

BOLETÍN ENERGÉTICO 47

1er. Semestre 2021
AÑO XXIV N° 47

Los recursos de uranio en la Argentina



ISSN 1668-1525



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 Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica.
Av. del 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

Colaboraron 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>

Número 47 Junio 2021

ISSN 1668-1525



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

Contenido

Con la energía nuclear no alcanza, pero sin la energía nuclear no se puede: transiciones energéticas en perspectiva I. Baschar.	4
Los recursos de uranio en la Argentina dentro del contexto mundial L. López.	18
“La central se va a construir y podemos adelantar ese proceso” Definiciones de J. L. Antunez.	36
Síntesis Nuclear	39
Demanda de Energía Eléctrica Picos de Potencia	47
Potencia Instalada Potencia instalada por región y por fuentes Incorporaciones previstas	51
Generación de Energía Eléctrica Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles	56
Síntesis de Mercado del Gas Natural	64
Evolución de los Precios	70
Balance Energético Nacional 2020	71
Noticias	74

Editorial

Dentro de un contexto de pandemia mundial producto del virus SARS-COV2, el primer semestre de 2021 trajo algunas noticias positivas en materia de recuperación a nivel país tanto en términos de generación como de demanda eléctrica.

En lo que refiere a demanda neta de energía eléctrica, durante el segundo trimestre del año se evidenciaron fuertes crecimientos en la comparativa con los valores obtenidos el año anterior. Así, abril mostró valores 15% superiores, teniendo en cuenta que abril 2020 fue el primer mes completo luego de instaurarse el Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio (ASPO). En mayo, por su parte, el crecimiento fue de un 14,3%, y en junio de un 11,8%.

Además, en términos de demanda de los Grandes Usuarios, los meses del segundo trimestre se obtuvieron valores 34,4%, 29,8% y 21,6% superiores a los obtenidos en los mismos meses del 2020, respectivamente. Es importante destacar que hacia fines del semestre la demanda de los Grandes Usuarios superó incluso los valores registrados en 2019, es decir, en épocas de pre-pandemia y particularmente la de la Industria superó también la de los años 2018, 2017 y 2016.

Con respecto a la generación nuclear, la central Embalse salió de servicio desde el 1 de abril hasta el 27 de mayo por reprogramación estacional pero, en junio, tanto esta como las centrales Atucha I y Atucha II **funcionaron a plena capacidad, por lo que se alcanzó un record histórico de generación nuclear, de 1.063,9 GWh.** En contraposición, **la generación hidroeléctrica registró valores extremadamente bajos en la comparativa interanual, producto de la sequía que afecta al Río Paraná y que ha desembocado en la peor situación hídrica detectada en el país desde 1944.**

A nivel institucional, es importante destacar el cambio de autoridades de la Comisión Nacional de Energía Atómica durante el primer semestre del año. En este sentido, y mediante el Decreto 360/21 publicado el 4 de junio, la Dra. Adriana Cristina Serquis fue nombrada presidenta de la institución, sucediendo así al Lic. Osvaldo Calzeta Larrieu. Serquis es doctora en Física del Instituto Balseiro y realizó estudios de posgrado en Estados Unidos desde el año 2000, en donde logró dos patentes por sus desarrollos vinculados con materiales superconductores.

En un comunicado interno, la presidenta aseguró que el foco está puesto en recuperar el capital humano de la institución, golpeado durante los últimos años. Además, se avanzará en los proyectos que ya están en marcha, mientras que en las áreas de energía, salud y ambiente se buscará que la institución genere desarrollos que produzcan impacto. En este sentido, aseguró que CNEA “debe recuperar el filo tecnológico,

que es algo que se fue perdiendo con el paso del tiempo”.

Serquis, por otra parte, se refirió al acuerdo con China y la posibilidad de instalar una central tipo CANDU en el país. Según su opinión, “que haya una central CANDU reforzaría los 70 años de tradición y conocimiento tecnológico”.

La flamante presidenta habló también del proyecto CAREM, al cual definió como el proyecto insignia de la CNEA. Al respecto, Serquis dijo que “deberíamos terminarlo en tiempo y forma, y debería ser uno de los objetivos de los próximos años, así como así también el RA-10”. A la hora de definirse sobre el CAREM o el acuerdo con China, la presidenta explicó que es importante apostar a una tecnología para la generación nucleoelectrónica y que, además, se realicen inversiones en proyectos puntuales, como lo son el CAREM y el RA-10.



Dra. Adriana Cristina Serquis

Presidenta de la Comisión Nacional de Energía Atómica
Licenciada en Física (Universidad de Buenos Aires)
y Doctora en Física (Instituto Balseiro). Investigadora Principal del CONICET y profesora titular de la Universidad de Río Negro. Presidenta de la Asociación Argentina de Cristalografía.

Con respecto al RA-10, la principal noticia es el reconocimiento que recibió dicho reactor por parte del Senado Nacional. Es que la Comisión de Ciencia y Tecnología de la Honorable Cámara de Senadores declaró de interés el Proyecto "Diseño, construcción y montaje del Reactor Nuclear Multipropósito RA-10", que la Comisión Nacional de Energía Atómica construye en el Centro Atómico Ezeiza (CAE). Este tendrá un impacto estratégico al asegurar el autoabastecimiento de radioisótopos, al tiempo que proveerá instalaciones para el ensayo de combustible nuclear completando las capacidades que nuestro país posee en cuanto a la producción de dicho suministro.

En materia internacional, durante el primer semestre de 2021 se produjo el ingreso a la red de la central Kakrapar-3, de tipo PHWR y 630 MW de potencia, en India. Además, el 18 de marzo ingresó la central KANUPP-2 en Pakistán: se trata de una unidad PWR de 1.014 MW eléctricos de potencia. Finalmente, el 11 de mayo la central TIANWAN-6, (PWR de 1.000 MW) fue conectada a la red en China.

Por otra parte, comenzó la construcción de las centrales Akkuyu-3, en Turquía, y Changjiang-3, en China. Ambas centrales son de tipo PWR y aportarían a la red 1.114 y 610 MW eléctricos, respectivamente. En lo que respecta a cierres de unidades, el reactor estadounidense Indian Point salió de servicio de modo permanente el 30 de abril.

De esta manera, aun en un mundo afectado por el virus SARS-COV2, Argentina ha mostrado indicios de una recuperación que, se espera, muestre valores aún mejores en el segundo semestre del año. En vistas al futuro, en materia nuclear, la entrada de centrales de generación no solo colaborará en la diversificación de la matriz eléctrica sino que, además, ayudará a cumplir con los compromisos asumidos en materia de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Con la energía nuclear no alcanza, pero **sin la energía nuclear no se puede:** transiciones energéticas en perspectiva

Autor: Isidro Baschar.



La República Argentina ha participado de manera activa e ininterrumpida en las negociaciones internacionales en materia ambiental en general, y en las referidas al cambio climático en particular. A través de la Ley N° 24.295 -sancionada en diciembre de 1993- aprobó la

Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC, por sus siglas en inglés), mediante la Ley N° 25.438 -de junio de 2001- aprobó el Protocolo de Kyoto y, en igual sentido, vía la Ley N° 27.270 -de septiembre de 2016- adoptó el Acuerdo de París.

Como resultado, presentó su Contribución Prevista y Determinada a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés) en el marco de la 22ª Conferencia de las Partes (COP 22) celebrada en noviembre de 2016 en Marruecos. Allí, se comprometió con una meta absoluta para no exceder la emisión neta de 483 millones de toneladas de dióxido de carbono equivalente (MtCO₂e) para el año 2030.

En diciembre de 2020, y en respuesta al llamado de la comunidad internacional a redoblar los esfuerzos nacionales en el marco de la agenda de cambio climático, la Argentina presentó una nueva meta, esta vez mucho más ambiciosa que la original. La misma consiste en reducir el 25,7% de las emisiones respecto de la NDC de 2016. De esta forma, fijó una meta absoluta e incondicional -aplicable a todos los sectores de la economía- que implica no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂e para el año 2030. En este contexto, el país informó que se llevará adelante una transición

centrando los esfuerzos en el fomento de la eficiencia energética, las energías renovables, la puesta en funcionamiento de nuevas centrales nucleares e hidroeléctricas, el impulso de la generación distribuida y el desarrollo de la cadena productiva del hidrógeno.¹

Emisiones de CO₂ en Argentina

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible de la Nación es responsable de la elaboración del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en base a las directrices del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés).²

A continuación, en la Figura 1 se detallan los resultados de la última edición disponible, cuyo análisis comprende el período 1990-2016. Como se puede observar en los gráficos, a la izquierda se ubica el inventario de GEI del período 2016 y, a la derecha, la evolución desde el año 1990 hasta el año 2016.

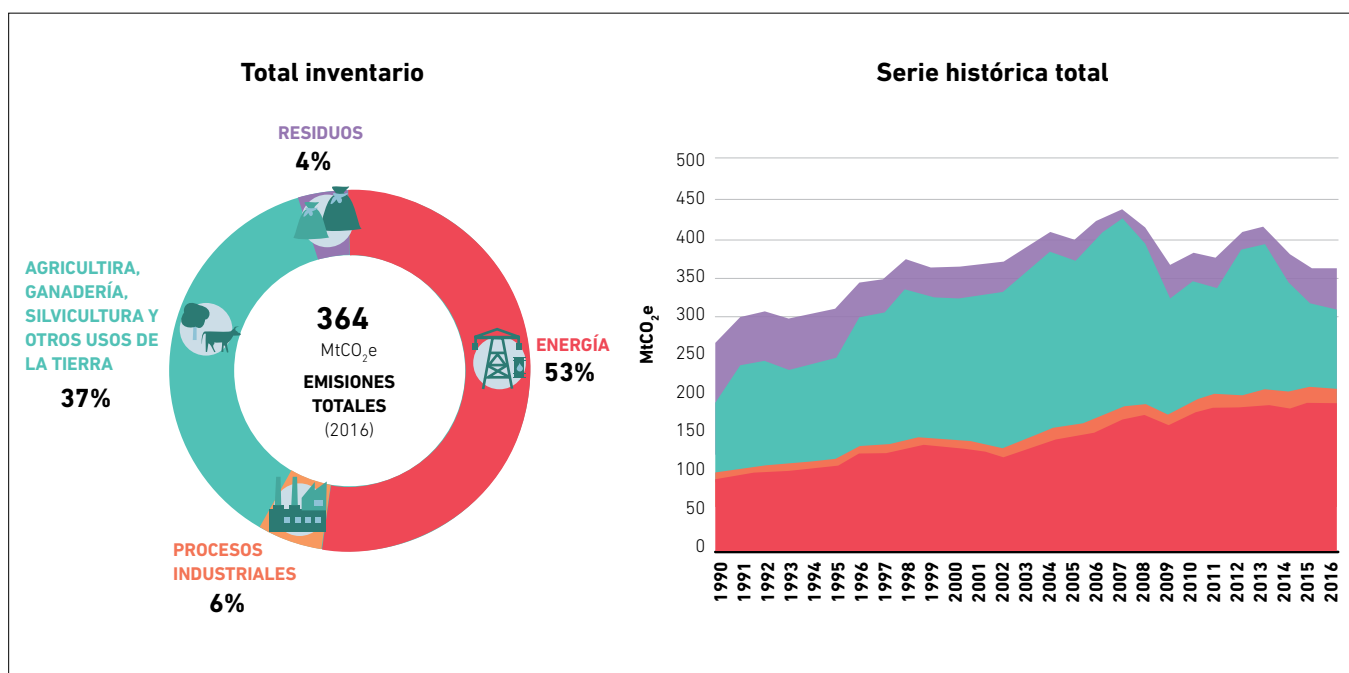


Figura 1: Inventario de Gases de Efecto Invernadero de la República Argentina.

¹ MAyDS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible). 2020. Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina.

² SGaYDS (La Secretaría de Gobierno de Ambiente y Desarrollo Sustentable). 2019. Inventario nacional de gases de efecto invernadero.

De esta forma, se puede apreciar que la industria energética no sólo es la que más GEI genera, sino que, además, es la que mayor tendencia al aumento presenta. Dentro de la industria energética, los aportes más significativos son debido al transporte y a la producción de electricidad, siendo ésta última la de mayor preocupación por su creciente y acelerada proyección.

Caracterización en materia de producción de electricidad en Argentina

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 y conformando el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Así, la capacidad instalada del SADI se puede clasificar en cuatro categorías: térmico fósil, nuclear, hidroeléctrico y renovables (principalmente solar y eólica, aunque no exclusivamente).³ A continuación, en la Figura 2 se presenta la evolución de la última década en lo que refiere a la potencia instalada y la participación de las distintas tecnologías mencionadas precedentemente.⁴

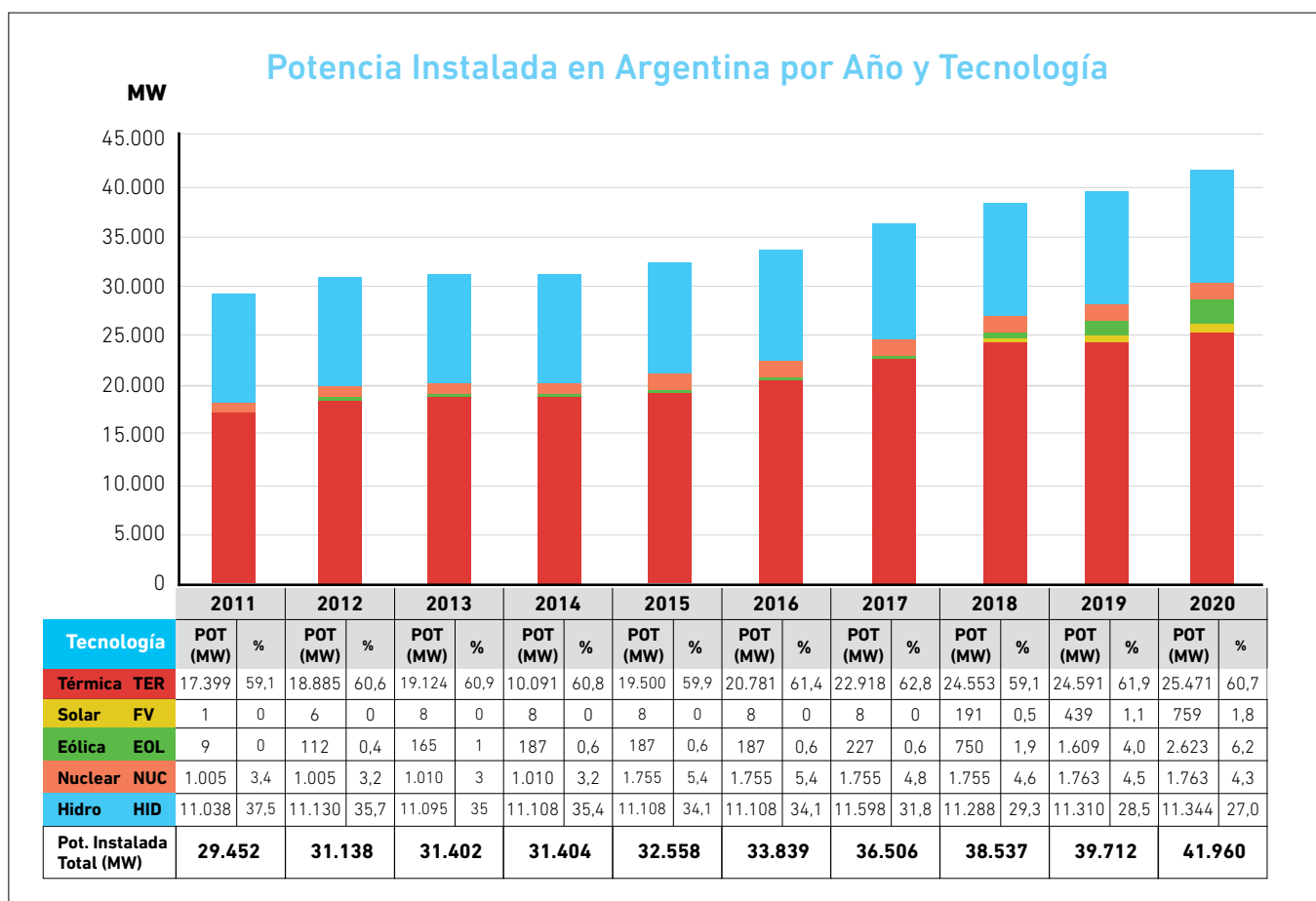


Figura 2: Potencia instalada en Argentina.

³ Según la definición de la Secretaría de Energía de la Nación, los aprovechamientos hidroeléctricos iguales o menores a 50 MW son considerados bajo la categoría renovables. Sin embargo, resulta oportuno destacar que, a los efectos del presente análisis, no se utilizó la definición oficial de forma estricta puesto que se agrupó a la energía hidroeléctrica en una misma categoría, independientemente de la potencia instalada.

⁴ CAMMESA, 2020. Informe Anual del MEM 2020.

De su análisis, se observa un incremento de incorporación de potencia instalada total promedio de los últimos 9 años del orden de los 1.400 MW/año. Pero, si analizamos los últimos cinco años, el promedio de incorporación de potencia fue de unos 1.900 MW/año, alcanzando un total de 9.400 MW. Las tecnologías que

explican este incremento tuvieron la siguiente participación: 5.971 MW térmica (63,3%), 2.436 MW eólica (25,8%), 751 MW solar (8,0%), 236 MW hidroeléctrica (2,5) y 35 MW nuclear (0,4%) -explicado por el Proyecto de Extensión de Vida (PEV) de la Central Nuclear Embalse-. Esto se muestra a continuación en la Figura 3.

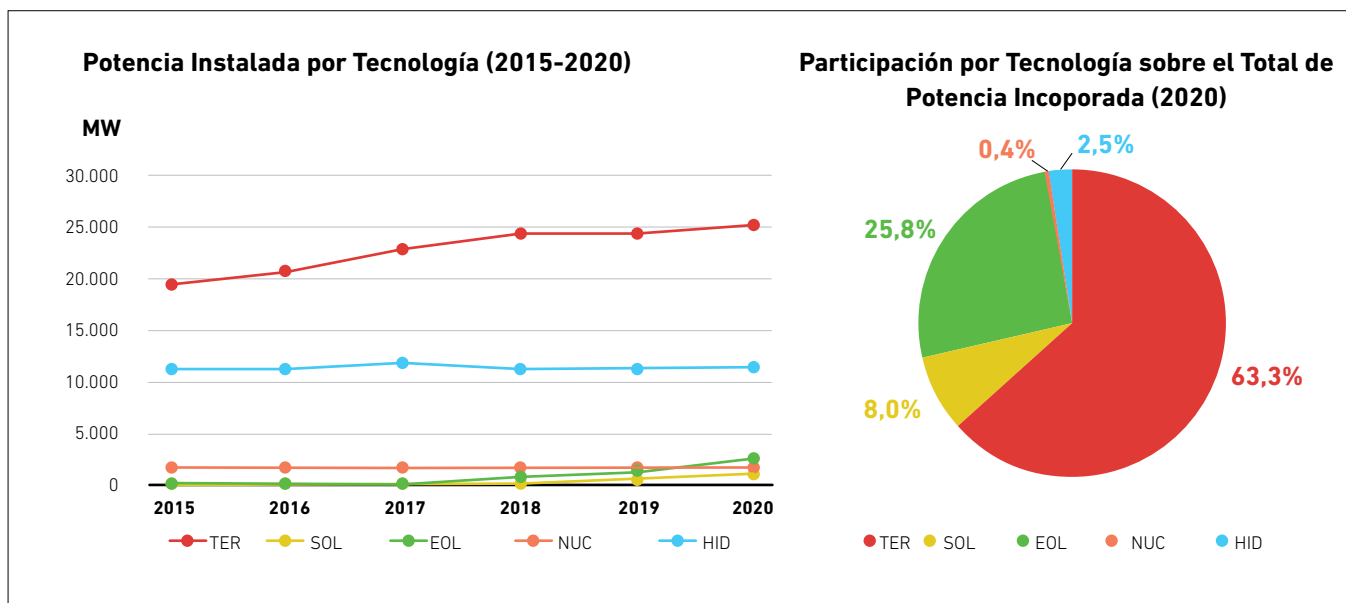


Figura 3: Potencia instalada y participación por tecnología.

El objetivo de todo sistema de suministro de energía eléctrica es el abastecimiento de la demanda de energía, en tiempo real. En la Argentina, esta operatoria se encuentra a cargo de la Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A. (CAMMESA).⁵ Una de las problemáticas actuales que enfrentan estos sistemas es que la energía eléctrica no puede ser almacenada a gran escala de forma eficiente. Esto supone que para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico debe existir una armonía permanente entre la producción y el consumo, es decir, entre la oferta y la demanda. Cualquier desbalance en este equilibrio dinámico, se traduce en un desvío de la frecuencia de la red respecto a su valor nominal, lo que genera inestabilidad que eventualmente debe ser compensada.

Para mitigar esta situación, se utilizan tecnologías térmicas a base de combustibles fósiles o hidroeléctricas de embalse para cumplir una doble función: por un lado, cubrir las horas de mayor demanda (comúnmente llamada "pico") y, por el otro, regular las fluctuaciones de frecuencia de la red, ocasionada principalmente por la intermitencia de las energías renovables, aunque no exclusivamente. Existe otro tipo de máquinas que generan energía a su máxima capacidad y de manera constante: las centrales nucleares o los aprovechamientos hidroeléctricos de pasada (también denominados "de base").

A continuación, en la Figura 4 se incluye un gráfico con la evolución de la energía eléctrica generada anualmente y discriminada por tipo de tecnología:

⁵ CAMMESA, 2020. Informe Anual del MEM 2020.

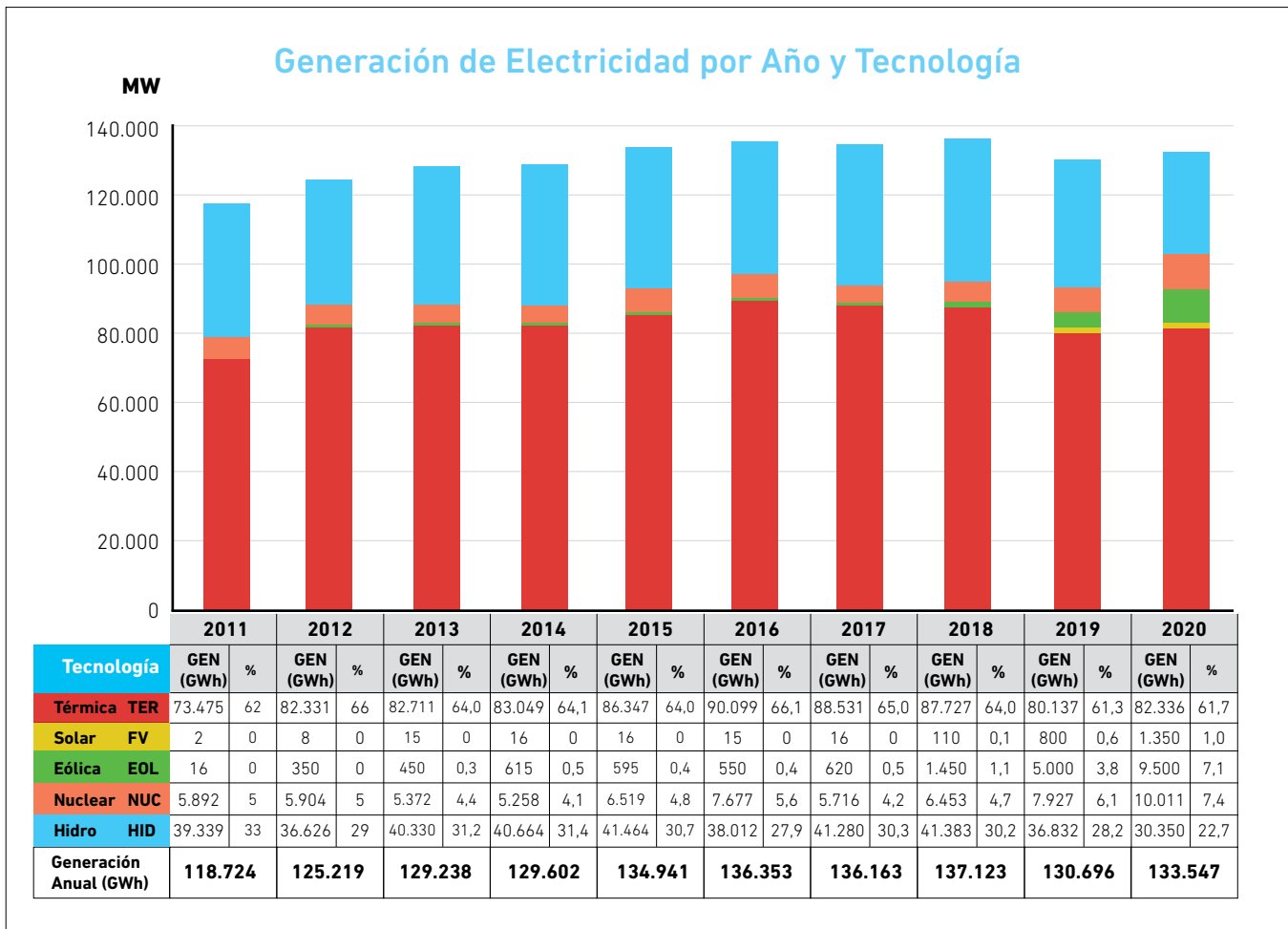


Figura 4: Generación de electricidad por año y tecnología.

Luego de la exitosa finalización del PEV de la Central Nuclear Embalse en 2019, del alto factor de disponibilidad de la Central Nuclear Atucha I “Juan Domingo Perón” a lo largo del 2020 y pese a una parada programada de mantenimiento relativamente prolongada de la Central Nuclear Atucha II “Néstor Carlos Kirchner”, la nucleoelectricidad en Argentina registró un récord histórico de generación en el año 2020, alcanzando los 10.011 GWh. Esta situación redundó en una participación cercana al 7,5% sobre la generación total y ubicó a Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA) como el segundo agente generador del Mercado Eléctrico

Mayorista (MEM) que más energía entregó, luego de la central hidroeléctrica Yacretá-Apipé.

Energías limpias y energías fósiles

Otra categorización de los equipos generadores de electricidad utilizada particularmente luego del Acuerdo de París, es la referida al concepto de energías limpias y energías fósiles. Dentro de las primeras, se encuentran las energías renovables, la hidroeléctrica y la nuclear, mientras que las energías fósiles agrupan las tecnologías que combustionan carbón, gas y diésel -incluyendo sus derivados-.

Dicha categorización está fundamentada principalmente en la masa de dióxido de carbono que emite cada tecnología para producir una misma unidad de energía eléctrica. De acuerdo al último reporte del IPCC, existe una marcada diferencia entre las emisiones de las denominadas tecnologías limpias respecto de las tecnologías fósiles. Por ejemplo, el carbón emite unas 80 veces más masa de GEI que la nuclear, para producir la misma cantidad de electricidad.⁶ Este concepto es muy importante a la hora de evaluar la eficiencia de una matriz energética en lo que a la emisión de GEI se refiere. Naturalmente, en la medida en que la participación de energías limpias disminuya,

mayores serán las emisiones de GEI por unidad de energía generada y viceversa.

Este tipo de aproximación nos permite poner a las planificaciones energéticas de los distintos países en perspectiva. De esta forma, podemos ver en la Figura 5 cómo Alemania, en proceso de una “revolución energética” que contempla el abandono paulatino de la generación nuclear, posee una matriz eléctrica que descansa en un 52% en fuentes fósiles mientras que Francia, con más de un 70% de participación nuclear en la generación de electricidad, presenta una matriz compuesta tan sólo un 8% de fuentes fósiles.⁷

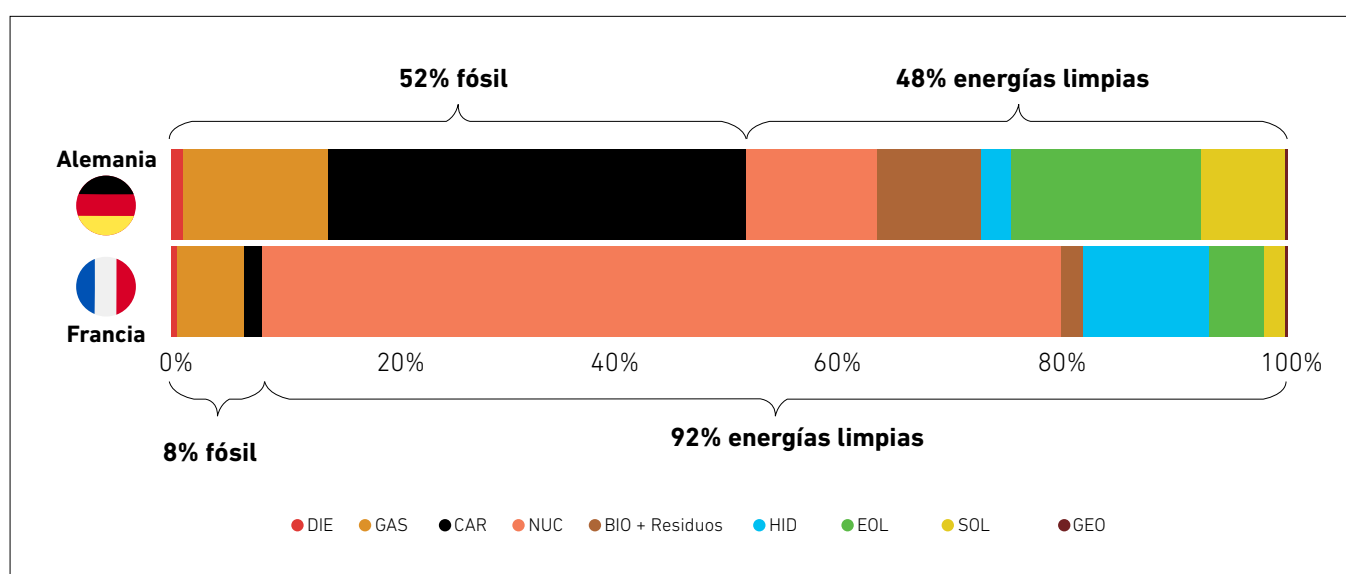


Figura 5: Participación por tecnología instalada en Francia y Alemania.

Como resultado, y según datos publicados por la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés) de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OECD, por sus siglas en inglés), Alemania emite tres veces más masa de CO₂ que Francia para generar la misma cantidad de energía.⁸

Si analizamos el caso puntual de Argentina en relación a las emisiones de GEI en función de la electricidad que produce y en base a las estimaciones realizadas por el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, nos encontramos con los siguientes resultados que se presentan en la Figura 6:

⁶ Grupo Internacional sobre Expertos sobre Cambio Climático, 2014. WG3 – AR5 Capítulo 7.

⁷ FRAGUAS, Facundo, 2020. “Fin de la era nuclear en Alemania: ¿decisión acertada?” Comisión Nacional de Energía Atómica, 2020. Boletín Energético N° 46.

⁸ Agencia Internacional de Energía. <https://www.iea.org/>

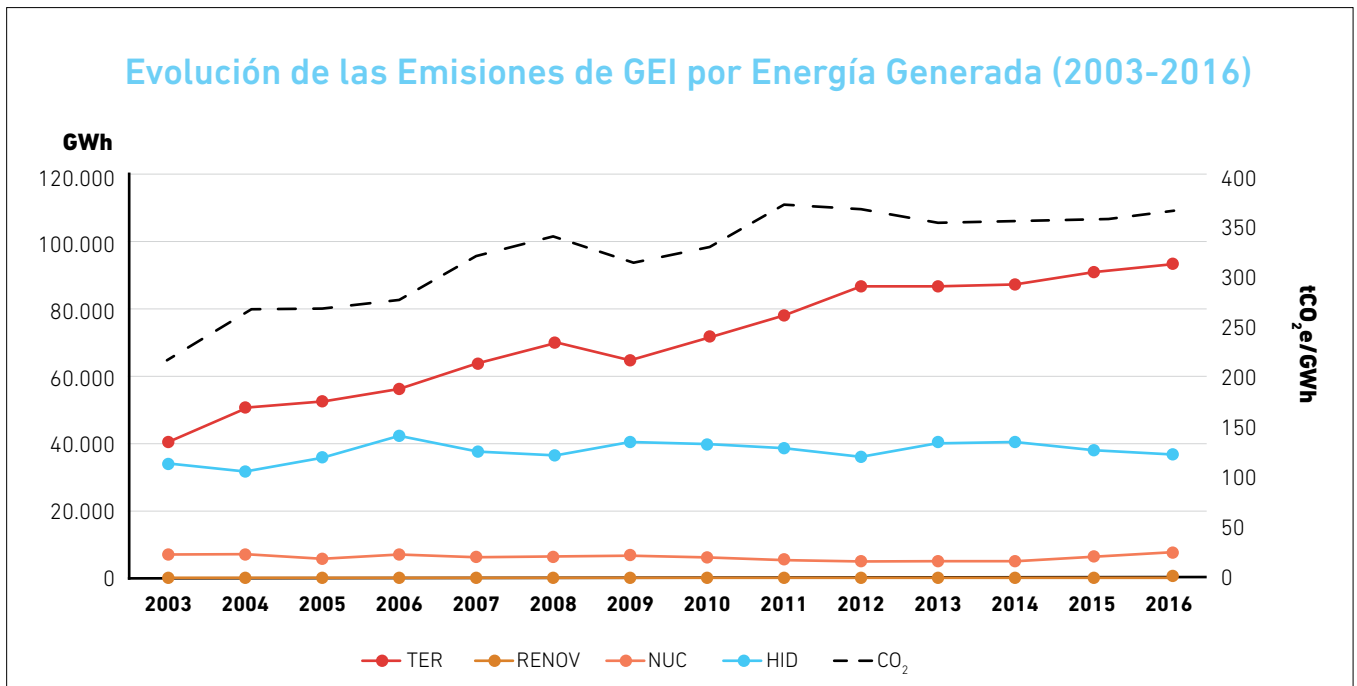


Figura 6: Generación por tecnología y emisiones de GEI generadas.

Consecuentemente, se observa que la tecnología que explica el incremento de emisiones de GEI por unidad de energía generada, es la térmica fósil. Dicha tecnología prácticamente fue la única que incrementó su participación en generación en el período 2003-2016, pasando de una participación del 49% en el año 2003 a un 66% en el año 2016 e incrementando su producción en términos absolutos en un 125%, mientras que la generación tanto nuclear como hidroeléctrica sólo aumentaron un 8% respectivamente, para igual período de análisis.

De acuerdo a lo reflexionado hasta aquí, resulta oportuno concluir que, a la hora de estudiar las matrices energéticas vis a vis el impacto que la producción de energía tiene tanto en la agenda de cambio climático como en el de las diversas transiciones energéticas, resulta útil abordar esta compleja realidad a través de una herramienta elaborada por el Consejo Mundial de la Energía (WEC, por sus siglas en inglés): el trilema energético. Éste condensa de forma simple pero acabada los debates y desafíos que la planificación energética presupone de cara al futuro.

Desarrollado en asociación con Oliver Wyman, el trilema es un indicador que clasifica a los países según su capacidad para proporcionar energía sostenible a través de 3 dimensiones: la seguridad energética, la equidad energética -accesibilidad y asequibilidad- y la sostenibilidad ambiental. La clasificación mide el desempeño general a partir de una combinación sostenible de políticas y el grado de balance destaca qué tan bien un país maneja las compensaciones del trilema, es decir, qué países y en qué grado logran un mejor equilibrio entre las 3 dimensiones referenciadas. No es casual considerar que, de los primeros 12 países del ranking catalogados dentro de las primeras 10 posiciones, 8 poseen capacidades de generación nucleoelectrica.⁹

Importancia de la energía nuclear para la transición energética mundial

De acuerdo con el IPCC, aunque la evaluación comparativa de riesgos en el caso de la energía nuclear evidencia que las posibles consecuencias negativas para la salud son bajas por unidad de producción de electricidad y que el requerimiento de tierra es menor que el de otras fuentes de energía, los procesos políticos desencadenados

⁹ WEC, 2020. World Energy Trilemma 2020. Resulta oportuno considerar que hay dos posiciones dentro de esas primeras 10 que son compartidas por dos países, y eso explica el por qué son doce en total.

por preocupaciones sociales se encuentran supeditados a los medios específicos de cada país, para gestionar los debates políticos en torno a las opciones tecnológicas y sus impactos ambientales. Estas diferencias en la percepción explican en parte por qué el incidente de Fukushima de 2011 tuvo resultados dispares en distintos países.¹⁰

En esta dirección, cabe considerar que la energía nuclear hace una contribución significativa a la generación de electricidad, proporcionando alrededor del 10% del suministro eléctrico mundial. En países con economías avanzadas como Francia, Finlandia, Suiza, Suecia, República de Corea del Sur, España, Rusia y EE.UU., entre otros, la energía nuclear representa más del 20% de la generación total y se posiciona como la mayor fuente de generación de energía limpia.

Aún más, un informe reciente de la Comisión Económica de las Naciones Unidas para Europa (UNECE, por sus siglas en inglés) sostiene que la energía nuclear es parte de la solución al cambio climático como fuente de energía baja en carbono, habiendo jugado un rol fundamental al evitar emisiones asociadas a la generación de energía del orden de las 74 gigatoneladas de dióxido de carbono en los últimos 50 años, siendo sólo superada por la generación hidroeléctrica.¹¹ De acuerdo con la Secretaria Ejecutiva de esta organización, Olga Algayerova, la energía nuclear es una fuente importante de electricidad y calor con bajas emisiones, que puede contribuir a alcanzar la neutralidad en carbono y, por lo tanto, ayudar a mitigar el cambio climático y lograr la Agenda 2030 para el desarrollo sostenible. No asignarle la relevancia que merece este tipo de contribución sería precisamente desatender las advertencias que el IPCC realizó de forma reciente sobre la inconsistencia entre los compromisos y las acciones llevadas a cabo por muchas economías avanzadas, en contraste con los objetivos fijados y los resultados obtenidos en función de las recomendaciones post Acuerdo de París.¹²

Sin embargo, su participación en el suministro eléctrico mundial ha ido disminuyendo en los últimos años, lo que ralentizó la transición hacia un sistema eléctrico ambientalmente más sostenible. Por su parte, y a pesar del impresionante crecimiento de la energía solar y eólica, la participación general de las fuentes de energía limpia en el suministro total de electricidad en 2018 fue la misma que 20 años antes, debido entre otras razones a la disminución de la participación de la generación nuclear.

De acuerdo con un informe de la IEA-OECD, para lograr una trayectoria consistente con los objetivos de sostenibilidad, incluidos los objetivos climáticos acordados internacionalmente, la expansión de la electricidad limpia debería ser tres veces más rápida que en la actualidad. Eso requeriría que el 85% de la electricidad mundial provenga de fuentes limpias para el año 2040, en comparación con el sólo 36% que tenemos en el presente. Así, de no realizarse inversiones en la extensión de la vida útil de las centrales nucleares en operación o en el desarrollo de nuevos proyectos, la capacidad de energía nucleoelectrónica se reduciría un 65% para el año 2040.

Por un lado, se observa una señal de oportunidad respecto de la creciente tendencia mundial a la extensión de la vida de las centrales nucleares en operación próximas al final de su primer ciclo operativo –producto de su factibilidad técnica y su viabilidad económica y financiera ya que, en perspectiva, resulta la opción más económica de generación de energía incluso si se la compara con los proyectos de energías renovables que han ido reduciendo sistemáticamente sus costos-¹³. Por el otro, esta situación se presenta al mismo tiempo como un indicador de las limitaciones y los desafíos que supone la construcción de nuevas centrales nucleares desde cero, al menos si se tienen en cuenta los proyectos concebidos bajo los parámetros convencionales, a través de los cuales se construyeron la mayoría de los reactores de potencia hasta el momento.

¹⁰ IPCC, 2019. Special Report on Global Warming of 1.5°C.

¹¹ UNECE (2021). Technology brief. Nuclear Power.

¹² IPCC (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Summary for Policymakers.

Lograr la transición energética que contemple matrices más limpias y con menos participación de la energía nuclear es posible, pero requeriría de un esfuerzo extraordinario. Los responsables de la formulación de políticas y los reguladores tendrían que encontrar formas de crear las condiciones para estimular la inversión necesaria en otras tecnologías de energía limpia o las economías avanzadas se enfrentarían a un déficit considerable de electricidad con bajas emisiones de carbono.

Durante los últimos 20 años, la capacidad eólica y solar ha aumentado en aproximadamente 580 GW en las economías avanzadas, pero en los próximos 20 años se necesitaría instalar casi cinco veces más capacidad para compensar el declive de la energía nuclear de continuar esta tendencia y, para lograr ese crecimiento, sería necesario superar varias barreras ajenas al mercado, como la aceptación pública y social de los proyectos, el desarrollo tecnológico para el almacenamiento de la energía generada y la expansión en infraestructura asociada a la red de transporte y distribución, entre otros aspectos.

Cabe destacar que, si bien la inversión en energías renovables seguiría creciendo, el gas y el carbón tendrán un papel muy importante en la sustitución de la energía nuclear. En tal caso, las emisiones acumuladas de CO₂ aumentarían en 4 mil millones de toneladas para el año 2040, lo que se sumaría a las ya considerables dificultades para alcanzar los objetivos de emisiones comprometidos en el marco de la CMNUCC.

Por su parte, existe interés creciente en el desarrollo de tecnologías nucleares avanzadas, como los reactores modulares pequeños (SMR, por sus siglas en inglés), siendo la Argentina pionera en dicho segmento a partir del desarrollo de la Central Argentina de Elementos Modulares (CAREM), a cargo de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). Esta tecnología, que aún se encuentra en etapa de desarrollo a nivel global, apunta a promover un nuevo enfoque a la

hora de abordar proyectos nucleares mediante el reemplazo de la lógica de las economías de escala propuesta por las centrales de alta potencia, en favor de las economías de producción en serie, incluyendo la modularización a partir de la construcción en fábricas, la simplificación de los diseños y la estandarización productiva. No obstante, de acuerdo con la IEA-OECD, resulta conveniente que, en el mientras tanto, los gobiernos promuevan su implementación mediante financiación para la investigación y el desarrollo, las asociaciones público-privadas de capital de riesgo, la armonización regulatoria y las subvenciones para su despliegue temprano.

En este sentido, cabe considerar que los reactores modulares y pequeños ofrecen una alternativa complementaria y no una competencia tanto para el caso de los grandes proyectos de centrales nucleares, como para el caso de la promoción de las energías renovables. Puntualmente, se ofrecen como una alternativa a las grandes inversiones iniciales requeridas por los proyectos nucleares convencionales o los grandes aprovechamientos hidroeléctricos, al tiempo que permiten ampliar la oferta de generación nucleoelectrónica para regiones y proyectos industriales aislados de la red, previendo la posibilidad de adaptarse de forma más económica en sitios con restricciones impuestas por su lejanía con fuentes frías o con registro de actividad sísmica, entre otras cuestiones que pueden encarecer los proyectos -independientemente de que estos puedan ser técnicamente factibles-.

En igual sentido, la simpleza en su operación posicionaría a este tipo de tecnología de una manera muy amigable con países que no poseen capacidades en la materia y planean incorporar a la generación nuclear a sus mixes energéticos, así como también para desarrollar su potencial en el campo de las aplicaciones no eléctricas, como ocurre en el caso del calentamiento central de agua para calefacción o la desalinización de agua de mar.

¹³ IEA, 2020. Projected Costs of Generating Electricity.

A agosto de 2021, se registran 443 centrales nucleares de potencia en operación en 32 países, alcanzando una potencia instalada de 393.241 MW. Al mismo tiempo, se encuentran en construcción otros 51 reactores en 19 países, siendo la región asiática –particularmente liderada por China con 13 proyectos en curso en paralelo– quien encabeza la incorporación de nueva capacidad instalada de origen nuclear. Adicionalmente, cabe considerar que, de acuerdo con el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), otros 28 países se encuentran considerando, planeando o trabajando activamente para incluir a la generación nucleoelectrica en sus matrices energéticas. Al respecto, destaca la reciente decisión de países como Bielorrusia, Emiratos Árabes Unidos, Turquía y Bangladesh de construir sus primeros reactores nucleares.

Estados Unidos, Rusia, República de Corea y China, entre otros proyectos.

De esta forma, mantener las capacidades del capital humano altamente especializado junto con la experiencia industrial asociada a la operación normal y segura de las instalaciones, debería ser una prioridad para los países que aspiran a seguir contando con una matriz energética diversificada y ambientalmente sustentable, en donde la participación de la energía nucleoelectrica se posiciona como imprescindible. Como se pudo ver, para ello existen diversas opciones que incluyen tanto la extensión de vida o la construcción de grandes centrales nucleares de potencia, así como también la posibilidad de continuar promoviendo el segmento de reactores modulares y pequeños como alternativa en el mediano y largo plazo.¹⁴

En línea con lo mencionado precedentemente, se observa que entre los proyectos en curso y al igual que Argentina, algunos otros países se encuentran trabajando en el desarrollo e incluso en la construcción de reactores modulares pequeños y medianos, como ocurre en el caso

A continuación, en la Figura 7 se presenta en color naranja el aumento de potencia instalada total de la Argentina y, en color verde, la disminución de participación nuclear de los últimos 5 años según datos tomados de CAMMESA.

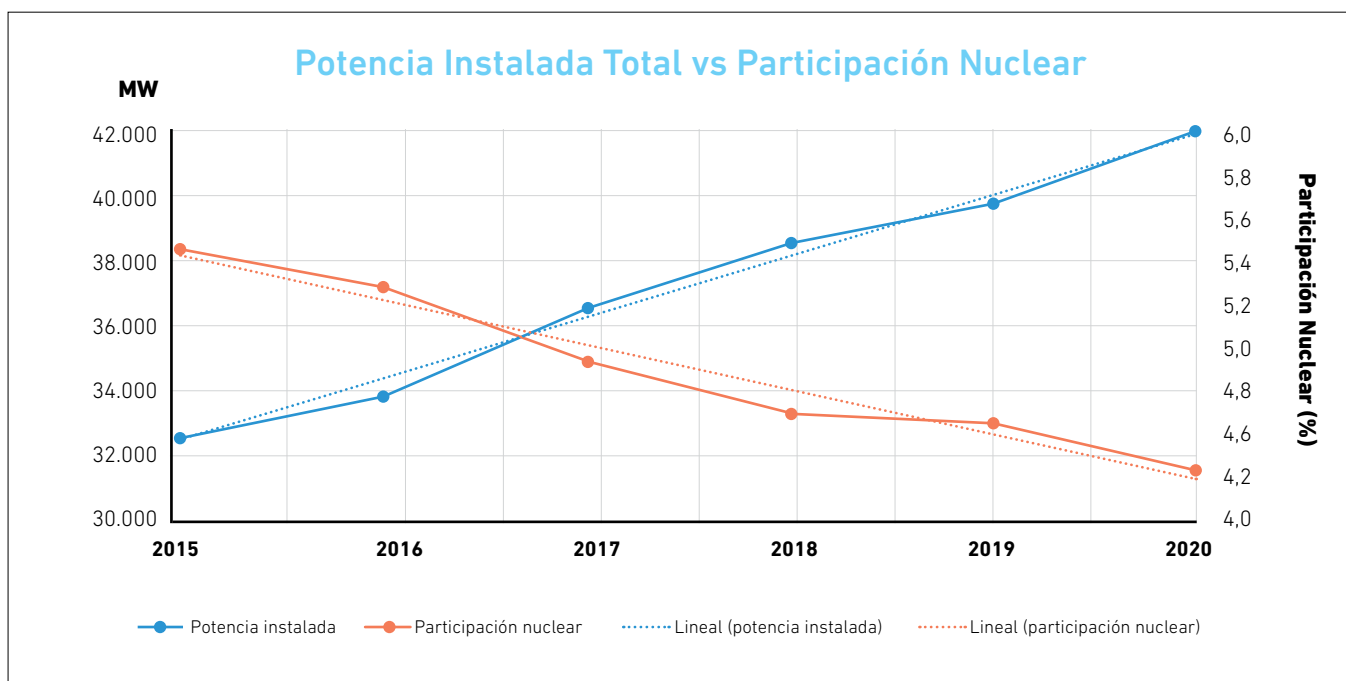


Figura 7: Potencia instalada vs participación nuclear.

¹⁴ IEA, 2019. Nuclear Power in a Clean Energy System.

Se observa que la demanda energética nacional, y por lo tanto la generación, se encuentra en constante aumento y las proyecciones para el año 2030 permiten evidenciar una tendencia al crecimiento del orden del 2% anual acumulado. Sumado a esto, vemos que la participación de las tecnologías fósiles permanece en constante crecimiento, afectando la diversificación de la matriz al mismo tiempo que la “carboniza” y la vuelve menos eficiente respecto de las emisiones de GEI por unidad de energía generada, en donde la velocidad de incorporación de potencia renovable no es capaz de abastecer una demanda energética que, de mediar una creciente electrificación de los sistemas energéticos como viene ocurriendo y a instancias de una paulatina recuperación económica post pandemia, permite prever que pese a una tendencia de velocidad variable, presentará un crecimiento sostenido en el tiempo.

En el caso de la energía nuclear concretamente, su participación en potencia instalada disminuyó un punto porcentual en tan sólo 5 años -del 5,3% al 4,3%- y, de no mediar cambios, si proyectamos esta tendencia al año 2032, la participación caería a un 2% -siendo reemplazada en gran medida por fuentes fósiles y en clara contraposición con los compromisos ambientales asumidos a nivel nacional-.

Capacidades argentinas en materia nuclear

Argentina es un país nuclear de probada trayectoria y reconocimiento internacional. Cuenta con más 47 años de operación segura y confiable de centrales nucleares de potencia tras el inicio de operación de Atucha I, más de 63 años en lo que respecta a reactores de investigación con la puesta en marcha del RA-1 y más de 71 años en el desarrollo de aplicaciones de la tecnología nuclear para fines pacíficos, luego de la creación de CNEA por parte del Presidente Juan Domingo Perón.

A partir de la reactivación del Plan Nuclear argentino y de la mano de la finalización de la construcción de la Central Nuclear Atucha II -tras más de dos décadas de paralización- y la posterior ejecución del Proyecto de Extensión de Vida de

la Central Nuclear Embalse, el sector nuclear en general y NA-SA en particular, demostraron ser capaces de ejecutar proyectos de envergadura a partir de la recuperación de capacidades primero y de la consolidación de nuevos conocimientos, después. La nueva realidad del sector nuclear argentino no se encuentra exenta de desafíos, como ocurre en el caso de la extensión de vida de la Central Nuclear Atucha I, la finalización del Proyecto CAREM y la construcción de nuevas centrales nucleares de alta potencia, todos ellos proyectos contemplados en la Ley N° 26.566 de noviembre de 2009. Decisión política mediante, cuenta con las capacidades técnicas para poder enfrentarlos y llevarlos a cabo de forma exitosa.

Además, nuestro país posee la capacidad para diseñar, desarrollar y construir reactores nucleares de investigación y plantas de producción de radioisótopos, instalaciones que han sido construidas en el país así como también exportadas a países como Perú, Argelia, Egipto y Australia, entre otros. En igual sentido, cabe destacar que en la actualidad se encuentra construyendo el Reactor Multipropósito RA-10 en el Centro Atómico Ezeiza de CNEA, mediante el cual podrá incrementar la producción de radioisótopos para su utilización nacional y para su eventual exportación. El RA-10, además de producir insumos fundamentales para el diagnóstico y tratamiento de enfermedades no transmisibles como el cáncer, se utilizará para la realización de ensayos de materiales y combustibles, al tiempo que se desarrollarán actividades de investigación básica y aplicada, sumado a nuevas capacidades en medicina nuclear y otras aplicaciones industriales.

Al mismo tiempo, se encuentra en pleno proceso de construcción el prototipo del reactor de diseño nacional, el CAREM. Su construcción inició en febrero del año 2014 de la mano de la colaboración entre CNEA y NA-SA, convirtiendo a nuestro país en el primero en comenzar la construcción de un reactor de sus características, particularmente concebido como un reactor que se ubica dentro de los segmentos pequeño o mediano y oportunamente, modular.

Gracias a las actividades mencionadas, y a tantas otras que exceden ampliamente las posibilidades de ser resumidas en este artículo, el sector nuclear argentino en su conjunto ha desarrollado, a través de su historia, profesionales de excelencia, capacidades científicas, tecnológicas e industriales a lo largo del ciclo de combustible nuclear y del soporte a la operación segura de sus complejas instalaciones, destinadas tanto a la investigación como a la producción, que maduraron al calor de importantes proyectos y que se condensan en un complejo entramado de organismos y empresas que hoy nuclea a más de 10 mil trabajadoras y trabajadores.

Considerando las capacidades nacionales y en el marco de una estrategia de expansión, durante el gobierno de Cristina Fernández de Kirchner, Argentina y China iniciaron las negociaciones para la incorporación de nueva capacidad instalada hace poco más de diez años. Comenzaron a formalizarse el 13 de junio del año 2010 cuando el entonces Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios y la Agencia Nacional de Energía de China firmaron en Beijing un Memorando de Entendimiento en donde, a través de CNEA, se invitaba a la Corporación Nuclear Nacional China (CNNC) a conocer el plan nuclear argentino y sus principales proyectos. El 26 de agosto de ese mismo año, CNEA, NASA y CNNC suscribieron en Buenos Aires un Acuerdo de Intención de Cooperación en materia nuclear y, posteriormente, CNNC se presentó en el proceso de calificación de potenciales proveedores argentinos la tecnología de reactor nuclear de potencia desarrollada por el gigante asiático, del que posee los derechos de propiedad intelectual y lo respalda con el dominio completo de su ciclo del combustible nuclear.

En el marco de la visita oficial a la Argentina del presidente de la República Popular China Xi Jinping en julio de 2014, ambos países firmaron el Acuerdo sobre la Cooperación en el Proyecto de Construcción del Reactor de Tubos de Presión y Agua Pesada y en febrero de 2015, en el marco de la visita oficial de la entonces presidenta de

la Nación de la República Argentina a Beijing, se firmó el Acuerdo sobre la Cooperación en el Proyecto de Construcción de un Reactor de Agua Presurizada. Sin embargo, el gobierno del otrora presidente Mauricio Macri, de la mano de una política exterior errática en lo referido a la relación con China en grandes inversiones en infraestructura y particularmente en energía, mancilló los principales proyectos bilaterales en curso, comenzando con el intento de paralizar las obras en los aprovechamientos hidroeléctricos en la Provincia de Santa Cruz y culminando con la cancelación del proyecto de construcción de la central nuclear CANDU sobre el que se había trabajado durante más de cuatro años.¹⁵

De forma reciente y mediante Asamblea General Extraordinaria de Accionistas de Nucleoeléctrica Argentina S.A., el Gobierno Nacional ha decidido acompañar el nuevo Plan de Acción de la compañía, el cual establece en sus Objetivos Estratégicos Prioritarios la construcción de dos unidades nucleares de potencia, entre otras acciones relevantes para la sostenibilidad de la actividad. En el primer caso, consiste en la finalización de las negociaciones con la CNNC para la construcción de una central nuclear de uranio enriquecido y agua liviana, conocida como HPR-1000 o simplemente Hualong. En el segundo, se oficializó la decisión de desarrollar las tareas vinculadas a la preservación de la tecnología de uranio natural y agua pesada, en el marco del proyecto para la construcción de una central nuclear tipo CANDU. Estas nuevas perspectivas se vieron acompañadas por la elaboración y aprobación de un Plan Estratégico 2021-2030, que refleja las necesidades de adaptar a la compañía a los nuevos desafíos.

De concretarse ambos proyectos de incorporación de capacidad instalada de origen nuclear a partir de la construcción de dos nuevas centrales nucleares de potencia en territorio nacional, junto con el desarrollo de las tareas de la extensión de vida de Atucha I, el sostenimiento de la operación normal y segura de Embalse y Atucha II, en un escenario en donde la incorporación

¹⁵ VACA NARVAJA, Sabino y BASCHAR, Isidro, 2020. China y la cooperación nuclear, Cenital.

anual promedio de potencia del SADI -sin tener en cuenta el desarrollo de unidades comerciales de reactores tipo CAREM-, para el año 2032, se proyecta una potencia instalada total en la Argentina de unos 60.000 MW y una potencia

instalada nuclear de 3.703 MW. De esta forma, se podría prever una participación nuclear cercana al 6% en la potencia instalada total, lo que recuperaría el lugar que supo ocupar la potencia nuclear hasta el año 2015 como se presenta en la Figura 8.

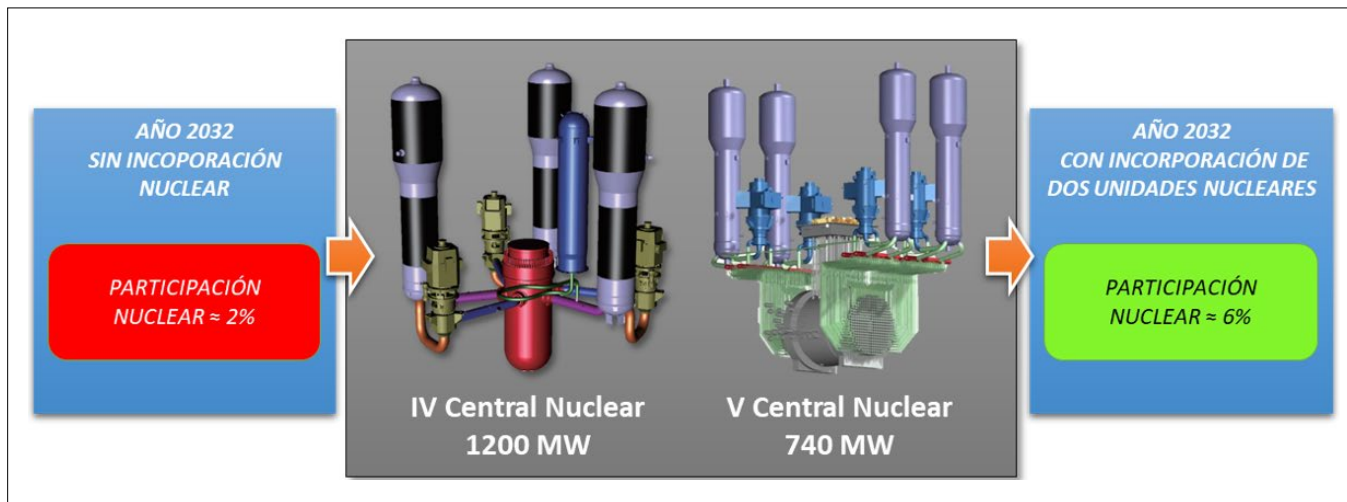


Figura 8: Elaboración propia en función de estimaciones y Plan de Acción de NASA.

Conclusiones

Nuestro país ha empeñado un compromiso ambiental muy desafiante en lo que respecta a la reducción de emisiones y, en este sentido, cabe considerar que la industria energética es la que más emite, destacando particularmente las actividades asociadas a la generación de energía eléctrica. Por lo tanto, poniendo el foco en la necesidad de mejorar la eficiencia de nuestra matriz de generación de electricidad para cumplir precisamente con las responsabilidades asumidas, debemos abordar la cuestión de forma amplia e integral y para ello poner en la balanza los aportes y beneficios que ofrecen las diversas fuentes limpias en función de nuestras capacidades y del potencial para promover un desarrollo sostenible.

Si se considera la línea de base -así como también las proyecciones analizadas precedentemente- y se contemplan tanto el escenario local como el internacional, se concluye que se requiere de una actividad continua en el desarrollo de la tecnología nuclear para mantener las habilidades y la experiencia en este terreno, tanto desde el

punto de vista humano como desde el científico, el tecnológico y el industrial al que, en función de lo expuesto, deberemos incorporar las externalidades positivas desde el punto de vista del impacto político y ambiental. Concretamente, de consolidarse el escenario planteado por el Plan de Acción de NASA, podría preverse una matriz de generación más diversificada y eficiente en lo que respecta a las emisiones de gases de efecto invernadero, mientras se constituye en una importante herramienta de cara al cumplimiento de los compromisos asumidos por Argentina ante la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

El declive nuclear en las economías avanzadas en los últimos años, compensado parcialmente por el liderazgo de Asia y particularmente una agresiva política de incorporación de capacidad instalada nuclear liderada por China, significa que existe el riesgo de perder tanto capital humano y conocimientos técnicos valiosos así como también infraestructura y capacidad instalada esencial en el camino, de no mediar una reevaluación del aporte sustantivo de la energía

nuclear en las agendas vinculadas a la lucha y mitigación del cambio climático y, de forma asociada, a los debates sobre las transiciones energéticas ambientalmente sustentables.

Afortunadamente, el Organismo Internacional de Energía Atómica, en cabeza de su primer Director General latinoamericano y argentino, Rafael Mariano Grossi, le ha impreso una nueva impronta a la Agencia en esta misma dirección. Con un claro énfasis en una profundización de la comunicación de los múltiples beneficios de las aplicaciones pacíficas de la tecnología nuclear -que no se agotan en el suministro de energía eléctrica-, este importante ámbito multilateral se ofrece como un espacio fundamental a la hora de posicionar a esta fuente de energía en las discusiones que se dan en el marco de las cumbres climáticas como la COP26, organizada por el Reino Unido en colaboración con Italia y que tendrá lugar del 31 de octubre al 12 de noviembre de 2021 en la ciudad de Glasgow.

Como hemos podido ver, la energía nuclear adquiere una relevancia particularmente estratégica y debe formar parte de una amplia mesa de discusión sobre el futuro, puesto que con la energía nuclear no alcanza, pero sin la energía nuclear no se puede.

Lic. en Relaciones Internacionales

Isidro Baschar

Director de NA-SA.

Los recursos de uranio en la Argentina dentro del contexto mundial

Autor: Luis López.

Introducción

Esta contribución pretende ofrecer un panorama general y actualizado de los recursos de uranio en la Argentina, dentro del marco mundial de las materias primas disponibles, la producción y la demanda actual y futura para la generación nucleoelectrica.

Para la confección de la misma se ha realizado un análisis pormenorizado de distintos documentos directrices de "International Atomic Energy Agency (IAEA)", "United Nations Economic Commission for Europe (UNECE)", "World Nuclear Association (WNA)", "Nuclear Energy Agency/Organisation for the Economic Co-operation and Development (NEA/OECD)" y "International Energy Agency (IEA)" de reciente edición, así como de la información, tanto de las empresas del sector privado que trabajan en el país como de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), que se encuentra en el dominio público. Las opiniones vertidas por el autor distan de ser solamente propias, sino que se encuentran positivamente influenciadas por el trabajo compartido en distintos foros internacionales, como "NEA/OECD-IAEA Uranium Group" y "UNECE Expert Group for Resource Management (EGRM)", el ejercicio de la docencia en el Instituto Dan Beninson (IDB) y la Universidad de Buenos

Aires (UBA), y por la interacción con pares en las tareas que él realiza día a día, ya por más de 35 años, en CNEA.

Los recursos de uranio a escala global

Para la clasificación de recursos de uranio se sigue el esquema NEA/ OECD-IAEA, el que está basado en el grado de conocimiento geológico y nivel de confianza en la estimación del recurso, y en el costo de producción del concentrado de uranio, además de las consideraciones sobre el estado del centro de producción relacionado con los recursos evaluados (prospectivo, planificado, comprometido y en operación).

De esta forma, el total de recursos identificados (razonablemente asegurados e inferidos) recuperables de fuentes convencionales, donde el uranio puede ser obtenido como producto principal o como coproducto o subproducto de importancia, asciende a 6.147.800 toneladas de

uranio metálico (tU) en la categoría de costos de producción <USD 130/kgU. Es importante señalar, que atento a la información suministrada por ocho países, aproximadamente el 51% (3.160.500 tU) se encuentra en la proximidad de centros productivos en operación o bien cuya construcción está firmemente comprometida.

Geográficamente estos recursos se encuentran principalmente en Australia (28%), Kazajstán (15%), Canadá (9%), Rusia (8%), Namibia (7%), Brasil (5%), Sudáfrica (5%), Níger (4%), China (4%), Mongolia (2%) y Ucrania (2%), países que acumulan el 89% del total; mientras que el 11% restante se encuentra en otros 25 países.

En lo que hace a los tipos geológicos de depósitos de uranio estas cantidades se distribuyen predominantemente en arenisca (29%), complejos polimetálicos (21,6%), discordancia proterozoica (11,5%), metasomático (11,5%), intrusivo (6,1%), paleo conglomerado cuarzoso (5,1%) y volcánico (4,6%). Resulta imposible dejar de mencionar que casi la totalidad del uranio tipo complejo polimetálico se encuentra sólo en el depósito de Cu-Ag-Au-U Olympic Dam (Australia), totalizando 1.300.000 tU @410 ppmU. La Figura 1 muestra la distribución de estos recursos convencionales de uranio en todas las tipologías definidas en la base UDEPO del IAEA (elaborado a partir de datos NEA/OECD-IAEA, 2020).

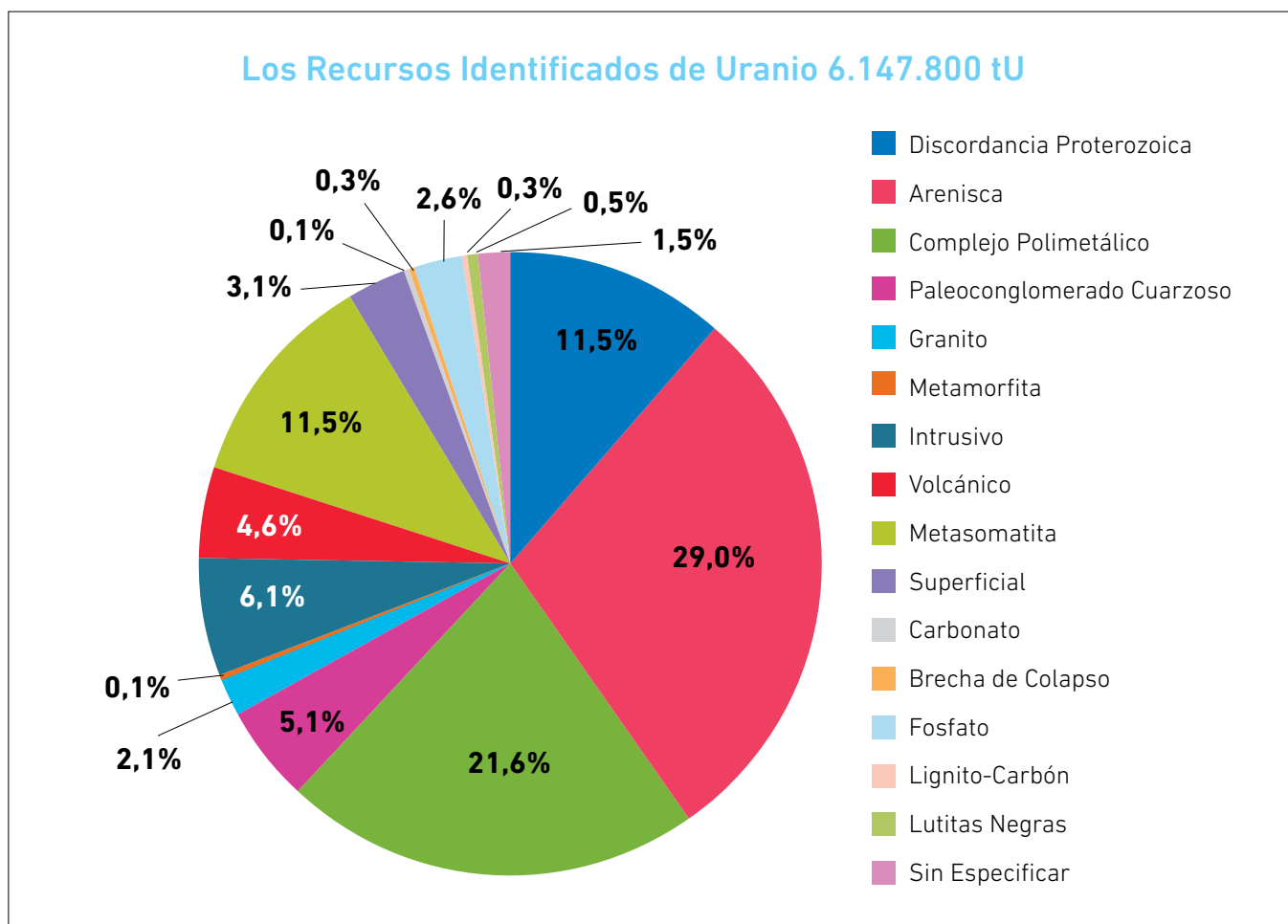


Figura 1: Los recursos identificados de uranio en el mundo (6.147.800 tU) para la categoría de costos de producción <USD 130/kgU según los tipos geológicos
(Elaborado a partir de datos NEA/OECD-NEA, 2020).

Si se considera la categoría de costos más alta (<USD 260/kgU), el total de recursos identificados aumenta en unas 1.922.600 tU para alcanzar las 8.070.400 tU. En la actualidad, estas cantidades adicionales resultarían de difícil

aprovechamiento debido a condicionamientos económicos, a menos que se tenga en consideración una extractiva integral del uranio junto a otros materiales críticos.

El panorama general de los recursos de uranio se completa con los recursos no descubiertos (recursos pronosticados y especulativos) y por las fuentes no convencionales. Por un lado, los recursos no descubiertos, los que comprenden a aquéllos cuya ocurrencia es esperable en base al conocimiento geológico de depósitos previamente descubiertos y a la cartografía geológica regional, están evaluados en 7.220.300 tU sin asignar una categoría específica de costos para su recuperación. Por otro lado, las fuentes no convencionales, donde el uranio se encuentra en muy bajos contenidos o bien es sólo recuperable como un subproducto o coproducto minoritario (ejemplos en fosfatos, menas no ferrosas, carbonatitas, esquistos carbonosos, lignitos), se estima que podrían proporcionar unas 39.000.000 tU, cuyo aprovechamiento futuro a gran escala dependerá de las condiciones de mercado del uranio y de los materiales críticos asociados, y de los nuevos desarrollos tecnológicos en materia de recuperación integral. Las cantidades apuntadas no incluyen el uranio potencialmente recuperable del agua de mar.

Proyectos y recursos de uranio en la Argentina

La exploración de uranio en la Argentina, y el consecuente desarrollo de los recursos, comenzó en la década de 1950. Desde entonces, como resultado de esos estudios, donde las técnicas radiométricas cumplieron un rol preponderante, fueron descubiertas numerosas mineralizaciones de uranio cuyos tipos geológicos corresponden a volcánico, arenisca, granito, superficial, intrusivo y fosfato, siguiendo el esquema clasificatorio UDEPO.

En los últimos años, empresas mineras junior y provinciales (Chubut, Córdoba, La Rioja, Salta, Santa Cruz), productores senior y la CNEA han estado involucrados en distintos proyectos de exploración de uranio que tienen diferentes grados de avance. De una manera práctica, estos proyectos de uranio podrían agruparse de la siguiente manera:

- **Proyectos en exploración avanzada:** bajo esta denominación quedarían encuadrados aquellos

emprendimientos donde se han evaluado recursos identificados de uranio.

- **Proyectos en exploración inicial/intermedia:** son aquellos proyectos donde se han realizado trabajos exploratorios, pero aún no han sido desarrollados en la medida necesaria para contar con recursos identificados y sólo ha sido posible estimar recursos no descubiertos.

- **Otras fuentes potenciales:** en este apartado se incluye al uranio no convencional que en términos de prospectiva podría provenir de los depósitos de elementos de tierra raras (REE, Rare Earth Elements, por sus siglas en inglés), fosfatos, pórfidos de cobre, carbón y del agua de mar.

a) Proyectos en exploración avanzada

Históricamente, los recursos de uranio en la Argentina se han clasificados de acuerdo con el esquema de clasificación NEA/OECD-IAEA e informados en las distintas ediciones de "Uranium: Resources, Production and Demand", conocido familiarmente como "Red Book". Desde 2003-2004, las empresas mineras junior que establecieron proyectos de uranio en el país han informado sus resultados de exploración y recursos a través del Instrumento Nacional Canadiense 43-101 (NI 43-101), los que recién fueron incorporados al "Red Book" a partir de su edición 2016.

En 2019, la CNEA reportó 18.780 tU como recursos identificados para la categoría de costo de producción <USD 130/kgU en el sistema de clasificación NEA/OECD-IAEA. Además, unas 19.960 tU de recursos identificados NI 43-101 provienen en conjunto de las empresa mineras públicas U₃O₈ Corporation y Blue Sky Corporation y de la empresa minera privada UrAmerica Limited. De esta manera, en la actualidad los recursos identificados de uranio totales de la Argentina son 38.740 tU en la mencionada categoría de costos. Se puede destacar que si se considera la categoría de costo de producción más alta de <USD 260/kgU, no hay variación sustancial y los recursos identificados ascienden a 39.790 tU, como se muestra en la Tabla 1.

Depósito (propietario)	Provincia	Tipo	RAR tU ≤ USD 130/kgU	IR tU ≤ USD 130/kgU
Sierra Pintada (CNEA)	Mendoza	Volcánico	3.900	6.110
Cerro Solo (CNEA)	Chubut	Arenisca	4.420	3.760 (4.810)*
Don Otto (CNEA)	Salta	Arenisca	180	250
Laguna Colorada (CNEA)	Chubut	Volcánico	100	60
Laguna Salada (Int. Cons. U Inc.)	Chubut	Superficial	2.420	1.460
Meseta Central (UrAmerica Ltd)	Chubut	Arenisca	-	7.350
Amarillo Grande (Blue Sky Corp)	Río Negro	Arenisca/ Superficial	-	8.730
Subtotal			11.020 tU	27.720 tU (28.770 tU)*
Total			38.740 tU (39.790 tU)*	

Tabla 1: Recursos identificados recuperables de uranio de la Argentina

Nota: (RAR: siglas en inglés de recursos razonablemente asegurados; IR: siglas en inglés de recursos inferidos).

* Categoría de costos de producción < USD 260/kgU.

Las principales características de estos proyectos son las siguientes:

Sierra Pintada (Mendoza).- Este depósito del tipo geológico relacionado a vulcanismo, es propiedad de CNEA y ha sido objeto de la producción de uranio más importante del país, con un total de 1.600 tU. La factibilidad técnica de recuperar los recursos existentes de 10.010 tU con tenores promedio de 0,1% U ha sido parcialmente demostrada por el hecho de conocer la tecnología extractiva para ese tipo de mineral. Ante la posibilidad de reapertura del complejo minero y la planta de procesamiento, se han procesado todos los datos disponibles para redefinir el modelo geológico y formular el diseño minero más adecuado. En la actualidad, las actividades en el complejo están enfocadas en el monitoreo ambiental y la remediación de los pasivos ambientales de las actividades productivas del pasado (Figura 2).

Cerro Solo (Chubut).- En este depósito tipo arenisca, el tonelaje de 8.160 tU con un tenor de aproximadamente 0,1-0,2% U podría garantizar una producción sostenida de uranio en el futuro. Los recursos informados por CNEA corresponden a los cuerpos mineralizados más estudiados y el conocimiento geológico disponible indica un excelente potencial para desarrollar nuevos recursos de uranio en esta propiedad minera. Cerro Solo posee además recursos inferidos de molibdeno que ascienden a 870 tMo y presencia de renio¹ que en muestras de perforaciones registró contenidos de hasta 50 ppm.

En 2010, se formuló e inició un programa para completar un estudio de viabilidad técnica del depósito, pero se detuvo en 2017. En la actualidad se continúa trabajando en el levantamiento de la línea de base socio-ambiental del distrito, en cooperación con universidades y otros organismos provinciales y nacionales (Figura 3).

¹ Metal muy poco abundante, utilizado en superaleaciones para la industria aeronáutica y en catalizadores para la refinación del petróleo.



Figura 2: Depósito Sierra Pintada, Mendoza.

Laguna Salada (Chubut).- Los recursos identificados de uranio de este depósito tipo superficial se han evaluado en 3.880 tU con tenores que oscilan entre 55 y 72 ppm U, mientras que los recursos identificados de vanadio se han evaluado en 21.330 t con contenidos que van desde 308 a 330 ppm V. En 2014, se realizó la evaluación económica preliminar NI 43-101 que consideró la recuperación integral U-V. Este emprendimiento corresponde a International Consolidated Uranium Inc.

Meseta Central (Chubut).- Este proyecto perteneciente a UrAmerica Ltd, se ubica en las cercanías de Cerro Solo y comprende los depósitos tipo arenisca Graben, Plateau West y Plateau East. Los recursos inferidos totales son 7.350 tU a un tenor promedio de 260 ppm U. Según lo informado por la compañía, alrededor del 75% de los recursos de uranio evaluados se encuentran en acuíferos confinados, por lo tanto, se llevarían a cabo más estudios geológicos e

hidrológicos para determinar la viabilidad para la aplicación de lixiviación in situ.

Amarillo Grande (Río Negro).- Blue Sky Uranium Corp está explorando activamente estas mineralizaciones tipo arenisca y superficial que se encuentran distribuidas en los sectores Ivana, Anite y Santa Bárbara. En 2018, la compañía anunció su primera estimación de recursos minerales para el proyecto, en el depósito de uranio-vanadio Ivana. En 2019, se anunció la primera Evaluación Económica Preliminar (PEA) de este mismo depósito, así como una estimación de recursos inferidos, los que incluyen 8.730 tU @0,031% U y 2.920 tV @0,011% V. La exploración se ha mantenido activa y focalizada en aumentar los recursos en las proximidades de Ivana. Los planes en el futuro inmediato incluyen un levantamiento geofísico por polarización inducida, muestreos en canaleta y un programa de 4.500 m de perforaciones.



Figura 3: Depósito Cerro Solo, Chubut.

Don Otto (Salta).- La CNEA mantuvo en operación este depósito tipo arenisca entre 1963 y 1981 y produjo unas 200 tU. Los recursos identificados remanentes son limitados y están estimados en 430 tU. La viabilidad de este proyecto depende de diversos factores: ampliación de la propiedad minera y el aumento de recursos, la actualización de la evaluación de impacto ambiental, los estudios hidrogeológicos para definir la capacidad de lixiviación in situ y la evaluación de los recursos de vanadio y la factibilidad de extracción integral.

Laguna Colorada (Chubut).- En este depósito relacionado a vulcanismo, CNEA ha evaluado recursos de 160 tU a 660 ppm U. Los recursos limitados del proyecto dificultan pensar en su recuperación, a menos que las características del mineral permitan el tratamiento en una planta que pueda, en el futuro, estar ubicada en la zona de Cerro Solo.

Estos proyectos con recursos identificados en magnitudes que justifiquen una eventual explotación, deben aún completar los estudios de factibilidad técnica para la recuperación de uranio. Asimismo, estos emprendimientos deberían contemplar la producción como coproducto o subproducto de otros materiales críticos asociados. La extractiva integral, además de coadyuvar a la viabilidad económica de un proyecto, plantea un marco de mayor sustentabilidad para el manejo de los recursos.

El molibdeno es un acompañante frecuente del uranio en los depósitos tipo arenisca (Cerro Solo), mientras que el vanadio se presenta en los depósitos de uranio tipo arenisca (Don Otto, Ivana) y superficial (Laguna Salada). De esta forma, mientras el uranio es utilizado como combustible de una fuente de energía limpia y de base, el molibdeno y el vanadio tienen aplicaciones críticas, especialmente en el campo de las energías renovables y de la industria siderúrgica.

En particular los PEA NI 43-101 de los proyectos Amarillo Grande (Ivana) y Laguna Salada, han propuesto la recuperación de uranio y vanadio, como viene sucediendo en otros lugares del mundo. Pero también, en lo estrictamente económico, es dable destacar que tanto el vanadio como el molibdeno han sufrido caídas muy importantes en sus precios en los mercados internacionales en relación a los valores que habían alcanzado hacia fines de 2018.

b) Proyectos en exploración inicial/intermedia

Entre estos proyectos se pueden citar:

Proyectos en la Cuenca del Golfo de San Jorge (Chubut).

- La Cuenca San Jorge se extiende sobre unos 180.000 km² y contiene sedimentos continentales del Jurásico y Cretácico que albergan no sólo importantes depósitos de uranio, sino también recursos de petróleo y gas. Entre 1974 y 1980, dos pequeños depósitos de uranio tipo arenisca denominados Los Adobes y Cerro Cóndor estuvieron en operación produciendo 120 tU y 56 tU, respectivamente. Existen varios proyectos en esta región, tanto del sector privado como del gobierno, principalmente ubicados en las zonas de Cerro Solo, Sierra Cuadrada y Mirasol. Estos proyectos comprenden no solamente la tipología de uranio en arenisca (paleocanal, tabular, roll-front), sino también la relacionada a vulcanismo (sin sedimentario) y la superficial (valle fluvial, playa/lacustre). Los estudios de exploración realizados incluyen espectrometría de rayos gamma aérea, autotransportada y terrestre, geofísica aérea y terrestre, prospección geológica, estudios geoquímicos laboreos mineros y una cantidad limitada de perforaciones en consideración de la dimensión de las zonas de interés, estimada en un total de 30.000 a 40.000 m². Los recursos pronosticados de los proyectos de CNEA han sido evaluados en 13.810 tU.

Proyectos en la Cuenca Neuquina (La Pampa, Río Negro).

- La Cuenca Neuquina comprende una vasta área de unos 200.000 km² y constituye una unidad sedimentaria energética, debido a su potencial de petróleo, gas y uranio. Esta cuenca es bien conocida debido a la Formación Vaca Muerta, una de las fuentes más importantes

de hidrocarburos no convencionales en todo el mundo. CNEA posee dos propiedades mineras en la Cuenca Neuquina: Tres Nidos y Gobernador Ayala ubicadas en las provincias de Río Negro y La Pampa, respectivamente. El estudio de formaciones sedimentarias terciarias está enfocado en depósitos de uranio tipo arenisca con perspectivas de ser explotados por la tecnología de lixiviación in situ (ISL). Las áreas de mayor interés fueron definidas en función de información de la industria petrolera provista por la exSecretaría de Combustible, el reconocimiento geológico de campo, determinaciones petrofísicas y estudios petrológicos. En éstas se realizó el levantamiento de perfiles semirregionales y se aplicaron técnicas geofísicas de audio-magnetotelúrica (AMT) y sondeo eléctrico vertical (VES), prospecciones geoquímicas y emanométricas (radón). Asimismo, en el área Tres Nidos se realizaron seis perforaciones, cubriendo un total de 1.110 m². En esta cuenca se han determinado recursos al nivel de pronosticados y consistentes en 6.000 tU.

Proyectos en la Sierra de Velasco (La Rioja).

- Estos proyectos de CNEA pertenecen al tipo de uranio en granito, subtipo perigranítico. El área central de interés se denomina Alipán, donde la mineralización está alojada en las partes fracturadas de rocas metamórficas del Ordovícico, a manera de cinturones meridianos discontinuos con mineralización diseminada en la zona oxidada/erosionada. La zona anómala tiene 2,5 km de longitud discontinua con un ancho máximo de 300 m y la mineralización en profundidad se extiende hasta los 40-50 m. Alipán ha sido objeto de estudios geológicos, geoquímicos y geofísicos, incluyendo 2.353 m de perforación distribuidos en 14 sondeos. Los recursos pronosticados han sido estimados en 1.500-2.500 tU con tenores que varían entre 0,04% y 0,15% U. Hacia el norte se ha definido una nueva área de interés llamada Lucero que también se encuentra bajo investigación y donde los resultados preliminares han delineado tres zonas anómalas con evidencias de minerales de uranio hexavalente. Las actividades exploratorias en Alipán fueron circunstancialmente detenidas por motivos sociales.

Proyecto Mina Franca (Catamarca).- Este proyecto, también de uranio perigranítico, pertenece a CNEA y se localiza en la Sierra de Fiambalá. Las vetas/"stockworks" mineralizados en uranio ocurren en el basamento metamórfico Neoproterozoico-Paleozoico, en la proximidad de granitos calco-alcalinios con alto contenido de potasio. La mineralización está controlada principalmente por zonas de fracturas con rumbo de norte a noreste. Los recursos pronosticados han sido evaluados en el rango de 1.000 a 1.500 tU con tenores que van de 0,2 a 0,3% U. Se han completado los estudios geológicos, estructurales, geofísicos y geoquímicos que permitieron la delimitación detallada de la estructura mineralizada a nivel de superficie y la formulación de un programa de investigación en profundidad. El muestreo geoquímico de aguas y sedimentos se ha implementado simultáneamente como parte del relevamiento de línea de base ambiental. Las actividades del proyecto se han retrasado en varias ocasiones debido a condicionamientos sociales.

Proyectos en Laguna Sirven (Santa Cruz).-

En el área de Laguna Sirven se cuenta con mineralizaciones de uranio-vanadio de tipo superficial, originalmente descubiertas por una prospección radimétrica aérea regional que fue efectuada por CNEA entre 1978 y 1979. Los niveles mineralizados, tienen espesores de unos 30-40 cm de ancho y ocurren a profundidades entre 20 cm y 3 m. El área de interés cubre unos 600 km², y los recursos potenciales se han estimado con un bajo nivel de confianza en 5.000 tU y 14.500 tV. Desde 2004, se han realizado relevamientos de radimetría autotransportada y terrestre y procesamiento de imágenes Landsat 7 ETM + y ASTER, tareas que permitieron definir blancos de mayor interés donde se realizaron estudios más detallados mediante la excavación de trincheras y perforaciones poco profundas. Los proyectos del área pertenecen a Sophia Energy S.A. y a Fomicruz S.E./CNEA.

Proyectos en el Batolito de Achala (Córdoba).- El Batolito de Achala en la Sierra Grande de Córdoba constituye una intrusión muy significativa de edad devónica-carbonífera temprana. Este complejo ha sido objeto de diversos estudios de exploración de depósitos de uranio endograníticos. Una

mineralización frecuente está representada por el subtipo episienita/diseminado, como en el sitio denominado La Negra. Además, se ha identificado el tipo de mineralización de U vetiforme. Al respecto, de acuerdo a evidencias directas e indirectas, se piensa que las porciones explotadas de Schlagintweit corresponderían a la zona supergénica (700 m de largo, 300 m de ancho, 60 m de profundidad), producto de la alteración de la mineralización vetiforme y/o diseminada. Este depósito estuvo en operación desde 1982 a 1989 con una producción acumulada de 207 tU a un contenido promedio de 0,0152% U. El granito y los depósitos de uranio de Achala, son comparables a los de la Cadena Variscica de Europa Central, contándose con perspectivas muy alentadoras para definir nuevos recursos de uranio.

Sin embargo, todos los proyectos en la provincia de Córdoba se discontinuaron en 2008, cuando fue puesta en vigor la Ley Provincial N° 9526/2008 que prohíbe todas las actividades relacionadas con la minería nuclear.

Como regla general, la exploración sistemática a nivel cuenca es una materia pendiente y si bien la mayoría de los recursos han sido evaluados con un bajo nivel de confianza en la categoría de no descubiertos, estos proyectos tienen un gran potencial para contribuir al inventario de recursos de uranio del país en el corto plazo.

Se entiende que los mayores esfuerzos deberían orientarse en primera instancia a aquellos depósitos con perspectivas de ser explotados por ISL como los de la Cuenca Neuquina. En este sentido, entre 2007 y 2014 CNEA llevó a cabo un proyecto de cooperación técnica con IAEA, cubriendo distintos aspectos del ciclo productivo del uranio relacionado a esta tecnología que ofrece notables ventajas en términos ambientales, sociales y económicos. También puede citarse que a principios de 2018 Uranium One Group (Rosatom, Rusia), UrAmerica y el entonces Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación Productiva, firmaron un memorando de entendimiento para la exploración y eventual producción de uranio en la Argentina, centrado en depósitos ISL y que comprometería erogaciones del orden de USD 200.000.000.

Además, aparecen como de mayor interés aquellas mineralizaciones someras o muy poco profundas que comprometerían menores inversiones para su explotación, sean del tipo perigranítico (Ej. Alipán) o superficial (Ej. Laguna Sirven).

c) Otras fuentes potenciales

En esta sección del estudio de caso, se citan las fuentes potenciales no convencionales, asumiendo un enfoque prospectivo de la recuperación de uranio en depósitos de tierras raras (REE), fosfatos, pórfidos de cobre, carbón y del agua de mar.

Uranio en depósitos REE (San Luis, La Rioja, Santiago del Estero, Salta, Jujuy).

- En Argentina, los REE no han sido objeto de producción comercial hasta el momento. Sin embargo, y debido a la preocupación internacional impulsada por las restricciones a la exportación de REE de China, las empresas junior han establecido y llevado a cabo diferentes proyectos que presentan perspectivas mineras alentadoras para estos materiales críticos y al mismo tiempo, los recursos de torio y uranio relacionados han sido evaluados e informados. Estos proyectos cubren vastas áreas de las regiones de la Puna, la Cordillera Oriental y las Sierra Pampeanas. Los estudios preliminares indican que los recursos inferidos representan unas 152.900 tREO + Y (con 33.900 tTh y 950 tU). Rodeo de los Molles (San Luis) es el proyecto sin desarrollar más grande con una participación del 70% de los recursos de REE antes mencionados y presenta buenas perspectivas para la recuperación integral de uranio y torio, si bien en este momento la Ley Provincial N° 634/2008 prohíbe el uso de productos químicos en la minería metalífera.

Uranio en fosfatos (Chubut, Neuquén, Salta, Jujuy).

- A la fecha no se han encontrado depósitos económicos de fosfato ni se ha realizado su producción minera en la Argentina. Actualmente, CNEA y la Universidad de Buenos Aires, con la colaboración de la Universidad Nacional de Salta, están realizando una evaluación preliminar de los recursos U (Th y REE) no convencionales relacionados con las rocas fosfatadas, que incluye estudios en tres

cuencas sedimentarias (Cuenca Ordovícica del Noroeste, la Cuenca Jurásico-Cretácica Neuquina y la Cuenca Terciaria Patagonia), donde se han detectado mineralizaciones de fosfato de bajo tenor con numerosas anomalías de uranio (hasta 135 ppm U). Este estudio, que intenta capitalizar una mejor comprensión del beneficio y procesamiento térmico de fosfatos, se desarrolla en el marco del Proyecto de Investigación Coordinada del IAEA sobre usos neutrales de los reactores de alta temperatura refrigerados a gas (HTGR) para la extracción integral y desarrollo sostenible de productos minerales. Por otra parte, puede decirse que la industria agrícola demanda alrededor de 1,2 millones de toneladas de fertilizantes fosfatados al año, de los cuales aproximadamente el 75% se importa directamente como fertilizantes y el 25% restante se produce en el país a partir de roca fosfórica importada en una planta cercana a la ciudad de Buenos Aires. A modo de ejemplo, en 2017 esta planta procesó aproximadamente 300.000 t de materia prima fosfática que contenía entre 68 y 122 ppm U. Un estudio de prospectiva reciente estimó que podrían obtenerse más de 100 tU por año de ser viable la extractiva de todo el material que se importa para la agroindustria.

Uranio en pórfidos de cobre (Catamarca, San Juan, Mendoza, Salta).

- Argentina ingresó al club exclusivo de productores de cobre en 1997, con el desarrollo de Bajo de la Alumbrera (Catamarca), único complejo productor de este metal hasta que cesó su operación en 2018 por el agotamiento de sus reservas. En los últimos años, la producción media anual había sido de alrededor de 100.000 tCu, con un pico en 2014 de 180.000 tCu. Aunque actualmente no hay producción de este metal, existen unos siete proyectos a gran escala en estado avanzado que son potencialmente explotables en el mediano plazo (San Juan, Mendoza, Salta). El contenido de uranio en los pórfidos de cobres se estima entre 5 y 30 ppm de U, y teniendo en cuenta tanto los recursos de cobre identificados como los potenciales, evaluados en 81,5 y 500 Mt de Cu respectivamente, se deberían dedicar esfuerzos adicionales para delinear un inventario de los tonelajes y tenores de U relacionados con esta tipología metalogénica y evaluar la viabilidad de la recuperación integral del uranio.

Uranio asociado a carbón (Santa Cruz).- Río Turbio es el principal depósito de carbón del país, el que ha estado en operación de manera intermitente mediante minería subterránea desde mediados de la década de 1950. En 2019, la producción estimada rondaba las 350.000 t, que iría aumentando gradualmente hasta alcanzar niveles de 1.000.000 t en 2025. Teniendo en cuenta los recursos del depósito de 750 Mt de materia prima con un tenor promedio estimada de 5 ppm U, se puede estimar la existencia de recursos especulativos no convencionales del orden de 3.750 tU, sin que en la actualidad existan perspectivas para su recuperación.

Uranio de agua de mar.- Argentina tiene una extensa plataforma continental, incluso ampliada en 2017 por una resolución de la Naciones Unidas, alcanzando una extensión de más de 2.800.000 km². En esta vasta área, el país tiene derechos soberanos para la recuperación comercial de minerales metálicos, minerales no metálicos e hidrocarburos. Atento a las diversas restricciones legales internas a la minería metálica, es importante tener en cuenta que las provincias sólo ejercen jurisdicción sobre el mar territorial adyacente a sus costas, hasta una distancia máxima de tres millas náuticas (5,6 km) medidas desde la línea de las mareas más bajas (Ley N° 18.502/1969). En definitiva, se considera que la extractiva del agua de mar puede constituir una alternativa sustentable de provisión de uranio en un futuro previsible y en

una primera instancia, sería necesario encarar estudios a nivel de investigación y desarrollo en la materia, los que también podrían incluir a los lagos salados interiores.

La producción y la demanda de uranio a escala global

En los últimos diez años la producción mundial se ha mantenido en un rango que va de 53.000 a 63.000 toneladas de uranio (tU), lo que ha permitido cubrir entre el 80% y el 98% de la demanda de los reactores en operación comercial con uranio "nuevo" proveniente de las diferentes instalaciones mineras y plantas de procesamiento (Figura 4).

Para satisfacer la demanda remanente se han utilizado las fuentes de recuperación secundaria, constituidas principalmente por los inventarios civiles y militares preexistentes, las colas del proceso industrial de enriquecimiento, y el uranio reprocesado y el plutonio, provenientes del combustible gastado.

En 2019 la producción mundial de uranio alcanzó las 54.750 tU satisfaciendo el 81% del requerimiento de los 442 reactores en operación, los que a su vez, con una capacidad de 393.300 MWe netos generaron más del 10% de la electricidad a escala global.

Respecto a los principales países productores, Kazajstán se ha mantenido a la cabeza



Figura 4: Tambor de yellowcake, Australia.

correspondiéndole el 41,7% del total, seguido por Canadá (12,7%), Australia (12,1%), Namibia (10,0%), Uzbekistán (6,4%), Níger (5,4%) y Rusia (5,3%), pudiendo observarse una notable concentración, ya que estos siete países acumularon el 93,6% de lo producido en 2019. **En lo que hace a las técnicas mineras extractivas, el uranio fue recuperado en un 57% de manera líquida por lixiviación in situ, un 36% le correspondió a las minerías subterránea y a cielo abierto, y el 7% restante provino del uranio obtenido como subproducto de la extracción polimetálica cobre-oro-plata y del oro, como en el caso de Australia y Sudáfrica, respectivamente** (Figura 5).

Los datos preliminares disponibles indican una baja del 9,2% de la producción en 2020 para alcanzar las 49.700 tU. Esto se debió principalmente a las mermas de 43% y 14,6% registradas en Canadá y Kazajstán, respectivamente, países que en su conjunto acumulan aproximadamente el 55% de la producción global.

La producción mundial de uranio proviene casi exclusivamente de recursos convencionales. Por ejemplo, la producción relevante de REE (China, EE.UU., Myanmar, Australia) no ha contemplado la recuperación integral del uranio. Sólo India viene realizando esta práctica, pero en bajísimas cantidades que son del orden de 60 tU/año.

En la actualidad tampoco se recupera el uranio de la producción de fosfatos destinada a la fabricación de fertilizantes, si bien en el pasado países como Bélgica, con materia prima proveniente de Marruecos, y EE.UU. aplicaron este tipo de tratamiento. Justamente, en los depósitos de fosfatos de Florida (EE.UU.) recientes estudios de factibilidad han obtenido resultados alentadores para volver a producir uranio como subproducto a un costo incremental de USD 65-80/kgU para módulos de producción de 2.000-3.000 tU. Puede agregarse que los proyectos en producción de fosfatos del planeta podrían aportar el uranio suficiente para cubrir el 10-15% de la demanda de los reactores nucleares de potencia en operación.

En el corto plazo, el proyecto polimetálico Ni-Zn-Co-Cu Talvivaara (Finlandia) que se encuentra en producción desde hace tiempo, cuenta con la planta de procesamiento construida y las licencias necesaria para iniciar la recuperación de uranio en 2022-2023, con un módulo estimado de producción es de 300-350 tU/año a partir de un mineral que sólo posee **la ínfima cantidad de 17 ppmU (17 gramos de U por tonelada de material)**. En el extremo opuesto y a los fines comparativos es válido recordar que en Cigar Lake (Canadá), primer depósito productor de la actualidad, se extraen anualmente unas 6.900 tU a un tenor medio de 12,5% U (125 kgU/t).



Figura 5: Minería Subterránea. Depósito Cigar Lake, Canadá.

El caso extremo de las fuentes no convencionales está dado por el agua de mar, que con concentraciones promedio de 3,3 ppb U, representa un recurso inagotable y en gran medida renovable de uranio. Japón, China y EE.UU. se han mantenido muy activos en la materia a nivel de investigación y desarrollo, trabajando en la mejora continua de los materiales adsorbentes que captan de manera selectiva al uranio luego de un tiempo de residencia en el mar. El costo extractivo estimado se encuentran en el orden de USD 450/kgU, que si bien puede aparecer como elevado en relación a los precios de mercado, es importante subrayar que en la actualidad el uranio sólo representa el 4-5% del costo total de la generación nucleoelectrónica.

Para completar estos aspectos y mirando al futuro, es importante apuntar que más allá de que los recursos identificados consistentes en

más de 2.000.000 tU -para la categoría de costos de producción <USD 80/kgU (USD 30/lb U₃O₈)- aparezcan como adecuados y suficientes para cubrir sin problemas la demanda de las próximas dos décadas, incluso en un escenario de alto crecimiento de la energía nuclear, los precios de mercado deprimidos continúan siendo motivo de preocupación junto a situaciones socio-ambientales, tiempos necesarios para poner un recurso en producción, factores geopolíticos, desafíos tecnológicos y marcos legales y regulatorios. En la Figura 6 se presentan distintos escenarios de participación de la energía nuclear hacia 2040 con las correspondientes demandas de uranio (modificado de IEA, 2020), subrayándose que incluso para el caso de crecimiento intermedio, que sólo contempla la construcción de las centrales nucleares planificadas, sería necesario poner en operación nuevos centros productivos de uranio.

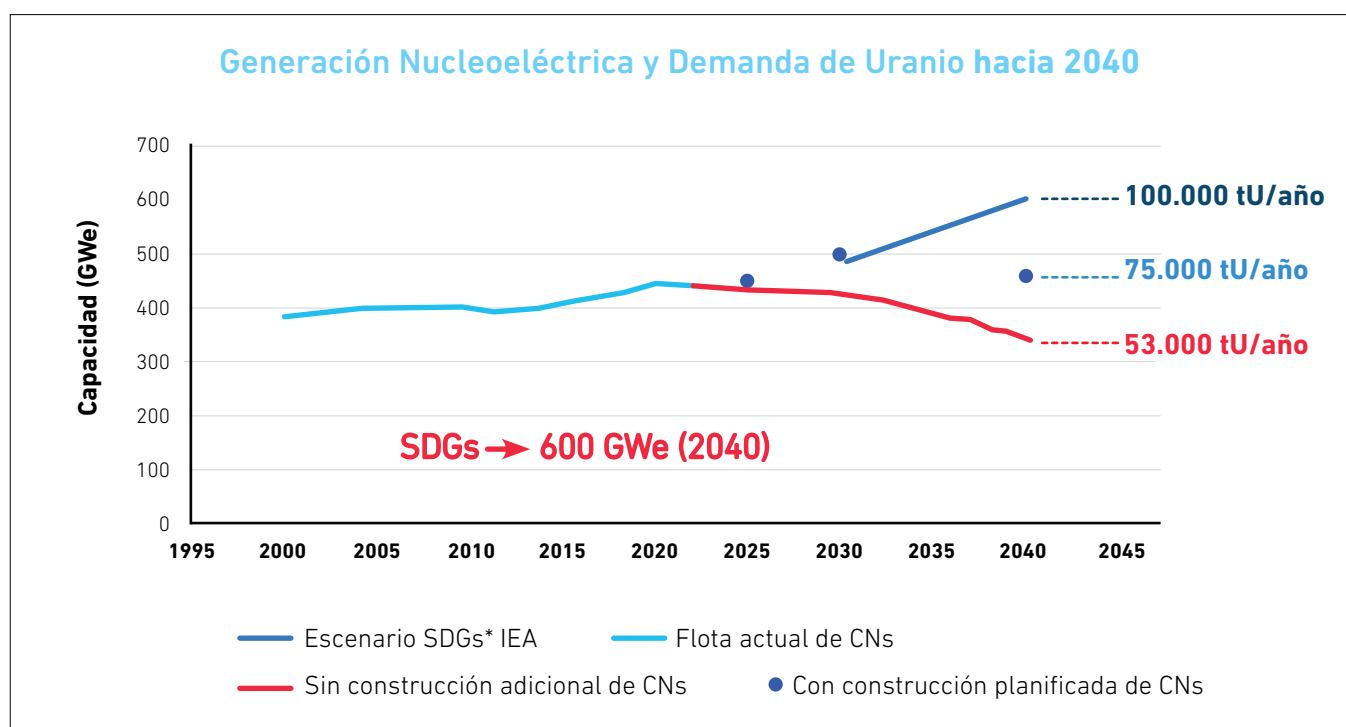


Figura 6: Generación nucleoelectrónica y demanda de uranio hacia 2040.

* Objetivos de desarrollo sostenible.

(Modificado de IEA, 2020; NEA/OECD-IAEA, 2020).

Las condiciones del mercado

En los últimos años, el mercado internacional ha estado dominado por bajos precios del uranio, lo que ha llevado a una importante reducción de las inversiones en exploración ante la falta de un atractivo económico. De las inversiones en

exploración no domésticas informadas en 2014 por China, Francia, Japón y Rusia consistentes en unos USD 800 millones, cayeron al nivel de USD 54 millones en 2019. De igual modo, las erogaciones domésticas correspondientes a 25 países pasaron de USD 2.100 millones a USD 290 millones en el mismo período.

El efecto del mercado, también se ha visto reflejado en el detenimiento de varios centros productivos en Malawi, EE.UU., y el más sonado caso de Canadá donde a principios de 2018 se detuvo la extracción de mineral en Mc Arthur River -el depósito de uranio más rico del mundo- y su planta de procesamiento Key Lake, por lo que la producción canadiense se vio disminuida en casi 7.000 tU al año desde ese entonces. Asimismo Kazajstán, el primer productor mundial, debido a estos condicionamientos económicos ha puesto en marcha una merma planificada de su producción que por el momento llegaría hasta 2022.

Además de las reducciones planificadas mencionadas, se agregaron cierres temporales por la situación Covid-19 en diversos complejos productivos como en Kazajstán, Canadá, Namibia y Sudáfrica. De esta forma la producción de uranio de 2020 será sensiblemente menor a la planificada, pero al mismo tiempo es de notar que las principales compañías productoras han hecho frente a sus compromisos contractuales con el uso de sus stocks comerciales. El efecto negativo de la situación Covid-19 podría extenderse en 2021 y más allá, y podría verse afectada la disponibilidad de materia prima para combustible en el futuro.

En los que hace a los precios en épocas de pandemia, en marzo de 2020 comenzó a insinuarse una tendencia alcista, alcanzándose un máximo de USD 88/kgU (USD 33,9/lb U₃O₈) en mayo 2020, en el mercado “spot”. Esa tendencia se fue desvaneciendo, y en la actualidad el precio “spot” se sitúa en los USD 81,6/kgU (USD 31,4/lb U₃O₈), incluso por debajo del “pico” de USD 90/kgU (USD 34,7/lb U₃O₈) registrado en enero de 2016. Como es habitual, los precios en el mercado de contratos a largo plazo se han mantenido por encima del “spot”, con un valor máximo de USD 93,6/kgU (USD 36/lb U₃O₈) en 2020 y de USD 87,1/kg U (USD 33,5/lb U₃O₈) en mayo 2021.

En definitiva podría decirse que, al menos por estos días el efecto combinado de las reducciones planificadas y aquellas ocasionadas por la situación Covid-19, han ocasionado aumentos del

uranio de más del 20% en el año 2020, pero los valores alcanzados aún son insuficientes para que signifiquen un incentivo económico para el ciclo productivo del uranio.

Existe una marcada asimetría entre los países productores y consumidores de uranio. Por un lado, grandes productores como Kazajstán, Australia Uzbekistán, Níger y Namibia, no hacen uso de generación nucleoelectrónica. Como contrapartida, aparece EE.UU. que siendo el mayor generador de energía nuclear del mundo, y por ende el mayor consumidor con una demanda de unas 19.000 tU, en 2019 produjo apenas 67 tU. Esto se debió a la situación de parada que revisten la casi totalidad de sus plantas productoras por motivos económicos.

Sin embargo, es de resaltar que EE.UU. ha reconsiderado el valor estratégico del uranio, y a través del Departamento de Energía (DOE) ha formulado la creación de una reserva nacional de uranio, la protección de la industria local para que provea un 20% del requerimiento de uranio y la disminución de la dependencia del uranio ruso por los próximos 20 años.

En línea con lo apuntado en el párrafo precedente, algunas empresas genuinamente productoras en EE.UU., como Uranium Energy Corporation y Western Uranium & Vanadium Corporation, están estableciendo inventarios físicos de uranio para aprovechar las compras al contado por debajo de la mayoría de los costos de producción de la industria. Este accionar permite agregar valor de activo adicional al balance general de esas compañías, pudiendo mantenerse ese stock estratégico como una inversión a largo plazo, utilizarse para cumplir acuerdos de suministro, o bien facilitar futuras negociaciones de provisión de materia prima.

En general puede decirse que el uranio es un “commodity” habida cuenta que el 75-80% de su producción es exportada. De todas maneras cabe hacer la observación de que países productores de energía nuclear como Francia, China y Rusia, realizan la extracción de uranio “off-shore” a través de sus compañías estatales. En particular Francia que genera más del 70%

de su electricidad con fuente nuclear, si bien no produce uranio en su territorio nacional lo hace en Canadá, Kazajstán y países de África con su estatal Orano. A nivel regional, Brasil ha tenido la política de autoabastecerse con la materia prima para el combustible nuclear, más allá de que en los últimos años tuvo el complejo minero industrial Caetité en detenido.

La producción histórica de uranio en la Argentina

De 1952 a 1997 Argentina produjo aproximadamente 2.600 tU en la forma de yellowcake, destinadas a cubrir la demanda local. Siete centros de producción y una planta piloto procesaron el mineral de unos 10 yacimientos de uranio, distribuidos a lo largo del territorio nacional, donde se utilizó tanto la minería a cielo abierto como subterránea, con participaciones del 82% y 18%, respectivamente. Con respecto a los tipos geológicos de depósitos de uranio, el 64% perteneció a volcánico, el 26% a arenisca y el 10% restante a granito.

La lixiviación ácida en pilas fue la tecnología de procesamiento aplicada para recuperar uranio. En consecuencia, debido al bajo grado del mineral (0,1% U en promedio) y la tecnología de procesamiento, una gran cantidad de pasivos han quedado en las antiguas instalaciones de extracción y procesamiento. Al respecto, CNEA está llevando a cabo el Programa de Restitución Ambiental de la Minería de Uranio (PRAMU), cuyo objetivo es restaurar el medio ambiente, en la medida de lo posible, en todas las áreas donde se han llevado a cabo actividades de extracción y procesamiento de uranio y cuyo cierre definitivo está en marcha.

La última instalación que permaneció operativa fue el Complejo Minero-Fabril San Rafael (Mendoza), donde en el presente las principales actividades se concentran en el monitoreo ambiental y la remediación de pasivos de la antigua producción.

Sumado a las consecuencias negativas que trajo aparejadas el accidente de Chernobyl (Ucrania) en 1986, se sumaron otros componentes altamente relevantes como la disolución de la URSS (1991)

con la consecuente sobreoferta de uranio, el programa "Megatons to Megawatts" (1993-2013) y los bajos precios del petróleo, para configurar una situación desalentadora para la exploración y la producción de uranio a escala global.

Debido a este escenario internacional y a la situación de la industria local, por cuestiones estrictamente económicas, el país comenzó a importar uranio de Sudáfrica en 1992, lo que paulatinamente condujo al apuntado cierre de la producción doméstica en 1997.

De todas maneras, CNEA venía trabajando en otras alternativas para cubrir la demanda local con materia prima propia. De hecho, en 1997 se contrató a la empresa Nuclear Assurance Corp para que llevara a cabo la primera evaluación económica preliminar del depósito de uranio Cerro Solo (Chubut), como paso previo a un llamado a concurso internacional para realizar la factibilidad de explotación del depósito y la exploración y evaluación de los recursos uraníferos de todo el distrito. En el marco de este proceso se realizaron distintas negociaciones y reformulaciones con los oferentes, que se discontinuaron a partir de la promulgación de la Ley Provincial N° 5001/2003, en virtud de la cual quedó prohibida la minería metálica a cielo abierto hasta tanto el territorio provincial sea zonificado.

También, desde principio de 2000 en Sierra Pintada (Mendoza), se realizaron nuevos informes de impacto ambiental y estudios técnicos tendientes a la reapertura productiva del complejo, incluyendo la remediación, pero estos esfuerzos no tuvieron éxito y claudicaron con la Ley Provincial N° 7722/2007, la que prohibió el uso de ácido sulfúrico y otros productos químicos para la minería metalífera.

En un principio, sería menester revertir o readecuar los marcos legales adversos y contar con la licencia social de operación y viabilidad ambiental para que los proyectos mineros de uranio llevados a cabo tanto por el estado nacional como por el sector privado, puedan avanzar hacia las etapas de factibilidad técnica y de producción.

Demanda y provisión de materia prima en la Argentina

La Argentina tiene tres reactores de agua pesada en operación comercial, a saber Atucha I (provincia de Buenos Aires) con una potencia eléctrica bruta de 362 MWe que se alimenta con uranio ligeramente enriquecido (ULE) (0,85% U-235), y Embalse (provincia de Córdoba) y Atucha II (provincia de Buenos Aires), ambos con combustible de uranio natural y capacidades de generación de 656 MWe y 745 MWe, respectivamente.

De esta manera, con una capacidad instalada de 1.763 MWe, las fuentes de energía nuclear tienen una participación del 7,4% en la matriz nacional de generación eléctrica durante el 2020, con requerimientos de uranio natural de aproximadamente 220 tU por año.

Para atender ese requerimiento, el país ha venido adquiriendo el uranio en el mercado "spot" a través de licitaciones internacionales, sin contar con un contrato de provisión a largo plazo. Nucleoeléctrica Argentina S.A., operadora de las tres centrales nucleares del país, se encarga de realizar los estudios de mercado y las decisiones acerca de la modalidad, la cantidad y la fecha de la compra.

El concentrado de óxidos de uranio (UOC, genéricamente yellowcake) que se importa llega al puerto de Buenos Aires en tambores industriales de 200 litros y es transportado vía terrestre a la planta de Dioxitek S.A. en la ciudad de Córdoba para su purificación y conversión a polvo de dióxido de uranio de pureza nuclear de grado cerámico, que es el material utilizado en la fabricación de los elementos combustibles en la planta de CONUAR S.A., localizada en el Centro Atómico Ezeiza (provincia de Buenos Aires).

Además, para la fabricación del combustible de Atucha I y del prototipo CAREM, que se encuentra en construcción, se necesita la compra al exterior de bajas cantidades de uranio de bajo enriquecimiento. Para Atucha I se realiza el "blending" con el UO_2 natural proveniente de Dioxitek, para así obtener un material con U-235

al 0,85%; mientras que en el CAREM los grados de enriquecimiento del combustible son 1,8% y 3,1% de U-235.

El costo ponderado promedio del uranio natural, incluyendo el transporte, las pólizas de seguro e impuestos, se encuentra en la faja de USD 130-150/kg U, lo que equivale a una erogación anual de USD 28,6-33,0 millones. Respecto al uranio enriquecido, en una de las compras realizada a Brasil en 2018, se pagó unos USD 1.100/kg ULE. En términos de planificación energética y analizando distintos escenarios, la Argentina podría contar hacia 2035-2040 con una capacidad instalada de unos 3.100 MWe, con requerimientos de uranio natural de aproximadamente 500 tU/año.

Perspectivas para el aprovisionamiento de uranio

Considerando el status de los proyectos mineros locales, todo indica que la Argentina continuará importando uranio por los próximos años. Actualmente, lo hace de países remotos como Canadá y Kazajstán, y la provisión en la región resultaría una alternativa más sustentable y económica.

En Brasil, en el corto a mediano plazo, se cubrirán las necesidades internas de 400 tU/año e incluso se producirán excedentes de uranio importantes que podrían contribuir al suministro nuclear de Argentina. Por un lado, el complejo Caetité (Estado de Bahía) ya reinició la producción de U en 2020 y con la expansión planificada llegará a producir unas 800 tU/año en 2026; por otro lado, se podrían obtener unas 1.600 tU/año como subproducto de la extracción de fosfatos en el depósito Santa Quitéria (Estado de Ceará), proyecto que ha comprometido el inicio de su construcción para 2023. Como precedente reciente, entre 2016 y 2020 Industrias Nucleares de Brasil proveyó a Combustibles Nucleares Argentinos S.A. (CONUAR) con ULE producido en la planta de Río de Janeiro, para fabricar los combustibles para la carga inicial del reactor CAREM (1,8% y 3,1% U-235) y de Atucha I (0,85% U-235).

En Paraguay, existen dos proyectos de interés que se encuentran en la parte oriental del país: el proyecto Yuty, que posee alrededor de 4.290 tU de recursos certificados NI 43-101, y el proyecto Coronel Oviedo, que constituye un objetivo de exploración NI 43-101 en el rango de 8.900-21.500 tU. En ambos proyectos, las pruebas hidrogeológicas indican características del acuífero que respaldarían las tasas operativas para la minería por lixiviación in situ. Sobre esta base, cabe señalar que Dioxitek está construyendo una nueva planta de purificación de uranio en Formosa, ubicada a unos 200 km de los depósitos de uranio paraguayos. Por lo tanto mediante la cooperación binacional podrían optimizarse aspectos ambientales, sociales, técnicos y económicos, tendiente a constituir un proyecto sustentable para la producción minera de uranio y la fabricación de UO_2 .

En Perú, la empresa American Lithium Corporation es propietaria del proyecto Macusani cuyo análisis económico preliminar NI 43-101 prevé una inversión inicial de USD 300 M para la construcción de mina y planta con el objeto de producir 2.350 tU/año por un lapso mínimo de 10 años. La misma compañía posee a pocos kilómetros de Macusani, el proyecto de litio Falchani que cuenta también con un PEANI 43-101 y su eventual puesta en operación coadyuvaría a la entrada en producción del proyecto de uranio. Esta sería otra fuente potencial de suministro de uranio para nuestro país en el mediano plazo a nivel regional.

Apreciaciones finales

Si se consideran tanto los tonelajes como el grado de conocimiento geológico, los recursos de uranio de la Argentina resultarían muy adecuados para cubrir la demanda actual y futura. También desde el punto de vista económico, los potenciales proyectos de CNEA para recuperar uranio resultarían viables pues involucrarían inversiones equivalentes o inferiores a las que

se dedican a la importación de la materia prima, habida cuenta de las siguientes consideraciones: los precios en el mercado internacional deberían ser tomados como una referencia, no como un factor determinante; la materia prima tiene una participación del 5-7% en el costo total de la generación de energía nuclear en el país; hasta ahora, no se ha perseguido el objetivo de obtener dividendos con la venta de uranio en el mercado internacional, sino eventualmente atender al requerimiento local; los impuestos a nivel nacional, provincial y local retornan al Estado; los costos de transporte y primas de seguros son muy inferiores en relación a los vinculados a la importación de uranio.

De acuerdo a lo apuntado en el párrafo precedente, los proyectos con recursos conocidos deberían avanzar en su factibilidad técnica y fundamentalmente en su viabilidad social y ambiental. Al respecto, los recursos para combustible nuclear y proyectos asociados de nuestro país han sido recientemente evaluados utilizando la Clasificación Marco de las Naciones Unidas para Recursos (UNFC), lo que ha permitido documentar y reportar las cantidades de uranio, incluyendo información sobre la madurez del proyecto, consideración de cuestiones sociales, ambientales y económicas, análisis sobre la progresión de los recursos y las condiciones regulatorias, legales y de precios impuestos por gobiernos y mercados, demanda interna, progreso tecnológico e industrial y la incertidumbre siempre presente en los proyectos mineros. La Figura 7 muestra de una manera conceptual estos resultados, pudiendo visualizarse el status de cada proyecto, destacándose que a la fecha no se cuenta con ningún emprendimiento viable (por lo cual aparece como tachado), lo que expresado de otra manera significa que técnicamente la Argentina cuenta con recursos, pero carece de reservas de uranio.

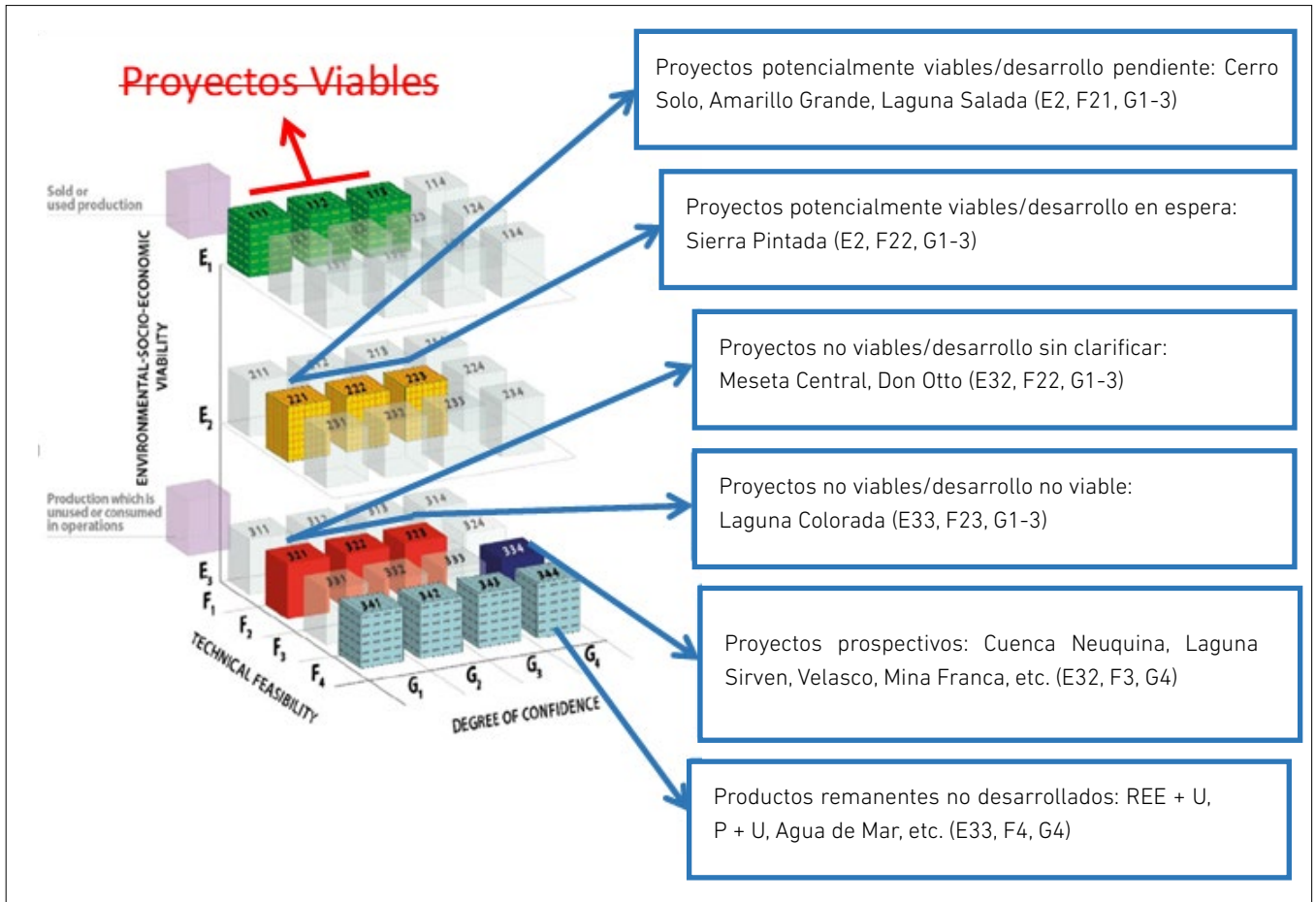


Figura 7: Los Proyectos de Uranio de la Argentina en la Clasificación Marco de las Naciones Unidas.

Se entiende que, si la energía es un servicio, el suministro de uranio para fabricar el combustible podría encuadrarse de la misma manera, por el valor estratégico de disponer del uranio, más allá del costo del "commodity" en el mercado internacional. Los esfuerzos que puedan realizarse para el retorno a la producción doméstica del uranio tienen ciertamente connotaciones muy positivas en términos de seguridad energética.

Finalmente, se apunta que más allá del encuadre meramente minero que pueda revestir el ciclo productivo y los recursos de uranio, su importancia reside en el hecho de constituir el punto de partida del ciclo del combustible y la generación nuclear, fuente de energía de base asequible, limpia y confiable, e indispensable para el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas.

Agradecimientos

El autor expresa su profundo agradecimiento a María Eugenia Franzoni Lauthier por la lectura crítica del manuscrito y el valioso aporte profesional, y a Santiago Jensen por alentar y brindar apoyo técnico a la realización de este trabajo.

Geólogo/MSs

Luis Lopez

Bibliografía de consulta

International Atomic Energy Agency (IAEA), 2018. Geological Classification of Uranium Deposits and Description of Selected Examples. IAEA-TECDOC-1842, IAEA, Vienna.

International Atomic Energy Agency (IAEA), 2018. International Symposium on Uranium Raw Material for the Nuclear Fuel Cycle: Exploration, Mining, Production, Supply and Demand, Economics and

Environmental Issues (URAM2018). Vienna, Austria, 25-29 June 2018. Book of abstracts and extended abstracts, IAEA, Vienna.

International Atomic Energy Agency (IAEA), 2018. Quantitative and Spatial Evaluations of Undiscovered Uranium Resources. IAEA-TECDOC-1861, IAEA, Vienna.
International Atomic Energy Agency (IAEA), 2018. World Distribution of Uranium Deposits (UDEPO). IAEA-TECDOC-1843, IAEA, Vienna.

International Energy Agency (IEA), 2020. Nuclear power, in Tracking Clean Energy Progress. IEA, Paris, www.iea.org/reports/nuclear-power

International Energy Agency (IEA), Nuclear Energy Agency/Organization for Economic Co-operation and Development (NEA/OECD), 2020. Projected Costs of Generating Electricity. Edition 2020. NEA/OECD Report No. 7531, Paris.

Nuclear Energy Agency/Organization for Economic Co-operation and Development (NEA/OECD), International Atomic Energy Agency (IAEA), 2020. Uranium 2020: Resources, Production and Demand. NEA/OECD Report No. 7551, Paris.

Nuclear Energy Agency/Organization for Economic Co-operation and Development (NEA/OECD), 2020. Unlocking Reductions in the Construction Costs of Nuclear: A Practical Guide for Stakeholders. Nuclear Technology Development and Economics. NEA/OECD Report No. 7530, Paris.

Nuclear Newswire, 2021. Uranium production expected to recover in 2021. <https://www.ans.org/news/article-2984/uranium-production-expected-to-recover-in-2021/>

United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2019. Application of the United Nations Framework Classification for Resources. Case studies. ECE Energy Series No. 58, United Nations, Ginebra.

United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2019. Redesigning the Uranium Resource Pathway Application of the United Nations Framework Classification for Resources (UNFC) for Planning and Implementing Uranium Projects. ECE Energy Series No. 57, United Nations, Ginebra.

United Nations Economic Commission for Europe (UNECE), 2019. United Nations Framework Classification for Resources. Update 2019. ECE Energy Series No. 61, United Nations, Ginebra.

World Nuclear Association (WNA), 2018-2020. Information Library/Facts and Figures. <https://www.world-nuclear.org/information-library/facts-and-figures.aspx>

“La central nuclear se va a construir y podemos adelantar ese proceso”



Definiciones de José Luis Antunez.

Fuente: Entrevista a José Luis Antunez en EconoJournal el 12 de Julio de 2021.

En diálogo con el medio EconoJournal, José Luis Antunez -presidente de Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA)- repasó la negociación por la cuarta central nuclear de tipo Hualong –financiada por China- que representa una línea tecnológica novedosa para el país, con tecnología de uranio enriquecido y agua liviana. A la actualización tecnológica se le suma además el sostenimiento y la expansión de la línea “nacional” de uranio natural y agua pesada. Las tres centrales argentinas operan con esa tecnología y la industria local la domina en profundidad. Además, Antunez proyectó también una quinta central tipo CANDU y habló tanto de la perspectiva general del sector, como del flamante Plan de Acción lanzado por la empresa, cuyos dos objetivos estratégicos fundamentales son “construir y preservar”.

Antunez puso el foco en la operación de las centrales Atucha I, Atucha II y Embalse. En este sentido, planteó que se espera llevar Atucha II al 100% hacia fines de este año, teniendo en cuenta que la central viene recuperando la potencia a

partir del filtrado del fluido del circuito primario, lo cual lleva tiempo. Cabe recordar que Atucha II debió parar su operación en 2018, en una acción que dejó un rastro de absorción de neutrones. Con respecto a Atucha I, destacó que la central

que opera hace 47 años no solo está funcionando a plena capacidad, sino que además actualmente produce 100 MW más que su potencia de diseño original, de 1974.

Por otra parte, se refirió a la situación relacionada con la bajante del Río Paraná, que afecta no solo de modo ambiental sino en materia de generación hidráulica y para preservación de las centrales nucleares. En relación a esto último, Antunez explicó que se están tomando medidas físicas para palear la bajante, aumentando la profundidad del canal de acceso, debido a que el Río Paraná es el que provee el agua para enfriamiento en las centrales Atucha I y II. En línea con ello, expresó que “esperamos que no se llegue a la instancia de tener que disminuir la potencia o parar las centrales por esta bajante extraordinaria”.

El presidente abordó también el Plan de Acción de NA-SA, en el cual se fijaron como objetivos estratégicos prioritarios la construcción de la cuarta central nuclear –tipo Hualong- y la preservación de la tecnología nacional de uranio natural y agua pesada. Con respecto a la cuarta central, Antunez brindó algunos detalles del contrato EPC (Ingeniería, compra y construcción, por sus siglas en inglés) que se negocia con China National Nuclear Corporation (CNNC). “El contrato va a prever contenido local, naturalmente en lo relativo a las obras y los procesos de montaje y puesta en marcha, además de suministros locales, y va a incluir la transferencia de la tecnología para la fabricación local de los componentes del combustible que se van a usar en la central”. La transferencia, agregó, será hecha a la CNEA, que es quien fabrica el combustible para las centrales. Antunez aseguró que se trata de un EPC normal por construcción y entrega de la central funcionando, que permitirá el acceso a la tecnología de uranio enriquecido y agua liviana. “Este proyecto va a servir para incrementar el acervo tecnológico tanto de CNEA como el nuestro”.

En lo que refiere a la firma del contrato, se espera que esta se realice hacia fin de este año. Luego, durante el primer semestre del 2022, se espera que se lleven a cabo todos los procesos relativos

a la contratación misma, a su financiamiento, y a partir de allí comenzaría la construcción. “Lo que ya estamos adelantando es la preparación del predio para entregárselo a CNNC tan pronto como esté habilitado el contrato, para evitar el tiempo muerto de empezar a despejar el predio a partir de la firma del mismo”.

Antunez brindó algunos detalles del contrato EPC que se negocia con China National Nuclear Corporation. “El contrato va a prever contenido local, naturalmente en lo relativo a las obras y los procesos de montaje y puesta en marcha, además de suministros locales, y va a incluir la transferencia de la tecnología para la fabricación local de los componentes del combustible que se van a usar en la central”.

En relación a la planta ubicada en Arroyito, el presidente de NA-SA expresó que se están tomando medidas en la Secretaría de Energía con el objetivo de recuperar su funcionamiento. Por otra parte, habló de los planes a futuro: en primer término, la ejecución del plan de extensión de vida de Atucha I -que traerá aparejada la apertura de puestos de trabajo de tipo industrial- y luego el almacenamiento en seco de elementos combustibles quemados, un proyecto grande y de un par de cientos de millones de dólares. Al respecto, mencionó que “eso es un puente que nos va complementar el empleo industrial durante lo que queda de este año y el próximo”. Además, planteó que la extensión de vida de Atucha I seguirá hasta el 2024 y para ese momento los componentes ya van a estar fabricados. “Entonces necesitamos algo más y encontramos la siguiente forma de hacerlo: Vamos a programar el proyecto nacional, que va a ser un reactor CANDU. La tarea de proyectar este nuevo reactor se

va a hacer en Embalse, que es donde están acumulados nuestros 40 años de experiencia tanto en la construcción como en la operación y la extensión de vida de Embalse. La experiencia CANDU de Argentina esta acumulada allí, por lo que la gerencia e ingeniería para el nuevo proyecto se van a realizar allí”.

Antunez, además, realizó un análisis acerca de cómo se debe valorar en lo económico el costo de la energía nuclear, teniendo en cuenta los altos valores de inversión de capital que significa la construcción de una central nuclear. Según él, existe en ese tema “una disputa ideológica con los evaluadores de proyectos”. El método habitual de evaluación de un proyecto energético, de acuerdo a lo explicado, es el del costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés), el cual funciona bien para proyectos con vida útil de 20 años, pero no tiene los mejores resultados cuando se lo aplica en proyectos de, por ejemplo, 80 años de vida útil, como los hidráulicos grandes o los nucleares. “Como es un método de flujos de caja descontados tiene un inconveniente, aún con tasas relativamente bajas, sea del retorno del capital que se le pide al proyecto, sea de la inflación que afecta al ingreso, arriba del 5 o 6%, el LCOE más allá de los 20 años no ve nada”.

Así, según Antunez, el problema de la evaluación de los proyectos eléctricos “es problema del instrumento de medición y no de la máquina”. Se han diseñado en Estados Unidos métodos de adaptación -como el VALCOE- que trabajan con la contribución al sistema que hacen aquellas máquinas cuyos flujos de dinero no ve el método del descuento actualizado de los fondos.

De acuerdo a lo explicado por el presidente de NASA, “para que el proyecto nuclear sea competitivo con ese instrumento tan primitivo que solo ve los 20 años, hay que conseguir una tasa de retorno que sea del 2% o 3%, cosa que ciertamente es inalcanzable en países como el nuestro”. Pero, al corregir en función de los flujos futuros que existen, la situación cambia: “antes nos decían que una central con una duración de 40 o 60 años

era una fantasía. La dura realidad ha hecho ver que hoy hay máquinas que están andando hace 60 años y funcionan mejor que antes”. En este sentido, Antunez aportó datos relativos a la flota estadounidense de alrededor de 100 reactores, que tuvo durante 2020 un factor global de carga del 93%, con máquinas que tienen 65 años funcionando. “Es una contribución monumental, esos flujos están hoy y los estadounidenses, que son bastante prácticos, hace ya rato que lo vienen reconociendo. Incluso, algunos Estados ya están remunerando a las centrales directamente”.

Al analizar este suceso, Antunez se refirió también a las emisiones de carbono. Al respecto, marcó diferencias al asegurar que, cuando hace 30 años se evaluaba un proyecto, las emisiones de carbono que podía emitir no formaban parte de la agenda ya que no se tenía la consciencia que existe hoy relativa a cómo perturba al planeta dicha central. En la actualidad eso ha cambiado, por lo que las fuentes que no contaminan deben recibir premios por tonelada de carbono no emitida, y se debe dejar de multar al que emite. Antunez aseguró que “alguien con suficiente plata paga la multa y ya. No es ese el método socialmente adecuado si es que quieren alcanzar un 2050 con energía eléctrica limpia”.

Síntesis Nuclear

Novedades Nucleares

En materia nuclear a nivel mundial, China comenzó la construcción del primer reactor modular pequeño (SMR) comercial en el mundo, el Linglong 1.

El proyecto, desarrollado por la Corporación Nuclear Nacional de China, tiene sede en la planta de energía nuclear de Changjiang, en la provincia sureña de Hainan, y representa un “logro masivo de innovación independiente” después del Hualong 1, un reactor nuclear de tercera generación y de fabricación nacional.

A diferencia de la tecnología de energía nuclear tradicional, este pequeño reactor de agua presurizada cuenta con las características de miniaturización, periodo de construcción corto y despliegue flexible. Además, el Linglong 1 podrá realizar múltiples propósitos en los ámbitos de la energía nuclear, como proveer calefacción o refrigeración urbana, producción de vapor industrial, desalinización de agua de mar, explotación petrolera y otras necesidades, además de generación de energía eléctrica.

El reactor tendrá una capacidad de 125 MWe, y la generación eléctrica anual alcanzaría los 1.000 GWh, suficientes para satisfacer las necesidades de 526.000 hogares.

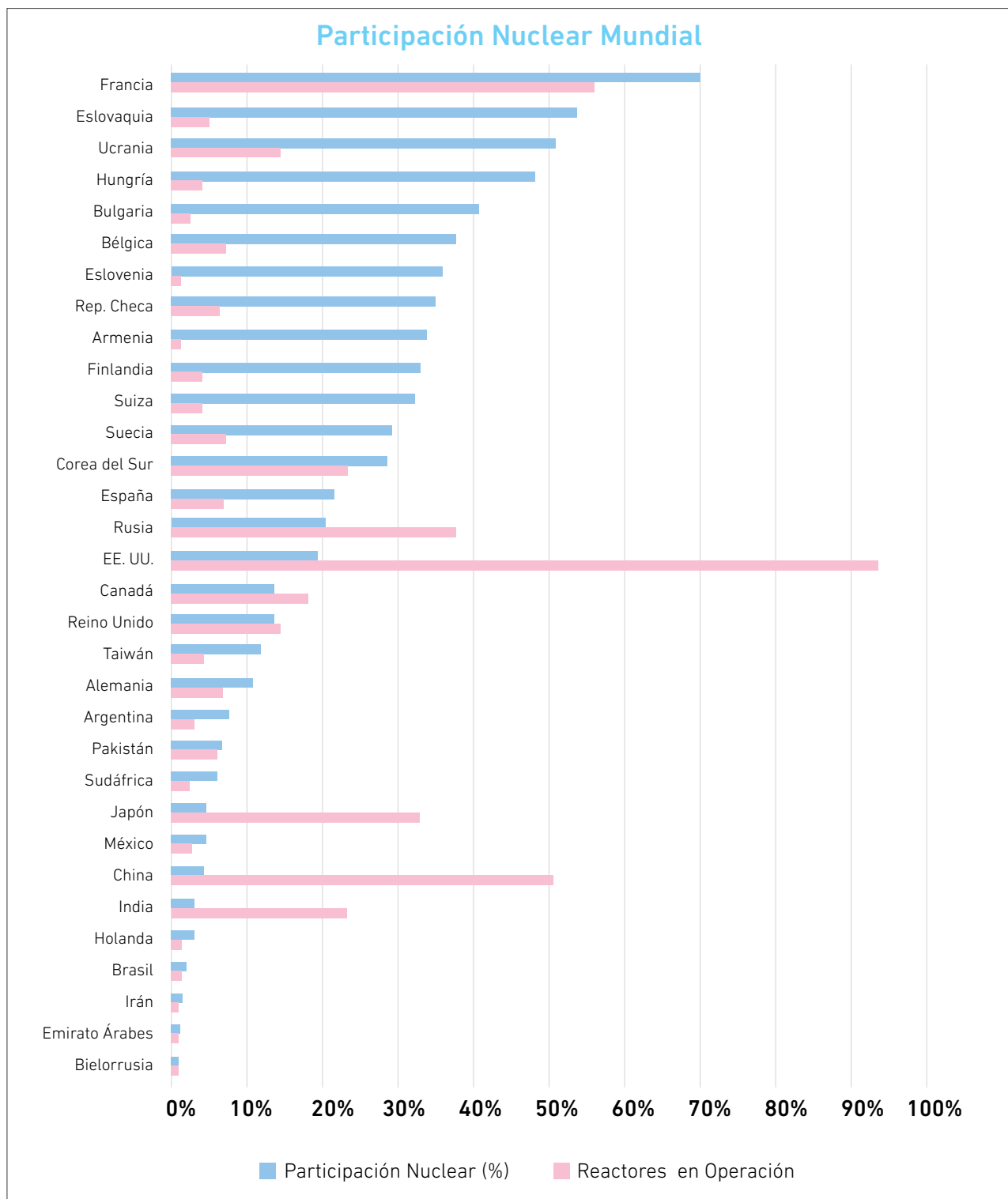
La energía generada por el Linglong 1 podrá ser aplicada a escenarios tales como parques industriales, islas o áreas mineras. La realización del proyecto ayudará a reducir en gran medida el consumo de energía fósil en China y a promover la conservación de energía y la reducción de emisiones de carbono.

El reactor ha estado en desarrollo durante más de 10 años, y en el año 2016 se convirtió en el primer reactor modular pequeño del mundo en ser aprobado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

Participación Nuclear Mundial

A junio de 2021 se encuentran operativos 444 reactores de generación nucleoelectrónica en 33 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 394.226 MW. A continuación se muestra la participación nuclear y el número de reactores en operación de cada uno de dichos países.

En la siguiente figura, las barras azules indican el porcentaje de generación que aporta la energía nuclear en la matriz de cada país (últimos datos disponibles a junio de 2021), mientras que las barras rosas representan el número de reactores en operación de cada uno de ellos.



Nota: Datos actualizados a junio de 2021.

Como puede observarse, el país con mayor cantidad de reactores activos es EE.UU. con 93 unidades operativas. Sin embargo, la participación de la energía nuclear en la generación es sólo de un 19,7% (debido a su gran demanda de energía eléctrica), colocándolo a mitad de la figura respecto a los demás países.

Por otra parte, Francia es el país con mayor participación nuclear (70,6%) en la matriz eléctrica, con un total de 56 reactores en operación.

China continúa su tendencia creciente con 51 reactores en operación con una participación del 4,9% en su matriz eléctrica, y por ser el mayor demandante de energía eléctrica a nivel mundial¹, el elevado número de reactores en operación no simboliza un alto porcentaje de generación. Se planea elevar este porcentaje de modo considerable dado que actualmente China tiene 13 centrales nucleares en construcción. Por su parte, Rusia cuenta con 38 reactores en operación y la participación nuclear es del 20,6%.

En cuanto a Japón es relevante mencionar 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, este 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 33 centrales nucleares en condiciones para operar, actualmente sólo nueve se encuentran en funcionamiento, lo que resulta en una participación nuclear del 5,1% (último dato disponible) respecto a la generación total.

Por otra parte, el resto de los países del mundo con generación nucleoelectrónica poseen no más de 25 reactores en operación y la participación nuclear es menor al 41%, exceptuando los casos de Ucrania, Eslovaquia y Hungría, donde aproximadamente se alcanza el 50% de participación.

Construcciones Futuras Planeadas

La energía nuclear se encuentra en constante crecimiento en la mayoría de los países y constituye un papel importante en la matriz energética mundial. Es por esto que la Organización Internacional de Energía Atómica (OIEA) realizó un relevamiento de los futuros inicios de construcción de reactores nucleares, tomando en consideración los proyectos aprobados para iniciar obra civil. A continuación se presenta una tabla indicando los ingresos esperados. En esta se detallan tipo y modelo de reactor, operador y capacidad instalada para distintos países.

País	Nombre	Tipo	Modelo	Capacidad [MW]			Operador
				Térmica	Bruta	Neta	
CHINA	XUDABU-1	PWR	CPR-1000	2.905	1.080	1.000	LNPC
	XUDABU-2	PWR	CPR-1000	2.905	1.080	1.000	LNPC
FINLANDIA	HANHIKIVI-1	PWR	VVER V-522	3.200	-	1.200	FV
HUNGRÍA	PAKS-5	PWR	VVER V-527	3.200	1.265	1.185	PAKS II
	PAKS-6	PWR	VVER V-527	3.200	1.265	1.185	PAKS II
INDIA	GORAKHPUR-1	PHWR	PHWR-700	-	700	630	NPCIL
	GORAKHPUR-2	PHWR	PHWR-700	-	700	630	NPCIL
IRÁN	BUSHEHR-3	PWR	VVER V-528	3.000	1.000	915	NPPDCO
	DARKHOVAIN	PWR	IR-360	1.113	360	330	NPPDCO
JAPÓN	HAMAOKA-6	BWR	ABWR	3.926	1.400	1.350	CHUBU
	HIGASHI DORI-1 (TEPCO)	BWR	ABWR	3926	1.385	1.343	TEPCO
	HIGASHI DORI-2 (TEPCO)	BWR	ABWR	3926	1.385	1.343	TEPCO
	HIGASHI DORI-2 (TOHOKU)	BWR	ABWR	-	-	1.067	TOHOKU
	KAMINOSEKI-1	BWR	ABWR	3926	1.373	1.325	CHUGOKU
	KAMINOSEKI-2	BWR	ABWR	3926	1.373	1.325	CHUGOKU
	SENDAI-3	PWR	APWR	4466	1.590	1590	KYUSHU

¹ Fuente: U.S. Energy Information Administration.

País	Nombre	Tipo	Modelo	Capacidad [MW]			Operador
				Térmica	Bruta	Neta	
JAPÓN	TSURUGA-3	PWR	APWR	4.466	1.538	1.475	JAPCO
	TSURUGA-4	PWR	APWR	4.466	1.538	1.475	JAPCO
RUSIA	BALTIC-2	PWR	VVER V-491	3.200	1.194	1.109	REA
	BASHKIR-1	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	1.115	REA
	BASHKIR-2	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	1.115	REA
	BELOYARSK-5	FBR	BN-1200	3.000	1.220	0	REA
	CENTRAL-1	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	0	REA
	CENTRAL-2	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	0	REA
	KOLA 2-1	PWR	-	3.200	1.200	0	REA
	KOLA 2-2	PWR	-	3.200	1.200	1.100	REA
	KURSK 2-3	PWR	VVER V-510K	3.300	1.255	1.175	REA
	KURSK 2-4	PWR	VVER V-510K	3.300	1.255	1.175	REA
	LENINGRAD 2-3	PWR	VVER V-491	3.200	1.199	1.111	REA
	LENINGRAD 2-4	PWR	VVER V-491	3.200	1.199	1.111	REA
	NIZHEGORODSK-1	PWR	-	3.300	1.255	1.175	REA
	NIZHEGORODSK-2	PWR	-	3.300	1.255	1.175	REA
	SEVERSK-1	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	0	REA
	SEVERSK-2	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	0	REA
	SMOLENSK 2-1	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	0	REA
	SMOLENSK 2-2	PWR	VVER V-510	3.300	1.255	0	REA
	SOUTH URALS-1	FBR	BN-1200	3.000	1.220	0	REA
	SOUTH URALS-2	FBR	BN-1200	3.000	1.220	0	REA
TURQUÍA	AKKUYU-3	PWR	VVER V-509	3.200	1.200	1.114	ANC
	AKKUYU-4	PWR	VVER V-509	3.200	1.200	1.114	ANC

Reactores con Construcción Programada según Datos al 31 de Diciembre de 2020.

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World. OIEA, 2021.

Como puede observarse, los países con mayor cantidad de reactores planificados para comenzar a construirse son Rusia con 20 unidades, que representan 24.712 MW, y Japón con 10 unidades, con un total de 12.649 MW.

Por otra parte, China, Hungría, India, Irán y Turquía planean incorporar dos reactores a su actual parque nucleoelectrico, adicionando entre 1.350 y 2.550 MW cada uno. Es de destacar que Turquía ingresará al grupo de países que operan tecnología nuclear cuando finalice la construcción de sus tres centrales.

Finalmente, Finlandia planea sumar un reactor nuclear de 1.200 MW a su parque de generación de energía eléctrica.

Factores de Rendimiento Mundial

Adicionalmente, OIEA realiza anualmente un cálculo de diferentes índices para medir el rendimiento por central a nivel mundial. Dicho cálculo se presenta en la tabla a continuación, dividido por tecnología nuclear para los últimos tres años.

Categoría	Número de Unidades	Factor de Disponibilidad	Factor de Pérdida de Carga Programada	Tasa de Pérdidas Forzadas	Factor de Operación	Factor de Carga
		(EAF) %	(PCL) %	(FLR) %	(OF) %	(LF) %
PWR	307	79,3	14,8	2,5	80	78,2
PWR < 600 MWe	43	77,1	20,2	1,6	78,9	76,6
PWR >= 600 MWe	264	79,4	14,4	2,6	80,2	78,4
BWR	75	63,8	34,5	1,8	64	63
BWR < 600 MWe	5	33	65,3	2,9	46,1	33,1
BWR >= 600 MWe	70	64,3	33,9	1,8	65,1	63,6
PHWR	49	76,8	18,1	4,1	77,5	76,8
PHWR < 600 MWe	27	79	16,3	3,9	77,1	79,1
PHWR >= 600 MWe	22	75,6	19	4,2	78	75,7
LWGR	15	73,3	23,8	2,6	75,7	74,5
LWGR < 600 MWe	4	76,7	23,2	0	75,6	46,9
LWGR >= 600 MWe	11	73,3	23,8	2,6	75,8	74,6
GCR	14	64,2	10,7	4,6	66,5	63,8
FBR	2	74,2	22,5	2,6	77,8	75,5
TOTAL	462	75,9	18,7	2,5	76,6	75,1

Factores de Rendimiento por Categoría de Reactores (2018-2020)²

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World. OIEA, 2021.

Como indica la tabla anterior, la tecnología con mejores índices corresponde a los reactores de tipo PWR mayores a 600 MWe. Esta presentó para los últimos tres años los factores de disponibilidad y operación más altos dentro de todas las categorías, de 79,4% y 80,2% respectivamente. Además, obtuvo en sus factores de carga el segundo promedio más alto, de 78,4% (siendo el más alto para los PHWR menores a 600 MWe). **Estos hechos evidencian por qué dicha tecnología es la más elegida actualmente a nivel global dentro del parque de generación nuclear.**

Estadísticas de Salidas de Servicio

Por otra parte, se realizó un relevamiento de las horas de servicio detenido dentro del parque nucleoelectrico para todos los países asociados a OIEA. En la siguiente tabla se presentan los resultados correspondientes al año 2020, divididas por tipo de central.

² Los datos no incluyen unidades de origen francés, ya que la información no se encontraba disponible al momento de la publicación.

Tipo de Reactor	Número de Unidades	Total de Horas Paradas por Año Operativo	% Paradas Programadas	% Paradas No Programadas	% Paradas Externas
PWR	300	1.278	83,9	9,6	6,5
PWR < 600 MWe	41	1.499	86,3	10,8	2,9
PWR >= 600 MWe	259	1.243	83,5	9,3	7,2
BWR	65	3.084	94	5,4	0,6
BWR < 600 MWe	3	7.491	93,7	6,3	0
BWR >= 600 MWe	62	2.871	94	5,3	0,7
PHWR	48	1.791	80,7	17,4	1,9
PHWR < 600 MWe	27	1.898	78,5	19,5	2
PHWR >= 600 MWe	21	1.654	84,1	14,3	1,6
LWGR	13	1.782	99	1	0
LWGR < 600 MWe	3	1.784	99,7	0,3	0
LWGR >= 600 MWe	10	1.782	98,8	1,2	0
GCR	14	3.262	27,6	72,4	0
FBR	2	1.463	97,6	2,4	0
TOTAL	442	1.678	83,3	12,9	3,8

Total de Estadísticas de Paradas Durante 2020³

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World. OIEA, 2021.

En concordancia con los datos previamente presentados (de factores de disponibilidad y operación), la tecnología PWR perteneciente al segmento de potencia mayor a 600 MWe es la que detuvo su operación la menor cantidad de horas en el año. A pesar de esto, las tres categorías correspondientes a los reactores de agua ligera de grafito (LWGR) son aquellos con menor cantidad de paradas no programadas o externas.

A continuación se indican las causas detrás de cada salida de servicio para el 2020.

³ Los datos no incluyen unidades de origen francés, ya que la información no estaba disponible al momento de la publicación.

Motivo Directo de Parada	Total Paradas Programadas				Total Paradas No Programadas			
	Energía Perdida		Tiempo Perdido		Energía Perdida		Tiempo Perdido	
	GWh	%	Horas	%	GWh	%	Horas	%
Problema o falla de equipo en planta	-	-	-	-	12.853	43,53	24.982	61,34
Recarga sin mantenimiento	54.773	9,82	55.248	8,42	-	-	-	-
Inspección, mantenimiento o reparación combinada con recarga de comb.	242.960	43,57	281.584	42,91	-	-	-	-
Inspección, mantenimiento o reparación combinada sin recarga de combustible	40.154	7,2	75.166	11,45	-	-	-	-
Testeo de sistemas o componentes de la planta	1.851	0,33	2.432	0,37	13	0,04	15	0,04
Actividades principales de acondicionamiento, renovación o mejora con recarga de comb.	9.473	1,7	14.021	2,14	-	-	-	-
Actividades principales de acondicionamiento, renovación o mejora sin recarga de comb.	207.125	37,14	216.887	33,05	-	-	-	-
Requerimientos regulatorios nucleares	411	0,07	2.057	0,31	2	0,01	11	0,03
Relacionado al factor humano	-	-	-	-	1.028	3,48	1.246	3,06
Restricción de la gestión del comb. (incluyendo operaciones de inclinación, alargamiento o reducción gradual de flujo elevado)	-	-	-	-	268	0,91	248	0,61
Otro	874	0,16	8.859	1,35	15.360	52,02	14.228	34,93
TOTAL	557.621	100	656.254	100	29.524	100	40.730	100

Motivos Directos de Paradas Durante 2020.

Fuente: Nuclear Power Reactors in the World. OIEA, 2021.

Entre los principales motivos de salida de servicio programada se encuentra la inspección, mantenimiento o reparación combinada con reabastecimiento de combustible para el reactor. Dicha causa representa aproximadamente un 43% del tiempo y energía perdidos respecto al total de las salidas de servicio. Otro motivo de detención es el acondicionamiento, renovación o mejora del reactor, las cuales se efectúan en momentos separados al reabastecimiento del combustible, y representan aproximadamente un 35% del tiempo y energía perdidos por salidas programadas.

En cambio, las paradas no programadas se deben principalmente a problemas o fallas en los equipos, representando un 61% del tiempo y 44% de la energía perdida. El resto de las salidas no programadas se deben a otro tipo de causas, representando así un 35% del tiempo y 52% de la energía perdidos.

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	CNA I - CNA II - CNE 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	8.761.966	56,44
2020	89,94	92,02	41,89**	2.859.810	5.302.370	2.741.554	10.903.734	70,41
2021***	88,31	65,06	40,67**	1.388.671	1.853.933	1.316.034	4.558.638	59,53

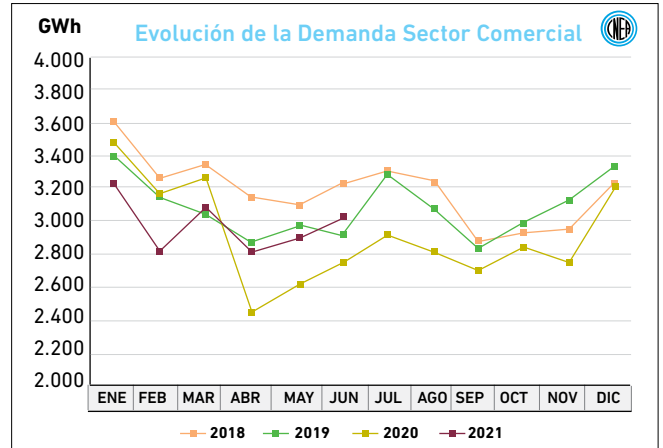
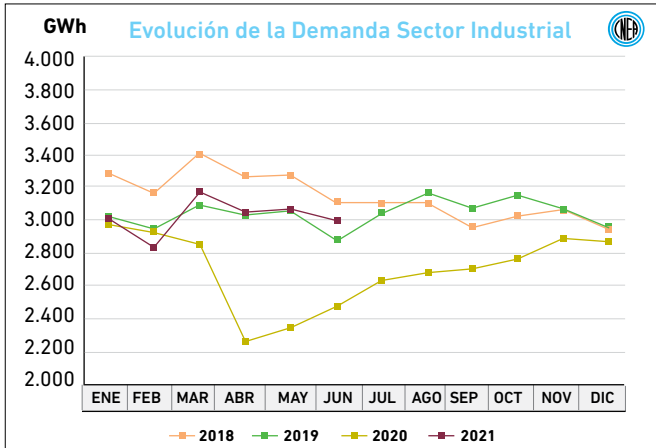
*Nota I: El valor de la Central Nuclear de Embalse es 0 ya que esta se encontraba desde el 1 de enero del 2016 fuera de servicio para la realización de las modificaciones necesarias para su Extensión de Vida..

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

***Nota III: Los valores son hasta junio del 2021, el valor anual se presentará en el próximo Boletín Energético N°48.

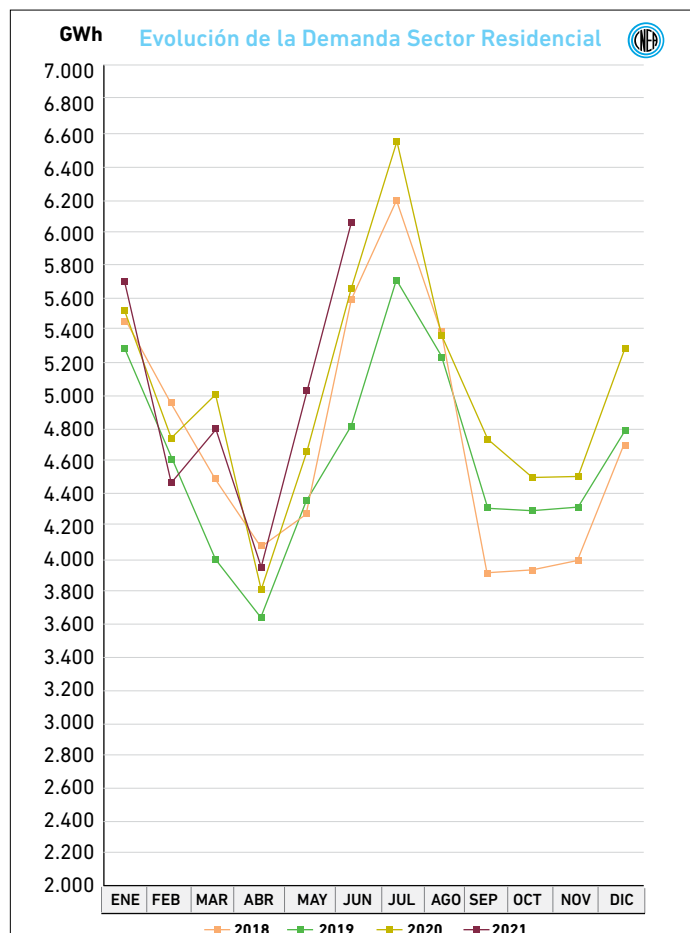
Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país en el primer semestre del año 2021 fue un 4,8% mayor a la de igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la demanda de energía eléctrica por sectores y regiones de consumo en los meses corridos del año 2021.

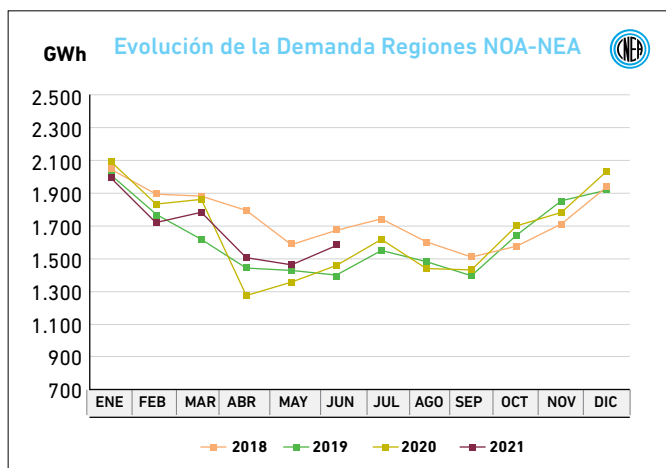


Como puede apreciarse en las figuras la demanda del sector industrial disminuyó para el mes de febrero, con un pico pronunciado en marzo y a partir de ese momento obteniendo valores similares a los de años anteriores. Por su parte, la demanda comercial disminuyó durante enero y febrero respecto de los últimos tres años y luego recuperó sus valores usuales.

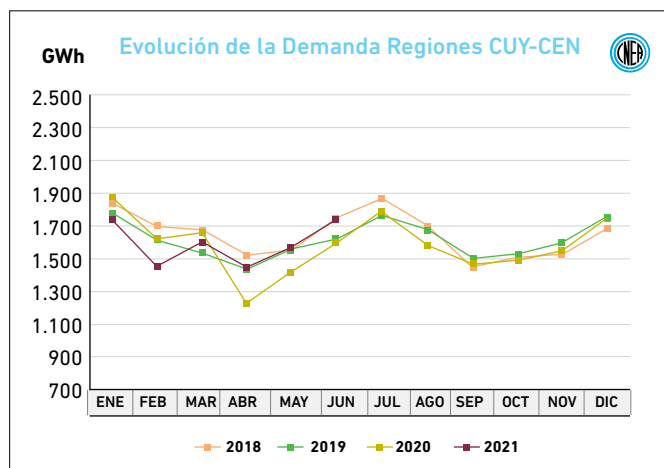
La demanda residencial, en cambio, mostró un aumento desde el mes de abril debido a las restricciones de circulación por la pandemia de COVID-19, las cuales se reforzaron a partir de dicho mes en consecuencia a una segunda ola de brote del virus. Sumado a esto, mayo y junio fueron considerablemente más fríos respecto a los mismos meses del año pasado. Debido a estos motivos, la demanda para los meses más frescos de invierno superó la de los tres últimos años.



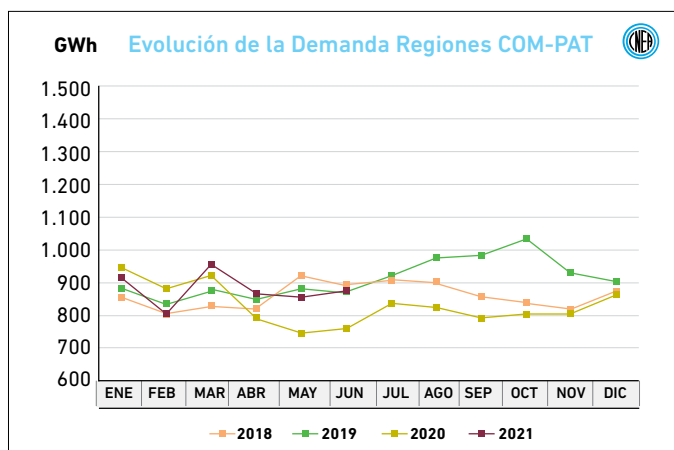
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas de los últimos cuatro años.



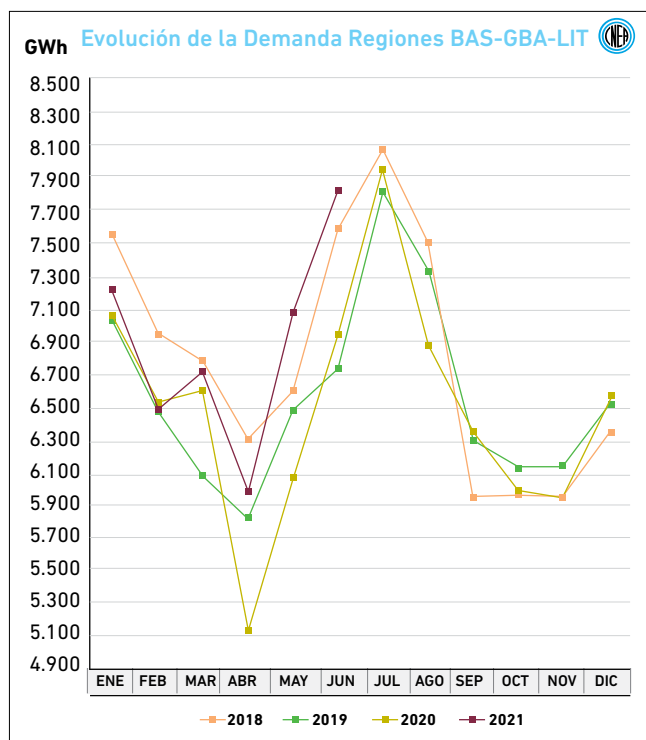
Nota: **NOA:** Noroeste Argentino; **NEA:** Noreste Argentino.



Nota: **CUY:** Cuyo; **CEN:** Centro.



Nota: **COM:** Comahue; **PAT:** Patagonia.



Nota: **LIT:** Litoral; **GBA:** Gran Buenos Aires, **BAS:** Buenos Aires.

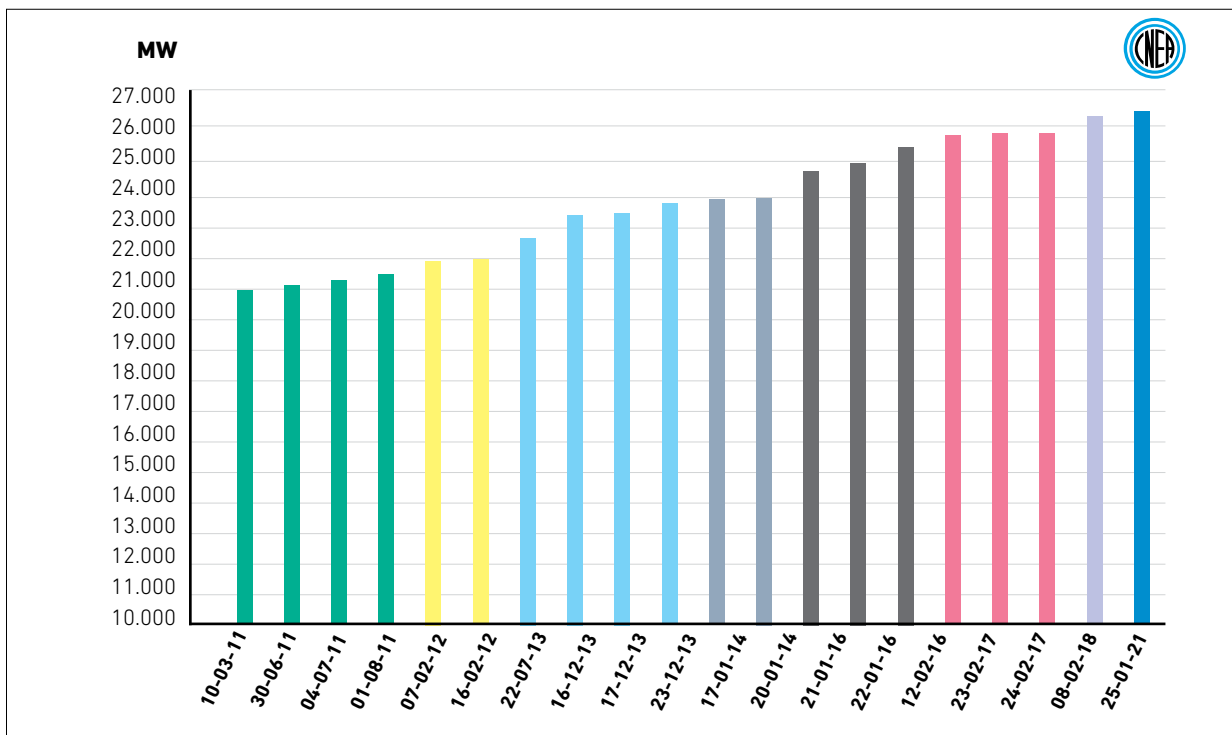
Demanda Máxima de Potencia



El valor máximo de potencia del primer semestre de 2021 fue de 26.450 MW, constituyendo el nuevo récord de potencia y de energía eléctrica con una demanda total de energía eléctrica de 520,2 GWh a consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el lunes 25 de enero a las 14:41 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 2011.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

25 de enero a las 14:41 hs. de 2021	MW
Generación Nuclear	953
Generación Térmica	17.274
Generación Hidroeléctrica	6.183
Generación Renovable	2.025
Generación Total	26.435
Importación de Chile	0
Importación de Paraguay	15
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda Total SADI	26.450
Reserva Rotante (RPF+RSF+RRO)	1.905

RPF: Reserva Primaria de Frecuencia
RSF: Regulación Secundaria de Frecuencia
RRO: Reserva Rotante Operativa

Temperatura Promedio GBA + Litoral					34,3 °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	26	0	1.676	390	2.092
TG	228	208	1.275	796	2.507
CC	367	172	30	426	995
DI	55	0	473	108	636
Total	676	380	3.454	1.720	6.230

Reserva Térmica Disponible [MW]			
Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	524	673	1.197
TG	0	55	55
CC	153	0	153
DI	0	36	36
Total	677	764	1.441

Generación Hidroeléctrica			
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
		C. Salto Grande	380
		C.Yacyretá	405
Total	0	Total	785

Generación Nuclear			
F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
		C.N. Embalse	23
		C.N. Atucha I	65
		C.N. Atucha II	765
Total	0	Total	853

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** Entrada en Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: Entrada y Salida de servicio

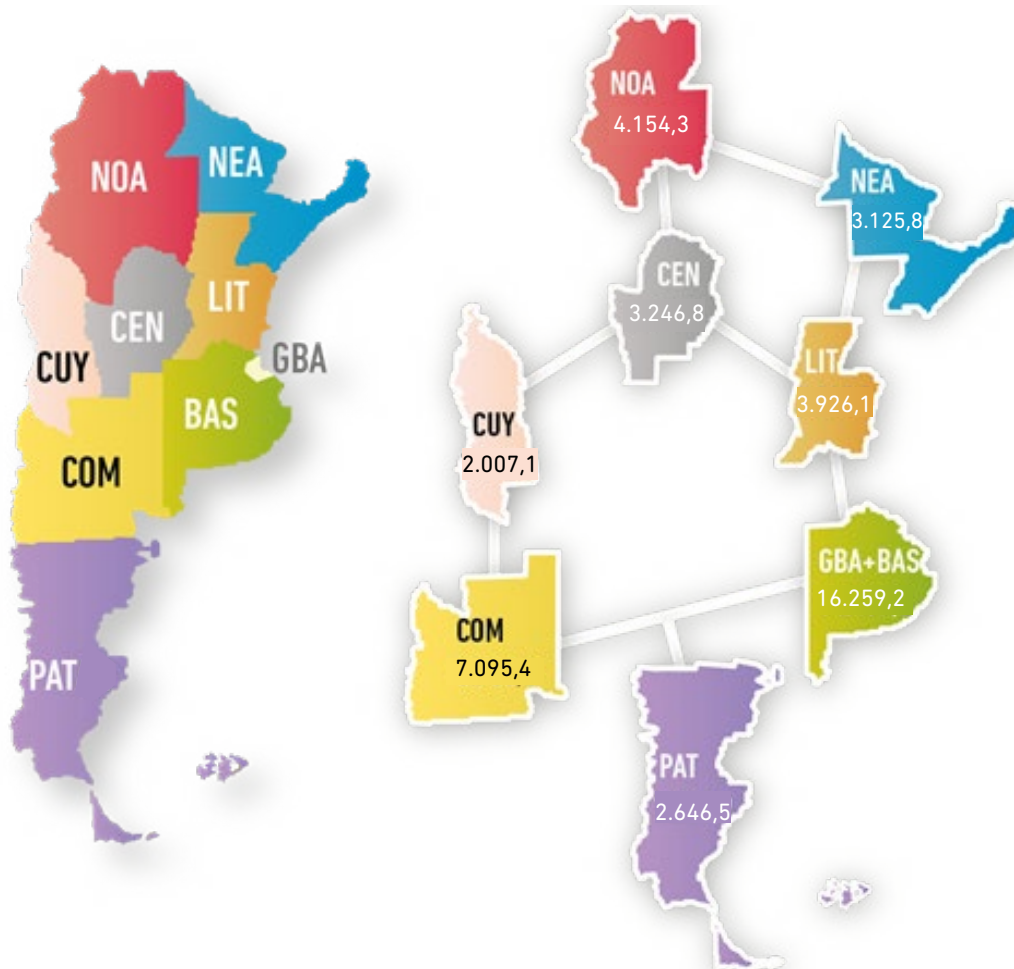
Potencia Instalada



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). Todas ellas conforman 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 junio del 2021.



La potencia bruta total instalada al 30 de junio del año 2021 en el SADI es de **42.461,2 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), Biogás (BG), Biomasa (BM) y las hidráulicas de potencia de hasta 50 MW.

Si bien CAMESA, 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. De la misma forma, los biocombustibles se incluyen dentro de la categoría de generación térmica.

A continuación se presenta la potencia instalada en MW, al 30 de junio de año 2021 clasificada por región y tipo de equipo.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	113,8	385,5	40,0	659,3	-	1.141,3	206,5	-	-	-	2.007,1
COM	-	500,9	1.489,6	81,0	2.071,5	-	4.768,7	-	253,2	2,0	-	7.095,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	348,6	3.278,9	-	219,7	492,5	158,2	3,0	2,0	4.154,3
CENTRO	-	626,0	789,2	50,6	1.465,8	656,0	918,0	61,2	127,8	17,5	0,6	3.246,8
GBA	2.110,0	1.566,1	4.105,9	254,0	8.036,1	-	-	-	-	27,0	-	8.063,1
BAS	1.543,2	1.896,2	2.219,9	248,5	5.907,8	1.107,0	-	-	1.176,9	4,4	-	8.196,1
LIT	217,0	552,0	1.833,7	318,6	2.971,3	-	945,0	-	-	9,8	-	3.926,1
NEA	-	12,0	-	304,8	316,8	-	2.745,0	-	-	3,0	61,0	3.125,8
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.452,6	-	-	2.646,5
SIN	4.251,2	6.277,6	13.119,8	1.646,0	25.294,6	1.763,0	11.344,5	760,2	3.168,6	66,7	63,6	42.461,2
Porcentaje					59,53	4,21	26,70	1,79	7,46	0,16	0,15	100,0
ACUMULADO 2021	-	-20,9	-	-46,5	-67,4	-	0,6	1,2	545,6	10,1	12,0	502,1

En el primer semestre de 2021 se incorporaron al SADI 572,0 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 69,9 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre de 2020 son:

CUY:

- Se produjo el ingreso del Pequeño Aprovechamiento Hídrico (P.A.H.) Triple Salto Unificado (HI) de 0,6 MW.
- Se repotenció la Central Fotovoltaica (C.F.) Ullum Solargen 2 en 0,5 MW, con lo que la central alcanzó una potencia total de 7,0 MW.
- Se repotenció el Parque Solar Anchipurac (MATER) en 0,7 MW, alcanzando así una potencia total de 3 MW.

COM:

- Se produjo el ingreso de la Central Térmica (C.T.) Biomasa AB ENERGÍA, de 2,0 MW de potencia.

NOA:

- La C.T. EDELAR (DI) Generación, de 14,0 MW de potencia, salió de servicio.

CEN:

- Se produjo el ingreso de la C.T. a biogás (BG) Santa Catalina, de 2,0 MW.

GBA:

- Se produjo el ingreso de la C.T. San Martín Norte III, de biogás, adicionando 5,1 MW de potencia a la red.

BAS:

- Se produjo el ingreso del Parque Eólico (P.E.) Los Teros, adicionando 52,4 MW de potencia a la red.
- La C.T. Las Armas II (TG), de 23,4 MW de potencia, fue desvinculada del MEM.

LIT:

- Se produjo la repotenciación de la Terminal 6 Cogeneración Puerto con 2,5 MW de potencia. Así, la TG alcanzó una potencia total de 272,0 MW.

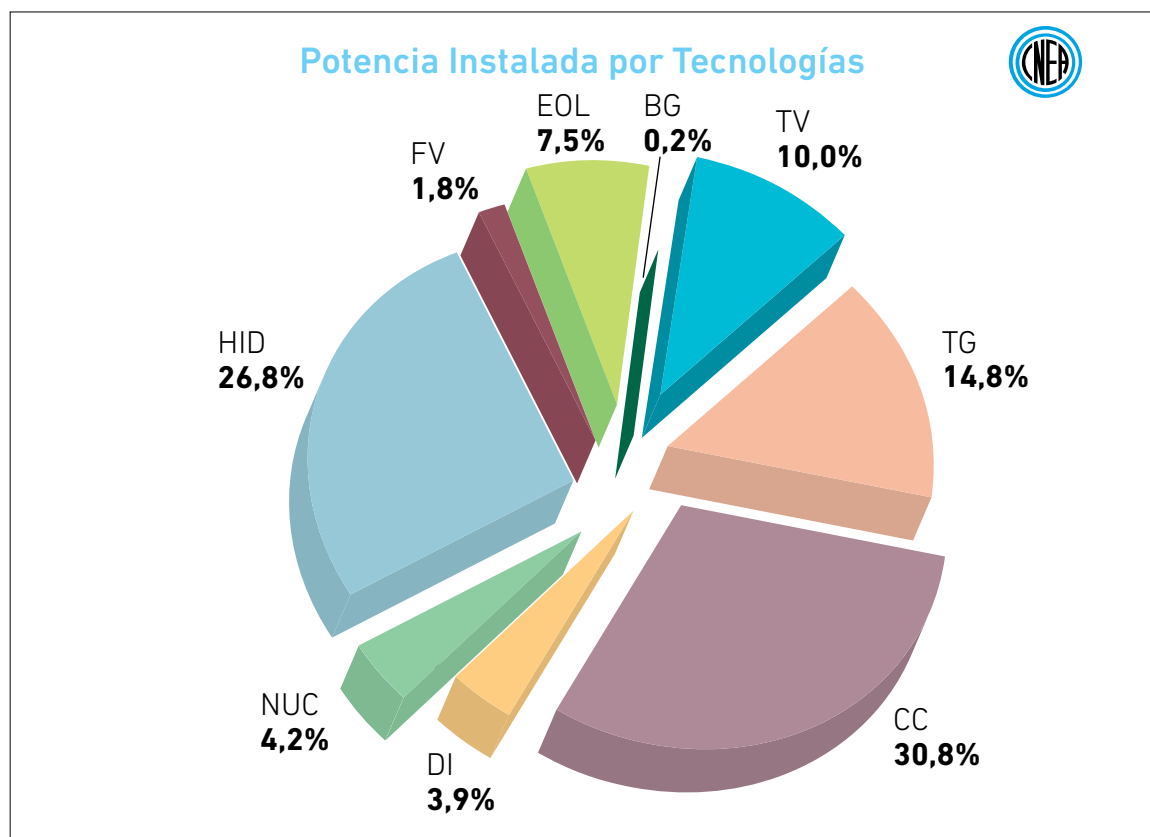
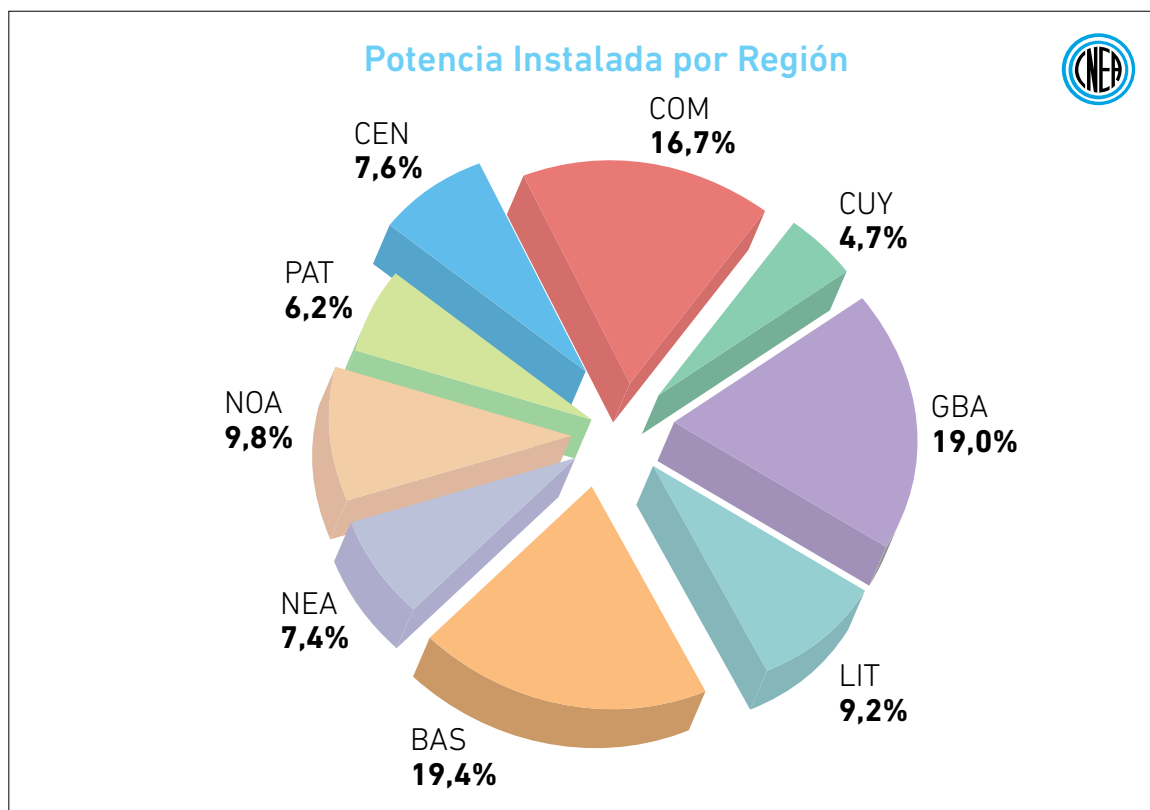
NEA:

- Se produjo el ingreso de la C.T. Biomasa La Escondida, de 10,0 MW de potencia.
- Ingresó al sistema la C.T. MM Bioenergía, de biogás, adicionando 3,0 MW de potencia.

PAT:

- Ingresaron los P.E. Loma Blanca 1 y Loma Blanca 3, cada uno de 51,2 MW, adicionando así un total de 102,4 MW a la red.
- Ingresaron los P.E. Chubut Nor 3 y Chubut Nor 4, de 57,7 MW y 83,2 MW respectivamente, adicionando 140,9 MW de potencia a la red.
- Ingresó el P.E. Los Hercules, de 97,2 MW de potencia.
- Se produjo la salida de la C.T. P Santa Cruz – Río Gallegos, de 32,5 MW de potencia en motores diésel.
- Ingresó el P.E. GENNEIA S.A .EOLICOS, de 26,3 MW de potencia.
- Ingresó el P.E. Loma Blanca 6, de 102,4 MW de potencia.
- Ingresó el P.E. Kosten de 24,0 MW de potencia.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a junio del 2021.



Existen también en nuestro país algunas instalaciones de tecnología eólica 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 boletín.

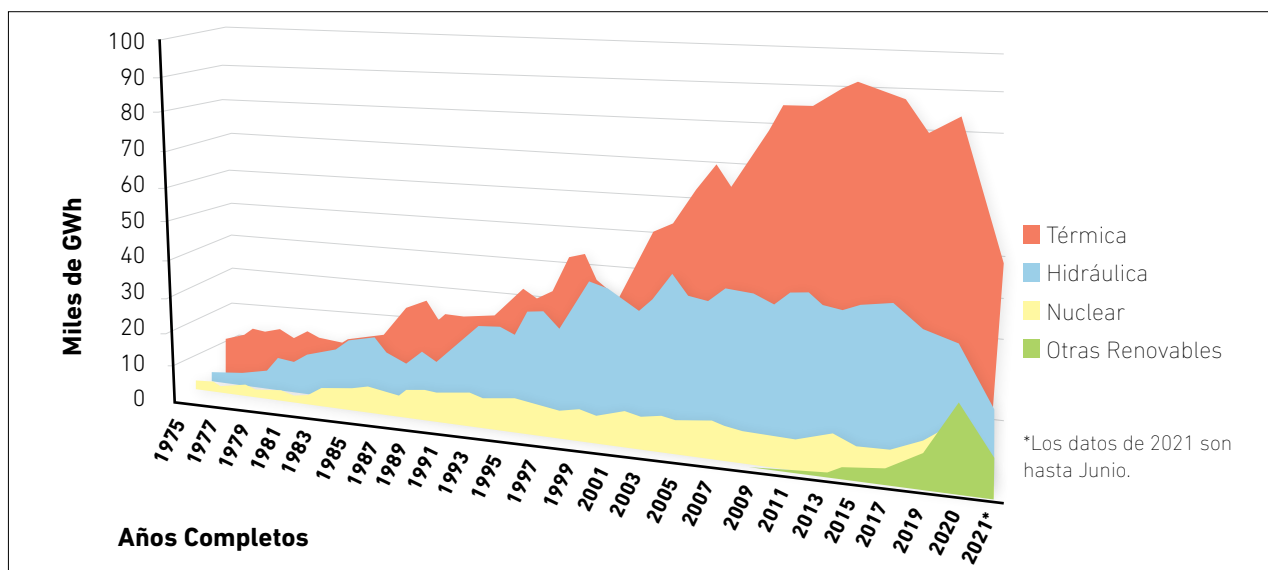
Incorporaciones previstas

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:

- Potencia térmica ingresante hasta fin de octubre 2021: 115 MW, principalmente Res. 287 (TER6TV21, LDLMDI01).
- Potencia Otras Renovables que ingresa hasta octubre 2021: 434 MW, principalmente RenovAr.
 - **Eólico:** 120 MW,
 - **Solares:** 300 MW,
 - **Bio Combustibles:** 12,5 MW,
 - **Hidráulica:** 1,5 MW.

Central	Máquina	Tipo generación	Resolución /Programa	Potencia	Fecha prevista de ingreso
P.A.H. Boca del Río	BRIOHI01	HI	RenovAr 2.0	0,3	17/07/2021
P.A.H. Boca del Río	BRIOHI02	HI	RenovAr 2.0	0,3	17/07/2021
P.S. Guañizuil II A	GZ2AFV01	FV	RenovAr 2.0	100,0	17/07/2021
C.T. Biomasa Unitan. Puerto Tirol	TIROTV01	TV	RenovAr 2.0	9,0	25/07/2021
C.T. Loma de la Lata Motores	LDLMDI01	DI		15,0	26/07/2021
P.A.H. Salto de la Loma	SALOH02	HI	RenovAr 2.0	0,6	30/07/2021
P.A.H. Salto 11 Canal Cacique Guaymallén	GU11HI01	HI	RenovAr 2.0	0,3	31/07/2021
P.A.H. Salto 11 Canal Cacique Guaymallén	GU11HI02	HI	RenovAr 2.0	0,3	31/07/2021
C.T. General Villegas. BG.	VGABDI01	DI	RenovAr 2.0	1,2	15/08/2021
La Puna	LPUNFV01	FV	RenovAr 1	100,0	15/08/2021
P.S. Altiplano I	ALT1FV01	FV	RenovAr 2.0	100,0	19/08/2021
Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo	TER6TV21	TV	Res. 287	100,0	30/08/2021
C.T. Pollos San Mateo	PSMADI01	DI	RenovAr 2.0	2,4	15/09/2021
P.E. Cañadón León	LEONE001	EO	RenovAr 2.0	99,0	15/09/2021
P.E. Cañadón León Ampliación	LEO1E001	EO		21,0	15/09/2021

Generación de Energía Eléctrica



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

Los datos de la siguiente tabla 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	%	Hidroeléctrica GWh	%	Nuclear GWh	%	Otras Renovables GWh	%	Total GWh
1998	33.651	47,26	30.101	42,27	7.453	10,47	-	-	71.205
1999	43.686	57,35	25.383	33,32	7.106	9,33	-	-	76.174
2000	44.612	53,98	31.863	38,55	6.177	7,47	-	-	82.652
2001	37.602	44,38	40.058	47,28	7.059	8,33	-	-	84.718
2002	33.629	43,28	38.260	49,23	5.821	7,49	-	-	77.710
2003	41.334	49,26	35.014	41,73	7.566	9,02	-	-	83.915
2004	51.061	55,74	32.674	35,67	7.869	8,59	-	-	91.603
2005	53.281	55,02	36.700	37,90	6.857	7,08	-	-	96.837
2006	57.401	53,00	43.213	39,90	7.691	7,10	-	-	108.304
2007	64.785	58,85	38.081	34,59	7.217	6,56	-	-	110.083
2008	70.734	61,13	37.622	32,51	7.360	6,36	-	-	115.717
2009	65.360	56,97	41.212	35,9	8.167	7,11	-	-	114.734
2010	71.820	59,92	40.874	34,10	7.171	5,98	-	-	119.865
2011	78.876	62,98	39.978	31,92	6.371	5,09	13	-	125.238
2012	87.538	66,54	37.307	28,36	6.361	4,84	350	0,27	131.556
2013	87.362	64,58	41.235	30,48	6.207	4,58	457	0,33	135.261
2014	88.247	64,93	41.298	30,39	5.756	4,24	614	0,45	135.915
2015	91.853	66,50	38.493	27,87	7.139	5,17	650	0,47	138.136
2016	93.796	66,45	37.839	26,81	8.199	5,81	1.314	0,93	141.147
2017	90.319	65,10	39.575	28,52	6.161	4,44	2.684	1,93	138.739
2018	87.725	63,81	39.952	29,06	6.453	4,69	3.354	2,44	137.483
2019	80.525	60,24	36.557	27,35	8.717	6,52	7.864	5,88	133.663
2020	82.333	61,40	29.093	21,70	10.011	7,50	12.734	9,50	134.171
2021*	45.049	68,75	11.991	18,30	4.228	6,45	7.943	12,12	69.211

* Los datos disponibles son hasta junio del 2021.

Otras Energías Renovables

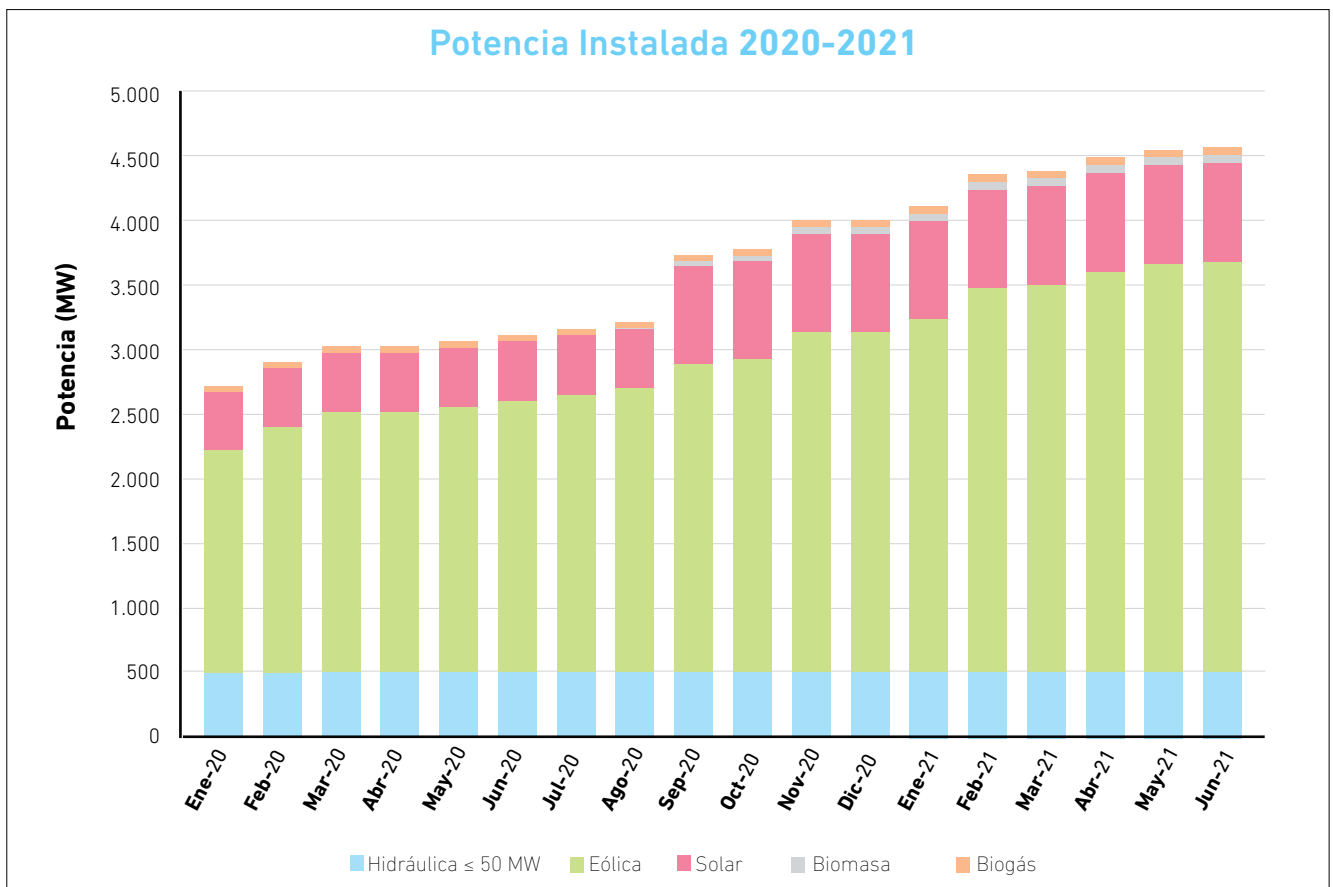


En nuestro país, la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, ha operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190/2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015 y promulgada el 23 de octubre 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 o igual 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.

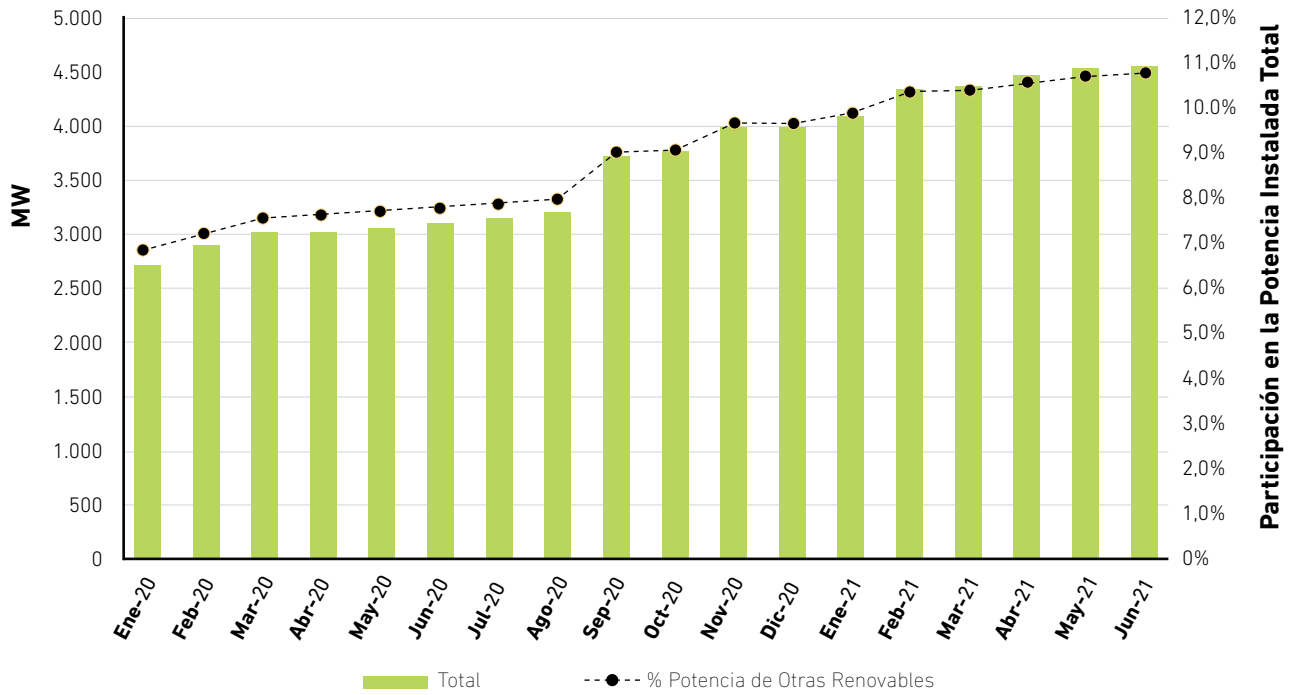
En el primer semestre del año 2021 se incorporaron 569,5 MW de tecnología renovable contando con un total de 4.569,3 MW. La misma se descompone en 3.186,6 MW de parques eólicos; 760,2 MW de parques fotovoltaicos; 63,6 MW de tecnología de biomasa; 66,7 MW de generación mediante biogás y 510,1 MW de centrales hidráulicas de hasta 50 MW.

A continuación, se muestra el aumento de potencia instalada en el período comprendido de los últimos 18 meses de estas tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). A mediados de 2021 la potencia instalada de energías renovables representa el 10,7% respecto de la potencia instalada total.



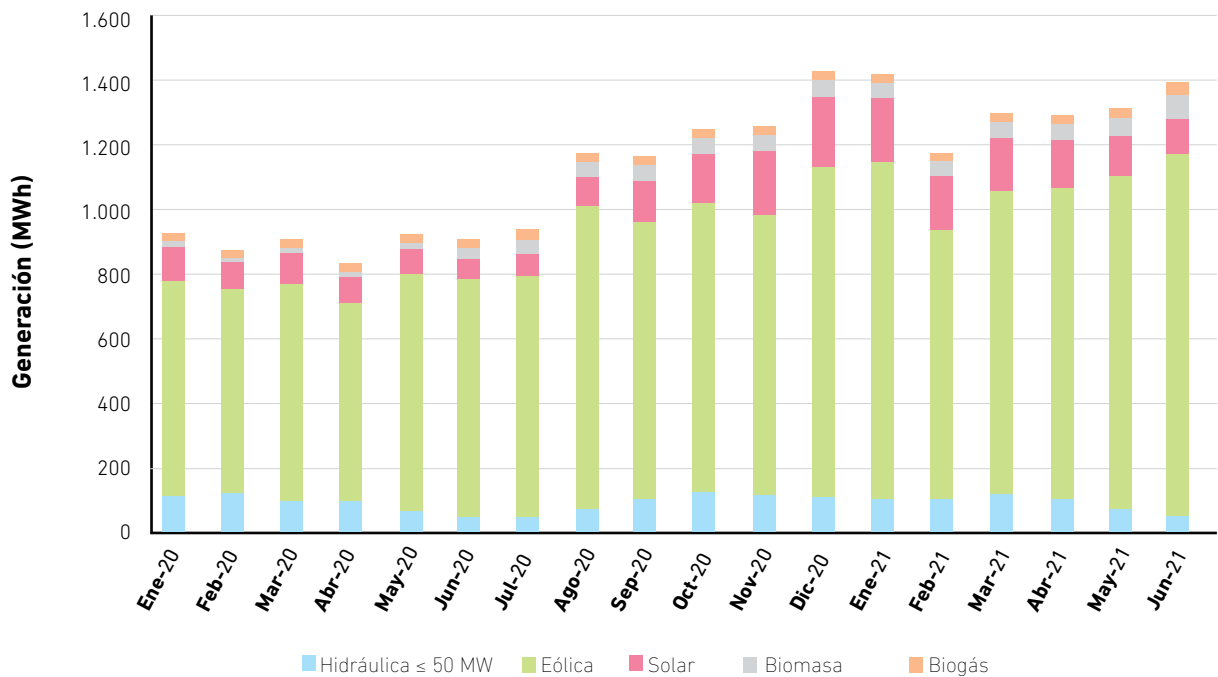
En la siguiente figura se observa la evolución de los últimos 18 meses de participación en la potencia instalada total.

Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2020-2021

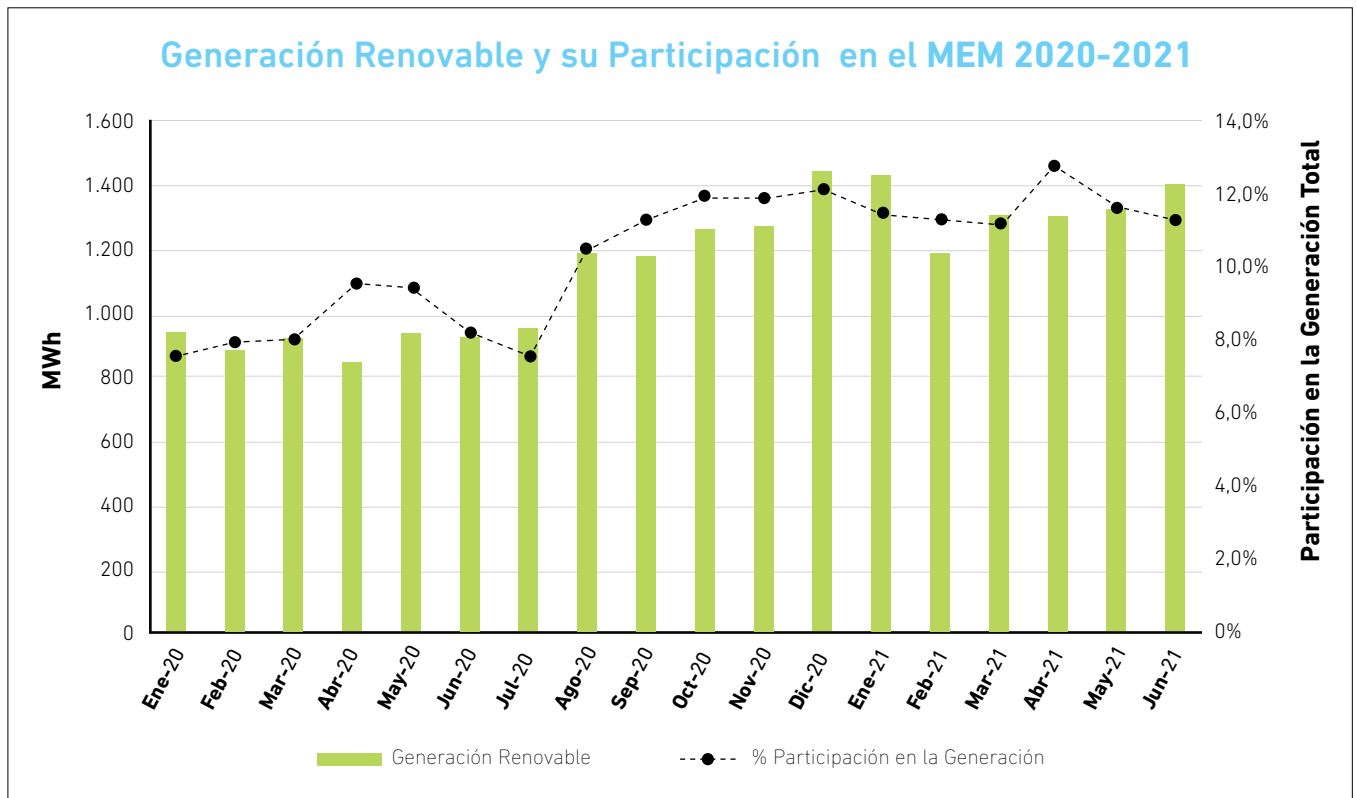


La generación renovable registró en el primer semestre del año 2021, un valor de 7.895,5 MWh representando un crecimiento del 46% respecto del mismo periodo en 2020. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 18 meses.

Generación de Otras Energías Renovables 2020-2021

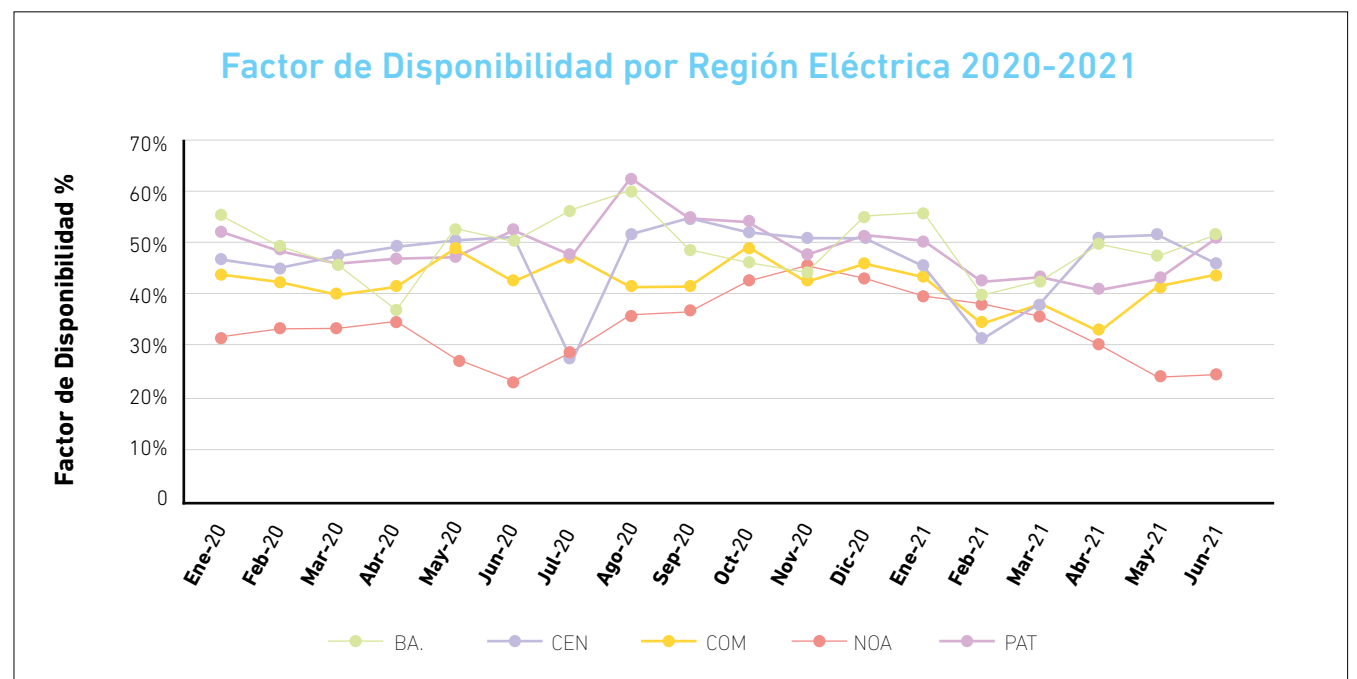


A continuación en la figura se observa cómo evolucionó la participación porcentual en lo que respecta a la generación sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los últimos 18 meses.



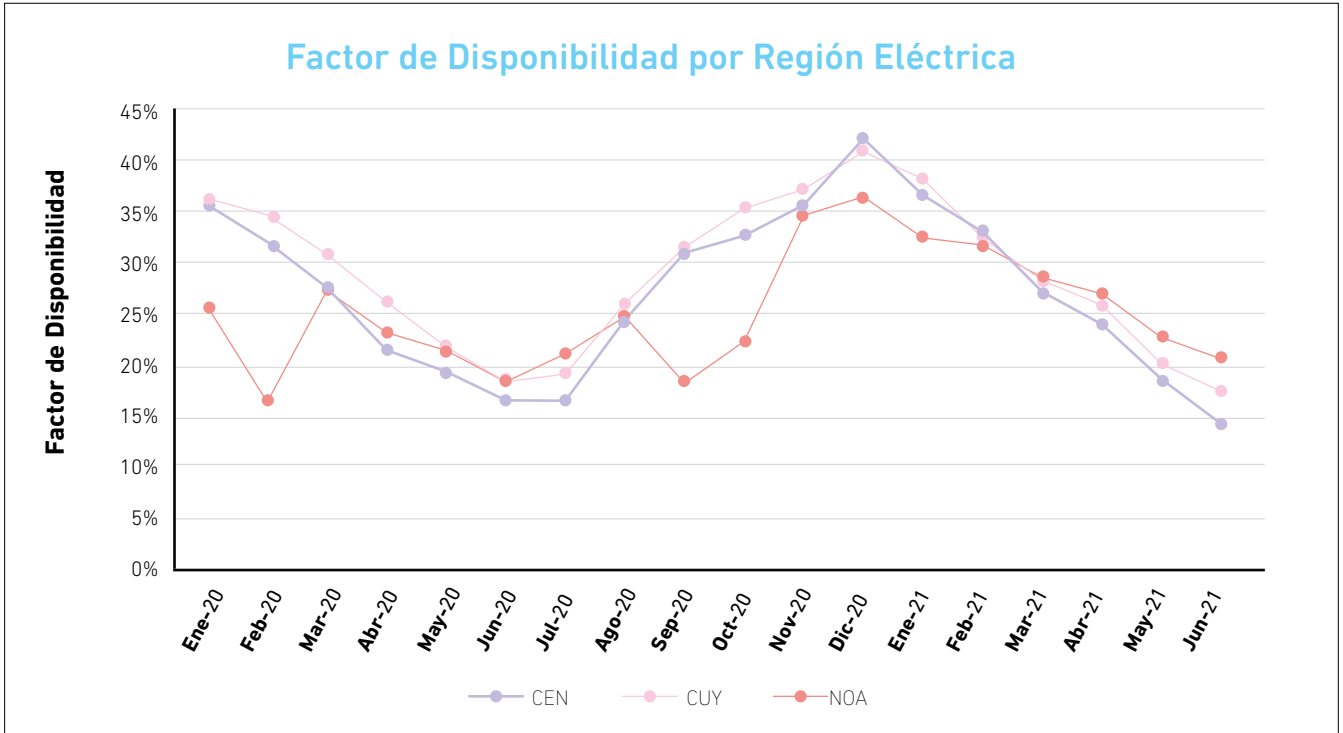
Energía Eólica

A junio de 2021, se contaba con 3.168,6 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 69% 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 la siguiente figura se observa el factor de disponibilidad de cada región eléctrica durante los últimos 18 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología fue para el año 2020 de 41,4% a nivel nacional.



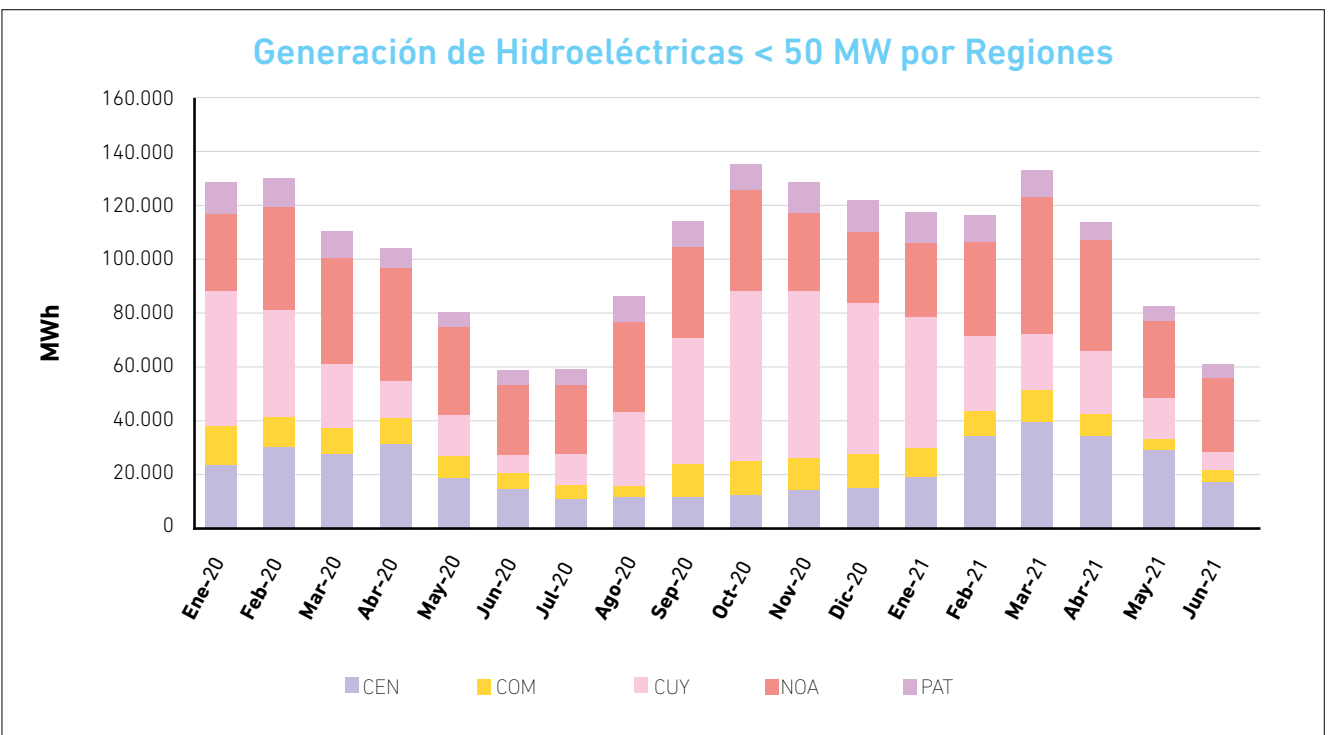
Energía Fotovoltaica

En nuestro país, a junio de 2021, se encuentran conectados 760,2 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en las regiones de Cuyo, NOA y Centro, alcanzando un 17% de la potencia renovable instalada total. En la siguiente figura se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas. El factor de disponibilidad promedio a nivel nacional para el primer semestre de 2021 fue de 26,7%.



Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

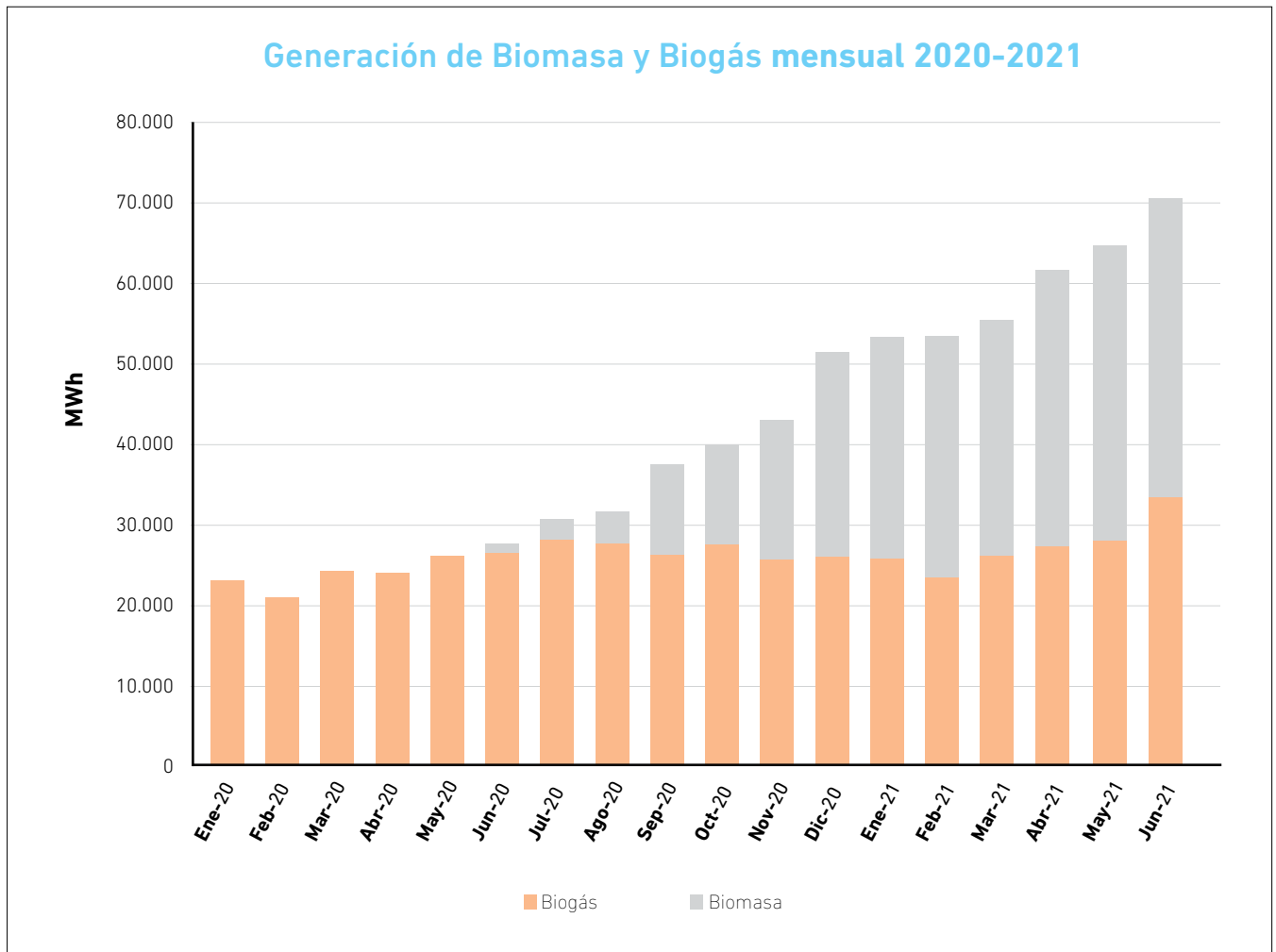
A mediados de 2021 se contabilizan instalados 510,1 MW de dicha tecnología, alcanzando un 11% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En la siguiente figura se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 18 meses.



Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, a junio de 2021 se encuentran instalados 130,3 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 63,6 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 66,7 MW. Se puede observar en la siguiente figura que la generación de tecnología biomasa presenta un crecimiento sostenido durante los últimos 12 meses.

Su generación mensual durante los últimos 18 meses se comportó como se indica en figura siguiente:



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂



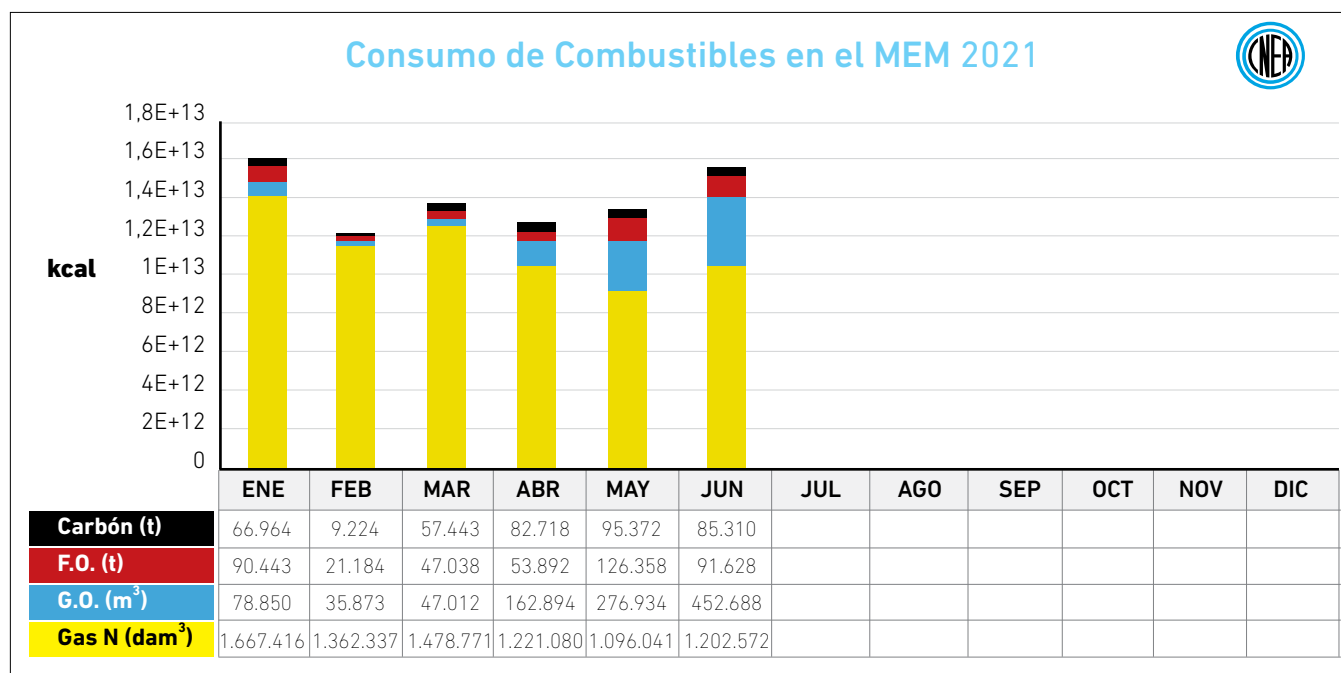
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el primer semestre del 2021 resultó un 10,8% superior al mismo semestre del año anterior.

En este semestre se observa una disminución en el consumo de gas natural del 5,8%. Por otra parte, se evidencian considerables aumentos en los consumos de gas oil fue de 452,1%, fuel oil de 432,5% y carbón mineral de 183,0%.

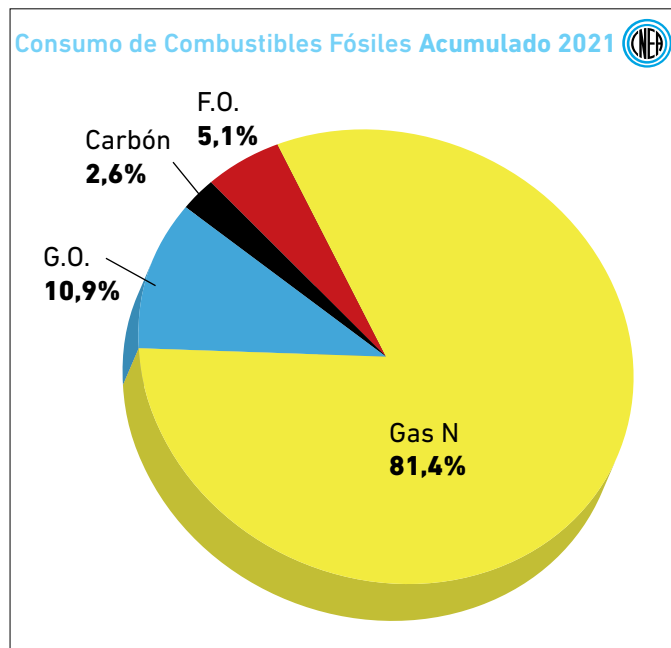
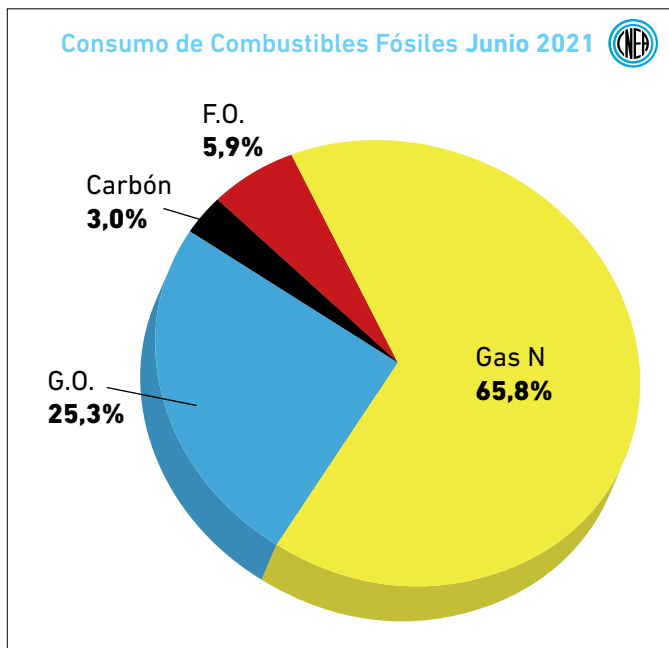
En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles, para el primer semestre de los años 2020 y 2021.

Combustible	Primer Semestre 2020	Primer Semestre 2021
GO [m ³]	190.950	1.054.251
Gas N [dam ³]	8.525.400	8.028.217
FO [t]	80.850	430.543
Carbón [t]	140.306	397.031

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2021. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se presenta su consumo en unidades físicas.

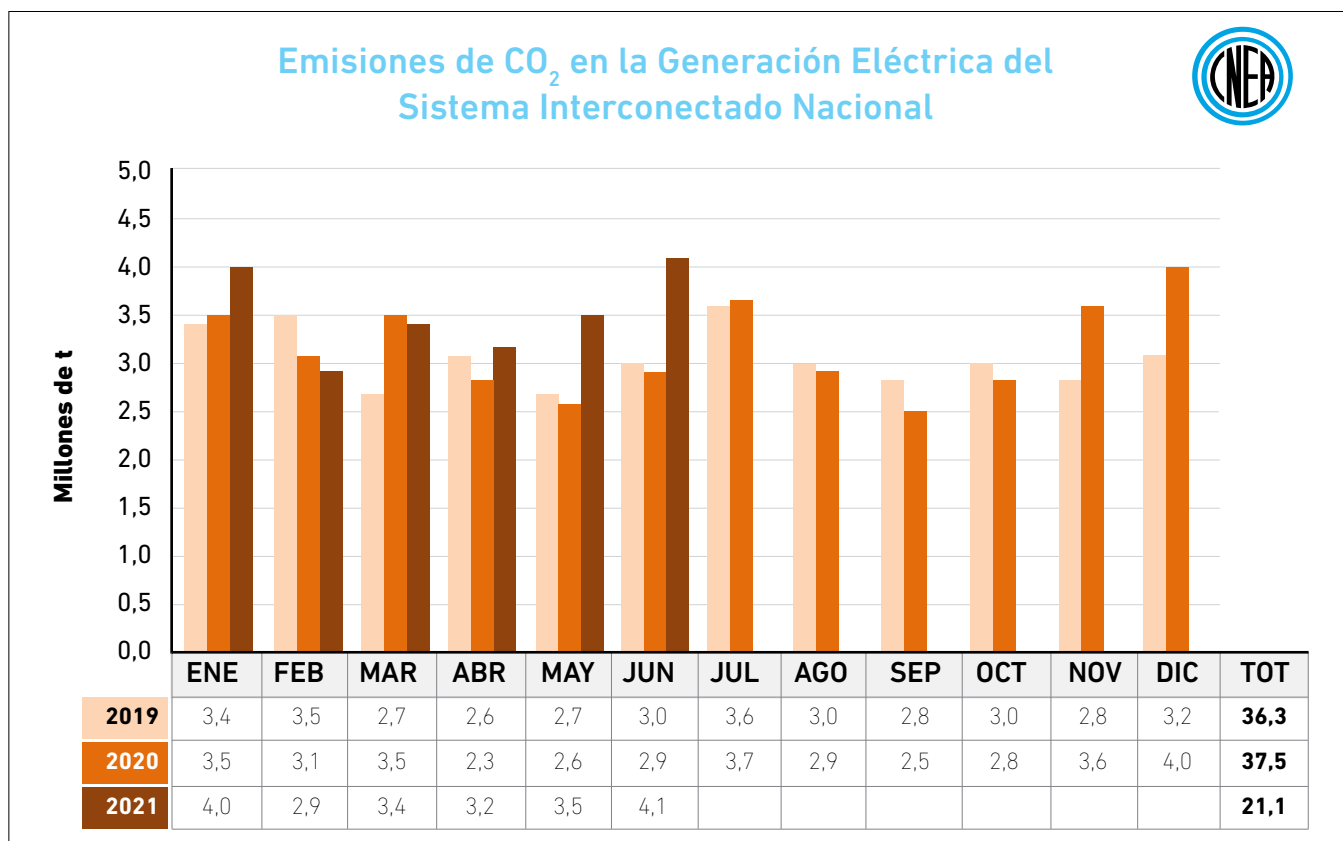


En las siguientes figuras se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad a junio de 2021 y el acumulado anual.



Emisiones de CO₂

Se puede observar en la 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 2019 a la fecha.



Este semestre aumentaron un 16,7% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente a la mayor generación térmica y su consecuente aumento en el consumo de combustibles fósiles.

Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

Durante el primer semestre de 2021, la producción total de gas fue de 21,35 mil MMm³, 6,37% inferior respecto al mismo periodo del año 2020. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 61% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 9,12 mil MMm³, representando un 43% de la producción total.

La demanda de los diferentes sectores hasta el mes de mayo inclusive, presentó un consumo de 16,04 mil MMm³. Representando una caída del 0,3% respecto del mismo periodo del año 2020.

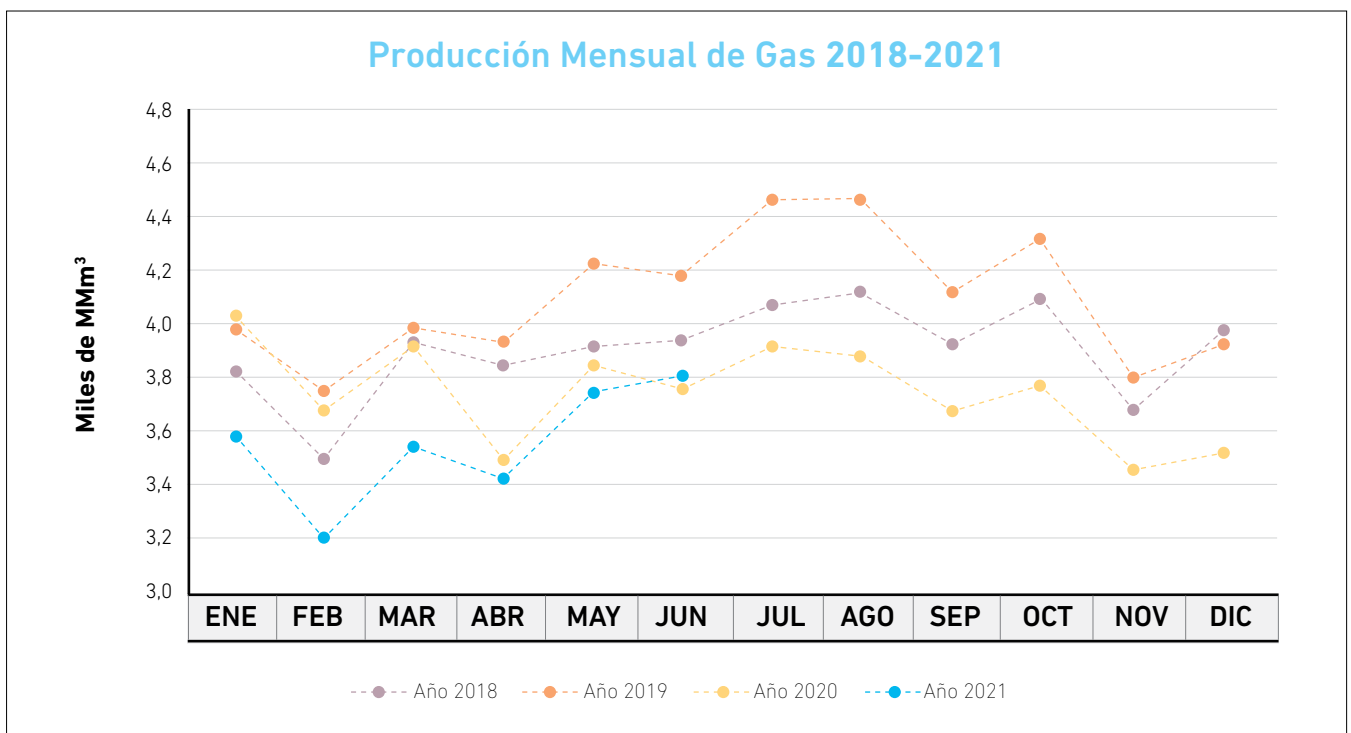
Las importaciones durante el primer semestre de 2021, representaron un volumen de 4,04 mil MMm³, siendo este un 26,5% superior respecto del mismo periodo del año 2020.

Las exportaciones registradas durante el primer semestre de 2021 evidencian un volumen de 0,2 mil MMm³, siendo este valor un 82,1% inferior respecto al mismo periodo del año 2020.

Oferta de Gas

Producción total

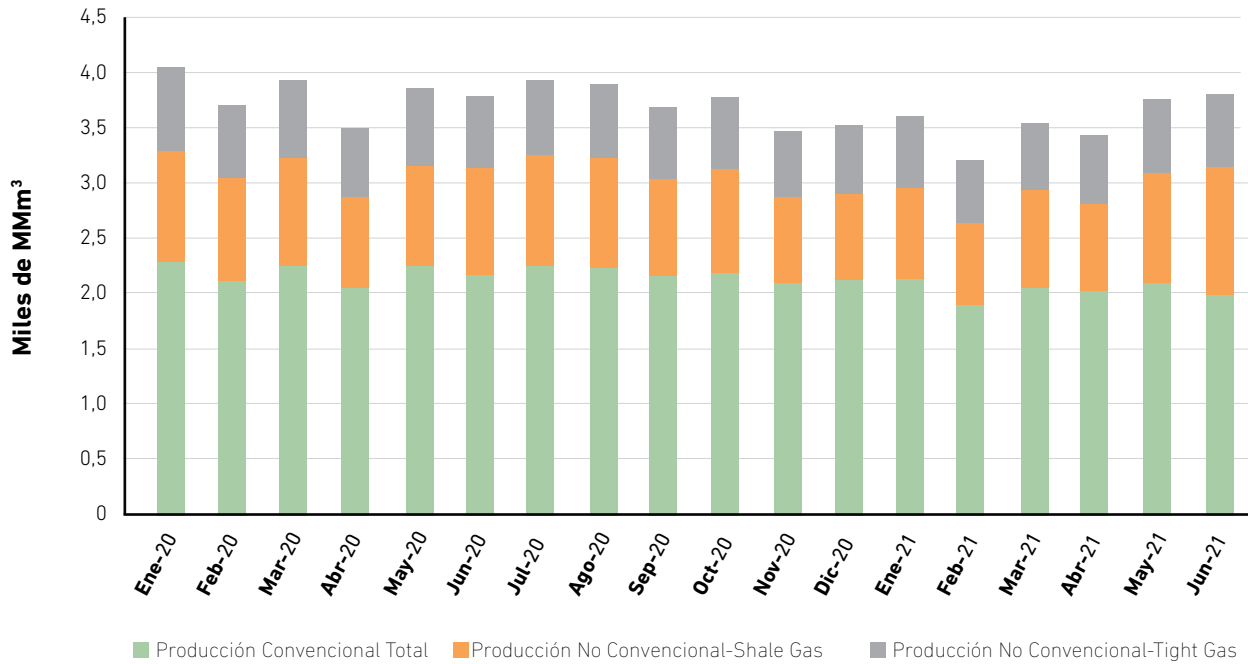
La producción de gas de los primeros seis meses de 2021 arrojó un valor de 21,3 mil MMm³, se observa un descenso del 6,4% respecto del mismo periodo del año 2020. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.



Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 18 meses. En el mismo se puede ver la magnitud que la misma representa dentro de la producción total. Durante el año 2021 la producción de gas no convencional disminuyó un 5% respecto del mismo periodo del 2020.

Producción Convencional y No Convencional 2020-2021

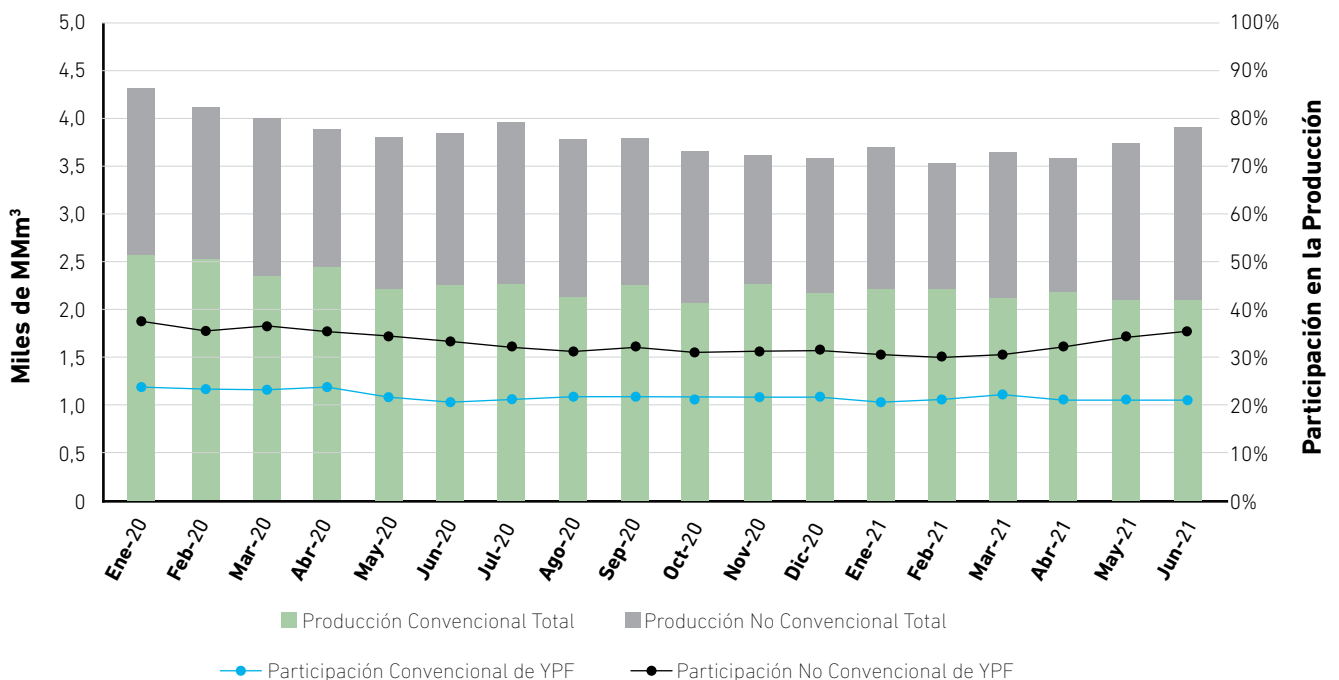


YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012, fecha en que se sanciona la Ley N° 26.741, que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante el 2021 logró alcanzar un promedio de participación del 22% en la producción convencional total y un 33% en la producción no convencional de gas.

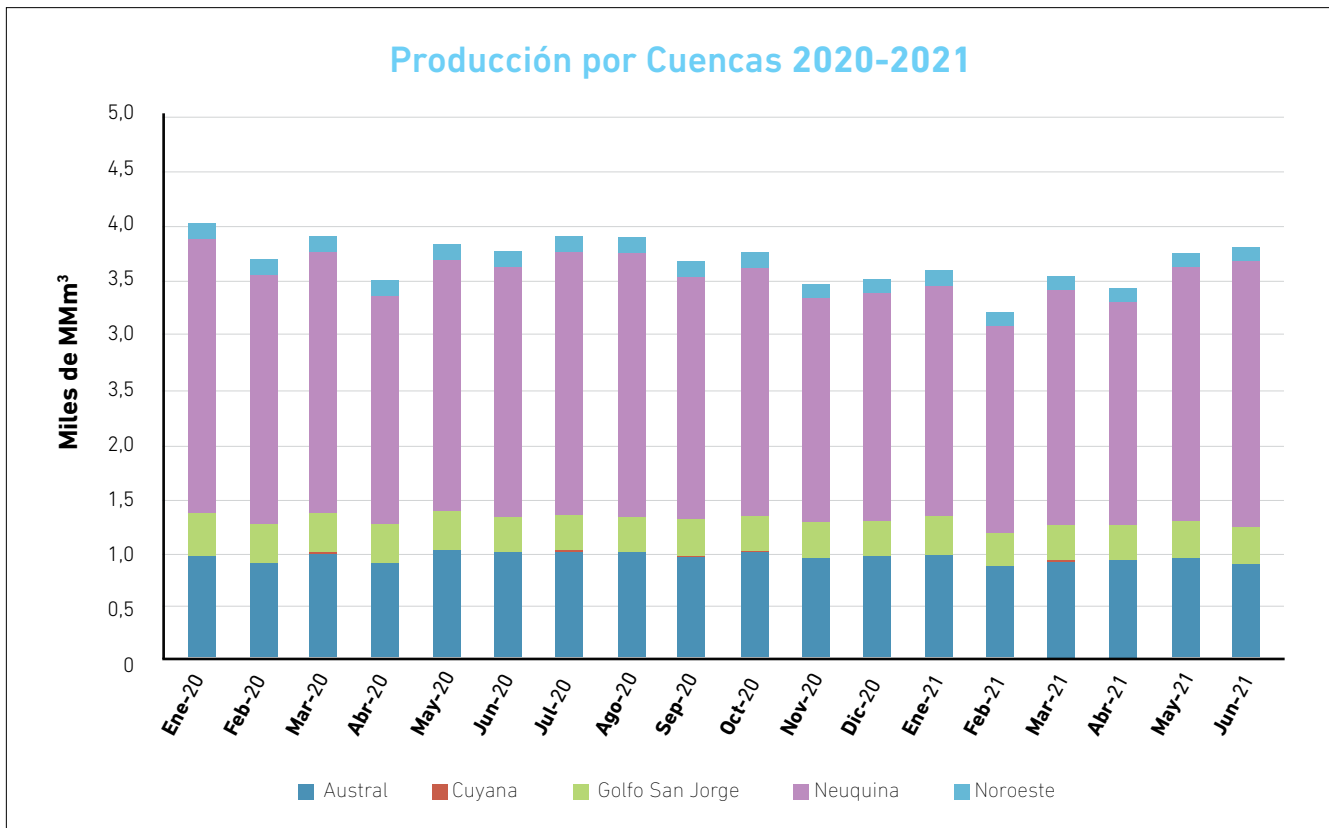
En la siguiente figura se puede observar el desempeño de YPF en los últimos 18 meses en la participación de la producción convencional y no convencional de la empresa en la producción total del país.

Producción Total y Participación de YPF



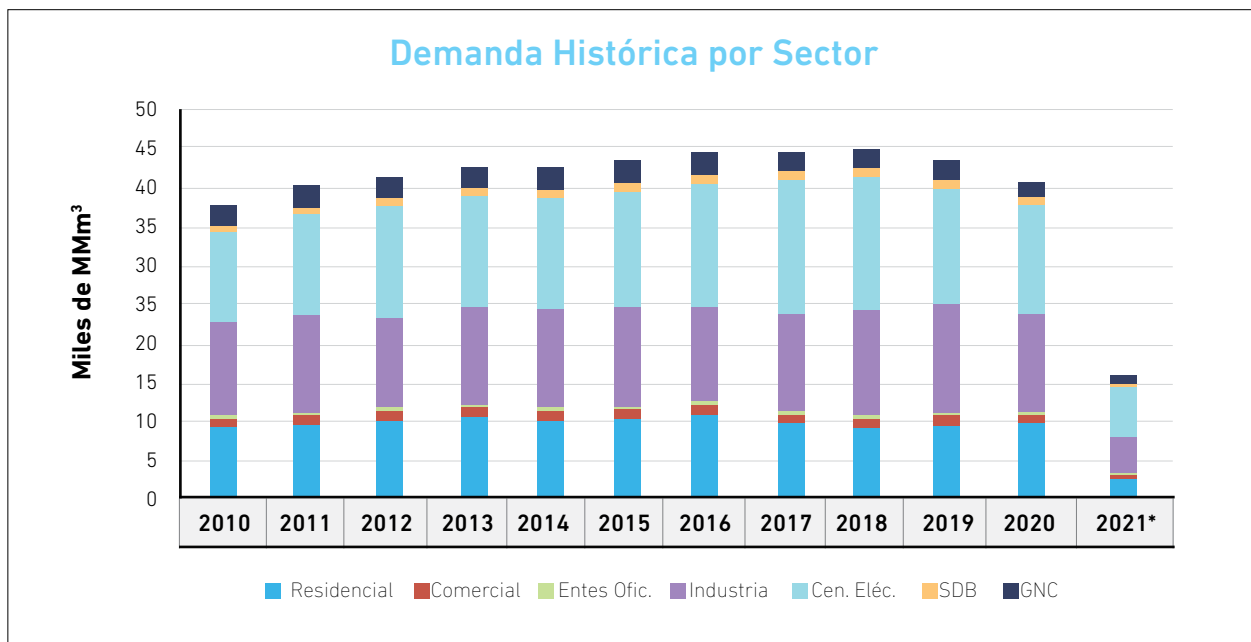
Producción por cuencas

Argentina posee cinco cuencas con capacidad productiva de gas, ellas son: las cuencas Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana y Austral. Durante los últimos 18 meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.



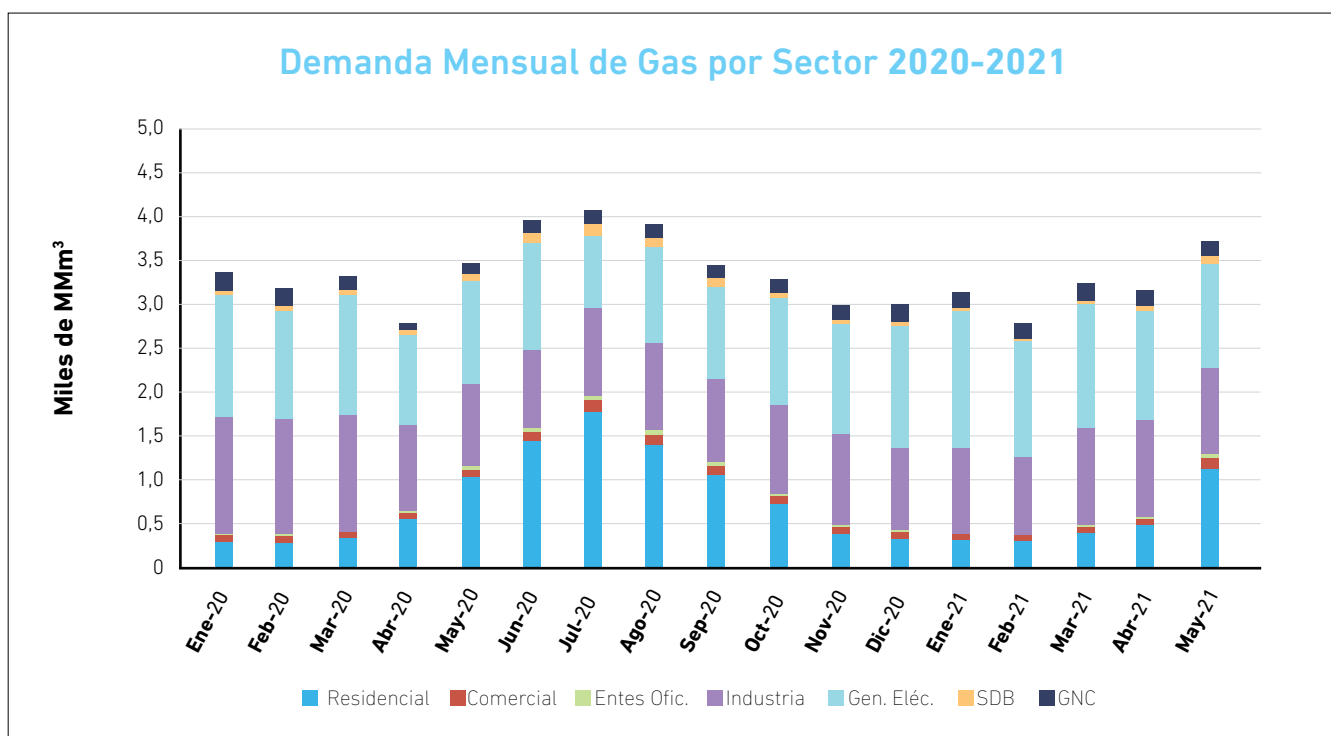
Demanda

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). A lo largo de los últimos diez años se observa el siguiente crecimiento de la demanda total.



*Los datos presentados incluyen hasta el mes de mayo de 2021.

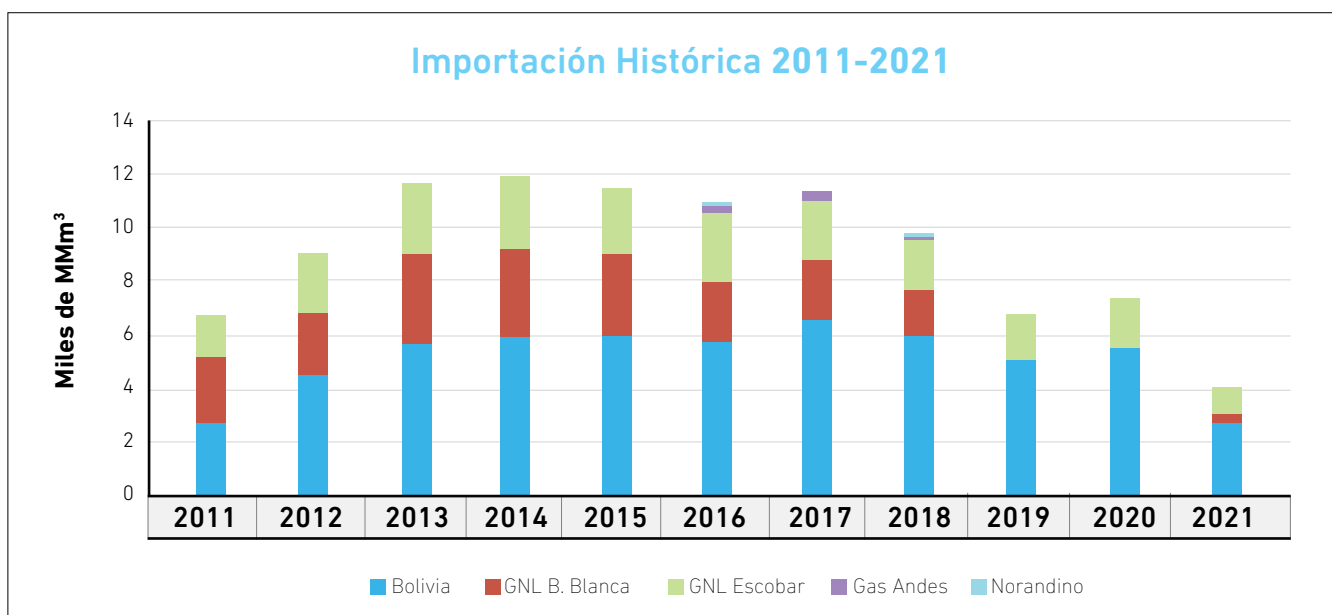
La demanda del año 2021 presenta un acumulado de 16,04 mil MMm³. En la siguiente figura se pueden observar los valores desde enero de 2020 hasta el mes de Mayo de 2021.



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. Respecto al mismo periodo del 2020, el sector residencial evidenció un aumento del 4,7%, el sector industrial presentó una caída del 14,5% y las centrales eléctricas fueron 8,4% superiores respecto al año pasado.

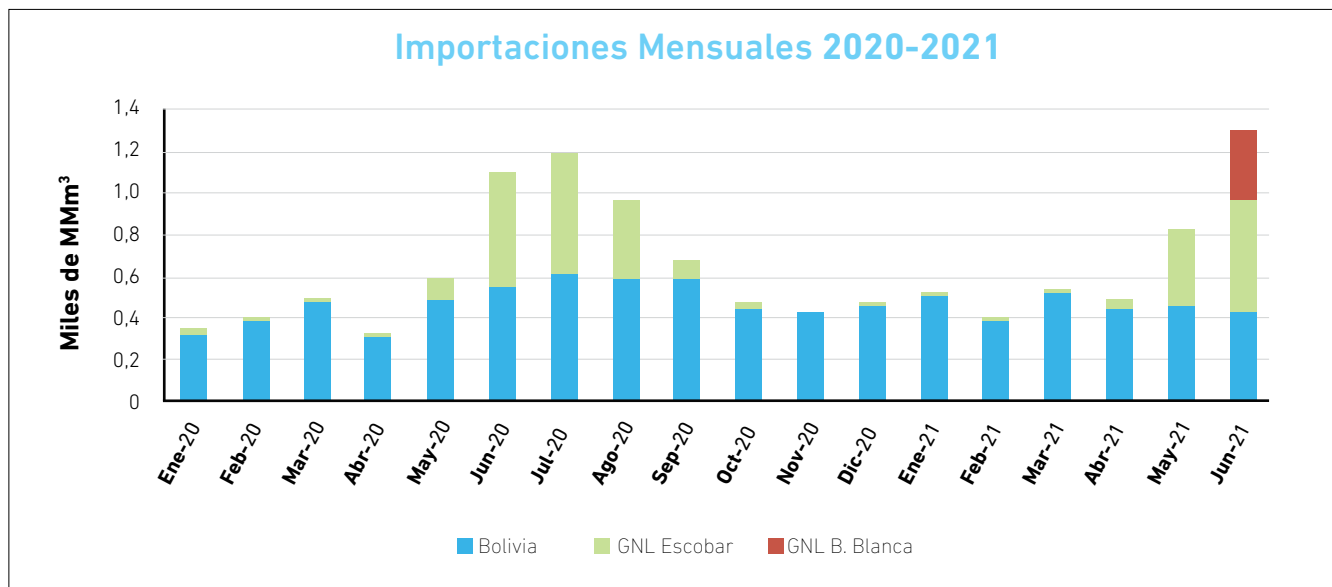
Importación

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. En la siguiente figura se muestran los últimos 10 años de importaciones de gas.



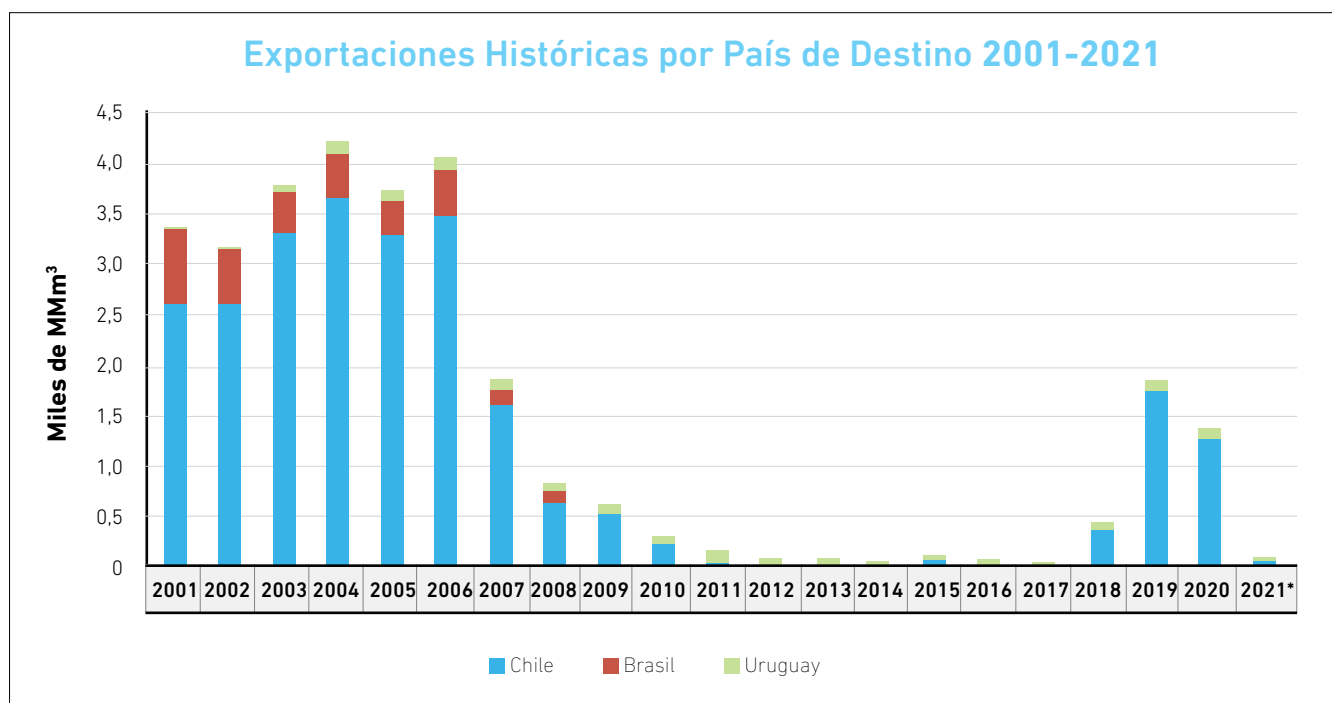
*Los datos presentados incluyen hasta el mes de junio de 2021.

La importación de gas durante los primeros meses del 2021 registró un valor de 4,05 mil MMm³, siendo un 26,5% superior al mismo periodo del año pasado. Como se puede observar en la siguiente figura la importación se realizó únicamente desde Bolivia, GNL Escobar y GNL Bahía Blanca, mientras que por el resto de los puntos de conexión ha sido nula.



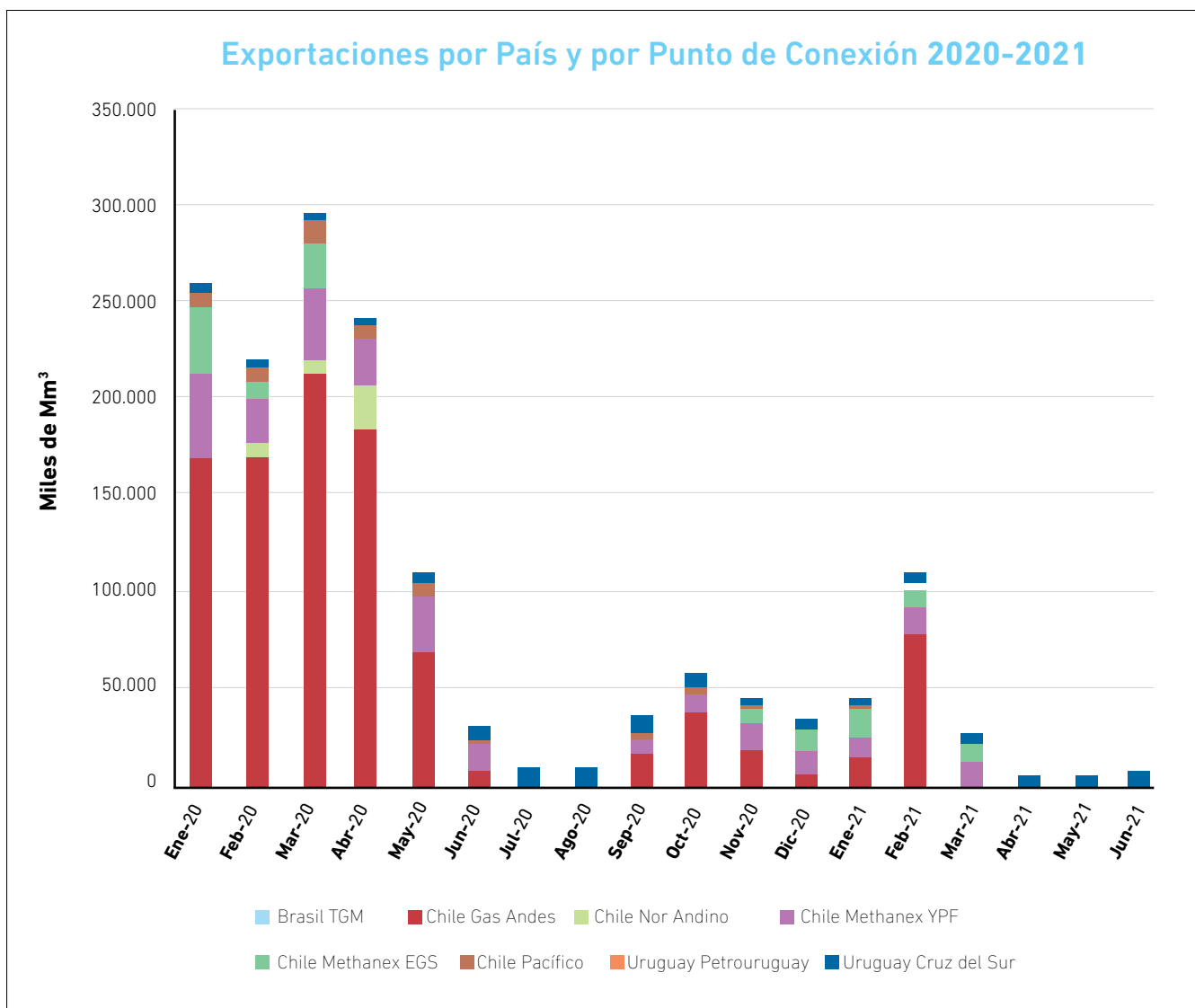
Exportación

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



*Los datos presentados incluyen hasta el mes de junio de 2021.

Durante el primer semestre de 2021 se registró un volumen de 0,2 mil MMm³, siendo un 82% inferior en comparación al mismo periodo del año 2020 que se contabilizaron 1,15 mil MMm³. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 18 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.



Evolución de los Precios



El precio monómico de la energía eléctrica es la suma de diferentes ítems que varían a lo largo del tiempo. Estos son:

- Precio de la energía.
- Adicional de potencia.
- Sobrecostos transitorio de despacho.
- Sobrecostos de combustibles.
- Energía adicional.
- Contratos de abastecimiento, demanda excedente y demanda Brasil.
- Compra conjunta.

Desde sus inicios y hasta el 2007, CAMMESA ha informado el precio monómico de la energía como la suma de el Precio de la energía base sumado a el Adicional de potencia, que contempla remuneración por potencia despachada, potencia de reserva y servicios asociados.

Luego del 2007 se han incorporado los ítems correspondientes a los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) y al Sobrecosto de Combustible, debido a la utilización de combustibles alternativos al gas natural y el ítem de “Energía Adicional” asociado al valor de la energía. Este último incluye todos aquellos costos relacionados al precio de la energía y potencia comprada en el mercado a término que sean facturados por CAMMESA, y no estén considerados en el Precio Monómico del Contrato a Término (Peconp), expresado en \$/kWh, estos son el Precio Adicional de la Energía en horas de “pico” (PAEp), el Precio Adicional de la Energía en horas de “resto” (PAEr) y el Precio Adicional de la Energía en horas de “valle” (PAEv).

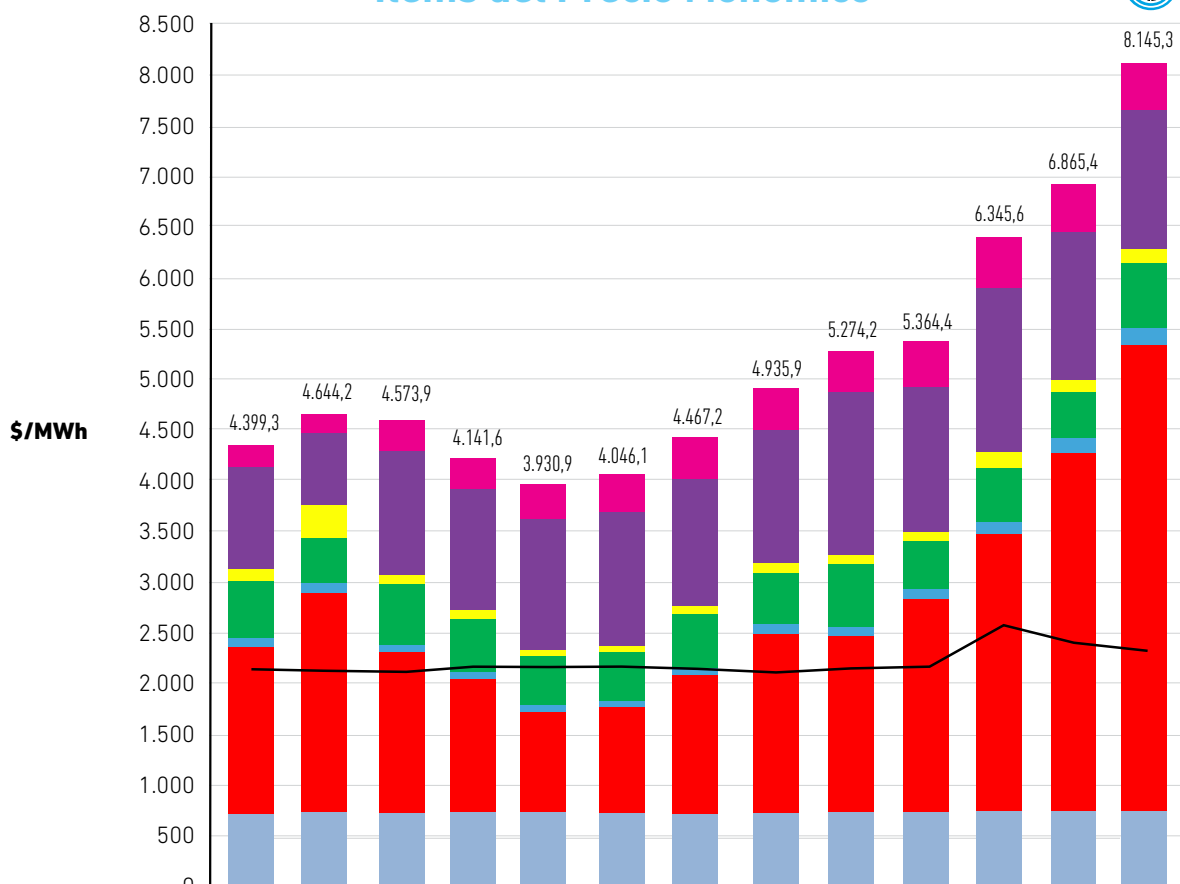
Los valores de los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” y el de “Sobrecosto de Combustible” constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos, dado que en la tarifa se considera que todo el sistema térmico consume únicamente gas natural.

Desde el año 2015, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar los siguientes ítems:

- **“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 la siguiente figura se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico, sin contabilizar el transporte. Además, se presenta la evolución del precio estacional medio durante los últimos 13 meses. 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.


Ítems del Precio Monómico




Balance Energético Nacional

Cada año la Secretaría de Energía, perteneciente al Ministerio de Economía, 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.

El último balance disponible es el del año 2020 como se muestra en las tablas a continuación. La primer de ellas corresponde a energía primaria, y la otra a la energía secundaria.

 Secretaría de Energía BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2020 - REVISIÓN 0 UNIDADES: miles de TEP		OFERTA										CENTROS DE TRANSFORMACIÓN										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 DESTILLERÍAS	COQUERÍAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	NO ENERGÉTICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA	TOTAL		
FORMAS DE ENERGÍA																											
Energía Hidroeléctrica	2.634	-	-	-	-26	-	2.608	-2.603	-5	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Energía Nuclear	-	2.778	-	-	-	-	2.778	-2.778	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Gas Natural de Pozo	39.631	-	-	-80	-885	-89	38.577	-	-	-34.610	-	-	-	-	-	-	-3.967	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Petróleo	24.889	-	-151	-4.007	-	66	20.797	-	-	-	-20.684	-	-	-	-	-	-114	-	-	-	-	-	-	-	-0.5		
Carbón Mineral	12	871	-	-	-	-21	861	-256	-10	-	-	-572	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	23	23		
Leña	1.003	-	-	-	-	-	1.003	-	-362	-	-421	-	-	-	-	-	-	-	88	88	44	-	88	220	220		
Bagazo	961	-	-	-	-	-	961	-	-312	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	649	649	649		
Aceites Vegetales	1.074	-	-	-	-	-	1.074	-	-	-	-	-1.074	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Alcoholes Vegetales	422	-	-	-	-	-	422	-	-	-	-	-422	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Energía Eólica	938	-	-	-	-	-	938	-809	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
Energía Solar	116	-	-	-	-	-	116	-116	-0.001	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	129	-	-	129		
Otros Primarios	423	-	-	-	-	-	423	-62	-360	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
TOTAL I	72.103	3.649	-151	-4.007	-80	-912	70.558	-6.625	-1.048	-34.610	-20.684	-1.496	-572	-421	-	-4.081	-	88	44	-	-	129	760	1.021			

 Ministerio de Energía y Minería BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2020 - 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	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		
12.439	671	-	-266	-	-1.783	-	11.061	11.276	1.163	-	-	-	-	-	-	-355	-	3.569	2.699	27	57	4.355	10.707				
30.297	6.041	-19	-154	-92	-3.288	-	32.784	-11.803	-1.610	30.297	-	-	-	-	-	-672	-	8.703	896	1.550	-	7.549	18.699				
1.040	-	-	-	-	-	-71	969	-79	-	1.040	1.040	-	-	-	-	-891	-	-	-	-	-	-	-				
2.658	-	4	-1.133	-	-	38	1.529	-	-	1.947	711	-	-	-	-	-41	-	-	-	179	74	164	1.488				
988	-	-	-277	-	-	-	749	-	-	988	-750	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
1.230	119	-13	-745	-	-	-	591	-	-	-	1.230	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	591				
4.428	121	64	-120	-	-	-	4.493	-	-	-	4.428	-	-	-	-	-0.005	-	-	-	-	-	-	4.493				
557	23	23	-398	-	-	-	205	-	-	-	557	-	-	-	-	-	-	2	-	-	-	-	205				
8.278	1.399	250	-170	-	-	-	9.757	-41	-	8.278	-	-	-	-	-	-5	-	-	90	5.924	2.872	90	8.976				
2.589	-	-17	-711	-	-	-	1.861	-735	-146	-	2.589	-	-	-	-	-327	-	-	115	156	221	328	820				
-	-	-	-	-	-	-	-	-568	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-				
2.478	40	2	-98	-	-	-	2.423	-	-	1.379	623	17	-	-	459	-	2.423	-	-	-	-	-	2.423				
86	-	-	-	-	-	-	86	-45	-	-	-	86	-	-	-41	-	-	-	-	-	-	-	-				
489	-	-	-	-	-	-	489	-134	-	-	-	-	-	-	489	-355	-	-	-	-	-	-	-				
1.279	-	-	-	-	-	-	1.279	-	-	-	850	429	-	-	-998	-	280	-	-	-	-	-	280				
285	-	-	-	-	-	-	285	-	-	-	-	-	-	285	-	-	-	-	114	-	-	-	285				
410	-	-	-	-	-	-22	388	-	-	410	-	-	-	-	-	-	-	-	-	387	-	-	388				
1.030	-	-	-532	-	-	-55	444	-	-	1.030	-	-	-	-	-	-	-	-	-	444	-	-	444				
70.561	8.413	294	-4.603	-92	-5.072	-110	69.392	-13.105	-2.054	-	-750	-	-	-	-998	-2.687	3.294	13.517	4.093	13.184	3.225	12.485	49.798				
										ENERGÍA PRIMARIA + SECUNDARIA																	
										-6.768										13.184							
										-6.768										13.184							

BALANCE DE TRANSFORMACIÓN									
ENERGÍA PRIMARIA	-6.625	-1.048	-34.610	-20.684	-1.496	-572	-421	-	-
ENERGÍA SECUNDARIA	-13.105	-2.054	-	-750	-	-	-	-998	-
TOTAL	-19.731	-3.103	-34.610	-21.433	-1.496	-572	-421	-998	-
PRODUCCIÓN	11.276	1.163	34.610	20.307	1.440	532	285	948	-
PÉRDIDAS	8.455	1.940	-0	1.126	56	40	136	50	-



07/06/2021

La doctora Adriana Serquis fue designada como nueva presidenta de la CNEA

Mediante el Decreto 360 publicado en el Boletín Oficial el 04/06/2021, la doctora en física Adriana Cristina Serquis fue designada como presidenta de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA).

Serquis es licenciada en Física de la Universidad de Buenos Aires y Doctora en Física, egresada del Instituto Balseiro. Además, realizó un postdoctorado en Investigación en Superconductivity Technology Center, Materials Science and Technology (MST-STC) de Los Alamos National Laboratory (LANL), Estados Unidos; y cursó la Maestría en Ciencia, Tecnología e Innovación (orientación política científica), de la Universidad Nacional de Río Negro (UNRN), donde también es profesora titular.

Como Investigadora Principal del CONICET, se desempeñó como jefa del Departamento de Caracterización de Materiales, Gerencia de Investigación Aplicada, del Centro Atómico Bariloche de CNEA. Asimismo, es presidenta de la Asociación Argentina de Cristalografía y directora alterna del Instituto de Nanociencia y Nanotecnología (INN), nodo Bariloche.

A lo largo de su carrera, recibió numerosos premios y distinciones, entre los que se destacan el Premio Houssay en la categoría Investigador Joven en 2007, el Premio Konex al mérito en la disciplina "Nanotecnología" en 2013 y el Premio Nacional L'Oréal-Unesco "Por la mujer en la ciencia" Edición 2014 por el proyecto "Técnicas avanzadas de Caracterización de Materiales para Energías Limpias".

Su producción científico-tecnológica incluye más de cien publicaciones en revistas con referatos, cinco capítulos de libros y tres patentes. Los trabajos incluyeron el estudio de propiedades de materia condensada -superconductividad, transporte y medidas magnéticas, propiedades termodinámicas, estructuras cristalinas y defectos de materiales- y diferentes técnicas de síntesis, incluyendo aquellas para producir nanoestructuras, y de caracterización como uso de difracción de rayos X in situ e in-operando sincrotrón/laboratorio, absorción de rayos X, entre otros, y su correlación con el transporte y las propiedades electroquímicas.

La doctora Adriana Serquis, además, forma parte del colectivo de mujeres Trabajadoras del Centro Atómico Bariloche, colaborando en la coordinación de redes institucionales, capacitación en género y estadísticas con el fin de visibilizar el rol de la mujer en la ciencia. Como actividades de extensión, participa dictando talleres para docentes de todos los niveles y en proyectos de eficiencia energética en cooperativas de trabajo y con el Grupo Encuentro de Bariloche.

Fuente: Argentina.gob.ar

El ENRE sancionó a EDESUR, EDENOR y otras tres distribuidoras por el apagón del siglo

El ente determinó multas por un total de \$ 55.366.044 a través de las resoluciones publicadas el 21 de mayo de 2021 en el Boletín Oficial.

El Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) sancionó a las distribuidoras del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) EDESUR y EDENOR, y a las de las provincias de Salta, EDESA; de Córdoba, EPEC; y de Santiago del Estero, EDESE, por sus responsabilidades en el apagón masivo que se registró el 16 de junio de 2019, que afectó al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y dejó sin servicio a toda la población durante horas.

Lo hizo a través de las resoluciones sintetizadas 135, 136, 137, 140 y 141/2021 publicadas el viernes 21/05/2021 en el Boletín Oficial.

Así, el organismo regulador avanzó tras la multa por \$ 31,87 millones a la Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión TRANSENER, aplicada a comienzos de esta semana.

En esa oportunidad, se precisó que el ENRE también iba a avanzar con el proceso sancionatorio a 300 agentes distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico.

En las normativas publicadas, el ente determinó multas a EDENOR por \$25.735.049; a EDESUR por \$13.079.307; a EPEC por \$ 11.334.303; a EDESA por \$2.613.899 y a EDESE por \$2.603.486, lo cual totaliza sanciones por \$ 55.366.044.

Se determinó incumplimiento de obligaciones por parte de las empresas

Desde el ENRE señalaron en un comunicado que “las conclusiones arribadas por este ente determinaron el incumplimiento de las obligaciones asumidas para la realización de corte por subfrecuencia conforme lo establecido en Anexo 35 de Los Procedimientos para la

Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios por parte de las Distribuidoras, provocó el colapso del sistema”.

Al respecto, el informe del organismo determinó que “ante el inicio de las disminuciones de frecuencia y las oscilaciones de potencia en las instalaciones, la demanda de energía debía limitarse en proporción a los generadores conectados para restablecer el equilibrio”.

“Cabe destacar que estos cortes de demanda son obligatorios para los agentes del sistema. Sin embargo, las distribuidoras y grandes usuarios no bajaron la demanda, y esta situación provocó la desconexión anticipada, o bien la desconexión prematura de generadoras”, sostuvo el ENRE.

Asimismo, puntualizó que “continuará llevando a cabo el proceso sancionatorio de los más de 300 agentes distribuidores y grandes usuarios del Mercado Eléctrico a los que ya se le formularon cargos; a los generadores por falla en el arranque en negro y desconexión anticipada; y al resto de transportistas involucradas en el hecho”.

“Desde el Ente Nacional Regulador de la Electricidad se continúa trabajando con el objetivo de velar y promover la correcta operación del sistema, la confiabilidad del mismo y el desarrollo armonioso de este”, afirmó el organismo que conduce Soledad Manín.

A las 7:06 hs. del tercer domingo de junio de 2019, en coincidencia con la celebración del Día del Padre, una sucesión de fallas producidas en apenas 30 segundos provocó el mayor blackout de la historia del país.

Su dimensión le valió entre los especialistas el nombre del “Apagón del Siglo”, porque fue tan amplio que trascendió al territorio argentino y se extendió a sectores de Brasil y Uruguay, y porque 50 millones de personas resultaron afectadas, más que la población del país.

Los 868 minutos, poco más de 14 horas, que demandó restablecer por completo el SADI en todo el territorio, de acuerdo con el informe de CAMMESA aún disponible en su página web que detallan las alternativas técnicas del apagón masivo, reflejan la complejidad del suceso.

Negligencia

El viernes 21/05/2021, el ENRE concluyó que “la acción negligente” de Transener fue la responsable del apagón masivo y decidió sancionar a la empresa debido a “las indisponibilidades de su equipamiento”.

El ENRE, a través de las Resolución 03/2020 del Área de Aplicación y Administración de Normas Regulatorias, determinó que “TRANSENER incurrió en acciones contrarias a las obligaciones asumidas dada su particular condición de prestador monopólico del servicio público de transporte de energía eléctrica”.

En este sentido, el ente, con apoyo de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (UBA), determinó que la transportista “incurrió en errores operativos que llevaron al sistema a una situación de colapso el 16 de junio de 2019, afectando la seguridad y confiabilidad del mismo”.

Fuente: *Télam*

05/06/2021

Bill Gates y Warren Buffett construirán reactor nuclear en EE.UU.

El proyecto liderado por ambos estadounidenses, se construirá en Wyoming con el objetivo de impulsar energías renovables.

El empresario Bill Gates y el multimillonario Warren Buffett acordaron construir un reactor nuclear en Estados Unidos, para hacer “un punto de inflexión en la industria energética”. Un plan que apunta a las energías renovables y a la lucha contra el cambio climático.

El proyecto Natrium se llevará adelante en Wyoming, el Estado que cuenta con mayor producción de carbón del país. Según informaron las compañías TerraPower y PacifiCorp, de las que son propietarios respectivamente, los pequeños reactores avanzados, que funcionan con combustibles diferentes a los tradicionales, son vistos como una tecnología libre de emisiones de efecto invernadero.

El sistema apunta a un tipo de energía competitiva y flexible. De esta manera, se trata de un nuevo concepto para la generación y el almacenamiento de energía, que combina un reactor rápido de sodio con un sistema de almacenamiento de sales fundidas capaz de producir 345 megavatios de electricidad.

A su vez, la unidad será capaz de aumentar la potencia de salida hasta los 500 MW de electricidad durante más de cinco horas y media cuando sea necesario, una cantidad suficiente para proveer de energía a alrededor de 400 mil viviendas.

El proyecto Natrium no solo utilizará en mayor medida la fibra solar y eólica, sino que también “reducirá hasta en cinco veces el volumen de residuos por megavatio-hora de energía producida debido a la eficiencia con la que utiliza el combustible”. En este sentido, los desechos que se produzcan en las instalaciones se mantendrán en la planta hasta que se facilite un depósito geológico que no contamine.

La propuesta de Gates y Buffett cuenta con financiación pública y privada. El Departamento

de Energía de EE.UU. otorgó a TerraPower 80 millones de dólares en octubre de 2020 en el Programa de Demostración de Reactores Avanzados. Mientras que desde el Congreso se destinaron unos 160 millones de dólares dentro de este plan. Sin embargo, se espera que en el futuro se proporcionen más fondos.

Fuente: *Ámbito*

30/03/2021

Santa Cruz: proyectan que en 2023 se pondría en marcha la primera turbina de las represas

“La obra está alcanzando un nivel y ritmo óptimo en la represa Jorge Céspedes y estamos próximos a firmar los documentos para el relanzamiento formal de la represa Néstor Kirchner”, explicó el presidente de la empresa estatal Integración Energética Argentina, Agustín Gerez.

La construcción de las represas hidroeléctricas en el río Santa Cruz avanza en la provincia homónima y la primera turbina de la unidad llamada Gobernador Jorge Céspedes se podría poner en marcha en el año 2023, en base a las proyecciones de la Unión Transitoria de Empresas (UTE) a cargo de la obra y el Gobierno nacional.

“La obra está alcanzando un nivel y ritmo óptimo en la represa Jorge Céspedes y estamos próximos a firmar los documentos para el relanzamiento formal de la represa Néstor Kirchner con el objetivo firme de hacer la primera entrega de energía en 2023 con la primera turbina de la represa Jorge Céspedes”, dijo Agustín Gerez, presidente de la empresa estatal Integración Energética Argentina (IEASA), tras una reunión con la gobernadora Alicia Kirchner.

IEASA se presentó ante las autoridades provinciales en la Casa de Gobierno en Río Gallegos, como comitente en representación del

Estado nacional, en una reunión de la que también participaron representantes de la UTE. Represas Patagonia, conformada por la empresa china Gezhouba y las nacionales Electroingeniería e Hidrocuyo.

“Estamos muy felices de poder venir a la provincia para traer buenas noticias a la gobernadora y al resto de las autoridades”, enfatizó Gerez.

El funcionario nacional agregó que “actualmente nos encontramos con 2.600 trabajadores directos en las dos represas y los protocolos por el Covid son muy estrictos, lo cual nos lleva a determinadas sensibilidades de improductividad en el territorio pero lo hemos abordado con la responsabilidad que implica. A pesar de la pandemia se siguió avanzando en la construcción de la obra que es un eje central en nuestra gestión”.

El jefe de Gabinete de la provincia, Leonardo Álvarez, por su parte, dijo que de acuerdo a lo informado, “hoy la represa Néstor Kirchner está cercana a un 20% y la represa gobernador Jorge Cepernic en un 25%, estimando tener la primera turbina en funcionamiento en el año 2023”.

El funcionario dijo que la provincia “hizo hincapié en la preocupación en relación al avance de las compensaciones ambientales que son muy importantes para las localidades de inserción de la obra”.

“La provincia ha vuelto a tener una participación activa en la obra después de lo que sucediera

durante el periodo 2015-2019 en el que el Gobierno Nacional anterior no nos tuvo en cuenta a pesar de que Santa Cruz está poniendo uno de sus activos más importantes”, agregó.

El jefe de Gabinete añadió que preocupa a la gobernadora “que cada vez más santacruceños y santacruceñas puedan incorporarse al engranaje productivo de la provincia en empleos de calidad”, para lo que “se necesita saber cuáles son las necesidades de capacitación y trabajar en las mismas desde el Consejo Provincial de Educación”.

Fuente: *Télam*

07/05/2021

El gobierno prorrogará ley de biocombustibles

“Se está trabajando en un decreto de prórroga mientras se discute el nuevo régimen” de biocombustibles, aseguró el secretario de Energía, Darío Martínez.

El secretario de Energía, Darío Martínez, anunció que el Gobierno nacional prorrogará la vigencia de la actual ley de biocombustibles, para poder contar con más tiempo para discutir el nuevo régimen que se propone para el sector.

Martínez realizó estas declaraciones durante una visita a la provincia de Tucumán, en la que supervisó junto con el gobernador Juan Manzur el avance de las obras en la Estación Transformadora Los Nogales, que está pronta a ponerse en marcha y que beneficiará a más de 40 mil familias.

“Se está trabajando en un decreto de prórroga mientras se discute el nuevo régimen” de biocombustibles, dijo el secretario de Energía, según un comunicado de la cartera.

“Es objetivo del Presidente de la Nación (Alberto Fernández) el desarrollo y la defensa de las economías regionales”, agregó el funcionario.

“Hay que ser respetuoso del Poder Legislativo, pero entendemos que habrá una nueva ley que contempla el corte de bioetanol de caña de azúcar en su totalidad y protege a las PyMEs”, consideró el funcionario.

“La Argentina se construye desde cada región y eso es lo importante: cuidar los puestos de trabajo. La salida del país de la situación difícil en la que quedó después de los últimos cuatro años es con más trabajo y con un salario que les permita a los trabajadores y las trabajadoras consumir y consolidar el mercado interno. Eso se ve muy bien acá, en Tucumán, donde el trabajo impulsa el crecimiento del país”, destacó el secretario de Energía.

Por su parte, Manzur señaló que “había una indicación del Presidente de la Nación cuando visitó la provincia en febrero, cuando dijo que iba a tener una mirada especial con la economía regional del norte, sobre todo con la caña de azúcar, que da trabajo a más de 60 mil personas. Por eso, ya están avanzados los trámites para la prórroga y esto confirma, una vez más, la decisión del Presidente”.

Junto al ministro de Desarrollo Productivo de Tucumán, Álvaro Simón Padrós, y el Subsecretario de Coordinación Institucional de Energía de la Nación, Santiago Yanotti, entre otros funcionarios provinciales y nacionales, Manzur y Martínez inspeccionaron el avance de la obra de la Estación Transformadora Los Nogales, que está próxima a su finalización y cuenta con una inversión de 750 millones de pesos financiados por la Nación y la Provincia, informaron desde la cartera de Economía.

“Queremos que a partir de esto se instalen industrias. Es una inversión pensando en el desarrollo de la provincia y en generar oportunidades para todos”, afirmó el gobernador tras recordar que la obra que se había iniciado en 2018, estuvo paralizada durante años y hoy está en plena ejecución.

“Eso se lo debemos a la gestión de Darío (Martínez), porque él nos ayudó con fondos para volver a poner en marcha todo esto”, añadió.

A su vez, el secretario de Energía destacó “la sinergia” entre el Gobierno Nacional y el Provincial “pensando en lo que necesita el pueblo tucumano. Con esto damos la posibilidad de mayor desarrollo. No hay desarrollo si no hay energía para los vecinos y la industria”.

Luis Álvarez, gerente de Ingeniería de la Empresa de Distribución y Comercialización de Energía Eléctrica de Tucumán (EDET), detalló a su vez que la obra beneficiará “a todo el norte de la provincia. Tanto a la zona de Los Nogales,

que está creciendo mucho en emprendimientos inmobiliarios, industrias y comercios, como a Raco, El Cadillal, Tafí Viejo y Trancas”.

Asimismo, detallaron que previamente, Manzur y Martínez estuvieron en el barrio Crucero Belgrano de San Miguel de Tucumán, donde se llevó a cabo la instalación de kits de eficiencia energética en viviendas en el marco del programa Eficiencia Emerger, que lleva adelante el Ente Único de Control y Regulación de los Servicios Públicos de Tucumán (ERSEPT).

“Tucumán tiene un gobernador que entiende que el Estado tiene que estar presente y acercarse a los vecinos donde haga falta. Estas instalaciones no solo aportan a la seguridad de las familias, sino que también ahorran energía, porque les permiten a los vecinos consumir menos electricidad y, si entre todos somos más eficientes energéticamente, ayudamos al país”, remarcó la autoridad energética nacional.

“Estamos viendo cómo se emplean los recursos que el Gobierno Nacional nos envía a través del ERSEPT y que se aplican en este programa. Con la ayuda de Nación es posible que muchas familias tucumanas puedan tener una instalación eléctrica segura y no pagar de más”, expresó Manzur.

El jueves por la noche, Manzur y Martínez se habían trasladado a la zona oeste del Gran Tucumán, donde se puso en marcha una red de iluminaria led en la localidad de El Manantial, luego de compartir una jornada de trabajo en la que supervisaron la implementación de diferentes iniciativas de eficiencia energética por parte de EDET y se interiorizaron sobre la producción de bioetanol en dos ingenios azucareros.

Fuente: *Télam*

Restituyen una línea de alta tensión que había colapsado en Chubut

Con financiamiento del Estado Nacional, se completó la reposición de la línea Norte del electroducto de 330 kV entre ET Futaleufú y ET Puerto Madryn, que estaba fuera de servicio desde julio de 2020 por el colapso de 52 torres debido a un evento climático excepcional. La reenergización del tendido permitirá ahorrar un sobrecosto de 17 millones de dólares mensuales.

Se completaron los trabajos de restitución de la línea Norte del electroducto de 330 kV que conecta la Estación Transformadora (ET) Futaleufú con la ET Puerto Madryn, evacuando la energía generada por tres de las cuatro máquinas de la Central Hidroeléctrica Futaleufú. La reenergización de esta línea, que había salido de servicio en julio de 2020, mejorará la seguridad de abastecimiento eléctrico en la región y permitirá ahorrar un sobrecosto, para suplir el suministro, estimado en 17 millones de dólares mensuales, informaron desde la Secretaría de Energía de Nación.

El Colapso de 52 Torres

El 21 de julio de 2020 se produjo el colapso de 52 torres, en dos tramos de las líneas Norte y Sur, a causa de un evento climático excepcional durante un temporal de nieve, una combinación de acumulación de manguitos de hielo y fuertes vientos, que ocasionó la desconexión permanente de la Central Hidroeléctrica Futaleufú con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La obra de restitución del tendido requirió la instalación de dos campamentos en la vastedad de la meseta, uno en Sierra Caracol y otro en Sierra Rosada, próximos a los tramos donde habían sido afectadas ambas líneas. Haciendo base en dichos campamentos, trabajaron alrededor de 300 personas desde el 22 de marzo de 2021, cumpliendo con todos los protocolos sanitarios, para reponer un total de 49 torres en las Líneas N°1 y N°2, en un terreno difícil y aislado.

Los trabajos incluyeron la reparación o reemplazo y el montaje de las torres, así como la reparación de subconductores e hilos de guardia afectados por la caída y posterior arrastre de las torres, bajo la inspección de la empresa transportadora de energía eléctrica TRANSPA S.A., que opera el tendido. Dados los tiempos del proceso para la adquisición de las torres, se utilizaron como reemplazo otras tipo cross-rope, de 500 kV, por lo que fue necesario readaptar las bases y fundaciones existentes.

La obra fue financiada por el Estado Nacional que, a través de la Secretaría de Energía, puso a disposición 1.800 millones de pesos del Fideicomiso de Administración de Obras de Transporte para el Abastecimiento Eléctrico (FOTAE), los cuales fueron administrados por la Comisión de Obras de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA).

Fuente: *El Chubut.*

Artículos Publicados en estos 24 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.; Oosterhius, F.; Postiglioni, O.; Rey, F.C.; O’Ryan, R.; Rudnick, H.; Sánchez de Tembleque, L.J. y Thomas, F.
Energía geotérmica. 2002. Haluska, O.P., Tangir, D. y Perri, M.S.
Repositorio nuclear en Yucca Mountain pros y contras. 2002. Foro de la Industria Nuclear Española

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 del 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 del OIEA. 2015. Jensen Mariani, S.; Biscarra, A.; Colace, S.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y.; Méndez, C.; Parera, D.; Rey, F.C. y Zirulnikow, F.
Guía para el uso racional de la energía. 2015. Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Luminotécnicas

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. 2017. Jensen Mariani, S., Zamora, A. y Rimancus, P.

Recursos para la gestión de vida en centrales nucleares. 2017. Artículo basado en la publicación del OIEA: Resources for Plant Life Management in Nuclear Power Plants Traducido por Cruz, A. Adaptado por Gómez, F., Iglesia, M. y Rimancus, P.

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.

45

Impacto socioeconómico producto del cierre de centrales nucleares. 2020. Dalmasso, G. y Rimancus P.

Análisis comparativo de los costos de transporte y energía de respaldo para las tecnologías eólica y solar en argentina. 2020. Zamora, A. y Jensen, S.

46

Fin de la Era Nuclear en Alemania: ¿Decisión Acertada? 2020. Fraguas, F. y Dantoni, L.

Eficiencia Energética en la Industria. 2020. Dalmasso, G., Matarazzo V. y Rimancus, P.

47

Con la energía nuclear no alcanza, pero sin la energía nuclear no se puede: transiciones energéticas en perspectiva. 2021. Baschar, I.

Los recursos de uranio en la Argentina dentro del contexto mundial. 2021. López, L.

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 junio de 2021.

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

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. del 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

