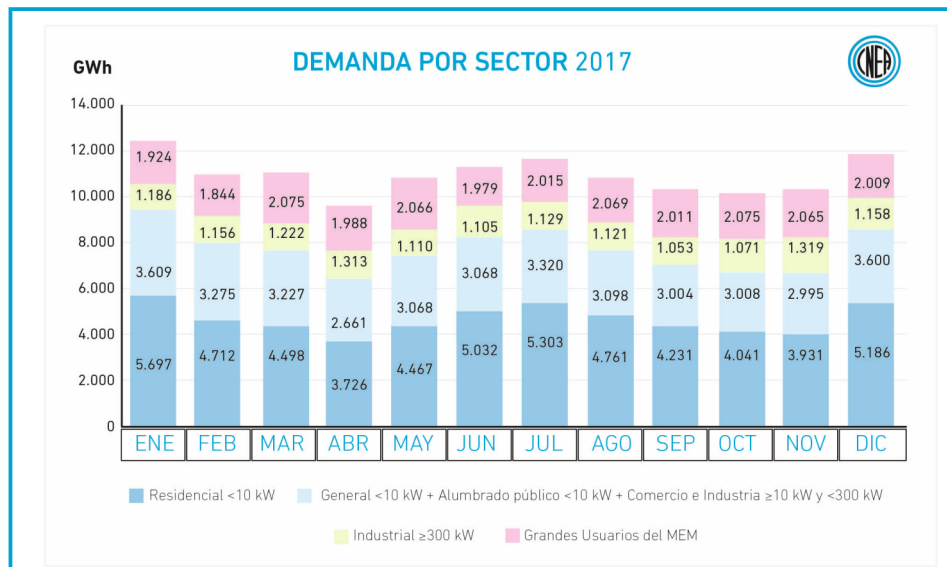
Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del segundo semestre del año 2017 es 1,0% menor a la de igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la relación porcentual de la demanda de energía eléctrica por regiones y sectores de consumo de los meses corridos del año 2017.

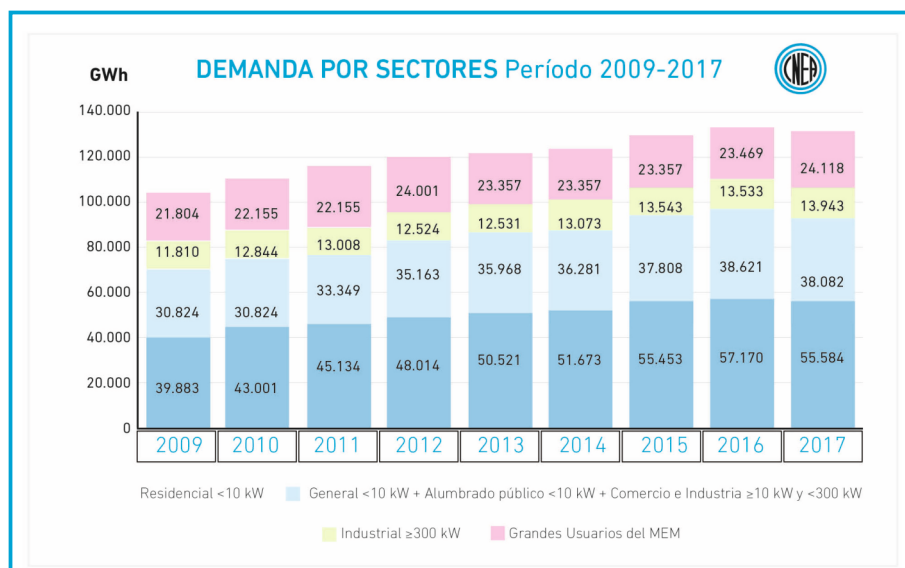




Demanda por regiones periodo 2008 - 2017



Demanda por sectores 2017



Demanda por sectores periodo 2009 - 2017

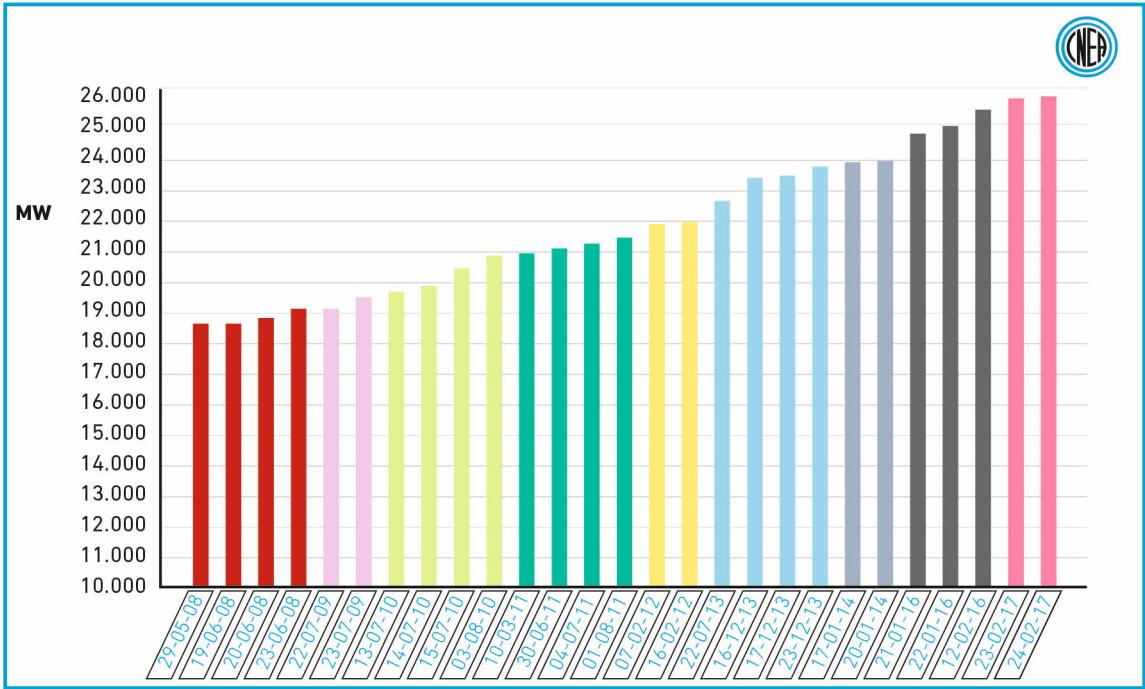
Demanda Máxima de Potencia

El valor máximo de potencia del segundo semestre de 2017 fue de 24.696 MW, valor que no superó al registrado el día 24 de febrero con un valor de 25.628 MW.

La forma en la que fue abastecido el pico de demanda en esa oportunidad, según información de CAMMESA, se presenta a continuación de la Evolución Histórica de Picos de Potencia.

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



Cobertura del pico máximo de potencia

24/02/2017 Hora 14:25		Valores en MW
Generación Nuclear		1.047
Generación Térmica		15.333
Generación Hidráulica		8.048
Generación Renovable		131
Generación Total		25.559
Importación de Paraguay		15
Importación de Brasil		491
Exportación a Brasil		0
Importación de Uruguay		419
Exportación a Uruguay		0
Demanda Total Sadi		25.628
Reserva Rotante (Rpf+Rsf+Rro)		1.614

Temperatura Promedio GBA + Litoral**33,4 °C****Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]**

Tipo	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros	Por Problemas Técnicos		Total
			en Máq. F/S	en Máq. E/S	
TV	0	63	878	425	1.366
TG	14	190	1.993	585	2.782
CC	0	85	279	579	943
Total	14	338	3.150	1.589	5.091

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	110	110
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	0	110	110

Generación Hidráulica

F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C. Río Grande	188	C. Salto Grande	135
C. Los Reyunos	112	C. Yacyretá	270
C.F. Ameghino	20	Total	405
Total	320		

Generación Nuclear

F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
Total	0	C.N. Embalse	650
		Total	650

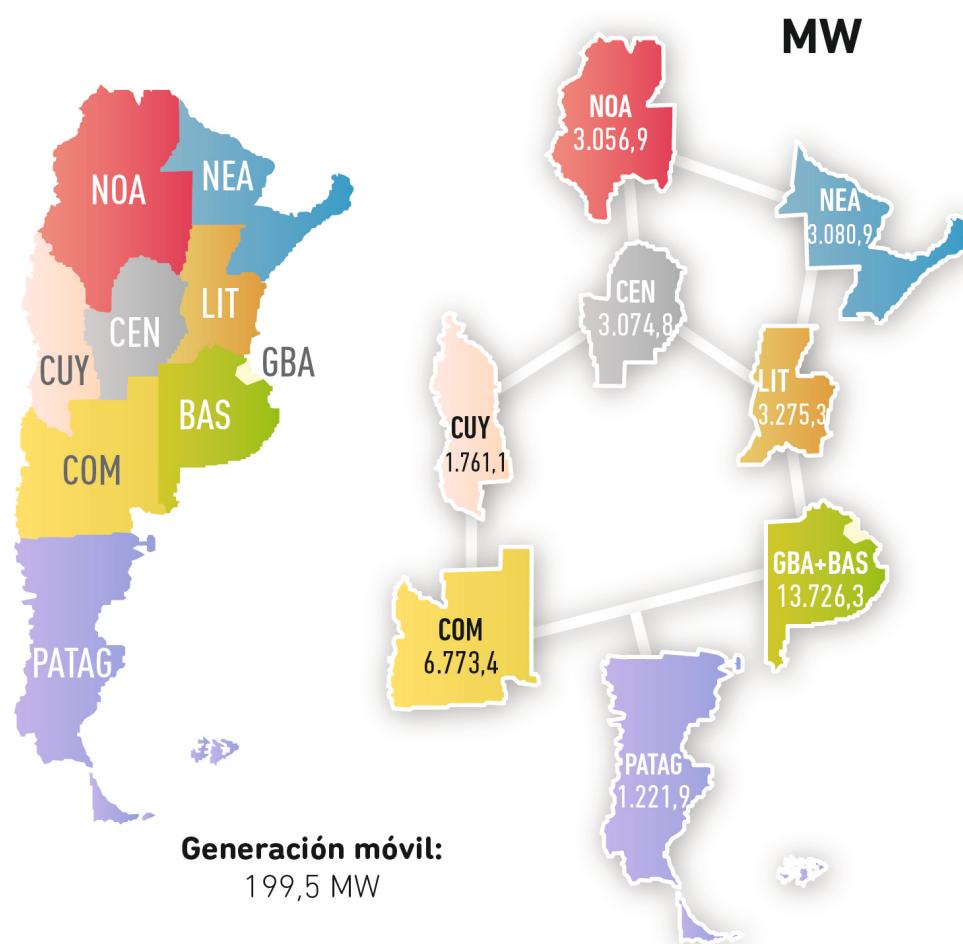
Como consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el día viernes 24 de febrero se produjo un nuevo record de potencia y de energía eléctrica demandada en nuestro país, alcanzándose los 25.628 MW a las 14.25h con una demanda total de energía eléctrica en el día de 526,3 GWh.

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: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La generación móvil es aquella que no tiene una región predeterminada, sino que se desplaza según los requerimientos de la demanda. La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a la potencia bruta instalada en MW a diciembre de 2017. La generación móvil es aquella que no tiene una región predeterminada, sino que se desplaza según los requerimientos de la demanda.



Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cinco tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID), Solar (FV) y Eólico (EO). 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 elevada temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor), los Motores Diesel (DI), ciclo Otto y las máquinas a biogas (BG). El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

La tabla siguiente expone la potencia instalada, en MW, al 31 de diciembre de 2017 clasificada por región y tipo de equipo.

Área	TV	TG	CC	DI	BG	TER	NUC	HI	EOL	FV	TOTAL
CENTRO	200,0	670,5	534,0	100,8	3,5	1.508,8	648,0	918,0			3.074,8
COM		630,9	1.281,5	92,3		2.004,7		4.768,7			6.773,4
CUYO	120,0	89,6	374,2	40,0		623,8		1.129,1		8,2	1.761,1
GBA	2.110,0	1.437,7	3.441,7	277,9	16,6	7.283,9					7.283,9
LIT	217,0	928,4	865,1	318,4	1,4	2.330,3		945,0			3.275,3
BAS	1.543,2	1.759,6	1.713,5	298,8		5.315,1	1.107,0		0,3		6.422,4
NEA		33,0		302,9		335,9		2.745,0			3.080,9
NOA	261,0	675,6	1.471,7	372,0		2.780,3		218,2	58,4		3.056,9
PATAG		347,0	188,1			535,1		518,8	168,0		1.221,9
Generación móvil				199,5		199,5					199,5
SIN	4.451,2	6.572,3	9.869,8	2.002,6	21,5	22.917,4	1.755,0	11.242,8	226,7	8,2	36.150,1
Porcentaje						63,40	4,85	31,10	0,63	0,02	

En el segundo semestre de 2017 se incorporaron al SADI 1493,8 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 405,1 MW. Las principales diferencias respecto a junio de 2017 son:

BAS

- Ingresó la TG correspondiente a la central térmica Barker - UGEN SA, con una potencia de 139,56 MW.
- Ingresaron motores diésel de la C.T. Piedrabuena MG (L.LATA), con una potencia de 96,5 MW.
- Se adicionaron 0,9 MW de potencia a la TG correspondiente a la C.T. Salto 2, totalizando la potencia de dicha central en 60,9 MW.

CEN

- Se incorporó un BD correspondiente a la Central Bioeléctrica Río Cuarto, adicionando un total de 2,0 MW a la región.
- Se incorporó una máquina térmica a biogás (BG) correspondiente a la Central Bioenergía Yanquetruz, adicionando un total de 1,5 MW a la región.

COM

- Se realizó una repotenciación de 5 MW en la CT Loma Campana 1, pasando de 100 a 105 MW.
- Se incorporó la CT Loma Campana 2, agregando 107 MW.
- Se incorpora la nueva central TG Loma Campana 1 – YPF (100 MW).
- Se incorporó el Pequeño Aprovechamiento Hídrico (PAH) Río Escondido de 7,2 MW de potencia.
- Se incorporó una TG correspondiente a la C.T. Loma de la Lata 2, adicionando un total de 105,0 MW.

CUY

- Se incorporaron motores diésel a la central térmica C.T. Anchoris - METHAX, de 40 MW.
- Se incorpora la nueva central DI Anchoris Methax (10 MW).

GBA

- Se incorporó una TG correspondiente a la C.T. Zappalorto, adicionando una potencia de 93,5 MW.
- Se incorporaron motores diésel en la C.T. Pilar, adicionando una potencia equivalente a 99,3 MW.
- Comenzó su operación la Central Mathieu II – APR Energy, TG de 215,5 MW.

- Se incorporó la Central Ezeiza etapa I – Mediterranea (TG) de 93 MW, luego se actualizó su potencia a 102,1 MW.
- Por su parte la CT Ezeiza Etapa (TG) 2 dejó de operar, reduciendo en 46,5 MW.

LIT

- Se produce la conversión a biogás del motor diésel perteneciente a la central térmica Energía Agro S.A.U., por 1,415 MW.
- Se incorporó una maquina diésel correspondiente a Energía Agro S.A.U., con un total de 1,4 MW.
- Se incorporó una TG correspondiente a la C.T. Villa Ocampo, adicionando una potencia equivalente a 10,0 MW.
- Se incorporaron motores diésel en la C.T. Pérez y la C.T. Cañada de Gómez, con potencias totales equivalentes a 81,1 y 67,2 MW respectivamente.
- Además, se adicionaron 40,2 MW de potencia en las máquinas DI de la C.T. Villa Ocampo (totalizando 50,2 MW) y se repotencio en 6,6 MW la TG correspondiente a la C.T. Vuelta de Obligado.

NOA

- Se realizó la repotenciación de la C.T. Salta (CC) con 226,7 MW adicionales, totalizando 642,7 MW.
- Se realiza repotenciación a la central DI Caimancito – Sullair, en 71,2 MW adicionales.
- Se incorporó una TG de 49,6 MW de potencia perteneciente a la C.T. Independencia.

PAT

- Ingresa el Parque Eólico Rawson III a la región, con una potencia equivalente a 25,1 MW.
- Se produce la repotenciación de los Parques Eólicos Rawson I y II, adicionando 3,9 MW y 2,4 MW respectivamente.
- La TG ALUAR SA ingresó en servicio, adicionando 152 MW a la región.

Generación Móvil

Con respecto a la Generación Móvil se realizaron las siguientes modificaciones de potencia en equipos móviles.

En primer lugar se redujo la potencia de:

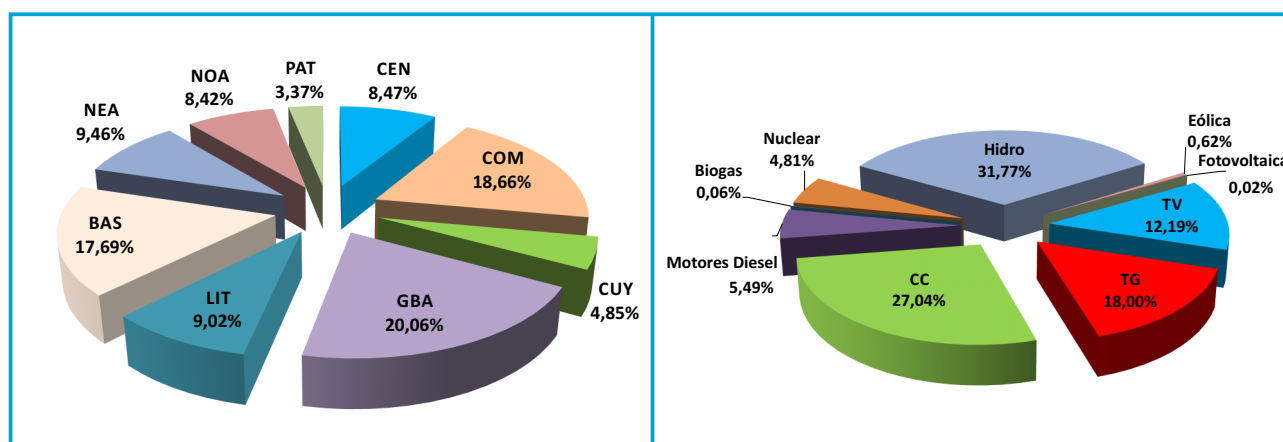
◌ UGEM 28 – CENTRO-ENARSA: 151,16 MW a 149,9 MW

◌ UGEM 30 – GBA-ENARSA: 20,6 MW a 20,0 MW

◌ UGEM 27 – GBA-ENARSA: 10,3 MW a 10,0 MW

Luego se adicionaron 199,5 MW de potencia a la generación móvil (DI), para finalmente reducir la potencia en 556 MW debido a que las unidades móviles se encuentran durante un proceso de renovación de potencia disponible.

Potencia Instalada por Región y por Fuente

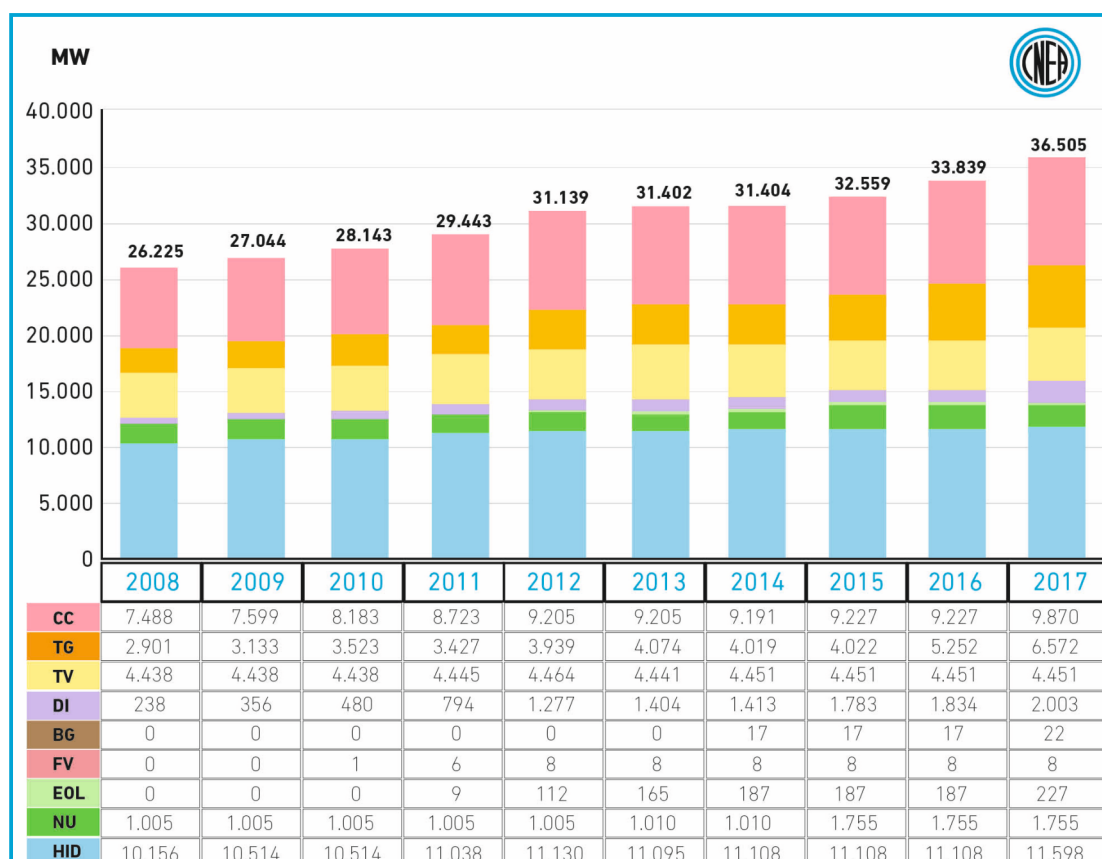


Potencia instalada por región

Potencia instalada por tecnología

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) y por su magnitud no se incluyen en este informe.

Evolución de la Potencia Instalada



Evolución de la potencia instalada por tecnología

Incorporaciones Previstas

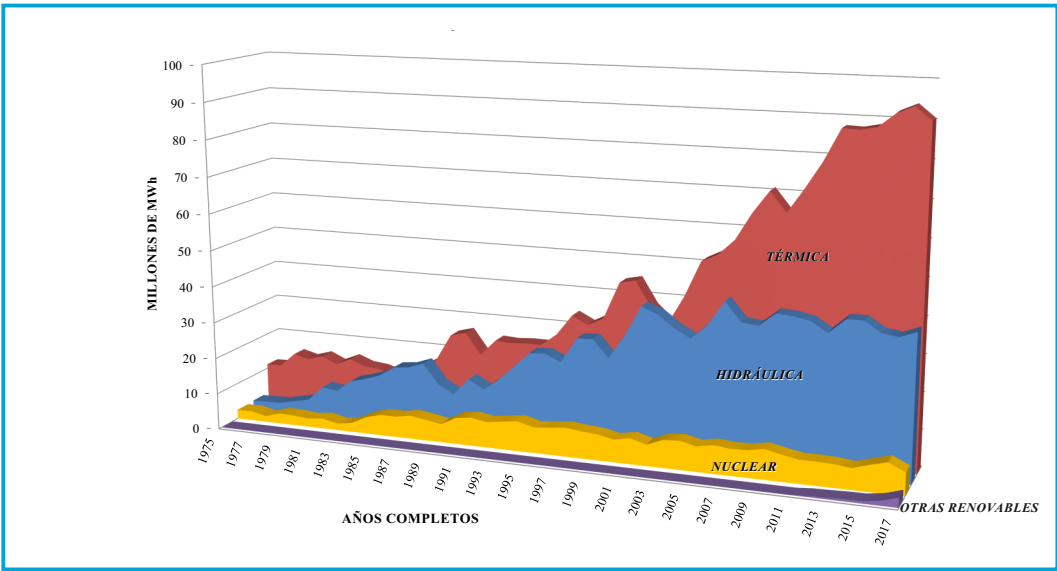
CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

Centrales Térmicas: Unidades ingresantes en el período 1673 MW. Centrales restantes RES 21 totalizando 1353 MW, Vuelta de Obligado cierre de CC 280 MW, Motores en Loma de la Lata 15 MW y TG en AES Paraná 25 MW. A continuación el detalle de las mismas.

- La turbina de gas de Ezeiza con 46,5 MW con fecha de ingreso el 15/01/2018.
- La TG de Independencia con 45 MW con fecha de ingreso el 22/01/2018.
- Bracho incorpora la TG de 261,3 MW el 31/01/2018.
- La turbina de gas de Cogeneración en RENOVA Timbúes con fecha de ingreso el 05/02/2018.
- La turbina de vapor de Vuelta de Obligado de 280 MW con fecha de ingreso el 19/02/2018 para el cierre del ciclo combinado.
- San Pedro con dos turbinas de gas de 53 MW cada una ingresando el 26/02/2018.
- LUJÁN y Matheu III de ARAUCARIA ENERGY con dos y cuatro turbinas de gas de 63,5 MW respectivamente ingresando el 01/03/2018.
- Villa María UENSA con tres turbinas de gas de 45,6 MW con fecha de ingreso el 05/03/2018.
- La TG04 de Aes Paraná de 25 MW ingresando el 02/04/2018.
- Motor diésel LOMA LA LATA de 15 MW con fecha de ingreso el 09/04/2018.
- ZARATE ARAUCARIA ENERGY con cuatro turbinas de gas de 53 MW ingresando el 09/04/2018.

Energías Renovables: Se considera el ingreso de Manantiales Behr de 50 MW el 01/02/2018.

Generación de Energía Eléctrica

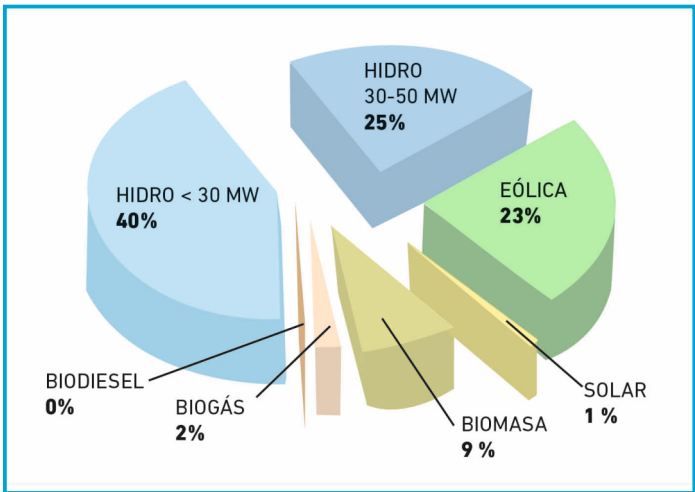


Sistema Argentino de Interconexión (SADI) – Generación Bruta Anual por Tipo de Fuente.

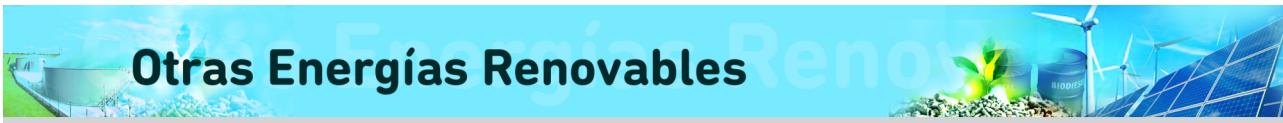
Los datos de la siguiente tabla tienen como punto de partida el año 2000. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica MWh	%	Hidráulica MWh	%	Nuclear MWh	%	Otras Renovables MWh	%	Total MWh
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	13.100		125.238.104
2012	87.538.100	66,54	37.307.200	28,36	6.361.168	4,84	350.100	0,27	131.556.568
2013	87.362.400	64,58	41.234.800	30,48	6.206.899	4,58	456.800	0,33	135.260.899
2014	88.246.800	64,93	41.298.000	30,39	5.756.043	4,24	614.010	0,45	135.914.853
2015	91.853.400	66,50	38.492.900	27,87	7.138.848	5,17	650.400	0,47	138.135.548
2016	93.795.900	66,45	37.838.600	26,81	8.198.972	5,81	1.313.900	0,93	141.147.372
2017	90.319.000	65,10	39.575.000	28,52	6.161.235	4,44	2.684.000	1,93	138.739.235
Total	1.734.594.643	56,63	1.065.799.134	34,79	256.682.054	8,38	6.082.310	0,20	3.063.158.141

En cuanto a las energías incluidas en la Ley N° 27.191: eólica, solar, biomasa, biodiesel, biogás y las centrales hidráulicas menores a 50 MW, su participación en el mercado eléctrico para el año 2017 es la siguiente.



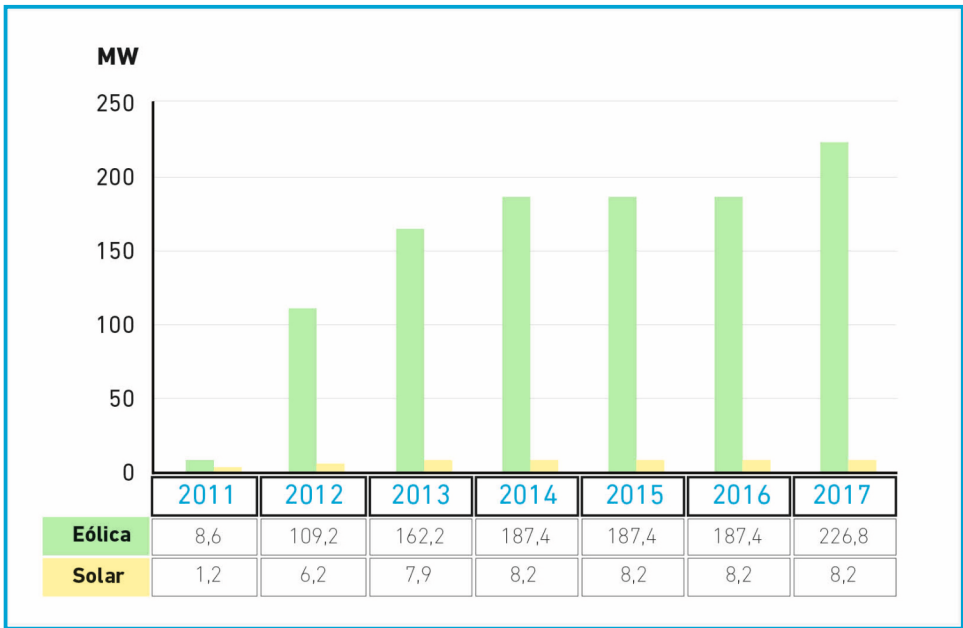
Generación neta de otras energías renovables-2017



Si bien en nuestro país operaban en el sistema aislado tecnologías asociadas a Otras Energías Renovables, en los últimos años se han incorporado parques nuevos al Sistema Argentino de Interconexión. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191, sancionada el 23 de septiembre del 2015 y promulgada el 15 de octubre del mismo año, que modifica y complementa la anterior, se fomenta una mayor incorporación de estas fuentes a la matriz eléctrica.

Las energías renovables enmarcadas por la Ley N° 27.191 y su decreto reglamentario son las siguientes: eólica, solar, biomasa, biodiesel, biogás y las centrales hidráulicas menores a 50 MW (limitación que fue cambiada con el tiempo, inicialmente 10, luego 30 y finalmente 50 MW), las cuales en este boletín se denominan Otras Energías Renovables, quedan excluidas en esta categorización las centrales hidroeléctricas mayores a 50 MW.

A continuación se muestra la evolución de la potencia instalada a fin de cada año de las tecnologías eólica y solar conectadas al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM).



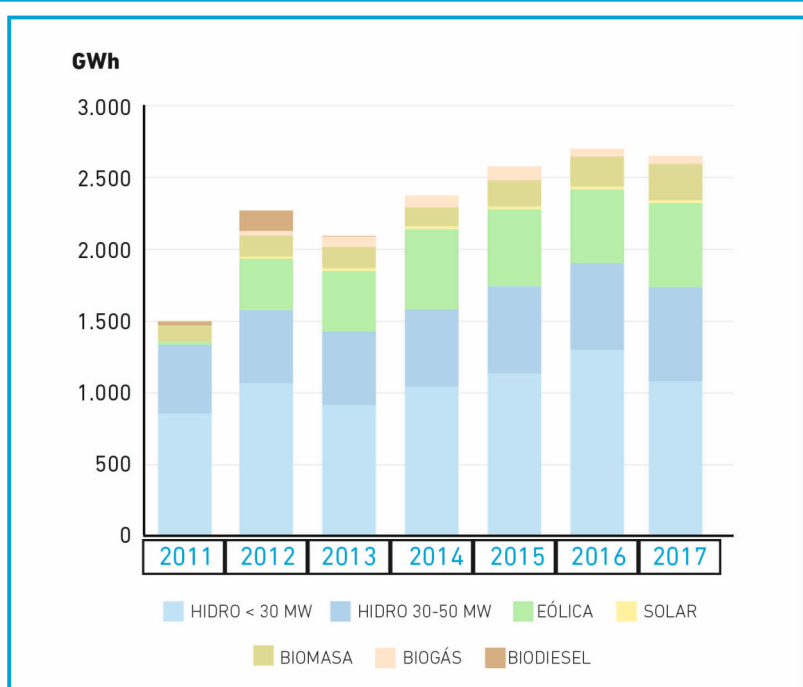
Potencia instalada.

Boletín Energético N° 40

Si bien existían parques eólicos importantes previos al año 2011, como el Parque Antonio Morán de Comodoro Rivadavia, estos no se encontraban vinculados al MEM.

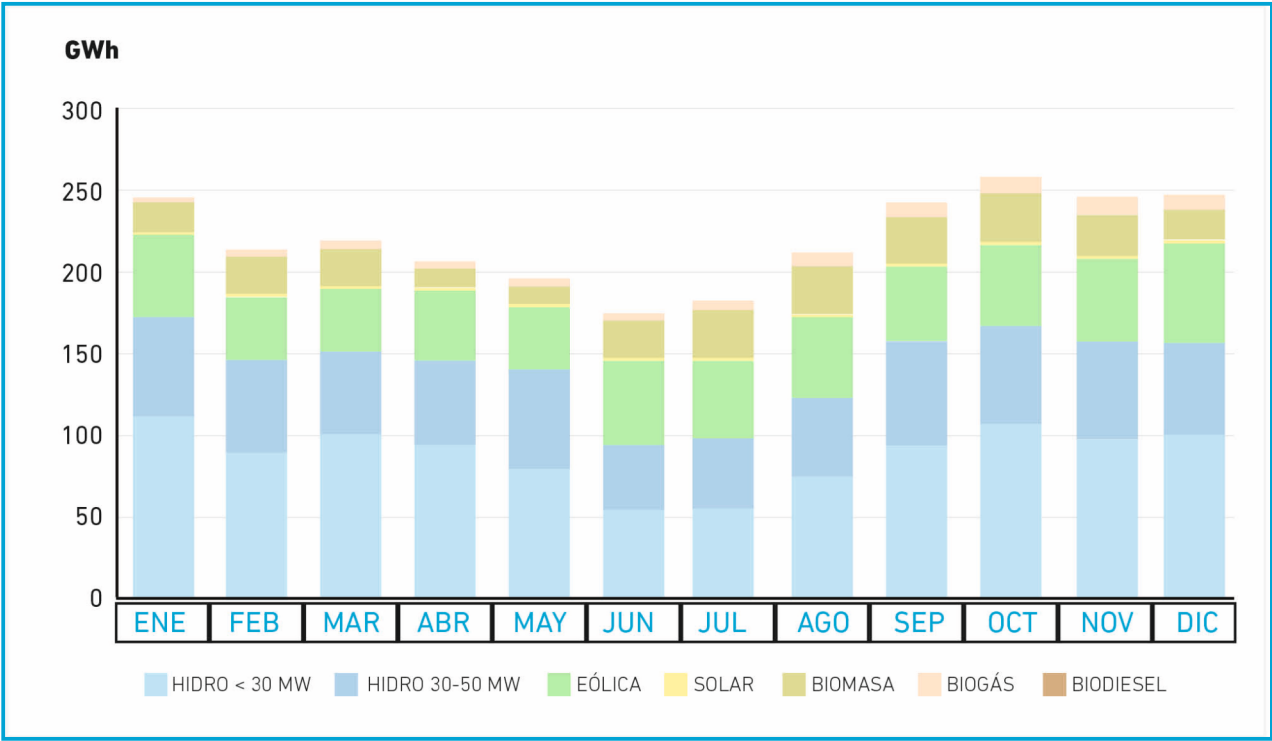
A continuación se muestra como fue la evolución de esta generación desde el año 2011 expresada en GWh.

	Hidro < 30 MW	Hidro 30-50 MW	Subtotal Hidro < 50	Eólica	Solar	Biomasa	Biogás	Biodiesel	TOTAL
2011	876,6	473,8	1.350,4	16,0	1,8	97,6	0,0	32,5	1.498,3
2012	1.069,2	496,7	1.565,9	384,4	8,1	127,0	35,6	170,2	2.291,2
2013	895,8	480,5	1.376,3	447,0	15,0	133,9	108,5	2,2	2.082,9
2014	1.034,0	508,0	1.542,0	613,3	15,8	113,7	103,1	1,6	2.389,5
2015	1.122,9	590,8	1.713,7	592,8	14,6	154,6	83,5	0,0	2.389,5
2016	1.266,2	598,6	1.864,8	546,9	14,1	196,8	57,6	0,0	2.681,1
2017	1.048,2	647,4	1.695,6	615,7	16,3	245,8	64,1	0,0	2.637,5



Evolución anual de Otras Energías Renovables.

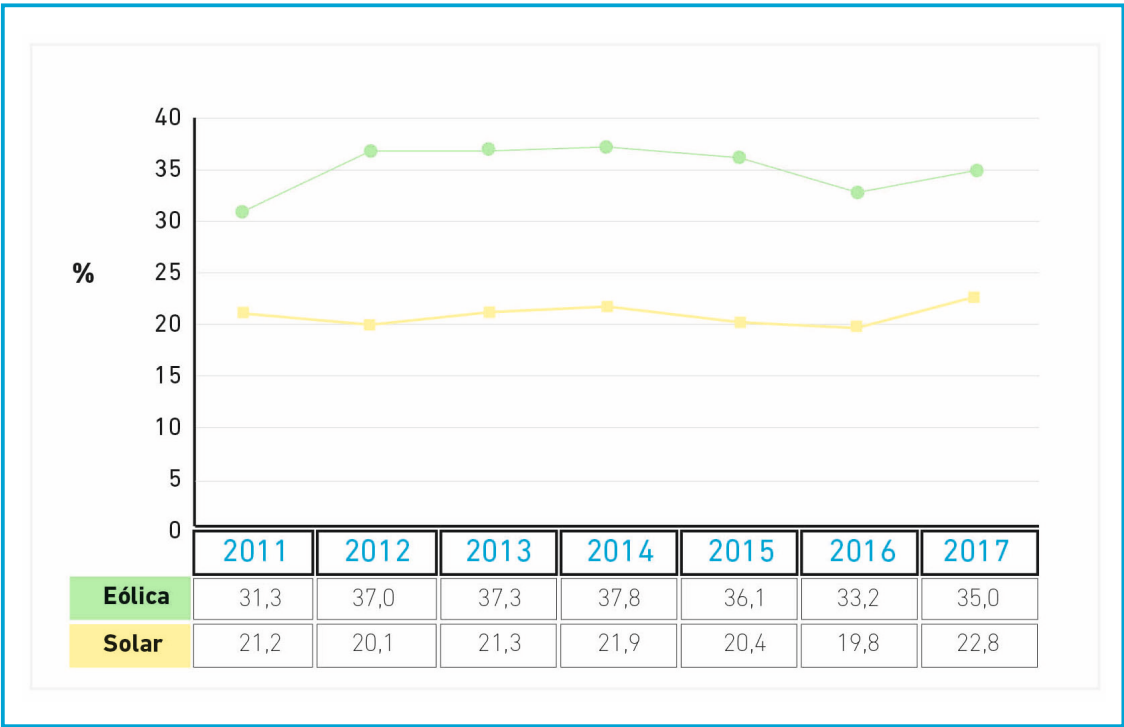
	Hidro < 30 MW	Hidro 30-50	Subtotal Hidro < 50	Eólica	Solar	Biomasa	Biogás	Biodiesel	TOTAL
Enero	105,7	61,6	167,3	56,0	1,5	17,9	3,4	0,0	246,1
Febrero	89,2	56,0	145,2	42,0	1,2	20,5	3,3	0,0	212,2
Marzo	100,4	48,3	148,7	43,9	1,4	20,3	4,0	0,0	218,3
Abril	92,2	52,7	144,9	46,3	1,1	10,2	3,4	0,0	205,9
Mayo	81,0	61,0	142,0	41,9	1,1	9,0	4,2	0,0	198,2
Junio	56,8	37,2	94,0	54,2	1,1	21,6	4,2	0,0	175,1
Julio	57,9	40,0	97,9	51,8	1,2	27,3	4,9	0,0	183,1
Agosto	73,0	48,0	121,0	54,2	1,4	26,5	6,2	0,0	209,3
Septiembre	94,3	61,5	155,8	47,3	1,4	27,9	6,9	0,0	239,3
Octubre	104,1	60,4	164,5	55,2	1,6	27,0	7,7	0,0	256,0
Noviembre	96,2	61,9	158,1	55,2	1,6	22,4	8,1	0,0	245,7
Diciembre	97,4	58,8	156,2	67,4	1,7	15,2	7,8	0,0	248,3
TOTAL	1.048,2	647,4	1.695,6	615,7	16,3	245,8	64,1	0,0	2.637,5



Generación de Otras Energías Renovables - 2017.

Como se puede apreciar, hasta la fecha, la mayor participación corresponde a las tecnologías hidroeléctricas menores a 50 MW. Sin embargo, está previsto como consecuencia de la mencionada ley y de la implementación del programa RenovAr, impulsado por el Ministerio de Energía y Minería, una mayor incorporación, en los próximos años, de cada una de las diferentes tecnologías incluidas en Otras Energías Renovables particularmente la eólica y solar.

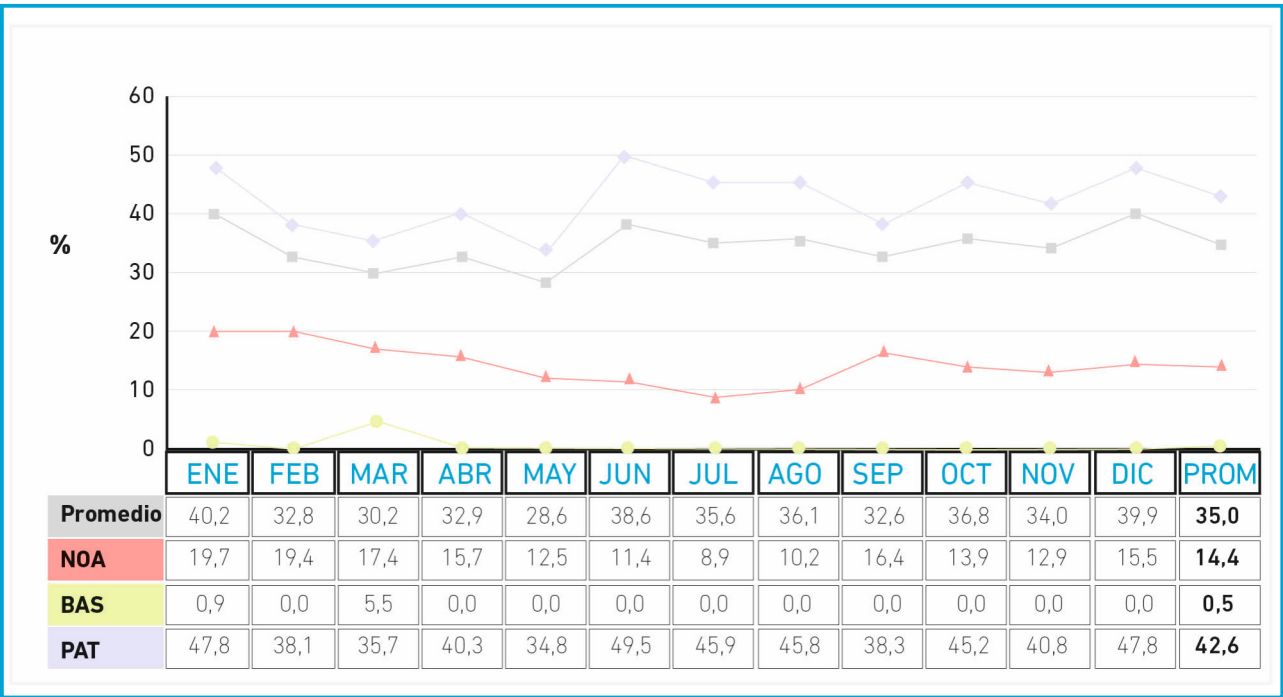
El siguiente gráfico presenta la evolución de la disponibilidad promedio en el MEM (relación entre potencia y generación) de la tecnología eólica y solar.



Disponibilidad eólica.

La magnitud y calidad de los vientos en nuestro país difiere fuertemente según la región donde estén instalados los aerogeneradores. A continuación se puede ver cómo fue la disponibilidad por regiones en el año 2017.

POTENCIA Y DISPONIBILIDAD EÓLICA 2017															
Nombre del Parque	Ubicación	Potencia (MW)	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	Disponibilidad Promedio
Arauco 1	La Rioja	25,2	10,2	10,4	11,3	9,7	8,2	7,3	7,2	8,9	9,5	2,8	3,1	3,2	7,6
Arauco 2	La Rioja	25,2	29,2	27,4	27,2	24,2	20,8	19,2	13,4	14,7	28,5	29,5	26,8	32,8	24,4
El Jume	Santiago del Estero	8,0		26,9	5,5	8,0	11,0	12,6	20,5	17,3	16,7	16,6	12,1	14,0	15,2
Necochea	Bs. As.	0,3	0,9	0,0	5,5	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5
Rawson 1	Chubut	48,6	47,3	34,1	35,7	40,9	33,1	52,3	44,7	44,4	36,3	44,4	41,9	47,7	42,0
Rawson 2	Chubut	28,8	49,9	37,6	38,1	42,6	34,3	51,8	45,8	45,0	36,8	45,4	43,0	49,5	43,4
Rawson 3	Chubut	25,1											36,0	56,2	46,4
L. Blanca	Chubut	50,0	45,2	42,2	35,7	39,5	37,6	47,2	46,0	47,6	40,0	44,9	41,6	43,0	42,5
El Tordillo	Chubut	3,0	24,7	21,6	13,4	1,0	3,8	14,7	22,6	17,7	23,6	23,1	15,7	11,9	16,1
Diadema	Chubut	6,3	72,9	47,9	35,2	49,4	43,8	51,9	66,0	61,6	55,0	65,1	46,0	62,7	54,9
Promedio			40,2	32,8	30,2	32,9	28,6	38,6	35,6	36,1	32,6	36,8	34,0	39,9	35,0
NOA BAS PAT															



Disponibilidad eólica por región - 2017.

Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

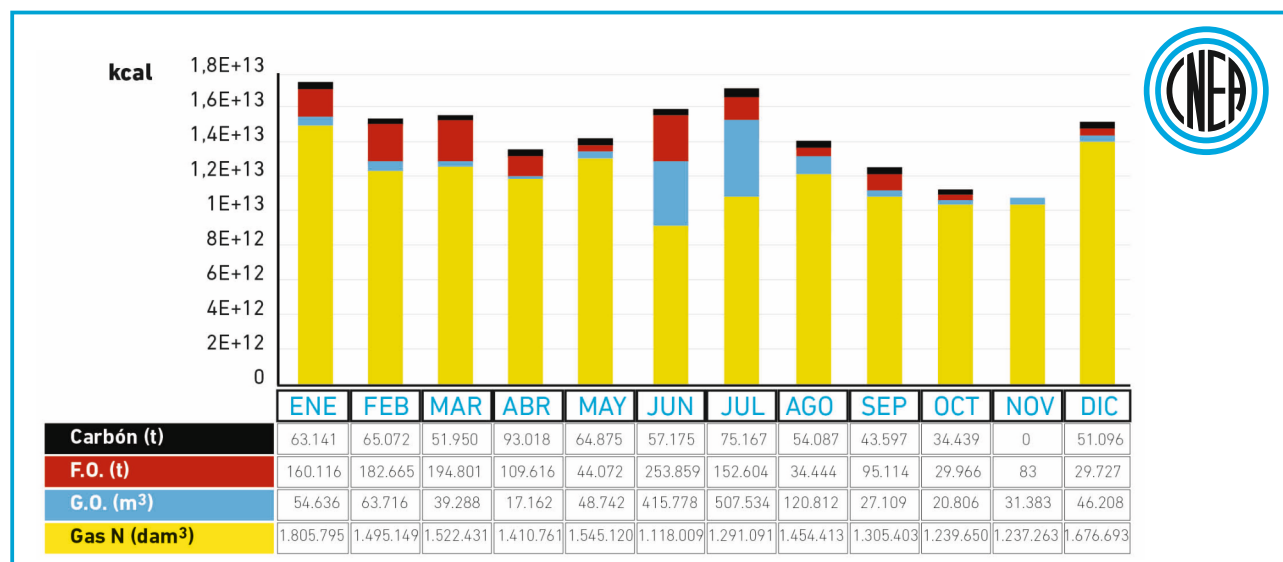
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre de 2017 resultó un 9,6% inferior al mismo semestre del año anterior.

En este semestre se observa un aumento la oferta de gas natural en un 7,3%. Por otra parte, se evidencia las caídas del 72,1 % en el consumo de fuel oil, un 46,1 % en el carbón y un 33,7% en el gas oil.

En la tabla siguiente se presentan los consumos de combustibles para el segundo semestre de 2016 y de 2017.

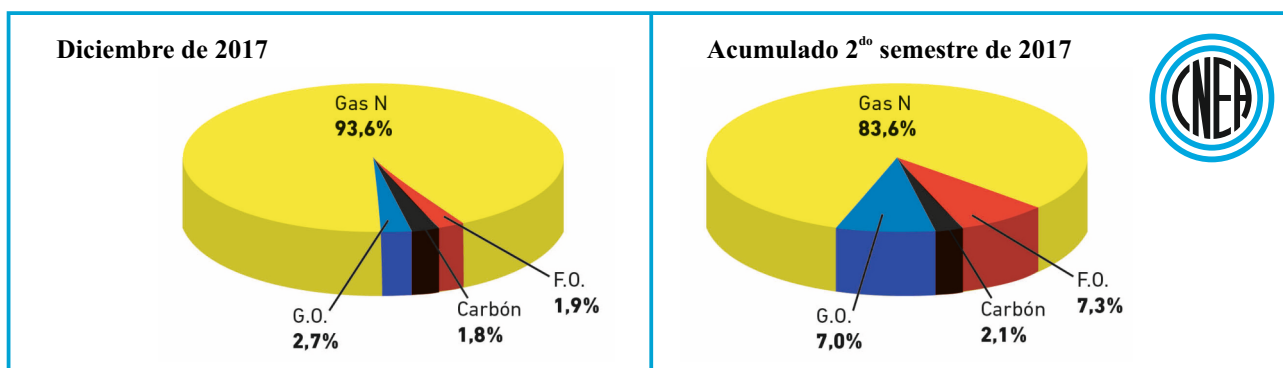
Combustible	Segundo Semestre 2016	Segundo Semestre 2017
GO [m ³]	1.141.800	756.532
Gas N [dam ³]	7.652.297	8.208.072
FO [t]	1.226.268	342.181
Carbón [t]	479.010	258.386

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante 2017. En el gráfico se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.



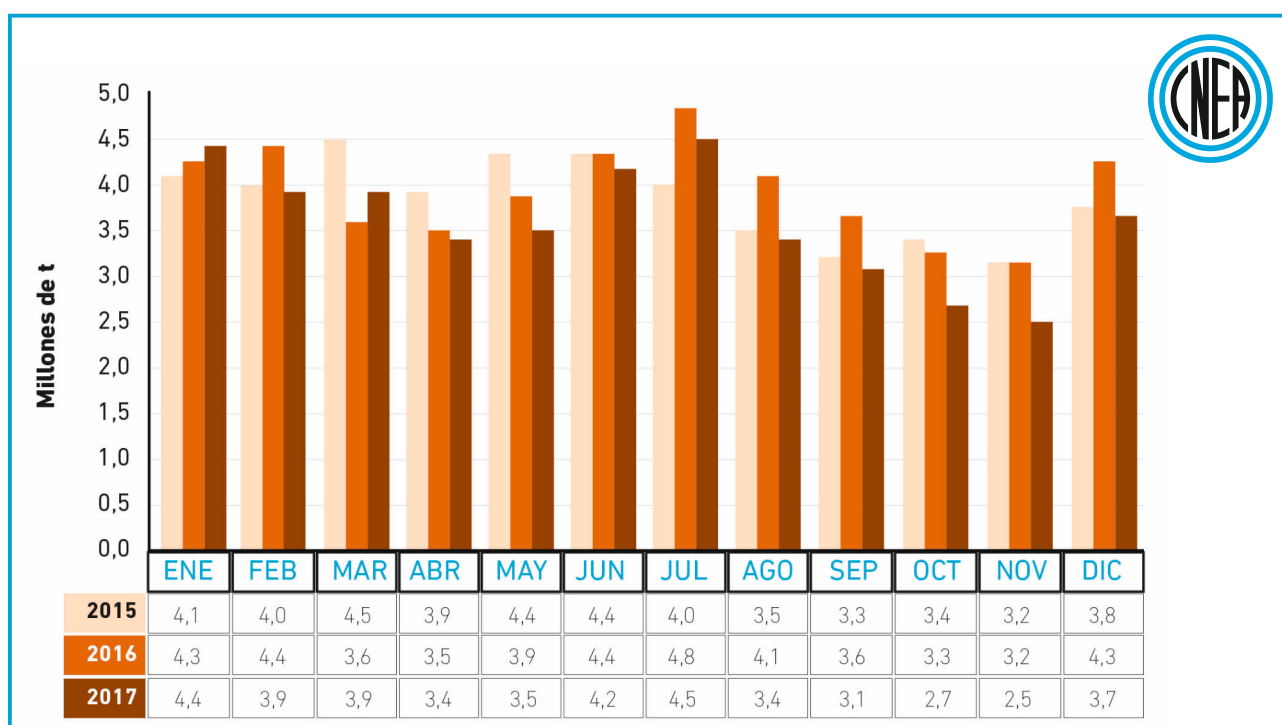
Consumo de Combustibles en el MEM. Año 2017

En los siguientes dos gráficos se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad en diciembre de 2017 y el acumulado durante el segundo semestre de 2017, en unidades equivalentes (energía) respectivamente.



Consumo de Combustibles Fósiles

Se puede observar en el gráfico a continuación las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM desde el año 2015 hasta la fecha.



Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

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 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.

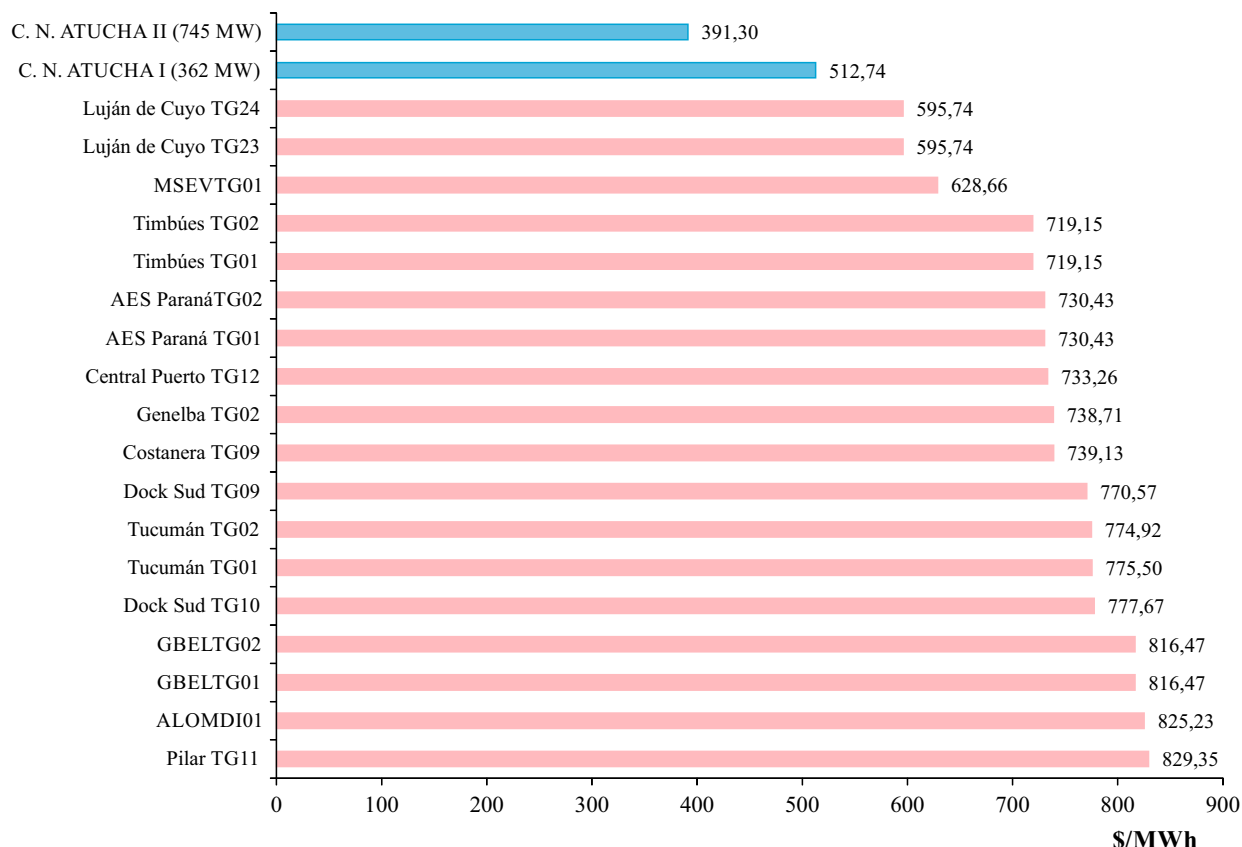
Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera que las máquinas queman gas natural.

La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconoce como un sobrecosto que se adiciona al precio de la energía, sólo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobrecostos transitorios de despacho” es un prorrateo 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 y corresponde al ordenamiento de máquinas para la sanción de precios según Res. SE N° 240/03, siendo los valores referidos a los alcanzados el día 29/12/2017 a las 15:00 hs.

Orden de Despacho Térmico Diciembre 2017

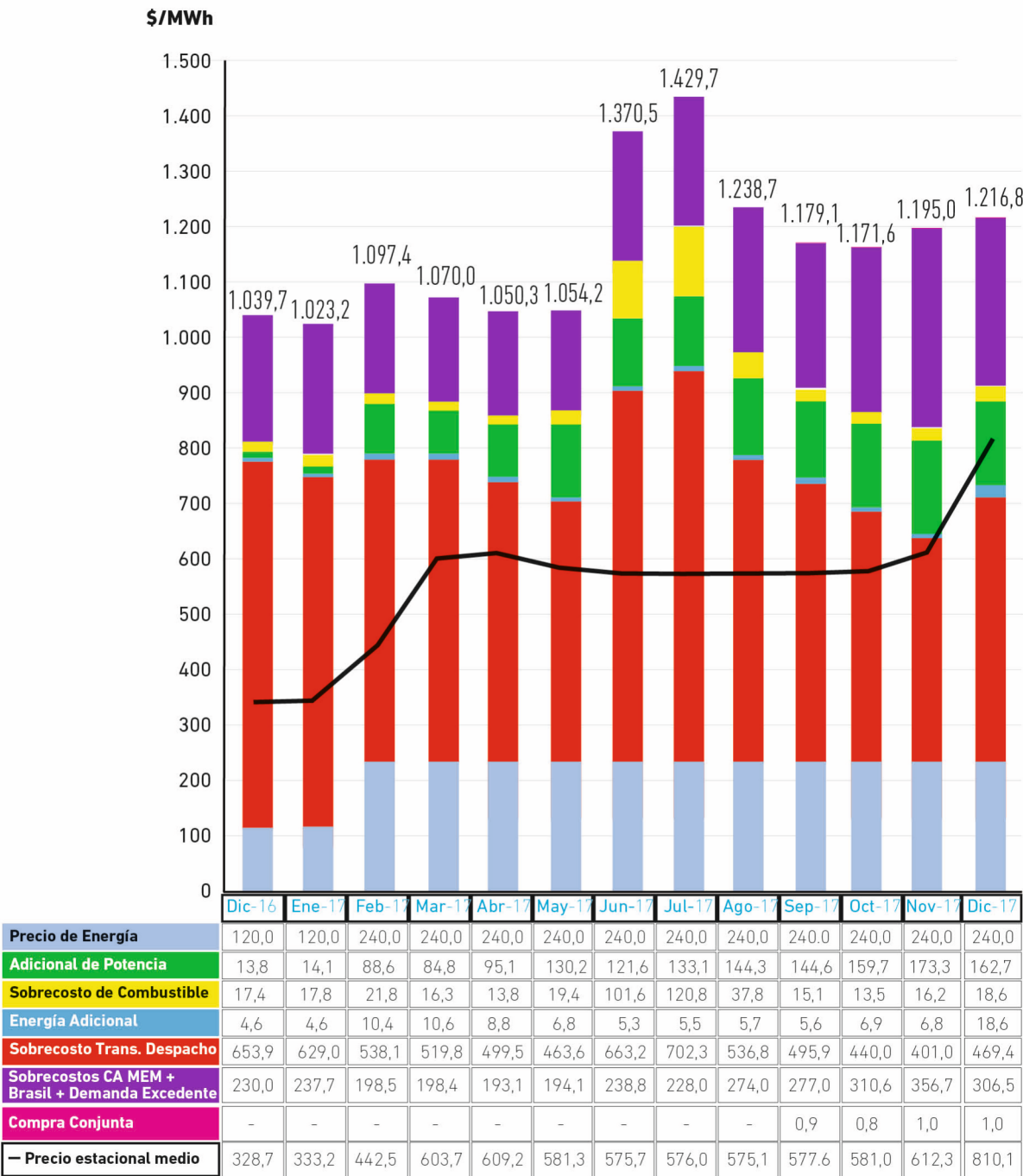


Evolución de los Precios

En el siguiente gráfico se muestra como fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional durante los últimos 13 meses.

El precio estacional es el valor medio de lo que pagan las distribuidoras por la energía que requieren y es trasladado a los usuarios finales de acuerdo con el perfil de éstos. Las distribuidoras le suman el valor agregado de distribución (VAD), el transporte e impuestos.

El precio de la energía tiene un mecanismo para calcular el precio marginal, este ha alcanzado el valor máximo establecido por la Resolución 20-E/2017 de la Secretaría de Energía Eléctrica dependiente del Ministerio de Energía y Minería, por lo que se mantiene constante en 240 \$/MWh desde hace varios años y lo que excede a este valor se incluye en otros ítems.



Composición del precio monómico año 2017

Demanda Eléctrica Regional

En esta sección se presentan, en función de la información presentada en boletines anteriores, datos relevantes de la demanda regional de los Informes Eléctricos de la Secretaría de Energía, población del Censo 2010 y líneas de transmisión de ADEERA y CAMMESA.

A continuación se analizan las diferentes regiones eléctricas provincia por provincia.

Región Gran Buenos Aires-Buenos Aires (GBA-BA)

La región de Gran Buenos Aires-Buenos Aires está integrada por la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (C.A.B.A.) y la provincia de Buenos Aires. Según el Censo 2010 la región posee del orden de 18.485.510 habitantes (47,0% de la población total de Argentina), distribuidos en 307.773 km² (11,1% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2015, se consumieron 60.206.767 MWh, lo que representa un 50,5% del total del país.

Potencia Instalada Gran Buenos Aires - Buenos Aires

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NUC) y centrales hidráulicas (HID). La ubicación de las centrales puede encontrarse, en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región Gran Buenos Aires-Buenos Aires es de 13.706,3 MW, la cual se muestra detallada a continuación por tipo de tecnología.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	3.653,2
TG	GN	GO	3.197,3
CC	GN	GO	5.155,2
DI	GO	-	576,7
BG		-	16,6
NUC		URANIO*	1.107,0
EO		-	0,3
Total			13.706,3

* Uranio (uranio levemente enriquecido y uranio natural)

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.

Distribución

Las distribuidoras que atienden en la región son:

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
EDESUR	3.302	17.152	8.002	1.123
EDENOR	4.637	28.976	9.791	1.401
EDELAP	5.780	5.701	3.101	321
EDEN	109.141	7.914	11.248	328
EDES	76.259	3.620	3.146	-
EDEA	105.438	5.344	7.132	56

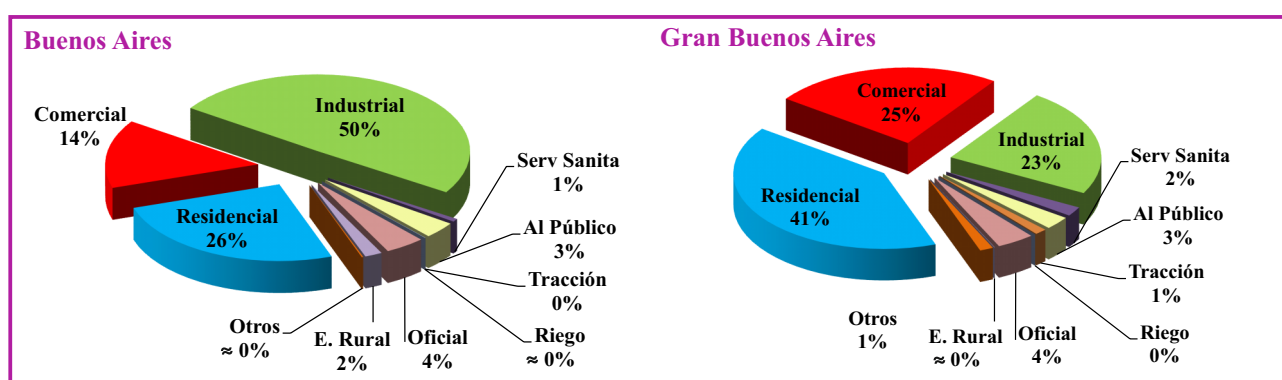
Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, ADEERA.

Consumo Eléctrico

El consumo de Gran Buenos Aires en el año 2015 fue de 43.345.652 MWh, que corresponde a un 72,0% del consumo de la región, mientras que Buenos Aires (conformada por los partidos que no pertenecen al GBA) consumió 16.861.116 MWh, representando el 28,0%. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de las regiones de Buenos Aires y Gran Buenos Aires según los sectores de consumo.

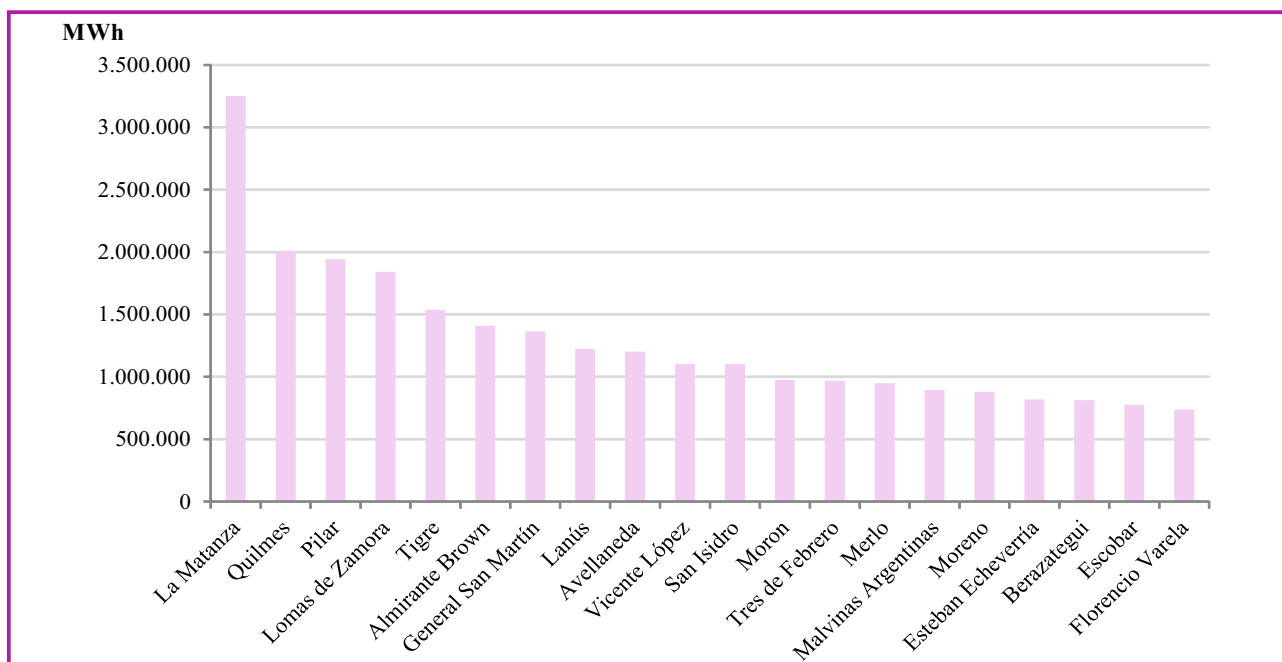
Tipo de Usuario	MWh Consumidos	
	Buenos Aires	Gran Buenos Aires
Residencial	4.312.780	17.569.800
Comercial	2.434.881	10.714.212
Industrial	8.359.043	10.024.019
Servicios Sanitarios	110.808	865.310
Alumbrado Público	587.323	1.210.396
Tracción	0	560.605
Riego	10.316	0
Oficial	710.405	1.756.231
Rural	308.903	16.937
Otros	26.657	628.142
Total	16.861.116	43.345.652

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.



Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Buenos Aires y Gran Buenos Aires. Año 2015
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería

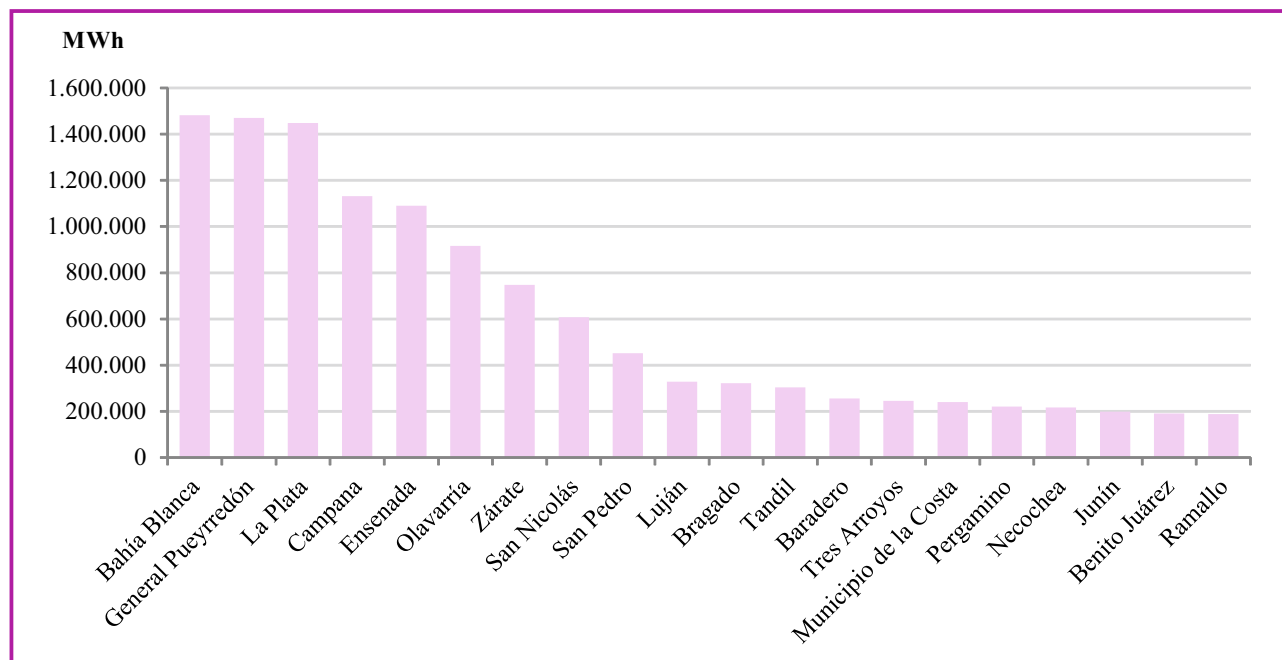
A continuación se presenta el consumo de electricidad de la región de Buenos Aires – Gran Buenos Aires desagregado por partidos. La mayor demanda corresponde a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, que consumió un 31,3% de lo demandado por Gran Buenos Aires, mientras que los 20 partidos con mayor demanda se presentan en la siguiente gráfica.



Demanda eléctrica por partidos del Gran Buenos Aires. Año 2015.

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería

Como puede observarse el partido con mayor demanda es La Matanza con un 7,5%, le sigue Quilmes con un 4,6%, Pilar con un 4,5%, Lomas de Zamora con un 4,2%, Tigre con un 3,5%, Almirante Brown y General San Martín con un 3,3% y 3,1% respectivamente, y luego el resto de los partidos que consumen entre un 0,08% y 2,8% de la electricidad generada.



Demanda eléctrica por partidos de Buenos Aires. Año 2015.

Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

Los partidos con mayor demanda son Bahía Blanca con un 8,8%, General Pueyrredón con un 8,7%, le sigue La Plata con un 8,6%, Campana con un 6,7%, Ensenada con un 6,5%, luego Olavarría con un 5,4%, Zárate con un 4,4% y el resto de los partidos que consumen entre un 3,6% y 0,02% de la electricidad generada.

Región del Litoral (LIT)

La región del Litoral está integrada por las provincias de Entre Ríos y Santa Fe, las cuales, según el Censo 2010, poseen 4.437.036 habitantes entre ambas (11,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 211.788 km² (7,6% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2015 se consumieron 13.762.413 MWh, un 11,5% del total del país.

Potencia Instalada Litoral

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 ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región del Litoral es de 3.275,3 MW, la cual se encuentra detallada por tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	217,0
TG	GN	GO	928,4
CC	GN	GO	865,1
DI	GO	-	319,8
HI		-	945,0
Total			3.275,3

Transporte del Polo Energético de la región y Distribución

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 distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla a continuación, con sus correspondientes km de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión:

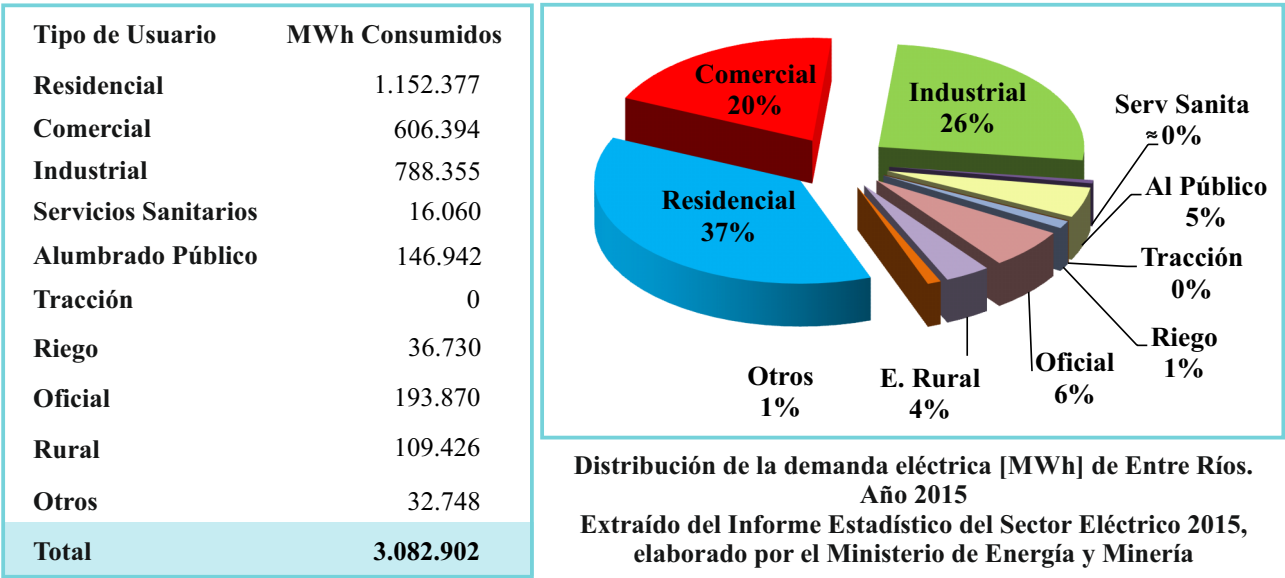
EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
ENERSA	56.287	8.661	14.005	1.130
EPESF	133.696	20.604	29.837	2.263

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, ADEERA.

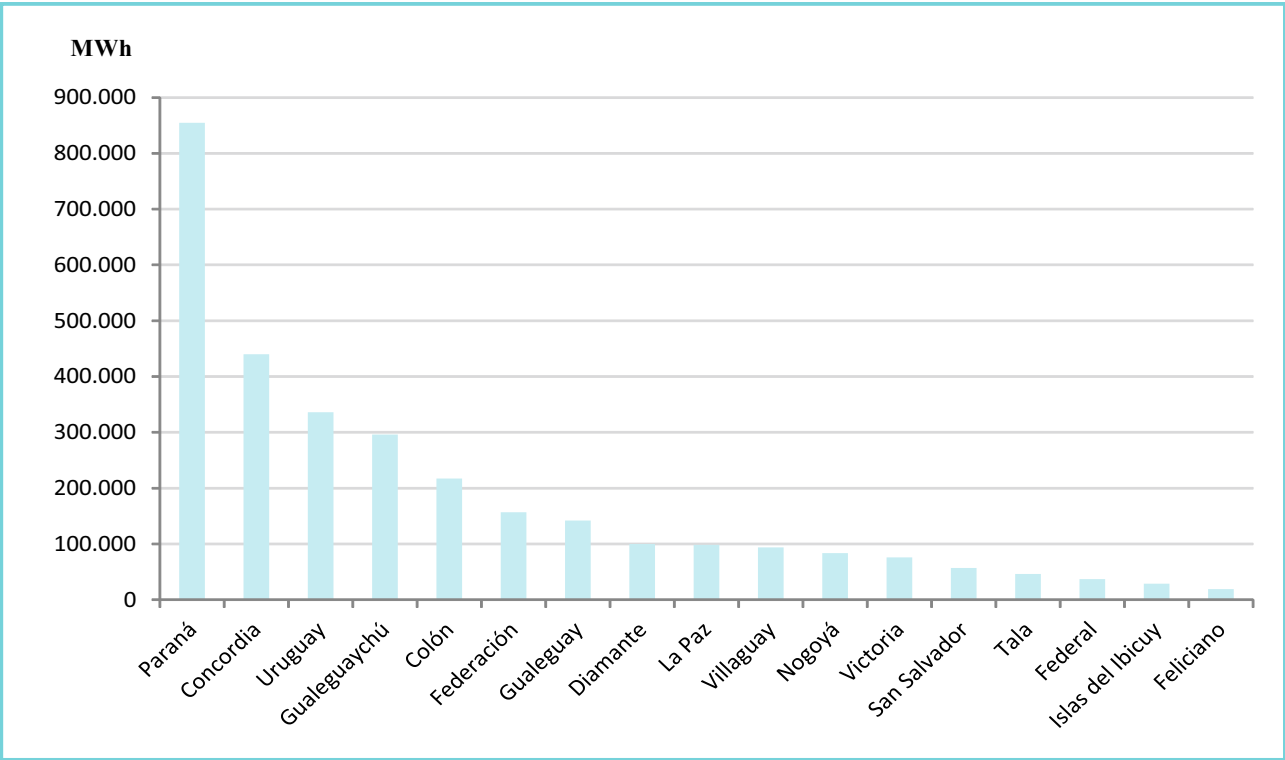
Consumo Eléctrico por Provincias

Entre Ríos

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 3.082.902 MWh, que corresponde a un 22,4% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Entre Ríos según los sectores de consumo.



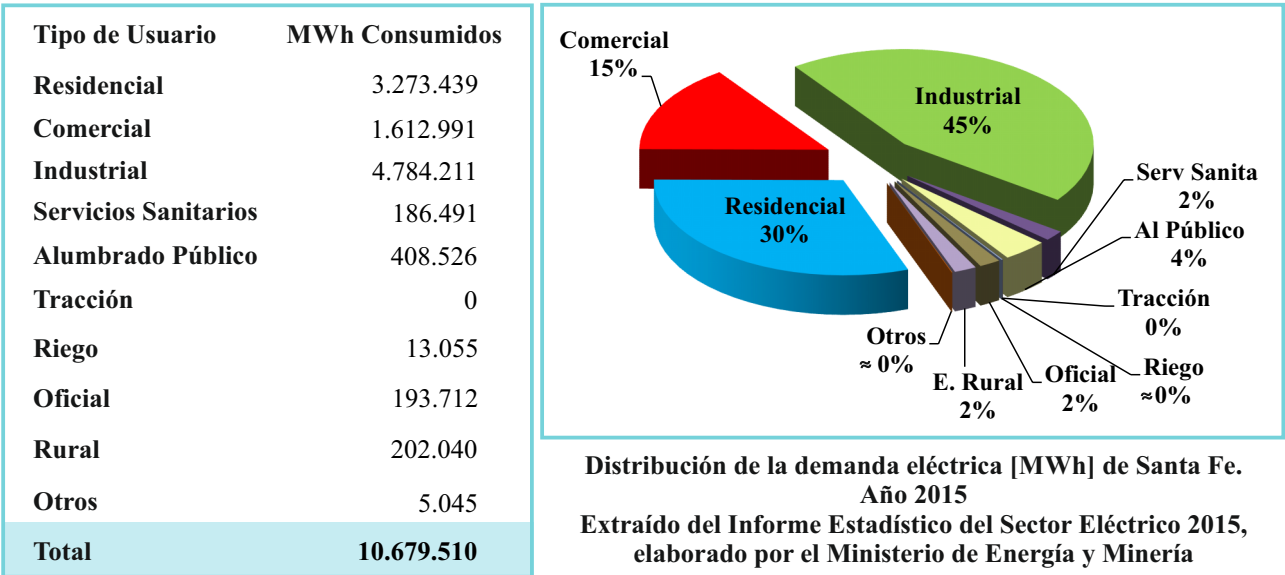
A continuación se presenta el consumo de electricidad de Entre Ríos desagregado por departamentos.



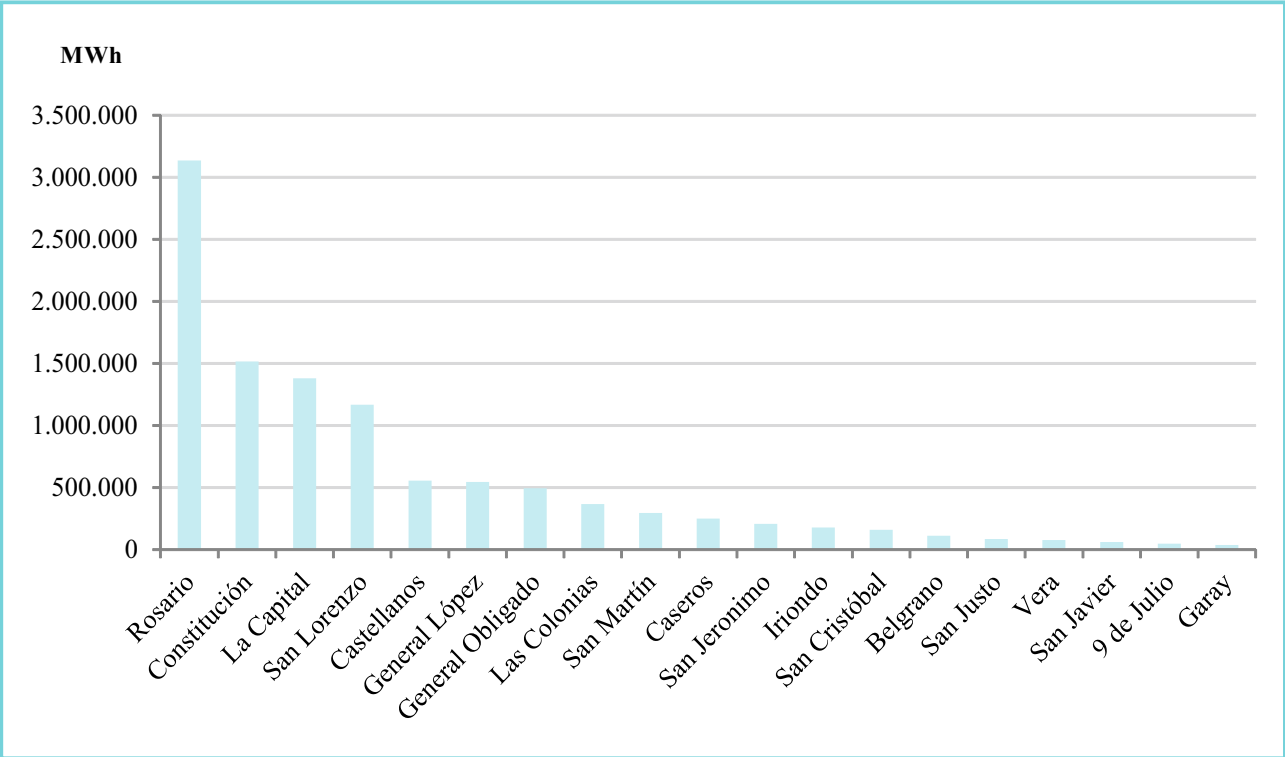
El mayor consumo eléctrico de Entre Ríos corresponde a lo demandado por el departamento de Paraná con un 27,7%, le sigue el departamento de Concordia con el 14,3%, el departamento Uruguay con el 10,9%, Gualeguaychú con el 9,6%, Colón con el 7,1% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,6% y 5,1% de la electricidad generada.

Santa Fe

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 10.679.510 MWh, que corresponde a un 77,6% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santa Fe según los sectores de consumo.



A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santa Fe desagregado por departamentos.



Demanda eléctrica por partidos de Santa Fe. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

El mayor consumo eléctrico de Santa Fe corresponde a lo demandado por el departamento de Rosario en un 29,4%, le sigue el departamento de Constitución con 14,2%, el departamento de La Capital con 12,9%, San Lorenzo con 10,9% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,3% y el 5,2% de la electricidad generada.

Región NOA

La región del NOA está integrada por las provincias de Catamarca, Jujuy, La Rioja, Salta, Santiago del Estero y Tucumán, según el Censo 2010 posee del orden de 4.931.795 habitantes (12,5% de la población total de Argentina), distribuidos en 559.864 km² (20,1% del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2015 consumieron 10.040.163 MWh, lo que representa un 8,4% del total del país.

Potencia Instalada NOA

Las tecnologías instaladas en la región son: turbinas de gas (TG), turbinas de vapor (TV), ciclos combinados (CC), motores diesel (DI), centrales nucleares (NUC) y centrales hidráulicas (HID). La ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región del NOA es de 3.056,9 MW, la cual se encuentra detallada por tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TV	GN	FO	261,0
TG	GN	GO	675,6
CC	GN	GO	1.471,7
DI	GO	GO	372,0
HI		-	218,2
EO		-	58,4
Total			3.056,9

Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

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 distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla a continuación, con sus correspondientes km de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión.

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
Energía de Catamarca S.A.P.E.M ⁽¹⁾	102.602	2.505	2.631	-
EDELAR S.A.	89.680	3.149	5.232	604
EDESA S.A.	155.488	8.530	4.838	300
EDESE S.A.	150.536	8.293	8.649	-
EDET S.A.	22.524	9.017	6.220	-
EJE S.A.	53.219	3.493	4.389	-

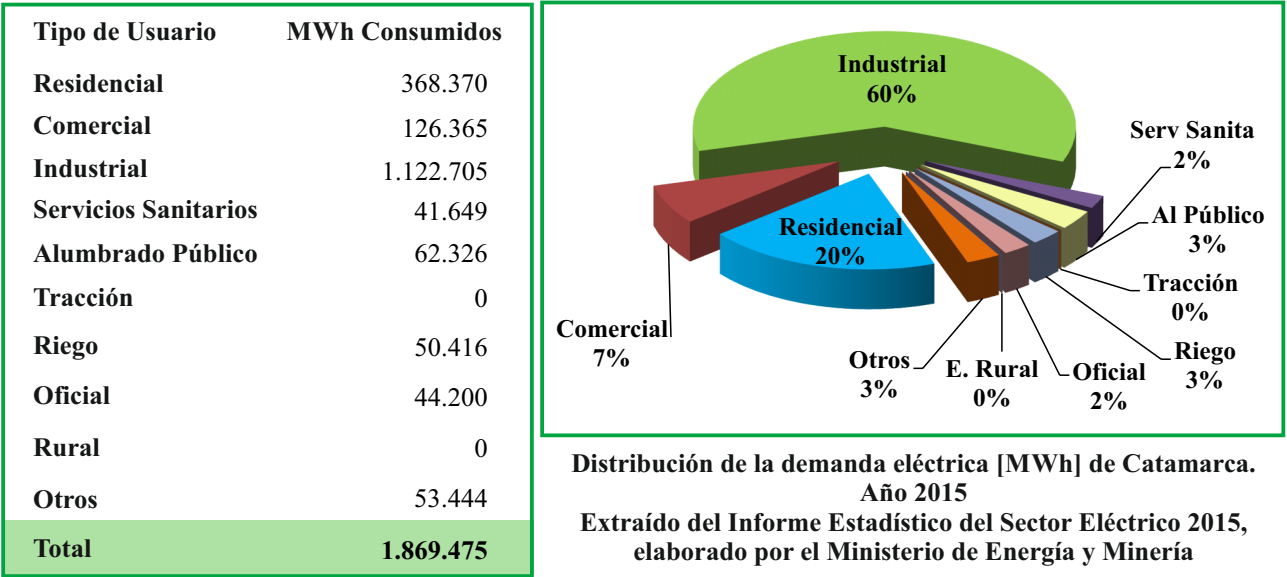
(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2012.

Fuente: Informe Estadístico Anual 2016, ADEERA.

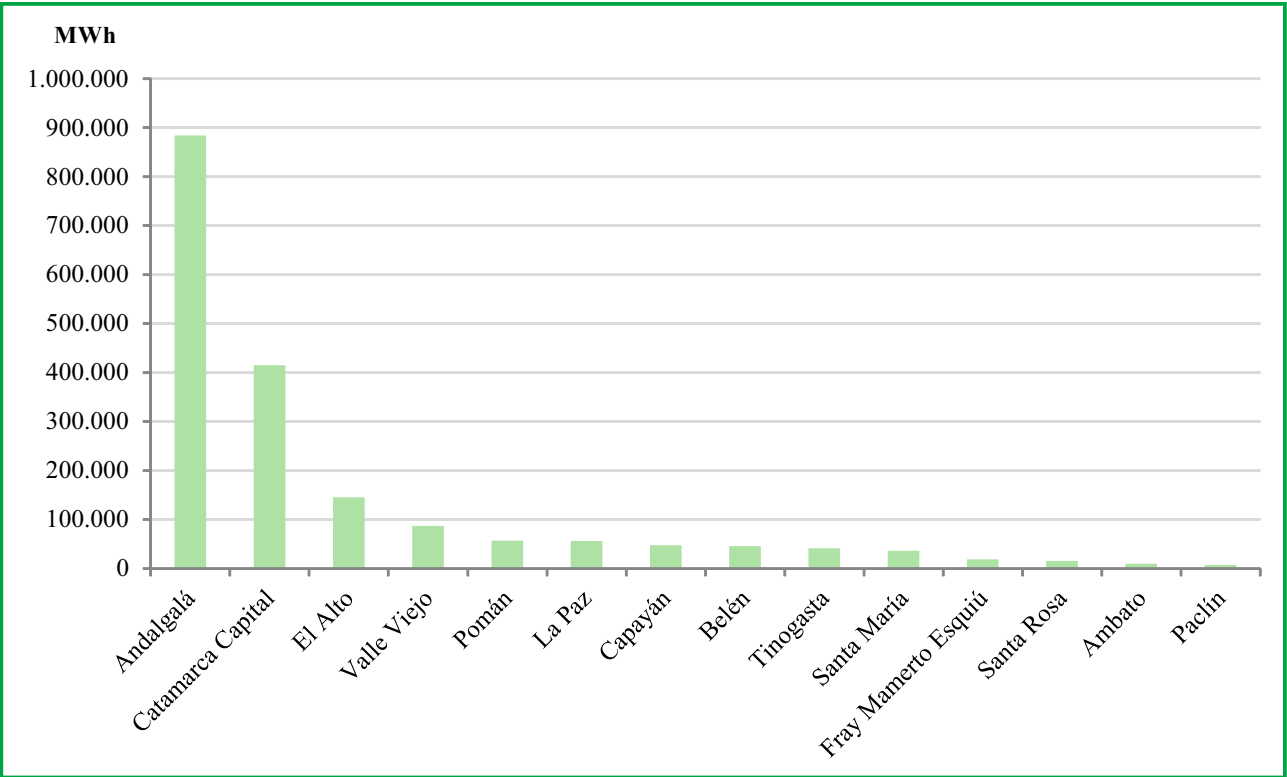
Consumo eléctrico por provincias

Catamarca

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.869.475 MWh, que corresponde a un 18,6% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Catamarca según los sectores de consumo.



A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Catamarca desagregado por departamentos.

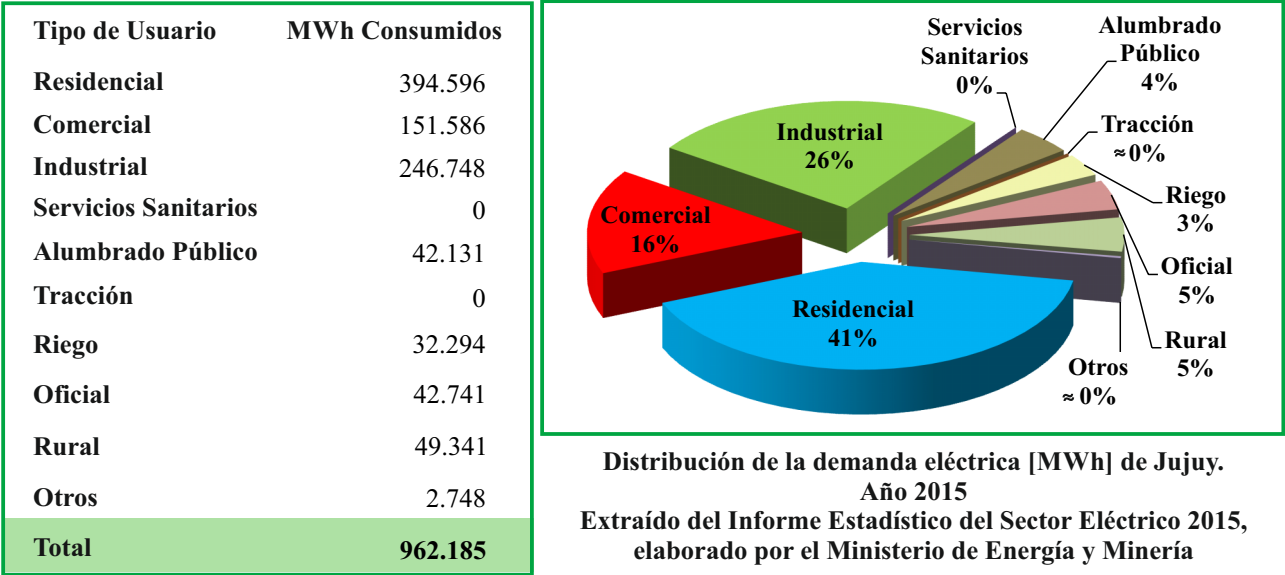


Demanda eléctrica por partidos de Catamarca. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

El mayor consumo eléctrico de Catamarca corresponde a lo demandado por el departamento de Andalgalá con un 47,3%, le sigue el departamento de Catamarca Capital con el 22,2%, el departamento de El Alto con el 7,8%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,07% y 4,7% de la electricidad generada.

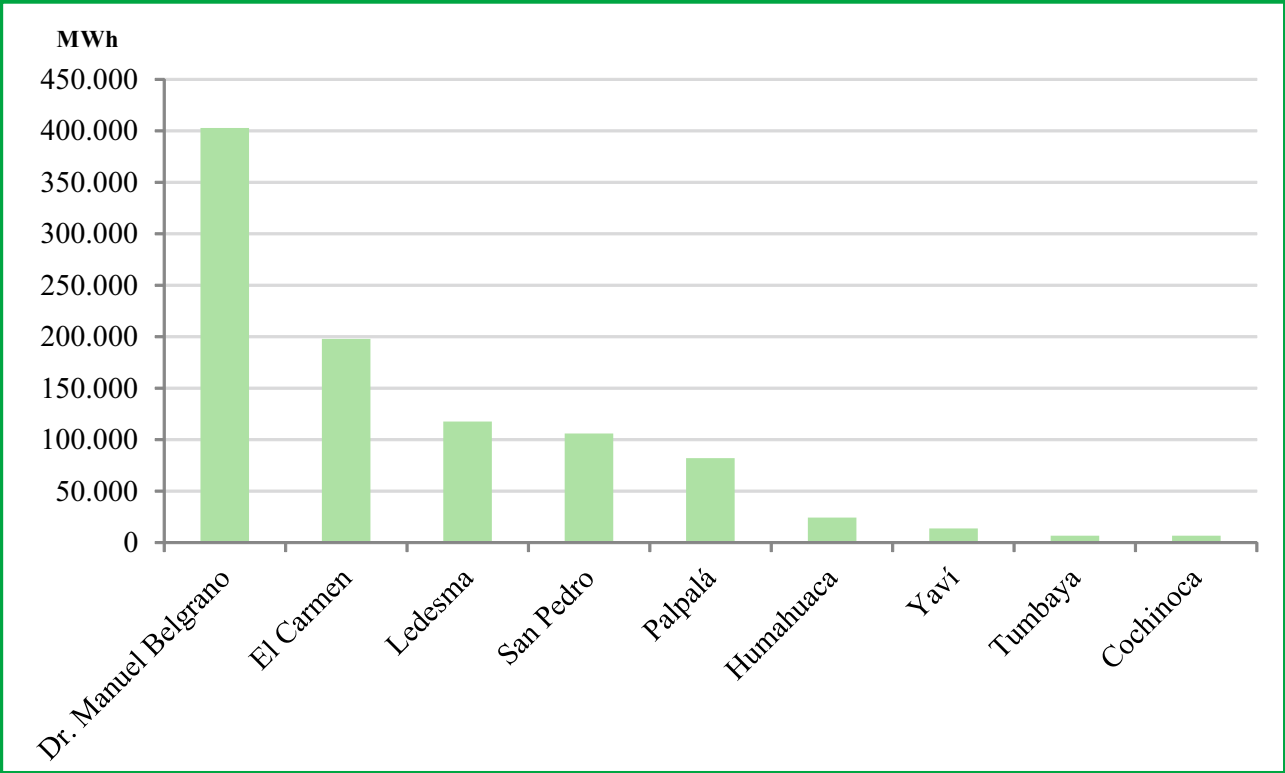
Jujuy

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 962.185 MWh, que corresponde a un 9,6% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Jujuy según los sectores de consumo.



Nota: Los datos de la empresa distribuidora EJSSESA, al ser mercados dispersos, se calificaron dentro de la categoría rural. Equivalen a un total de 390 MWh y se contemplan en el total demandado de la región y la distribución sectorial, pero no en la distribución por departamentos.

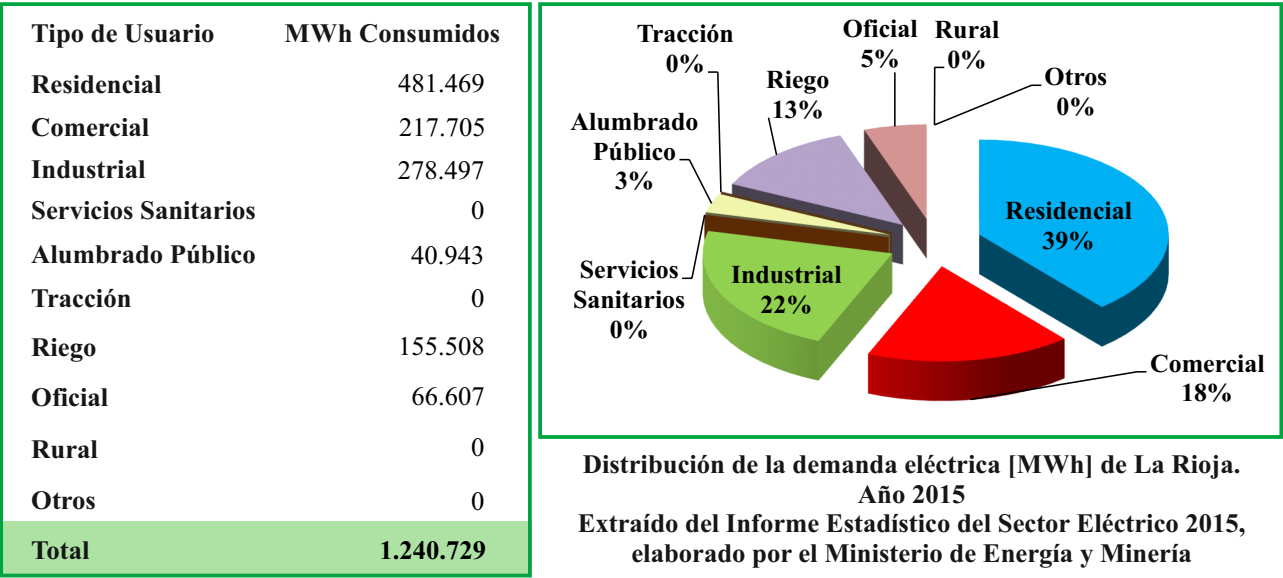
A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de Jujuy desagregado por departamentos.



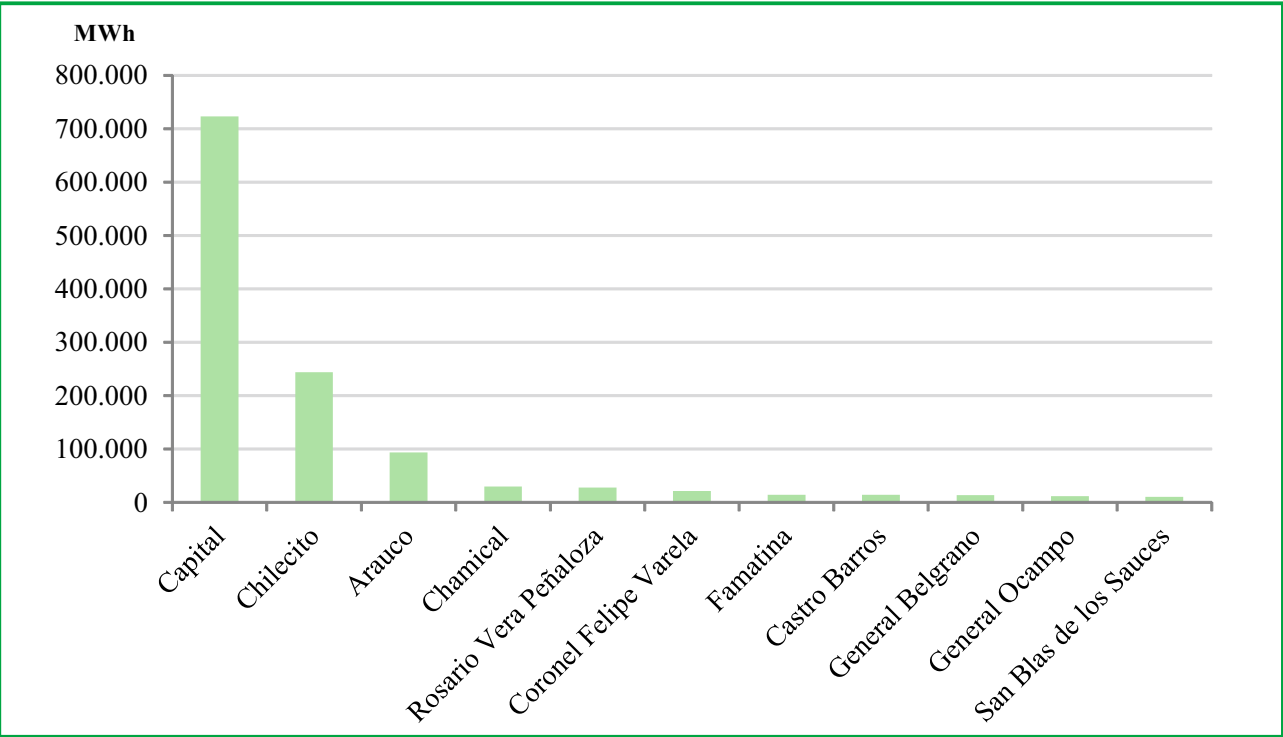
El mayor consumo eléctrico de Jujuy corresponde a lo demandado por el departamento Dr. Manuel Belgrano con un 41,9%, le sigue el departamento de El Carmen con el 20,6%, el departamento de Ledesma con el 12,2%, el departamento de San Pedro con el 11,0%, el de Palpalá con el 8,5% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,05% y el 2,6% de la electricidad generada.

La Rioja

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.240.729 MWh, que corresponde a un 12,4% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de La Rioja según los sectores de consumo.



A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de La Rioja desagregado por departamentos.

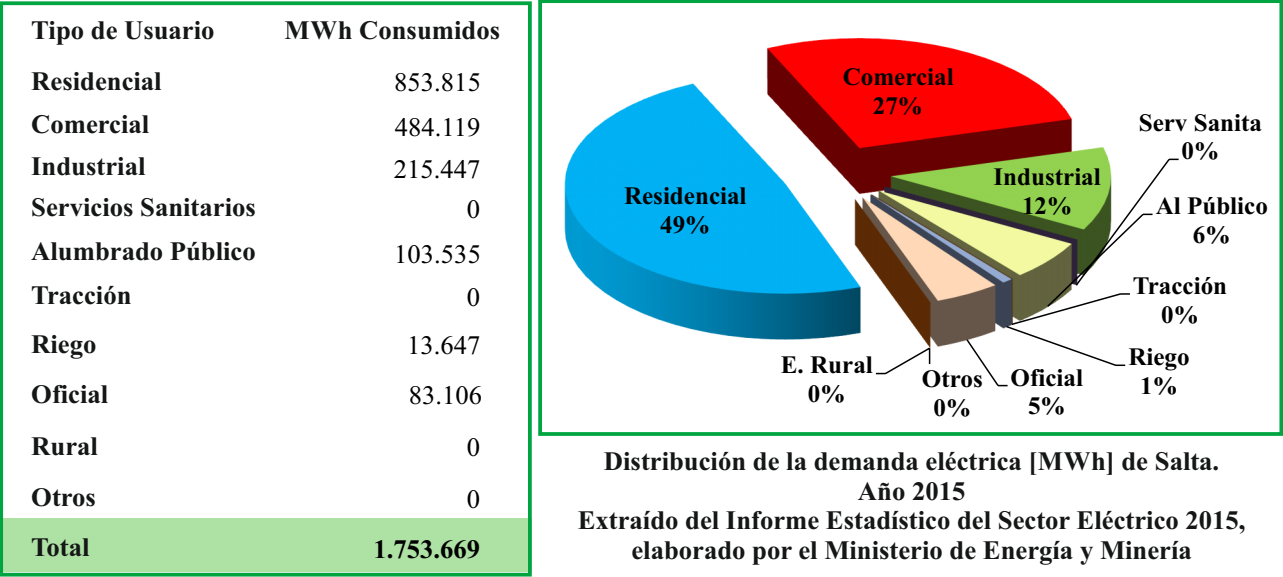


Demanda eléctrica por partidos de La Rioja. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

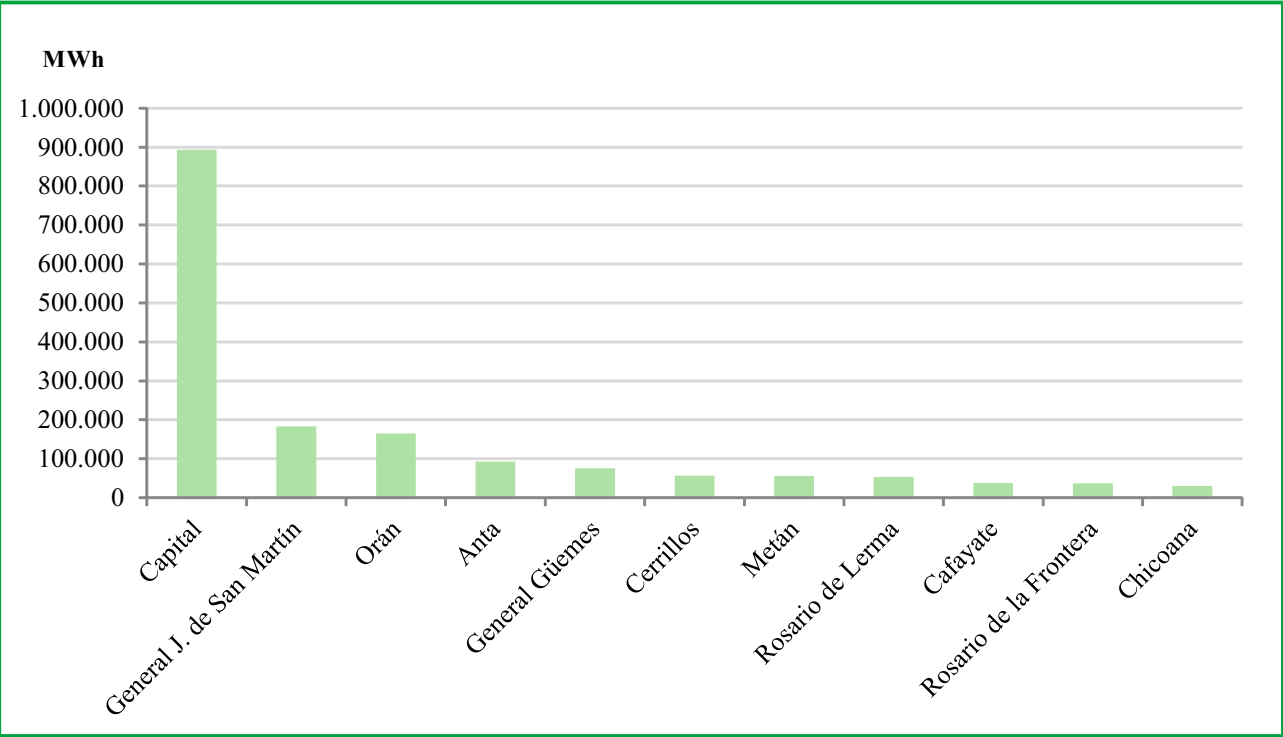
El mayor consumo eléctrico de La Rioja corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 58,3%, le sigue el departamento de Chilecito con el 19,6%, el departamento de Arauco con el 7,6% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,2% y el 2,5% de la electricidad generada.

Salta

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.753.669MWh, que corresponde a un 17,5% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Salta según los sectores de consumo.



A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de Salta desagregado por departamentos.

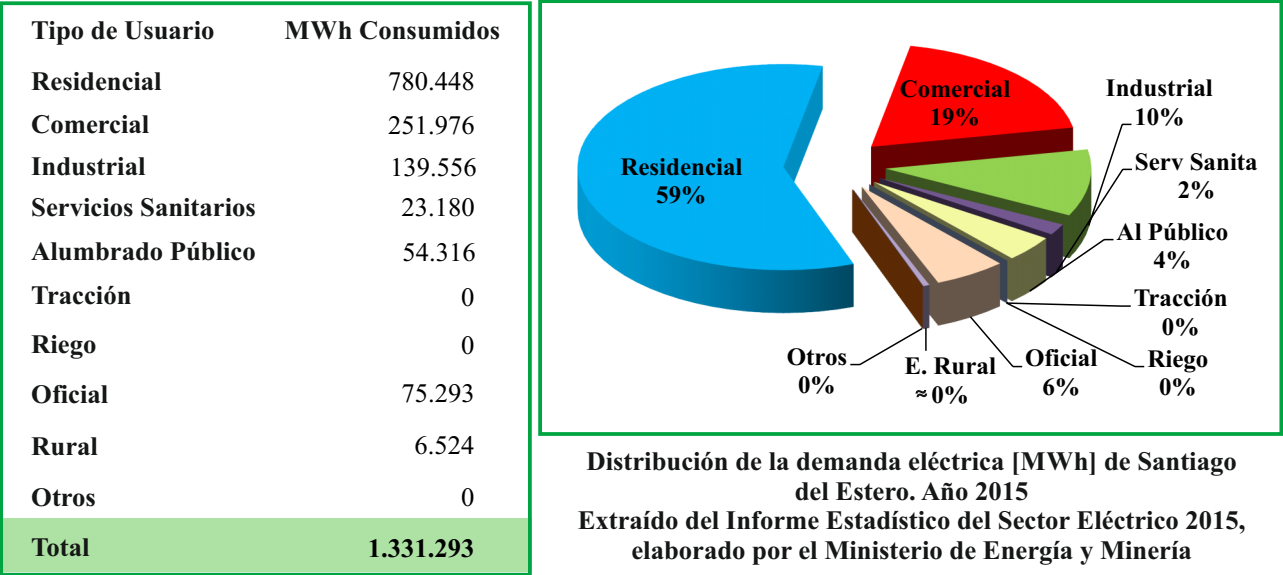


Demanda eléctrica por partidos de Salta. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

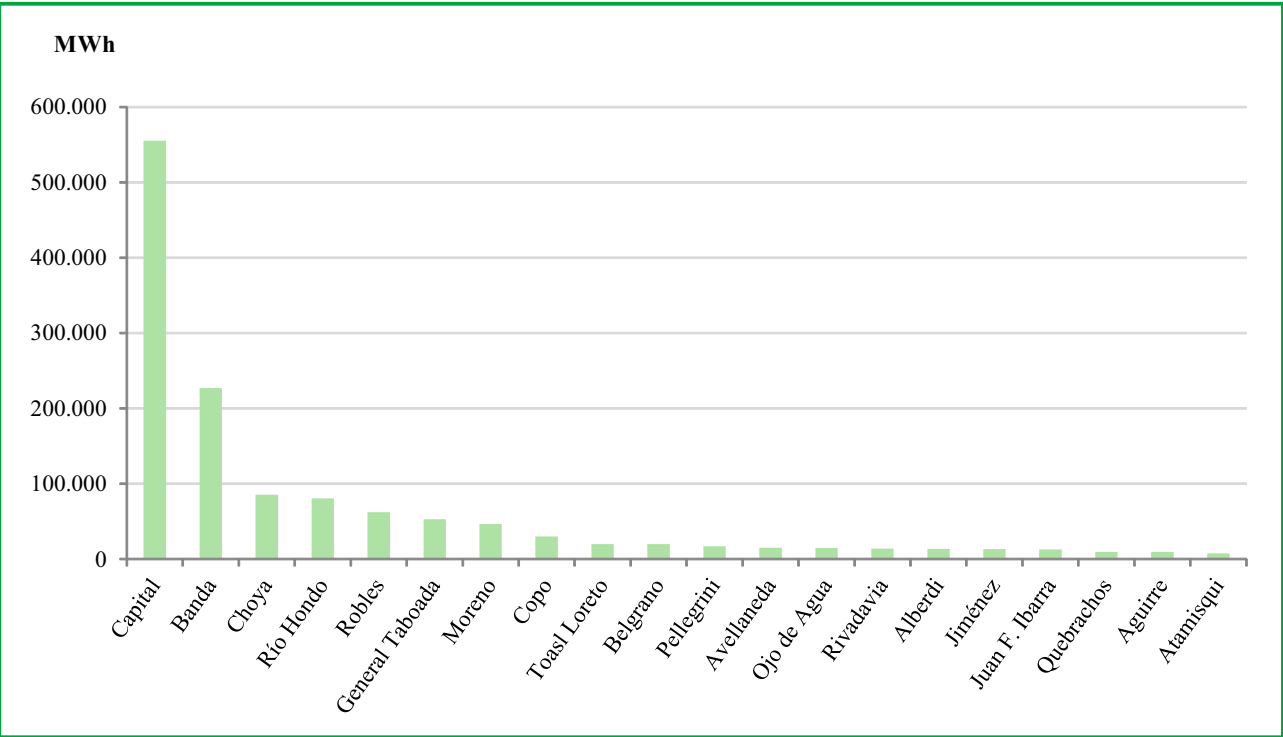
El mayor consumo eléctrico de Salta corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 50,9%, le sigue el departamento de General J. de San Martín con el 10,4%, el departamento de Orán con el 9,4% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,03% y el 5,3% de la electricidad generada.

Santiago del Estero

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.331.293 MWh, que corresponde a un 13,3% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Santiago del Estero según los sectores de consumo.



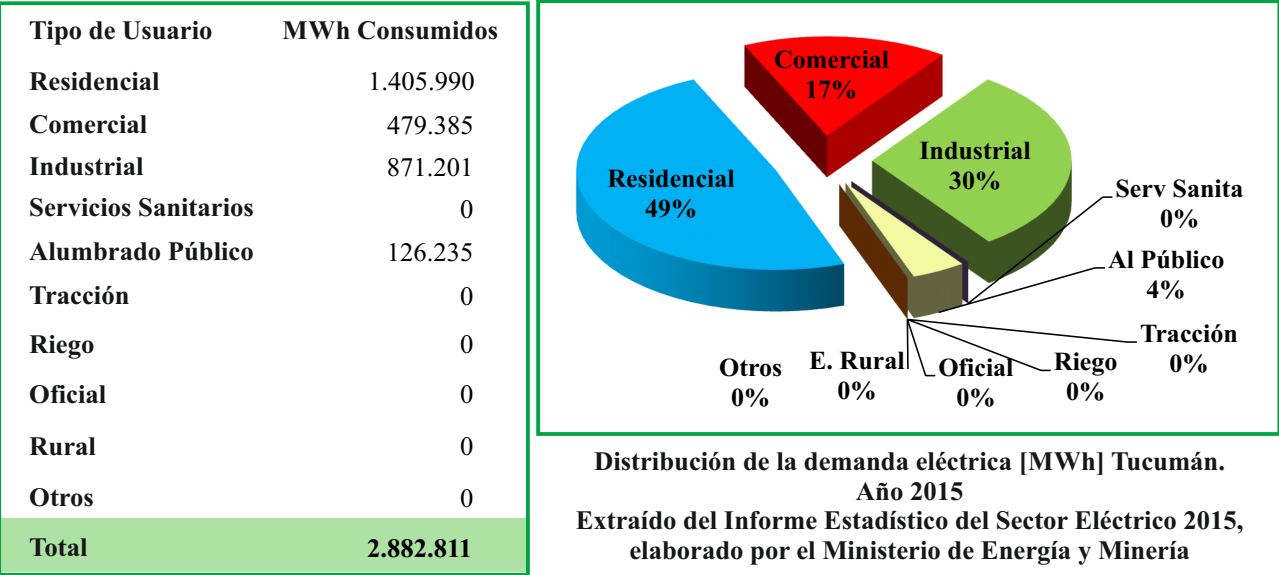
A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Santiago del Estero desagregado por departamentos.



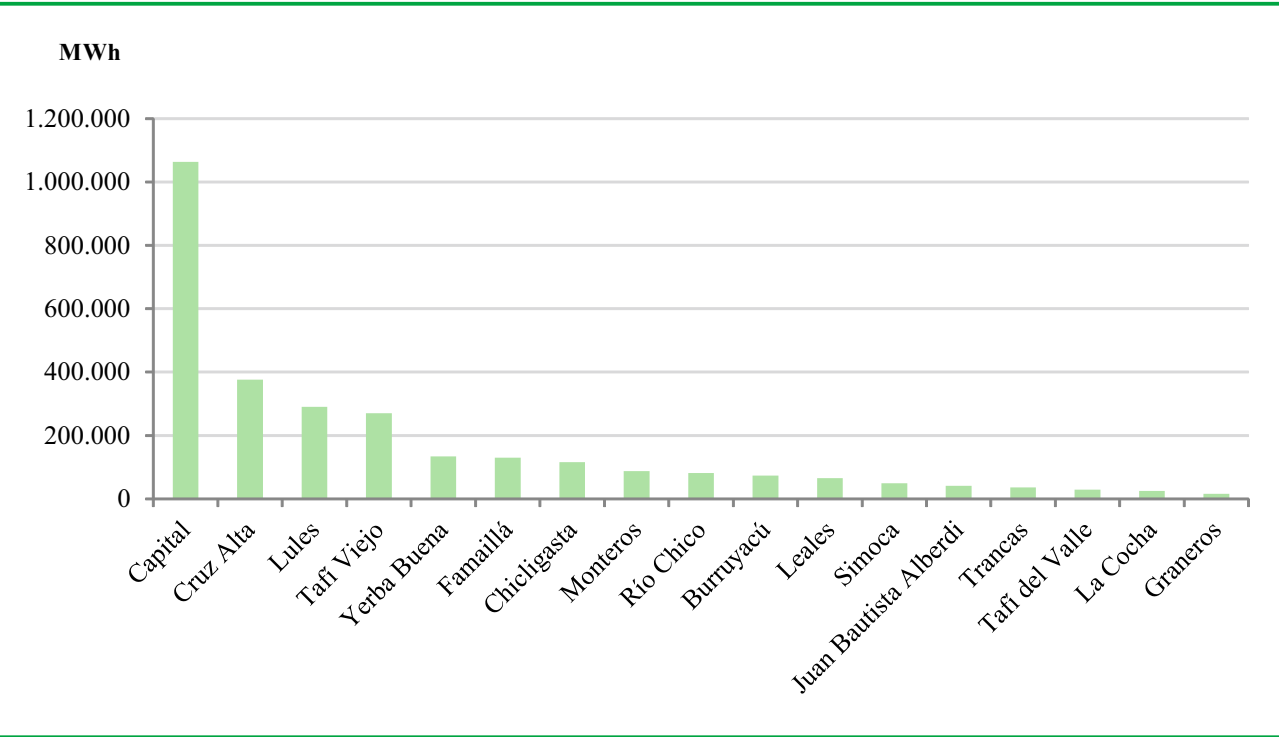
El mayor consumo eléctrico de Santiago del Estero corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 41,7%, le sigue el departamento de la Banda con el 17,0%, el departamento de Choya con el 6,4%, el de Río Hondo con el 6,0% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,04% y el 4,7% de la electricidad generada.

Tucumán

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 2.882.811 MWh, que corresponde a un 28,7% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Tucumán según los sectores de consumo.



A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Tucumán desagregado por departamentos.



El mayor consumo eléctrico de Tucumán corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 36,9%, le sigue el departamento de Cruz Alta con el 13,0%, el departamento de Lules con el 10,1%, el departamento de Taft Viejo con el 9,4% y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,5% y el 4,7% de la electricidad generada.

Región NEA

La región del NEA está integrada por las provincias de Chaco, Corrientes, Formosa y Misiones, entre las cuales según el Censo 2010, habitan 3.672.528 habitantes (9,3% de la población total de Argentina), distribuidos en 289.699 km² (10,4% de la superficie del país). En cuanto al servicio eléctrico, en el transcurso del año 2015 se consumieron 6.742.455 MWh, un 5,7% del total del país.

Potencia Instalada del NEA

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 ubicación de las centrales puede encontrarse en mapas, en ediciones anteriores a este boletín.

La potencia instalada unificada al SADI en la región del NEA es de 3.080,9 MW, la cual se encuentra detallada por tecnología a continuación.

TECNOLOGÍA	COMBUSTIBLE		POTENCIA (MW)
	PRINCIPAL	ALTERNATIVO	
TG	GN	GO	33,0
DI	GO	-	302,9
HI		-	2.745,0
Total			3.080,9

Transporte del Polo Energético de la Región y Distribución

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

La empresa transportista en el NEA es TRANSENER que opera y mantiene las líneas de 132 kV.

Las distribuidoras que atienden en la región son las que se encuentran listadas en la tabla a continuación con sus correspondientes km de tendido eléctrico en los diferentes niveles de tensión.

EMPRESA	ÁREA [km ²]	BT [km]	MT [km]	AT [km]
SECHEEP ⁽¹⁾	99.633	1.802	7.874	683
DPEC ⁽²⁾	88.199	4.450	12.834	555
REFSA ⁽³⁾	72.000	2.707	3.435	-
EMSA ⁽⁴⁾	16.206	4.369	7.841	512

(1) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2014.
 (2) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2006.
 (3) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2013.
 (4) Los datos obtenidos para esta distribuidora son los correspondientes al año 2014.

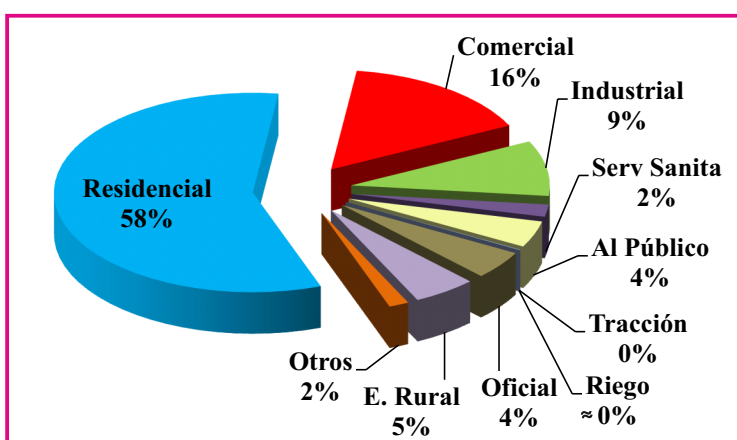
Fuente: Informe Estadístico Anual 2014, ADEERA.

Consumo Eléctrico por Provincias

Chaco

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 2.115.274 MWh, que corresponde a un 30,4% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Chaco según los sectores de consumo.

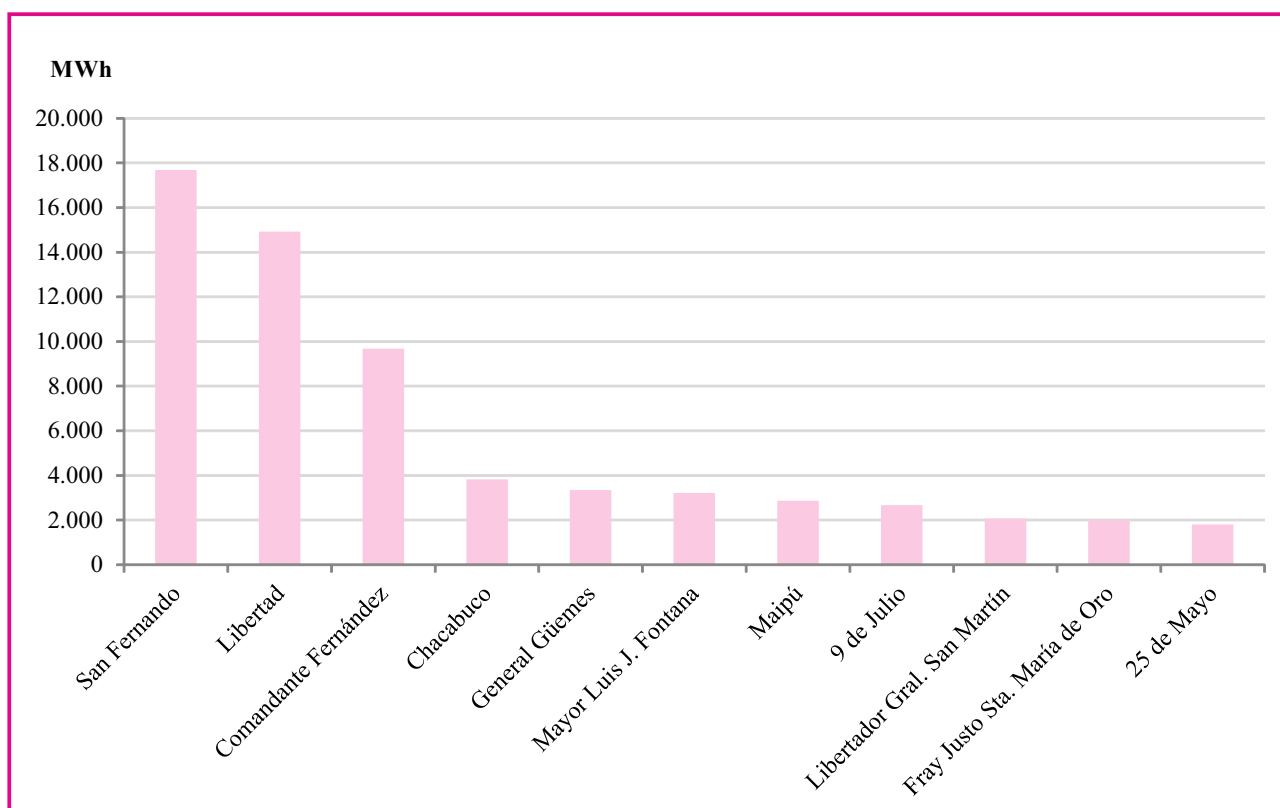
Tipo de Usuario	MWh Consumidos
Residencial	1.218.900
Comercial	331.076
Industrial	189.959
Servicios Sanitarios	41.929
Alumbrado Público	90.581
Tracción	0
Riego	1.772
Oficial	97.282
Rural	109.508
Otros	34.267
Total	2.115.274



**Distribución de la demanda eléctrica [MWh] de Chaco.
Año 2015**
Extraído del Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015,
elaborado por el Ministerio de Energía y Minería

Nota: La Distribuidora SECHEEP no ha enviado la información solicitada al presente año. El Ministerio de Energía y Minería ha realizado una estimación de la energía eléctrica Facturada a Usuario final en función de la energía comprada por el ente a CAMMESA, apropiando pérdidas y manteniendo los niveles históricos de participación. Por este motivo, esta demanda no se ve reflejada en algunos departamentos de la lista de distribución geográfica (y algunos departamentos no fueron incluidos) pero sí en la distribución sectorial. Esta demanda equivale a un total de 2.046.510 MWh.

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Chaco desagregado por departamentos.

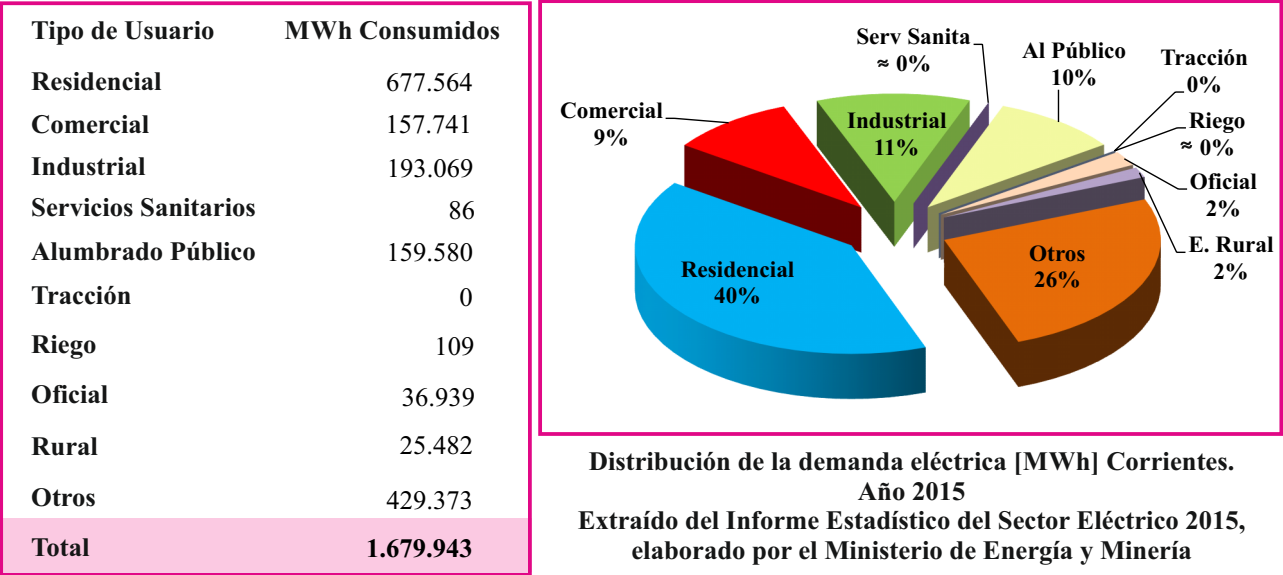


Demanda eléctrica por partidos de Chaco. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

El mayor consumo eléctrico de Chaco corresponde a lo demandado por el departamento de San Fernando con un 25,7%, le sigue el departamento de Libertad con el 21,7%, el departamento de Comandante Fernández con el 14,1%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,1% y 5,6% de la electricidad generada.

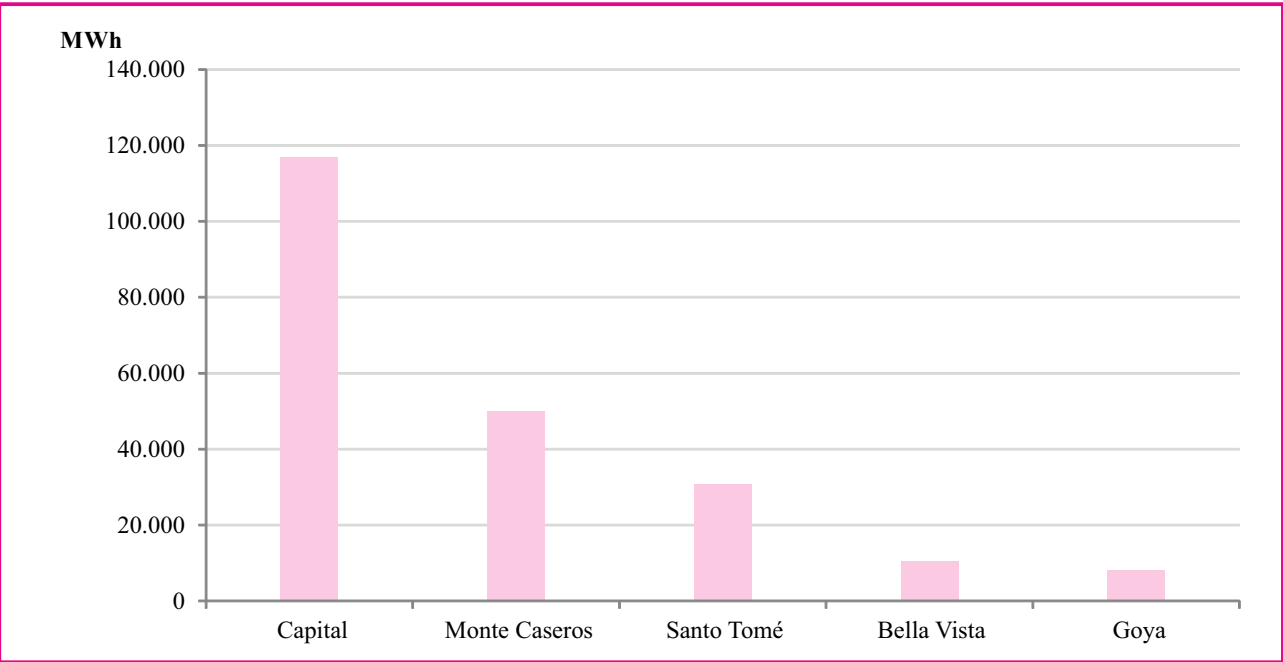
Corrientes

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.679.943 MWh, que corresponde a un 24,9% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Corrientes según los sectores de consumo.



Nota: La Distribuidora DPEC no ha enviado la información solicitada al presente año. El Ministerio de Energía y Minería ha realizado una estimación de la energía eléctrica Facturada a Usuario final en función de la energía comprada por el ente a CAMMESA, apropiando pérdidas y manteniendo los niveles históricos de participación. Por este motivo, esta demanda no se ve reflejada en algunos departamentos de la lista de distribución geográfica (y algunos departamentos no fueron incluidos) pero sí en la distribución sectorial. Esta demanda equivale a un total de 1.463.828 MWh.

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Corrientes desagregado por departamentos. Cabe aclarar que los valores presentados desagregados de esta forma fueron sólo los de las cooperativas.

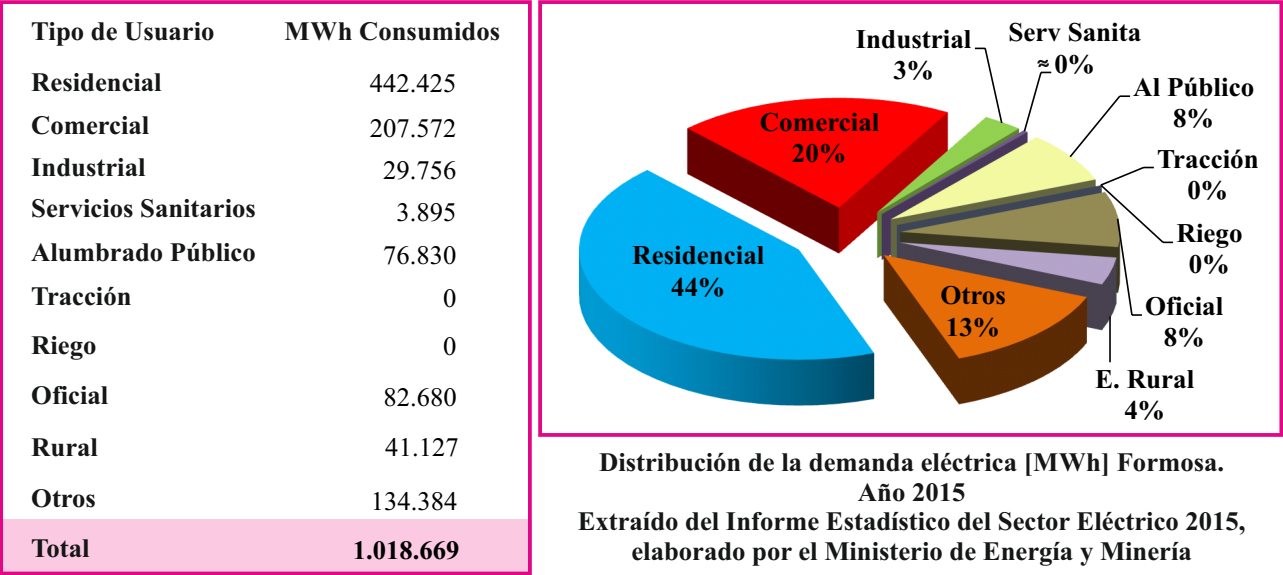


Demanda eléctrica por partidos de Corrientes. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

El mayor consumo eléctrico de Corrientes corresponde a lo demandado por el departamento de Capital con un 54,1%, le sigue el departamento de Monte Caseros con el 23,1%, luego el departamento de Santo Tomé con el 14,2%, el de Bella Vista con el 4,9% y por último el departamento de Goya con el 3,7%.

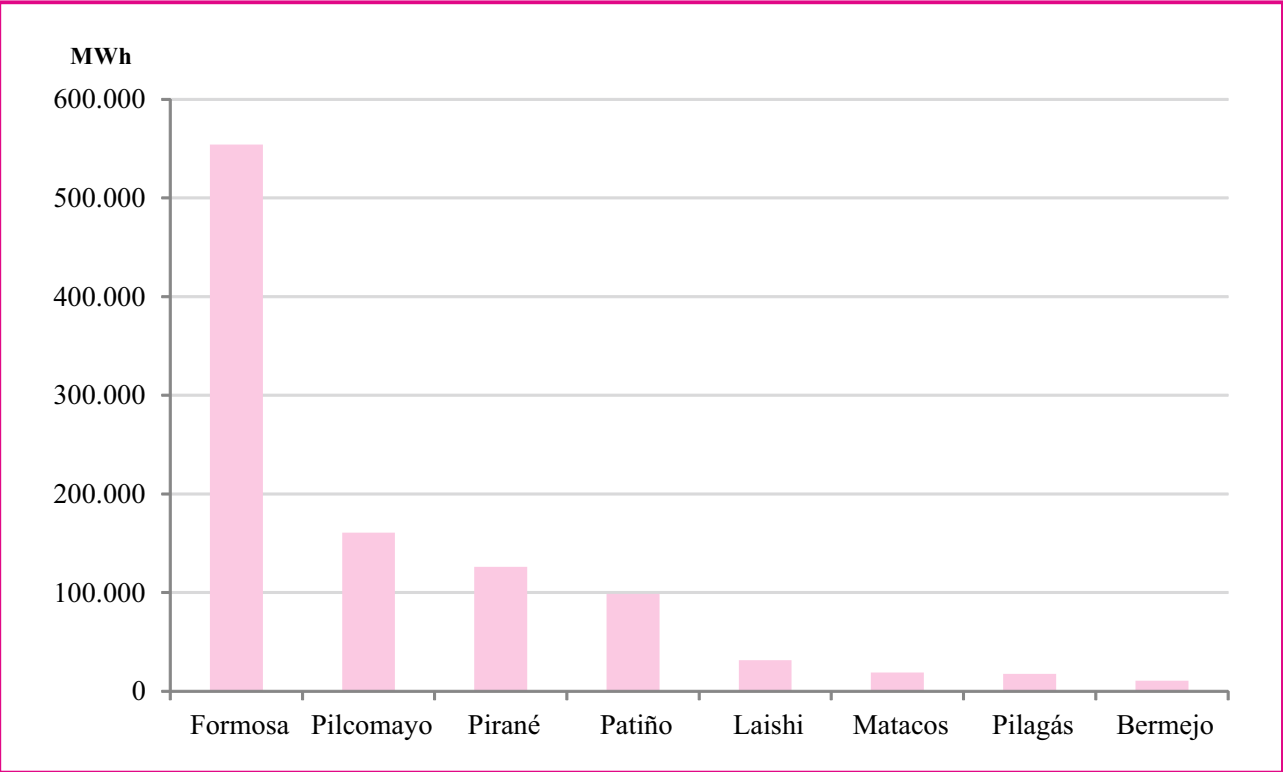
Formosa

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.018.669 MWh, que corresponde a un 15,1% del consumo de la región. En la siguiente tabla se presenta la distribución de la demanda eléctrica de la provincia de Formosa según los sectores de consumo.



Nota: La Distribuidora REFSA no ha enviado la información solicitada al presente año. El Ministerio de Energía y Minería ha completado con los datos correspondientes al Informe Estadístico del Sector Eléctrico del año anterior. Se han mantenido los valores por Departamento, tanto para la energía Facturada como para los Usuarios.

A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Formosa desagregado por departamentos.

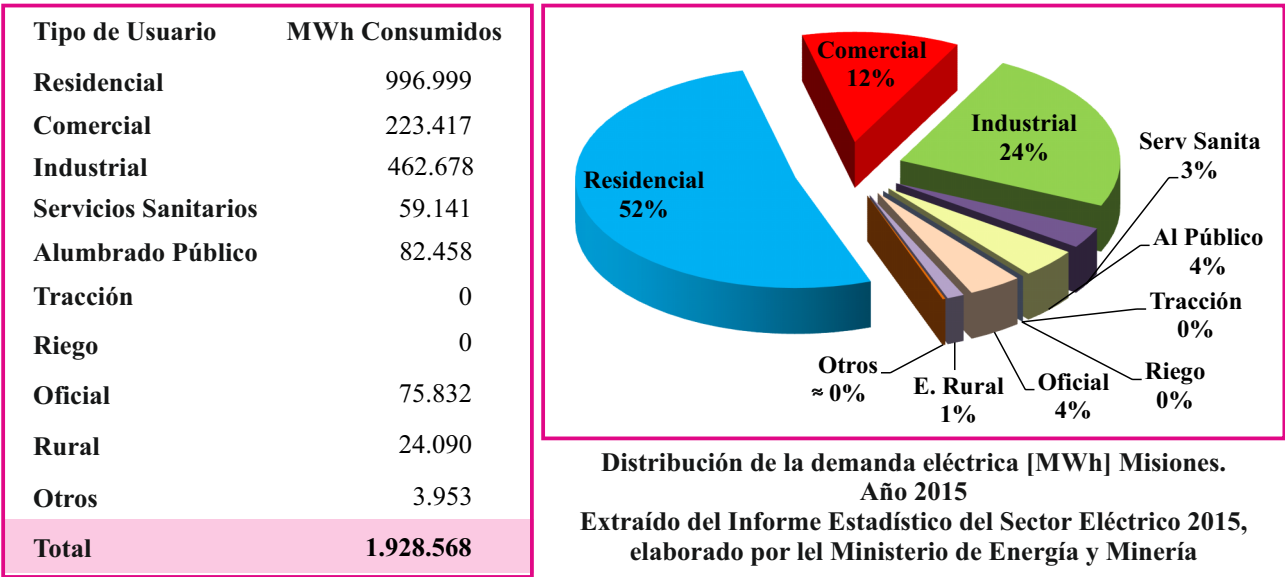


Demanda eléctrica por partidos de Formosa. Año 2015.
Fuente: Informe Estadístico del Sector Eléctrico 2015, elaborado por el Ministerio de Energía y Minería.

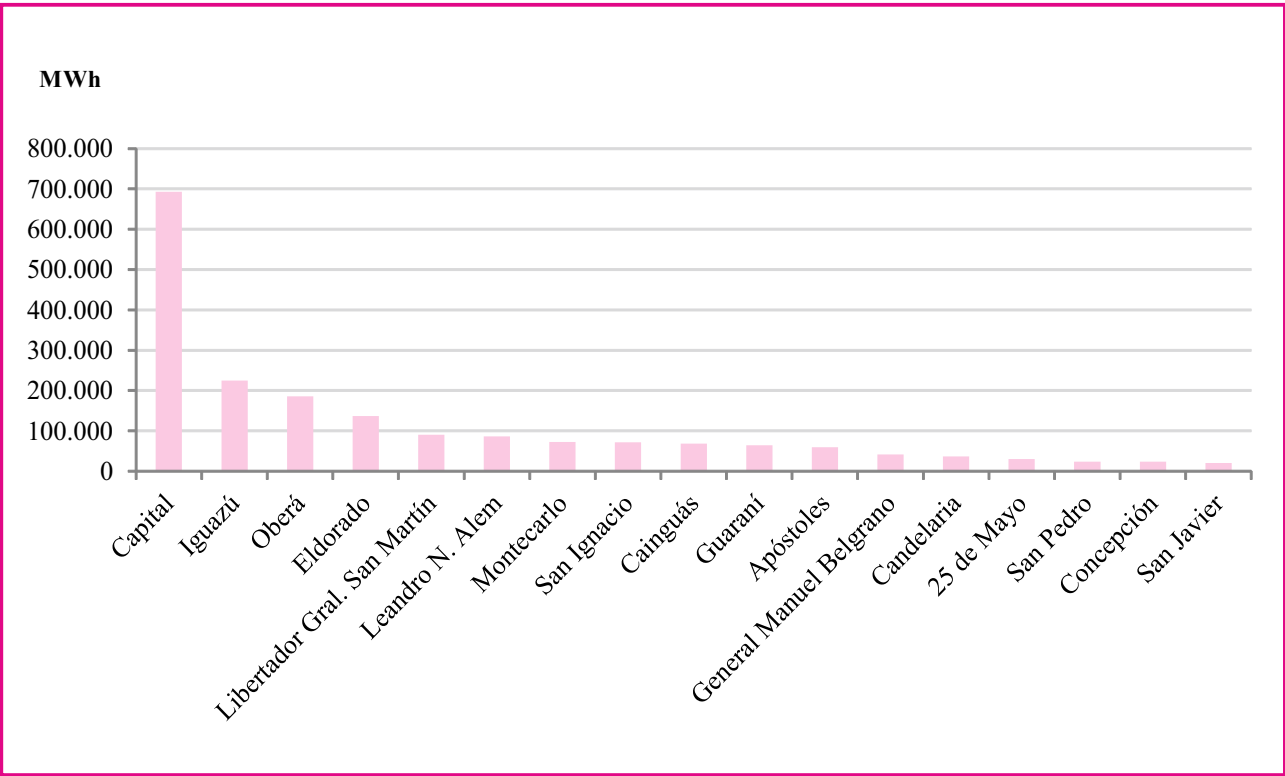
El mayor consumo eléctrico de Formosa corresponde a lo demandado por el departamento de Formosa con un 54,4%, le sigue el departamento de Pilcomayo con el 15,8%, el departamento de Pirané con el 12,4%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 0,02% y el 9,7% de la electricidad generada.

Misiones

El consumo de la provincia en el año 2015 fue de 1.928.569 MWh, que corresponde a un 28,6% del consumo de la región.



A continuación se presenta la distribución del consumo de electricidad de la provincia de Misiones desagregado por departamentos.



El mayor consumo eléctrico de Misiones corresponde a lo demandado por el departamento Capital con un 36,1%, le sigue el departamento de Iguazú con 11,3%, Oberá con el 9,7%, y luego el resto de los departamentos que consumen entre el 1,0% y el 7,1% de la electricidad generada.

Noticias



La decisión de reducir el uso de energía nuclear en Alemania ha perjudicado al medio ambiente

La política de transición energética puesta en marcha por Alemania (Energiewende) que reduce el uso de la energía nuclear ha tenido consecuencias negativas en el clima, ya que al ir eliminando la producción de electricidad mediante esta fuente energética, que no emite carbono, aumenta la dependencia de los combustibles fósiles durante décadas. Esta es la conclusión del informe European Climate Leadership Report 2017, Measuring the Metrics that Matter.

Este documento ha sido publicado por la organización Energy for Humanity durante la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 23) celebrada en Bonn. El informe señala que Alemania, el país anfitrión de la COP 23, es el "peor infractor" de la política europea de reducción de gases de efecto invernadero.

Según este informe, Alemania es "el mayor emisor" y produce el 18,3% del total de gases de efecto invernadero de la Unión Europea. Además el país germano no estaría descarbonizando su red eléctrica con la rapidez con que lo hacen otros países. El texto también indica que los líderes climáticos son países con recursos de energía hidráulica y políticas sólidas a favor de la energía nuclear junto con las renovables.

En opinión de Energy for Humanity, "Alemania no merece su reputación como líder en la lucha contra el cambio climático. Por el contrario, Francia, tras su decisión de no forzar el cierre acelerado de su parque nuclear, seguramente seguirá siendo uno de los países más descarbonizados". El Reino Unido, añade la organización, "ha demostrado que un progreso climático real es posible con una política que apoye las fuentes bajas en carbono como las renovables y la nuclear".

Los países que dependen en gran medida del carbón están en los últimos puestos del ranking de liderazgo climático que presenta el informe. Como consecuencia del cierre prematuro de sus centrales nucleares, según el documento, el país germano "está fallando a la hora de alcanzar su meta de reducción de emisiones antes de 2020, y actualmente no hay indicadores de que la situación mejore en el futuro. El Energiewende ha obligado a Alemania a depender del carbón a largo plazo".

Fuente: Foro Nuclear

Argentina avanza en estudios para construir tres nuevas centrales hidroeléctricas a mediano plazo

El Ministerio de Energía y Minería avanzó en el asesoramiento a Corrientes y Mendoza para el desarrollo de los proyectos, mientras continúa el análisis de otros cuatro futuros aprovechamientos, en el marco del Programa de Estudios del Sector Eléctrico.

La asesoría para la gestión de proyectos hidroeléctricos abarca dos iniciativas programadas en Mendoza (Los Blancos, sobre el río Tunuyán, con una potencia prevista de 443 MW; y Portezuelo del Viento, sobre el río Grande, de 210 MW).

El tercer proyecto se estima sobre el río Paraná, a 100 kilómetros aguas abajo de la Central Hidroeléctrica Yacyretá, en Corrientes, también es una iniciativa de carácter binacional denominado Itatí-Itá Corá, se planea construir en conjunto con Paraguay y su potencia planificada es de 2.000 MW.

"Los trabajos se desarrollan a través de la empresa estatal EBISA (Emprendimientos Energéticos Binacionales S.A.)", señalaron fuentes de la cartera.

En el caso de Los Blancos -obra que se había preadjudicado en 2012 pero que no se concretó ante las dificultades de financiación- por pedido de la provincia, EBISA realiza una revisión crítica en la que se buscan subsanar debilidades del proyecto antes de su relanzamiento.

El mismo procedimiento técnico se aplica en Portezuelo del Viento y se espera consolidar el proyecto ejecutivo bajo la supervisión de la compañía estatal, mientras el gobierno mendocino se encargará luego de realizar los estudios ambientales, hasta ahora inexistentes.

Por otra parte, EBISA (que depende orgánicamente del Ministerio de Energía y Minería) asesora a la Comisión Mixta Argentino Paraguaya del Río Paraná, dada la posibilidad de plantear un nuevo aprovechamiento frente a la provincia de Corrientes.

También, a través de EBISA, se supervisan los estudios sobre un conjunto de proyectos hidroeléctricos que empezaron en gestiones anteriores, a través de una unidad ejecutora que funciona con fondos de un crédito que otorgó la CAF, el Banco de Desarrollo Latinoamericano.

Próximamente se prevén, en ese marco, completar los estudios de dos aprovechamientos en Mendoza: El Baqueano (sobre el río Diamante, de 190 MW) y Cordón de Plata (sobre el río Mendoza, de 1.125 MW). En este último caso se hicieron modificaciones al proyecto original, dada su complejidad: incluye obras en 5 escalones y túneles de 80 kilómetros.

La idea es concluir el estudio de una primera etapa, y continuar con los estudios de manera progresiva en la medida en que se logre financiación. EBISA también lleva adelante los análisis de factibilidad para la construcción de dos futuras obras hidroeléctricas en el río Neuquén Medio, aguas arribas de Chihuido, que proporcionarían unos 1.170 MW de potencia instalada.

Otra serie de aprovechamientos menores en el río Alto Neuquén, aguas arriba de Andacollo, podrían instalar unos 300 MW, según los trabajos de consultoría que supervisa la compañía estatal.

Fuente: Télam

Ya es ley la generación distribuida de energía renovable

En su última sesión del año, el Senado convirtió en ley el proyecto de Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, norma que permitirá habilitar a usuarios residenciales y pymes a generar su propia energía obtenida de la producción de equipos de energías renovables de baja potencia en todo el territorio nacional.

La reciente ley aprobada por la Cámara de Senadores sobre la generación renovable distribuida es la próxima evolución en el sistema eléctrico. La Cámara aprobó por unanimidad el proyecto denominado “Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública”.

Nuevo nombre junto a un nuevo mercado para una nueva realidad. El usuario –una vivienda, un comercio, un edificio público, una fábrica- que inyecta energía a la red se llamará prosumidor, acrónimo de productor y consumidor. Y la generación se llama distribuida, por oposición a la que se genera en el mismo lugar donde se consume, con lo que se ahorra todo el gasto de transporte de la electricidad, la infraestructura, su mantenimiento y las pérdidas de energía que se producen en el camino entre la central eléctrica y el enchufe, que son nada menos que de entre el 8 y el 15 por cierto.

Un prosumidor es aquel que genera su propia energía a partir de fuentes renovables, entonces deja de consumir de la red.

El contexto de esta nueva Ley, de cuarenta y un artículos en total, resulta muy interesante, dado que en el sector de las energías, las renovables se están transformando en un fenómeno federal también en el mercado mayorista. Se está produciendo un cambio de cultura en la visión energética del país porque impulsará el mercado de las economías regionales y particularmente de PyME, tanto para la instalación como para el mantenimiento.

Fuentes de Ministerio de Energía y Minería de la Nación ya anunciaron que la reglamentación de la ley se realizará durante el primer trimestre del 2018.

La novel Ley creó el Fondo para la Generación Distribuida de Energías Renovables (FoDis), al que el Tesoro Nacional le financiará durante el primer año un monto de \$ 500 millones para que los usuarios efectivamente instalen equipamiento que permita otorgar facilidades a través de préstamos, bonificar o subsidiar la tasa de interés de créditos, otorgar incentivos a la inyección o bonificaciones a la adquisición de sistemas de generación, o incluso financiar la difusión, investigación y desarrollo relacionadas a las posibles aplicaciones de este tipo de tecnologías.

Asimismo, la nueva normativa prevé que, a partir de su reglamentación, cualquier proyecto de construcción de edificios públicos deberá contemplar la utilización de algún sistema de generación distribuida proveniente de fuentes renovables.

En Argentina el boom de las energías renovables de forma descentralizada jugará un papel protagónico en para la transición energética que se asumió en la COP23 ante el Cambio Climático.

Fuente: Télam

La central hidroeléctrica de Yacyretá proyecta obras para incrementar su capacidad en un 15%

El proyecto "Más Yacyretá" consiste en la ampliación de la central hidroeléctrica y la instalación de una central en un sitio en el que en la actualidad funciona una zona de descarga, señaló el jefe del Área Obras y Proyectos, Carlos Freaza.

El Ente Binacional Yacyretá proyecta obras para ampliar su represa hidroeléctrica e instalar una nueva central que posibilitará ampliar la capacidad de generación energética en un 15%.

La entidad tiene 600 personas en total trabajando del lado argentino y también se encuentra en el proceso de terminación de las obras de protección costera para garantizar el comportamiento y calidad de agua del embalse con la finalidad de garantizar la capacidad de generación de la represa principal, lo cual fue el principal objetivo de todas las obras del tratamiento costero, que totalizan 70 kilómetros de ribera con tratamiento del lado argentino.

La central principal -cuarta en importancia en el mundo- está ubicada en parte de la provincia de Corrientes y de Encarnación, en Paraguay y, si bien la producción total pertenece a ambos países en partes iguales, Paraguay se queda con sólo el 10% de la generación total de Yacyretá y Argentina con el 90% restante, ya que compra al país vecino 40% de la energía generada que le corresponde.

"Eso cambió absolutamente a partir de que el Estado empezó a gestionar el desarrollo de las obras hace diez años, que se gestionaba con consultoras privadas", apuntó Freaza.

El cambio que se produjo en la provincia tiene mucho peso a raíz de las obras de infraestructura realizadas, pero también impacta mucho en el medioambiente, ya que protege la costa y la define en forma uniforme de manera que no interfiera el embalse con la actividad urbana que se desarrolla, agregó el funcionario argentino.

"El proyecto de Yacyretá resultó una solución del impacto ambiental y, a su vez, son obras de infraestructura que proveen mejoras al borde costero de la ciudad dándole circulación vehicular, espacios verdes para esparcimiento y paseos costeros: la obra en sí misma es una gran obra medioambiental", enfatizó.

El borde costero siempre estuvo habitado por gente que se instalaba en forma precaria y, para poder hacer las obras, hubo que relocizarla; lo que les posibilitó pasar de carecer de cualquier tipo de servicio a habitar una propiedad en barrios con calles pavimentadas, red de agua, cloacas, electricidad, escuelas y guarderías, comisarías y hospitales.

También se está construyendo la reposición funcional ferroviaria entre Paraguay y Argentina, ya que

las vías estaban instaladas por donde corría el borde costero y, al hacerse el embalse, se afectó.

Además en las zonas afectadas por el agua se repuso la misma superficie que se inundó con áreas de reserva y se devolvió la afectación que se produjo, transformando lugares en malas condiciones en territorios de reserva natural.

Asimismo, de las obras latinoamericanas de ese tipo, Yacyretá es la única que garantiza transferencia de peces y, también del lado paraguayo, hay una planta de cría de peces.

Para finalizar, en la actualidad, resta completar sólo un 10% de las obras del proyecto original.

Fuente: Télam

Iniciadas las obras de la primera central nuclear de Bangladesh

Ya han comenzado los trabajos de construcción de la planta Rooppur-1 en la provincia de Pabna, ubicada en la rivera este del río Ganges y a unos 160 kilómetros de la capital. Con dos reactores tipo VVER-1200 generará 2.400 MW y será la primera central nuclear de Bangladesh.

La primera ministra del país ha señalado que la central nuclear "era el sueño de los ciudadanos de Bangladesh, que pasa a formar parte del mundo nuclear". La central Rooppur-1 contará con tecnología rusa y el primer reactor entrará en funcionamiento en 2022 y el segundo en 2023.

El desarrollo de la energía nuclear en Bangladesh tendrá grandes beneficios para el país ya que supondrá un impulso para el desarrollo científico y tecnológico y creará nuevos puestos de empleo además de incrementar su independencia energética ya que en la actualidad, la capacidad máxima de producción de energía eléctrica de Bangladesh supera ligeramente los 4.000 MW.

Fuente: Foro Nuclear

Avanza en cuatro ciudades un proyecto para generar energía a partir de residuos sólidos municipales

El proyecto ProBiogás prevé demostrar el potencial de la alternativa para generar energía a partir de residuos municipales en centros urbanos medianos de la Argentina. Comenzará en Las Heras, de Mendoza; Rafaela, de Santa Fe y Tapalqué y Olavarría, de Buenos Aires.

Funcionarios de los ministerios de Energía y Minería y de Ambiente y Desarrollo Sustentable evaluaron los avances del proyecto ProBiogás, denominado "Modelos de negocios sostenibles para la producción de biogás a partir de residuos sólidos urbanos orgánicos", que es llevado adelante con asistencia del Programa de Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD). La iniciativa, que cuenta con un financiamiento de US\$ 2,7 millones del Fondo Mundial para el Medio Ambiente (GEF, por su sigla en inglés), prevé demostrar el potencial de la alternativa para generar energía a partir de residuos municipales en centros urbanos medianos de la Argentina.

Se están desarrollando, en ese sentido, actividades con distintos grados de avance en las localidades de Las Heras, en Mendoza; Rafaela, en Santa Fe; y Tapalqué y Olavarría de la provincia de Buenos Aires, con el propósito de entregar electricidad procedente de biogás a unas 21.000 personas. Durante el encuentro -en el que participaron Maximiliano Morrone, director nacional de Promoción de Energías Renovables, y Mariela Fullone, coordinadora de Energías Renovables- se indicó que uno de los objetivos consiste en modernizar las prácticas de gestión integral implementadas en el país para los residuos.

Fuente: Télam

Artículos Publicados en estos 20 Años

Introducción a la regulación de servicios públicos. 1998.

Anbinder, G.D.

Panorama mundial: energía y medio ambiente. 1998.

Goñi, M.

Tendencias energéticas: rol de la nucleoelectricidad. 1999.

Ruiz Moreno, E. (en base a documentos de la OIEA)

Argentina y el calentamiento global. 1999.

Rey, F.C.

Cambio Climático y Equidad en las Estrategias de Mitigación. 1999.

Venturini, N.

Alternativas energéticas para el siglo XXI. 1999.

Jinchuk, D.

Emisiones de óxidos de nitrógeno del parque termoeléctrico argentino. 1999.

Bajano, H. y Gómez D.R.

El Mercado Eléctrico Argentino y el Invierno. 2000.

Rey, F.C.

Energía y Ambiente Humano. 2000.

Notari, C.

Uranio levemente enriquecido en Atucha I. 2000.

Notari, C. y Rey, F.C.

Tarifas eléctricas Industriales en el Mercosur. 2000.

Rey, F.C.

¿Qué es un Ciclo Combinado? 2001.

Coppari, N.R.; Gómez de Soler, S.M. y Ramilo, L.B.

Realidades y Mitos de la Energía Eólica. 2001.

Juanicó, L.

Contexto Actual y Futuro de la Nucleoelectricidad. 2001.

Corcuera, R.

Potencia Instalada y Capacidad de Generación. 2001.

Rey, F.C.

Desarrollo de las Turbinas a Gas. 2001.

Mastrángelo, S.

Instrumentos de Política Ambiental en los Mercados Eléctricos Liberalizados de América Latina y Europa. 2002.

Gómez, D.R.; Aronne, I.D.; Bravo, R.; Feliciano Jacomino, V.M.; Lerner, E.;

Linares Llamas, P.; Oosterhius, F.; Postiglioni, O.; Rey, F.C.; O'Ryan, R.;

Rudnick, H.; Sánchez de Tembleque, L.J. y Thomas, F.

Energía Geotérmica. 2002.

Haluska, O.P., Tangir, D. y Perri, M.S.

Repositorio Nuclear en Yucca Mountain Pros y Contras. 2002.

Foro de la Industria Nuclear Española

La Quimera del Hidrógeno. 2002.

López C.

Energía y Desarrollo Sustentable. 2002.

Rey, F.C.

Conceptos de Generación Termoeléctrica: Combustibles Utilizados e Impactos Ambientales. Primera Parte. 2002.

Mastrángelo, S.

Parada de Actualización y Mantenimiento de la Central Nuclear Atucha I. 2003.

Guala, J.M.

Conceptos de Generación Termoeléctrica: Combustibles Utilizados e Impactos Ambientales. Segunda Parte. 2003.

Mastrángelo, S.

La Opción Nuclear. 2003.

Núñez, A.

Plan Energético Nacional Plan de Acción - Periodo 2004-2008. 2003.

Cameron, D.

Simulación del Parque de Generación Eléctrica de la República Argentina y su Posible Expansión con Restricciones en la Disponibilidad de los Combustibles Fósiles. 2003.

Giubergia, J.; Coppari, N.R. y Rey, F.C.

La Crisis Energética, Aspectos Coyunturales y Problemas Estructurales. 2003.

Ortiz, C.A.

La Crisis Energética: Teoría y Práctica Económica. 2003.

Souilla, L.

Energía Eólica. Teoría y Características de Instalaciones. 2004.

Iannini, R.; Gonzales, J. y Mastrángelo, S.

Complejo Hidroeléctrico Río Grande. Central en Caverna de Acumulación por Bombeo. 2004.

Trombotto, V.G.

Situación del Mercado Internacional del Petróleo. 2004.

Castellano, R.A.

¿Cómo satisfacer el Incremento de Demanda Energética del Siglo XXI? 2004.

Notari C.

Los Planes del Gobierno para el Sector. 2005.

Cameron, D.

Planeamiento Energético. ¿Para qué Sirve y Cómo se Hace? 2005.

Rey, F.C.

La experiencia Brasileña en la Crisis de energía en el año 2001. 2005.

García Lima, A.G.

Terminación de la Central Nuclear Atucha II. 2005.

Antunez, J.L.

Competitividad Nuclear. 2005.

Precensio Deck, F.; Giubergia, J.H. y Coppari, N.R.

Aprovechamiento de la Energía Solar en la Argentina y en el Mundo. 2005.

Durán, J.C. y Godfrin, E.M.

Reactivación de la Actividad Nuclear en la República Argentina. 2006.

De Vido, J. (discurso)

Análisis de la Competitividad Nuclear en el Nuevo Escenario Energético de la República Argentina. 2006.

Precensio Deck, F.; Maur, D.J.; Giubergia, J.H. y Coppari, N.R.

Propuestas de Lineamientos de Estrategia Energética: Enfoque Metodológico. 2006.

Bouille, D.

Tendencias Mundiales en Generación Nucleolétrica. 2006.

Coppari, N.R.

Reservas del Sistema Eléctrico. 2006

Medina, O.

Análisis de Costos Nivelados de la Generación de Electricidad en México. 2006.

Gustavo Alonso, J.; Ramírez, R. y Palacios, J.C.

b011

b012

b013

b014

b015

b016

b017

b018

Aspectos Técnico Económicos del GNL. 2007.

Torino Aráoz, I.

Estudios de Localización para el Emplazamiento de Nuevas Centrales Nucleares en Argentina. 2007.

Barbarán, G.A.

Consideraciones Particulares del Combustible Nuclear. 2007.

Rey, F.C.; Ramilo, L.B.; Gómez de Soler, S.M. y Coppari, N.R.

Renacimiento de la Energía Nuclear en el Mundo. 2007.

Concha Perdomo, I.A.

Nuevos Conceptos de Reactores Nucleares Avanzados Presentes y Futuros. 2007.

Solanilla, S.

Análisis del sector de refinerías en Argentina con el Modelo MESSAGE. 2008.

Torino Aráoz, I.; Barbarán, G. y Maur D.

El futuro nuclear del Reino Unido. 2008.

Foro de la Industria Nuclear Española

Proyección de la demanda energética para el período 2004-2030 en Argentina empleando el modelo MAED. 2008.

Cañadas, V. y Jensen Mariani, S.

El agua en las Centrales Térmicas y Nucleares. 2009.

Foro nuclear español

Los Reactores del Futuro. 2009.

Foro nuclear español

Reactor Rápido Refrigerado por Sodio. 2009.

Villanueva, A.

Central Nuclear CAREM: Otra Apuesta Argentina al Desarrollo de la Tecnología Nuclear. 2010.

Turina, L.

Consolidación de la Nucleoelectricidad en el Mundo. A cuatro años de la reactivación nuclear en Argentina. 2010.

Coppari, N.R.; Giubergia, J.H. y Barbarán, G.A.

Los Pilares de un Programa Nuclear. 2010.

Jensen Mariani, S.

Reactor Rápido Refrigerado por Gas. 2010.

Ramos, R.

Yacyretá: Energía para el Desarrollo Binacional. 2011.

Cañadas, V. y Rolón, A.

La Planificación Energética en Argentina. 2011.

Parera, D. y Torino Aráoz, I.

Los Planes Nucleares Después de Fukushima. 2012.

Rey, F.C.

Planificación Nucleoeléctrica en CNEA. 2012.

Biscarra, A.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y. y Zirulnikow, F.

Aplicaciones de la energía nuclear. Desalinización de agua de mar y otros usos industriales acoplados al reactor CAREM. 2013.

Conti, C. y Labollita, S.

031

Análisis de los Costos Nivelados de generación Eléctrica en Argentina. 2013.

Zirulnikow, F. y Méndez, C.

032

Plan Energético 2014 - 2019. 2014.

Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios

Energía Nuclear como Alternativa para la Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. 2014.

Jensen Mariani, S. y Zirulnikow, F.

033

Competitividad de futuras centrales nucleares en argentina aplicando la metodología INPRO de OIEA en el área de economía. 2014.

Coppari, N.R. y Cañadas, V.

Perspectivas de los recursos de uranio y torio para la generación nucleoelectrónica. 2014.

López, L.

034

Análisis de la Infraestructura Necesaria para la Introducción o Ampliación de un Sistema de Energía Nuclear. 2015.

Cañadas, V.

Panorama Internacional de la Energía Nuclear. 2015.

Jensen Mariani, S.

035

Análisis de Adaptación del Sistema Eléctrico Argentino al Cambio Climático usando el Modelo MESSAGE del OIEA. 2015.

Jensen Mariani, S.; Biscarra, A.; Colace, S.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y.; Méndez, C.; Parera, D.; Rey, F.C. y Zirulnikow, F.

Guía para el uso racional de la energía. 2015.

Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Luminotécnicas

036

Situación Mundial sobre el Enriquecimiento de Uranio. 2016.

World Nuclear Association (WNA)

El Proyecto CAREM: la Perseverancia de la Industria Nuclear. 2016.

Turina, L.

037

Contribución de la Energía Nuclear para Evitar Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. 2016.

Coppari, N.R.

Consideraciones sobre la energía nuclear en el ámbito nacional y las facultades provinciales. 2016.

Priano, C.

038

Análisis de los reactores nucleares de potencia en el mundo. 2017.

Coppari, N.R. y Iglesia, M.Y.

Análisis de la evolución de los Mecanismos de Desarrollo Limpio en el sector energético. 2017.

Jensen Mariani, S. y Rimancus, P.

039

Evolución de la matriz energética Argentina

Santiago Jensen, Agustín Zamora y Pablo Rimancus

Recursos para la gestión de vida en centrales nucleares

Artículo basado en la publicación del Organismo Internacional de Energía Atómica: Resources for Plant Life Management in Nuclear Power Plants

Traducido por Andrea Cruz Adaptado por Fabián Gomez, Mariela Iglesia y Pablo Rimancus

040

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de la Secretaría de Energía Eléctrica, CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., INDEC, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net y Banco Mundial emitidos hasta diciembre de 2017.

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: 54-011-6772-7526/7869
Fax: 54-011-6772-7526
email:
sintesis_mem@cnea.gov.ar



<http://www.cnea.gov.ar/boletin-energetico>