

BOLETÍN ENERGÉTICO 44

2do. Semestre 2019
AÑO XXII N° 44



ISSN 1668-1525

Rafael Grossi

Director general de OIEA



Dirección de la Publicación: Ing. Norberto Coppari
Producción Editorial: Ing. Santiago Jensen
Comité Técnico: Ing. Norberto Coppari
Téc. Mariela Iglesia

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia 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: Lic. Diego Coppari

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
Ing. Humberto Baroni

Diseño y Compaginación: Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica
CAC - CNEA

Internet: <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/802>

e-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

Otras publicaciones de CNEA: [Síntesis](https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/803). <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/803>

Número 44 Diciembre 2019

ISSN 1668-1525



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

Contenido

Informe Especial: Rafael Grossi Director General de OIEA	4
La participación de la energía nuclear en los objetivos de desarrollo sostenible a nivel mundial M. F. Monserrat, V. Matarazzo, G. Dalmasso.	12
La energía nuclear y su relación con las energías renovables variables C. Notari.	25
Extensión de vida de centrales CANDU y despliegue histórico de centrales PHWR en el mundo P. Rimancus.	35
Síntesis Nuclear	50
Demanda de Energía Eléctrica Picos de Potencia	55
Potencia Instalada Potencia instalada por región y por fuentes Incorporaciones previstas	60
Generación de Energía Eléctrica Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles	65
Síntesis de Mercado del Gas Natural	75
Costo Variable de Generación	81
Evolución de los Precios	82
Balance Energético	83
Noticias	87

Editorial

El segundo semestre de 2019 quedará marcado por la asunción de Rafael Mariano Grossi como Director General del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), hecho ocurrido el 3 de diciembre luego de meses en los que se propuso su candidatura y superó diversas instancias de

votación. El 29 de octubre Grossi obtuvo la cantidad de votos necesarios y se convirtió en el primer latinoamericano en alcanzar dicho cargo en la entidad más importante del ámbito de la energía nuclear.

Experto en temas de seguridad, desarme y no proliferación nuclear, Grossi es un diplomático de carrera con más de 35 años de experiencia profesional. Dentro de su carrera laboral se puede mencionar que fue Director General Adjunto dentro de OIEA entre 2010 y 2013 y, este último año, fue nombrado embajador de la Argentina en Austria y Representante Permanente de la Argentina ante las Organizaciones Internacionales con sede en Viena.

Entre las principales tareas que deberá abordar Grossi como Director General de OIEA se encuentra tanto la promoción del uso pacífico de la energía nuclear, como el evitar la proliferación de armas nucleares, con foco en países como Irán y Corea del Norte. Otros temas importantes, sin duda, tendrán que ver con mantener la promoción de altos estándares de seguridad en la actividad nuclear, y contribuir a la mitigación del cambio climático a través del aumento de la generación nucleoelectrónica en la matriz energética mundial.

Grossi es un diplomático de carrera con más de 35 años de experiencia profesional. Dentro de su carrera laboral se puede mencionar que fue Director General Adjunto dentro de OIEA entre 2010 y 2013 y, este último año, fue nombrado embajador de la Argentina en Austria y Representante Permanente de la Argentina ante las Organizaciones Internacionales con sede en Viena.

La designación de Rafael Grossi al frente de OIEA abre a nuestro país oportunidades en cuanto a su posicionamiento e influencia internacionales y, cabe destacar, fue recibida con beneplácito tanto por el gobierno saliente como por el gobierno entrante, dentro de un momento de transición de la política nacional. Además el Dr. Grossi es recordado como la persona que, a través de una gestión personal que él efectuó, se pudo determinar el lugar donde se encontraba el submarino ARA San Juan, utilizando los detectores que posee OIEA para vigilar el cumplimiento de los tratados de no proliferación. Este hecho, que no fue totalmente reconocido por el gobierno de ese momento, nos da una idea de la envergadura personal del Dr. Grossi.

Además el Dr. Grossi es recordado como la persona que, a través de una gestión personal que él efectuó, se pudo determinar el lugar donde se encontraba el submarino ARA San Juan, utilizando los detectores que posee OIEA para vigilar el cumplimiento de los tratados de no proliferación.

En este sentido, en cuanto al ámbito local, resulta importante destacar la designación oficial por parte del gobierno nacional de Sergio Lanziani como Secretario de Energía de la Nación, dependiente del Ministerio de Desarrollo Productivo. La designación se realizó mediante el decreto 8/2020, publicado en el Boletín Oficial, que lleva la firma del presidente Alberto Fernández y del jefe de Gabinete, Santiago Cafiero. Lanziani es ingeniero nuclear y antes de ocupar la cartera energética nacional estaba al frente del Ministerio de Energía de la provincia Misiones. El decreto señala: "Dáse por designado a partir del 20 de diciembre de 2019, en el cargo de Secretario de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo, al ingeniero nuclear Sergio Enzo Lanziani".

Además, y través del decreto 37/2020 también publicado en el Boletín Oficial, el gobierno designó a Juan Pablo Ordoñez como Subsecretario de Planeamiento Energético. En este sentido, Ordoñez estará a cargo de gestionar la información de las obras de infraestructura energética y confeccionará el balance de los escenarios energéticos y las proyecciones de oferta y demanda del país.

Finalmente, en materia de energías renovables, se esperan definiciones en relación a la Ronda 4 del Plan RenovAr, cuyo lanzamiento se esperaba para fines de 2019 pero, ante el cambio de autoridades, quedó en revisión. La idea original era lanzar el pliego en noviembre con la intención de adjudicar un mínimo de 1.000 MW de potencia, de los cuales 750 MW serían eólicos y 250 MW para energía solar fotovoltaica. Sin embargo, hasta el momento no ha habido una confirmación oficial del nuevo gobierno con respecto al futuro de la Ronda 4.

Resulta importante destacar la designación oficial por parte del gobierno nacional de Sergio Lanziani como Secretario de Energía de la Nación, dependiente Ministerio de Desarrollo Productivo. La designación se realizó mediante el decreto 8/2020, publicado en el Boletín Oficial, que lleva la firma del presidente Alberto Fernández y del jefe de Gabinete, Santiago Cafiero. Lanziani es ingeniero nuclear y antes de ocupar la cartera energética nacional estaba al frente del Ministerio de Energía de la provincia Misiones.

Recientemente se adjudicaron 44 proyectos de la Ronda 3 (Miniren) del programa Renovar, pero

no se esperan más licitaciones. El sector de las energías renovables enfrenta varios desafíos que limitan su futuro desarrollo. Además, hay proyectos que fueron adjudicados, pero aún no se comenzaron a construir. En ese sentido, según informaron desde Secretaría de Energía, se revisarán y evaluarán los contratos. Si bien las energías renovables resultan de gran interés para la nueva gestión, "hay que desarrollar un modelo nuevo".

Así, el 2020 se presenta como un año de grandes oportunidades debido a que la designación de Rafael Grossi abre a nuestro país oportunidades en materia de posicionamiento e influencia internacional. Argentina ocupa, desde ahora, un cargo que no solamente es relevante desde el punto de vista formal, sino que permitirá mostrar productos tecnológicos de índole nacional en el área nuclear para fines pacíficos, como son los reactores de investigación y producción de radioisótopos e incluso el reactor CAREM. En materia doméstica, será fundamental acompañar este proceso con medidas que apunten al desarrollo de nuestras capacidades.

Informe especial

Rafael Grossi Director General de OIEA

Autor: Diego Coppari.

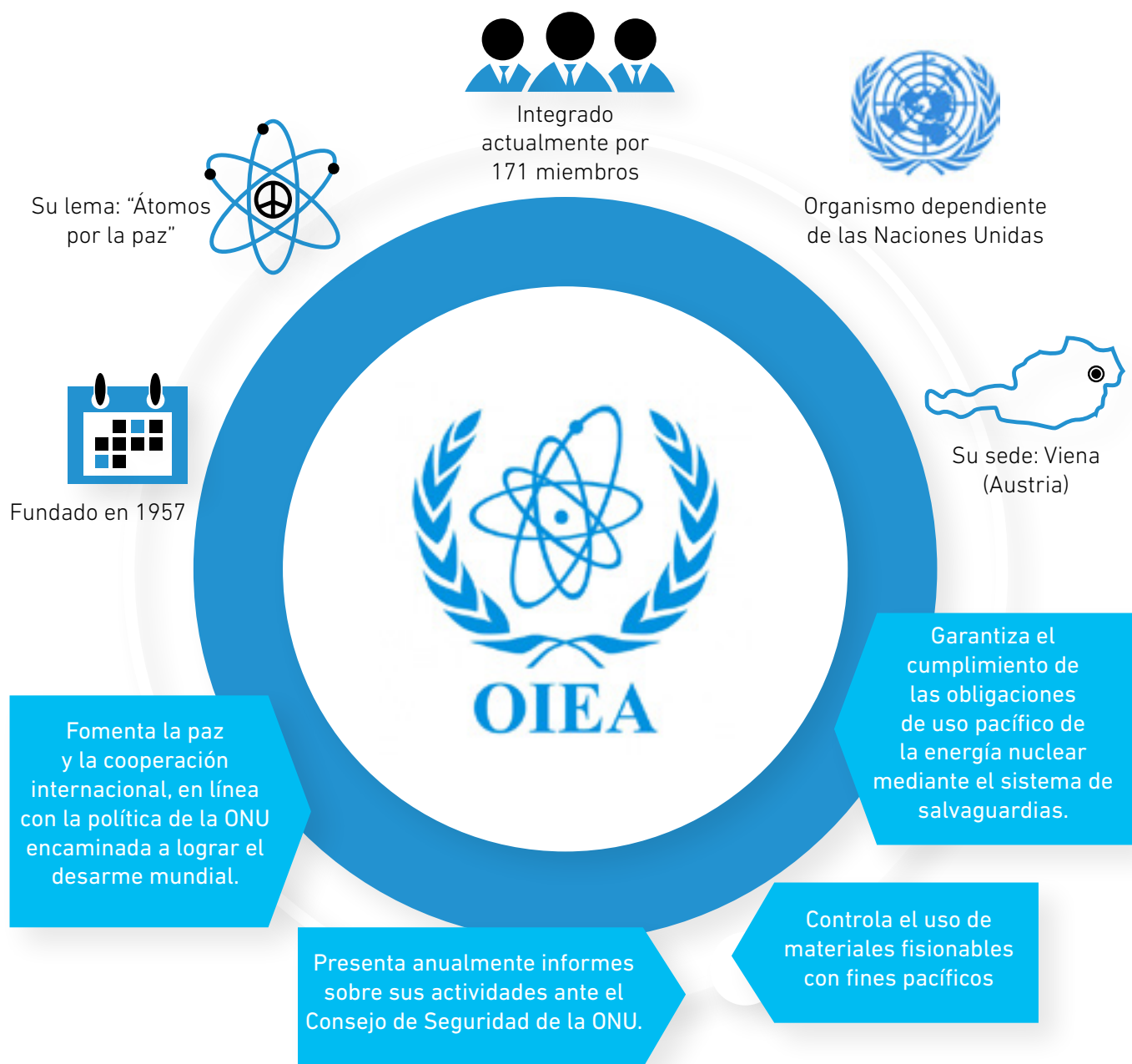
El 3 de diciembre de 2019 es un día que quedará enmarcado dentro de los hitos más importantes de Argentina en el campo de la energía nuclear, debido a la asunción de Rafael Mariano Grossi como Director General del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA). Luego de superar diversas instancias de votación a lo largo del segundo semestre de 2019, el 29 de octubre Grossi se convirtió en el primer latinoamericano en alcanzar el máximo cargo en la entidad más importante del ámbito de la energía nuclear.

Como primera medida, es necesario realizar un breve repaso por la carrera de Mariano Grossi en relación con la energía nuclear. Experto en temas de seguridad, desarme y no proliferación nuclear, Grossi es un diplomático de carrera con más de 35 años de experiencia profesional. A lo largo de su carrera se desempeñó en diversos puestos, entre los que se destaca su rol como Jefe de Gabinete de OIEA, con sede en Viena, y de la Organización para la Prohibición de Armas Químicas (con sede en La Haya) desde 2002 a 2007. En línea similar, fue Director General Adjunto dentro de OIEA entre 2010 y 2013. Además, ese último año fue nombrado embajador de la Argentina en Austria y Representante Permanente de la Argentina ante las Organizaciones Internacionales con sede en Viena. Abogado de formación, apenas se graduó –en los primeros años luego del retorno de la democracia en el país– fue seleccionado

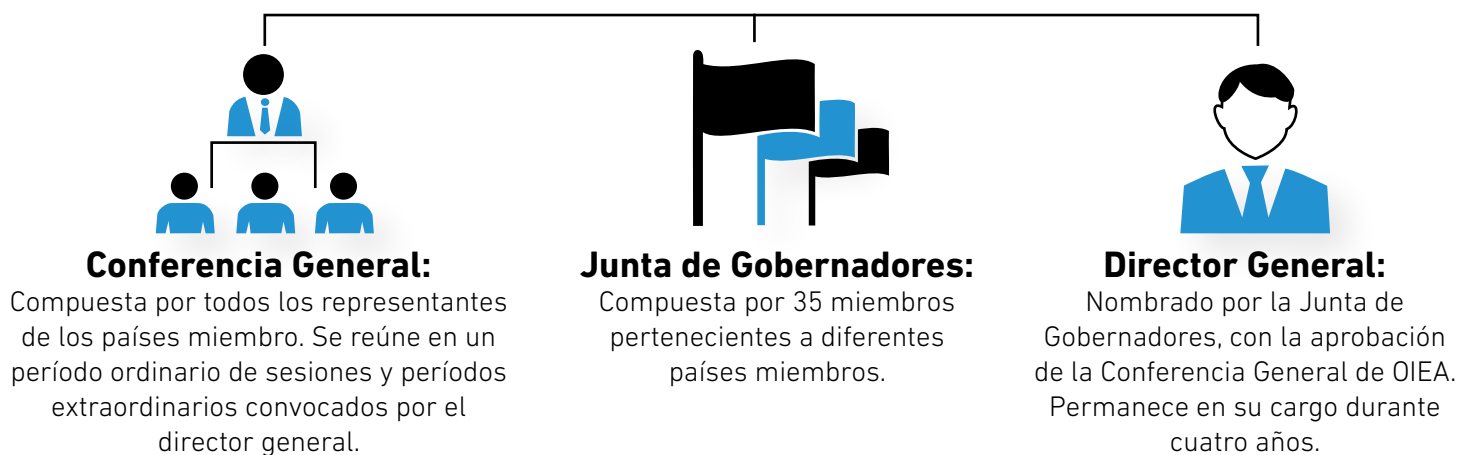
para formarse y conocer de cerca la tecnología nuclear de INVAP, en Bariloche.

Si bien en septiembre de 2015 se había anunciado la postulación de Grossi como candidato a Director General de OIEA –con apoyo de los demás países de América Latina y El Caribe– en 2016 se retiró el apoyo y, así, Yukiya Amano accedió a un tercer período al frente del organismo. En esta ocasión, diez días luego del anuncio del fallecimiento de Amano (ocurrido el 22 de julio), la Cancillería argentina presentó a Grossi como candidato para ocupar el cargo de Director General del Organismo Internacional de Energía Atómica y, el 6 de septiembre, OIEA lo confirmó entre los candidatos junto a Lassina Zerbo (Burkina Faso), Marta Ziakova (Eslovaquia) y Cornel Feruta (Rumania), que fuera designado por la Junta de Gobernadores como Director General Interino luego del fallecimiento de Amano.

Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)



Órganos de gobierno de OIEA



Rafael Grossi es el primer latinoamericano elegido como Director General.

El proceso de selección se dividió en dos etapas. En una primera instancia, la Junta de Gobernadores realizó encuestas sobre los cuatro nominados. Con el fin de facilitar el consenso, la Junta lleva a cabo dichas consultas informales, las cuales le dan una lectura del apoyo con el que cuentan los distintos candidatos. De acuerdo a lo anunciado por el Organismo, la primera encuesta se realizó el 10 de octubre, mientras que la segunda se llevó a cabo cinco días después. Los resultados arrojaron 15 votos para Grossi, 14 para Feruta y cuatro para Zerbo (cinco en la segunda encuesta). La candidata de Eslovaquia, por su parte, no recibió votos.

El 21 de octubre la Junta de Gobernadores comenzó las votaciones. La primera compulsa finalizó con resultado idéntico al expresado en las encuestas, por lo que se realizó una nueva ronda de votación sobre los dos candidatos con más votos. En dicha ocasión Cornel Feruta recibió 17 votos, mientras que Mariano Grossi alcanzó 16. Es importante mencionar que para que se pueda proceder al nombramiento, el candidato debe asegurar una mayoría de dos tercios en la Junta de Gobernadores de OIEA, compuesta por 35 miembros. Si esto no ocurre, el proceso de designación de candidaturas debe ser realizado nuevamente.

El 28 de octubre se realizó una nueva votación en la que los resultados cambiaron drásticamente: Feruta, 14 votos; Grossi, 20 votos. Debido a que no aseguraba la mayoría de dos tercios, se realizó una nueva votación el martes 29 y, en esa instancia, Grossi recibió el apoyo de 24 de los 35 miembros de la Junta de Gobernadores.

Así, el 30 de octubre de 2019, desde la página de OIEA, se anunció que se nombraba a Rafael Grossi como Director General a partir del 3 de diciembre. El nuevo Director General, nombrado para un período de cuatro años, será el sexto responsable de OIEA desde su fundación en 1957.

Resulta importante remarcar el hecho de que, a lo largo del proceso que culminó con su nombramiento, debió competir contra quien se desempeñaba como director general interino

tras el fallecimiento de Amano, el rumano Cornel Feruta. En palabras de Grossi: “Esto constituyó un desafío, ya que no es sencillo enfrentarse a la persona que está ocupando el cargo y que tiene a su disposición un instrumental y una capacidad de influencia muy importantes”. En ese sentido, Grossi destacó la “intensa acción diplomática” desplegada por la Cancillería y por los países que apoyaron su candidatura, entre los que cabe mencionar el Grupo de los 77, integrado por un conjunto de naciones en vías de desarrollo.

En un comunicado, la Cancillería argentina expresó que “la elección de un argentino al frente de OIEA es un reconocimiento a la región de Latinoamérica y del Caribe y su contribución, como zona libre de armas nucleares, para la paz y seguridad internacionales”. Además, en la misma línea, remarcó que se trata de “un reconocimiento para la República Argentina, como un actor de relevancia en la temática nuclear a nivel internacional, que cuenta con un programa nuclear robusto, con una larga tradición en los usos pacíficos de la energía nuclear y marcado perfil exportador, y con una activa diplomacia en los foros internacionales”.

Entre las principales tareas que deberá abordar Grossi como Director General de OIEA se encuentra tanto la promoción del uso pacífico de la energía nuclear, como el evitar la proliferación de armas nucleares. OIEA trabaja con sus Estados Miembros y asociados de todo el mundo para promover el uso de las tecnologías nucleares con fines pacíficos y en condiciones de seguridad tecnológica y física. Cabe destacar que dicho organismo ha contribuido a mejorar la salud de millones de personas facilitando el uso de la ciencia y la tecnología nucleares para generar electricidad y luchar contra el cáncer, así como en la alimentación y la agricultura, la industria y muchos otros ámbitos. Los inspectores de OIEA verifican que el material nuclear no se desvíe de las actividades con fines pacíficos. En la actualidad el organismo cuenta con 171 miembros, la enorme mayoría de los 193 países que forman parte de la ONU, y entre los que se incluyen todas las potencias nucleares militares del mundo (Estados Unidos, Reino Unido, Francia, China, Rusia, Pakistán,

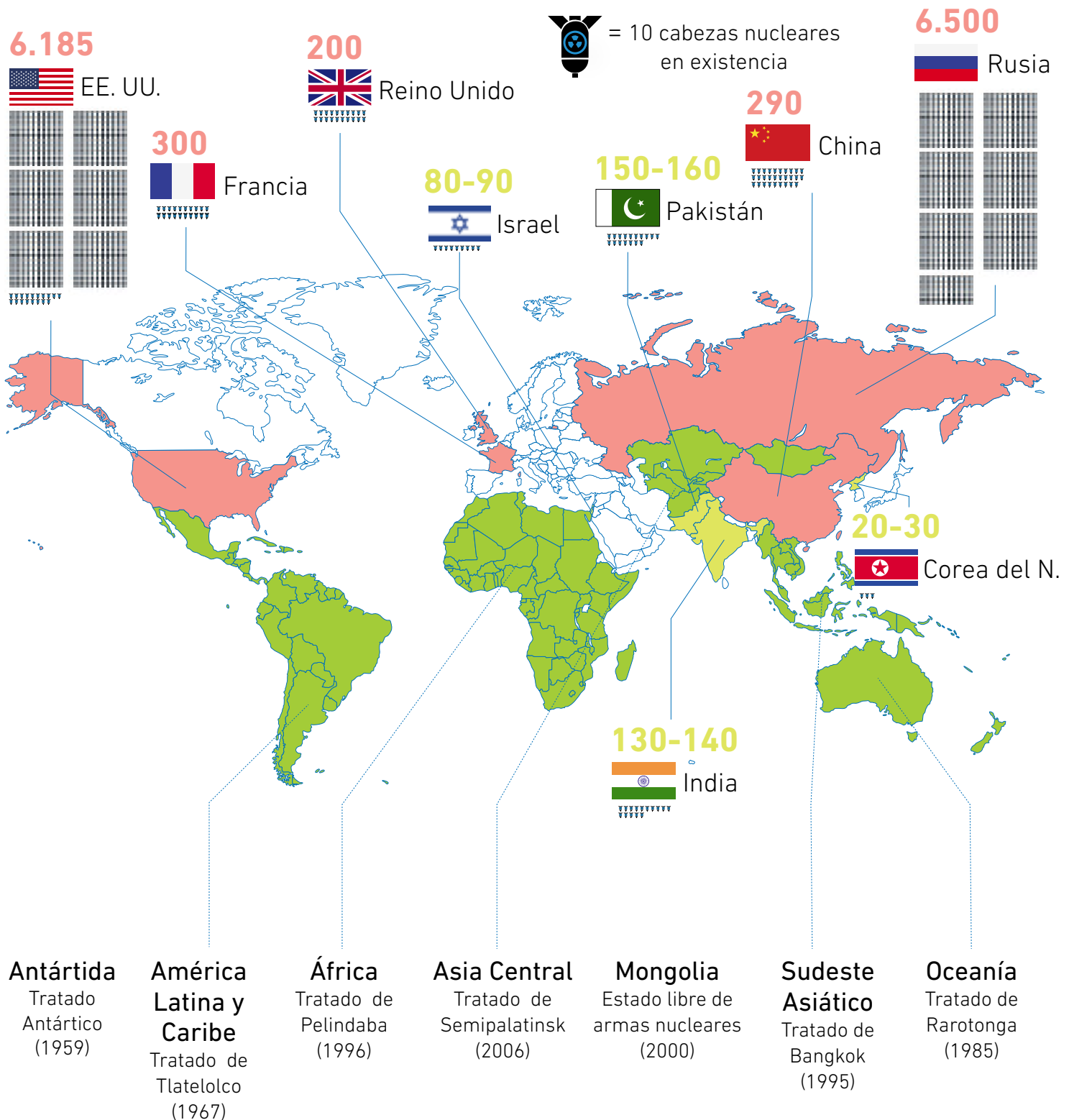
Tratado de No Proliferación

Abierto a la firma el 1º de julio de 1968. En vigencia desde el 5 de marzo de 1970.

Potencias nucleares reconocidas por el TNP
Aquellos países que fabricaron y detonaron armas o dispositivos nucleares antes del 1º de enero de 1967:

Potencias nucleares no reconocidas por el TNP
Países que detonaron dispositivos nucleares luego de la entrada en vigencia del TNP:

zonas libres de armas nucleares



India, Corea del Norte e Israel), que aceptan de esta forma las misiones de monitoreo de OIEA.

OIEA es uno de los organismos internacionales más importantes debido a su influencia para el mantenimiento de la paz y la seguridad. A lo largo de la historia, OIEA ha sido decisivo en distintas circunstancias en materia de guerra y paz. Tiene una relevancia que está muy por encima de la de cualquier otro organismo internacional tradicional.

Como ex jefe de gabinete y segundo a cargo del organismo durante muchos años, Rafael Grossi era el candidato perfecto. Es un hombre que conoce OIEA desde sus entrañas. Conoce muy bien al organismo en su faz operativa y diplomática, es decir, es una de las pocas personas que han estado de los dos lados del mostrador. En este sentido, es un profesional que conoce todos los vericuetos de la diplomacia, pero que tiene también una formación técnica desde sus inicios.

Ya en su rol de Director General de OIEA, Grossi explicó que “bajo mi dirección nos centraremos en desafíos actuales como las tareas de evitar la proliferación de las armas nucleares, promover el desarrollo y combatir el cambio climático”. En este sentido, expresó que “hay evidencia de que la energía nuclear emite un nivel muy bajo de los gases de efecto invernadero. Así que la energía nuclear no es parte del problema. Incluso, podría llegar a ser parte de la solución. Y nuestra voz será parte de esa discusión. Estaré yo mismo en Madrid, en la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, para ofrecer nuestra contribución a ese proceso”.

A la hora de hablar de desarrollo, Grossi explicó cuál es el presente de la energía nuclear en el mundo, a la vez que planteó la necesidad de realizar un trabajo a largo plazo. “Contrariamente a lo que piensan muchos, la energía nuclear está creciendo. Más de 39 centrales nucleares fueron conectadas a la red desde 2015. Este es un hecho, pero al mismo tiempo respetamos que este no es el caso para muchos otros países. Nosotros tenemos que redoblar los esfuerzos para que

se unan, para ayudarlos en los trabajos de sus comisiones y hacerlo siempre de una manera segura”.

En materia de salud, según sus palabras, el trabajo de OIEA “va más allá de la no proliferación sino que incluye beneficiar a las personas en todo el mundo, por ejemplo, en el tratamiento del cáncer”.

OIEA deberá controlar que se sigan manteniendo los altos estándares de seguridad en las 450 centrales nucleares que operan en el mundo; y contribuir a la difusión del conocimiento y los beneficios de las aplicaciones de la tecnología nuclear mediante la asistencia técnica a países menos desarrollados, particularmente en los campos de la medicina nuclear, aplicaciones científicas e industriales. Conducir OIEA es un desafío en sí mismo por la diversidad de temas y la intensidad de algunos de ellos.

En este sentido, la tarea de Rafael Grossi se presenta como el desafío máximo de un representante argentino en un área tan indispensable. Su experiencia tanto a nivel técnico como diplomático le da los argumentos para llevar a cabo dicha actividad de la forma más exitosa posible. Basta recordar parte de su discurso de asunción como Director General de OIEA, el 2 de diciembre de 2019, para estar seguro de ello: “Es impensable que la comunidad internacional intente resolver cualquier asunto vinculado a la presunta proliferación nuclear sin la intervención de OIEA. Nosotros tenemos el mandato, el profesionalismo y el conocimiento técnico. Estaremos siempre llamados a jugar un papel importante”.

Estado de Reactores Nucleares 2018

Reactores en operación

369.413 MW (e) Capacidad total neta

2.563 TWh Oferta total

450 Reactores nucleares

Reactores en construcción

56.643 MW (e) Capacidad total neta

55 Reactores nucleares

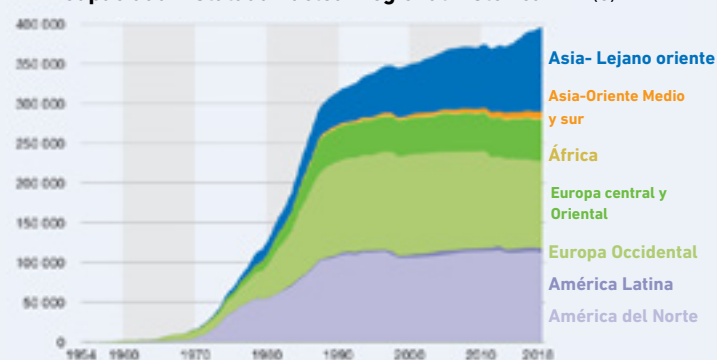
Experiencia en operación

17.881 Reactores - Años de operación

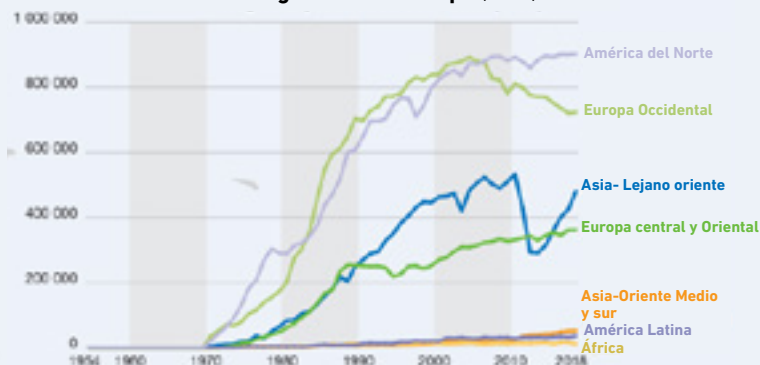


Power Reactor
Information
System
PRIS

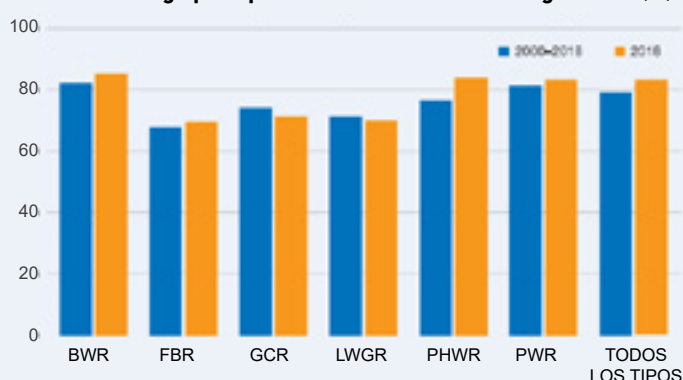
Capacidad instalada nuclear regional histórica MW (e)



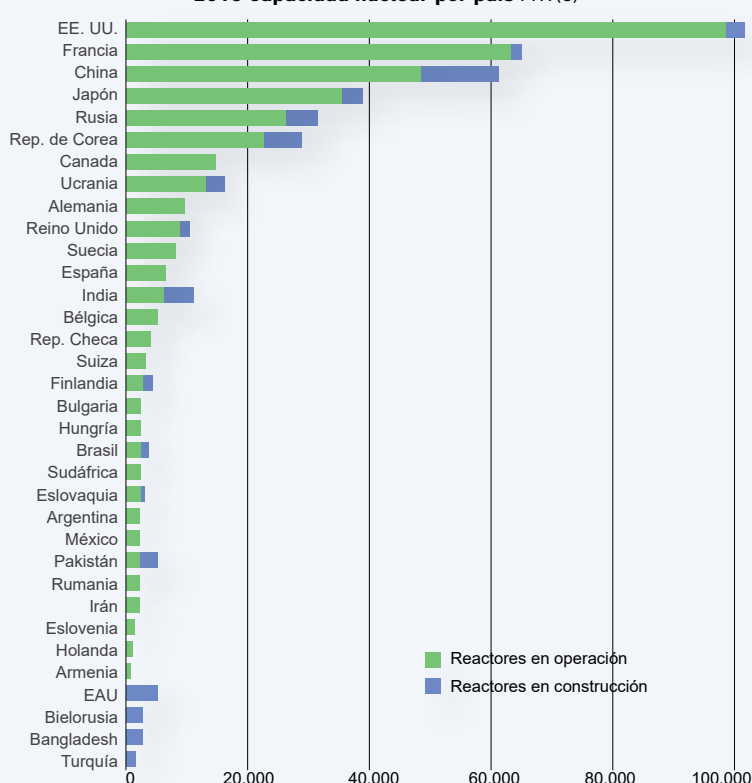
Producción regional en el tiempo (TWh)



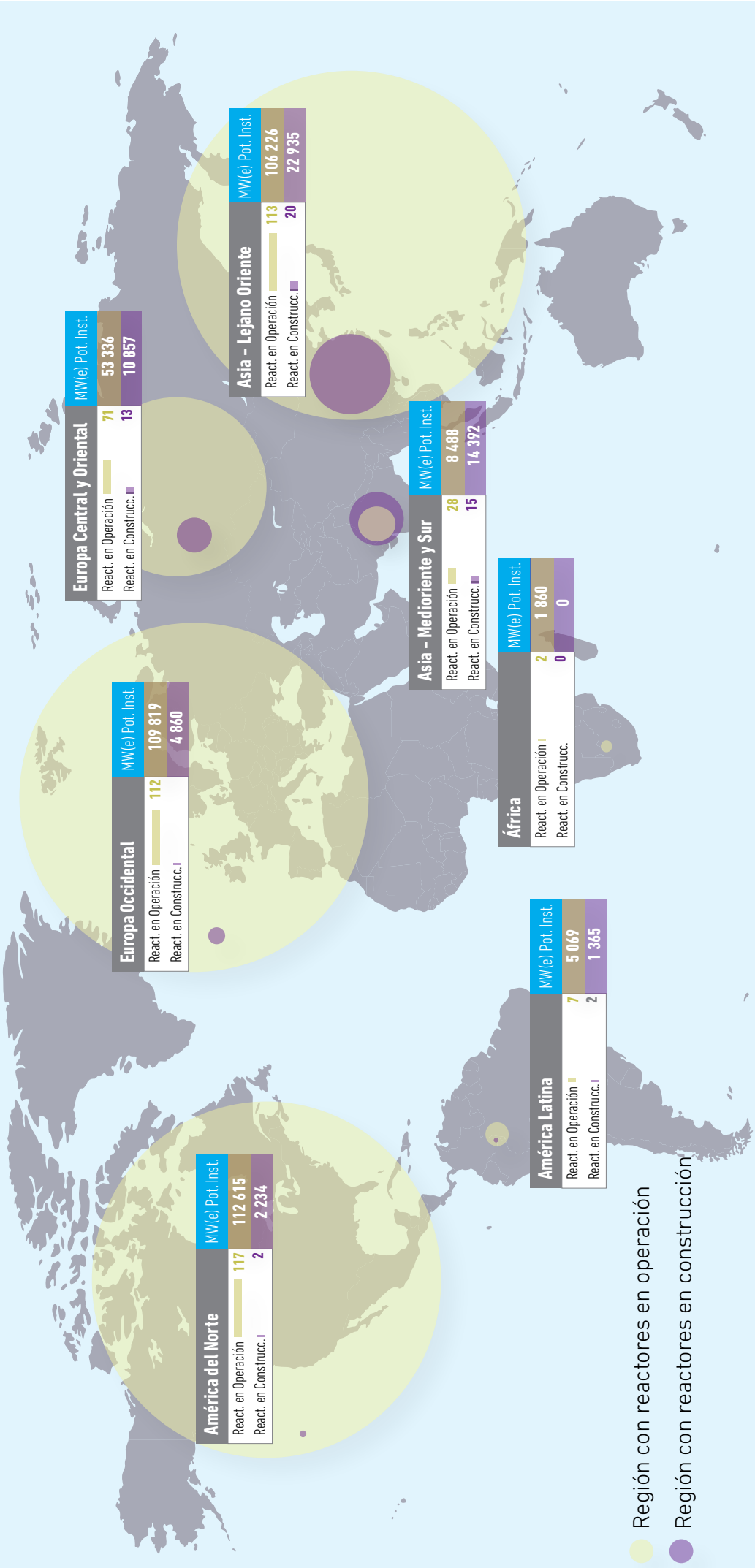
Factor de carga por tipo de reactor - Factor de carga media (%)



2018 Capacidad nuclear por país MW(e)



Estadísticas regionales



● Región con reactores en operación
● Región con reactores en construcción

Estado de situación

Comienzo de construcción

● AKKUYU-1 1.114 MW(e), PWR, Turquía
● HINKLEY POINT C-1 1.630 MW(e), PWR, Reino Unido

● ROOPPUR-2 1.175 MW(e), PWR, Rusia
● SHIN-KORI-6 1.340 MW(e), PWR, Rep. de Corea

1.080 MW(e), PWR, Bangladesh
1.340 MW(e), PWR, Rep. de Corea

Nuevas conexiones a la red

● HAIYANG-1 1.126 MW(e), PWR, China
● HAIYANG-2 1.126 MW(e), PWR, China
● LENINGRAD 2-1 1.101 MW(e), PWR, Rusia

● ROSTOV-4 950 MW(e), PWR, Rusia
● SANMEN-1 1.157 MW(e), PWR, China
● SANMEN-2 1.157 MW(e), PWR, China

● TAISHAN-1 1.660 MW(e), PWR, China
● TIANWAN-4 1.060 MW(e), PWR, China
● YANGJIANG-5 1.021 MW(e), PWR, China

Salida permanente

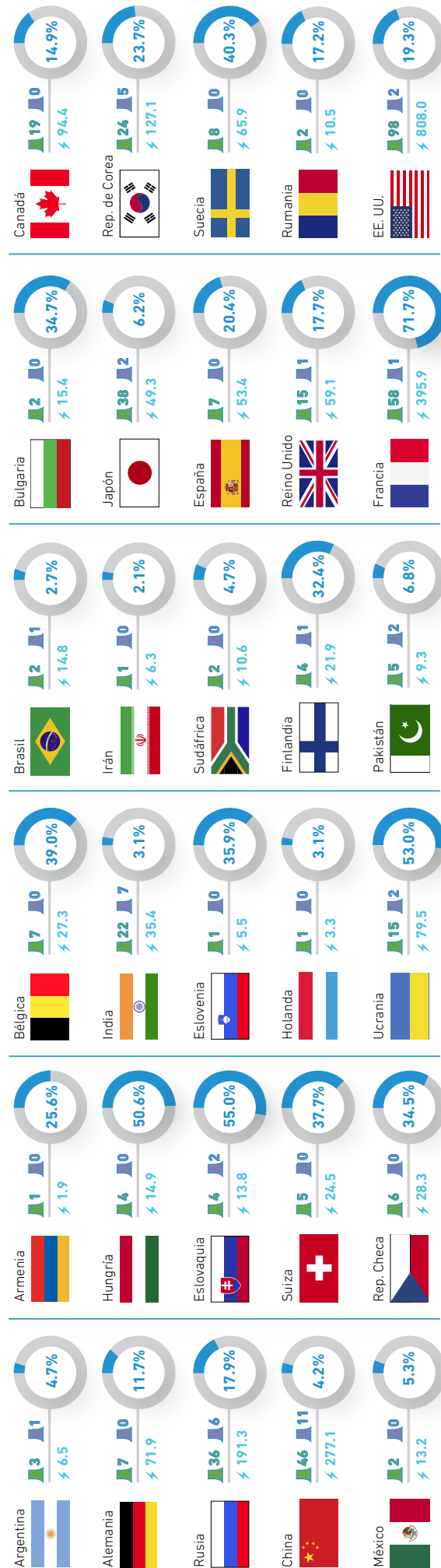
● CHINSHAN-1 604 MW(e), BWR, TAIWAN, China
● IKATA-2 538 MW(e), PWR, Japón
● ONAGAWA-1 498 MW(e), BWR, Japón

● LENINGRAD-1 925 MW(e), LWGR, Rusia
● OHI-1 1.120 MW(e), PWR, Japón

● OHI-2 1.120 MW(e), BWR, Japón
● OYSTER CREEK 619 MW(e), BWR, EE. UU.

Estadísticas por país

● Reactores en operación ● Reactores en construcción ⚡ Suministro eléctrico (TWh) ● Porcentaje de participación de la energía nuclear



Taiwan, China: 5 reactores, 4,448 MW(e) en operación; 2 reactores, 2,600 MW(e) en construcción; 26,7 TWh de energía eléctrica suministrada, 11,4% nuclear.

La participación de la **energía nuclear** en los objetivos de desarrollo sostenible a nivel mundial

Autores: M. F. Monserrat, V. Matarazzo, G. Dalmasso.

La Asamblea General de las Naciones Unidas en septiembre de 2015, anunció que se deben cumplir 17 objetivos denominados desarrollo sostenible (ODS) y tienen por fin estimular iniciativas en ámbitos de importancia decisiva para la humanidad y el planeta durante los próximos 15 años. Los objetivos combinan las tres dimensiones del desarrollo sostenible: la económica, la social y la ambiental.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) y sus asociados, conformó un grupo de expertos en el uso de la ciencia y la tecnología nuclear para el cumplimiento de dichos objetivos, especialmente para vigilar y mitigar los efectos del cambio climático, y adaptarse a estos.

De los 17 objetivos indicados por las Naciones Unidas hay varios en los que la actividad nuclear puede efectuar aportes, pero hay tres en los que esta actividad puede cumplir un rol relevante:

- **Objetivo N°6.** Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos.
- **Objetivo N°7.** Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.
- **Objetivo N°13.** Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

Objetivo N°6. Garantizar la disponibilidad y la gestión sostenible del agua y el saneamiento para todos.

El agua dulce es escasa en muchas partes del mundo, la falta de ella se convertirá en un problema para la salud, la industria y la agricultura. La insuficiencia de esta puede ser la principal amenaza mundial en la próxima década, afectando el desarrollo sostenible. El aumento de la población y el crecimiento económico hacen que el acceso al agua limpia e inocua sea imperativo: sin agua no hay vida.

Se estima que una quinta parte de la población mundial no tiene acceso al agua potable, proporción que crecerá debido al crecimiento de la población en relación a los recursos hídricos. Las zonas más afectadas son las regiones áridas y semiáridas de Asia y el norte de África.

En la región de América Latina y el Caribe, el acceso a servicios de agua y saneamiento es intermitente debido a las sequías o fallas en la infraestructura, y no siempre se desinfecta en forma efectiva. Existe asimetría en el acceso al agua potable y a servicios básicos de saneamiento. La mayoría de los ríos de la región presentan mayor contaminación en la actualidad que en la década de 1990.

La energía nuclear constituye una valiosa herramienta para la desalinización de agua salobre o marina, y para el tratamiento de aguas residuales urbanas.

En las regiones áridas y semiáridas de Asia y el norte de África se localiza la mayoría de las plantas de desalinización. El 60% del agua que se produce por este medio, es en Medio Oriente, el 13% en Norteamérica, el 10% en Europa, el 7% en África y el 10% en el resto del mundo.

Hoy en día la desalinización es el método más prometedor para afrontar la escasez de agua, pero debe ir acompañado de la incorporación de fuentes de energía para dicho proceso. La mayor parte de la desalinización actual utiliza combustibles fósiles y, por lo tanto, contribuye a aumentar los niveles de Gases de Efecto Invernadero (GEI). En diciembre de 2015, en las convenciones sobre el clima en París, se lanzó la iniciativa Alianza Global de desalinización del Agua Limpia “H₂O menos CO₂” que convoca a usar energías limpias para las plantas de desalinización del agua.

Los reactores nucleares de pequeño y mediano tamaño son adecuados para la desalinización, a menudo con cogeneración de electricidad usando vapor a baja presión de la turbina y alimentación de agua de mar caliente del sistema de enfriamiento final. Las principales oportunidades para las plantas nucleares se han identificado en los rangos de 80 a 100.000 m³/día y de 200 a 500.000 m³/día.

Un estudio francés para Túnez, en 2006, comparó cuatro opciones de energía nuclear con una turbina de gas de ciclo combinado y descubrió que los costos de desalinización nuclear eran aproximadamente la mitad en comparación con los equivalentes a la desalinización de una planta de gas para la tecnología de destilación multiefectos (MED), y alrededor de un tercio menos para la tecnología de ósmosis inversa (RO). Con todas las fuentes de energía, los costos de desalinización con RO fueron más bajos que los costos de MED.

El uso de la tecnología nuclear para la desalinización del agua, favorece la salud de la población por dos factores que se retroalimentan mutuamente generando sinergia para el bienestar de la sociedad: por un lado, la reducción de emisiones contaminantes que favorecen al ambiente; y por el otro, mejora el suministro de agua dulce, reduce los contaminantes acrecentando su calidad y permitiendo su reutilización segura para responder a la creciente demanda a nivel mundial.

Experiencias nucleares:

La viabilidad de las plantas de desalinización nuclear integradas se ha demostrado con más de 150 años de experiencia en reactores¹, principalmente en Kazajistán, India y Japón. El despliegue a gran escala de la desalinización nuclear sobre una base comercial dependerá principalmente de factores económicos. Una estrategia es usar reactores de potencia donde parte de la energía generada, se utiliza a efectos de impulsar bombas para la desalinización con tecnología RO cuando la demanda de la red es baja. El reactor rápido BN-350 en Aktau, en Kazajistán, suministró con éxito hasta 135 MWe de energía eléctrica mientras producía 80.000 m³/día de agua potable durante unos 27 años hasta 1999, y alrededor del 60% de su energía se utilizó para calor y desalinización.

¹ Se toma como años de experiencia la suma de años en operación por cada reactor utilizado para la desalinización de agua.

En Japón, unas diez instalaciones de desalinización vinculadas a reactores de agua a presión que funcionan para la producción de electricidad producen unos 14.000 m³/día de agua potable, y se han acumulado más de 100 años de experiencia en destilación flash de múltiples etapas (MSF) que se empleó inicialmente, pero se ha descubierto que las tecnologías MED y RO son más eficientes allí. Corea del Sur tiene algunas plantas MED asociadas con tecnología PWR (por sus siglas en inglés PWR: Pressurized Water Reactor). El agua se utiliza para los propios sistemas de enfriamiento de los reactores. Asimismo, la Agencia de Energía Atómica de Japón (JAEA) ha diseñado un reactor de alta temperatura HTR (por sus siglas en inglés High Temperature Reactor) de 600 MWt llamado GTHTR300 que produce 300 MWe, y utiliza el calor residual en la desalinización con la tecnología MSF. El costo de agua proyectado es la mitad del uso como fuente de energía de un ciclo combinado (CCGT).

En 2002, India instaló una planta de demostración acoplada a dos reactores nucleares de 170 MWe PHWR (del inglés, Pressurized heavy water reactor) en la estación de energía atómica de Madras, Kalpakkam, en el sureste de ese país. Este Proyecto de Demostración de Desalinización Nuclear (NDDP) híbrido comprende una unidad de RO con una capacidad de 1.800 m³/día y una unidad de planta MSF de 4.500 m³/día. Esta es la planta de desalinización nuclear más grande basada en tecnología híbrida MSF-RO que utiliza vapor a baja presión y agua de mar. En 2009, se construyó una planta de tecnología de compresión a vapor mecánica (MVC) de 10.200 m³/día en Kudankulam para suministrar agua dulce a la nueva planta nuclear. Se puso en servicio a mediados de 2012, con una capacidad estimada de 7.200 m³/día para suministrar el refrigerante primario y secundario de la planta y la ciudad local. Además se creó, en 2009, una planta de RO para su propio abastecimiento de agua.

Desde 2010, la central nuclear rusa Rostov en Volgodonsk ha producido agua de reposición utilizando ocho unidades MED, que ahora suman un total de 9.600 m³/día.

En Sudáfrica, debido a la grave escasez de agua en la región, Eskom (Comisión de Suministro de Electricidad) anunció en mayo de 2017 que instalaría una pequeña planta de desalinización de agua subterránea en su central nuclear de Koeberg. Actualmente, produce agua únicamente para la planta, pero Eskom está colaborando con las autoridades de Ciudad del Cabo en una planta de desalinización de agua de mar, que produciría de 2.500 a 5.000 m³/día como planta de demostración para un proyecto más grande.

Pequeños reactores nucleares adecuados para desalinización:

- **SMART:** Corea del Sur ha desarrollado un pequeño diseño de reactor nuclear para la cogeneración de electricidad y producción de agua potable. El reactor SMART de 330 MWt (un PWR integral) tiene una larga vida útil y solo necesita reabastecerse de combustible cada tres años. Como unidad principal tiene el reactor SMART acoplado a cuatro unidades MED, cada una con compresor de vapor térmico (MED-TVC) que producirían un total de 40.000 m³/día, con 90 MWe.

- **CAREM:** Argentina ha diseñado un PWR integral adecuado para cogeneración o desalinización, y tiene en construcción un prototipo en la localidad de Zarate, vecino a la central nuclear de Atucha.

- **NHR-200:** El Instituto Nacional de Educación Tecnológica (INET) de China ha desarrollado un reactor de calentamiento nuclear de 200 MWt, basado en una planta piloto de 5 MW. Dicho reactor puede servir para calefacción urbana, aire acondicionado, desalinización de agua de mar y otros procesos industriales.

- **Planta de energía nuclear flotante (FNPP)** Rusia posee dos reactores KLT-40S derivados de rompehielos rusos u otros diseños para la desalinización. Esta planta tiene dos posibles aplicaciones: una para suministro de calefacción urbana y electricidad a los consumidores, y la otra, para el suministro de energía a los países en desarrollo, incluida la entrada a la desalinización de agua de mar. ATETs-80 es una unidad de cogeneración de doble reactor que usa KLT-40 y puede ser flotante o terrestre, produciendo 85 MWe más 120.000 m³/día de agua potable.

Otras aplicaciones nucleares para este objetivo:

Además de los proyectos nucleares en los procesos de desalinización del agua, existen diversas técnicas nucleares e isotópicas relevantes para el cumplimiento de este ODS que se mencionan brevemente a continuación. A través de estas técnicas se pueden estudiar la cantidad de recursos hídricos, su traza y calidad, detectar y analizar los contaminantes, y rastrear su movimiento. Asimismo, los isótopos naturales presentes en el agua se utilizan para determinar su origen, edad y vulnerabilidad a la contaminación.

Algunos ejemplos de estas técnicas se desarrollan en la práctica en diferentes naciones. Países como Brasil ejecutan planes de gestión integrada de los recursos hídricos, encaminados a utilizarlos de manera sostenible, proteger el agua y los ecosistemas relacionados con ella, mientras que otros emplean los datos para hacer frente a la escasez y mejorar el suministro de agua dulce. OIEA, como organismo rector internacional de la energía nuclear y sus aplicaciones, fomenta a los agricultores de África a usar eficazmente sus escasos recursos hídricos mediante técnicas nucleares e isotópicas; establece laboratorios isotópicos en Medio Oriente para estudiar los recursos de aguas subterráneas; y presta asistencia en la formulación de políticas sobre gestión y uso del agua en la región del Sahel.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), plantea para el cumplimiento de dicho objetivo las siguientes metas²:

6.1 De aquí a 2030, lograr el acceso universal y equitativo al agua potable a un precio asequible para todos.

6.2 De aquí a 2030, lograr el acceso a servicios de saneamiento e higiene adecuados y equitativos para todos y poner fin a la defecación al aire libre, prestando especial atención a las necesidades de las mujeres y las niñas y las personas en situaciones de vulnerabilidad.

6.3 De aquí a 2030, mejorar la calidad del agua reduciendo la contaminación, eliminando el vertimiento y minimizando la emisión de productos químicos y materiales peligrosos, reduciendo a la mitad el porcentaje de aguas residuales sin tratar y aumentando considerablemente el reciclado y la reutilización sin riesgos a nivel mundial.

6.4 De aquí a 2030, aumentar considerablemente el uso eficiente de los recursos hídricos en todos los sectores y asegurar la sostenibilidad de la extracción y el abastecimiento de agua dulce para hacer frente a la escasez de agua y reducir considerablemente el número de personas que sufren falta de agua.

6.5 De aquí a 2030, implementar la gestión integrada de los recursos hídricos a todos los niveles, incluso mediante la cooperación transfronteriza, según proceda.

6.6 De aquí a 2020, proteger y restablecer los ecosistemas relacionados con el agua, incluidos los bosques, las montañas, los humedales, los ríos, los acuíferos y los lagos.

6.6a De aquí a 2030, ampliar la cooperación internacional y el apoyo prestado a los países en desarrollo para la creación de capacidad en actividades y programas relativos al agua y el saneamiento, como los de captación de agua, desalinización, uso eficiente de los recursos hídricos, tratamiento de aguas residuales, reciclado y tecnologías de reutilización.

6.6b Apoyar y fortalecer la participación de las comunidades locales en la mejora de la gestión del agua y el saneamiento.

Objetivo N° 7. Garantizar el acceso a una energía asequible, fiable, sostenible y moderna para todos.

Contexto:

La transformación de los sistemas energéticos del mundo está en marcha acelerada por los

² Naciones Unidas (2018), La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe. CEPAL.

avances tecnológicos, la rápida disminución en la inversión inicial de las energías renovables intermitentes (ERI), los cambios en las políticas y las inversiones, los nuevos modelos de negocio y una mayor cooperación. Todas las naciones deben trabajar en forma cooperativa para aumentar la eficiencia energética y lograr que la energía limpia sea más asequible para el beneficio de todos.

En este contexto, alrededor de mil millones de personas viven sin electricidad, cerca de tres mil millones carecen de acceso a soluciones de cocinas a gas o eléctricas y están expuestas a niveles peligrosos de contaminación del aire, lo que resulta en millones de muertes cada año. Para impulsar una modificación de esta situación, los países deben satisfacer su creciente demanda en la energía y mejorar su seguridad energética. No obstante, este propósito debe procurarse realizarse de forma sostenible para reducir los efectos en el medio ambiente y la salud.

Participación de OIEA:

Este organismo colabora con programas nucleares existentes y nuevos en todo el mundo; cataliza la innovación y capacita en planificación energética, análisis y gestión de la información, y en los conocimientos nucleares. Ayuda a los países a atender sus demandas crecientes de energía para el desarrollo y, al mismo tiempo, mejorar la seguridad energética, reducir los efectos sobre el ambiente y la salud, y mitigar el cambio climático.

A su vez, apoya a los países miembros que se están planteando o que prevén introducir o ampliar sus capacidades de generación de energía nucleoelectrónica, prestando asistencia con el soporte de expertos, y guiándolos a través de todas las etapas del proceso para usar la energía nucleoelectrónica en condiciones de seguridad tecnológica y física.

Energía nuclear en el mundo:

La energía nuclear como fuente energética garantiza el abastecimiento eléctrico, frena las emisiones contaminantes, reduce la dependencia

energética exterior y produce electricidad de forma constante con precios estables y predecibles. De esta manera, se fomenta el desarrollo tecnológico y nuevas actividades económicas en las comunidades aledañas.

Todas las naciones deben trabajar en forma cooperativa para aumentar la eficiencia energética y lograr que la energía limpia sea más asequible para el beneficio de todos.

En 2018, en el mundo hay 450 reactores operando y producen alrededor del 12% de la electricidad mundial. Mientras que hay 55 unidades en construcción. Algunos de los países en este proceso son: China, India, Rusia, Corea del Sur, Finlandia y Francia. Todos ellos, conscientes de los problemas energéticos y ambientales, construyen nuevas plantas nucleares porque consideran que esta energía es una fuente esencial para el presente y futuro de sus países.

En diciembre de 2018, los reactores en operación generan 2.563 TWh, siendo su potencia instalada de 396.413 MWe mientras que para los reactores en construcción, una vez finalizados, alcanzarían 56.643 MWe adicionales. Algunos países, como Estados Unidos, Francia, China, Rusia y Corea del Sur suman una generación de electricidad con tecnología nuclear de 1.799,4 TWh. A diferencia de Argentina, Brasil y México que suman 34,5 TWh.

A continuación se presenta en la Figura 1 el mapa mundial sobre el estado de Reactores Nucleares para la generación de Nucleoelectricidad a diciembre del año 2018.

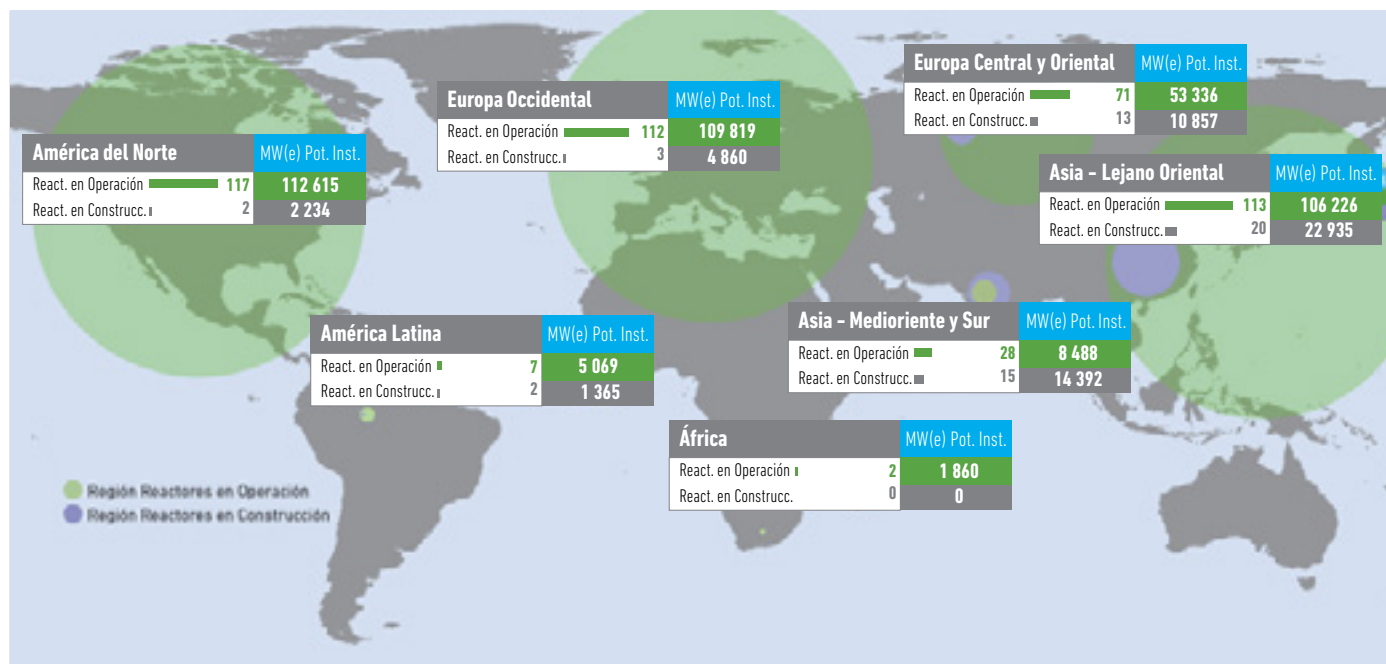


Figura 1: Mapa mundial sobre el estado de Reactores Nucleares para la generación de Nucleoelectricidad.

Fuente: OIEA-PRIS.*

*Nota: Sistema de Información sobre Reactores de Potencia (PRIS) desarrollado por OIEA.

La generación eléctrica con tecnología nuclear para el año 2016 en Francia es del 72% sobre su total, en Estados Unidos es un 19%, seguido por Alemania con el 13%, mientras que en China e India es solo un 3%. En la Tabla 1 se muestra su evolución desde el año 2011.

País	Años					
	2011	2012	2013	2014	2015	2016
China	2%	2%	2%	2%	3%	3%
Estados Unidos	19%	19%	19%	19%	19%	19%
India	3%	3%	3%	3%	3%	3%
Alemania	18%	16%	15%	15%	14%	13%
Francia	78%	75%	74%	77%	77%	72%
Argentina	5%	5%	4%	4%	5%	6%
Brasil	3%	3%	3%	3%	3%	3%

Tabla 1: Participación Nuclear en la Generación Eléctrica.

Fuente: Elaboración propia según información provista en Electricity Profile 2016.

En la Figura 2 se muestra la generación eléctrica de Francia, Estados Unidos, Alemania, China e India:

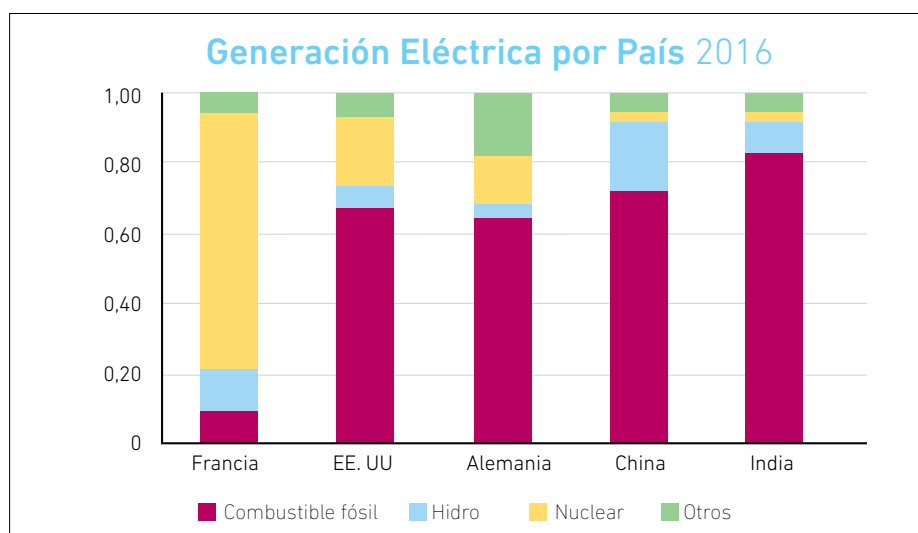


Figura 2: Generación eléctrica de Francia, Estados Unidos, Alemania, China e India.

Fuente: Elaboración propia según información provista en Electricity Profile 2016.

Los países que poseen más de un 50% de energía nuclear en su matriz energética son: Francia, Eslovaquia, Ucrania y Hungría. Los países sudamericanos tienen una participación menor al 6%.

La siguiente tabla detalla el estado de nucleoelectricidad por país para el año 2018, ordenado por generación en (TWh):

País	Generación (TWh)	Reactores en Operación	Reactores en Construcción	% Nuclear en la Matriz
Estados Unidos	808,0	98	2	19,3
Francia	395,9	58	1	71,7
China	277,1	46	11	4,2
Rusia	191,3	36	6	17,9
Corea	127,1	24	5	23,7
Canadá	94,4	19	0	14,9
Ucrania	79,5	15	2	53,0
Alemania	71,9	7	0	11,7
Suecia	65,9	8	0	40,3
Reino Unido	59,1	15	1	17,7
España	53,4	7	0	20,4
Japón	49,3	38	2	6,2
India	35,4	22	7	3,1
República Checa	28,8	6	0	34,5
Bélgica	27,3	7	0	39,0
Suiza	24,5	5	0	37,7
Finlandia	21,9	4	1	32,4
Bulgaria	15,4	2	0	34,7
Hungría	14,9	4	0	50,6
Brasil	14,8	2	1	2,7
Eslovaquia	13,8	4	2	55,0
México	13,2	2	0	5,3
Sudáfrica	10,6	2	0	4,7
Rumanía	10,5	2	0	17,2
Pakistán	9,3	5	2	6,8
Argentina	6,5	3	1	4,7
Irán	6,3	1	0	2,1
Eslovenia	5,5	1	0	35,9
Holanda	3,3	1	0	3,1
Armenia	1,9	1	0	25,6

Tabla 2: Estado de nucleoelectricidad por país.

Fuente: Elaboración propia según información de OIEA-PRIS.

Impulso de políticas nucleoelectricas en algunos países:

India se encuentra en crecimiento del desarrollo de la energía nuclear. Posee capacidades de extraer el uranio, enriquecerlo, utilizarlo de las plantas y de realizar el reprocesamiento. Tiene siete reactores en construcción y su objetivo para el 2050 es que el 25% de la energía eléctrica producida provenga de la energía nuclear.

Polonia pretende introducir la energía nuclear en su mix eléctrico para lograr mayor diversidad energética y reducir las emisiones de CO₂. Para ello, prevé que la construcción de su primera central nuclear comience en el año 2020. Este país tomó la decisión de apostar por la energía nuclear debido a su gran dependencia de combustibles fósiles, especialmente del carbón, y la necesidad de cumplir con los objetivos de las políticas ambientales de la Unión Europea, así como los acuerdos internacionales.

Emiratos Árabes Unidos decide iniciar un programa nucleoelectrico basado en la necesidad de satisfacer la creciente demanda de energía del país. La ponderaron por su competitividad comercial y ambiental. Tiene cuatro reactores en construcción de 1345 MWe netos cada uno. De los cuales, el primero se espera que comience a operar en 2020.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), plantea para el cumplimiento de dicho objetivo las siguientes metas³:

7.1 De aquí a 2030, garantizar el acceso universal a servicios energéticos asequibles, fiables y modernos.

7.2 De aquí a 2030, aumentar considerablemente la proporción de energía renovable en el conjunto de fuentes energéticas.

7.3 De aquí a 2030, duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

7.a De aquí a 2030, aumentar la cooperación internacional para facilitar el acceso a la investigación y la tecnología relativas a la energía limpia, incluidas las fuentes renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructura energética y tecnologías limpias.

7.b De aquí a 2030, ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios energéticos modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

Objetivo N° 13. Adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos.

La energía nucleoelectrica es, junto a las ERI (eólica y solar), minihidro, hidroeléctrica, biomasa

y biogás, una de las tecnologías que permiten generar electricidad con menos emisiones de carbono con respecto a las centrales térmicas convencionales. Las ERI cumplen un papel complementario, dado su intermitencia, por lo que no pueden sustituir a medio plazo a la generación nucleoelectrica. Esta última es actualmente la única fuente capaz de suministrar grandes cantidades de electricidad en forma estable y confiable, y contribuir de forma significativa al cambio climático.

La industria nuclear ha desarrollado importantes esfuerzos y ha puesto en marcha los mecanismos adecuados para garantizar que sus posibles riesgos ambientales (emisión de radionucleidos y gestión de residuos radiactivos) se mantengan por debajo de los límites establecidos por los organismos reguladores.

Impacto ambiental de la energía nuclear

Tecnologías de generación eléctrica: Las centrales térmicas convencionales queman combustibles fósiles para la producción de electricidad. En cambio, una central nuclear obtiene su energía de un proceso físico: la fisión del átomo de uranio. Esto significa que una central de este tipo no envía a la atmósfera GEI como óxidos de carbono, de azufre, de nitrógeno, etc. ni otros productos de combustión (tales como las cenizas), que contribuyan a un cambio climático, la acidificación de las lluvias, la contaminación de las grandes ciudades, la destrucción de la capa de ozono o al efecto invernadero. Con respecto a las "emisiones" que se ven en las torres de refrigeración en algunos tipos de centrales nucleares, es sólo vapor de agua, razón por la cual estas torres no generan contaminación.

Producción de Dióxido de Carbono por fuente de generación eléctrica: En la Tabla 3 se muestra la emisión (en toneladas) de dióxido de carbono por GWh producido considerando el ciclo de vida completo. En el caso de la generación nuclear incluye las emisiones de los materiales de la construcción de la central y el ciclo de combustible completo (extracción y procesamiento del uranio y su gestión final).

³ Naciones Unidas (2018), La Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una oportunidad para América Latina y el Caribe. CEPAL.

Fuentes	(t) de CO ₂
Carbón	1.100
Gas natural (cogeneración)	650
Gas natural (ciclo combinado)	450
Biomasa	50
Solar	40
Hidráulica	20
Nuclear	5
Eólica	4

Tabla 3: CO₂ por GWh producido considerando el ciclo de vida completo.

Fuente: Foro Nuclear Español.

Ocupación del suelo: Reduciendo el impacto ambiental, la ocupación del terreno, al ser un bien escaso y caro, se transforma en una variable significativa al evaluar la extensión de suelo que necesitan las diferentes centrales energéticas. Los equipos de generación nucleoelectrónica ocupan una superficie menor, por potencia instalada, con respecto a las otras tecnologías.

Los datos expresados en la siguiente tabla se refiere a la superficie ocupada por cada una de las tecnologías para producir una cantidad de energía eléctrica equivalente a la que produciría una central nuclear tipo de 1.000 MWe de potencia instalada a lo largo de un año.

Tecnología	Superficie en km ²
Nuclear	Entre 1 y 4
Solar	Entre 20 y 50
Eólica	Entre 50 y 150
Biomasa	Entre 4.000 y 6.000

Tabla 4: Superficie ocupada por tecnología.

Fuente: Foro Nuclear.

Control de la actividad nuclear: Las centrales nucleares, desde la dimensión ambiental, están sujetas a un estricto control reglamentario institucional, superior al promedio de las actividades económicas e industriales. Dicho marco reglamentario contempla todas y cada una de las fases que componen el ciclo de producción.

La Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), plantea para el cumplimiento de dicho objetivo las siguientes metas⁴:

13.1 Fortalecer la resiliencia y la capacidad de adaptación a los riesgos relacionados con el clima y los desastres naturales en todos los países.

13.2 Incorporar medidas relativas al cambio climático en las políticas, estrategias y planes nacionales.

13.3 Mejorar la educación, la sensibilización y la capacidad humana e institucional respecto de la mitigación del cambio climático, la adaptación a él, la reducción de sus efectos y la alerta temprana.

13.a Cumplir el compromiso de los países desarrollados que son partes en la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de lograr para el año 2020 el objetivo de movilizar conjuntamente 100.000 millones de dólares anuales procedentes de todas las fuentes a fin de atender las necesidades de los países en desarrollo respecto de la adopción de medidas concretas de mitigación y la transparencia de su aplicación, y poner en pleno funcionamiento el Fondo Verde para el Clima capitalizándolo lo antes posible.

13.b Promover mecanismos para aumentar la capacidad para la planificación y gestión eficaces en relación con el cambio climático en los países menos adelantados y los pequeños Estados insulares en desarrollo, haciendo particular hincapié en las mujeres, los jóvenes y las comunidades locales y marginadas.

En función de las metas propuestas por la CEPAL, se observa la colaboración de los equipos de generación nucleoelectrónica en la adaptación de los países a los riesgos relacionados con el clima, el incentivo de la planificación energética para la adopción de una matriz de energía diversificada y la consecuente consolidación de la capacidad institucional para la lucha por la mitigación del cambio climático.

Agenda y estadística del GEI a nivel mundial

En 1992, en la "Cumbre para la Tierra" se elaboró la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático (CMNUCC) para afrontar el problema del ambiente.

En el año 1997, se adicionó al convenio marco un tratado que se denominó Protocolo de Kioto. Los países signatarios de dicho acuerdo pactaron alcanzar, entre los años 2008 y 2012, una reducción de al menos un 5% en promedio de las emisiones de gases de efecto invernadero.

En Kioto se introducen los Mecanismos de Desarrollo Limpio (MDL). Este es un procedimiento en el cual los países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de emisiones de GEI para los países en desarrollo, y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones (CER) para cumplir con su propio compromiso de reducción.

Cada certificado equivale a una tonelada de CO₂ que se ofrece en el mercado mundial, donde los países industrializados pueden comprarlos y así cumplir parte de sus metas del protocolo de Kioto. En relación a la distribución de CER emitidos por país, China ocupa el primer lugar seguido por India, República de Corea y Brasil respectivamente.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el cambio climático de 2012 celebrada en la ciudad de Doha (COP 18) ratificó y extendió el protocolo de Kioto hasta diciembre de 2012. Sin embargo esta extensión tiene un alcance limitado a sólo 15% de las emisiones globales de CO₂ debido a la falta de respaldo de países como Canadá, Japón, Rusia, Bielorrusia, Ucrania, Nueva Zelanda y los Estados Unidos, y el hecho de que los países en desarrollo como China (el mayor emisor del mundo), India y Brasil no están sujetos a ninguna reducción de emisiones bajo el Protocolo de Kioto.

Con respecto a la situación de los MDL, en el año 2013 cambió por varios factores, entre ellos, la enorme caída de los precios de las reducciones por la amplia oferta de bonos, y la poca demanda de éstos al final del primer período de compromiso.

Este protocolo no incluyó, entre las formas de energía que pueden considerarse en los mecanismos financieros de intercambio de tecnología y emisiones, a la nuclear. Sin embargo, el Panel Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC), fundado por dos organismos de Naciones Unidas (Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) cuya misión es elaborar informes científicos que contribuyen al trabajo de la CMNUCC, recomendó, en su IV informe de evaluación, a la energía nuclear para la mejora del suministro y eficiencia en la distribución de electricidad. Es decir, como tecnología clave para la mitigación del calentamiento global.

A continuación se presenta la Figura 3 con los países que generan más emisiones de GEI por actividad:

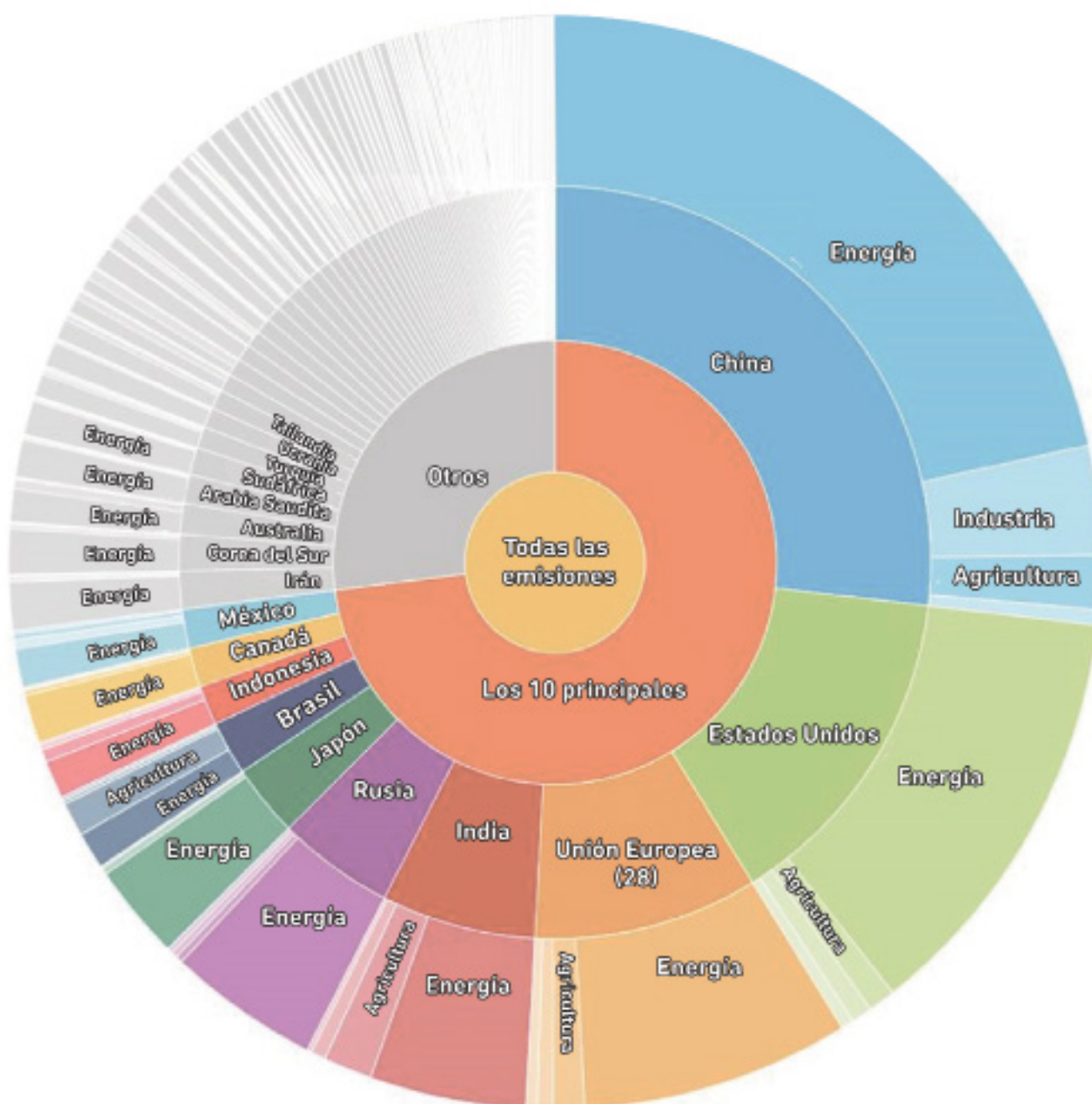


Figura 3: Emisiones de GEI por países.

Fuente: World Resources Institute*

*Nota: El orden es el siguiente: 1. China, 2. Estados Unidos, 3. Unión Europea (compuesta por 28 países), 4. India, 5. Rusia, 6. Japón, 7. Brasil, 8. Indonesia, 9. Canadá y 10. México.

Se presenta en la siguiente figura la evolución de los GEI para el período 1990-2014 de los países con más emisiones:

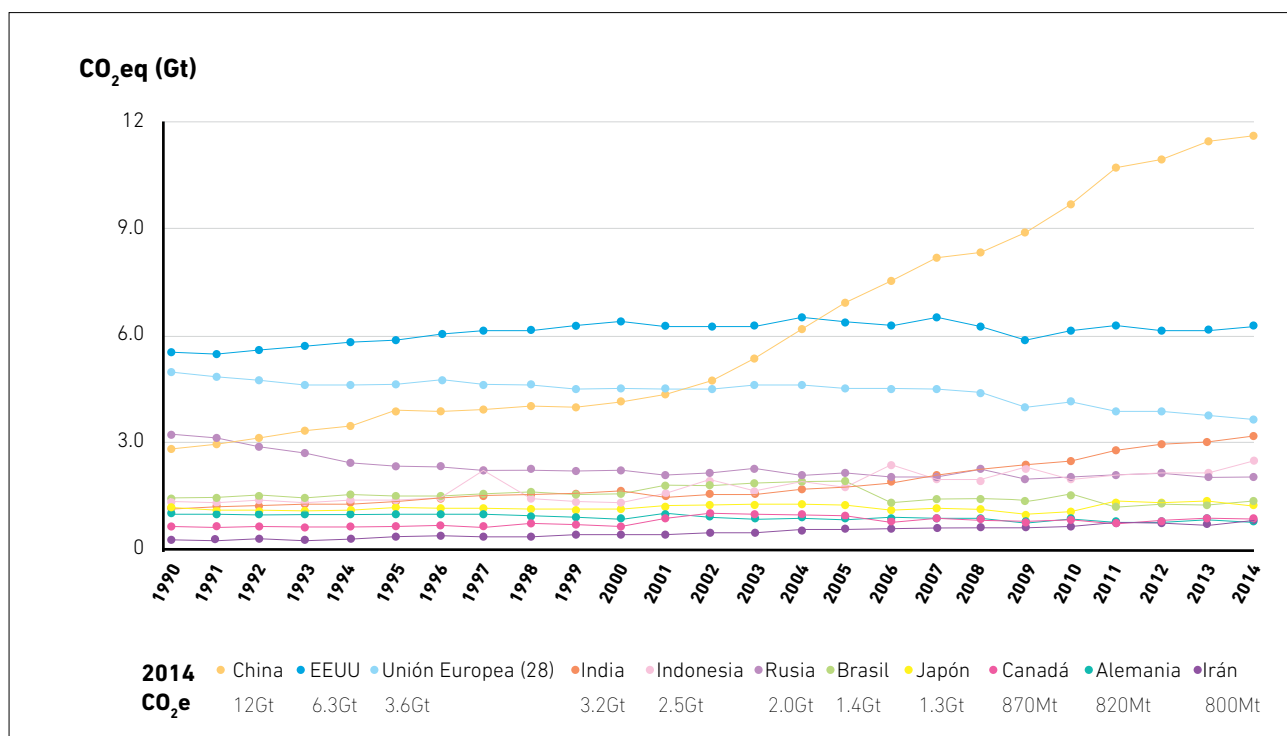


Figura 4: Evolución de los GEI por países.

Fuente: Climate Watch Data.

Como se observa en la figura anterior, China (línea amarilla) inicia el período en el cuarto puesto y asciende al primer lugar en el final del segmento señalado, cuadruplicando el valor inicial de sus emisiones. En el año 2002 comienzan a crecer de manera exponencial, momento en que iguala el nivel de la Unión Europea, y en el año 2004 se equipara a EE. UU., para luego superarlo.

Por otro parte, Estados Unidos mantiene un comportamiento similar a lo largo del período de análisis y culmina en el segundo puesto al final de la serie. La Unión Europea, presenta un leve descenso de sus emisiones a lo largo del periodo.

La Conferencia sobre cambio Climático celebrado en París en el año 2015 (COP21) estableció el denominado Acuerdo de París dentro de la CMNUCC. Este acuerdo es histórico dado que por primera vez hubo consenso internacional en la aplicación de medidas, rubricado en un compromiso firmado por 195 países miembros, que entre sus objetivos se propone:

- Mantener el aumento de la temperatura media mundial por debajo de 2°C con respecto a los niveles preindustriales, y proseguir los

esfuerzos para limitar ese aumento de la temperatura a 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales, reconociendo que ello reduciría considerablemente los riesgos y los efectos del cambio climático (artículo 2º inciso b del tratado).

- Aumentar la capacidad de adaptación a los efectos adversos del cambio climático y promover la resiliencia al clima y un desarrollo con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, de un modo que no comprometa la producción de alimentos (artículo 2º inciso b del tratado).

Las contribuciones previstas determinadas a nivel nacional (INDCs) son planes de acción climática establecidas por cada país en el ámbito de la COP21, tanto para contribuir a los objetivos globales de reducción de las emisiones contaminantes, como para fortalecer la capacidad de adaptación nacional a las nuevas exigencias globales ambientales.

En la siguiente figura muestra la participación de los países con mayores emisiones de GEI:

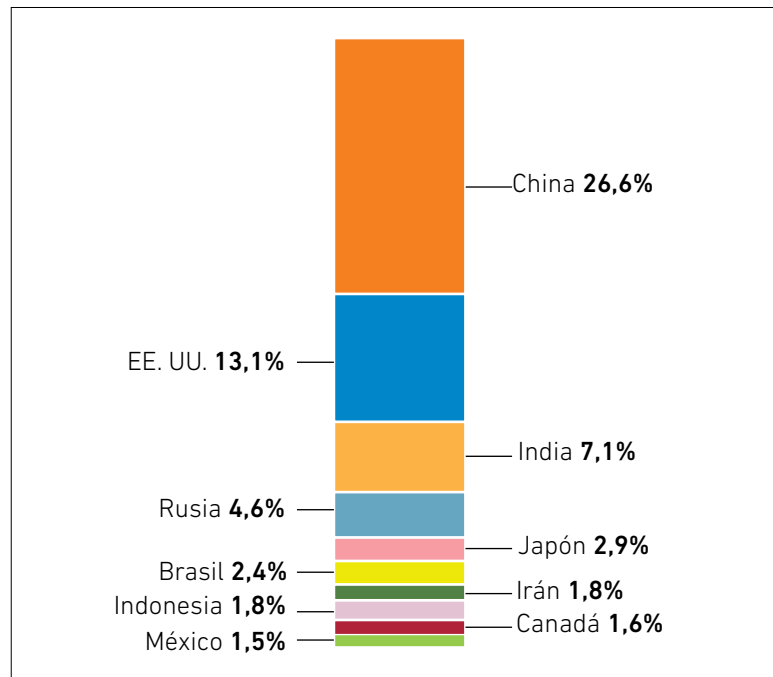


Figura 5: Participación de países con mayores emisiones.

Fuente: EC Joint Research Centre/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.

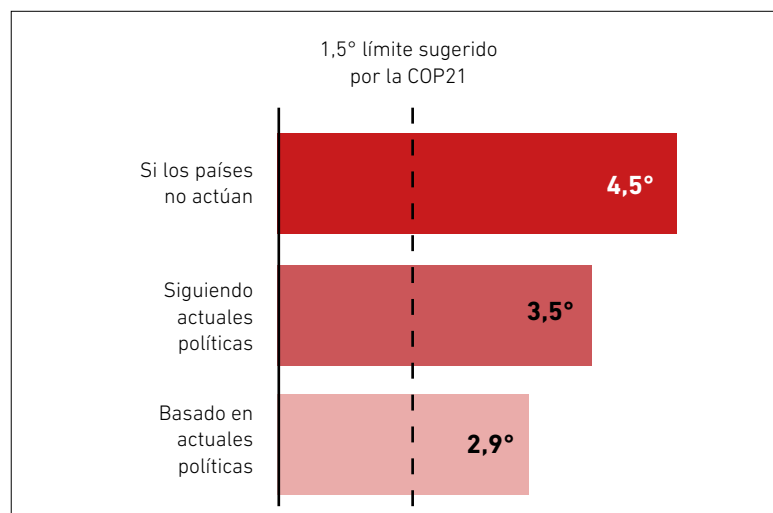


Figura 6: Promedio de calentamiento (°C) proyectado para 2100.

Fuente: EC Joint Research Centre/PBL Netherlands Environmental Assessment Agency.

Los países que más emiten gases de efecto invernadero son China y Estados Unidos, juntos representan el 40% del total de emisiones en el planeta, de acuerdo a los datos entregados en 2017 por la Comisión Europea y la Agencia Holandesa del Medio Ambiente.

Si se cumplen los compromisos de las naciones de reducir las firmadas en el Acuerdo de París, el planeta tendrá temperaturas por encima de los 3°C al finalizar el siglo XXI. En la actualidad, muchos científicos, consideran que no es suficiente y debería estar por debajo 1,5°C.

En futuros acuerdos, la tecnología nucleoelectrica debería tener un rol más importante para el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible para garantizar la disponibilidad y gestión sostenible del agua; el acceso a una energía asequible, fiable y sostenible; en adoptar medidas que combaten el cambio climático y sus efectos; entre otros.

La energía nuclear y su relación con las energías renovables variables

Autor: Carla Notari. Instituto de Tecnología Nuclear Dan Beninson. CNEA-UNSAM

Resumen: en este trabajo se analiza el rol de la energía nuclear y de las energías renovables variables, como solar y eólica, en la matriz energética mundial. Se destacan los avances de éstas últimas en el proceso de integración a las grandes redes eléctricas señalando la contribución de los distintos tipos de generadores en este proceso de integración. Se intenta clarificar algunas cuestiones que presentan erróneamente a las energías renovables variables como decisivas y casi excluyentes para enfrentar el cambio climático en las próximas dos décadas. La evolución probable de ambos recursos a nivel mundial y la del área nuclear en Argentina son también mencionadas.

Acompañando el importante desarrollo mundial que han tenido las energías renovables variables (VRE por sus siglas en inglés)¹, particularmente la eólica y solar, producto de una declarada intención de ir hacia una de-carbonización del sistema eléctrico y un abaratamiento de los precios de generación, se ha instalado una discusión alrededor de la “competencia” entre nuclear y renovables variables, siendo éstas, junto con la hidráulica, las formas de generación que menos contribuyen al cambio climático. Esta discusión está un tanto oscurecida para el público no experto, por el uso incorrecto de algunos conceptos, por la dificultad de comparar ambas formas de generación en un pie de igualdad y

por la omisión de algunos datos que son tan interesantes y reveladores como aquéllos que usualmente se ponen de manifiesto.

Es en el sentido de aclarar algunas de estas cuestiones que se abordan los temas que siguen.

¿Qué papel desempeña la energía nuclear?

Las diferentes formas de generación de energía, con carbón, petróleo, gas y uranio como recursos, nacieron con una promesa desmedida que fue acotándose a medida que el uso se extendió y fueron más evidentes los efectos nocivos en la salud de las poblaciones y el impacto en el ambiente.

¹ A lo largo del artículo se utiliza “variable” con igual significado que “intermitente”.

La energía nuclear tiene un origen indisolublemente ligado a las dos explosiones nucleares que los Estados Unidos llevaron a cabo en territorio japonés al final de la segunda guerra mundial. Los efectos de esta decisión perduran en la memoria de la humanidad y, quierase o no, acompañan a la industria nuclear hasta nuestros días. Además, la vida prolongadísima de los residuos nucleares y más aún los accidentes nucleares ocurridos (pocos, pero espectaculares), mantienen en parte de la población una actitud de rechazo y desconfianza.

A pesar de todo esto la generación eléctrica de origen nuclear es una industria importante que provee casi el 11% de la energía eléctrica mundial y el 30% de la que lo hace sin emitir carbono a la atmósfera, por ende con una contribución despreciable al cambio climático. Todo ello debido al hecho extraordinario de que

el proceso físico que subyace, la fisión nuclear del átomo de uranio, puede producir ingentes cantidades de energía con poquísimo material y sin emisiones de carbono.

¿Están en competencia la energía nuclear y las VRE?

Las VRE y en particular la solar y eólica, que utilizan un recurso inagotable, han ingresado en forma significativa en el terreno de la generación eléctrica con la perspectiva de constituirse en una fuente limpia, que no deja residuos y que no contribuye al cambio climático. En este proceso, que se ha acelerado en los últimos años, han debido demostrar que pueden integrarse a una red eléctrica, a pesar de ser formas de generación discontinua, dado que el recurso, sol y viento, no está presente todo el tiempo y además, no es sencillo prever su comportamiento con antelación.



Figura 1: Panel solar y turbina eólica.

La energía eléctrica no puede almacenarse como tal sino por algún mecanismo intermedio, como por ejemplo una reacción química como la que ocurre en las baterías. No existen aún soluciones versátiles para el almacenamiento masivo de la energía eléctrica. De hecho el único recurso extendido para el almacenamiento utilizado en las redes eléctricas son las centrales de bombeo, en las cuales en los momentos de exceso de producción se bombea agua a un reservorio superior acumulando una energía potencial que se descarga, cuando es necesario, en turbinas que generan nuevamente electricidad. La distinción con una central hidráulica es que en este caso los reservorios son mucho menores y la central está concebida para operar en períodos acotados. Claramente una instalación

de estas características requiere de un curso de agua en un terreno con las propiedades de nivel adecuadas y esto se encuentra en localizaciones especiales, generalmente montañosas y panorámicas, donde la inundación del terreno puede suscitar rechazo de la población. Algo similar a lo que ocurre con las centrales hidráulicas.

Lo cierto es que en los últimos años las instalaciones eólicas y solares han proliferado con particular incidencia en algunos países y el único recurso importante disponible hoy en las redes eléctricas para el almacenamiento, que ayuda a mitigar las discontinuidades de estas formas de generación, son las centrales de bombeo.



Figura 2: Sala de máquinas de la central de bombeo de Río Grande, Córdoba.

La discontinuidad en la generación y la correspondiente necesidad de respaldo, ha sido el argumento principal con el que se ha desestimado la integración de las VRE a la red eléctrica en proporciones importantes. La experiencia de los años recientes ha mostrado, en países que han alcanzado un grado de penetración importante, como Dinamarca, Irlanda, Alemania y España, que este problema, así como otros que han aparecido en el camino, pueden resolverse. Más adelante se mencionan algunos mecanismos que se utilizan en las redes “inteligentes” para paliar las consecuencias de la discontinuidad. También se hace referencia a las inversiones necesarias para implementarlos y a las consecuencias que el nuevo escenario impone a los generadores más tradicionales para afrontar los “baches” en la generación renovable. Entre estos “generadores tradicionales”, el único relevante, que no contribuye al cambio climático, es el que utiliza la fuente nuclear. Por ello interesa analizar la generación nuclear en un contexto de armonización y no de contraposición con la generación eólica y solar. Ello para evitar que se profundice la tendencia observada que es resolver el problema de la discontinuidad con más generación fósil (carbón y especialmente gas) a expensas de la generación nuclear, contradiciendo el objetivo declarado de decarbonizar el sistema.

¿Cómo se integran las VRE a la red eléctrica?

Para tasas de penetración bajas (1-3%) las VRE no introducen mayores perturbaciones en la red eléctrica, excepto tal vez en las inmediaciones de los puntos de conexión, dado que las fluctuaciones en la generación son del mismo orden que la fluctuación de la demanda, cosa que el sistema está en condiciones de resolver.

Para porcentajes superiores, el operador de la red percibe claramente las fluctuaciones y es importante que éste pueda tener información inmediata de la generación renovable para prever la utilización de las reservas disponibles en tiempo y forma. Esto se logra con un sistema de estaciones meteorológicas distribuidas que puedan transmitir en tiempo real la información desde las localizaciones de la generación eólica o solar. Ayuda una planificación estratégica de las instalaciones renovables de modo que los factores climáticos (lluvia, nubes o falta de viento) no afecten a todas al mismo tiempo.

Dependiendo de la red en cuestión, si la capacidad de la misma está cerca del límite, pueden presentarse problemas de congestión que podrían resolverse apelando a la dependencia de la capacidad de la red con la temperatura, dado que las redes suelen estar sobredimensionadas y pueden afrontar mayores cargas durante períodos importantes. Un aumento de las interconexiones es un aporte también relevante

y finalmente puede ser necesario reforzar las líneas de transmisión y/o distribución, cuando la proporción de VRE lo requiere.

A medida que la fracción de renovables aumenta más, es necesario apelar a la flexibilidad de las plantas generadoras fósiles y nucleares para que ajusten su contribución a las necesidades de las VRE. Cuando la proporción se acerca al 50% de la generación eléctrica (como en Irlanda y Dinamarca), todo el sistema se ve afectado significativamente y a las exigencias anteriores de optimización de la red y de flexibilización de la producción de los restantes generadores, se agrega la necesidad de atender particularmente los problemas de estabilidad, dado que la inercia de todo el sistema de potencia se ve afectada por la ausencia de grandes masas giratorias asociadas a la generación tradicional pero no a las renovables que generan en forma diferente. La estabilidad de la red, inercia, respuesta a variaciones de frecuencia, es provista por los generadores tradicionales dado que las VRE no prestan estos servicios, aunque las plantas más modernas y costosas estarían en condiciones de prestarlos.

Todas estas adaptaciones se traducen en: grandes inversiones a realizar en las redes de transmisión y distribución eléctrica y su eventual extensión; costos adicionales en los que deben incurrir los generadores tradicionales para ciclar sus instalaciones diseñadas para producir electricidad de base; inversiones necesarias en las plantas renovables para proveer los servicios antes mencionados. Ninguno de estos factores representa un obstáculo insalvable y los tiempos involucrados en superarlos, si bien inciertos,

pueden reducirse notablemente respecto de estimaciones anteriores como muestra la experiencia reciente.

Si bien no está claro que los países menos ricos puedan afrontar las fuertes inversiones que conlleva la adaptación de la red antes descrita en el corto y mediano plazo, es relevante la contribución de las VRE en llevar la electricidad a poblaciones dispersas, no conectadas a la red o con redes muy pequeñas como pueden encontrarse en países de África sub-sahariana, Asia y Latinoamérica.

Sin embargo, atendiendo al objetivo declarado de disminuir las emisiones de CO₂ y aumentar el acceso a la electricidad vía disminución de precios, es interesante señalar que no ha habido avances significativos hasta el momento dado que el mayor despliegue de renovables ocurrido en los últimos años ha sido acompañado de un aumento de la generación fósil, una disminución de la generación nuclear y aumento de precios promedio de la electricidad (refs. 1 y 2).

¿De qué hablamos cuando hablamos de porcentajes?

En la tabla siguiente se constata la mayor incidencia de la generación nuclear para una potencia instalada mucho menor, producto de los muy inferiores factores de carga alcanzables por las VRE que rondan el 30% para eólica y el 15-20% para solar, (ref. 3), siendo para la nuclear 80-90%.

Esto debería aclarar un poco la confusión entre capacidad instalada de VRE (con números importantes) y generación (con números más modestos).

Fuente	Capacidad mundial (GW)	Generación mundial (%)
Solar	300	1,3
Eólica	467	3,8
Nuclear	391	10,4

Tabla 1: Fuentes de energía eléctrica.

La figura siguiente, tomada de ref. 4, muestra la evolución de las diferentes fuentes de generación eléctrica entre los años 1971 y 2018, donde se percibe claramente que el aumento de la producción VRE ha sido compensada por la disminución de la generación nuclear, lo cual hace que hoy la producción de energía eléctrica con fuentes limpias contribuya con un 36%, lo

mismo que hace 20 años. Para alcanzar los objetivos de sustentabilidad de Naciones Unidas relacionados con la energía, este porcentaje debería ser 85%, lo cual es muy difícil en el contexto actual y con un escenario de energía nuclear en declinación, mucho más difícil y costoso.

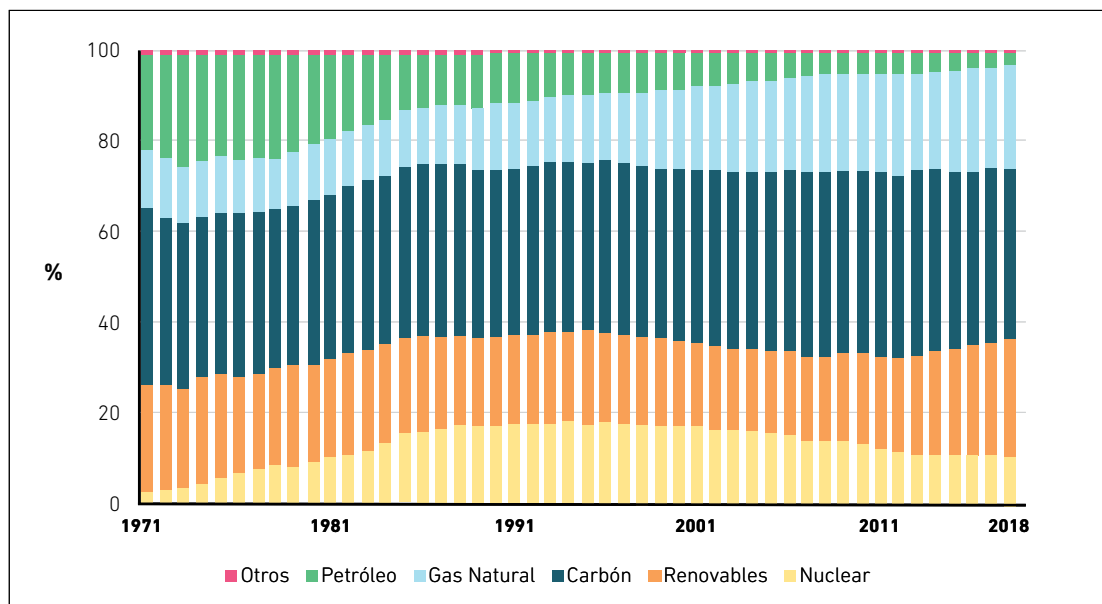


Figura 3: Participación de fuentes de energía en la generación eléctrica global.

Fuente: OIEA (2019).

De-carbonización en contexto

El vuelco positivo que ha experimentado la velocidad de penetración de las VRE se debe entre otros factores importantes a la caída de los precios de los equipos que a su vez responde al claro liderazgo de China en este terreno. Sin embargo previo a ello se produjo en países importantes, China entre ellos, con un enorme problema de polución, una decisión política tendiente a la de-carbonización de la matriz energética.

La energía es un actor prominente en la emisión de gases contaminantes a la atmósfera, adjudicándosele una participación de entre 70 y 75%. La generación eléctrica representa algo menos que 20% de este total, siendo las otras contribuciones atribuibles al transporte, la industria y los diferentes usos de la tierra (incluida ganadería, agricultura, deforestación, etc).



Figura 4: Centrales termoeléctricas de carbón Neurath I y Neurath II, Alemania.

Fuente: AgeFotostock.

El sector eléctrico es relativamente más fácil de de-carbonizar que el transporte. Los pronósticos de utilización de vehículos eléctricos a 2040 son poco optimistas, habiendo subsectores en los que se visualiza como muy complejo el cambio

de combustible: la aviación, la marina y los vehículos de carga pesados.

Los esfuerzos de de-carbonización deben evaluarse en este contexto.



Figura 5: Atasco de tráfico de 50 carriles en la provincia Hebei, China.

Fuente: AP

¿Cuál es el futuro probable de ambos recursos?

La situación mundial refleja un estancamiento de la generación nuclear y una expansión acelerada de la generación VRE. Como se dijo, esto último ocurre debido a decisiones estratégicas acompañadas por políticas impositivas y de subsidios junto a una caída de precios de los equipos, consecuencia notoria del liderazgo de China en este terreno.

El estancamiento nuclear responde a varios factores: el encarecimiento de costos asociado a exigencias de seguridad crecientes, la estabilización del consumo energético en países de la OECD que son líderes en el campo nuclear, la declarada intención de algunos países relevantes de ir disminuyendo la componente nuclear

de sus canastas energéticas y la dificultad de implementar esta tecnología compleja en la mayoría de países en desarrollo por los altos costos de inversión inicial y la necesidad de una infraestructura sofisticada de recursos humanos para abordar la operación y mantenimiento de las instalaciones y la regulación de la actividad.

Esta situación lleva a que los pronósticos para el futuro, en cuanto al porcentaje de participación en la generación, sean de crecimiento importante de las VRE y de crecimiento leve o nulo para la componente nuclear.

La figura muestra la evolución posible del uso de combustibles en la energía primaria mundial (ref. 1).

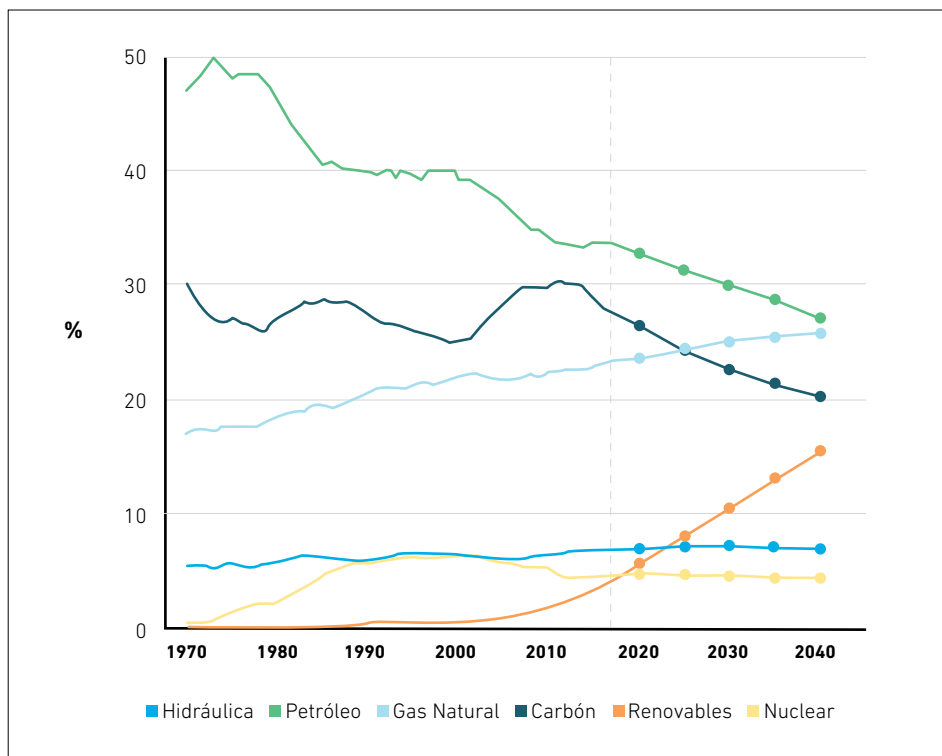


Figura 6: Participación de energía primaria a nivel mundial.

Como se observa, para 2040 se espera que la componente nuclear mantenga su participación próxima a 5% en la distribución de energía primaria. Igual comportamiento se predice para la hidráulica, mientras las VRE se acercan a la contribución del carbón. Si le sumamos la componente hidráulica el porcentaje renovable sobrepasa al carbón.

Importa también notar que mientras petróleo y carbón tienen un comportamiento descendente, el gas crece significativamente porque es la tecnología fósil de elección a la hora de compensar las dificultades de la generación renovable discontinua.

Esta prospectiva coincide con la predicción de ref. 3 que, en el escenario Nuevas Políticas, predice una participación en la generación eléctrica de 10% nuclear, para el año 2040. Como la demanda de energía eléctrica se incrementaría en un 60%, esto significa una capacidad adicional nuclear considerable.

Hay también predicciones mucho más optimistas para la generación nuclear que, en base a escenarios de rápida de-carbonización para no

superar 1,5°C de calentamiento global para el año 2040, prevén un aumento de la participación nuclear hasta alcanzar el 25% (ref. 5).

Con respecto a la evolución de la generación nuclear en el corto plazo, es muy firme la tendencia a reciclar las centrales actuales, con el proceso llamado "extensión de vida" por el cual se prolonga la vida útil de la planta en 30 años, con el consiguiente ahorro en inversión y en contaminación por la reutilización de la mayor parte de estructuras de la instalación. Se trata igualmente de un proceso costoso porque es necesario parar la planta por un largo período (aproximadamente dos años, aunque esto tenderá a disminuir con la acumulación de experiencia), y requiere el reemplazo de partes costosas como los generadores de vapor.

La normativa asociada con este proceso está en desarrollo y depende de cada país. Son más de un centenar las plantas nucleares en el mundo que ya cuentan con autorización del ente regulador respectivo para realizar este proceso.

La central nuclear argentina Embalse (CNE) en la provincia de Córdoba ha completado este proceso

y el reactor volvió a ponerse crítico el 4 de enero del 2019 iniciando un nuevo período de operación de 30 años. La extensión de vida de esta central tipo Candu incluyó un incremento de potencia de 6%, además de cambios de los tubos de presión, de los generadores de vapor y las computadoras de proceso.

El desarrollo y construcción de centrales nucleares medianas y pequeñas (SMR por su sigla en inglés) es otra línea probable de evolución en los próximos años dado que a las ventajas que tradicionalmente reivindican los diseñadores se agrega, en relación con el incremento de VRE, la mayor flexibilidad que proporciona una planta nuclear de este tipo conformada por varios módulos pequeños que pueden apagarse/encenderse selectivamente ante las discontinuidades de la generación renovable.

¿Cómo preservar los generadores tradicionales necesarios para el funcionamiento de un sistema integrado?

Aunque existen estudios que analizan posibles caminos para una de-carbonización completa de la energía, llevando la electricidad a todos los sectores para mediados de este siglo (ref. 6), es bastante improbable que estas propuestas se realicen en los plazos analizados, debido no sólo a los desafíos tecnológicos que presentan y a las cuantiosas inversiones necesarias, sino a los factores sociales y políticos concurrentes indispensables para llevar a la práctica alguno de estos escenarios.

Volviendo entonces a la prospectivas de refs. 1 y 3 que anticipan una participación constante de la componente nuclear hacia 2040, se hace necesario adecuar algunas cuestiones de la planificación energética que incluye una participación creciente de las VRE, con algunas medidas que permitan la continuidad de los generadores nucleares y fósiles en este proceso de transición, siendo necesarios para aportar la flexibilidad y estabilidad del sistema a medida que aumenta la componente VRE.

En este sentido es interesante señalar que en ref. 3 se proyecta una penetración global de las VRE

del 20% para el año 2040, manteniéndose para ese entonces las generadoras fósiles y nucleares como la principal fuente de flexibilidad del sistema. Esto, a pesar de que hay un desarrollo paralelo de otros recursos de flexibilidad como interconexiones, baterías y digitalización de la red para gestión de la demanda que, a esa fecha, aportarían sólo un 11%, 4% y 3% respectivamente de la flexibilidad necesaria.

Deteniéndonos particularmente en la generación nuclear y su relación con las VRE, es instructivo analizar tres estudios que abordan la cuestión desde ópticas diferentes. El trabajo de ref. 7 contiene un cúmulo de información y análisis muy interesante para describir el estado actual de la industria nuclear, aunque hace hincapié exclusivamente en los problemas y compara con el notable despliegue de las VRE de los últimos años, omitiendo o minimizando el impacto que esto conlleva en el sistema eléctrico global. El segundo es un trabajo anterior que proviene del sector nuclear (ref. 8) y que anticipa las dificultades de los generadores fósiles y nucleares ante el avance de las VRE si no se reconocen de alguna manera los costos asociados a los servicios que prestan en apoyo a la integración de las VRE y la prioridad que se le concede. Estos servicios son básicamente los antes mencionados: flexibilidad (que implica menor generación y menores ingresos) y estabilidad de la red. El tercer y más reciente estudio (ref. 4) señala que la generación nucleoelectrónica representó el 10% de la producción eléctrica en los países avanzados en 2018, siendo la principal fuente de generación libre de carbono. Asimismo la producción eléctrica mundial con fuentes limpias representa el 36% del total, lo mismo que hace 20 años, a pesar del avance notable de la generación solar y eólica. Este estancamiento se debe a la declinación de la generación nuclear, con una dotación envejecida. Estados Unidos y la Unión Europea tienen una potencia nuclear instalada (alrededor de 200 GW) que ronda los 35 años. Los planes de extensión de vida encuentran dificultades para su implementación por las incertidumbres respecto del futuro y más aún los nuevos proyectos que requieren una movilización de capital muy grande como inversión inicial. La mala experiencia en proyectos recientes

en cuando al período de maduración y los notables obstáculos regulatorios no ayudan. Sin embargo, este estudio sostiene que sin energía nuclear, alcanzar los objetivos del milenio, lograr que la producción eléctrica limpia pase del actual 36% al 85% requerido para 2040, será una tarea titánica. Además, los costos serán enormes. El costo de reemplazar la generación nuclear por energías renovables en términos de las inversiones necesarias será mucho mayor

fundamentalmente por la necesidad de ampliar y mejorar las redes eléctricas. Y este costo se trasladará a las tarifas.

Para los países que mantienen la opción nuclear es fundamental mantener el desarrollo nuclear en nuevas tecnologías, como la de reactores modulares de media potencia y asegurar el mantenimiento del conocimiento de esta tecnología.



Figura 7: Elemento combustible del reactor CAREM, CNEA.

Por otro lado se deduce, de todos los análisis tendenciales más o menos realistas, que los generadores tradicionales tendrán una participación importante promediando el siglo, aun cuando las VRE continúen con el ascenso vertiginoso que las ha caracterizado en los últimos pocos años. Esto supone crear las condiciones para que puedan mantenerse en el mercado eléctrico mientras esto sea necesario.

Como se señala en ref. 9, varios países de OECD están reaccionando frente a las dificultades que significa, en términos de seguridad energética, dejar librado al mercado el mix energético sin regulación. En Estados Unidos la Secretaría de Energía promueve la compensación de aquellos generadores que mantienen una reserva permanente de combustible para períodos prolongados, contribuyendo a la seguridad del suministro. Este tipo de medidas facilitaría las cosas para las plantas fósiles y también para los generadores nucleares en países con importante participación de VRE en la generación.

En ref. 10, puede encontrarse una interesante actualización del debate en EEUU acerca de si es posible o no alcanzar el escenario de +1,5°C por encima de los valores pre-industriales prescindiendo de la energía nuclear.

Comentarios y conclusiones

Las novedades en el área energética que aportan las VRE y su mayor despliegue reciente no pueden menos que ser recibidas con satisfacción por la sociedad que analiza la actividad económica en su conjunto con una óptica menos vinculada a los intereses corporativos que a la búsqueda del bien común. En este sentido y pensando en el impacto negativo que tiene la generación de energía, es esperanzador pensar en la sustitución en gran escala de las formas más contaminantes por fuentes limpias y en la posibilidad de disminuir el consumo de energía total por la vía de la optimización y la eficiencia, sin sacrificar una mejora en la calidad de vida.

La aplicación de las VRE en las poblaciones más desfavorecidas y dispersas, apartadas de las redes o con redes muy pequeñas es particularmente atractiva y posible por los menores costos de instalación. La aplicación para abastecer las grandes urbes, pensando en la tendencia mundial a concentrar la población en mega-ciudades, es mucho más compleja y se visualiza hoy como un proceso en desarrollo que deberá ir resolviendo los escollos más importantes que persisten. La escala de tiempos es aquí mucho más incierta, sobre todo por las cuantiosas inversiones requeridas en las redes existentes y la necesaria electrificación requerida en sectores difíciles como el transporte y la industria.

Esto justifica que se prevea una participación cuanto menos constante de la componente nuclear hacia mediados de este siglo. Si se piensa en la edad del parque nuclear mundial que promedia los 30 años, con muchas unidades que han alcanzado y sobrepasado su vida útil, serán necesarias grandes inversiones en nuevas unidades y en reciclar las existentes para mantener esa participación en un mercado en crecimiento.

Nuestro país ha alcanzado un nivel tecnológico relevante en el área nuclear y esto se demuestra en realizaciones concretas que afectan a todas las áreas de aplicación de esta tecnología. Hoy, como ya ha ocurrido en el pasado, estos resultados corren el riesgo cierto de malograrse por las dificultades económicas que afectan al sector científico-tecnológico en general y al nuclear en particular. El desarrollo tecnológico, en cualquier ámbito, no es una meta sino un camino en construcción permanente y la concreción de los proyectos aporta bienes de valor social, incluyendo los recursos humanos.

En el terreno de la energía nuclear, la puesta en servicio de Atucha II y la extensión de vida de Embalse son hitos recientes insoslayables. Una decisión política y técnica que se mantuvo a través del tiempo y logró un resultado destacable.

Argentina tiene condiciones para transformarse en proveedor de bienes y servicios asociados con este proceso. Tiene además el respaldo de proyectos de avanzada en construcción como la central CAREM del tipo SMR y el reactor multipropósito RA-10 para producción de radioisótopos, nuevos desarrollos nucleares e investigación básica, que lo ubican en una posición de privilegio. Es imperioso valorar estas ventajas y consolidar el perfil de país innovador y exportador en este terreno que se ha venido desarrollando trabajosamente durante los últimos setenta años.

Referencias

- (1) British Petroleum. Energy Outlook 2019
- (2) <https://www.energiaynegocios.com.ar/2018/05/las-fuentes-renovables-porque-no-bajan-el-costo-de-generacion>.
<http://www.shaleenargentina.com.ar/renovables-vs--fosiles--una-falsa-dicotomia>
- (3) Key World Statistics, IEA 2018; <https://www.powermag.com/10-takeaways-from-the-ieas-newest-world-energy-outlook>
- (4) Nuclear Power in a Clean Energy System, IEA, mayo 2019.
- (5) Harmony Project, World Nuclear Association, 2019
- (6) 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World. Jacobson et al., Joule 1, 108-121 September 6, 2017. Elsevier Inc. <http://dx.doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>
- (7) World Nuclear Industry Status Report | 2017 | 3. Paris, September 2017 - A ©Mytle Schneider Consulting Project
- (8) Nuclear Energy and Renewables. System Effects in Low-carbon Electricity Systems. NEA No. 7056 2012.
- (9) Nuclear Engineering International (UK): Renewable power - progress or not? Steve Kidd, November 2017
- (10) World-Energy portal. What Does Science Say About the Need for Nuclear? Nov 2019, Jessica McDonald

Extensión de vida de centrales CANDU y despliegue histórico de centrales PHWR en el mundo

Autor: Pablo Rimancus.

A comienzos de 2019 la Central Nuclear Embalse (CNE) ha vuelto a entregar energía a la red tras haberse completado el proyecto de extensión de vida (PEV). Esta central, de tecnología PHWR CANDU, ¿ha sido la única en el mundo en ser sometida a un reacondicionamiento mayor para prolongar al menos 30 años su vida operativa?; ¿su performance histórica justifica esta decisión? En el presente artículo se hará un repaso de aspectos técnicos y de desempeño que ayuden a comprender las principales razones que dan sustento al PEV de la central Embalse y el de otras unidades de su tipo en el mundo.

CENTRALES PHWR: Un poco de historia

Los reactores de agua pesada presurizada (PHWR, por sus siglas en inglés) representan a enero de 2020 el 6,1% de la potencia total nuclear mundial, por detrás de otras dos tecnologías, los reactores de agua liviana presurizada PWR (72,6%), de agua en ebullición BWR con un 16,6%, y el restante 4,7% corresponde a otras tecnologías. Las centrales PHWR han tenido un desarrollo y despliegue destacable a partir de los primeros años de la década del 60 y hasta mediados de los 90.

Si bien las primeras unidades fueron reactores pequeños construidos por Alemania, Suecia y EE.UU., estos países no realizaron un plan de expansión de estas tecnologías, optando por instalar reactores de agua liviana, en su mayoría del tipo PWR. Sería Canadá el primer país en llevar adelante un despliegue masivo de reactores PHWR, siendo el diseñador original y primer constructor de unidades tipo CANDU (CANadian Deuterium-Uranium) que emplean uranio natural, con potencias entre 500-900 MWe con avances destacables que han hecho

posible la evolución en su diseño en términos de seguridad, potencia, eficiencia y costos. Canadá dispone exclusivamente de reactores de este tipo, con varios modelos activos en la actualidad, siendo el más avanzado el conocido como CANDU-6.

En paralelo a sus necesidades de oferta eléctrica local, Canadá ha desarrollado esta tecnología como un producto de exportación. India compró a este país una primera unidad en los años 70 para luego emprender un desarrollo local que permitió la construcción de varias unidades adicionales. Luego otros países como Corea del Sur, Argentina, Rumania y China incorporarían unidades a su parque generador, siendo China y Corea del Sur países que no solo construyen sus propias centrales sino también han logrado exportar varias unidades aunque de otras tecnologías pues solo Canadá ha exportado reactores con tecnología Candu.

En sus casi 60 años de historia, se han instalado por encima de 28.000 MWe de tecnología PHWR y

solo se han retirado de servicio unos 2.700 MWe (por fin de vida operativa/razones económicas fundamentalmente), es decir solo un 10% de potencia fue retirada con respecto al total que alguna vez estuvo en servicio. Corresponde a Canadá prácticamente la totalidad del incremento de potencia CANDU entre los años 70 y mediados de los 90, mientras que India y Corea del Sur comenzarían a instalar estas unidades en la década del 90. China por su parte recién en los años 2002 y 2003 tendría sus primeras dos unidades en operación, pero decide abandonar la expansión de esta tecnología.

Se debe mencionar que el parque PHWR activo se compone de una variedad de modelos, aquellos que son de tipo CANDU o derivados, y otros de tipo KWU (siglas de Kraftwerk Union AG, un grupo de empresas subsidiarias de Siemens AG. Dos unidades existentes solo en Argentina). En las Figuras 1 y 2 se aprecia el despliegue histórico de centrales PHWR, y en la tabla que les precede un detalle de las unidades por país.

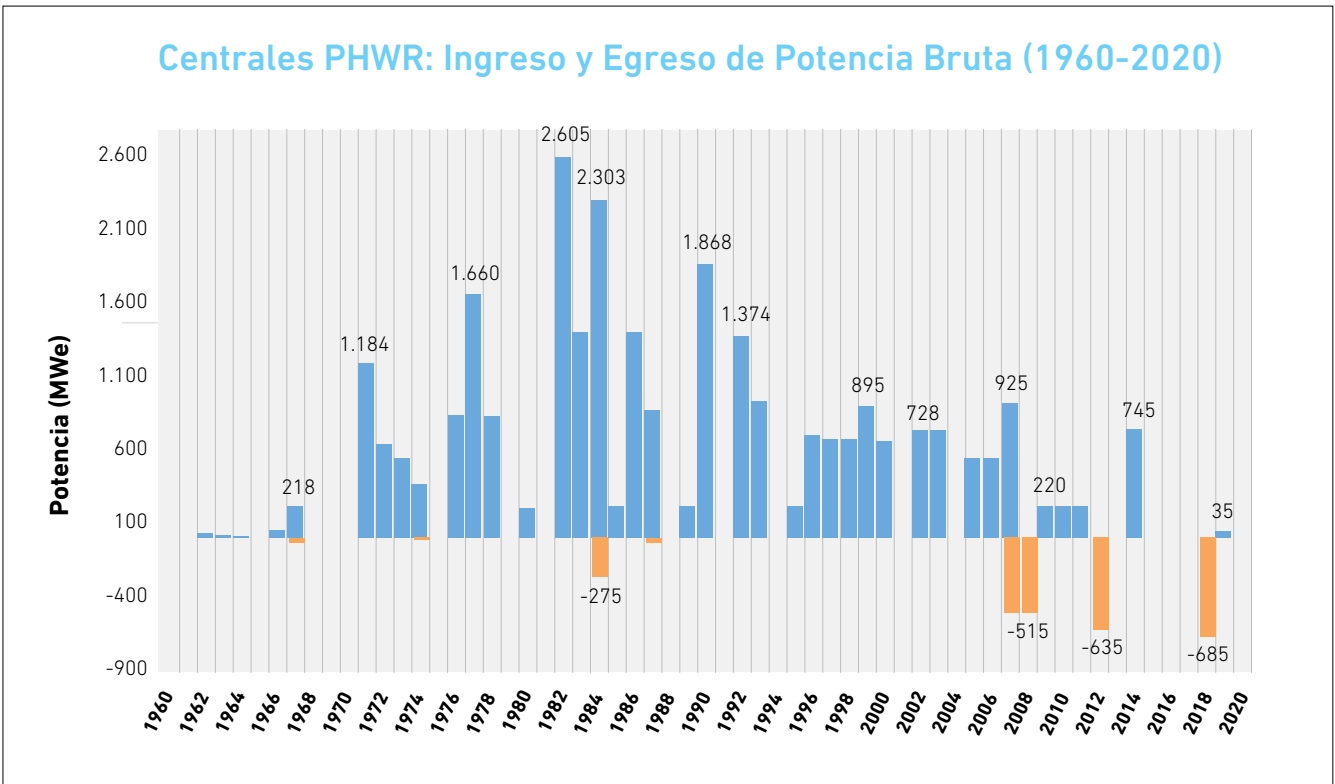


Figura 1: Despliegue histórico de centrales PHWR en el mundo (1960-2020).

Nota: Los 35 MW del año 2019 corresponden al aumento de potencia por el PEV de la CNE.

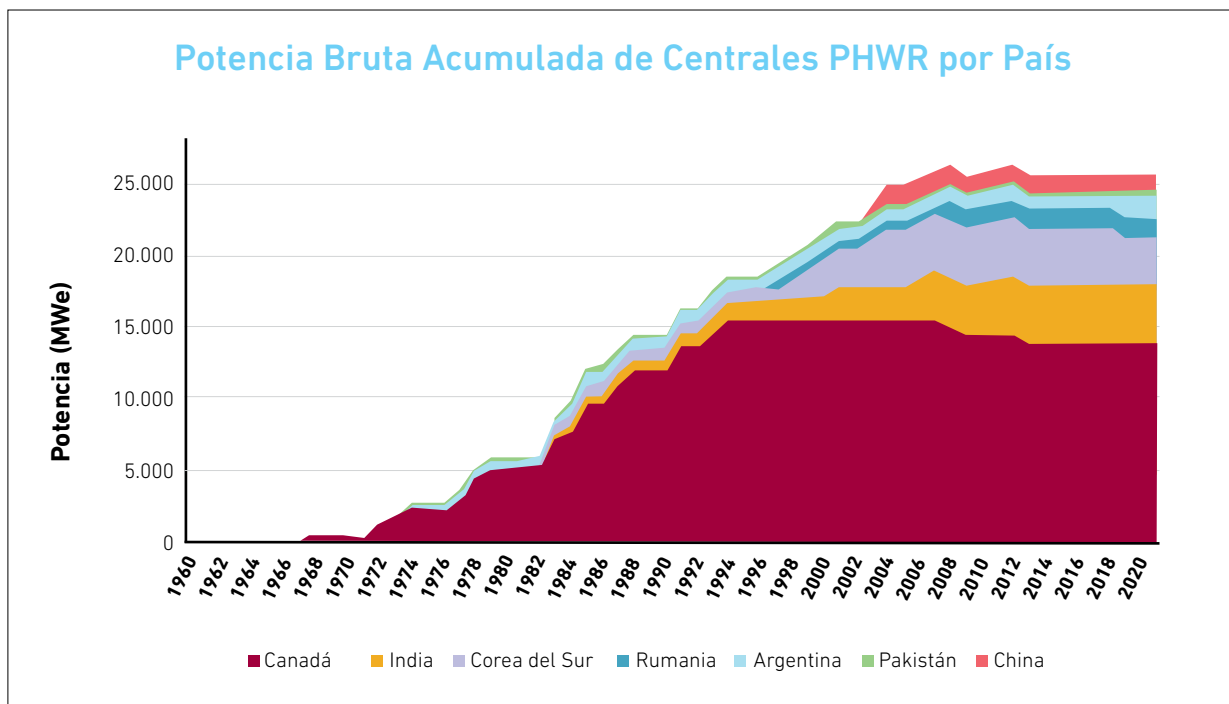


Figura 2: Potencia instalada acumulada por país¹ (1960-2020).

País	Reactor	Modelo	Potencia bruta (MWe)	Conexión a la red	Cierre definitivo
Alemania	MZFR	PHWR	57	1966	1984
Argentina	Atucha-1	PHWR KWU	357	1974	-
Argentina	Atucha-2	PHWR KWU	745	2014	-
Argentina	Embalse	Candu 6	683*	1983	-
Canadá	Bruce-1	Candu 791	830	1977	-
Canadá	Bruce-2	Candu 791	830	1976	-
Canadá	Bruce-3	Candu 750a	830	1977	-
Canadá	Bruce-4	Candu 750a	830	1978	-
Canadá	Bruce-5	Candu 750b	872	1984	-
Canadá	Bruce-6	Candu 750b	891	1984	-
Canadá	Bruce-7	Candu 750b	872	1986	-
Canadá	Bruce-8	Candu 750b	872	1987	-
Canadá	Darlington-1	Candu 850	934	1990	-
Canadá	Darlington-2	Candu 850	934	1990	-
Canadá	Darlington-3	Candu 850	934	1992	-
Canadá	Darlington-4	Candu 850	934	1993	-
Canadá	Douglas Point	Candu	218	1968	1984
Canadá	Gentilly-2	Candu 6	675	1983	2012
Canadá	Pickering-1	Candu 500a	542	1971	-
Canadá	Pickering-2	Candu 500a	542	1971	2007
Canadá	Pickering-3	Candu 500a	542	1972	2008
Canadá	Pickering-4	Candu 500a	542	1973	-
Canadá	Pickering-5	Candu 500b	540	1982	-
Canadá	Pickering-6	Candu 500b	540	1983	-
Canadá	Pickering-7	Candu 500b	540	1984	-
Canadá	Pickering-8	Candu 500b	540	1986	-
Canadá	Point Lepreau	Candu 6	705	1982	-
Canadá	Rolphton Npd	Prototipo Candu	25	1962	1987

* Inicialmente de 648 MW, fue repotenciada hasta 683 MW tras finalizar su PEV.

¹ En esta gráfica se excluyen pequeñas centrales que fueron instaladas en Alemania, EE.UU. y Suecia, desmanteladas en la actualidad.

País	Reactor	Modelo	Potencia bruta (MWe)	Conexión a la red	Cierre definitivo
China	Qinshan	Candu 6	728	2002	-
China	Qinshan	Candu 6	728	2003	-
Corea del Sur	Wolsong-1	Candu 6	685	1982	2018
Corea del Sur	Wolsong-2	Candu 6	671	1997	-
Corea del Sur	Wolsong-3	Candu 6	675	1998	-
Corea del Sur	Wolsong-4	Candu 6	675	1999	-
EE.UU.	CVTR	PHWR	19	1963	1967
India	Kaiga-1	tipo tubos de presión	220	2000	-
India	Kaiga-2	tipo tubos de presión	220	1999	-
India	Kaiga-3	tipo tubos de presión	220	2007	-
India	Kaiga-4	tipo tubos de presión	220	2011	-
India	Kakrapar-1	tipo tubos de presión	220	1992	-
India	Kakrapar-2	tipo tubos de presión	220	1995	-
India	Madras-1	tipo tubos de presión	220	1983	-
India	Madras-2	tipo tubos de presión	220	1985	-
India	Narora-1	tipo tubos de presión	220	1989	-
India	Narora-2	tipo tubos de presión	220	1992	-
India	Rajasthan-1	CANDU/IPHWR-220	100	1972	-
India	Rajasthan-2	CANDU/IPHWR-220	200	1980	-
India	Rajasthan-3	tipo tubos de presión	220	2000	-
India	Rajasthan-4	tipo tubos de presión	220	2000	-
India	Rajasthan-5	tipo tubos de presión	220	2009	-
India	Rajasthan-6	tipo tubos de presión	220	2010	-
India	Tarapur-3	tipo tubos de presión	540	2006	-
India	Tarapur-4	tipo tubos de presión	540	2005	-
Pakistán	Kanupp-1	Candu 137	100	1971	-
Rumania	Cernavoda-1	Candu 6	706	1996	-
Rumania	Cernavoda-2	Candu 6	705	2007	-
Suecia	Agesta	PHWR	12	1964	1974

Tabla 1: Reactores PHWR en el mundo

Una gran parte de los datos volcados y muchos otros de aquí en adelante han sido obtenidos del Sistema de Información de Reactores de Potencia (PRIS, por sus siglas en inglés), provista por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), y otros documentos de esta institución. Esta base de datos recopila información histórica de la performance del parque mundial de centrales de potencia, permitiendo tener acceso a una gran variedad de indicadores de desempeño (factor de carga, horas perdidas por fallas -junto a sus causas y sistemas afectados-, entre otros), de la flota mundial de centrales de potencia tanto activas como fuera de servicio o decomisionadas² a lo largo de la historia.

Potencia instalada PHWR en la actualidad

Al finalizar el año 2019, a nivel mundial la potencia bruta total de tecnología tipo PHWR ascendía a 25.641 MWe. Canadá lidera el ranking con una capacidad instalada que representa el 56,7% del total, seguido por India (17,4%), y luego Corea del Sur con un 7,5%. Argentina por su parte se ubica en cuarto lugar con sus tres centrales, y China dispone de dos unidades. Cabe mencionar que Argentina, junto a Canadá, Rumania y Pakistán tienen la particularidad de ser los únicos países que cuentan a la fecha con un parque nucleoelectrico activo exclusivamente del tipo PHWR.

² El decomisionado engloba una serie de actividades para llevar adelante el desmantelamiento seguro de la central nuclear tras su cierre definitivo.

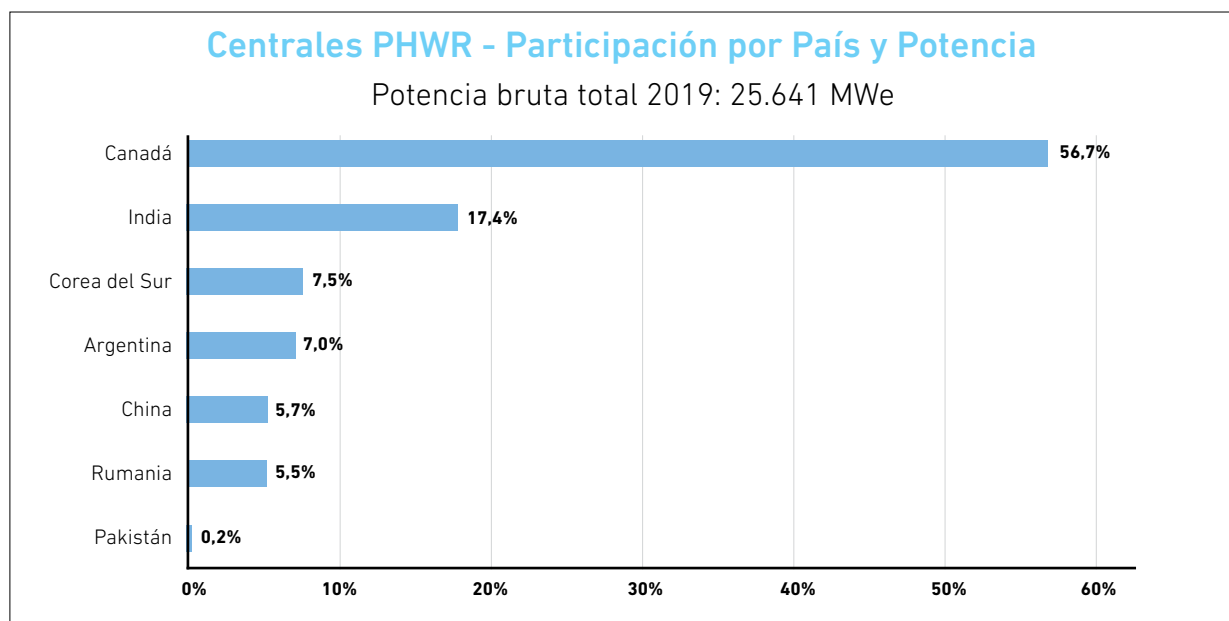


Figura 3: Reactores PHWR – Participación por país porcentual.

Reactores PHWR CANDU - o derivados - activos en el mundo

Canadá, India y Corea del Sur en su conjunto superan el 80% de la potencia instalada CANDU en sus distintos modelos. En cuanto al número de centrales, Canadá lleva la delantera con 19 reactores operativos de varios modelos (14.512 MWe brutos), e India se encuentra en segundo lugar con 18 unidades, 16 de las cuales son de tipo tubos horizontales de presión (4.160 MWe), y las restantes dos del tipo CANDU/IPHWR (Indian PHWR) de 300 MWe. Les sigue Corea del Sur con tres unidades (1.912 MWe), todas estas de tipo CANDU-6, la última de ellas inaugurada el 12 de junio de 2003. China por su parte cuenta con dos unidades CANDU-6, mientras que Argentina y Rumania disponen de una y dos unidades respectivamente de este tipo. Pakistán por su parte dispone de una única central que es de tipo CANDU 137. Del total de 25.641 MWe de capacidad bruta instalada de tipo PHWR, casi un 80% corresponde a la tecnología CANDU.

A partir de conocer la totalidad de la capacidad instalada de tipo PHWR, se plantea efectuar una comparativa entre aquellas de tecnología CANDU con el propósito de obtener información útil sobre su desempeño. Para poder proceder fueron descartadas varias centrales de la India (16 centrales pequeñas y medianas de entre 220 MWe y 540 MWe, unos 3.600 MWe totales)

dado que se apartan del diseño CANDU original provisto por Canadá, siendo los únicos dos modelos considerados Rajasthan-1 y 2, de 100 MWe y 200 MWe respectivamente. Por otra parte, si bien para la central Wolsong-1 (Corea del Sur) se ha confirmado su cierre definitivo en diciembre del 2019, será considerada para el análisis al haber tenido una vida operativa relativamente extensa.

PERFORMANCE MUNDIAL CENTRALES CANDU

Tras haber seleccionado las centrales CANDU, se procede a analizar para cada una ellas su desempeño histórico. Una forma mundialmente aceptada es a través del factor de carga (fc de ahora en adelante), parámetro que permite establecer la porción de tiempo en la cual una central de generación eléctrica se encuentra en funcionamiento a plena potencia. Este se define como el cociente entre la generación producida por una central durante un periodo con respecto a la máxima generación posible que puede entregar en el mismo periodo.

$$\text{Factor de carga (\%)} = \frac{\text{Energía generada real}}{\text{Energía máxima posible}} \times 100$$

Siendo la energía generada igual al producto de la potencia del generador por unidad de tiempo. Generalmente es calculado en un lapso mensual o anual, siendo su valor en la gran mayoría de los casos menor al 100% dado que toda central

sufre paradas programadas por mantenimiento preventivo y paradas no programadas por desperfectos u otros sucesos que den lugar a intermitencia en la producción de energía.

El denominador (energía máxima posible) representa la generación eléctrica de una máquina dada, a plena potencia, y de forma ininterrumpida durante un tiempo especificado. Para dar un ejemplo, en el caso de un generador de 1 MWe, si se desea calcular la máxima generación posible a lo largo de un mes esta

resultará del producto entre la potencia (1 MWe) y la cantidad de horas mensuales (720 horas para un mes de 30 días), es decir: $1 \text{ MW} \times 720 \text{ h} = 720 \text{ MWh}$.

A partir de las 31 centrales del tipo CANDU consideradas se las ordena en modo creciente en función de su factor de carga histórico y a la par se indican los años en operación (hasta 2017 inclusive, últimos datos provistos por OIEA-PRIS) para cada una de ellas. La figura siguiente muestra lo realizado.

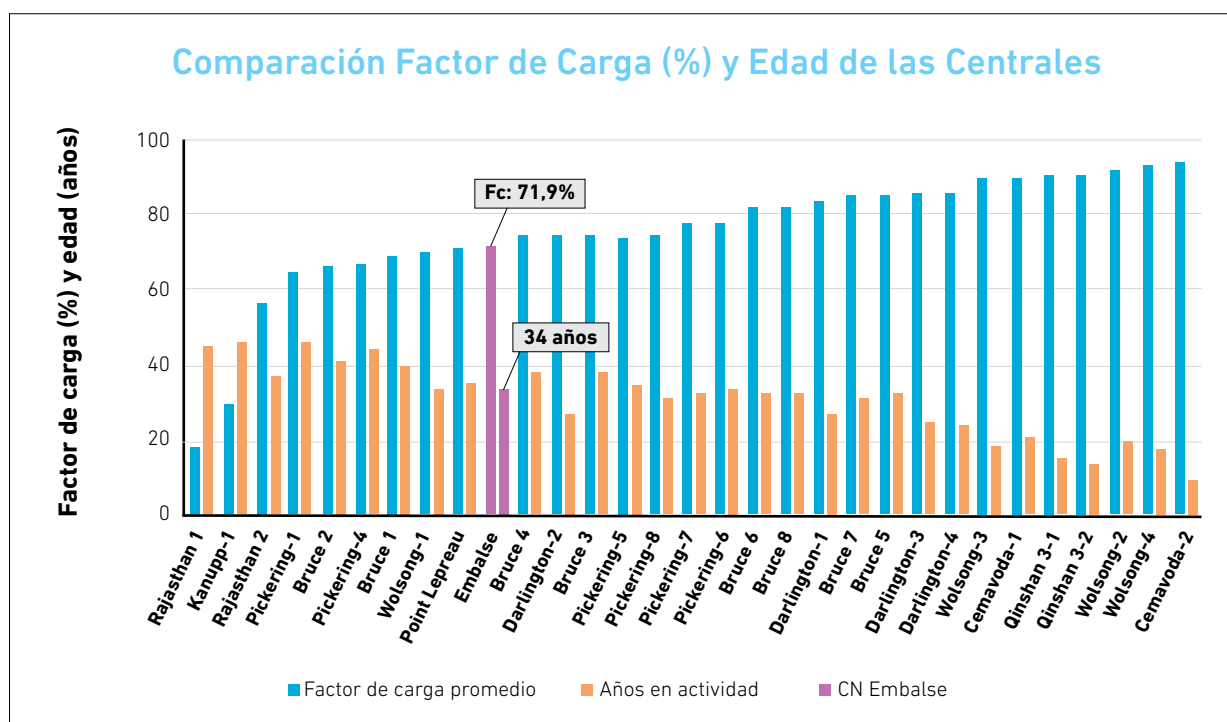


Figura 4: Performance y edad de centrales CANDU en el mundo (al 2017).

Se observa una correlación entre altos factores de carga y poca cantidad de años en servicio. Entre todas las CANDU evaluadas el mayor fc corresponde a Cernavoda-2 (Rumania), de 10 años, con un fc que alcanza 94,3%. En el otro extremo se halla la central india Rajasthan-1 a la que le corresponde un fc de 17,9%, con 45 años de edad.

La performance histórica de países desarrollados en materia nuclear e industrial como Canadá, Corea del Sur y China alcanza respectivamente 76,6% (con una edad promedio de su parque de 34,1 años), 86,5% (22,7 años) y 90,4% (14,5 años), mientras que Rumania con dos unidades cuya edad es de 20 y 9 años, llega a una performance

del 92,2%. India en particular presenta los valores más bajos de este indicador –y un parque más longevo– que alcanza una performance del 37,3% y 41 años de edad promedio.

En cuanto a la central argentina **Embalse**, ha tenido un desempeño relativamente estable desde su entrada en servicio comercial, con cierta variabilidad debida mayormente a causa de salidas por mantenimiento, y que ha descendido su entrega de energía a partir del 2010 de la mano de las actividades preparativas para someterse al PEV. De acuerdo a la base PRIS su desempeño histórico arroja un fc de 71,9% con 34 años en servicio al año 2017, que la ubican por debajo de la mitad del ranking, en el puesto 22

sobre 31 centrales en términos de performance. Debe mencionarse que la base PRIS calcula el fc promediando los factores informados anualmente, sin omitir los años en que las unidades salen de servicio por mantenimiento mayor, si presentan actividad reducida por

primer arranque, o progresiva disminución en la generación previo a la realización de un PEV. De acuerdo a esto, el factor de carga histórico para Embalse puede ser recalculado teniendo en consideración los criterios que se describen en la tabla siguiente.

CENTRAL NUCLEAR EMBALSE Años considerados	Factor de carga histórico promedio (%)
La totalidad de años desde su habilitación comercial (1984 hasta 2018*)	71,9
Todos ellos exceptuando los años fuera de servicio por PEV (2016-2018)	78,6
Todos ellos exceptuando PEV y primer año en servicio: No se consideran años fuera de servicio por PEV, los años 2014 y 2015 (baja de potencia programada previo a la realización del PEV) y tampoco el año 1984 (periodo de arranque, pruebas y progresivo aumento de potencia)	83,8

Tabla 2: Central Nuclear Embalse – Cálculo de factores de carga.

*Valores para el año 2019 informados por NA-SA no fueron tenidos en cuenta para el cálculo del factor de carga histórico al no encontrarse cargados en la base de datos PRIS al momento de la realización de este artículo.

En la Figura 5 se muestra el factor de carga histórico de la central. Se distingue en color azul los años de operación normal (con ciertas fluctuaciones debido a la realización de mantenimientos fundamentalmente) y

en naranja aquellos que, como se mencionó anteriormente, no son representativos al no reflejar la performance regular de la central (1984, 2014-2019).

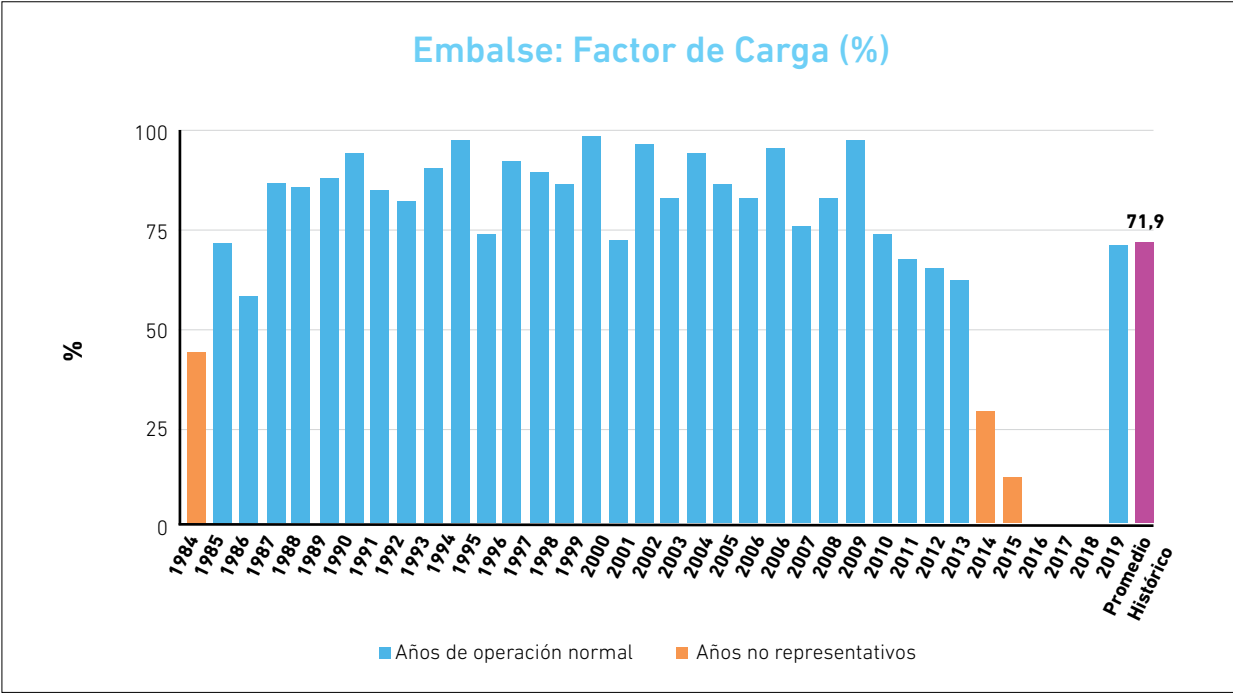


Figura 5: Performance histórica CNE.

Es decir que descontando aquellos años no representativos, Embalse tuvo un desempeño doce puntos porcentuales por encima de lo informado (83,8% frente a 71,9%). Hecha esta aclaración, se optó aun así por tomar como válidos para el análisis todos los factores de carga que informa la base PRIS dado que el criterio empleado por OIEA es homogéneo para todas centrales, y por razones de practicidad.

Para proceder con el análisis, se realiza una comparativa particular entre la central Embalse y el resto de las unidades tomando como criterio una similar cantidad de años en servicio, filtrando aquellas que se encuentran cuatro años tanto por encima como por debajo de los 34 años en que estuvo operativa CNE (periodo 1983-2017).

Central	País	Factor de carga (Fc) promedio	Edad (hasta 2017)	Comparativa con CNE	
				(Edad central - edad CNE)	(Fc central - Fc CNE)
Bruce-8	Canadá	82,7	30	-4	10,8
Bruce-7	Canadá	85,0	31	-3	13,1
Pickering-8	Canadá	75,0	31	-3	3,1
Bruce-5	Canadá	85,0	33	-1	13,1
Bruce-6	Canadá	82,4	33	-1	10,5
Pickering-7	Canadá	77,9	33	-1	6,0
Pickering-6	Canadá	77,9	34	0	6,0
Embalse	Argentina	71	34	-	-
Wolsong-1	Corea del Sur	70,4	34	0	-1,5
Pickering-5	Canadá	74,2	35	1	2,3
Point Lepreau	Canadá	70,9	35	1	-1,0
Rajasthan-2	India	56,7	37	3	-15,2
Bruce-4	Canadá	73,3	39	5	1,4

Tabla 3: Comparación de centrales por edad frente a CNE.

Entre las centrales con 34 años de edad (tres unidades), Embalse resulta ser la segunda que presenta mejor factor de carga, siendo ellas: Pickering-6 (Canadá) con un 77,9%, **Embalse, 71,9%** y Wolsong-1 (Corea del Sur) con un 70,4%. Entre todas las centrales listadas, las de mayor fc son Bruce-5 con un 84,6% y 33 años y Bruce-7, 84,6% (32 años), ambas ubicadas en Canadá.

PROYECTO DE EXTENSIÓN DE VIDA: Características

Un proyecto de extensión de vida de una central comprende un conjunto de actividades que permiten extender su operación más allá del tiempo de vida estipulado por diseño. En el caso de las centrales nucleares del tipo CANDU existentes, se estimaba generalmente una vida comercial de entre 30-40 años, debido a los efectos causados por irradiación de materiales y las altas presiones y temperaturas a las que están sometidos múltiples componentes del núcleo del reactor y el sistema de enfriamiento. La irradiación de neutrones es un fenómeno

específico de la tecnología nuclear, ya que otros efectos de envejecimiento de los materiales son ya bien conocidos en otras centrales eléctricas e industrias en general.

Efectos del envejecimiento. Los fenómenos más importantes que conducen a los procesos de envejecimiento en una central nuclear son: irradiación, cargas térmicas y mecánicas, junto a procesos corrosivos, abrasivos y erosivos. En muchos casos la realización de ensayos no destructivos permiten monitorear la evolución de fisuras, cambios en las superficies y estrechamiento de espesores. Pero los cambios de las propiedades mecánicas con frecuencia no pueden detectarse por estos ensayos, por lo que resulta difícil obtener una evaluación confiable del estado real de los materiales. Sin embargo, debido a la accesibilidad limitada dada la disposición de los componentes y/o altos niveles de radiación, no todos los componentes se pueden examinar en forma integral. Por ello, es necesario recurrir a modelos de cálculos

para determinar las cargas y sus efectos en los materiales. Las consecuencias del envejecimiento son, por un lado, el creciente número de incidentes (tales como pequeñas fugas, grietas, cortocircuitos debido a fallas en cableado, etc.) y aquellos efectos que conducen a un debilitamiento gradual de los materiales que podría conducir a la ocurrencia de problemas mayores.

¿Por qué realizar la extensión de vida? Debido a las dificultades que presenta la construcción de una nueva central nuclear, producto de la gran inversión inicial y los tiempos que insumen estos proyectos, frente a centrales térmicas fósiles, y tecnologías renovables intermitentes, lograr que una central nuclear continúe operativa durante el mayor lapso de tiempo posible suele resultar conveniente en términos técnicos y económicos, ya que buena parte de la inversión inicial ha sido recuperada años atrás. Por esto, si tras evaluar los aspectos económicos y financieros que implican la extensión de vida estos arrojan un resultado positivo, puede tomarse la decisión de llevar a cabo un PEV en vez de construir una nueva unidad.

Como se mencionó, los reactores CANDU han sido originalmente diseñados para una vida de unos 30 años, con un factor de carga en torno al 80%. A medida que las unidades comenzaron a envejecer, los operadores necesitaron mejores predicciones para conocer cuándo los componentes ya no podrían mantenerse en servicio y requerían ser reemplazados o reacondicionados en gran parte. Pero estas unidades están comenzando a alcanzar los 40 años en servicio cada vez con mayor frecuencia. Diversos estudios demuestran que es posible la operación segura y continua de los canales de combustible durante más tiempo del previsto originalmente. De acuerdo al Grupo de Propietarios de Reactores CANDU (CANDU Owners Group), organización que agrupa a los operadores de plantas nucleares de su tipo en todo el mundo, entre todos sus reactores los más jóvenes están llegando a la mediana edad y las unidades más antiguas han estado operando cerca de 50 años: Pickering-1 (Canadá) y Kanupp-1 (Pakistán) con 48 años alcanzados hasta 2019, Rajasthan-1 (India, 47 años) y Pickering-4 (Canadá, 46 años).

Hoy en día los diseñadores de las centrales cuentan con miles de años-reactor de experiencia y una capacidad mucho mayor para efectuar las inspecciones y mantener las centrales en condiciones seguras. Donde se esperaba que los tubos de presión proporcionaran hasta 30 años de servicio, hoy con un mejor conocimiento del envejecimiento, inspección en servicio y confirmación de los márgenes de seguridad, algunas unidades pueden operar hasta 40 años antes de realizar la extensión de vida. Una evaluación sistemática y exhaustiva de todos los elementos que componen la planta identifica aquellos que durarán toda la vida sin ninguna intervención y cuáles requerirán reemplazo o mantenimiento intensivo.

Todos estos avances contribuyen además a desarrollar un mantenimiento preventivo más efectivo, y poner en práctica mejores formas de operar la central. Estos aspectos abordados en su conjunto permiten aumentar la operación segura y obtener mejores estándares de disponibilidad durante mayor cantidad de años.

COMPARATIVA DE EMBALSE FRENTE A OTRAS UNIDADES SOMETIDAS A PEV

Además de CNE solo otras dos centrales de tecnología CANDU han sido sometidas a extensiones de vida. Estas son Wolsong-1 de Corea del Sur y Point Lepreau de Canadá:

Wolsong-1. La unidad I de esta central (683 MWe brutos) fue la primera en ser sometida a un PEV que, como se dijo anteriormente, comprende el desmantelamiento de una gran cantidad de componentes, el retubado del recipiente del reactor y por último la vuelta en servicio de la unidad. Se dio comienzo a estos trabajos en abril de 2009, con una inversión de 500 millones de dólares, tareas que en su conjunto insumieron 839 días, para luego volver a entregar energía a la red en junio de 2011. El siguiente año, 2012, es retirada de servicio nuevamente al finalizar su licencia de operación; luego, en 2015, con una nueva licencia que le permitiría operar hasta 2022, volvió a estar activa. A pesar de esto entre 2015 y 2017 presentó una baja performance y finalmente detuvo por completo su funcionamiento desde el año 2018 a la fecha. Finalmente el organismo regulador de

seguridad nuclear de Corea del Sur comunica en diciembre de 2019 el cierre definitivo de la central, argumentando que la unidad presenta incertidumbre económica para mantenerse operativa, junto a su mal desempeño. A pesar de esto será tomada en cuenta para la comparativa.

Point Lepreau. Esta central de 705 MWe comenzó a operar en 1983 y fue retirada de servicio en marzo de 2008. Se tenía previsto que los trabajos demorarían 16 meses en ser completados, con un presupuesto de 1.800 millones de dólares, pero los plazos y montos fueron extendidos debido a que fue necesario el retiro y reemplazo de todos los tubos de presión del recipiente del reactor por segunda vez por problemas en los

sellos. Vuelve a estar operativa en octubre del año 2012.

Embalse. Es la tercera central de tipo CANDU-6 que ha sido sometida a un reacondicionamiento total para extender su vida útil, siendo detenida a fines de 2015. Este proyecto incluyó también una repotenciación que permitió aumentar un 6% su capacidad (35 MWe adicionales) hasta totalizar 683 MWe brutos. El proyecto tuvo un costo total de 2.150 millones de dólares, y ha vuelto a inyectar energía al sistema interconectado nacional en el mes de febrero de 2019.

La comparativa del desempeño histórico de estas tres centrales se presenta en la Figura 6.

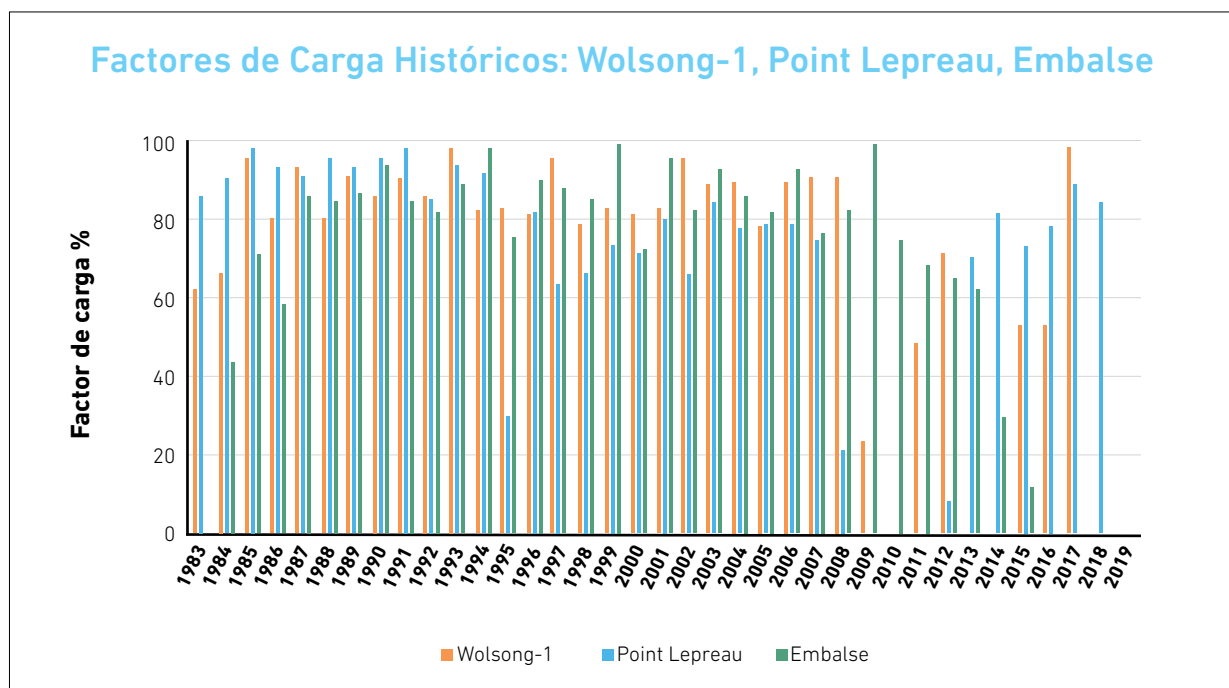


Figura 6: Performance de centrales CANDU sometidas a PEV.

Las tres centrales han realizado sus paradas para comenzar sus PEV una vez transcurrida similar cantidad de años en servicio, unos 30 años tanto para Wolsong-1 como para Embalse, y 26 años para Point Lepreau. Además estas centrales han coincidido en la duración de sus extensiones de vida, que ha rondado entre los dos y tres años.

Con mayor detalle, resulta útil representar un histograma que contabilice para estas tres centrales la cantidad de años que han evidenciado un factor de carga de acuerdo a intervalos prefijados. Para este caso se plantearon diez intervalos de igual extensión que recorran los fc

obtenidos cada año, valores comprendidos entre 0% (sin entrega de energía) al 100% (generación máxima teórica a plena potencia a lo largo de un año). Cuanto más a la derecha se agrupen los valores es posible inferir que “mejor” ha sido la performance de la unidad a lo largo de su historia. En este caso fueron considerados únicamente los años de generación representativos, es decir se excluyen años de arranques, PEV, aquellos con reducción de horas operativas que anteceden al PEV, y años fuera de servicio por extensión de vida. Los respectivos histogramas se ven en las figuras siguientes.

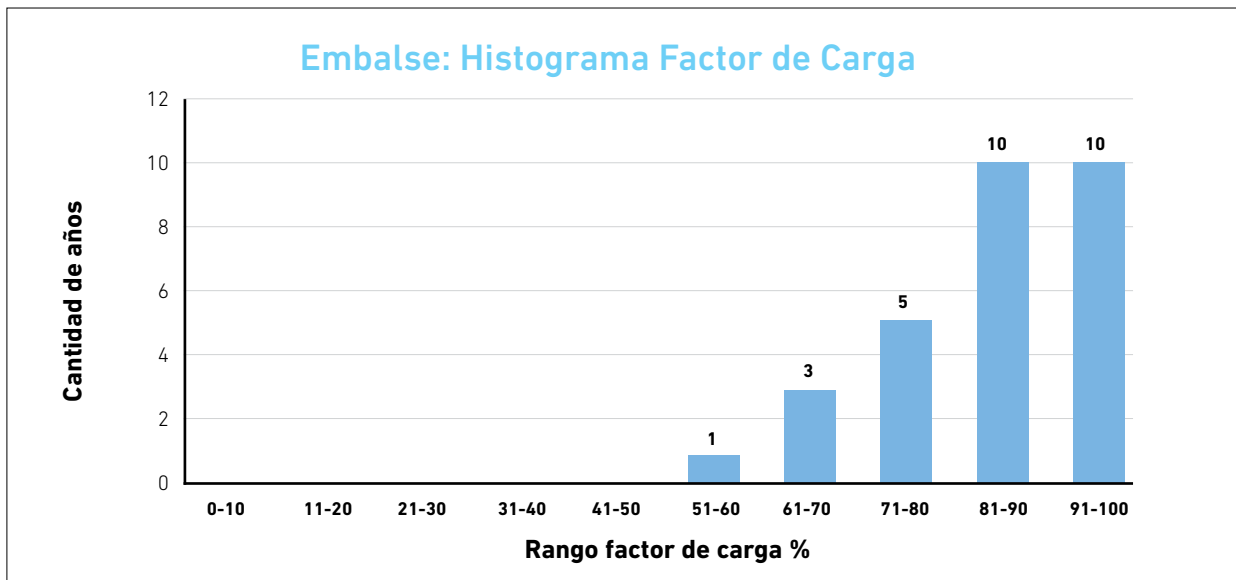


Figura 7: Histograma de operación de CNE.

De la figura anterior se observa que el fc de año ha tenido un desempeño regular, debajo del CNE se ha encontrado durante unos 20 años 60%.
 por encima del 80%, 25 años arriba del 70% y
 28 años superando el 60%. Por su parte, solo un En cuanto a Wolsong-1 y Point Lepreau se obtienen los siguientes histogramas:

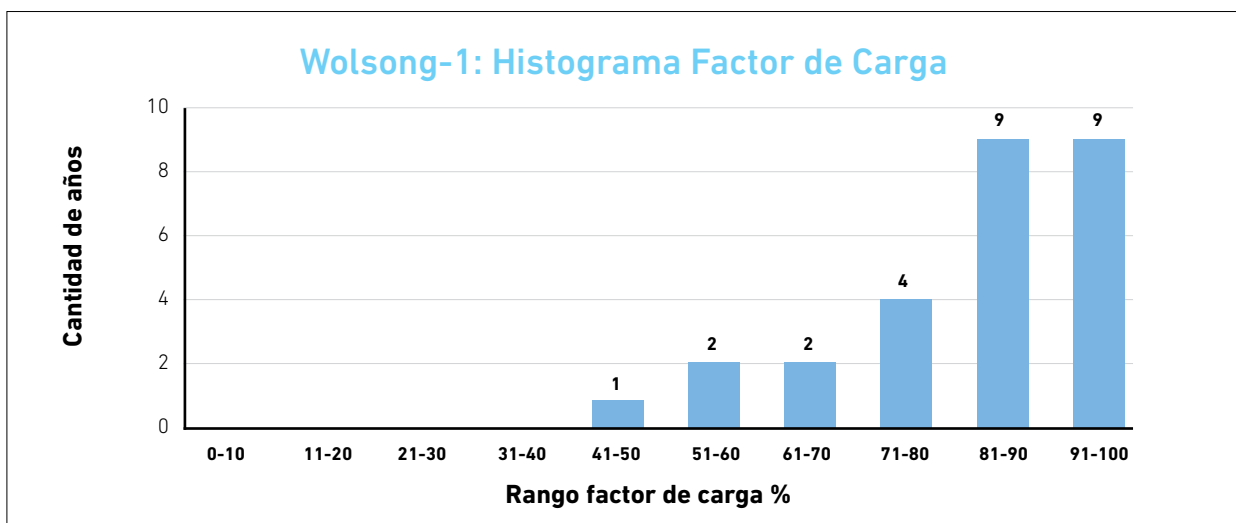


Figura 8: Wolsong-1 - Histograma factor de carga.

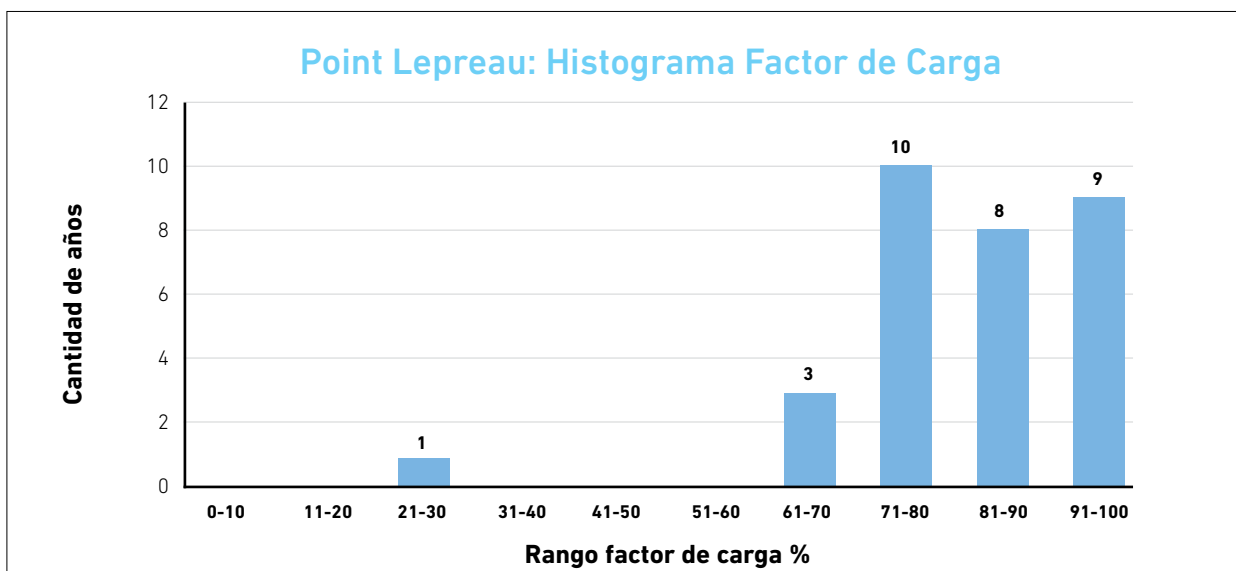


Figura 9: Point Lepreau - Histograma factor de carga.

A partir de los datos analizados se desprende que el factor de carga de Wolsong-1 ha estado 18 años por encima del 80%, 22 años por arriba del 70% y tres años con una performance relativamente deficiente por debajo del 60%. En el caso de Point Lepreau, esta unidad ha presentado un desempeño tal que se encontró con un fc por encima del 80% durante 17 años,

27 años por encima del 70% y solo un año por debajo del 60%.

A modo de resumen, la tabla a continuación engloba los resultados arrojados por los respectivos histogramas incluyendo a la central Embalse.

FACTOR DE CARGA			
Rango de Fc	Cantidad de años		
	Embalse	Wolsong-1	Point Lepreau
Mayor a 80%	20	18	17
Mayor a 70%	25	22	27
Mayor a 60%	28	24	30
Menor a 60%	1	3	1

Tabla 4: Resumen de los histogramas.

A partir de los datos volcados previamente Embalse ha evidenciado frente a Point Lepreau y Wolsong-1 este desempeño:

- **Lidera en cantidad de años con fc > 80%** (20 años, frente a los 18 de Wolsong-1).
- **Segundo puesto con fc > 70%**, con 25 años, apenas dos años por debajo de los 27 años alcanzados por Point Lepreau.
- **Segundo puesto en cantidad de años por encima del 60%**, (24 años para Wolsong-1, 28 años para Embalse y 30 para Point Lepreau).
- **Similar cantidad de años por debajo del 60%**, (un año para CNE y Point Lepreau, tres para Wolsong-1).

Se concluye que tras evaluar como parámetro de desempeño el factor de carga, entre las centrales CANDU sometidas a PEV la central nuclear Embalse ha mostrado un nivel de performance positivo comparable al de las otras unidades, llegando incluso a superarlas en términos de cantidad de años con un factor de carga por encima del 80%.

ANÁLISIS DE FALLAS

De forma complementaria a los datos operativos que la base OIEA-PRIS ofrece sobre las centrales, también se brinda información referida a las causas de las salidas de servicio de cada unidad. Para ellas se informa la cantidad de horas perdidas para el último año informado como así también un resumen histórico, de acuerdo a si estas son **Planeadas** (fallas en equipamiento, inspección, testeo, interrupciones previstas con anticipación), **No Planeadas** (ídem anterior, pero por fuera de programa) o **Externas** (producidas por causas ajenas a la central, como condiciones ambientales, red de transmisión afectada, entre otras).

La central nuclear Embalse evidencia que un promedio del 69% de las horas que se encontró fuera de servicio fue por causas planeadas, un 11% no planeadas y un 20% de ellas por razones externas. Por su parte para las paradas por problemas técnicos también se cuenta con un detalle pormenorizado de los sistemas que se vieron afectados. En la Figura 10 se muestra la distribución porcentual para Embalse:

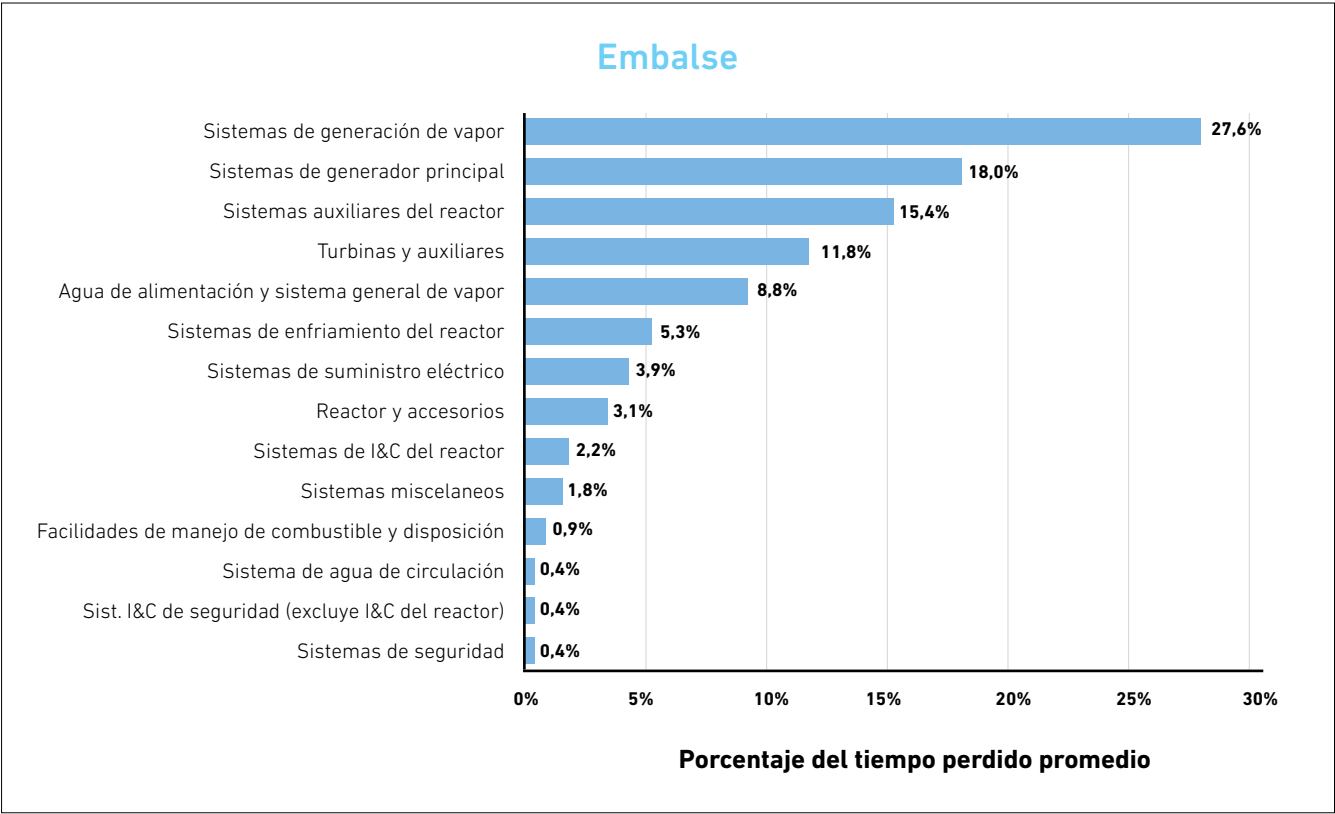


Figura 10: Embalse - Distribución de tiempo perdido promedio, por falla en sistema.

Idéntico análisis se realiza con Wolsong-1, central y el restante 27% por razones externas. Los que evidencia un 68% de las horas perdidas sistemas afectados se observan en la Figura 11. por causas planeadas, un 5% no planeadas

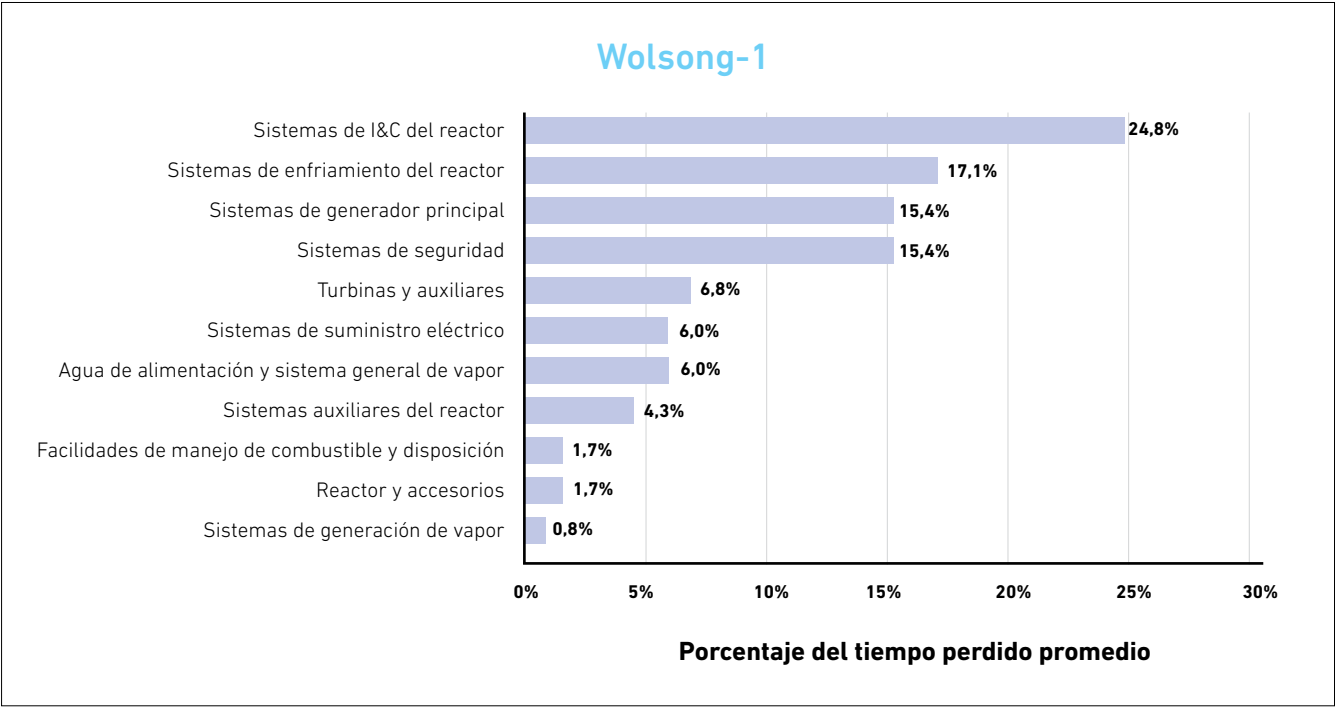


Figura 11: Wolsong-1 - Distribución de tiempo perdido promedio, por falla en sistema.

El análisis realizado para Point Lepreau arroja que las horas perdidas se distribuyen en un 81,0% por causas planeadas, un 18,8% no planeadas y apenas un 0,2% por razones externas. En cuanto a los sistemas afectados, son detallados a continuación en la Figura 12.

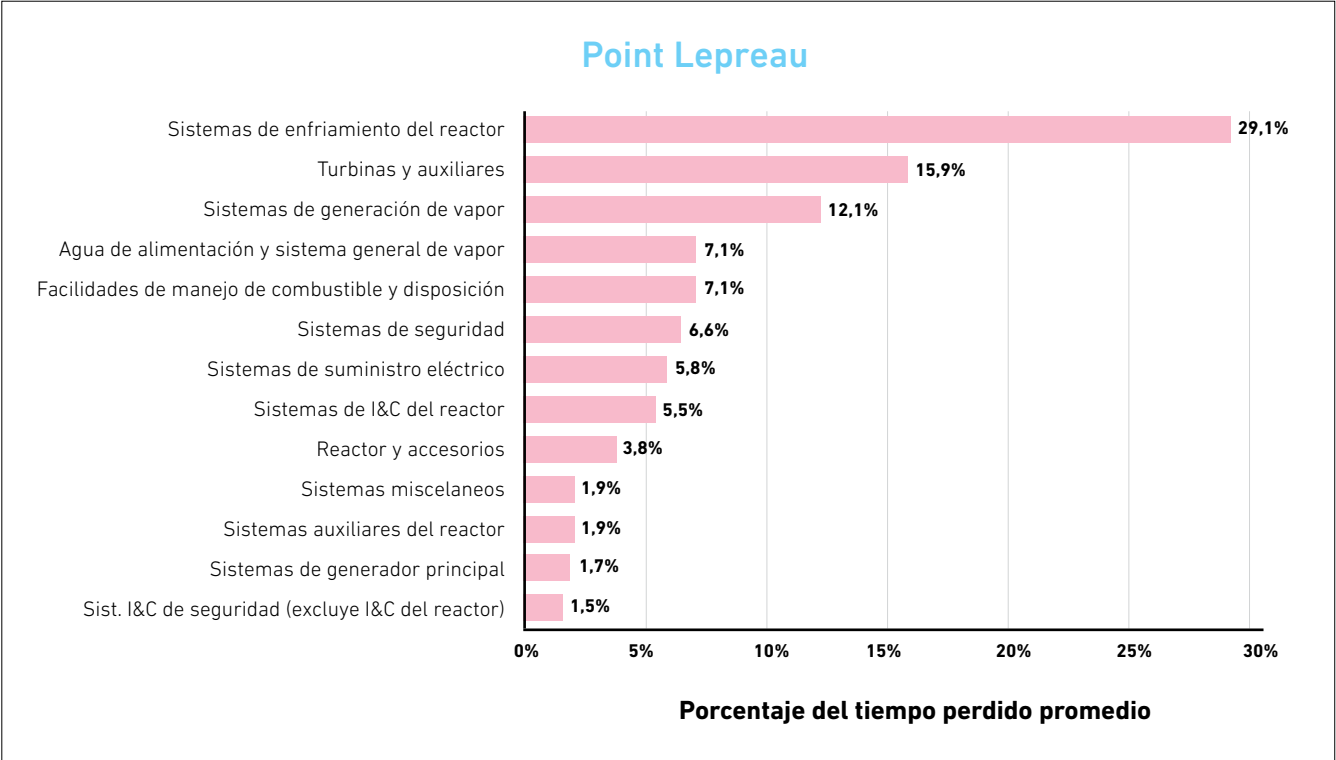


Figura 12: Point Lepreau - Distribución de tiempo perdido promedio, por falla en sistema.

A partir de la distribución de los sistemas afectados para cada una de las tres centrales fue posible compararlas entre sí, encontrando que básicamente entre cuatro y cinco sistemas afectados logran explicar cerca del 80% del tiempo total fuera de servicio por problemas de índole técnica. La gran mayoría de los sistemas afectados coinciden en las tres centrales: fallas en turbina, generador principal, generador de vapor, entre otros.

Para cada una de las centrales hay un sistema de falla dominante: para Wolsong-1 corresponde a los Sistemas de I&C (25%), con la particularidad de que este sistema no se ha visto afectado como una causa importante en los otros dos reactores; para Embalse, el sistema de generación de vapor (28%); y Point Lepreau, sistema de enfriamiento del reactor con un 29%. En la Tabla 5 se vuelcan los datos con mayor grado de desagregación:

Wolsong-1	%	Embalse	%	Point Lepreau	%
Sist. de I&C del reactor	25	Sist. de generación de vapor	28	Sist. de enfriamiento del reactor	29
Sist. de enfriamiento del reactor	17	Sist. del generador principal	18	Turbina y auxiliares	16
Sist. del generador principal	15	Sist. auxiliares del reactor	15	Sist. de generación de vapor	12
Sist. de seguridad	15	Turbina y auxiliares	12	Agua de alimentación y sistema general de vapor	7
Turbina y auxiliares	7	Agua de alimentación y sistema general de vapor	9	Facilidades de manejo de combustible y disposición	7
-	-	-	-	Sist. de seguridad	7
Total	79%		82%		78%

Tabla 5: Principales sistemas afectados.

CONCLUSIONES

La “edad” esperable de las centrales resulta relativa, ya que está estrechamente vinculada con cuan bien han sido operadas y mantenidas, el conocimiento que se tenga respecto de los componentes instalados y, por medio de la investigación y la experiencia adquirida, el grado de comprensión que se tenga respecto a cómo se desempeñarán los diversos sistemas que la componen en el futuro.

Varias centrales CANDU han excedido sus 30 años de vida previstos y se han mantenido operativas sin requerir aún el reacondicionamiento que implica un plan de extensión de vida. De todas maneras, ya se han manifestado planes futuros a nivel mundial: Canadá tiene previsto extender la vida de otros diez reactores (seis en la central Bruce, y otros cuatro en la central Darlington), que permitirá tenerlos operativos hasta mediados de la década de 2050 y 2060. Otros países están evaluando seguir sus pasos.

Como se ha expuesto, el proyecto de extensión de vida de Embalse se ha visto justificado al ser una unidad que estuvo operativa de acuerdo a lo esperado durante su vida de diseño. No fue además un proyecto sin precedentes, ya que tanto Canadá como Corea del Sur llevaron adelante proyectos para extender la vida útil en centrales como Embalse, y que presentaron un desempeño similar. El plan de extensión de vida fue finalizado de acuerdo a los tiempos y presupuesto previstos, y los requerimientos de estos dos recursos fueron cercanos a un tercio de los necesarios para construir una nueva central.

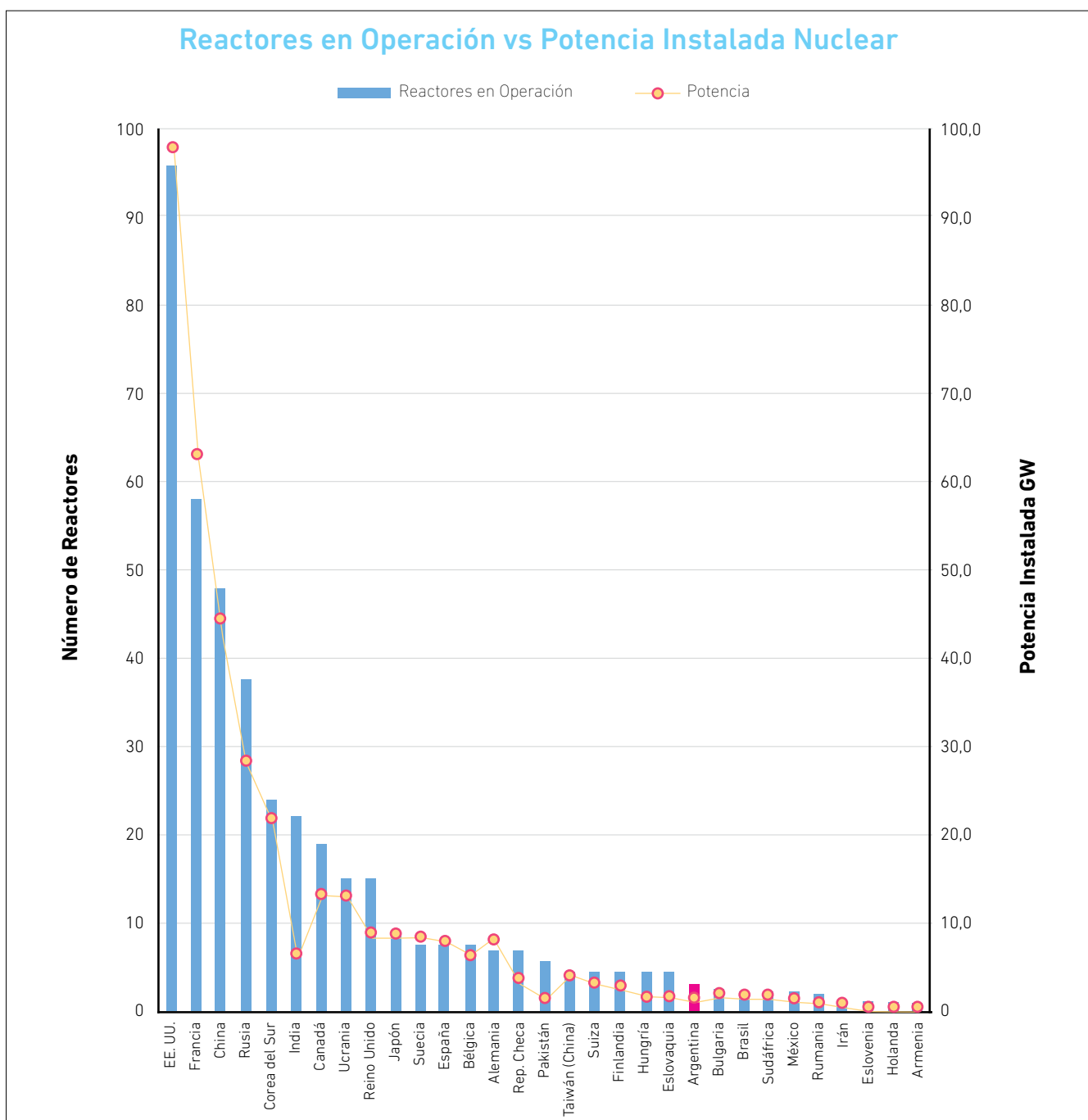
Fuentes:

Operating Experience with Nuclear Power Stations - OIEA - Diciembre de 2017
PLEX -Information around Plant Lifetime Extension In the Nuclear Industry - Austrian Institute of Ecology - 2006
http://www.world-nuclear-news.org/C_Korean_CANDU_restarts_after_refurbishment_2907114.html
<http://www.world-nuclear-news.org/Articles/Restart-of-refurbished-Point-Lepreau-approaches>
<http://www.world-nuclear-news.org/Articles/Embalse-plant-returns-to-service>
<http://www.world-nuclear-news.org/Articles/Embalse-plant-all-set-for-another-30-years>
<https://www.neimagazine.com/features/featureCANDU-reactors-ageing-well-5856659/>
<https://www.neimagazine.com/features/featureCANDU-plex-plans>
<https://www.neimagazine.com/news/newspermanent-closure-of-south-koreas-wolsong-1-sparks-protests-7581947>
<http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20180620000512>
https://www.nbpower.com/media/1605/d-html-en-about-publications-annual-2013_annual_report_en.pdf

Síntesis Nuclear

Reactores nucleares en operación

A diciembre de 2019 se encuentran operables 447 reactores de generación nucleoelectrónica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 395.604 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación por país en barras azules, mientras que la potencia instalada nucleoelectrónica por país se representa con una línea amarilla.



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2019.

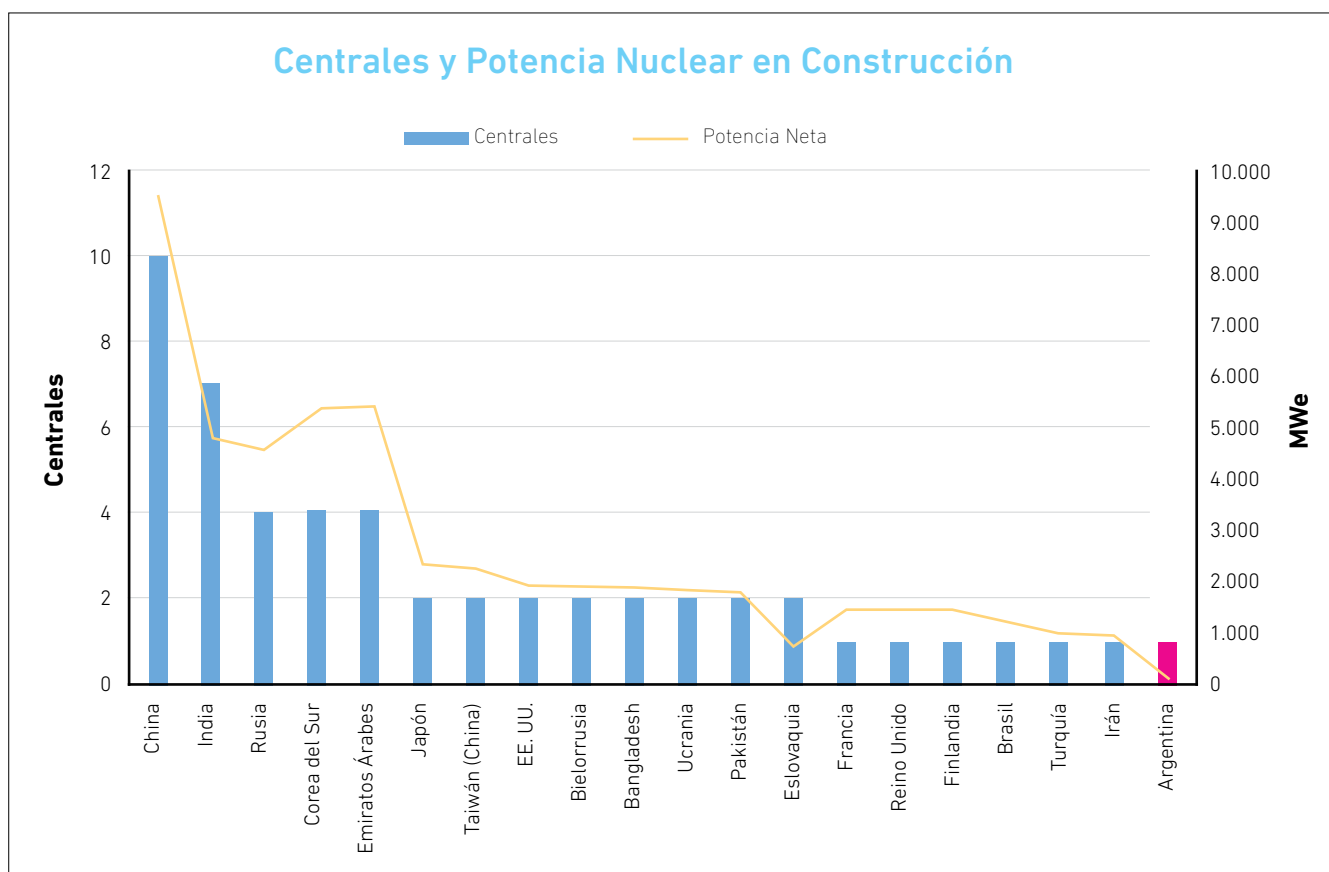
Fuente: PRIS, OIEA.

Como puede observarse en la figura anterior, el país con mayor cantidad de reactores es EE.UU., el cual tiene 96 unidades operativas, seguido por Francia con 58, China con 52 en total (48 en el continente y 4 en Taiwán) y Rusia con 38. Luego, le siguen Corea del Sur con 24, India con 22 y Canadá con 19.

Japón tiene actualmente 37 reactores en condiciones de operar de los cuales únicamente nueve operan efectivamente (Takahama 3 y 4, Ikata 3, Sendai 1 y 2, Genkai 3 y 4 y Ohi 3 y 4).

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 del año 2013, éste organismo comenzó a autorizar el reinicio de la actividad en algunas centrales, que recién a fines de 2015 comenzaron a operar. Es por esto que, a pesar de tener 37 reactores nucleares operables, sólo nueve de ellos se encuentran efectivamente en operación. Además, el gobierno japonés estableció un orden de prioridad para el reinicio de actividades de las centrales en función de las necesidades de energía eléctrica de las diferentes zonas del país.

Centrales en construcción



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2019.

Fuente: PRIS. OIEA.

A diciembre de 2019 hay 52 reactores nucleares en construcción en el mundo. China es el país con mayor cantidad de unidades en construcción (diez unidades, incluidas dos 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 12.048 MWe de potencia adicional al parque de generación chino.

Estas 12 unidades que están siendo construidas representan el 22,0% de los reactores nucleares en construcción a nivel mundial.

Otro país que realiza una gran apuesta por la nucleoelectricidad es India, la cual cuenta con siete reactores en construcción (4.824 MWe).

Por otra parte, Rusia le sigue con cuatro reactores en construcción (4.525 MWe), al igual que Corea del Sur (5.360 MWe) y Emiratos Árabes Unidos (5.380 MWe).

En el caso de Argentina, sigue en construcción el prototipo de reactor CAREM de 32 MWe desde el año 2014.

Tecnologías de Generación

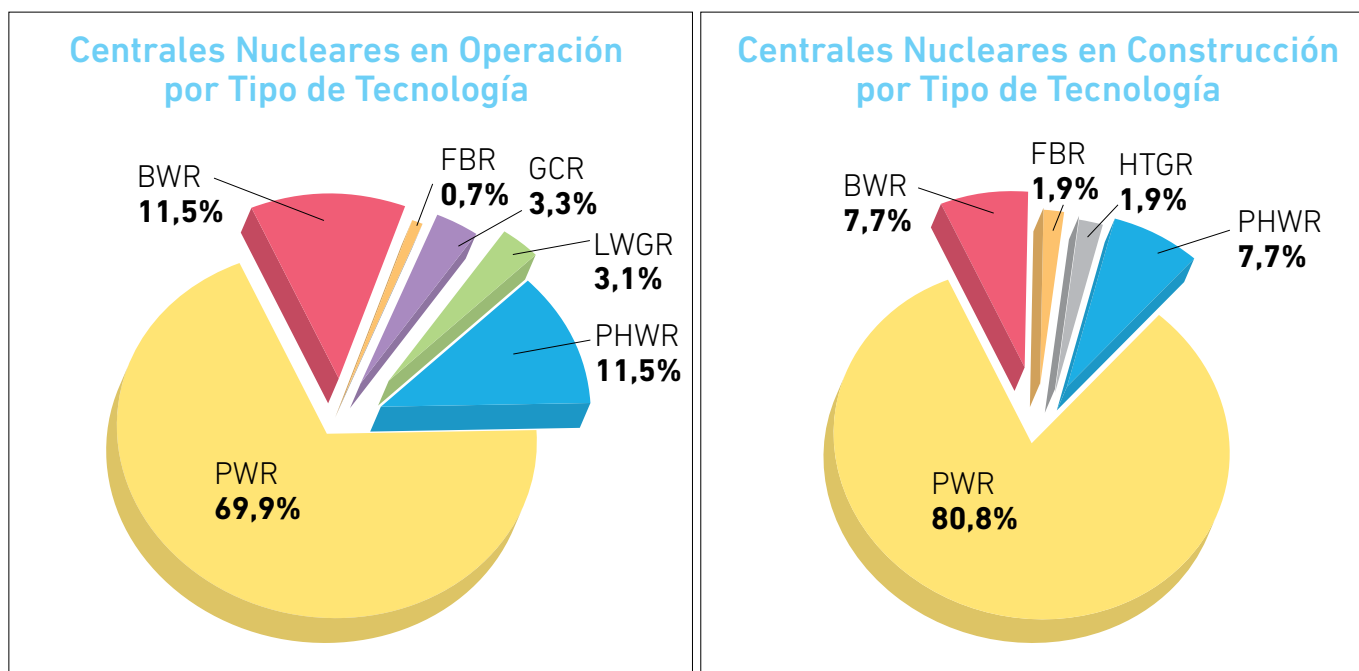
De los 419 reactores que actualmente están en operación, los que utilizan agua liviana tanto como moderador como refrigerante, tienen la mayor participación a nivel mundial. Estos reactores se dividen en dos tipos principales: Reactores de Agua a Presión (PWR por sus siglas en inglés); y Reactores de Agua en Ebullición (BWR por sus siglas en inglés) que representan el 69,9% (293 reactores) y el 11,5% (48 reactores) respectivamente.

La tecnología de Reactores de Agua Pesada a Presión (PHWR) comparte el segundo lugar junto a los BWR con 48 unidades, lo que equivale a 11,5% del total. Canadá es el país con mayor cantidad de reactores de este tipo (19) seguido por India (18) y luego siguen Argentina y Corea del Sur con tres reactores cada uno.

Un 3,1% de los reactores en el mundo utilizan agua liviana como refrigerante y grafito como moderador (LWGR), totalizando en 13 unidades. Mientras que un 3,3% son de tecnología de refrigeración con gas (GCR), con un total de 14 reactores.

Por último, solamente tres unidades (0,7%) 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 unidades en construcción, las de tipo PWR constituyen el 80,8% del total, siendo esta tecnología la preferida en la actualidad. El 19,2% restante se divide en reactores tipo PHWR con 7,7%, BWR con 7,7%, 1,9% de HTGR (Reactor refrigerado a Gas de Alta Temperatura) y 1,9% de FBR.



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2019.

Fuente: PRIS, OIEA.

Nuevas Conexiones a la Red

En el año 2019 a nivel mundial comenzaron a operar seis reactores, de los cuales dos fueron construidos en China, uno fue hecho en Corea del Sur y los tres restantes se construyeron en Rusia. En total se adicionó 5.178 MWe de potencia nueva instalada. De estos vale la pena destacar los reactores flotantes como son los Akademik Lomonosov 1 y 2 que aunque son de poca potencia están instalados en un barco para suministrar energía a una zona alejada de Rusia.

Central	Potencia (MW)	Tipo	Modelo	País	Fecha
Taishan-2	1.660	PWR	EPR-1750	CHINA	23/06/2019
YangjianG-6	1.000	PWR	ACPR-1000	CHINA	29/06/2019
Shin-kori-4	1.340	PWR	APR-1400	COREA DEL SUR	22/04/2019
Novovoronezh 2-2	1.114	PWR	VVER V-392M	RUSIA	01/05/2019
Akademik Lomonosov-1	32	PWR	KLT-40S 'Floating'	RUSIA	19/12/2019
Akademik Lomonosov-2	32	PWR	KLT-40S 'Floating'	RUSIA	19/12/2019

Centrales Cerradas

En relación a los cierres de instalaciones nucleoelectricas, se detuvo definitivamente la operación de nueve unidades ubicadas en Alemania, Corea del Sur, EE.UU., Japón, Rusia, Suiza, Suecia y Taiwán, resultando en un total de 5.983 MWe de potencia que salió de servicio.

Central	Potencia (MWe)	Tipo	Modelo	País	Fecha
Philippsburg-2	1.402	PWR	PWR	ALEMANIA	31/12/2019
Wolsong-1	661	PHWR	CANDU 6	COREA DEL SUR	24/12/2019
Pilgrim-1	677	BWR	BWR-3 (Mark 1)	EE.UU.	31/05/2019
Three Mile Island-1	819	PWR	B&W LLP (DRYAMB)	EE.UU.	20/09/2019
Genkai-2	529	PWR	M (2-loop)	JAPÓN	09/04/2019
Bilibino-1	11	LWGR	EGP-6	RUSIA	14/01/2019
Muehleberg	373	BWR	BWR-4	SUIZA	20/12/2019
Ringhals-2	907	PWR	WH 3LP	SUECIA	31/12/2019
Chinshan-2	604	BWR	BWR-4 (Mark 1)	TAIWÁN	16/07/2019

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, se comenzaron las obras de tres nuevas unidades, ubicadas en China, Irán y Rusia. Cabe destacar que, en el caso de Irán, se comienza la construcción del segundo reactor en el país, lo cual reafirma su compromiso por seguir apostando a la tecnología nuclear. Con estos reactores se espera adicionar 3.156 MWe de nueva potencia nucleoelectrica.

Central	Potencia (MWe)	Tipo	Modelo	País	Fecha
Zhangzhou-1	1.126	PWR	HPR1000	CHINA	16/10/2019
Bushehr-2	915	PWR	V-528 VVER-1000 AES-92 GIII+	IRÁN	27/09/2019
Kursk 2-2	1.115	PWR	VVER V-510K	RUSIA	15/04/2019

Generación Nucleoeléctrica Histórica

Se muestran a continuación los factores de disponibilidad del parque nucleoelectrico argentino. Los datos de la siguiente tabla informan dichos factores a partir del año 1998. Los años anteriores pueden ser consultados en números previos de este boletín.

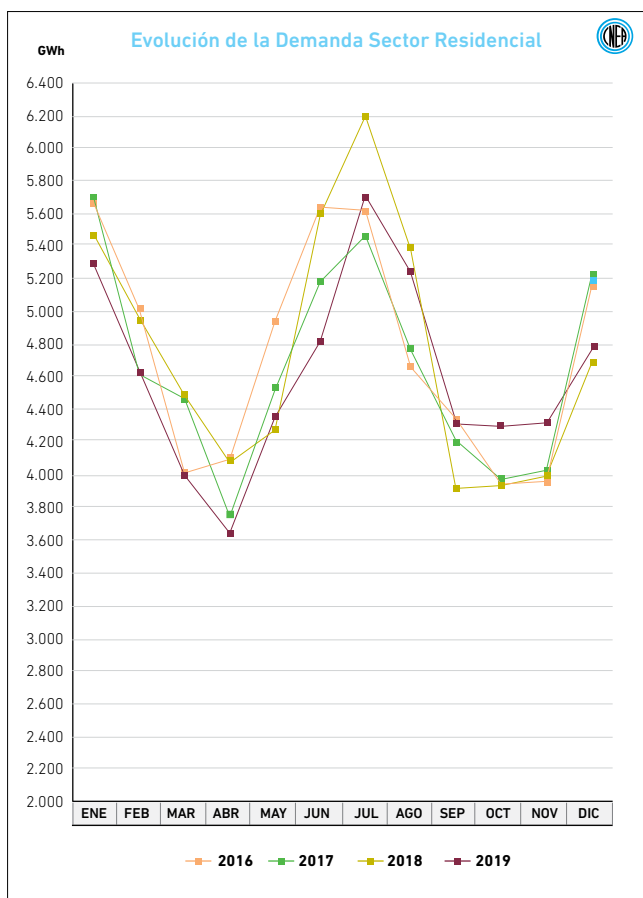
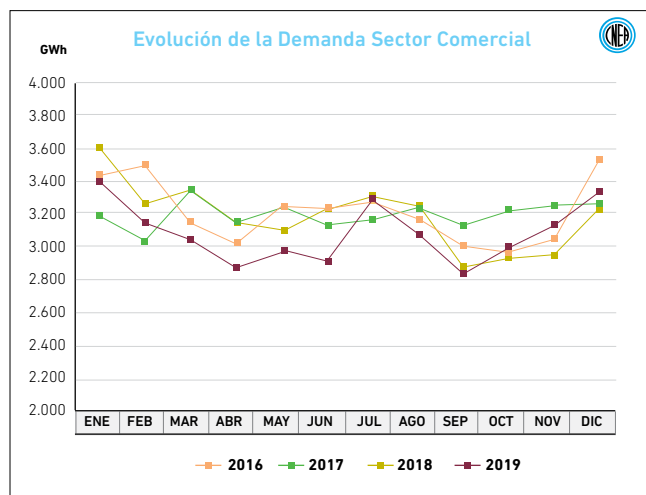
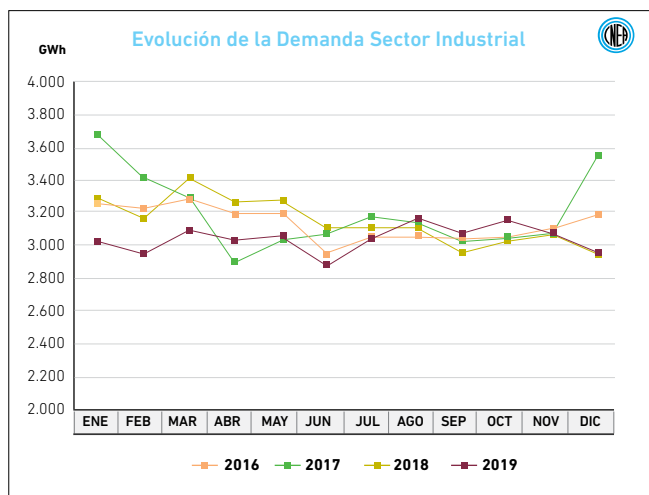
Año	Central Nuclear Atucha I Factor Disp. %	Central Nuclear Embalse Factor Disp. %	Central Nuclear Atucha II Factor Disp. %	Energía Bruta generada por CNA I MWh	Energía Bruta generada por CNE MWh	Energía Bruta generada por CNA II MWh	Energía Bruta generada por CNA I - CNA II - CNE MWh	Factor de Disp. Total en el SADI %
1998	80,95	86,72	-	2.531.503	4.921.325	-	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07	-	1.490.158	5.615.818	-	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21	-	1.787.473	4.389.617	-	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	-	1.521.612	5.537.026	-	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	-	1.077.094	4.743.720	-	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	-	2.152.220	5.414.069	-	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	-	2.903.329	4.965.274	-	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	-	2.132.622	4.724.404	-	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	-	2.231.018	5.459.891	-	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	-	2.891.410	4.325.818	-	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	-	2.638.118	4.722.270	-	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	-	2.554.541	5.607.128	-	8.161.669	92,73
2010	94,64	74,19	-	2.959.589	4.211.296	-	8.161.669	81,45
2011	79,30	68,55	-	2.479.958	3.890.946	-	7.170.885	72,37
2012	83,76	65,84	-	2.647.423	3.747.738	-	6.370.904	72,08
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	1.698.477	1.245.935	5.756.043	70,31
2015	65,94	80,00	66,45	2.090.972	710.996	3.638.610	7.138.848	71,35
2016	81,89	0*	85,50	2.604.083	0*	5.594.889	8.198.972	53,74
2017	79,88	0*	55,59	2.533.015	0*	3.628.220	6.161.235	40,08
2018	76,81	0*	69,10	2.435.764	0*	4.509.544	6.945.308	45,18
2019	80,88	71,53	31,35**	2.564.699	4.106.072	2.046.195	8.716.966	56,46

*Nota: El valor de la Central Nuclear de Embalse es 0 ya que esta se encontraba desde el 1 de enero del 2016 fuera de servicio para la realización de las modificaciones que provocaron su Extensión de Vida.

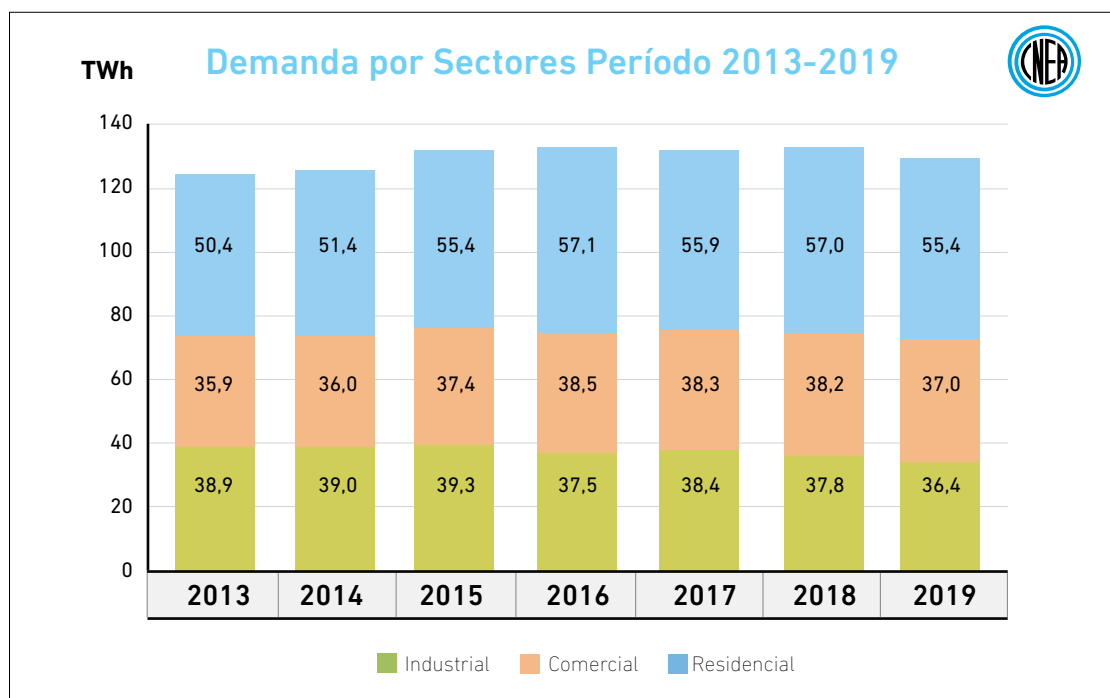
**Nota: El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajo a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

Demanda de Energía Eléctrica

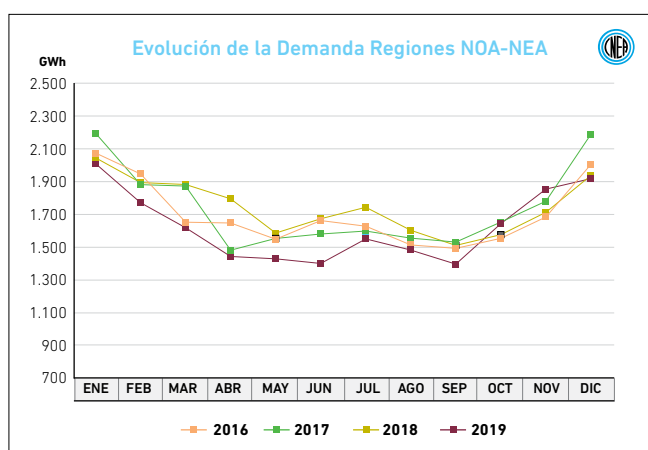
La demanda del país del segundo semestre del año 2019 es 0,6% menor a la de igual periodo del año anterior, siendo la demanda anual del año 2019 un 3,1 % inferior a la del año 2018. A continuación se muestra la demanda de energía eléctrica por sectores y regiones de consumo de los meses corridos del año 2019.



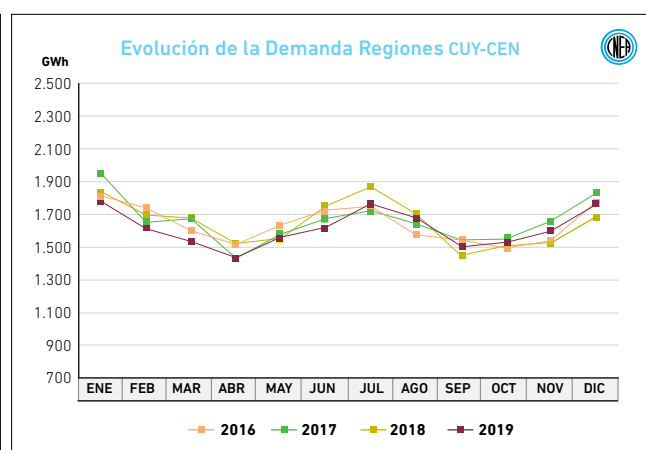
A continuación se presenta la demanda por sectores en el período comprendido entre los años 2013 al 2019.



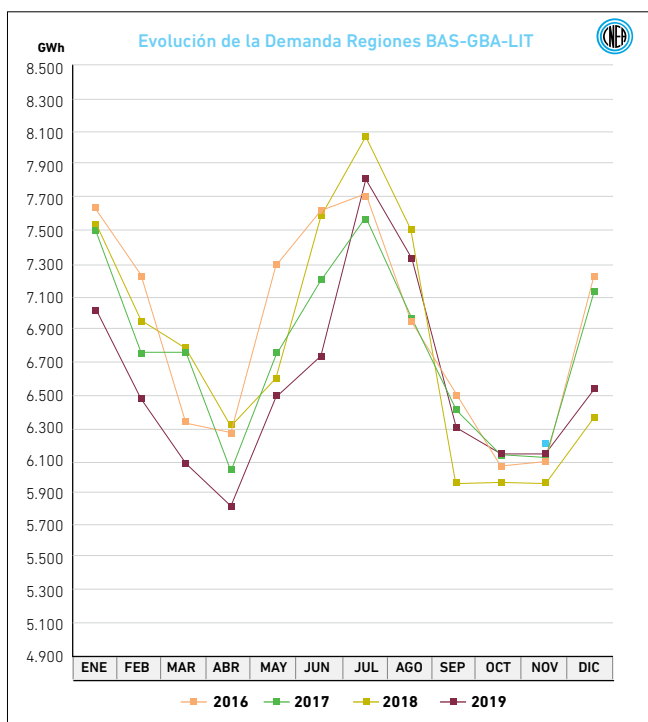
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2019.



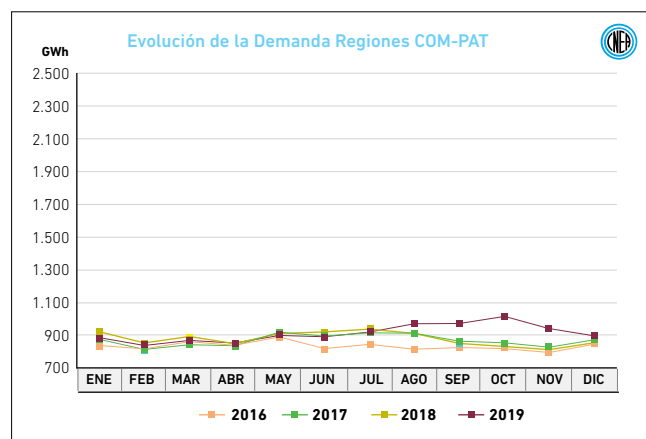
Nota: NOA: Noroeste Argentino; NEA: Noreste Argentino



Nota: CUY: Cuyo; CEN: Centro

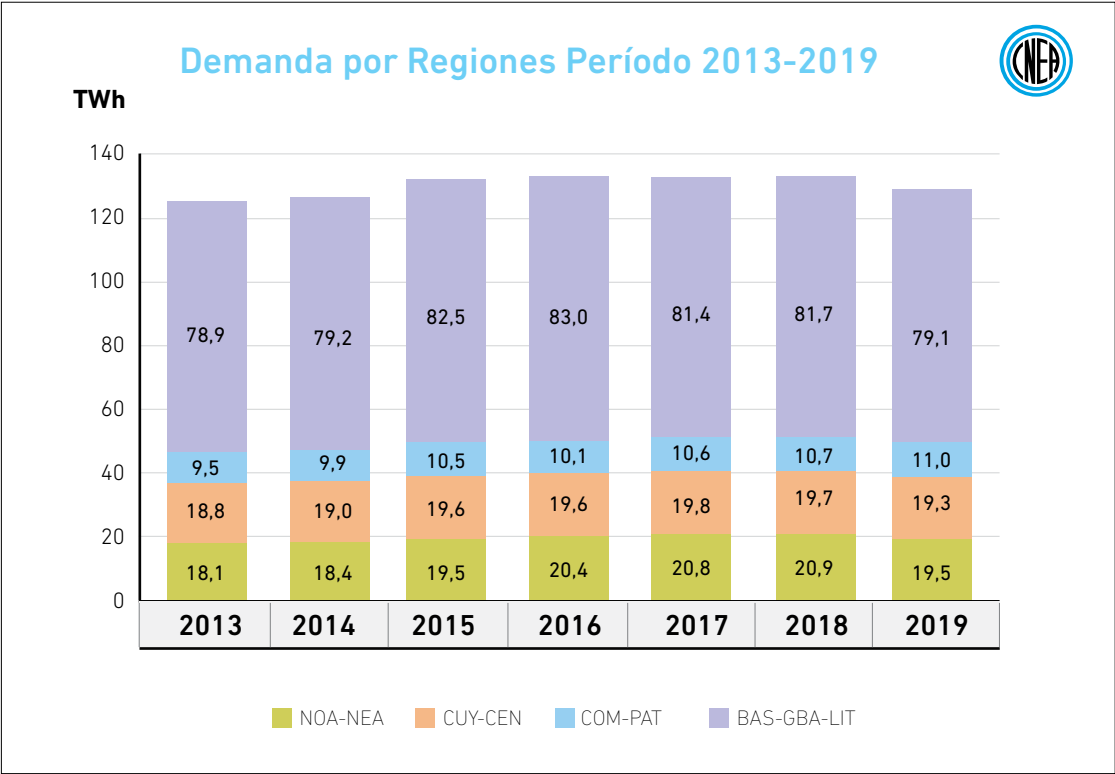


Nota: BAS: Buenos Aires; GBA: Gran Buenos Aires; LIT: Litoral



Nota: COM: Comahue; PAT: Patagonia

En el gráfico siguiente se presenta la evolución de la demanda por regiones para el periodo 2013 a 2019.

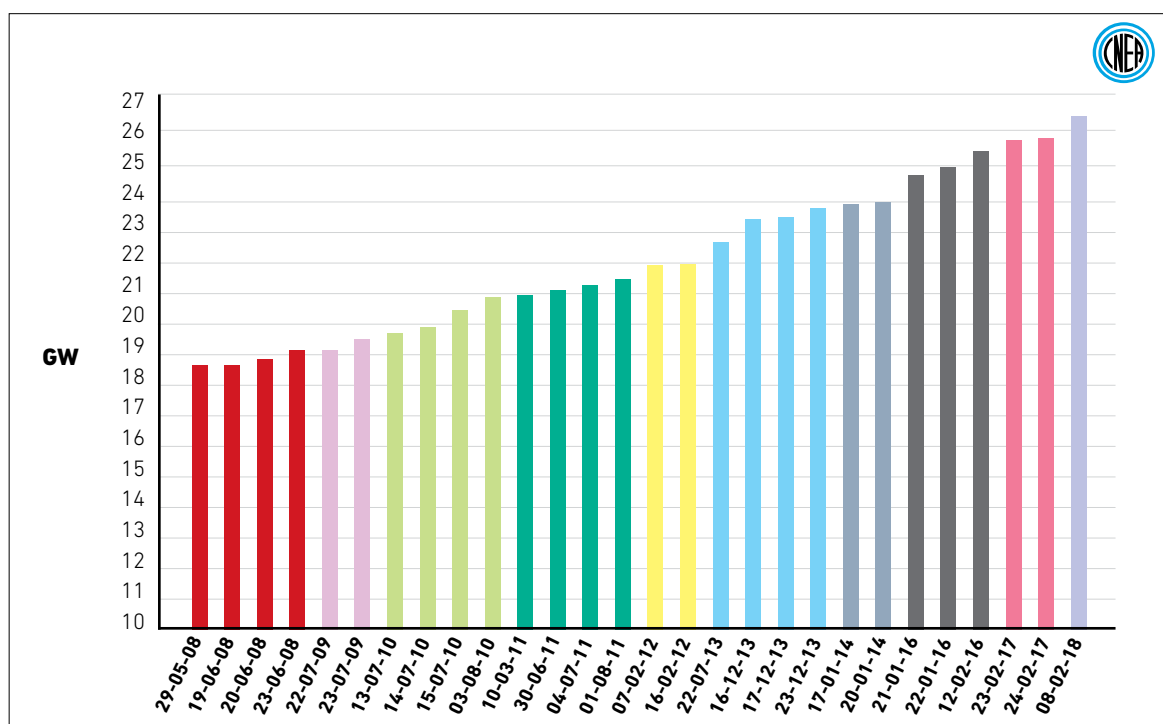


Demanda Máxima de Potencia

Durante el segundo semestre no se registraron picos de potencia superiores al valor máximo registrado el primer semestre de 2018 de 26.320 MW, con una demanda total de energía eléctrica de 543,0 GWh a consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el jueves 8 de febrero a las 15:35 hs. La forma en la que fue abastecido el pico de demanda, según información de CAMMESA, se presenta a continuación después del registro histórico.

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2008.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

La forma en la que fue abastecido el pico de demanda, según información de CAMMESA, se presenta a continuación.

8 de febrero del 2018 a las 15:35 hs	Valores en MW
Generación Nuclear	912
Generación Térmica	17.023
Generación Hidráulica	8.335
Generación Renovable	50
Generación Total	26.320
Importación de Paraguay	0
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda Total SADI	0
Reserva Rotante (RPF+RSF+RRO)	26.320

Temperatura Promedio GBA + Litoral					36,9 °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	88	0	963	369	1.420
TG	216	107	1.561	581	2.465
CC	96	0	91	604	791
Total	400	107	2.615	1.554	4.676

Reserva Térmica Disponible [MW]			
Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	0	0
TG	379	76	455
CC	70	0	70
DI	253	25	278
Total	702	101	803

Generación Hidráulica			
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
		C. Salto Grande	135
		C.Yacyretá	270
Total	0	Total	405

Generación Nuclear			
F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
		C.N. Embalse	650
		C.N. Atucha1	120
Total	0	Total	770

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** Entrada en Servicio.

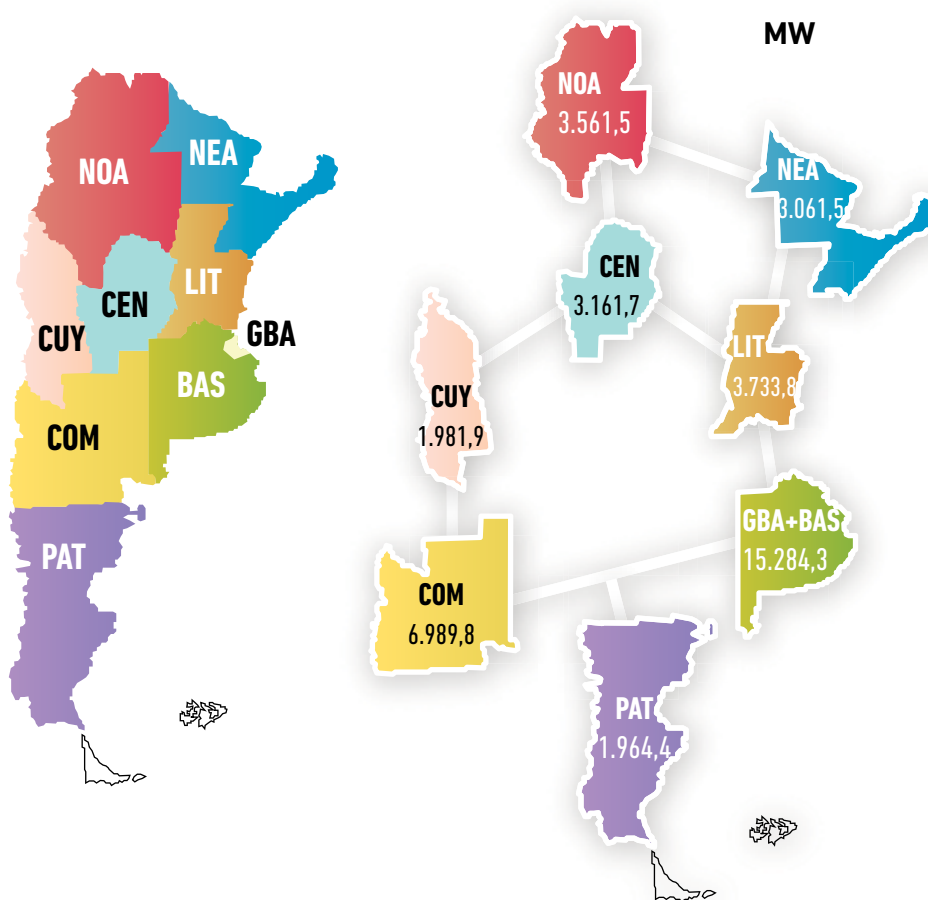
Abastecimiento del Pico por Tipo de Tecnología

Potencia Instalada

El parque generador de energía eléctrica de nuestro país está compuesto por numerosos equipos asociados a distintos recursos naturales y tecnologías, distribuidos en toda su extensión.

Según su ubicación geográfica los equipos de generación pertenecen a ocho regiones principales, estas son: Cuyo (CUY), Comahue (COM), Noroeste (NOA), Centro (CEN), Gran Buenos Aires/Buenos Aires (GBA-BAS), Litoral (LIT), Noreste (NEA) y Patagonia (PAT). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW a diciembre del 2019.



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2019 en el SADI es de **39.738,9 MW**.

Los equipos instalados en el SADI se pueden clasificar en cuatro tipos, de acuerdo al recurso natural y a la tecnología que utilizan: Térmico fósil (TER), Nuclear (NUC), Hidráulico (HID) y Otras Renovables. Los térmicos a combustible fósil, a su vez se pueden subdividir en cuatro tipos tecnológicos, de acuerdo al tipo de ciclo térmico que utilizan para aprovechar la energía: Turbina de Vapor (TV) en ciclo Rankine (utiliza la energía del vapor de agua), Turbina de Gas (TG) en ciclo Joule-Brayton, (utiliza la energía contenida en los gases provenientes en la combustión), turbina de gas en Ciclo Combinado (CC), en ciclos Rankine + Joule-Brayton, (combinación de los tipos anteriores, donde se aprovecha la alta temperatura de los gases de escape de la turbina de gas para producir vapor y utilizarlo en una turbina de vapor) y los Motores Diesel (DI), ciclo Otto. El ciclo térmico que utiliza la tecnología nuclear es el ciclo Rankine.

Las Otras Renovables, como indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL) la Fotovoltaica (FV), los biocombustibles y las hidráulicas de potencia menor a 50 MW.

Si bien CAMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas.

A continuación se presenta la potencia instalada en MW, al 31 de diciembre del año 2019 clasificada por región y tipo de equipo.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	86,8	412,5	40,0	659,3	-	1.129,1	193,5	-	-	-	1.981,9
COM	-	500,9	1.486,5	81,0	2.068,4	-	4.768,7	-	152,7	-	-	6.989,8
NOA	261,0	998,6	1.471,7	326,6	3.093,9	-	219,7	184,5	58,4	3,0	2,0	3.561,5
CENTRO	-	825,6	534,0	45,2	1.404,8	683,0	918,0	61,2	86,0	8,7	-	3.161,7
GBA	2.110,0	1.975,8	3.441,7	254,0	7.781,5	-	-	-	-	21,9	-	7.803,4
BAS	1.543,2	2.363,3	1.713,5	247,5	5.867,5	1.107,0	-	-	504,0	2,4	-	7.480,9
LIT	217,0	361,8	1.833,7	318,6	2.781,1	-	945,0	-	-	7,7	-	3.733,8
NEA	-	12,0	-	304,5	316,5	-	2.745,0	-	-	-	-	3.061,5
PAT	-	271,0	301,1	-	572,1	-	584,8	-	807,5	-	-	1.964,4
SIN	4.451,2	7.395,8	11.244,7	1.653,4	24.545,1	1.790,0	11.310,3	439,2	1.608,6	43,7	2,0	39.738,9
Porcentaje					61,77	4,50	28,46	1,11	4,05	0,11	0,01	100,0
ACUMULADO 2019	-200,0	158,7	210,3	-154,7	14,3	35,0	22,0	248,5	858,4	21,0	2,0	1.201,2

En el segundo semestre de 2019 se incorporaron al SADI 927,5 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 457,1 MW. Las principales diferencias respecto a junio de 2019 son:

BAS:

- Ingresó el Parque Eólico (P.E.) La Castellana 2, adicionando 14,4 MW.
- Se produjo el ingreso de máquinas TG a la Central Térmica (C.T.) Barker -cierre de ciclo-, adicionando 49,1 MW.
- Se retiraron motores diésel en la región, sustrayendo una potencia equivalente a 40,5 MW.
- Se produjo el ingreso del P.E. La Genoveva II, a partir del cual se adicionaron 41,8 MW a la red.
- Se produjo el ingreso del P.E. La Energética, con lo que se adicionan 20,0 MW a la red.
- Se produjo la repotenciación de máquinas a TG de la C.T. Barker – Cierre CC adicionando 1,8 MW, totalizando 50,9 MW para la central.
- Ingresó la C.T. a BG Pergamino, adicionando 2,4 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del P.E. García del Río, adicionando un total de 10 MW.
- Ingresó el P.E. Mataco 3, adicionando 60,8 MW a la región.
- Se produjo el ingreso de TG pertenecientes a la C.T. San Pedro – Cierre CC, adicionando un total de 50,5 MW al SADI.

CEN:

- Se retiraron motores diésel en la región, sustrayendo una potencia equivalente a 55,6 MW.
- Ingresaron motores diésel correspondientes a la Central Bioeléctrica Río Cuarto 1 Ren 2, adicionando un total de 1,6 MW.

- Se retiraron TGs pertenecientes a la C.T. EPEC Generación, sustrayendo 7,5 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del Parque Fotovoltaico (P. F.) Cerros del Sol por un total de 5,0 MW.
- Se repotenció en 0,5 MW la C. T. Generación Mediterránea 220, la cual alcanzó así una potencia de 95,0 MW.
- Se produjo el cierre de máquinas TG y TV pertenecientes a la C.T. EPEC Generación, con lo que se sustrajeron 32,0 y 200,0 MW a la red, respectivamente.
- Ingresó la C.T. a BG Gigena I, adicionando 1,2 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del P.E. Manque, adicionando un total de 38 MW.
- Se modificó la Central Bioeléctrica (C.B.) Río Cuarto 1 (1,6 MW) de tecnología de DI a BG.
- Ingresó el P.F. Agritur San Luis S.A., adicionando 0,5 MW a la región.
- Se produjo el ingreso del P.F. De la Punta, adicionando un total de 5 MW al SADI.

COM:

- Ingresó el P. E. Pomona I con un total de 101,4 MW.
- Ingresó el P.E. Genneia S.A., adicionando un total de 11,7 MW.
- Se produjo el cierre de motores DI pertenecientes a la C.T. Aluminé, retirando 6,3 MW.
- Se produjo el cierre de motores DI pertenecientes a la C.T. Caviahue, restando 5,0 MW a la potencia de la región.

CUY:

- Ingresó el P.F. Ullum Solargen 2 con un total de 6,5 MW.
- Ingresó el P.F. Pasip Palmira de 1,2 MW.
- Se realizó la repotenciación de la C.T. Mendoza Cogenerador. Así, la potencia de dicha TG se redujo en 2,8 MW y quedó en 42,8 MW.
- Ingreso de CC perteneciente a la C.T. Lujan de Cuyo Cogeneración, adicionando 95,3 MW a la red.
- Se produjo el cierre de máquinas TV pertenecientes a la C.T. Mendoza S.A., sustrayendo 30,0 MW a la red.
- Se produjo la repotenciación de máquinas DI pertenecientes a la C.T. Caviahue Secco, totalizando una potencia de 24,0 MW.
- Se produjo el cierre de motores DI pertenecientes a la C.T. Realeco Secco, retirando 24,0 MW.

GBA:

- Se retiraron motores diésel en la región, sustrayendo una potencia equivalente a 9,5 MW.
- Se produjo la salida de motores diésel de la C.T. Remedios de Escalada, totalizando así un retiro de potencia de 25,0 MW.

NEA:

- Se repotenciaron motores diésel en la región, adicionando una potencia equivalente a 1,3 MW.
- Se produjo el ingreso de motores diésel, aumentando la potencia de la región en 16,8 MW.
- Se retiraron TGs pertenecientes a la C.T. EMSA Generación, sustrayendo 21 MW.

NOA:

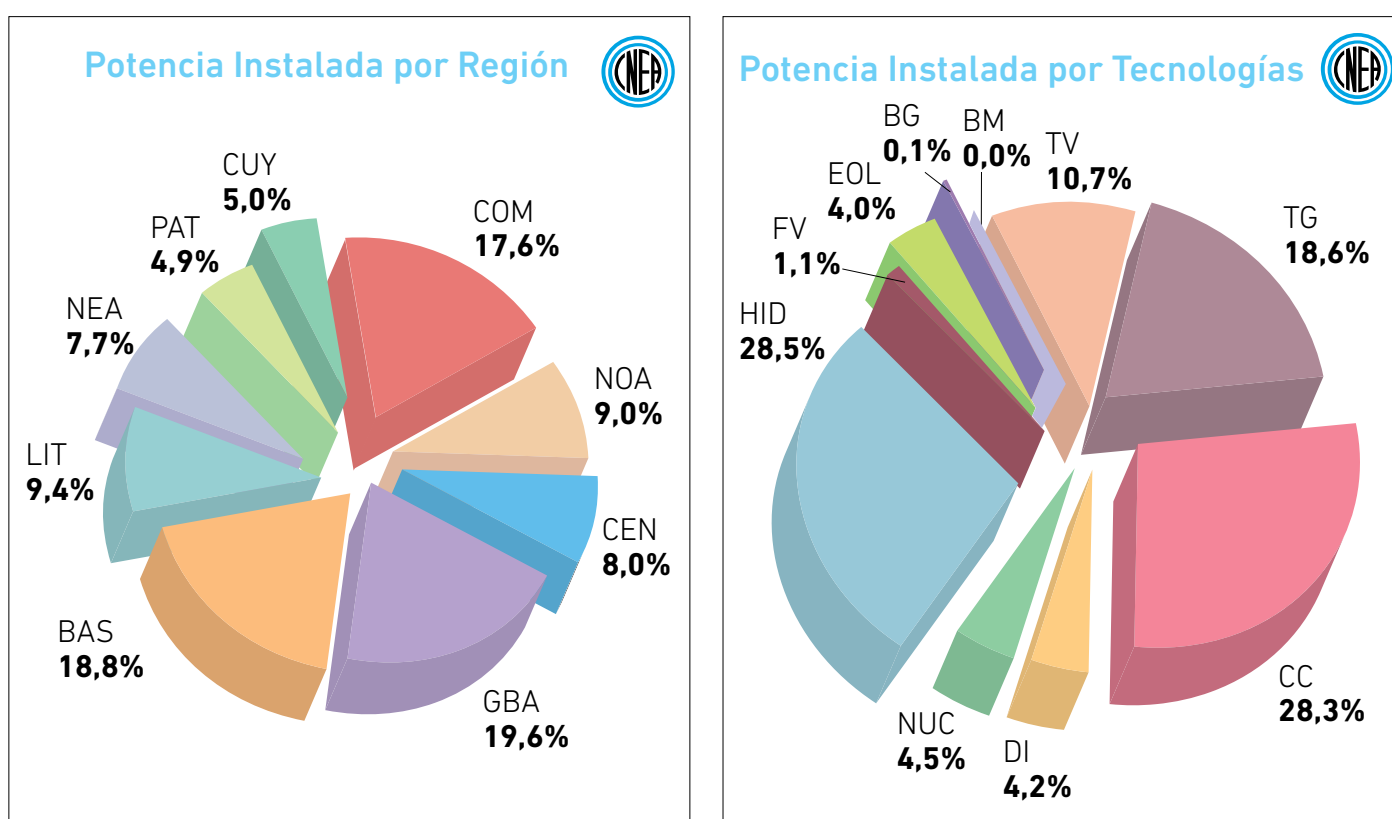
- Ingreso el P. F. Cafayate con un total de 80 MW.
- Se retiraron y repotenciaron motores diésel en la región, sustrayendo una potencia equivalente a 28,4 MW.
- Ingresó la TV perteneciente a la C.T. Ingenio Leales, adicionando un total de 2 MW.
- Ingresó la C.B. Citrusvil-Alcovil, central de Biogás, por un total de 3,0 MW.
- Ingresó el P. F. Fiambalá, adicionando así 11,0 MW a la red.
- Se produjo la repotenciación de la C.T. Bandera Santiago del Estero y de la C.T. Bracho, incorporando 1,5 MW y 7,4 MW respectivamente.

- Se modifica la C.T. Ingenio Leales (2,0 MW) de tecnología de TV a BM.
- Se produjo el cierre y repotenciación de varios motores DI que represento un retiro de 4,0 MW respecto del mes de octubre.

PAT:

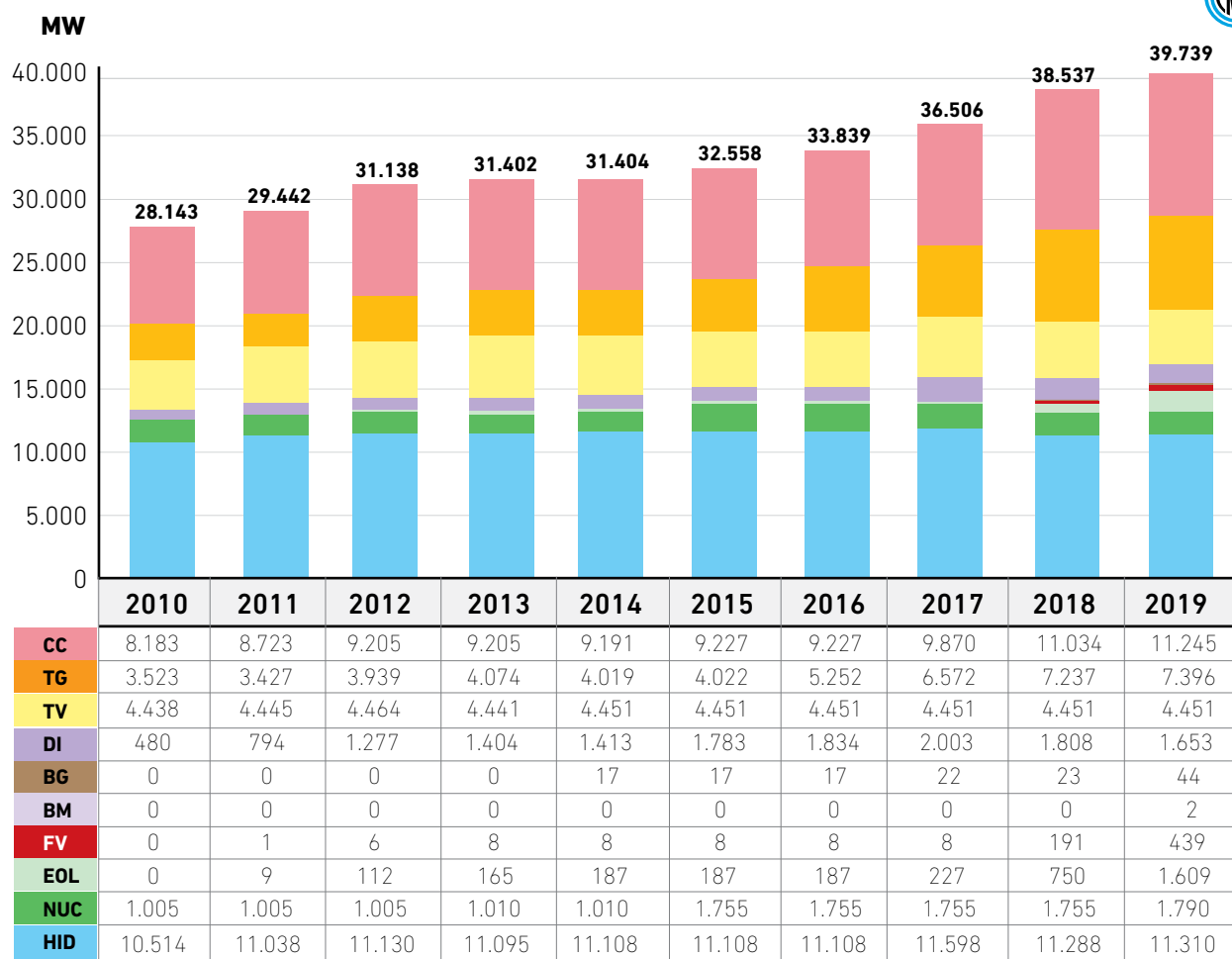
- Se produjo el ingreso de los P.E. Madryn 2 y Diadema 2, de 151,2 MW y 27,6 MW, respectivamente.
- Se produjo la repotenciación del P.E. Aluar I, adicionando 10,8 MW y totalizando así la potencia del parque en 61,2 MW.
- Ingresó el P.E. Aluar Autogeneración, adicionando 50,4 MW a la región.
- Se produjo la repotenciación de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Futaleufú por 22 MW, totalizando para la central una potencia de 538 MW.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a diciembre del 2019.



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 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.

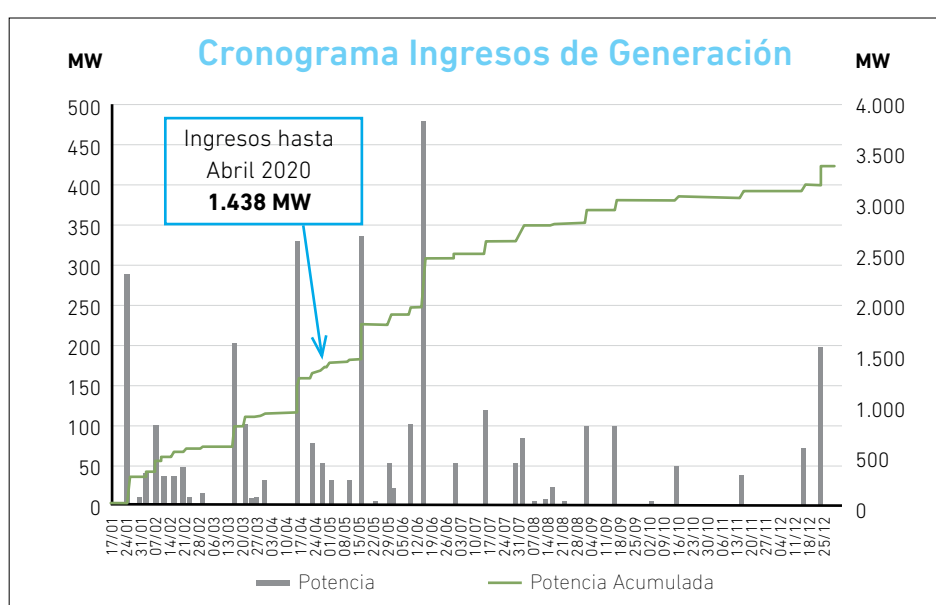
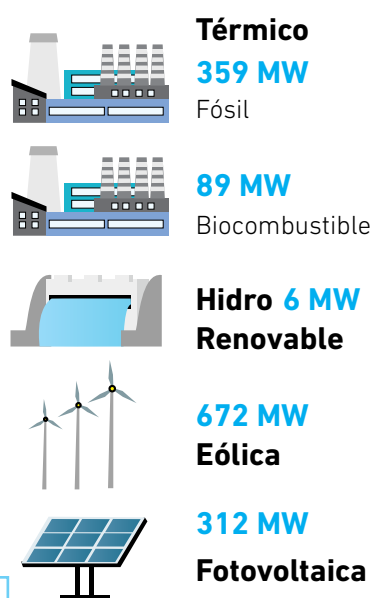
El siguiente cuadro muestra la evolución de la potencia instalada en el país de los últimos diez años.



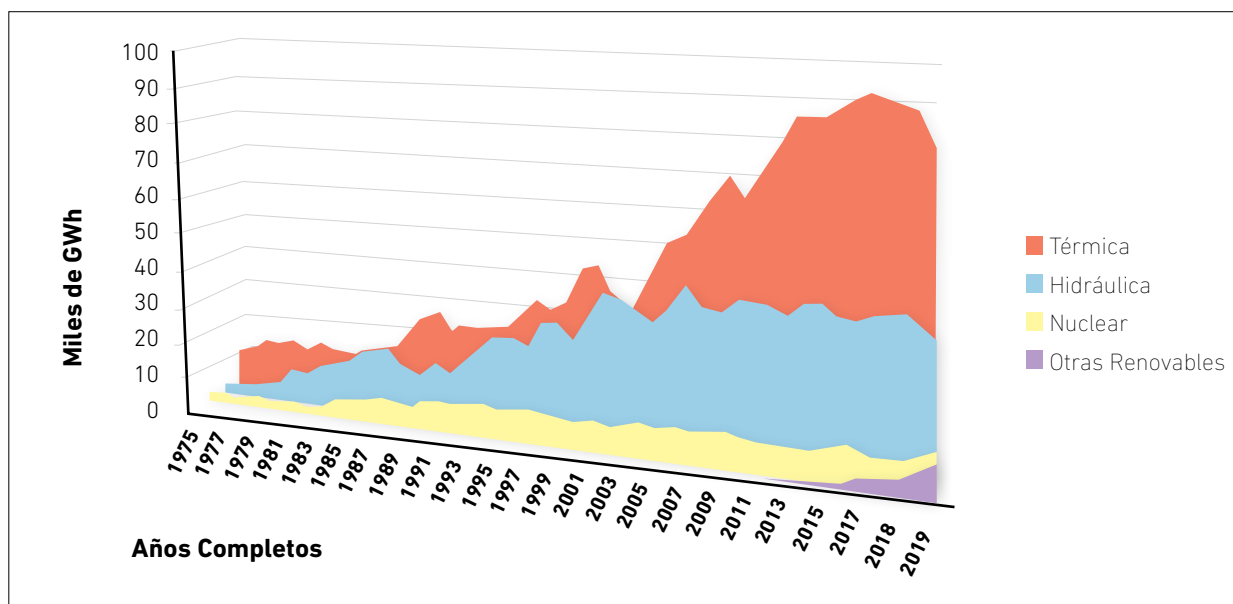
Se puede destacar el fuerte incremento producido en la potencia instalada en el año 2019 principalmente en la generación de fuentes renovables (1.130 MW) debido a los ingresos correspondientes con el Plan RenovAr y otros planes. Además se observó un marcado estancamiento en las fuentes de generación fósil (aumentó sólo en 14 MW), destacándose un decrecimiento en las tecnologías de TV y DI (355 MW).

Incorporaciones Previstas

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



Generación de Energía Eléctrica



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

Los datos de la siguiente tabla son de energía bruta y tienen como punto de partida el año 1998. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Generación por Fuentes

Año	Térmica GWh	%	Hidráulica GWh	%	Nuclear GWh	%	Otras Renovables GWh	%	Total GWh
1998	33.651,4	47,26	30.100,7	42,27	7.452,8	10,47	-	-	71.204,9
1999	43.685,9	57,35	25.382,5	33,32	7.106,0	9,33	-	-	76.174,4
2000	44.611,9	53,98	31.863,2	38,55	6.177,1	7,47	-	-	82.652,2
2001	37.601,7	44,38	40.057,5	47,28	7.058,6	8,33	-	-	84.717,8
2002	33.629,4	43,28	38.259,8	49,23	5.820,8	7,49	-	-	77.710,0
2003	413.34,2	49,26	35.014,1	41,73	7.566,3	9,02	-	-	83.914,6
2004	51.060,7	55,74	32.674,0	35,67	7.868,6	8,59	-	-	91.603,3
2005	53.280,5	55,02	36.699,7	37,90	6.857,0	7,08	-	-	96.837,2
2006	57.400,8	53,00	43.212,6	39,90	7.690,9	7,10	-	-	108.304,3
2007	64.785,2	58,85	38.080,7	34,59	7.217,2	6,56	-	-	110.083,1
2008	70.734,0	61,13	37.622,3	32,51	7.360,4	6,36	--	-	115.716,7
2009	65.360,4	56,97	41.211,7	35,9	8.161,7	7,11	-	-	114.733,8
2010	71.819,8	59,92	40.874,4	34,10	7.170,9	5,98	-	-	119.865,1
2011	78.876,4	62,98	39.977,7	31,92	6.370,9	5,09	13,1	-	125.238,1
2012	87.538,1	66,54	37.307,2	28,36	6.361,2	4,84	350,1	0,27	131.556,6
2013	87.362,4	64,58	41.234,8	30,48	6.206,9	4,58	456,8	0,33	135.260,9
2014	88.246,8	64,93	41.298,0	30,39	5.756,0	4,24	614,0	0,45	135.914,9
2015	91.853,4	66,50	38.492,9	27,87	7.138,8	5,17	650,4	0,47	138.135,5
2016	93.795,9	66,45	37.838,6	26,81	8.199,0	5,81	1.313,9	0,93	141.147,4
2017	90.319,0	65,10	39.575,0	28,52	6.161,2	4,44	2.684,0	1,93	138.739,2
2018	87.725,3	63,81	39.952,1	29,06	6.452,9	4,69	3.353,6	2,44	137.483,9
2019	80.525,0	60,24	36.557,0	27,35	8.717,0	6,52	7.864,0	5,88	133.483,9
TOTAL*	1.904.628,6	57,08	1.142.322,1	34,24	272.344,3	8,16	17.224,3	0,52	3.336.519,4

*El total es el valor acumulado desde el año 1974, donde comenzó a operar Atucha I.

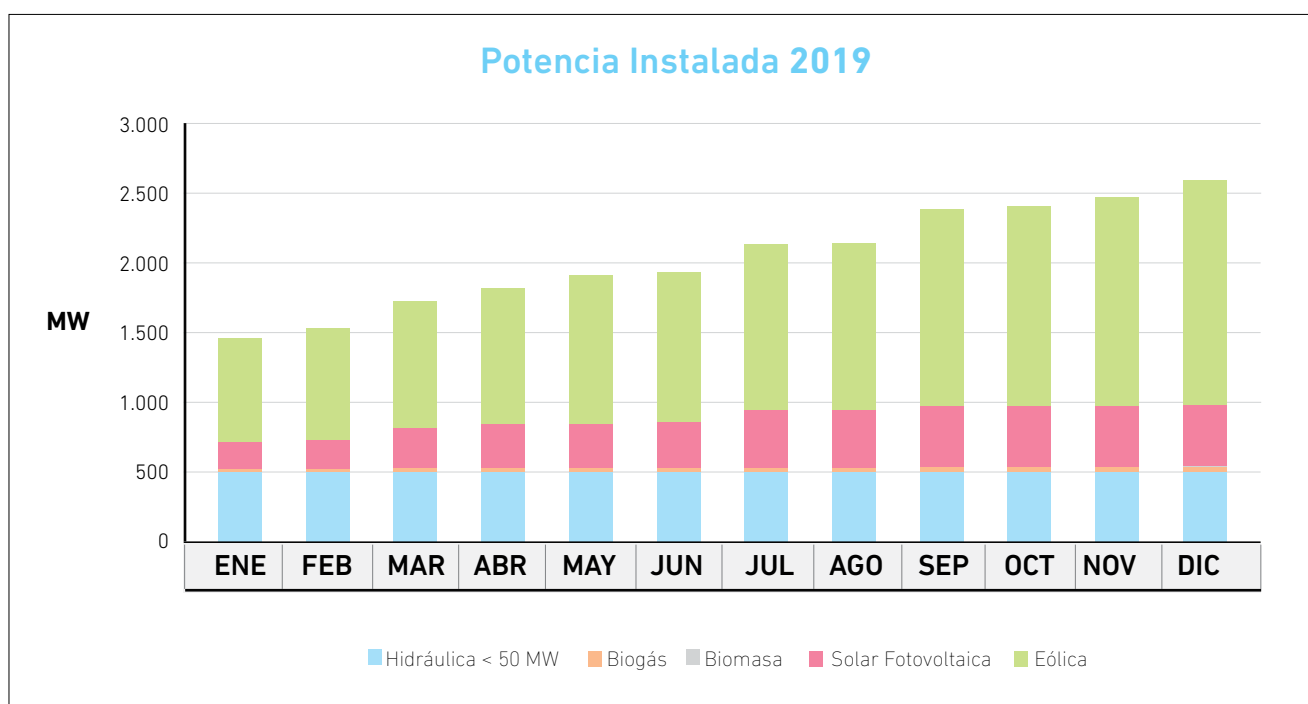
Otras Energías Renovables

En nuestro país, la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, ha operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015 y promulgada el 23 de octubre del mismo año que modifica la anterior, se fomenta una mayor incorporación de estas fuentes de energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

Las energías renovables enmarcadas por la Ley N° 27.191 y su decreto reglamentario son las siguientes: eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biodiesel, biogás y las centrales hidráulicas con una potencia menor a 50 MW (dicha limitación fue cambiada con el tiempo siendo inicialmente 10 MW, luego 30 MW y finalmente 50 MW). En este Boletín se denominan Otras Energías Renovables y quedan excluidas de esta categorización las centrales hidroeléctricas mayores a 50 MW.

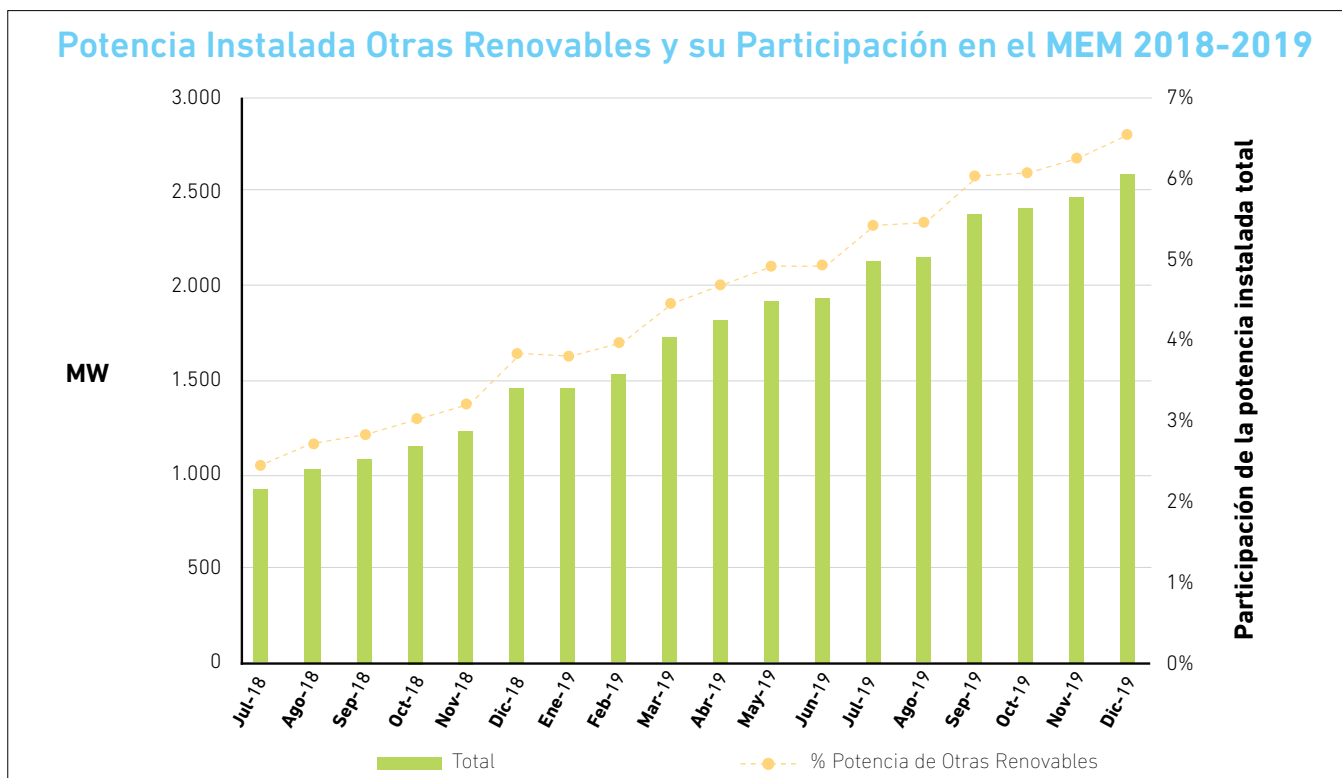
En el segundo semestre del año 2019 se incorporaron 657,3 MW de tecnología renovable. La misma se descompone en 538,0 MW de parques eólicos, 109,1 MW de parques fotovoltaicos, 2,0 MW de tecnología de biomasa y 8,2 MW de generación mediante biogás.

A continuación, se muestra el aumento de potencia instalada en el período comprendido entre enero y diciembre de 2019 de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Al mes de diciembre de dicho año la potencia instalada de energías renovables representa el 6,5% respecto de la potencia instalada total.



Potencia instalada de Otras Renovables

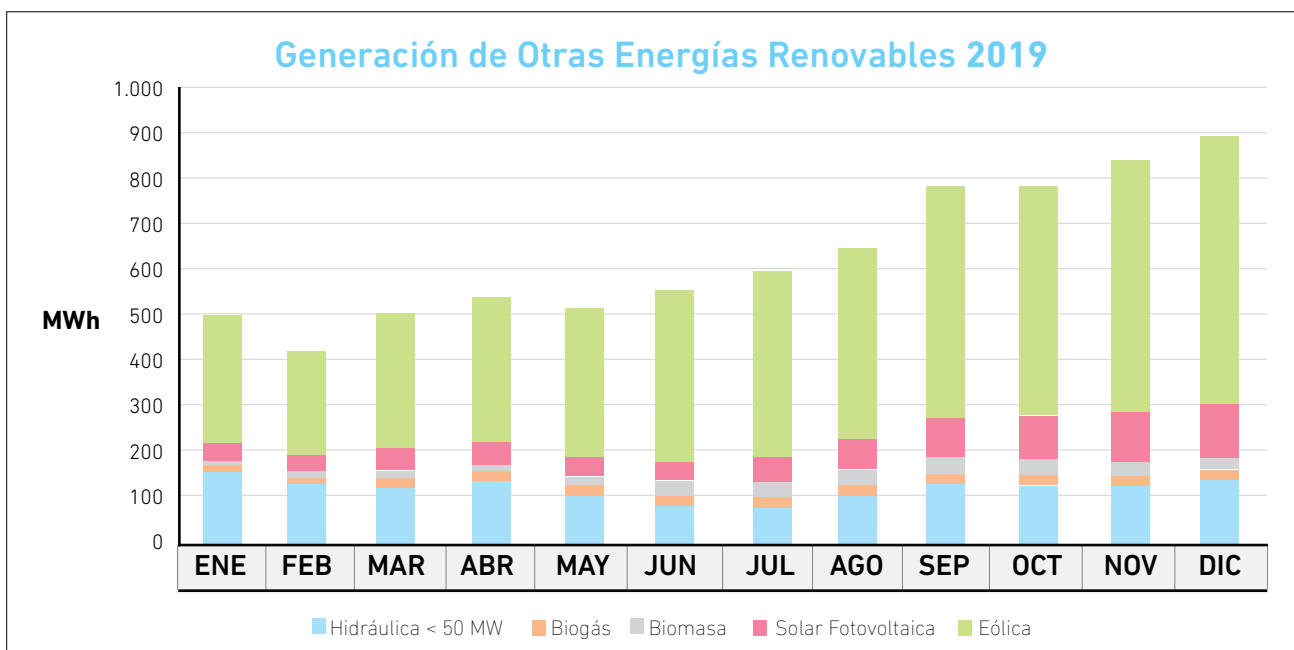
En el grafico siguiente se observa la evolución de los últimos 18 meses de participación en la potencia instalada total.



Potencia instalada de Otras Renovables y participación en la potencia instalada total

La generación renovable registró en el año 2019, un valor de 7.596 MWh representando un crecimiento del 227% respecto del 2018. La participación en la generación total aumentó de un 4,3% a un 7,7%.

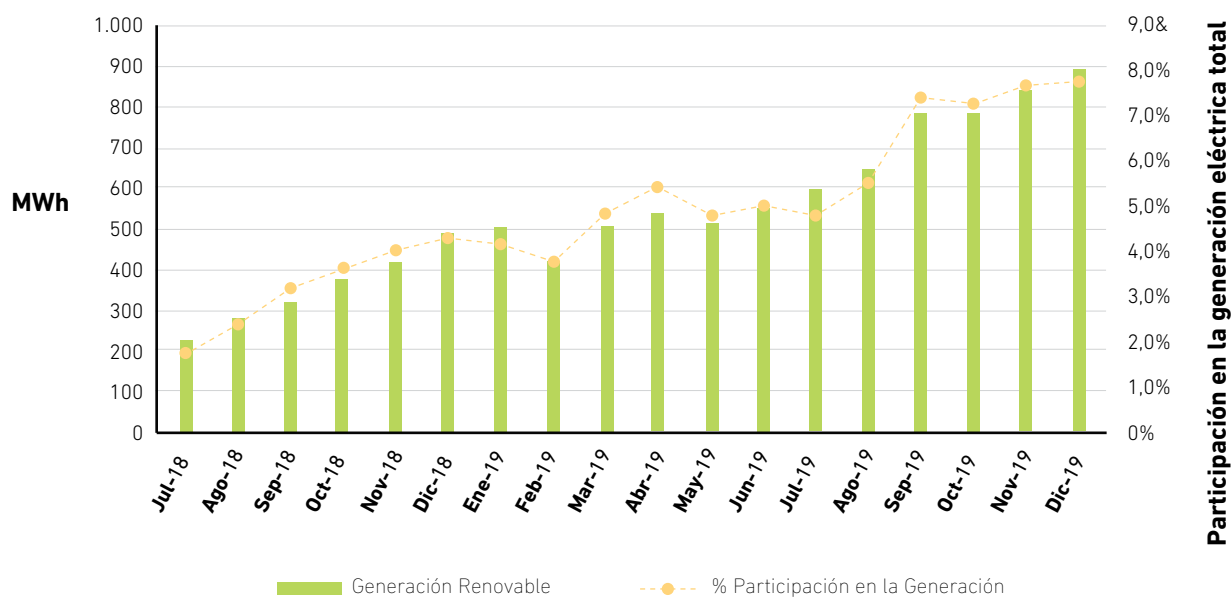
En el siguiente gráfico puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos doce meses.



Generación de Otras Renovables 2019

En el gráfico posterior se observa cómo evolucionó la participación porcentual en lo que respecta a la generación sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los últimos 18 meses.

Generación de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2018-2019

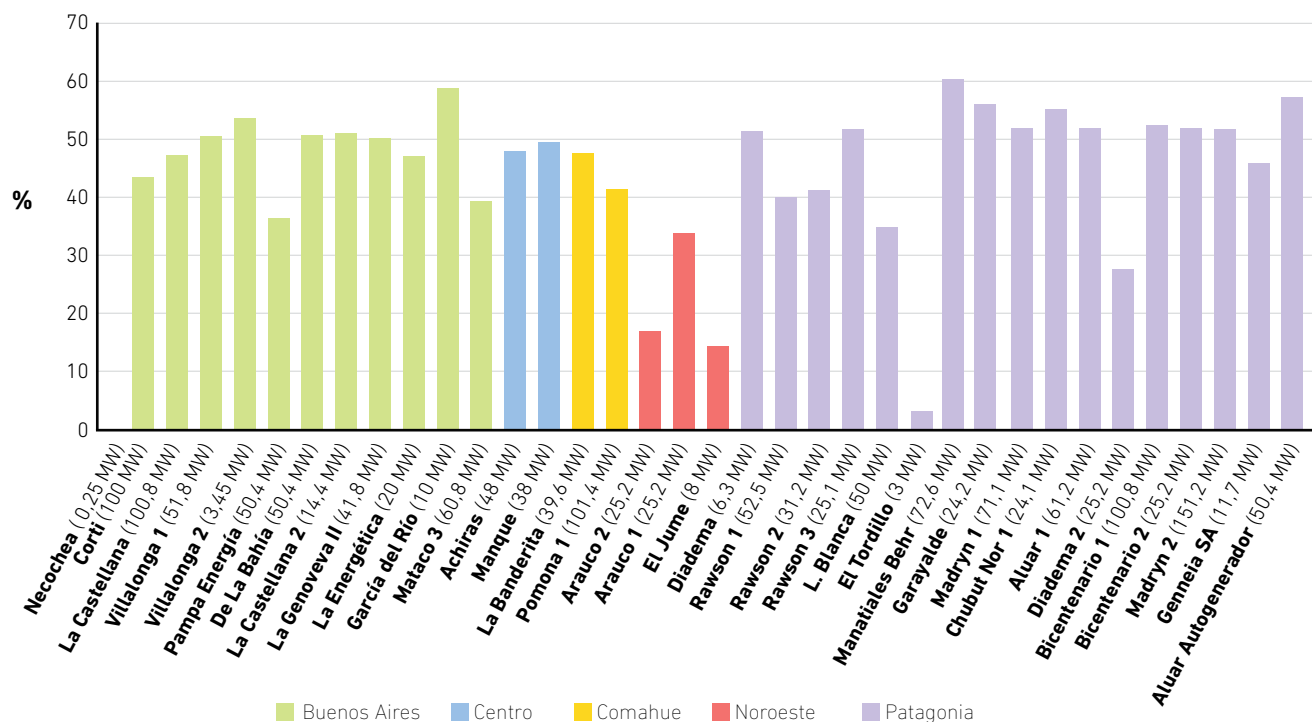


Participación de la Potencia y generación de Otras Renovables.

Energía Eólica

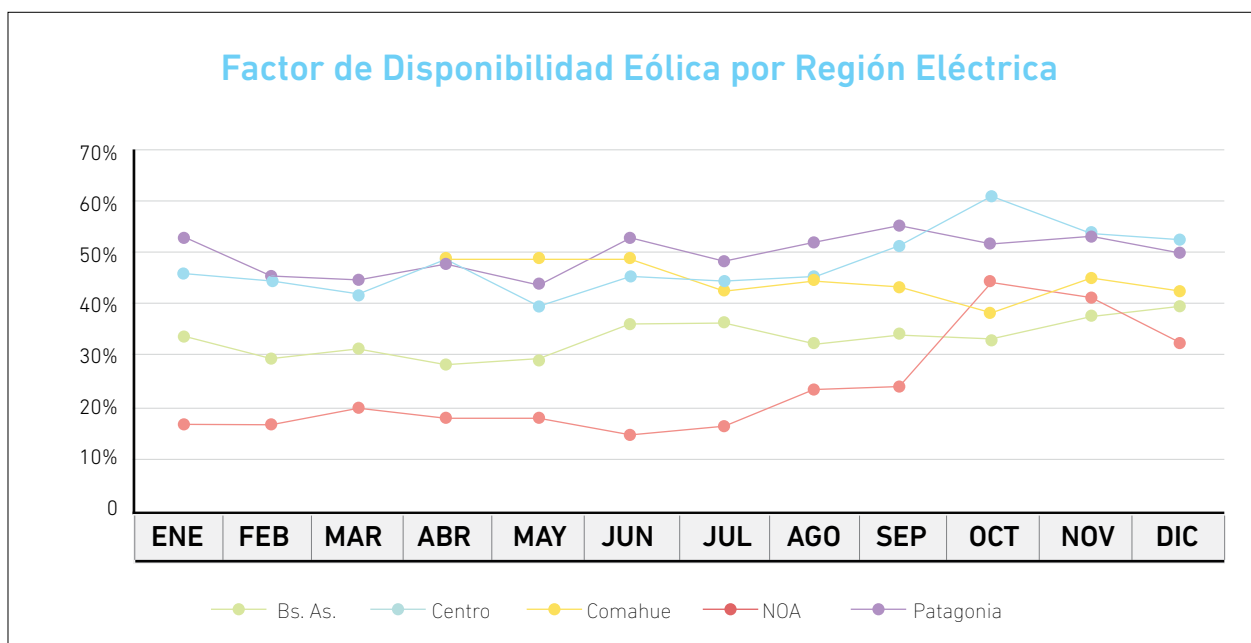
A diciembre de 2019, se contaba con 1.608,6 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 62% de la misma. Los parques eólicos se encuentran en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Chubut, La Rioja, Santiago del Estero y La Pampa. En el siguiente grafico se observa el factor de disponibilidad promedio de cada parque durante el 2019.

Factor de Disponibilidad por Parque Eólico



Factor de disponibilidad promedio anual por parque eólico.

En el gráfico siguiente se puede observar cómo se comportó el factor de disponibilidad mensual de cada región eléctrica¹.

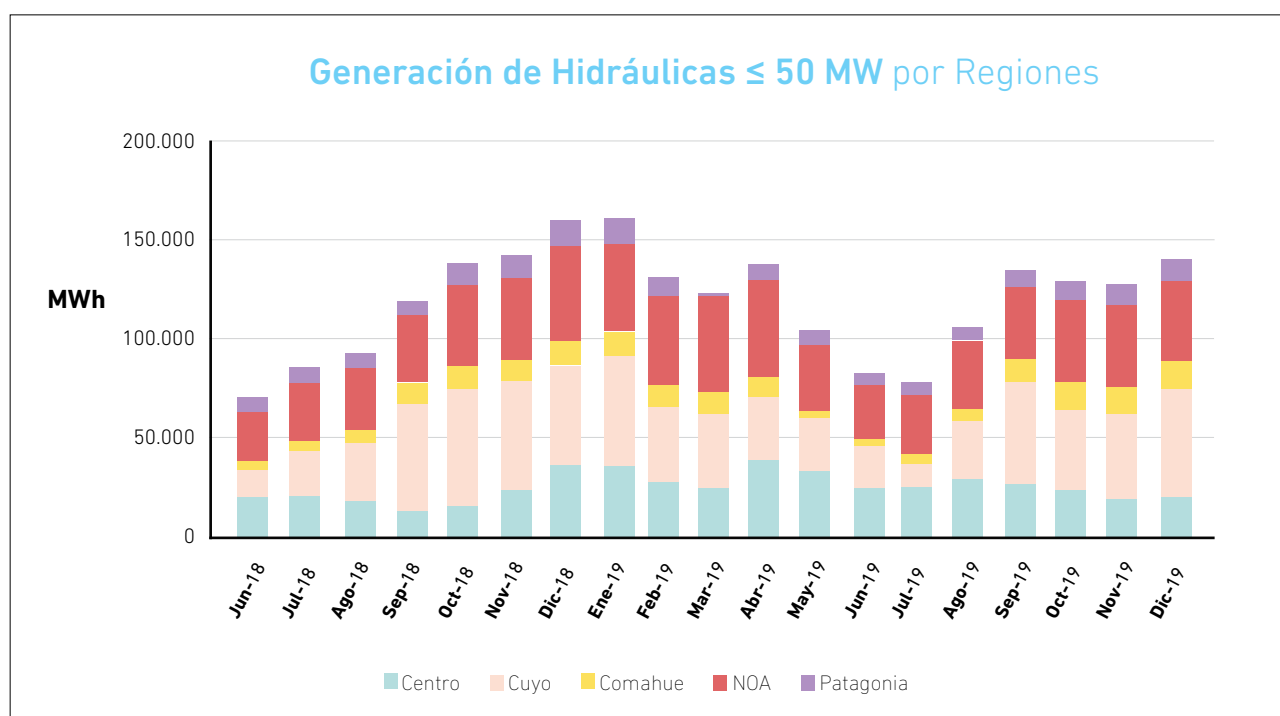


Disponibilidad eólica por región

Generación de Otras Renovables de centrales hidráulicas hasta 50 MW

Como se puede apreciar, hasta la fecha, la tecnología de centrales hidráulicas de hasta 50 MW representó la segunda mayor participación en la generación de Otras Renovables. A diciembre de 2019 se contabilizan instalados 497,9 MW de dicha tecnología, alcanzando un 19% de la potencia de Otras Renovables instalada total.

En el siguiente gráfico se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 18 meses.

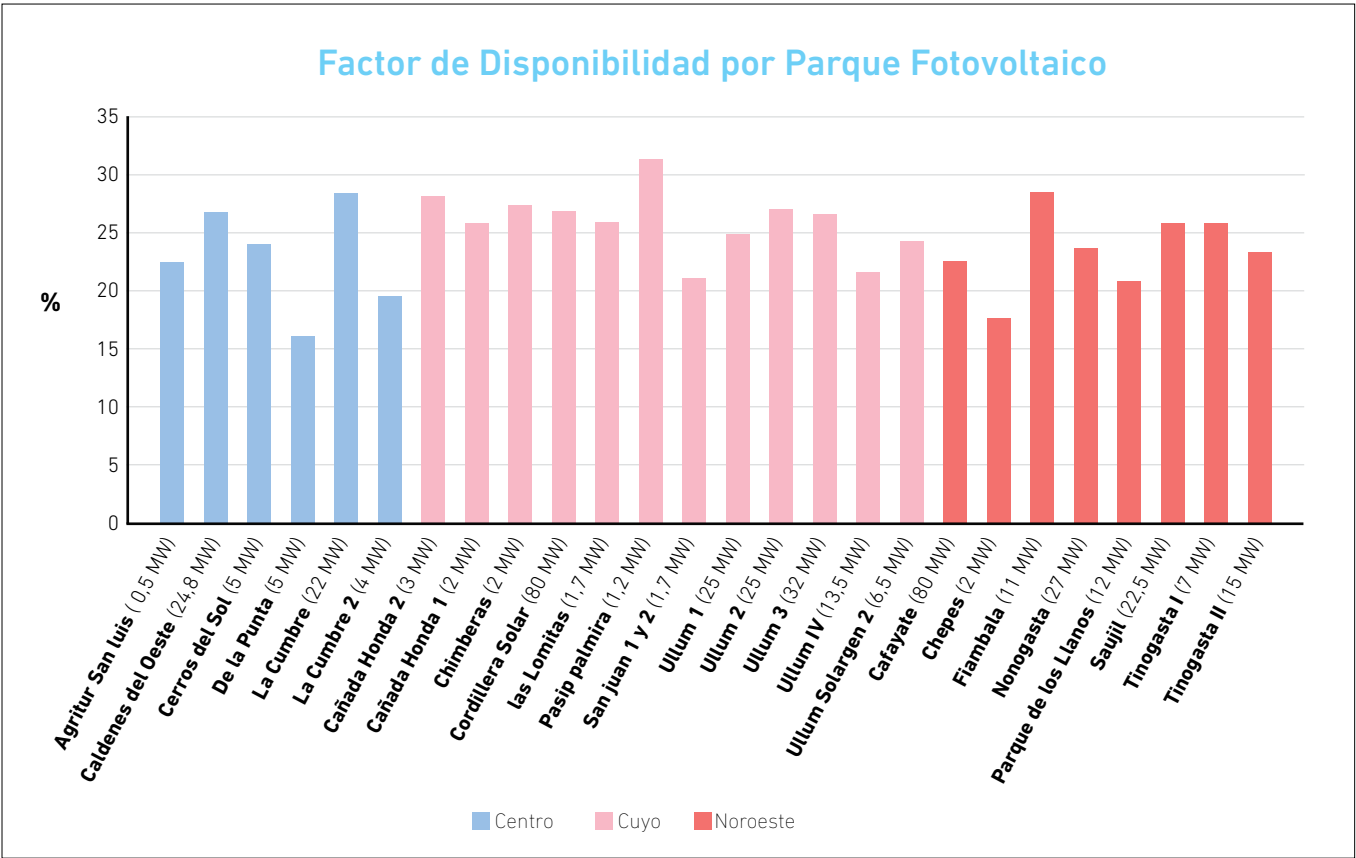


Generación de Centrales Hidráulicas ≤ 50 MW

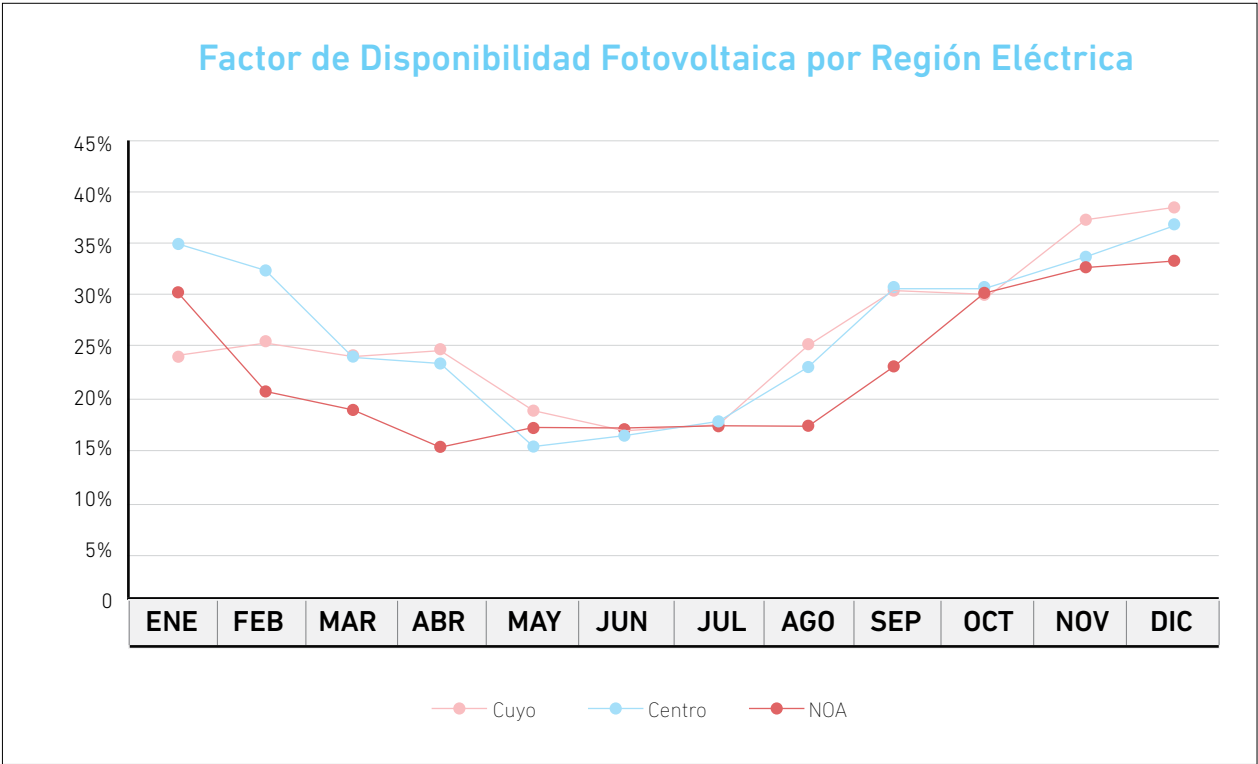
¹ La disponibilidad eólica se calculó con el promedio ponderado por potencia de cada central.

Energía Fotovoltaica

En nuestro país, a diciembre de 2019, se encuentran conectados 439,2 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en la regiones de Cuyo, NOA y Centro. En las siguientes figuras se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio anual por central y el promedio ponderado por potencia en las diferentes regiones eléctricas².



Factor de disponibilidad promedio anual por parque fotovoltaico



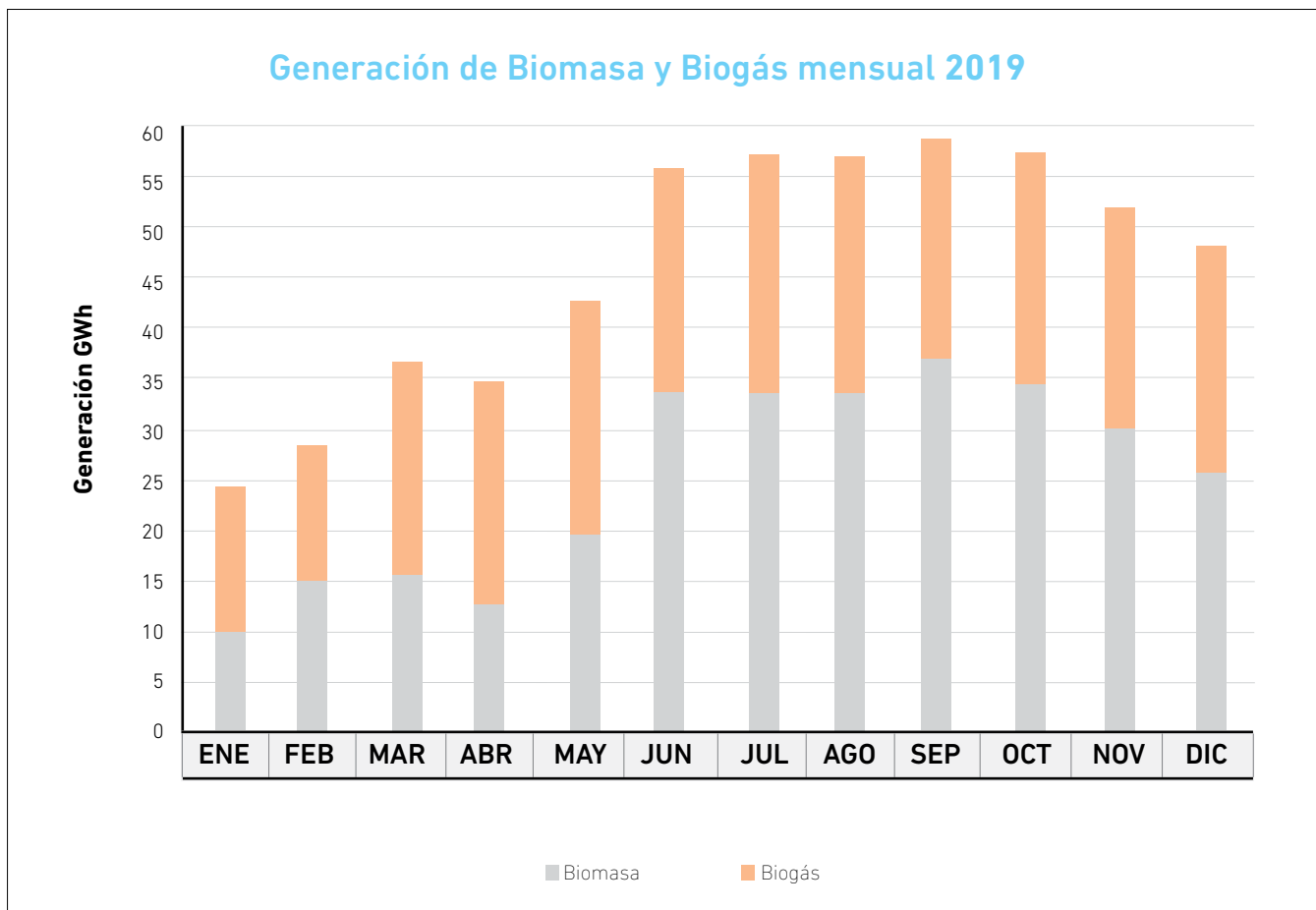
Disponibilidad fotovoltaica por región

² La disponibilidad fotovoltaica se calculó utilizando el promedio ponderado por potencia de cada central.

Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, a diciembre de 2019, se encuentran instalados 142,6 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 98,6 MW, de los cuales 2 MW son interconectados al SADI y el resto de auto productores, mientras que a la tecnología de biogás corresponden 42 MW.

Su generación mensual durante los últimos doce meses se comportó de la siguiente manera:



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂



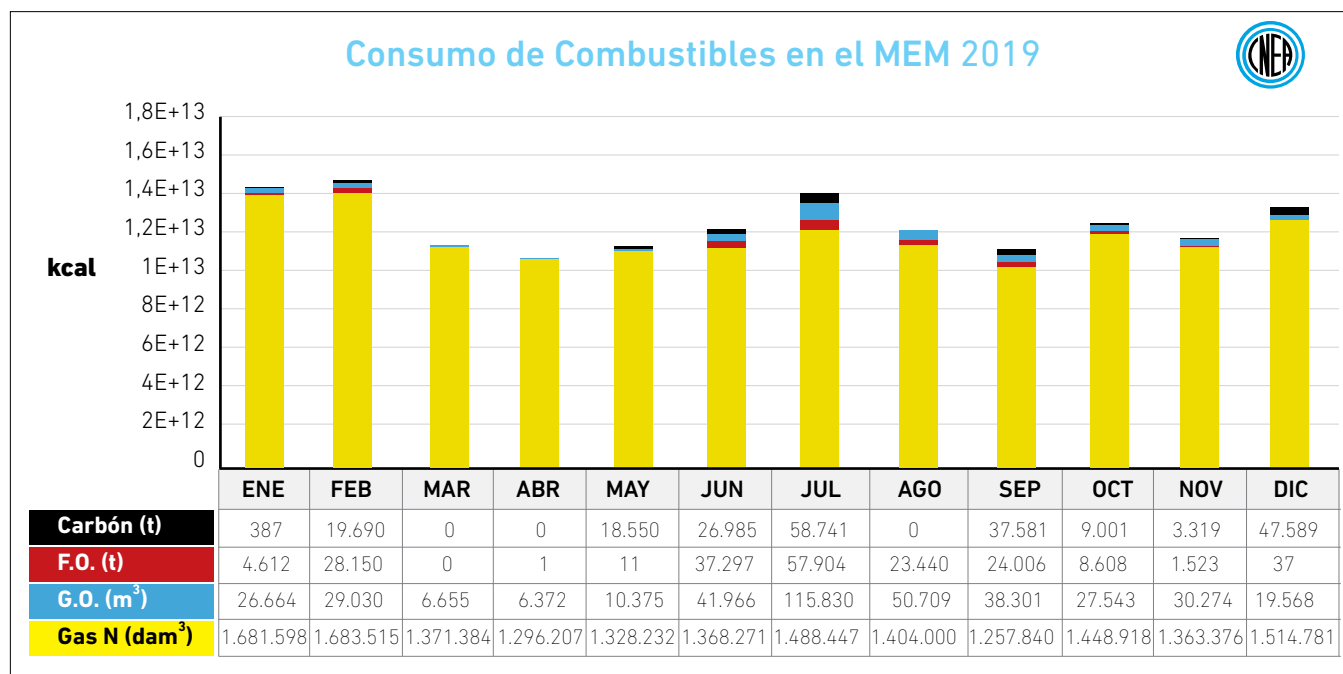
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre del 2019, resultó un 5,6% inferior al mismo semestre del año anterior. A su vez el consumo energético del todo el año 2019 fue un 10,1% menor que el registrado durante el año 2018.

Este semestre se observa un leve aumento en el consumo de gas natural en un 0,7%. Por otra parte, se evidencia las caídas del consumo de gas oil del 25,2%, 50,2% en el de fuel oil, y un 31,9% en el carbón.

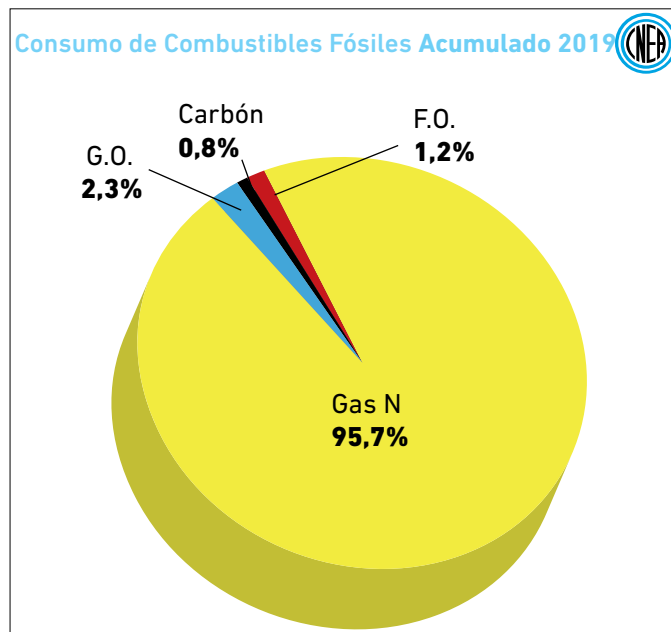
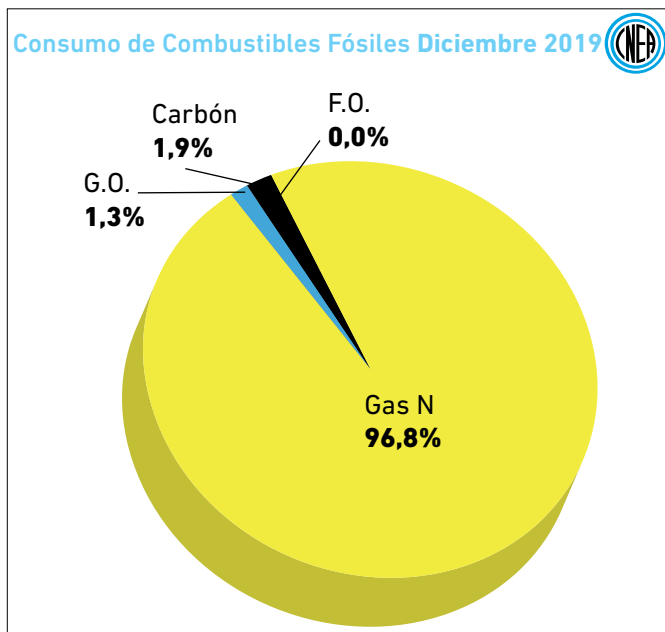
En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles, para el segundo semestre de los años 2018 y 2019.

Combustible	Segundo Semestre 2018	Segundo Semestre 2019
GO [m ³]	377.118	282.226
Gas N [dam ³]	8.420.412	8.477.362
FO [t]	231.999	115.518
Carbón [t]	229.356	156.230

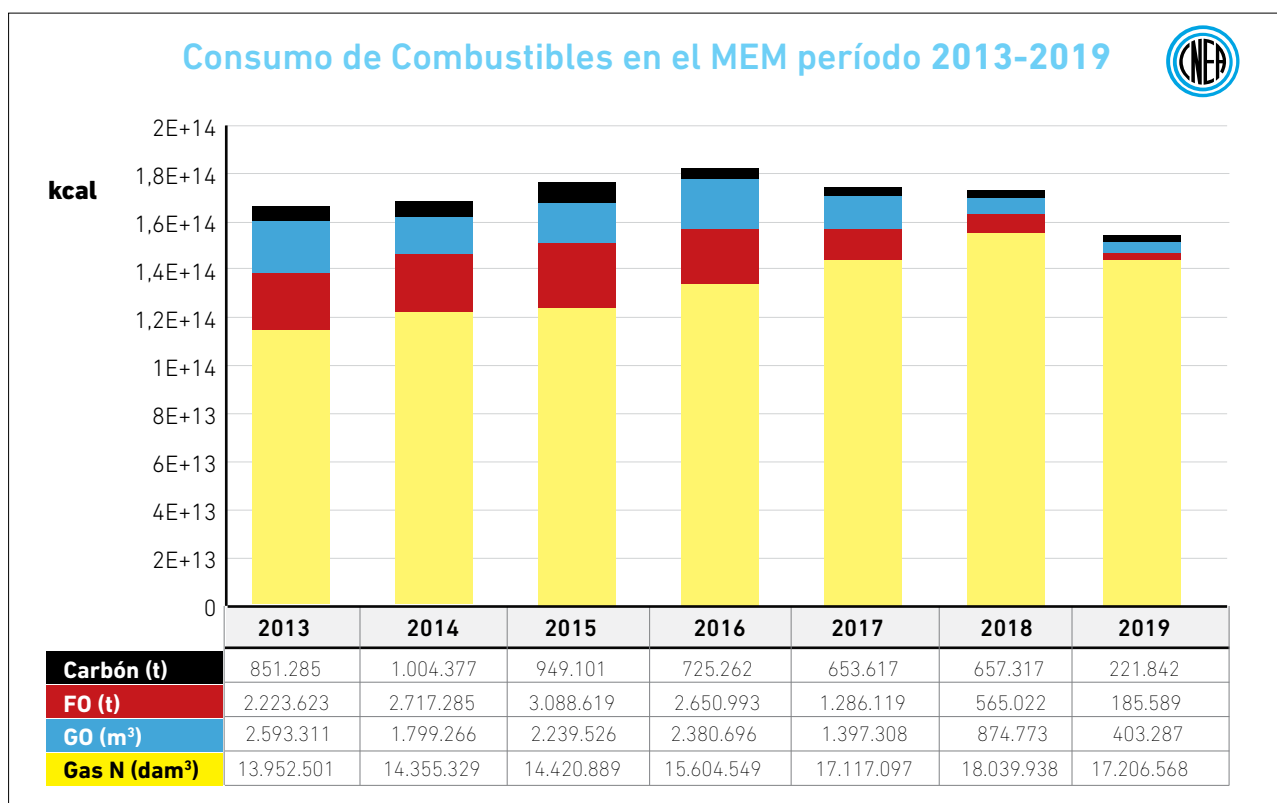
A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el año 2019. En el gráfico se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.



En los siguientes dos gráficos se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad a diciembre de 2019 y el acumulado durante el año 2019, en unidades equivalentes de energía, respectivamente.



En el siguiente gráfico se presenta la evolución del consumo de combustibles para el periodo 2013 -2019.

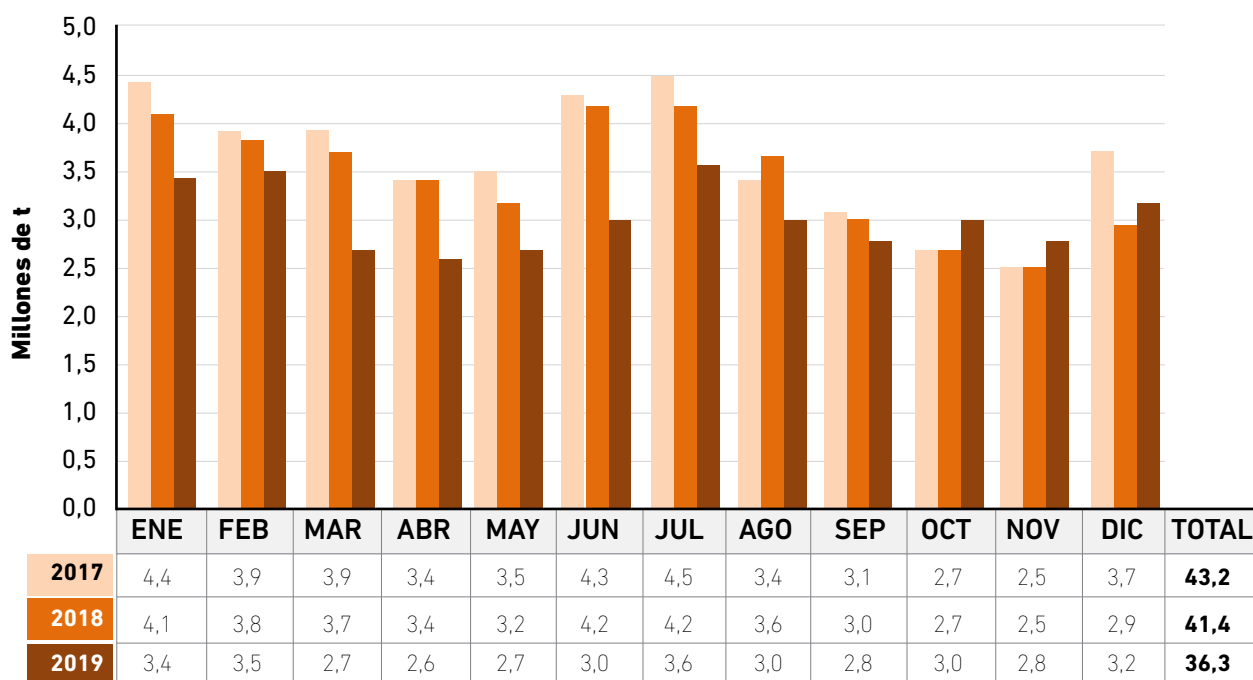


En el gráfico puede observarse la disminución del consumo de combustibles fósiles totales en los tres últimos años en particular y un aumento de la participación del gas natural y la consecuente reducción de combustibles líquidos.

Emisiones de CO₂

Se puede observar en el gráfico que figura a continuación las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM desde el año 2017 a la fecha.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional



Debido a la menor generación térmica y al uso mayoritario de gas natural en los meses corridos del 2019, este semestre disminuyó un 3,6% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior. Cabe destacar que el valor total anual de emisiones disminuyó un 12,3% respecto al 2018.

Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

Durante el año 2019, la producción de gas natural fue de 49,35 mil MMm³, 4,95 % superior respecto al año 2018. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 62,3% promedio de participación.

En el año 2019 comenzó en gran escala la producción no convencional de gas contabilizando 21,2 mil MMm³.

La demanda de los diferentes sectores, para el año 2019, presentó un consumo de 43,41 mil MMm³, representando una caída del 3,8% respecto del 2018.

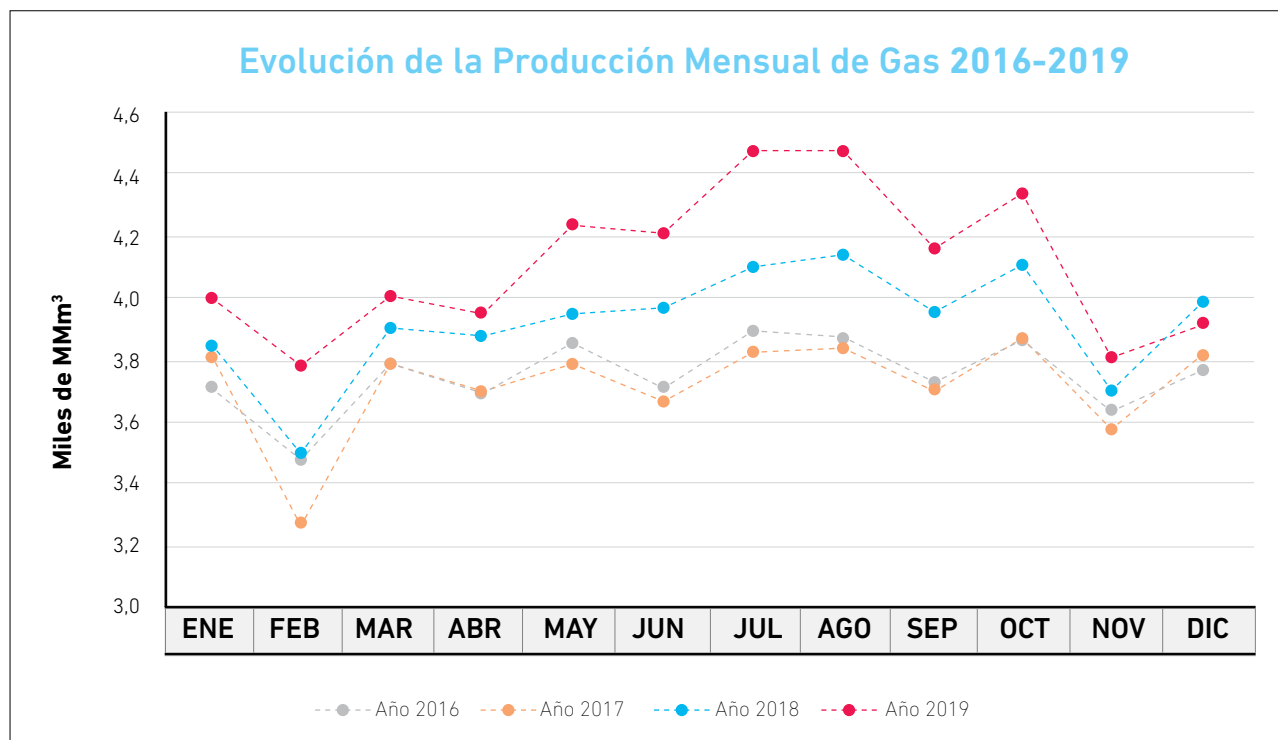
Las importaciones de 2019, representaron un volumen de 6,8 mil MMm³. Siendo un 43% inferior respecto del año 2018. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia.

Las exportaciones registradas durante el año 2019 hasta el mes de diciembre evidencian un volumen de 1,93 mil MMm³ siendo este valor el más alto desde el año 2007.

La producción de nuestro país es tanto onshore como offshore, destacándose la primera sobre la segunda en un 82% y 18% respectivamente en el año 2019. La actividad offshore proviene principalmente de la cuenca Austral.

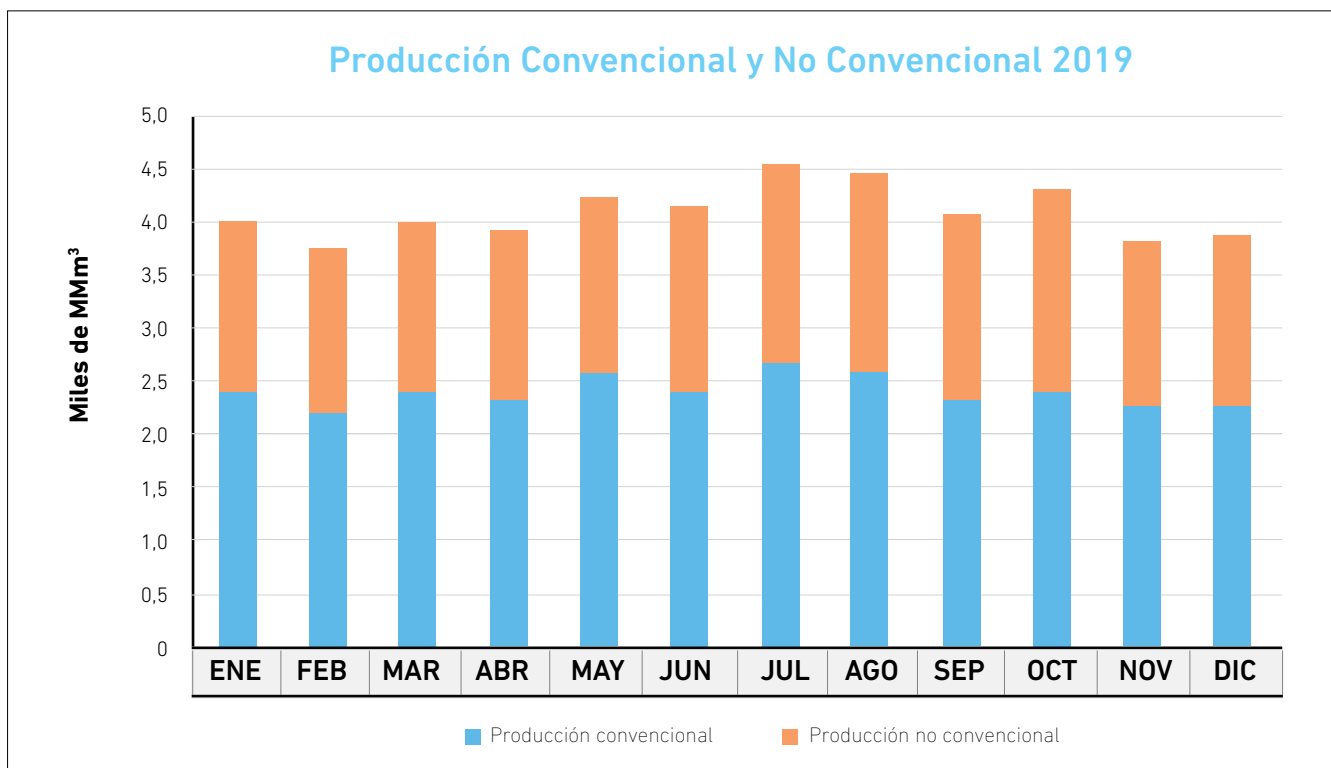
Oferta de Gas

La producción de gas del 2019 arrojó un valor de 49,35 mil MMm³, se observa un incremento del 4,95% respecto del año 2018. En el siguiente gráfico se puede apreciar la evolución mensual de los últimos cuatro años siendo el año 2019 el de mayor valor desde 2010.

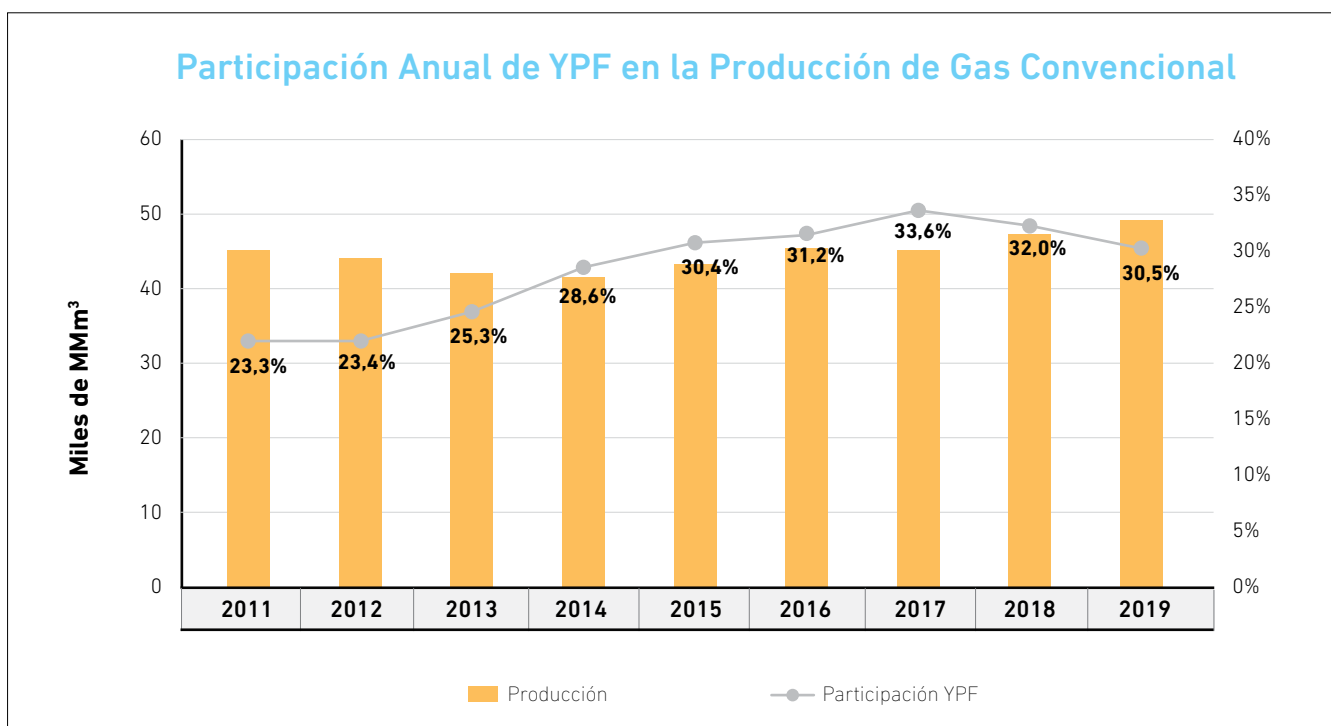


Producción no convencional

Durante el año 2019 aumentó la producción de gas no convencional en el país, representando valores superlativos a los que se tenían durante el año 2018. En el siguiente gráfico se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional para ver la magnitud que la misma representa dentro de la producción total.

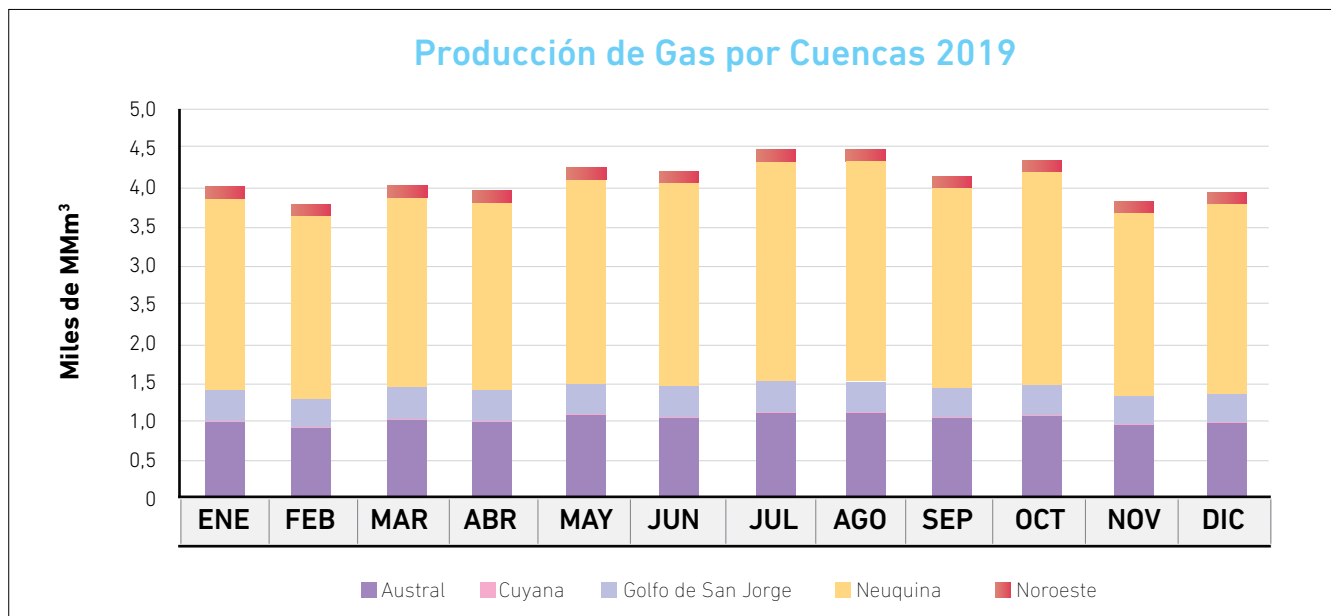


Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012 fecha que se sanciona la Ley N° 26.741 que tiene como objetivo impulsar la actividad, logró durante el 2019 alcanzar el 30,5% de la producción convencional de gas y el 38,1% de gas no convencional. En el siguiente gráfico se puede observar cómo fue la participación de la empresa en los últimos años.



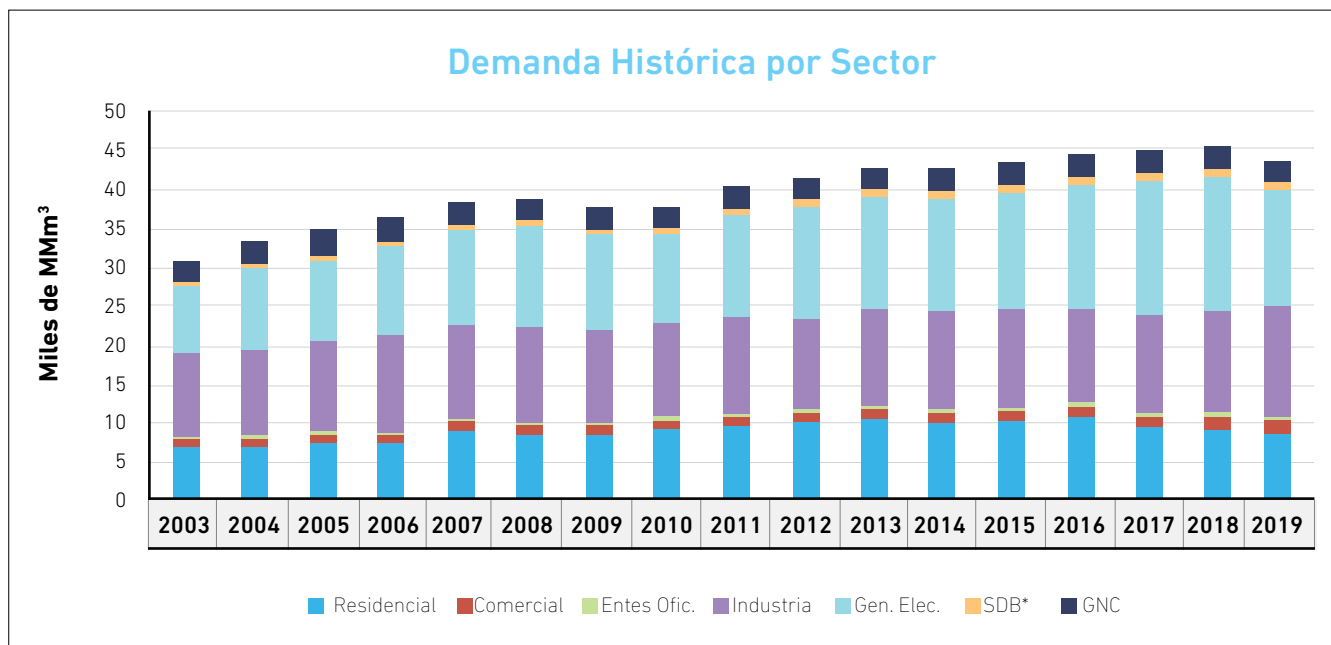
Producción por cuencas

Argentina posee cinco cuencas con capacidad productiva de gas, ellas son las cuencas Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana y Austral. Durante los últimos doce meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.



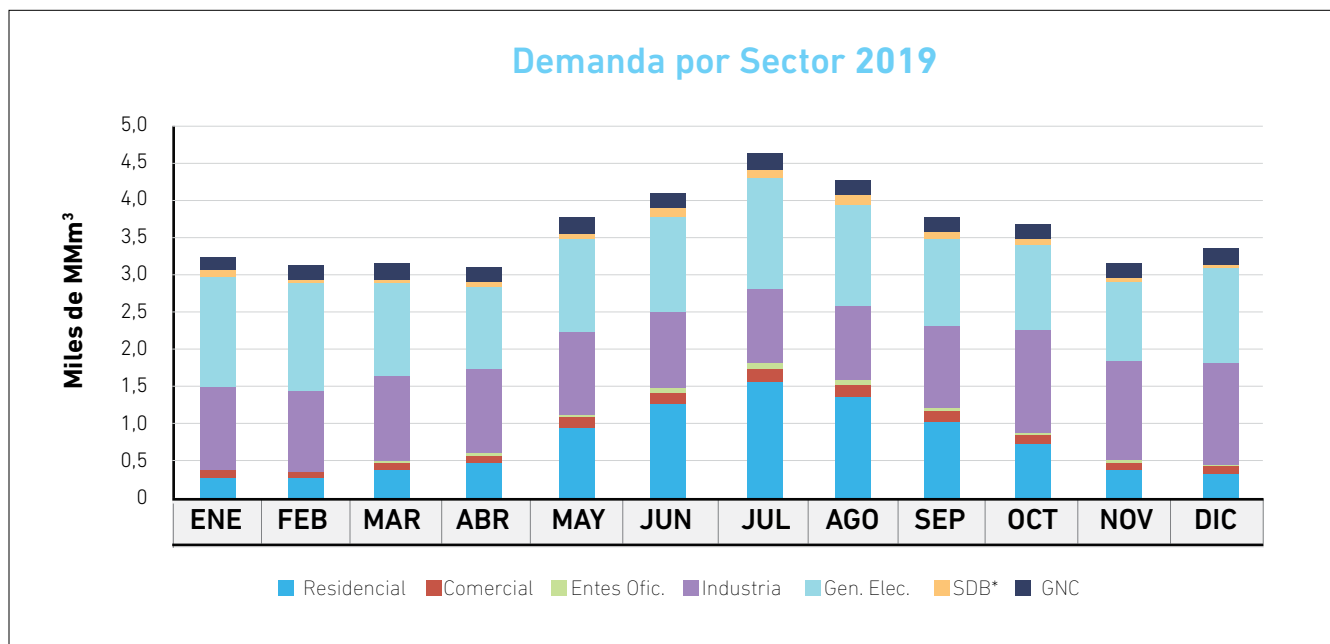
Demanda

La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de Generación Eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y Gas Natural Comprimido (GNC). Respecto de los últimos quince años se observa el siguiente crecimiento de la demanda total.



* Subdistribuidores.

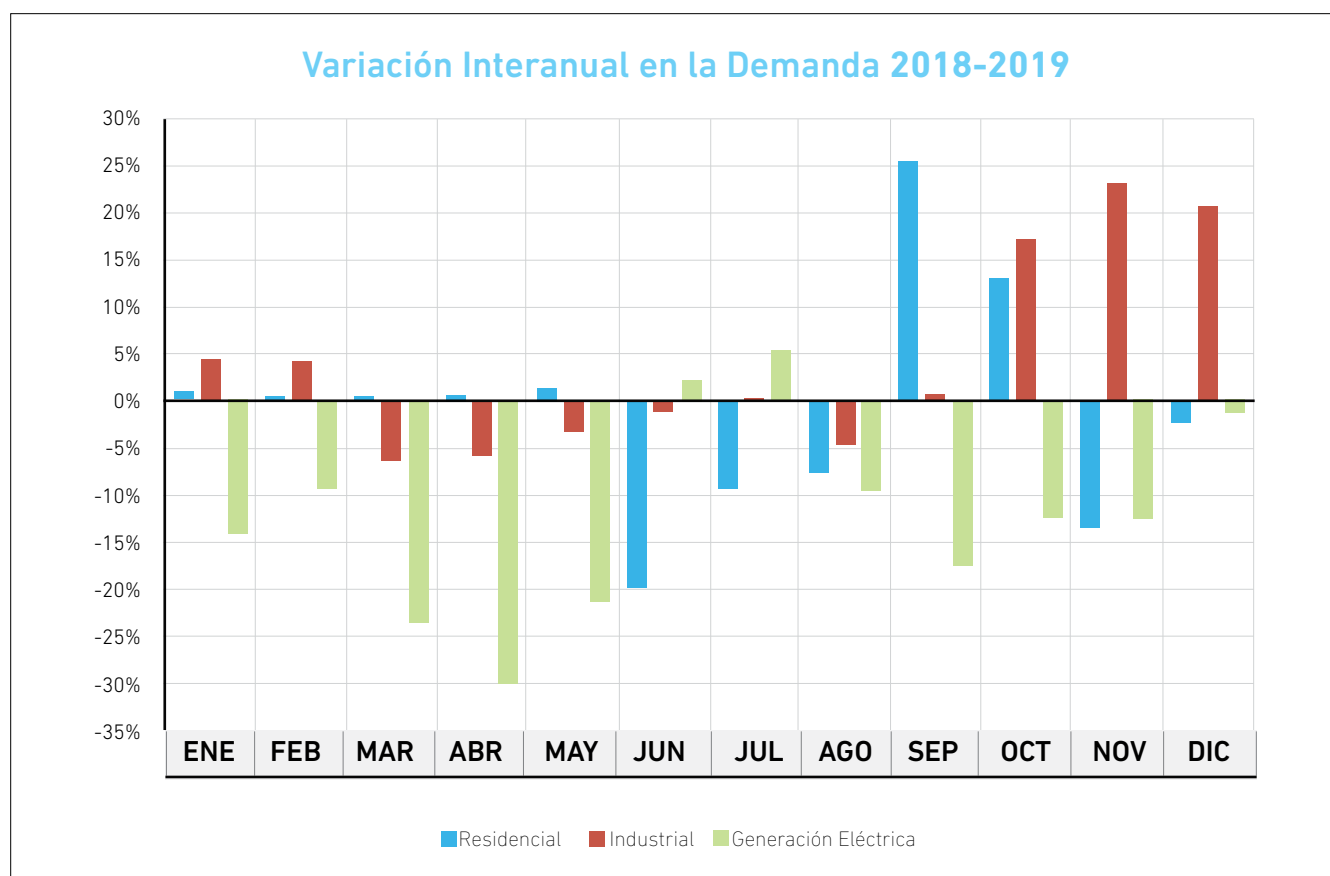
La demanda del año 2019 presenta un acumulado hasta el mes de diciembre de 43,41 mil MMm³, como indica el siguiente gráfico.



* Subdistribuidores.

Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de Generación Eléctrica que representan aproximadamente el 90% del consumo total. En lo que respecta al consumo de gas para generación eléctrica se observa una disminución todos los meses exceptuando el mes de junio.

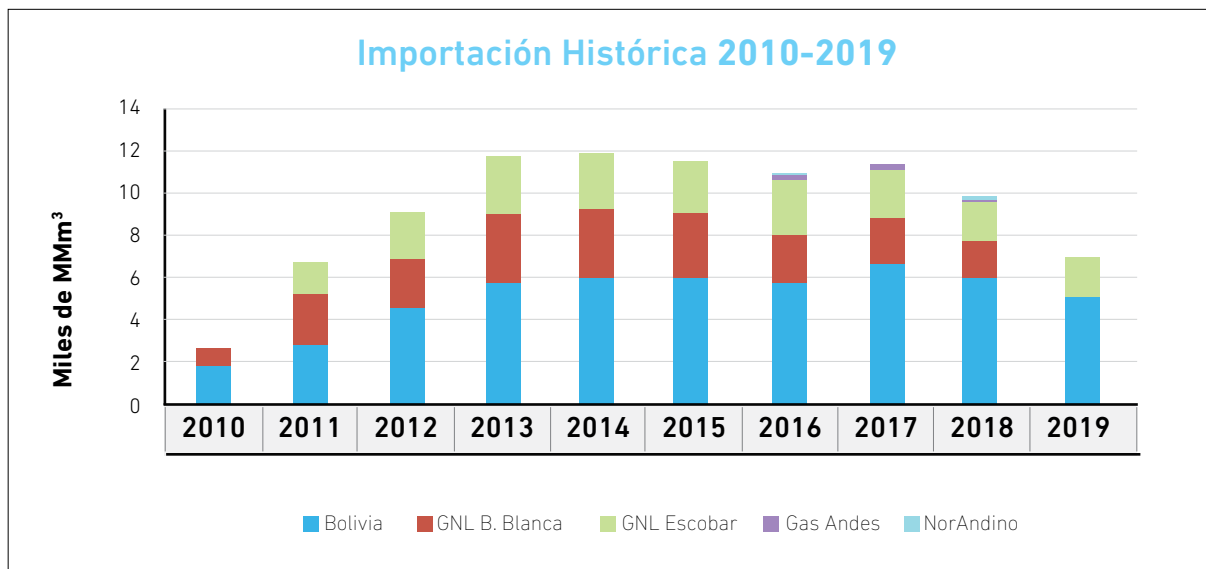
En el siguiente gráfico se puede observar la variación interanual para cada mes que tuvieron los principales sectores de la demanda respecto del año 2018. Se observa del mismo una disminución pronunciada en la demanda de gas natural para energía eléctrica en la mayoría de los meses.



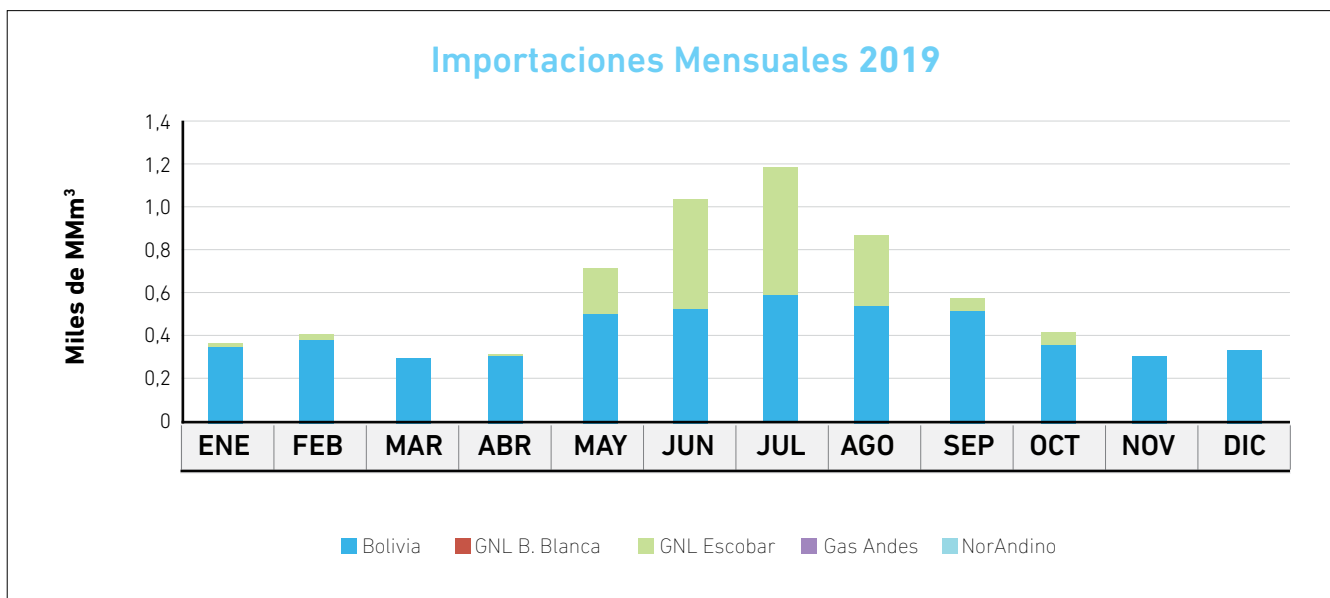
Importación

La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, Gas Natural Licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino.

Desde le año 2010, las importaciones se comportaron en nuestro país de la siguiente manera:



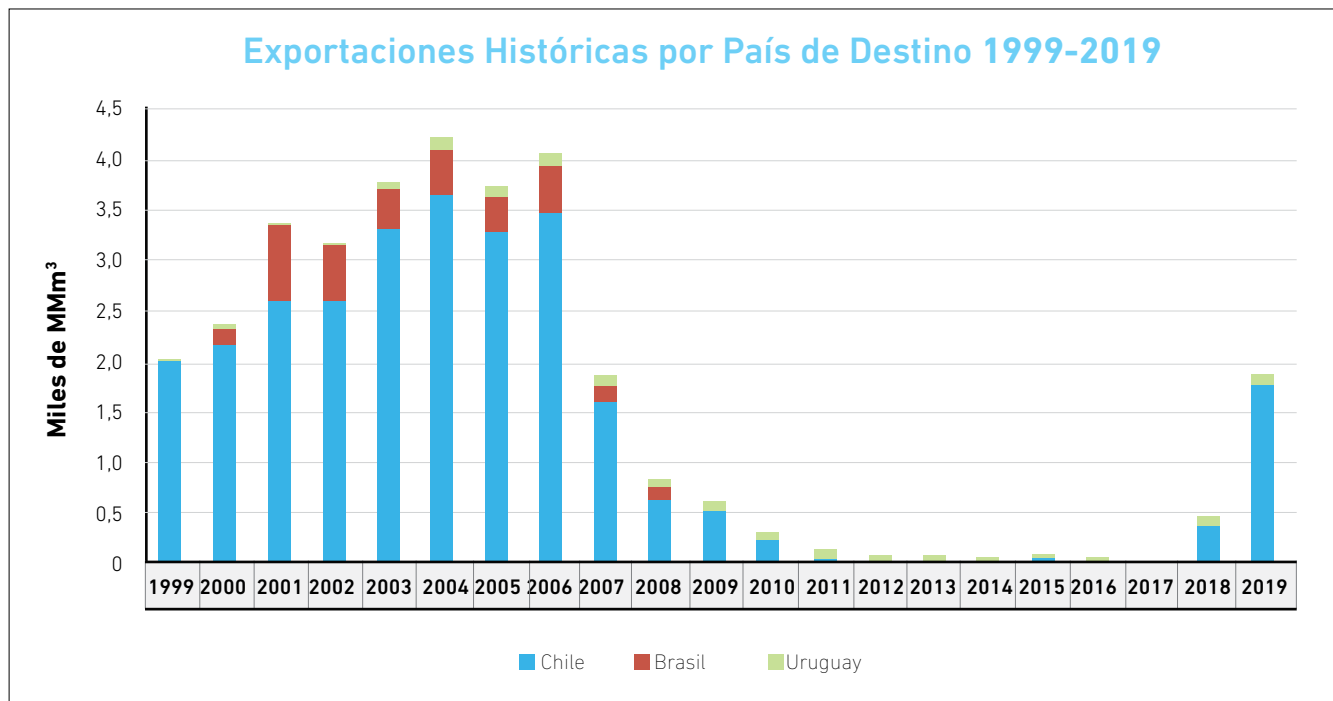
Al finalizar el año 2019 se registró un valor de importación de 6,8 miles de MMm³, siendo este valor el menor registrado desde el año 2011. Como se puede observar en el siguiente gráfico la importación se realizó únicamente desde Bolivia y GNL Escobar, en el resto de los puntos de conexión fue nula.



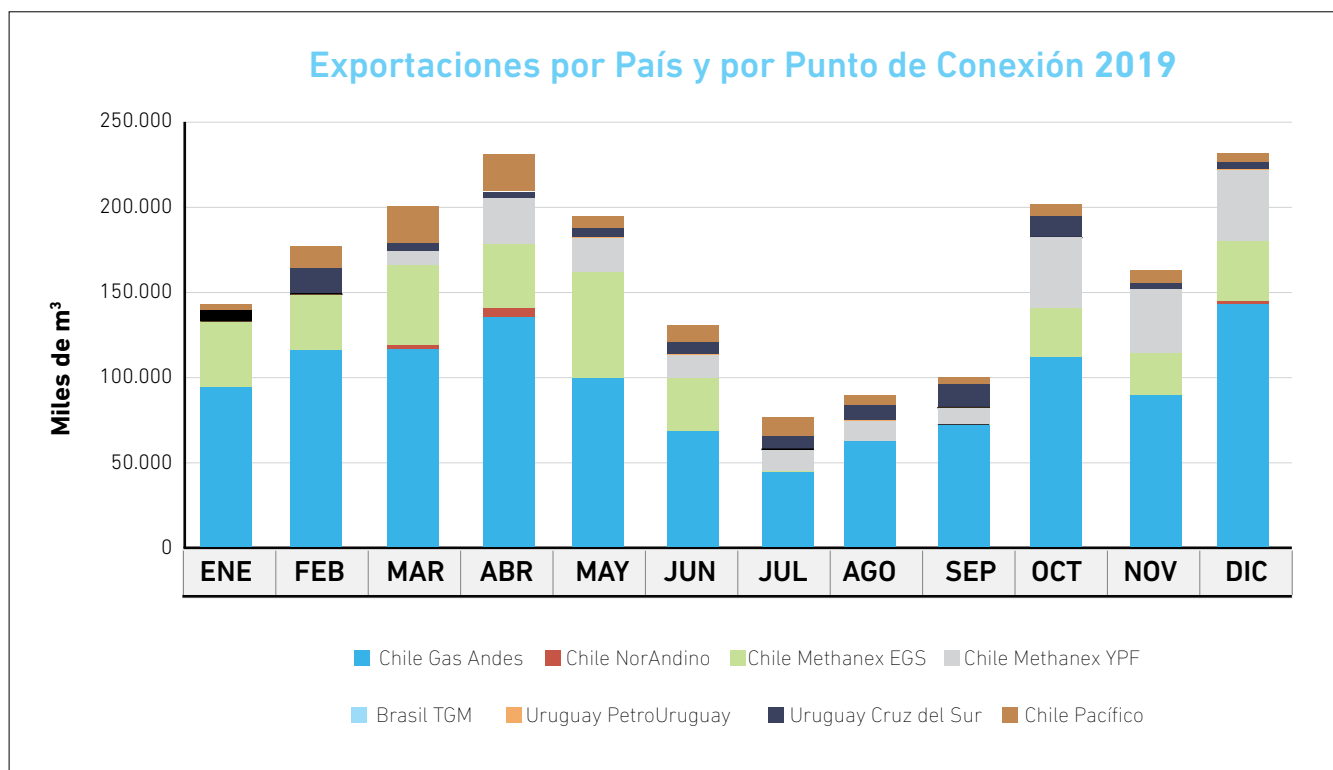
Exportación

Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico de los últimos 20 años presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.

Se destaca el 2019 por el volumen exportado que logra volver a niveles cercanos a los de 2007.



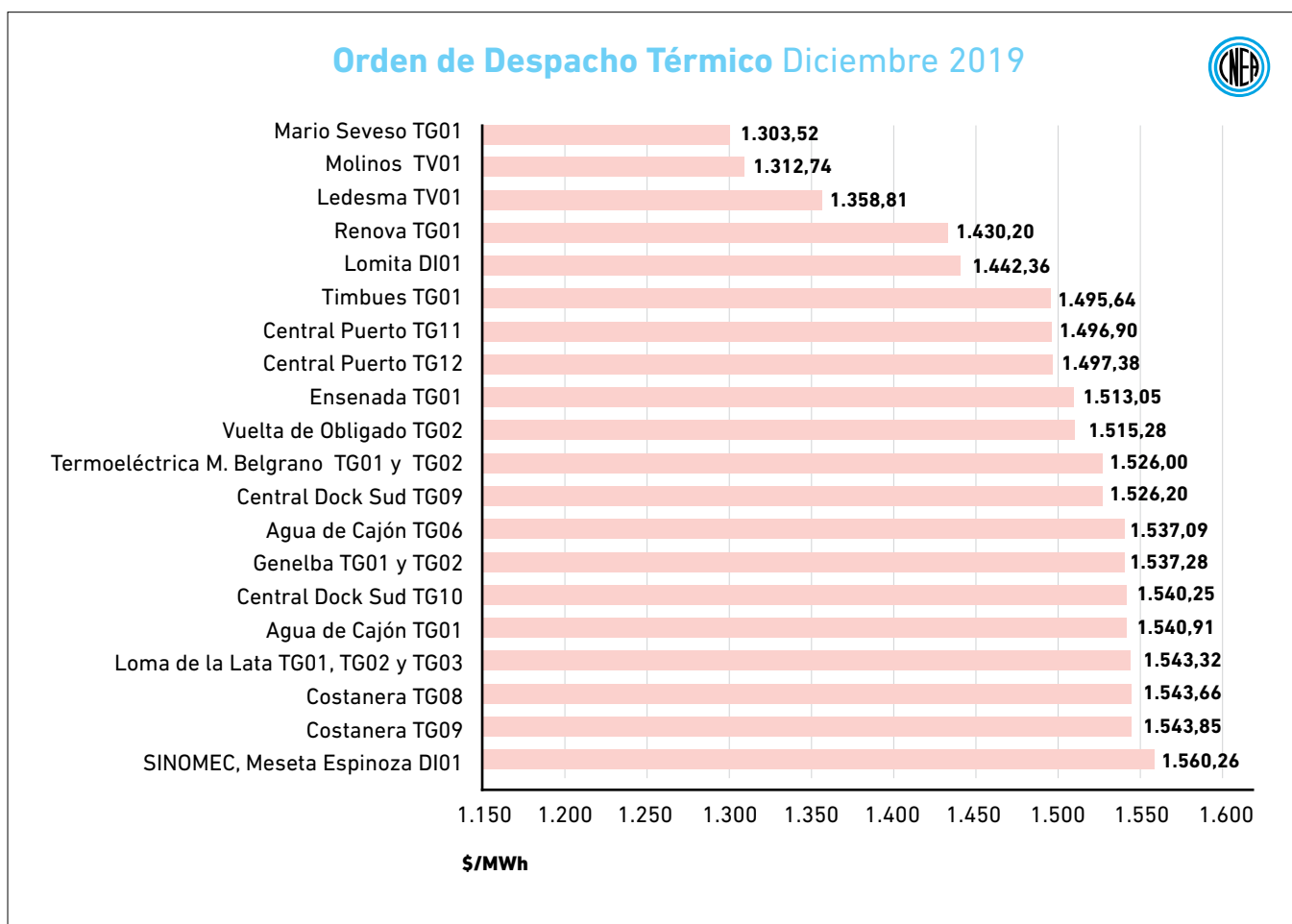
El comportamiento de las exportaciones durante los últimos doce meses, a través de los diferentes puntos de conexión, fue el que se observa a continuación.



Costo Variable de Generación

Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y demás limitaciones operativas. El objeto de ello es abastecer la demanda minimizando el costo de producción sumado al de falla o, de resultar el parque térmico generando sin potencia disponible en reserva, el Costo de la Energía NO Suministrada.

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 31/12/2019 a las 15:00 hs.



Las centrales nucleares, en esta oportunidad, ocupan los siguientes puestos en el orden de despacho mencionado: la central nuclear Embalse, con un costo de 1.610,7 \$/MWh, ocupa el puesto 23; Atucha II (1.619,4\$/MWh) se encuentra en el 25; y Atucha I (1.631,0\$/MWh) está en el 26. Cabe aclarar que estas se encuentran muy bien posicionadas ya que la cantidad total de máquinas térmicas despachadas a esa hora eran 228.

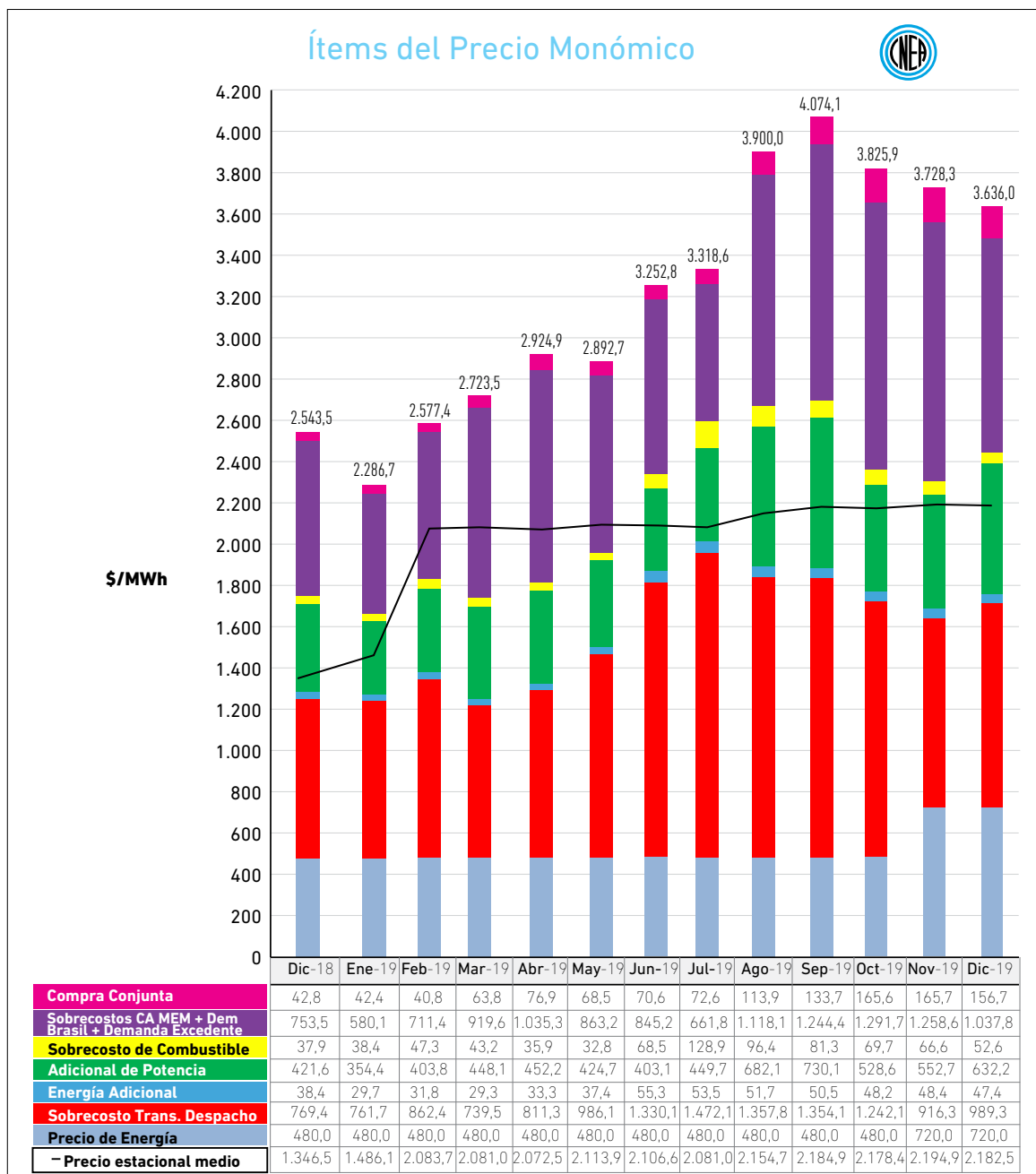
Evolución de los Precios

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 como si las máquinas quemaran solo gas natural. La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconoce como un sobre costo que se adiciona al precio de la energía, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobre costos transitorios de despacho” es un prorrateo de este sobre costo entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio. Estos conceptos junto con el de “Energía Adicional” están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición (“Adicional de Potencia”) componen el “Precio Monómico”.

Otros de los ítems que componen el Precio Monómico son los:

- **“Contratos de Abastecimiento” (CA)** contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.
- **“Compra Conjunta”**, este presenta la incidencia en el total de la energía comercializada por CAMMESA de las compras de energía renovable que esta compañía realiza a cuenta de los usuarios con una demanda mayor a trescientos kilovatios (300 kW).

En el siguiente gráfico se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional durante los últimos 13 meses. Además, se presenta la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo con su consumo.



Balance Energético Nacional

Cada año el sector de Planeamiento Energético, perteneciente al Ministerio de Desarrollo Productivo, se encarga de recolectar la información para la confección de un balance energético del país. Este se divide en oferta, centros de transformación y consumo por formas de energía.

A diciembre del 2019, los últimos balances disponibles son los de los años 2017 y 2018 como se muestra en las figuras a continuación. La primer figura corresponde a energía primaria, y la otra a la energía secundaria.

 Ministerio de Energía y Minería BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2017 - REVISIÓN 0 UNIDADES: miles de TEP		OFERTA							CENTROS DE TRANSFORMACIÓN										CONSUMO FINAL						CONSUMO	
		OFERTA							CENTRALES ELÉCTRICAS		CENTROS DE TRANSFORMACIÓN								CONSUMO FINAL					CONSUMO		
									AUTOPRODUCCIÓN																	
FORMAS DE ENERGÍA		PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	VARIACIÓN DE STOCK	EXPORTACIÓN Y BUNKER	NO APROVECHADO	PÉRDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA	SERVICIO PÚBLICO	AUTOPRODUCCIÓN	PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS	REFINERÍAS	ACEITERAS Y DESTILERÍAS	COQUERÍAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	NO ENERGÉTICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA	TOTAL	
Energía Hidráulica		3.493	-	-	-	-	-35	-	3.459	-3.454	-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Nuclear		-	1.745	-	-	-	-	-	1.745	-1.745	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural de Pozo		39.202	5.493	-	-1	-58	-902	-385	43.348	-	-	-38.780	-	-	-	-	-	-4.568	-	-	-	-	-	-	-	-
Petróleo		24.766	1.117	-78	-1.481	-	-	719	25.043	-	-	-	-	-	-	-	-	-109	-	-	-	-	-	-	-	0
Carbón Mineral		12	1.087	94	-	-	-	-116	1.077	-353	-12	-	-24.933	-	-687	-	-	-	-	-	-	-	-	-	26	26
Leña		833	-	-	-	-	-	-	833	-	-199	-	-	-	-	-421	-	-	-	86	43	-	-	-	86	214
Bagazo		962	-	-	-	-	-	-	962	-	-114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	848	848
Aceites Vegetales		2.664	-	-	-	-	-	-	2.664	-	-	-	-	-2.664	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alcoholes Vegetales		577	-	-	-	-	-	-	577	-	-	-	-	-577	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Eólica		182	-	-	-	-	-	-	182	-53	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129	-	-	129
Energía Solar		1	-	-	-	-	-	-	1	-1	-0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Primarios		386	-	-	-	-	-	-	386	-	-386	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL I		73.078	9.442	16	-1.483	-58	-937	218	80.277	-5.606	-716	-38.780	-24.933	-3.241	-687	-421	-	-4.677	-	86	43	-	129	959	1.217	

PRIMARIA

 Ministerio de Energía y Minería BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2017 - REVISIÓN 0 UNIDADES: miles de TEP		OFERTA							CENTROS DE TRANSFORMACIÓN										CONSUMO						
		OFERTA							CENTROS DE TRANSFORMACIÓN										CONSUMO FINAL						
		PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	VARIACIÓN DE STOCK	EXPORTACIÓN Y BUNKER	NO APROVECHADO	PÉRDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA	CENTRALES ELÉCTRICAS	SERVICIO PÚBLICO	AUTOPRODUCCIÓN	PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS	REFINERÍAS	ACEITERAS Y DESTILERÍAS	COQUERÍAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	NO ENERGÉTICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA
FORMAS DE ENERGÍA		12.523	906	-	-6	-	-1.976	-	11.446	11.255	1.268	-	-	-	-	-	-	-352	-	3.850	2.774	57	81	4.332	11.094
Energía Eléctrica	Gas Distribuido por Redes	35.021	4.025	8	-63	-159	-2.039	-	36.794	-14.330	-2.263	35.021	-	-	-	-	-	-808	-	8.864	1.413	2.118	-	6.998	19.394
Gas de Refinería	Gas Licuado	1.201	-	-	-	-	-	-36	1.165	-	-57	1.201	1.201	-	-	-	-	-1.109	-	-	-	-	-	-	-
Gasolina Natural	Otras Naftas	2.835	-	-39	-980	-	-	-	1.816	-	-	1.730	1.104	-	-	-	-34	-	1.283	214	-	-	89	196	1.782
		917	-	-	-180	-	-	-	737	-	-	917	-737	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		771	98	-7	-488	-	-	-	374	-	-	-	771	-	-	-	-	-	374	-	-	-	-	-	374
		6.675	312	35	-	-	-	-	7.022	-	-	-	6.675	-	-	-	-	-0	-	-	-	7.022	-	-	7.022
		1.516	93	-7	-1.035	-	-	-	567	-	-	-	1.516	-	-	-	-	-	-	13	-	555	-	-	567
		9.937	3.071	9	-120	-	-	-	12.896	-1.204	-67	-	9.937	-	-	-	-	-6	-	-	116	7.669	3.718	116	11.619
		2.933	-	-102	-1.036	-	-	-	1.796	-1.261	-152	-	2.933	-	-	-	-	-330	-	-	7	10	14	21	53
		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
		2.606	152	-6	-95	-	-	-	2.657	-	-	1.112	927	-	21	-	547	-	2.657	-	-	-	-	-	2.657
		103	-	-	-	-	-	-	103	-	-11	-	-	-	103	-	-	-92	-	-	-	-	-	-	-
		582	-	-	-	-	-	-	582	-	-154	-	-	-	-	-	582	-428	-	-	-	-	-	-	-
		1.520	-	-	-	-	-	-	1.520	-	-	-	1.005	-	515	-	-1.189	-	332	-	-	-	-	-	332
		284	-	-	-	-	-	-	284	-	-	-	-	-	-	284	-	-	171	114	-	-	-	-	284
		560	-	-	-	-	-	-14	546	-	-	-	-546	560	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
		2.556	-	-	-1.469	-	-	-43	1.044	-	-	-	-1.044	2.556	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-0
TOTAL II		82.540	8.658	-109	-5.471	-159	-4.015	-93	81.351	-16.794	-2.704	-	-2.327	-	-	-	-1.189	-3.160	3.363	14.180	4.639	17.431	3.902	11.664	55.178
																		-7.837	3.363	14.266	4.682	17.431	4.031	12.623	56.395
		ENERGÍA PRIMARIA + SECUNDARIA																							

 Secretaría de Energía BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2018 - REVISIÓN 2 UNIDADES: miles de TEP		OFERTA							CENTROS DE TRANSFORMACIÓN								CONSUMO FINAL						CONSUMO		
		FORMAS DE ENERGÍA							CENTRALES ELÉCTRICAS		CONSUMO PROPIO						CONSUMO FINAL								
		PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	VARIACIÓN DE STOCK	EXPORTACIÓN Y BUNKER	NO APROVECHADO	PÉRDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA	SERVICIO PÚBLICO	AUTOPRODUCCIÓN	PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS	REFINERÍAS	ACEITERAS Y DESTILERÍAS	COQUERÍAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	NO ENERGÉTICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	TRANSPORTE			AGROPECUARIO
Energía Hidráulica	3.535	-	-	-	-	-35	-	3.500	-3.495	-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Nuclear	-	1.850	-	-	-	-	-	1.850	-1.850	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gas Natural de Pozo	41.318	-	-	-	-182	-941	-	40.196	-	-	-35.729	-	-	-	-	-	-4.467	-	-	-	-	-	-	-	-
Petróleo	25.281	518	-31	-3.028	-	-	694	23.434	-	-	-	-	-	-	-	-	-99	-	-	-	-	-	-	-	0
Carbón Mineral	35	1.201	62	-1	-	-	-118	1.179	-355	-17	-	-23.335	-	-760	-	-	-	-	-	92	46	-	-	46	46
Leña	785	-	-	-	-	-	-	785	-	-138	-	-	-	-	-418	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229
Bagazo	1.068	-	-	-	-	-	-	1.068	-	-114	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	954	954
Aceites Vegetales	2.254	-	-	-	-	-	-	2.254	-	-	-	-2.254	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Alcoholes Vegetales	581	-	-	-	-	-	-	581	-	-	-	-581	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Energía Eólica	250	-	-	-	-	-	-	250	-121	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129	-	-	129
Energía Solar	9	-	-	-	-	-	-	9	-9	-0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Otros Primarios	388	-	-	-	-	-	-	388	-	-388	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL I	75.506	3.568	31	-3.029	-182	-976	576	75.494	-5.831	-663	-35.729	-23.335	-2.835	-760	-418	-	-4.566	-	92	46	-	129	1.091	1.358	

 Secretaría de Energía BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2018 - REVISIÓN 2 UNIDADES: miles de TEP		OFERTA							CENTROS DE TRANSFORMACIÓN										CONSUMO								
									CENTRALES ELÉCTRICAS										CONSUMO FINAL								
									SERVICIO PÚBLICO	AUTOPRODUCCIÓN																	
FORMAS DE ENERGÍA		PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	VARIACIÓN DE STOCK	EXPORTACIÓN Y BUNKER	NO APROVECHADO	PÉRDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA				PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS	REFINERÍAS	ACEITERAS Y DESTILERÍAS	COQUERÍAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	NO ENERGÉTICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA	TOTAL	
Energía Eléctrica	2,623	846	-	-24	-	-2,036	-	-	11,409	11,319	1,303	-	-	-	-	-	-	-	-337	-	3,824	2,758	47	79	4,365	1,072	
Gas Distribuido por Redes	31,433	8,159	-8	-373	-151	-2,221	-	-	36,838	-14,267	-2,300	31,433	-	-	-	-	-	-	-712	-	8,809	1,401	1,992	-	7,357	19,559	
Gas de Refinería	1,263	-	-	-	-	-	-56	1,207	-	-	-57	-	1,263	-	-	-	-	-	-1,150	-	-	-	-	-	-	-	
Gas Licuado	2,934	-	25	-1,246	-	-	-	-	1,713	-	-	1,921	1,013	-	-	-	-	-	-37	-	1,206	201	-	84	184	1,675	
Gasolina Natural	979	-	-	-202	-	-	-	-	777	-	-	979	-777	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Otras Naftas	424	184	-33	-598	-	-	48	24	24	-	-	424	-	-	-	-	-	-	-	24	-	-	-	-	-	24	
Motonaftha Total	5,876	464	48	-1	-	-	-	-	6,387	-	-	-	5,876	-	-	-	-	-	-0	-	-	-	6,387	-	-	6,387	
Kerosene y Aerokerosene	1,544	167	8	-1,111	-	-	-	-	608	-	-	-	1,544	-	-	-	-	-	-	-	11	-	597	-	-	608	
Diesel Oil + Gas Oil	8,555	2,722	-11	-169	-	-	-	-	11,097	-754	-67	-	8,555	-	-	-	-	-	-5	-	-	103	6,778	3,287	103	10,270	
Fuel Oil	1,841	231	12	-1,152	-	-	202	1,135	1,135	-554	-153	-	1,841	-	-	-	-	-	-327	-	-	14	19	27	40	101	
Carbón Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
No Energético	2,777	176	-20	-86	-	-	-	-	2,846	-	-	1,395	780	-	23	-	579	-	-	2,846	-	-	-	-	-	2,846	
Gas de Coquería	114	-	-	-	-	-	-	-	114	-	-11	-	-	-	114	-	-	-103	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gas de Alto Horno	617	-	-	-	-	-	-	-	617	-	-154	-	-	-	-	-	617	-462	-	-	-	-	-	-	-	-	
Coque	1,598	-	-	-	-	-	-	-	1,598	-	-	-	1,028	-	570	-	-	-1,259	-	339	-	-	-	-	-	339	
Carbón de Leña	283	-	-	-	-	-	-	-	283	-	-	-	-	-	-	-	283	-	-	-	170	113	-	-	-	283	
Bioetanol	564	-	-	-	-	-	-25	539	539	-	-	-	-	-	564	-	-	-	-	-	-	-	539	-	-	539	
Biodiesel	2,162	-	-	-1,247	-	-	64	979	979	-	-	-	-	-	2,162	-	-	-	-	-	-	-	979	-	-	979	
TOTAL II		75,586	12,950	21	-6,212	-151	-4,256	233	78,170	-15,575	-2,743	-	-777	-	-	-	-	-1,259	-3,133	3,209	14,020	4,590	17,338	3,476	12,049	54,684	
SECUNDARIA		ENERGÍA PRIMARIA + SECUNDARIA																		-7,699	3,209	14,112	4,636	17,338	3,605	13,140	56,042

BALANCE DE TRANSFORMACIÓN									
INSUMOS	ENERGÍA PRIMARIA	-5.831	-663	-35.729	-23.335	-2.835	-760	-418	-
	ENERGÍA SECUNDARIA	-15.575	-2.743	-	-777	-	-	-	-1.259
	TOTAL	-21.406	-3.405	-35.729	-24.111	-2.835	-760	-418	-1.259
	PRODUCCIÓN	11.319	1.303	35.728	22.323	2.726	707	283	1.196
	PÉRDIDAS	10.087	2.102	0	1.788	109	53	135	63



27/07/2019

“La energía nuclear no compite con renovables, es complementaria”, asegura el Director General de OIEA

Rafael Grossi, nuevo Director General del Organismo Internacional de Energía Atómica de Naciones Unidas (OIEA), defiende la importancia de la energía nuclear en una entrevista concedida a EFE.

El actual director de OIEA, Rafael Grossi, ha afirmado con motivo de su visita a la Cumbre del Clima celebrada en Madrid (COP25) que la nuclear “no compite con las renovables”, sino que es “complementaria” y “parte de la solución” al cambio climático. Si bien OIEA “no es un ‘lobby’ nuclear”, está “claro” y es un “hecho científico”, ha asegurado, que la energía nuclear tiene “bajísimos” niveles de emisiones de gases de efecto invernadero.

En su opinión, se trata de una fuente de energía “que contribuye obviamente a la descarbonización de la economía de los países que la tienen dentro de su mix [energético]”. Además, “no es un dato ideológico, es un dato científico. Y por eso pienso, como nuevo director general, que la voz de OIEA tiene que ser escuchada”, ha asegurado Grossi.

Su trascendencia es tal, ha insistido, que para los países que ahora cuentan con un componente importante de energía nuclear sería “prácticamente imposible” cumplir con el Acuerdo de París si renunciaran a ella y pasaran a las fuentes fósiles. “Se ha visto que en aquellos países que va bajando el aporte nuclear

las emisiones van subiendo, es matemático”, ha argumentado. La energía nuclear equivale anualmente, ha asegurado, a retirar 400 millones de automóviles de la circulación.

En cuanto a las renovables ha comentado que son fuentes de energía “intrínsecamente intermitentes” por sus características, pues, por ejemplo, el viento no sopla todos los días, y su acumulación es “compleja”. Sin embargo, ha proseguido Grossi, la energía nuclear provee una aportación a las redes constante, los 365 días del año sin parar, lo que ofrece seguridad energética, algo muy valorado por las economías.

Ante la pregunta de si se trata de una energía segura, el director general de OIEA ha respondido con contundencia: “Por supuesto que lo es, el récord de seguridad de la energía nuclear es altísimo”. En referencia a la construcción de nuevos reactores, Grossi ha comentado que en los últimos cinco años se han agregado 37 nuevas unidades a la red y hay más de 40 en construcción.

Fuente: *Foro nuclear.*

YPF perforó el pozo más largo de Vaca Muerta

Se trata de un pozo en el área Bandurria Sur, que YPF opera junto a su socio Schlumberger para la producción de shale oil, que con 3.890 metros de rama lateral se convirtió en el más largo de Vaca Muerta.

La petrolera YPF terminó de perforar el pozo más largo de los realizados hasta el momento en la formación de Vaca Muerta, con una extensión horizontal de 3.890 metros en el área Bandurria Sur, y en breve tiene previsto finalizar otro más amplio en el área Loma Campana.

El nuevo hito se enmarca en la carrera de las petroleras por mejorar la competitividad de sus pozos, que ya evidencian un nivel de operatividad similar a las formaciones Permian o Eagle Ford, en Estados Unidos, señalaron fuentes de la compañía.

Se trata de un pozo en el área Bandurria Sur, que YPF opera junto a su socio Schlumberger para la producción de shale oil, que con 3.890 metros de rama lateral se convirtió en el más largo de Vaca Muerta.

La anterior marca máxima fue alcanzada en diciembre del año 2018 por ExxonMobil, con una extensión de 3.346 metros de largo horizontal en el área de los Toldos Sur 1.

“Realmente es un gusto trabajar con un socio como Schlumberger que pone la mejor tecnología a disposición del proyecto y un equipo muy profesional”, expresó el vicepresidente ejecutivo de Upstream, Pablo Bizzotto, al referirse al logro de la compañía estatal que en el nuevo gobierno tendrá la presidencia del economista Guillermo Nielsen.

Fuente: *Télam*.

Rolls-Royce ve SMR en la red del Reino Unido para 2029

Paul Stein, director de tecnología de Rolls-Royce, dijo a la BBC que la empresa de ingeniería británica tiene el 2029 como objetivo para la puesta en servicio de pequeños reactores modulares (SMRs) en el Reino Unido. La ambición es parte del objetivo del país de alcanzar el cero neto de emisiones de GEI para 2050, inicialmente utilizando antiguos sitios de energía nuclear en Cumbria y Gales.

Rolls-Royce lidera un consorcio para su proyecto de SMRs, que comprende Assystem, Atkins, BAM Nuttall, Laing O'Rourke, National Nuclear Laboratory, Nuclear AMRC, Rolls-Royce, Wood y The Welding Institute.

En una entrevista Stein dijo: “Nuestro plan es obtener energía en la red en 2029. Los sitios obvios para ponerlos son lo que llamamos sitios brownfeld, donde estemos manteniendo estaciones de energía nuclear desmanteladas o

retiradas de servicio. Hay dos sitios en Gales y uno en el noroeste de Inglaterra. Eventualmente en el Reino Unido estaremos desplegando de 10 a 15. Además, estamos en vista de un significativo mercado de exportación. De hecho, la estimación actual para el mercado de exportación de SMR es de 250 mil millones de libras (328 mil millones de dólares), por lo que esta podría ser una gran industria”.

“El consorcio calcula que puede obtener el costo de una estación de energía nuclear que produce 440 MW a aproximadamente 1.750 millones de libras, lo que significa poder vender electricidad a menos de 60 libras/MWh”.

En noviembre del 2019, UK Research and Innovation (UKRI) anunció que proporcionaría sus fondos iniciales al consorcio, a lo que Stein anunció que ya habría recibido cartas de intención de gobiernos extranjeros y firmas de capital privado. UKRI dijo que una inversión conjunta pública y privada de 36 millones de libras, junto con una inversión de 18 millones de libras del Fondo de Desafío de la Estrategia Industrial, permitirá al consorcio desarrollar aún más su diseño.

Además, Stein informó: “El gobierno del Reino Unido ha indicado que aportará algo, menos de la mitad, del dinero, y los propios miembros del consorcio están tan convencidos de que este es un negocio sólido que estamos invirtiendo nuestro propio dinero”. “Y el capital privado, que no tiende a invertir en cosas por simple capricho, se ha acercado a nosotros y ya tenemos cartas de intención de su parte. Esto representa un montón de trabajos para el Reino Unido. Hemos calculado 40.000 empleos, dado el mercado interno y las exportaciones, alrededor de todo el Reino Unido, reutilizando algunas áreas industriales y reviviendo partes de nuestra industria nuclear”.

El consorcio ha adoptado un enfoque bastante diferente a los “enfoques de proyectos basados en la ciencia” de algunos de sus competidores en SMR, dijo.

“Nuestro deseo no ha sido crear un nuevo reactor nuclear. De hecho, el diseño del reactor nuclear es uno que hemos estado utilizando durante muchos años en las centrales nucleares de todo el mundo. Ha sido un enfoque incesante en el costo y es la primera vez que se hace esto: echar un vistazo a todo el diseño de una central de generación eléctrica y no solo a la isla nuclear, también a las otras partes de la central eléctrica, y la construcción de ingeniería civil, y el tiempo desde el comienzo hasta el final. Y creo que es la primera vez que un consorcio industrial se ha centrado en reducir el costo de la electricidad para el consumidor y llegó justo en el momento adecuado, con crecientes preocupaciones sobre el cambio climático”.

El consorcio está “seguro de que las matemáticas son correctas” porque ha llevado el diseño correctamente a través de un proceso de acreditación del Tesoro, según dijo, y la Real Academia de Ingeniería ha examinado atentamente sus cálculos.

Stein también menciona: “En todo caso, es casi el punto de partida de lo que será el costo de la electricidad”. “Nuestra intención es reducir el costo por debajo de 60 libras/MWh. Todavía no estamos haciendo promesas al respecto, por otro lado, en lugar de ser un gran proyecto de construcción civil, donde la historia muestra que los costos aumentan con el tiempo, es un proceso de fabricación avanzado en el que el mundo actual es bueno haciendo, lo que reduce los costos cuando el proceso es estable”.

Fuente: *World Nuclear News*.

La tragedia del experimento energético de Alemania

El país se está moviendo más allá de la energía nuclear. ¿Pero a qué costo?

¿Acaso son irracionales los alemanes? Steven Pinker parece pensar que sí. Pinker, un profesor y psicólogo de Harvard, declaró recientemente a la revista de noticias Der Spiegel que si la humanidad quería detener el cambio climático sin frenar también el crecimiento económico, el mundo necesitaba más energía nuclear, no menos.

La decisión de Alemania de abandonar la energía nuclear era “paranoica”, admitió. Ciertamente, mi país ha emprendido un experimento singular. El gobierno de Merkel ha decidido eliminar gradualmente tanto la energía nuclear como las plantas a carbón. Está programado que el último reactor alemán deje de operar para fines de 2022, y la última planta a carbón, para 2038.

Al mismo tiempo, el gobierno ha alentado la compra de autos eléctricos amigables con el clima —incrementando la demanda de energía eléctrica. Y a pesar de los esfuerzos por ahorrar energía en las últimas décadas, el consumo de energía de Alemania ha crecido 10% desde 1990.

Los escépticos temen que el país esté en una senda peligrosa. Podría no haber suficientes fuentes de energía renovable disponibles a tiempo para compensar la pérdida de energía fósil y nuclear. Aunque las energías renovables representan alrededor del 40 por ciento del suministro eléctrico de Alemania, hay límites a una mayor expansión, más por motivos políticos que tecnológicos.

En algunas zonas rurales de Alemania, la gente está harta de los siempre crecientes “parques eólicos”; más ciudadanos se están manifestando contra turbinas eólicas nuevas —y a menudo más altas— en sus barrios. Y hay una creciente resistencia a los nuevos medios necesarios para llevar electricidad de las costas a los centros industriales.

De acuerdo con los cálculos oficiales, se requieren cerca de seis mil kilómetros de cables de alta tensión nuevos para hacer que funcione la “Energiewende”, o la revolución energética. Para el final de 2018, sólo se habían construido 150 kilómetros.

El plan arriesga más que un déficit en el suministro. También podría evitar que el país lidie con el cambio climático. Al cerrar las plantas nucleares más rápido que las de carbón, Alemania podría relegarse a sí mismo a la dependencia de combustibles fósiles, y a todo el daño que provocan al clima, durante más tiempo del necesario.

Sin embargo, perdura la oposición de los alemanes a la energía nuclear: el 60 por ciento de ellos quiere deshacerse de ella tan pronto como sea posible. Tras el accidente nuclear en la planta nuclear de Fukushima, en Japón, en 2011, la Canciller Angela Merkel ordenó el “Atomausstieg”, la salida de la energía nuclear de una vez por todas. Sin embargo, ¿qué hay sobre las consecuencias casi seguramente catastróficas del segundo mal: el cambio climático intensificado por las plantas a carbón?

Merkel reconoció recientemente que “el cambio climático está sucediendo más rápido de lo que habíamos creído hace un par de años”. Al mismo tiempo, tuvo que admitir que Alemania estaba luchando para cumplir las promesas del acuerdo climático de París.

Uno podría argumentar que el conocimiento sobre la gravedad del cambio climático se ha profundizado desde 2011 y que los países deberían hacer todo lo posible para alejarse de los combustibles fósiles sin embargo no hay señal de que Merkel, quien tiene un doctorado

en física, pueda cambiar de opinión respecto a eliminar la energía nuclear.

Un regreso a la energía nuclear parece ser totalmente inconcebible para el Partido Verde, el probable futuro compañero de coalición de los demócratas cristianos de Merkel. Los Verdes tienen sus raíces en el movimiento antinuclear de inicios de los 80: la resistencia a la energía nuclear está en el ADN del partido. Pero también lo está la lucha contra el cambio climático.

Cuando se le preguntó en televisión nacional a Annalena Baerbock, la colíder del partido, si el país debería conservar la energía nuclear más tiempo para permitir un cierre más rápido de las plantas a carbón, rechazó la idea. "Nadie en este país quiere desechos nucleares sepultados en el jardín de su vecino", afirmó.

La tragedia sobre el experimento energético de Alemania es que la actitud antinuclear casi religiosa del país no deja espacio para avances tecnológicos. Científicos en EE.UU., Rusia y China creen que es posible operar plantas nucleares con desechos radiactivos —lo que podría resolver el problema de cómo almacenar elementos

de combustible usados, uno de los principales argumentos en contra de la energía nuclear.

Ciertamente, estos llamados reactores de reproducción rápida también tienen sus peligros. Pero mientras hacemos la transición a un suministro de energía totalmente renovable, ¿acaso no serían una mejor alternativa a las plantas de carbón o gas?

Al cerrar todo su sector nuclear apresuradamente, Alemania pierde más oportunidades que riesgos. Renuncia a la capacidad de conectarse a una tecnología que podría resultar ser la más segura y más amigable con el clima que la humanidad jamás haya visto.

Por lo menos, usar las plantas nucleares existentes de Alemania haría que fuera posible un alejamiento veloz de los combustibles fósiles.

¿Acaso es irracional no hacerlo? Tal vez, tal vez no. Pero dejar pasar esta oportunidad podría convertirse en uno de los errores más graves de la era Merkel.

Fuente: Clarín basado en artículo de The New York Times.

26/12/2019

Asunción inauguró obras para disponer del total de la energía que le corresponde de Yacyretá

La obra, que demandó una inversión de US\$ 10 millones, tuvo su acto de inauguración y contó con la presencia del presidente paraguayo, Mario Abdo Benítez, y el director de la Entidad Binacional Yacyretá, Nicanor Duarte Frutos.

Paraguay contará desde el viernes 27 de diciembre con el acceso al 100% de la energía eléctrica que le corresponde, equivalente a 50% de la generación total de la represa binacional Yacyretá, al conectar una nueva línea 500 kV, informó el ente.

Se trata de la habilitación de la estación blindada a gas de la central hidroeléctrica, a través de la posición Línea Paraguaya 2 (LP2), con la Línea de Transmisión de 500 kV hasta la Estación Eléctrica Villa Hayes, propiedad de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE).

Esta adecuación permitirá a Paraguay retirar de la hidroeléctrica el 100% de la energía que por Tratado le corresponde, por lo cual a partir de la potencia nominal de 3.100 MW de la represa, el vecino país tendrá la disponibilidad de utilizar 1.550 MW.

“Esta importante obra representa el inicio del acceso a toda la energía renovable y no contaminante que le corresponde de sus Centrales Hidroeléctricas Binacionales”, resaltó la entidad.

Los trabajos de adecuación de la barra de 500 kV de la Estación del Campo 13 (GIS-SF6) para la LP2 se habían iniciado el 25 de marzo y culminó cumpliendo el cronograma de trabajo de nueve meses, a cargo de la empresa Mitsubishi Corporation, de Japón.

Hasta ahora Paraguay sólo consume 6,3% del 50% de su parte de la represa, puesta en funcionamiento en 1994, por lo que el 93,7% es absorbido por el sistema argentino, en virtud del tratado de construcción que se firmó en 1973.

Fuente: *Télam.*

19/12/2019

Opera la primera central eléctrica nuclear flotante, rechazada por ecologistas

“Akademik Lomonósov” suministrará electricidad en el 2020 para la industria y se espera que sustituya a la central nuclear de Bibilinsk y a la termoeléctrica de Chaún.

La “Akademik Lomonósov”, la primera central eléctrica nuclear flotante, comenzó a generar energía en el puerto de Pevek, en el extremo oriente de Rusia, en medio de fuertes rechazos de movimientos ecologistas.

“El 19 de diciembre de 2019 en la ciudad de Pevek (comarca autónoma de Chukotka) la central eléctrica flotante por primera vez suministró energía a la red aislada Chaún-Bilibinsk de la comarca autónoma de Chukotka”, informó el consorcio estatal ruso Rosenergoatom en un comunicado.

A partir del próximo año la “Akademik Lomonósov” suministrará electricidad ya para la industria y se espera que en el futuro sustituya a la anticuada central nuclear de Bibilinsk y a la termoeléctrica de Chaún.

“Hoy hemos asistido a un acontecimiento histórico: por primera vez los generadores de la ‘Akademik Lomónosov’ fueron conectados a la red”, dijo el director general de Rosenergoatom, Andréi Petrov, al comentar la puesta en funcionamiento de la central nuclear flotante.

La planta flotante, de 144 metros de eslora y 30 de manga, fue remolcada a Pevek desde Múrsbank (noroeste de Rusia) por dos rompehielos, travesía que duró tres semanas, reprodujo la agencia de noticias EFE.

Organizaciones ecologistas han criticado duramente el proyecto, que consideran peligroso para el medio ambiente.

Greenpeace, que no dudó en calificar la “Akademik Lomonósov” de “Chernóbil flotante”, y otros ecologistas, que la han llamado “El Titanic sobre el hielo”, ya propusieron alternativas como las energías hidroeléctrica, solar y eólica, a un proyecto que consideran muy costoso.

“No nos convencen las garantías de seguridad. Aunque tenga menos potencia que una terrestre, puede haber contaminación radiactiva”, comentó Alisher Alímov, experto nuclear de dicha organización.

Fuente: *Télam.*

Artículos Publicados en estos 22 Años



02

Introducción a la regulación de servicios públicos. 1998. Anbinder, G.D
Panorama mundial: energía y medio ambiente. 1998. Goñi, M.

03

Tendencias energéticas: rol de la nucleoelectricidad. 1999. Ruiz Moreno. E. (en base a documentos de OIEA)
Argentina y el calentamiento global. 1999. Rey, F.C.

04

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.

05

El Mercado eléctrico argentino y el invierno. 2000. Rey, F.C.
Energía y ambiente humano. 2000. Notari, C.

06

Uranio levemente enriquecido en Atucha I. 2000. Notari, C. y Rey, F.C.
Tarifas eléctricas Industriales en el Mercosur. 2000. Rey, F.C.

07

¿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.

08

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.

09

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.; Oosterhuis, 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

10

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.

11

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.

12

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.

13

Energía eólica. Teoría y características de instalaciones. 2004. Iannini, R.; Gonzales, J. y Mastrángelo, S.

14

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.

15

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.

16

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.

17

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.

18

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.

19

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.

20

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.

21

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

22

Proyección de la demanda energética para el período 2004-2030 en Argentina empleando el modelo MAED. 2008. Cañadas, V. y Jensen Mariani, S.

23

El agua en las centrales térmicas y nucleares. 2009. Foro nuclear español
Los reactores del futuro. 2009. Foro nuclear español

24

Reactor rápido refrigerado por sodio. 2009. Villanueva. A.

25

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.

26

Los pilares de un programa nuclear. 2010. Jensen Mariani, S.
Reactor rápido refrigerado por gas. 2010. Ramos, R.

27 Yacyretá: energía para el desarrollo binacional. 2011. Cañadas, V. y Rolón, A.

28 La planificación energética en Argentina. 2011. Parera, D. y Torino Aráoz, I.

29 Los planes nucleares después de Fukushima. 2012. Rey, F.C.

30 Planificación nucleoelectrica en CNEA. 2012. Biscarra, A.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y. y Zirulnikow, F.

31 Aplicaciones de la energía nuclear. Desalinización de agua de mar y otros usos industriales acoplados al reactor CAREM. 2013. Conti, C. y Labollita, S.

32 Análisis de los costos nivelados de generación eléctrica en Argentina. 2013. Zirulnikow, F. y Méndez, C.

33 Plan Energético 2014 - 2019. 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.

34 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 nucleoelectrica. 2014. López, L.

35 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.

36 Análisis de adaptación del sistema eléctrico argentino al cambio climático usando el modelo MESSAGE de 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

37

Situación mundial sobre el enriquecimiento de uranio. 2016. World Nuclear Association (WNA)

El Proyecto CAREM: la perseverancia de la industria nuclear. 2016. Turina, L.

38

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.

39

Análisis de los reactores nucleares de potencia en el mundo. 2017. Coppari, N.R. e Iglesia, M.Y.

Análisis de la evolución de los mecanismos de desarrollo limpio en el sector energético. 2017. Jensen Mariani, S. y Rimancus, P.

40

Evolución de la matriz energética Argentina. Jensen Mariani, S., Zamora, A. y Rimancus, P.

Recursos para la gestión de vida en centrales nucleares. Artículo basado en la publicación de OIEA: Resources for Plant Life Management in Nuclear Power Plants

41

La energía nuclear en los Objetivos de Desarrollo Sostenible. 2018. Jensen Mariani, S.; Rimancus, P.; Gómez, F. y Zamora, A.

Evolución de la matriz energética. 2018. Coppari, N. e Iglesia, M.

42

Hidroelectricidad: energía renovable a gran escala y complemento ideal para el desarrollo de otras fuentes renovables. 2018. Perczyk, D., Mascimo, A., Caroff, F. y Mogliati, S.

La Transición Energética de Alemania. 2018. Colace, S.

43

¿Por qué las energías renovables no pueden salvar al planeta? 2019. Schellenberger, M.

Los beneficios fiscales en el programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (RenovAr) 2019. Dalmasso, G., Matarazzo, V. y Monserrat, M. F.

44

La participación de la energía nuclear en los objetivos de desarrollo sostenible a nivel mundial. 2019. Monserrat, M. F., Matarazzo, V., y Dalmasso, G.

La energía nuclear y su relación con las energías renovables variables. 2019. Notari, C.

Extensión de vida de centrales CANDU y despliegue histórico de centrales PHWR en el mundo. 2019. Rimancus, P.

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 2019.

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

