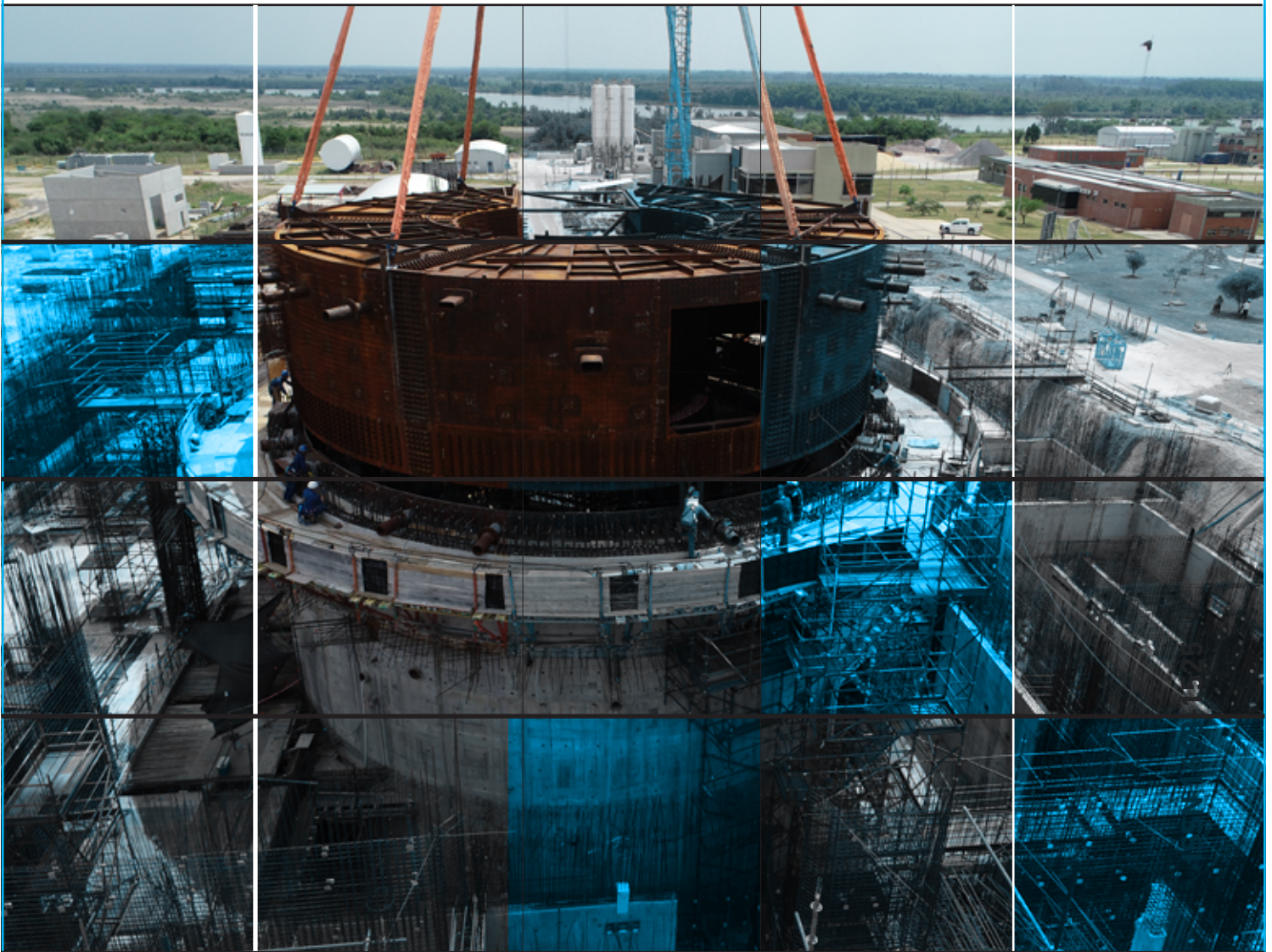


BOLETÍN ENERGÉTICO 48

2do. Semestre 2021
AÑO XXIV N° 48

SMRs Obra CAREM 25



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. Norberto Coppari
Ing. Santiago Jensen

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>

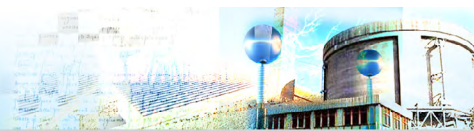
Número 48 Diciembre 2021

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



Soberanía energética y autonomía tecnológica	4
A. C. Serquis y D. Hurtado.	
Noticias Destacadas	6
Comportamiento del SADI durante la ola de calor	11
Informe especial: C. Mora Fresca y M. Iglesia.	
Análisis del grado de desarrollo de los SMRs y su despliegue en el ámbito internacional y local	24
N. Coppari, M. Iglesia y V. Matarazzo.	
Desafíos y oportunidades de la transición energética en Argentina y el mundo	38
S. Jensen.	
Síntesis Nuclear	59
Demanda de Energía Eléctrica	64
Picos de Potencia	
Potencia Instalada	69
Potencia instalada por región y por fuentes Incorporaciones previstas	
Generación de Energía Eléctrica	75
Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles	
Síntesis de Mercado del Gas Natural	84
Evolución de los Precios	90
Noticias	92

Editorial



El segundo semestre de 2021 ha presentado noticias positivas tanto en materia de energía nuclear como en lo que respecta a petróleo, mientras que continúan las complicaciones en torno a la situación hídrica del país. A continuación, presentamos un repaso de las principales novedades del semestre.

Como noticia principal, Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA) firmó un contrato con Henisa Sudamericana para la construcción de todas las estructuras de hormigón del edificio del reactor CAREM, que abarcan una superficie de 18.500 m².

Este acuerdo representa la reactivación de la obra tras el freno que se había dado en enero de 2020 –cabe destacar que en julio se habían reactivado las tareas–. Las obras en el predio ubicado en la localidad de Lima tendrán una duración de 20 meses y, según se informó, el personal vinculado a la misma será de hasta 250 personas.

En relación al CAREM, la presidenta de la Comisión Nacional de Energía Atómica, Adriana Serquis, planteó que “el desarrollo del CAREM es el proyecto insignia y es uno de nuestros orgullos”, a la vez que aseguró que terminar ese proyecto será una gesta tecnológica.

En palabras de Serquis, “la energía nuclear es uno de los temas que debemos empezar a fortalecer, su participación en la matriz energética de nuestro país es fundamental para así poder cumplir con la cuota de baja emisión de gases que generan el efecto invernadero”.

Finalmente, cabe destacar que la empresa IMPSA anunció la culminación del blindaje térmico para el reactor CAREM-25, un componente de 30 toneladas y 5,5 metros de altura cuya función es clave, ya que tiene la capacidad de proporcionar soporte inferior al reactor nuclear y brinda seguridad ante cargas sísmicas. Además, evita que las altas temperaturas producidas en el reactor se transmitan a las estructuras de hormigón de las obras civiles. Además, se firmó un acuerdo con la empresa para la provisión de servicios de ingeniería y fabricación de nuevos componentes para la construcción y puesta en marcha del CAREM.

Por otra parte, en el mes de diciembre se firmó un convenio para ampliar las redes de gas en Tucumán, con una inversión de más de 400 millones de pesos. En línea similar, de acuerdo a

las proyecciones del Gobierno Nacional dadas a conocer por el Secretario de Energía, la industria petrolera estaría planificando inversiones para 2022 por unos U\$S 8.700 millones.

Al respecto, Martínez afirmó que las principales empresas del sector, con YPF a la cabeza, planifican inversiones por dicho monto “en una actitud de confianza en las políticas y los escenarios próximos”. Cabe destacar que, de darse este escenario, se trataría del segundo mayor desembolso del sector en las últimas dos décadas.

Finalmente, cabe destacar que la empresa IMPSA anunció la culminación del blindaje térmico para el reactor CAREM-25, un componente de 30 toneladas y 5,5 metros de altura cuya función es clave, ya que tiene la capacidad de proporcionar soporte inferior al reactor nuclear y brinda seguridad ante cargas sísmicas. Además, evita que las altas temperaturas producidas en el reactor se transmitan a las estructuras de hormigón de las obras civiles. Además, se firmó un acuerdo con la empresa para la provisión de servicios de ingeniería y fabricación de nuevos componentes para la construcción y puesta en marcha del CAREM.

En contraposición, la situación hídrica dentro del país continúa en un estado crítico, a partir de la bajante histórica que afecta al río Paraná, provocada por la peor sequía en casi un siglo en Brasil.

En Brasil, las precipitaciones se sostienen por debajo del promedio histórico desde octubre de 2019. Aguas abajo, el efecto es de una fuerte caída en todo el río Paraná. Según el Instituto Nacional del Agua (INA), por el Paraná está ingresando a la Argentina el 40% del promedio de los últimos 25 años del caudal de agua, y la bajante de 2021 alcanzó niveles históricos que no se veían desde 1934 y 1944.

Esta situación ha derivado en la menor generación hidroeléctrica de los últimos quince años para el segundo semestre. Por este motivo, se ha observado en estos últimos meses un aumento en la generación térmica y en las importaciones de energía eléctrica.

En materia internacional, la noticia más destacada del semestre se dio en Finlandia, donde se puso en marcha un nuevo reactor nuclear por primera vez en 40 años. En este sentido, el 21 de diciembre comenzó a operar la tercera unidad de la central nuclear Olkiluoto (llamada OL3 EPR). De acuerdo a lo informado por la compañía propietaria de la planta, ésta comenzará a producir electricidad en cuanto el reactor sea conectado a la red nacional, a fines de enero de 2022.

Por otra parte, a partir de la experiencia adquirida en el recambio de los generadores de vapor durante la extensión de vida de la Central Nuclear Embalse, NA-SA firmó un contrato para prestar servicios de ingeniería y tecnología con Ontario Power Generation, empresa generadora de energía eléctrica canadiense. Al respecto, NA-SA brindará colaboración en tareas relacionadas a esos componentes en la Unidad III de la Central Nuclear Darlington, que se encuentra en proceso de reacondicionamiento.

Finalmente, es importante destacar que el martes 1 de febrero NA-SA y la Corporación Nuclear Nacional de China (CNNC) firmaron un contrato comercial para la construcción de Atucha III, cuarta central nuclear argentina, que se instalará en el Complejo Nuclear Atucha. Dentro de dicho contrato se prevé la provisión

de ingeniería, suministros, construcción, puesta en marcha y entrega de la central Atucha III bajo la modalidad llave en mano. Se estima una inversión de 8.300 millones de dólares para la obra, cuya construcción comenzará a fines de 2022 y generará más de 7.000 empleos directos durante el pico de la obra.

El reactor será un PWR de tecnología Hualong One, utilizará uranio enriquecido como combustible y agua liviana como refrigerante y moderador. Aportará 1.200 MW al sistema nacional incrementando en un 70% aproximadamente la energía proveniente de origen nuclear y diversificando de esta manera la matriz energética, lo que permitirá reducir la demanda de combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero. Además, cumple con todos los requisitos estipulados por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) e incorpora todos los avances en materia de seguridad establecidos en la última década.

Además, el presidente de NA-SA, José Luis Antunez, se refirió a la quinta central nuclear: "El diseño de la central CANDU se va a hacer en Embalse, donde esta la central existente. No se va a emplazar allí, pero sí se va a diseñar en Córdoba".

Así, el panorama de cara al futuro muestra indicios positivos con el avance de las obras en la central nuclear CAREM-25 y un gran caudal de inversiones de empresas petroleras, lo que confirmaría el camino de crecimiento en 2022, luego de dos años en los que la pandemia mundial por el virus Covid-19 afectó no solo a Argentina sino al mundo.

Soberanía energética y autonomía tecnológica

Autores: Adriana Cristina Serquis (Presidenta de CNEA) y Diego Hurtado (Vicepresidente de CNEA).

Desde CNEA deseamos expresar nuestro apoyo entusiasta a la firma del acuerdo entre Nucleoeléctrica y la empresa china CNNC para la construcción de una central Hualong I. Esta iniciativa forma parte de los planes de la política nuclear argentina desde hace por lo menos ocho años. Que hoy no se encuentre en un estado más avanzado se explica por la incapacidad de los funcionarios del gobierno anterior, que afirmaban en 2017 que, continuando con la asociación estratégica con China, la construcción de Atucha III “comenzará hacia fin de año o comienzos de 2018” (Télam, 14/05/2017).

Sin embargo, luego de numerosas contradicciones y desaciertos –como el anuncio oficial de que la central Hualong I se instalaría en Sierra Grande (Río Negro), a mediados de 2017–, en los hechos el gobierno de Mauricio Macri dejó un sector nuclear desfinanciado, con graves pérdidas de recursos humanos, como es el caso de la Planta Industrial de Agua Pesada, paralizada en 2017, o el recorte drástico del financiamiento del proyecto CAREM, que incluyó el abandono y deterioro de componentes, para citar solo dos ejemplos.

El sector nuclear argentino se ha involucrado activamente en la política energética nacional desde la primera mitad de la década de 1960. Desde entonces, este sector es un ejemplo de expansión, diversificación y acumulación de capacidades autónomas y producción de efectos multiplicadores hacia otros sectores de la industria nacional. Son incontables los

hitos que justifican que hoy la Argentina sea un país exportador de tecnología nuclear, participe activamente en los principales foros internacionales del sector y cuente con los mejores estándares de regulación y seguridad.

Las afirmaciones del llamado “grupo de ex secretarios de energía”, que incluye ex funcionarios que durante sus gestiones impulsaron el franco desguace del sector nuclear, deben ser tomadas como opiniones que representan intereses que van en la dirección opuesta al proyecto de industrialización, desarrollo de capacidades organizacionales y tecnológicas autónomas, generación de trabajo de creciente calificación y mayor valor agregado de las exportaciones, que son las metas que siempre guiaron al sector nuclear. El acuerdo firmado el pasado 1 de febrero por Nucleoeléctrica y CNNC representa un hito en esta dirección.

Agreguemos que, desde que se comenzó a trabajar en la asociación estratégica con China en el sector nuclear, en el escenario global se han ido consolidando algunas novedades. Una de las más relevantes es la revalorización creciente de la tecnología nuclear como componente necesaria para acompañar la descarbonización que plantea la transición energética, no solo por la baja emisión de gases de efecto invernadero, sino además por ser energía de base, estable y permanente. Los esfuerzos por avanzar en una transición hacia economías nacionales más limpias, para aquellos países que disponen de

capacidades tecnológicas e industriales son un incentivo para impulsar la producción de energía nuclear como modo de abastecer sus demandas eléctricas y combatir los efectos del cambio climático.

Por estas razones, la Argentina se plantea el desafío de avanzar en una mayor diversificación de su matriz energética aprovechando sus capacidades tecnológicas e industriales en materia nuclear. En primer lugar, para abastecer nuestra demanda eléctrica con energía de base, limpia, segura y económicamente sustentable, de forma de aportar a nuestro propio desarrollo socioeconómico y colaborando a la vez en la meta global de combatir los efectos del cambio climático. En esta dirección es importante dejar en claro que la política nuclear actual vuelve a contar con la inversión necesaria para impulsar el proyecto CAREM –hoy recuperado y en marcha– y también retoma el sendero de las centrales de agua pesada y unario natural en su versión CANDU, una línea tecnológica en la que el sector cuenta con enorme experiencia y conocimiento. Por esta razón, CNEA también ha tomado la decisión de poner en marcha la Planta Industrial de Agua Pesada, activo estratégico central para impulsar este sendero tecnológico.

En segundo lugar, porque este proceso ha demostrado en nuestro país su capacidad para producir efectos multiplicadores hacia sectores de alto valor agregado, como la producción de radares primarios y secundarios, satélites de observación y comunicación, así como desarrollar capacidades necesarias para las energías renovables. Así funcionan los sectores intensivos en conocimiento, algo que el grupo de ex secretarios de energía parece no comprender, anclándose a evaluaciones anacrónicas, que favorecen procesos de importación de tecnología y financierización de nuestra economía. Sería clarificador y propio del debate democrático serio que este grupo presentara su visión propositiva detallada, además de críticas descontextualizadas que son refutadas por sus propias trayectorias.

Entendemos desde CNEA que el desarrollo nuclear está recuperando un sendero sectorial

que hace su aporte a la optimización de oportunidades para impulsar un proyecto de país inclusivo, con creciente equidad, con trabajo, mayor industria intensiva en conocimiento, y desarrollo social y ambientalmente sostenible. Aprovechamos entonces la ocasión para felicitar a la empresa Nucleoeléctrica por la firma del acuerdo con la empresa CNNC.

Noticias Destacadas:

13/02/2022

Cómo será la construcción de la cuarta central nuclear Atucha III

El reactor será de tecnología Hualong One, contará con una vida útil de 60 años y utilizará uranio enriquecido como combustible y agua liviana como refrigerante y moderador. Aportará 1.200 MW al sistema nacional.

El martes primero de febrero se produjo un hito histórico para el país y para el sector nuclear, pero en particular para Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA), empresa estatal encargada de la operación y construcción de centrales nucleares, junto a la Corporación Nuclear Nacional de China (CNNC) firmaron un contrato comercial para la construcción de Atucha III, la cuarta central nuclear argentina, que se instalará en el Complejo Nuclear Atucha.

La ceremonia de celebración de la firma se realizó de manera virtual y fue transmitida por el canal de YouTube de Nucleoeléctrica. Estuvieron presentes José Luis Antunez, Presidente de NA-SA, Jorge Sidelnik, Vicepresidente de NA-SA, los Directores titulares de NA-SA Isidro Baschar, Alejandro Estevez y Gabriel Barceló, junto con Yu Jianfeng, Presidente de CNNC, Axel Kicillof, gobernador de la provincia de Buenos Aires, Zou Xiaoli, embajador chino en Argentina, Sabino Vaca Narvaja, su par argentino en China, Federico Basualdo, subsecretario de Energía Eléctrica de la Nación, y Diego Hurtado, vicepresidente de la Comisión Nacional de Energía Atómica, entre otras autoridades y funcionarios de ambos países.

Kicillof destacó que es "un proyecto importantísimo para nuestro desarrollo energético y económico que va a generar más actividad y trabajo y que además va a consolidar

a Buenos Aires como la provincia con más peso en términos energéticos y nucleares del país". Agregó que "el antecedente de este gran paso data de 2006 cuando Néstor Kirchner reactivaba el plan nuclear argentino. Luego en 2015, junto a Cristina Kirchner, firmamos el contrato para la construcción de una central nuclear, trabajo que quedó detenido durante 4 años".

Por su parte, Antúnez remarcó la importancia de avanzar en acciones concretas "para que podamos abastecer la demanda eléctrica de Argentina con energía de base, limpia, segura y sustentable, y combatir los efectos del cambio climático que afecta al planeta".

En este sentido, el gobernador de la provincia de Buenos Aires destacó que "todos sabemos que sin energía no tenemos desarrollo ni futuro posible, por lo que es para mí un enorme placer acompañar esta firma".

Se debe agregar que, tal y como enfatizó Sabino Vaca Narvaja el pasado 17 de enero "Argentina tiene una historia en lo que es la investigación y el desarrollo de reactores nucleares, y acá estaríamos incorporando nueva tecnología en conjunto con China, con transferencia también de tecnología".

El Contrato Comercial implica la provisión de ingeniería, suministros, construcción, puesta en

marcha y entrega de la central nuclear Atucha III por parte de la CNNC a NA-SA bajo la modalidad llave en mano. La inversión se estima en 8.300 millones de dólares, la mayor de origen chino en el país, la construcción comenzará a fines de 2022 e involucrará la creación de más de 7.000 empleos directos durante el pico de obra, además de una integración aproximada del 40% por parte de proveedores nacionales.

El reactor será de tecnología Hualong One (HPR-1000), contará con una vida útil de 60 años y utilizará uranio enriquecido como combustible y agua liviana como refrigerante y moderador. Aportará 1.200 MW al sistema eléctrico nacional con energía limpia, incrementando en un 70% aproximadamente la energía proveniente de origen nuclear y diversificando de esta manera la matriz energética, lo que permitirá reducir la demanda de combustibles fósiles y la emisión de gases de efecto invernadero.

Además, este tipo de reactor cumple con todos los requisitos estipulados por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) e incorpora todos los avances en materia de

seguridad establecidos en la última década. Como antecedentes podemos mencionar que el pasado 01 de febrero de 2021, fue puesto en marcha el primer reactor Hualong One en la provincia Fuqing de China, y el 20 de mayo de 2021, entró en operación la central nuclear de Karachi en Pakistán, siendo la primera unidad Hualong One fuera de China.

Desafíos por delante

El sector nuclear argentino permitió desarrollar un entorno sistémico, con capacidad de innovar en tecnología, crear conocimiento estratégico, fomentar un entramado productivo público-privado con posibilidad de generar trabajo como ha sucedido hasta la actualidad.

La nueva central nuclear, junto con los proyectos vigentes incluidos en el Plan de Acción de Nucleoeléctrica Argentina, son fundamentales para que el sector promueva su desarrollo, y de esta manera, Argentina logre posicionarse como país líder en asuntos nucleares en la región y el mundo.

Fuente: *Ámbito*

15/02/2022

Proyecto Central Nuclear “Atucha III”. Declaración conjunta.

Nucleoeléctrica Argentina S.A. y la Corporación Nacional Nuclear China, luego de un fructífero período de negociación, el 1 de febrero llegaron a un entendimiento mutuo y firmaron el Contrato de Ingeniería, Suministro y Construcción (EPC) para el desarrollo de la Central Nuclear “Atucha III”, que será una central nuclear HPR1000 a operar con una potencia eléctrica bruta nominal de 1.200 MWe.

Para reducir el impacto de las consecuencias provocadas por la pandemia del Covid-19, el evento se realizó de manera virtual con la presencia de las máximas autoridades de ambas

empresas y los representantes diplomáticos y autoridades nacionales y locales de ambos países.

Este importante evento representa el fin de un ciclo de cooperación y entendimiento mutuo iniciado en junio de 2010 y el inicio de uno nuevo, que ambas empresas prevén será de auspiciosa prosperidad para ambas Naciones, permitiendo estrechar lazos para el desarrollo pacífico de generación de energía nuclear, ciencia y tecnología nucleares y desarrollo industrial.

A la firma del Contrato EPC le seguirá el cumplimiento de todas las condiciones suspensivas estipuladas en el mismo, entre las que destaca la necesidad de obtener las autorizaciones correspondientes de las autoridades competentes de ambos países, junto con los acuerdos financieros y de transferencia de tecnología.

Ambas empresas coincidieron en resaltar que el Proyecto Central Nuclear "Atucha III" forma parte de la Asociación Estratégica Integral y del Acuerdo Marco de Cooperación Económica y para la Inversión -ambos suscritos en julio de 2014- y del Acuerdo entre el Gobierno de la República

Argentina y el Gobierno de la República Popular China sobre Cooperación en el Proyecto de Construcción de un Reactor de Agua a Presión en Argentina -suscrito en febrero de 2015-.

En ese sentido, ambas partes consideraron relevante señalar que este importante evento se da en el marco de la celebración de los 50 años de relaciones diplomáticas bilaterales entre los dos países, así como previo a la visita del Presidente de la Nación de la República Argentina a la República Popular China para presenciar la ceremonia inaugural de los Juegos Olímpicos de Invierno.

Finalmente, ambas empresas destacaron que la energía nuclear es una fuente de energía limpia que ha demostrado ser parte de la solución a los difíciles y complejos desafíos ambientales que enfrenta el mundo en la actualidad.

Fuente: *Nucleoeléctrica Argentina.*

12/02/2022

Avanzan las negociaciones para iniciar las obras de Atucha III antes de fin de año

La construcción del reactor de 1.200 MW que se instalará en el Complejo Nuclear de la localidad de Lima, provincia de Buenos Aires, tendrá un pico de empleo de 6.000 trabajadores y un impacto en desarrollo de proveedores locales por US\$ 500 millones.

El presidente de la empresa Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA), José Luis Antúnez, aseguró que se avanzará con la negociación del contrato financiero y otras condiciones para la construcción de la cuarta central nuclear que comenzará antes de fin de año, con un pico de empleo de 6.000 trabajadores y un impacto en desarrollo de proveedores locales por US\$ 500 millones.

Nucleoeléctrica y la Corporación Nuclear Nacional China (CNNC) acaban de firmar el contrato para la construcción de la cuarta central nuclear, Atucha III, un reactor de 1.200 MW que se instalará en el Complejo Nuclear de la localidad de Lima, provincia de Buenos Aires.

El experto, de larga trayectoria en el sector, destacó el aporte de la energía nuclear a las metas

de descarbonización de la matriz eléctrica, valoró la calidad de la tecnología Hualong que llevará a la central y la transferencia de conocimiento para la fabricación de combustible nuclear con uranio enriquecido que el país podrá dominar a partir del entendimiento con China.

Los siguientes son los principales tramos de la entrevista con Télam:

- Télam (T): ¿Qué aporta este acuerdo al sector nuclear y a la matriz energética?

- José Luis Antúnez (JLA): Primero la contribución de una energía limpia a la matriz eléctrica porque el mundo va rumbo a la descarbonización con metas extremadamente ambiciosas que significan que en algún momento de este siglo va a haber que generar energía eléctrica con generación cero de carbono. Y la energía nuclear es una de esas alternativas limpias. En el contexto del país es volver a darle al sector la participación que merece en la matriz eléctrica, y va a ser una contribución grande con una máquina de 1.200 MW, individualmente la más potente del país en el lugar que hoy ocupa Atucha II, y va a contribuir a pasar el 10% de participación nuclear en la matriz eléctrica.

-T: ¿Qué nivel de desarrollo y proveedores locales contempla?

-JLA: Desde lo laboral tiene gigantes oportunidades para la construcción de la obra con empleo de entre 5.000 y 6.000 personas de forma directa, y la central va a crear unos 700 puestos permanentes. Esto tendrá tremenda influencia en la región, tan importante como la obra de Atucha II, con alrededor de 60 millones de horas hombre que van a quedar en la Argentina con el proyecto. El aporte estimado en compra locales, teniendo en cuenta que es un reactor de una nueva tecnología va a ser menor a la de Atucha II, pero van a volver a la industria nacional alrededor de US\$ 500 millones en equipos, componentes y sistemas.

-T: ¿Habrá transferencia de la tecnología Hualong que el país no domina?

-JLA: El contrato incluye el compromiso de China de transferir la tecnología necesaria para que la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) fabrique los componentes metálicos del

combustible para este reactor. Una tecnología que domina es la de combustible de uranio natural que se usa en las tres centrales en operación, pero esto introduce a la Conae en el mundo de la fabricación de combustible nuclear con uranio enriquecido. Esto es un contrato para fabricar combustible por 60 años que es la vida inicial de la central, y es un valor agregado científico tecnológico e industrial.

-T: Se alzaron algunas críticas sobre la tecnología Hualong ¿Qué tan modernas y eficiente son este tipo de centrales ?

-JLA: Este contrato data de hace casi doce años, la tecnología Hualong proviene de la HPR-1000, es decir unos 20 años, y cuando comenzamos a tratar el tema no había ninguno en funcionamiento. Pero con la acostumbrada celeridad de los chinos hoy ya tienen cuatro Hualong en funcionamiento, seis en construcción y otras tantas en planificación. Es una flota de reactores en la cual vamos a participar con toda la tecnología nueva y el contrato establece que China va a ir pasando la actualización futura. El Hualong ha sido exitoso y ya han sido exportados y en funcionamiento.

-T: ¿Cómo siguen los hitos de desarrollo del proyecto?

-JLA: Hay una cantidad de condiciones para entrar en vigencia este contrato. Por ejemplo deben cumplirse los pasos en el marco del tratado país-país para llegar a la adjudicación directa del proyecto -porque no se trata de un concurso público-, y que fue aprobado por leyes de ambos países. La segunda es negociar el contrato financiero ahora de conocido el precio, y otro tema es que haya habido acuerdo sobre el tema de la transferencia de tecnología con una firma de contrato específica. Además de tener listo el estudio ambiental, la presentación regulatoria y condiciones técnicas como estudios de suelos y haber despejado el sitio para entregarlo a la construcción. Todo este demandará unos cuatro meses y luego llega la autorización en ambos países para adjudicar directamente el contrato a la corporación nacional china y se estará en condiciones de comenzar la obra en alrededor de 4 o 5 meses por lo que fin de año nos encontrará trabajando en el sitio, con un contrato de 90 meses de construcción.

-T: ¿Cuál será la incidencia en el empleo del proyecto?

-JLA: Ya tenemos unas 300 personas trabajando y estimamos que a fines de este año nos va a encontrar con no menos de 1.200 personas. Se estima un pico de empleo de unas 6.000 personas y dependerá de cómo la empresa china organiza la marcha del proyecto, pero va a haber un pico grande porque 90 meses es un plazo muy exigente.

-T: Hablar de esta cantidad de gente hay que pensar en capacitación y recuperar mano de obra especializada ¿Cómo va a ser esa dinámica?

-JLA: Tenemos el ejemplo de lo que hicimos en Atucha II que nos indica lo que vamos a hacer. Lo primero fue instalar escuelas de especialidades en la zona y capacitar a la gente. Formamos 1.400 soldadores durante el transcurso de Atucha II y vamos a formar montadores, electricistas y vamos a convocar a todos los que quieran volver a trabajar. Y en cuanto a los profesionales lamentablemente antes de nuestro gobierno se despidieron más de 300 especializados, y vamos a trabajar en convenios con todas las facultades de ingeniería de todo el país para absorber jóvenes profesionales.

Fuente: www.telam.com.ar

12/02/2022

Desarrollarán en Embalse la ingeniería de la quinta central nuclear nacional

La empresa Nucleoeléctrica Argentina anunció que la ingeniería para el desarrollo de la quinta central nuclear de tecnología Candú se realizará en el complejo de Embalse.

El presidente de la empresa Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA), José Luis Antúnez, anunció que la ingeniería para el desarrollo de la quinta central nuclear de tecnología CANDU se realizará en el complejo de Embalse, lo que demandará un millón de horas hombre y permitirá despachar las primeras órdenes a la industria local hacia fines de 2023.

En una entrevista con Télam, el directivo reseñó que la cuarta y la quinta central proyectadas en el programa nuclear están cumpliendo con los plazos previstos, de acuerdo con las posibilidades financieras, a lo que se suman otras obras de relevancia para el sector como la extensión de vida útil de Atucha I y la construcción del almacenamiento de combustibles.

“El diseño de la central CANDU se va a hacer en Embalse, donde está la central existente. No se va a emplazar allí, pero sí se va a diseñar en Córdoba y vamos a llevar un millón de horas de ingeniería al centro del país”, subrayó.

Remarcó Antúnez que “hay muchos profesionales que trabajaron en la extensión de vida de Embalse, muchos de ellos viven en la zona, que los vamos a volver a ocupar”.

Antúnez resaltó los efectos de la construcción y operación de centrales nucleares en cuanto al progreso tecnológico científico: “Vamos a seguir el camino que se emprendió con Atucha I y que lleva 48 años funcionando”.

Fuente: *La Nueva Mañana.*

Comportamiento del SADI durante la ola de calor

Autores: Carlos Mora Fresca y Mariela Iglesias.

Introducción

Este informe da una breve explicación del impacto en la demanda de potencia eléctrica en Argentina producido por efecto del fuerte incremento de temperatura que azotó a gran parte del país durante la semana del 10 al 16 de enero de 2022.

Pronóstico de temperatura y previsión de la demanda

Durante la segunda semana de enero de 2022 ocurrió, en el cono sur de América, un fenómeno meteorológico caracterizado por un marcado y sostenido aumento de temperatura, denominado "Ola de Calor". Argentina se vio afectada por este fenómeno, alcanzando valores por encima

de los 40° C en gran parte de su territorio tal como se observa en imagen satelital del 11 de enero presentada en la Figura 1. **Por su parte el 14 de enero Argentina se convirtió por unas horas en el lugar más caliente del planeta, por encima incluso de Australia.** La Figura 2 presenta el mapa de temperatura de ese día.

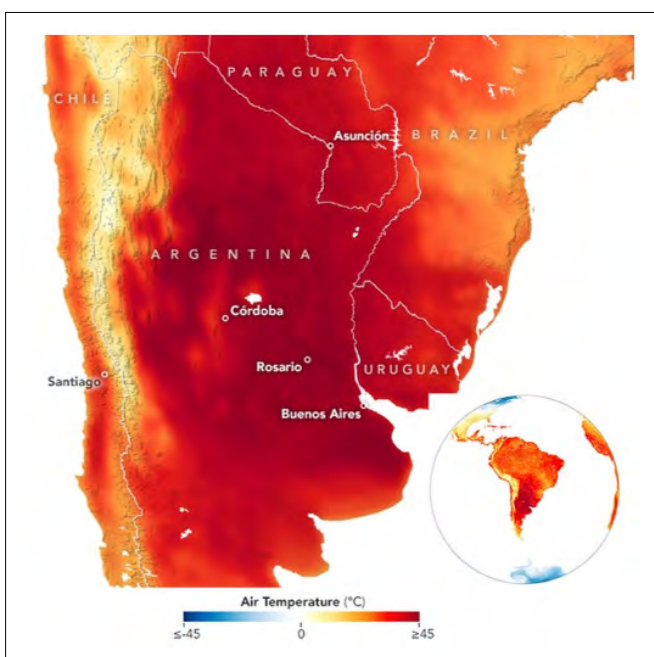


Figura 1: Mapa de Temperatura a 2 metros del suelo, 11 de enero. Fuente: earth observatory, NASA.

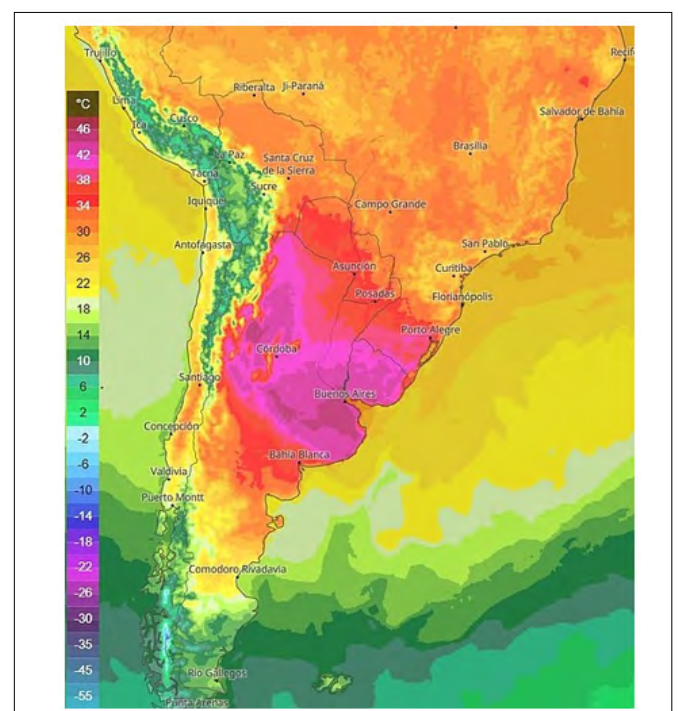


Figura 2: Mapa de temperatura del 14 de enero.

El Servicio Meteorológico Nacional (SMN), en su previsión para el primer trimestre del año prevé una mayor probabilidad de que la temperatura media sea más cálida que lo habitual en gran parte del país. Las regiones con las mayores probabilidades de esta categoría (45% - 50%) son el sur del Litoral, centro-sur de Santa Fe, Córdoba, Buenos Aires, La Pampa y el norte y centro de Patagonia.

Por otro lado, sobre el extremo norte y noreste del país y región de Cuyo se espera un trimestre de normal a superior de lo normal, con una probabilidad entre el 40% y 45% de esa categoría. El resto de Argentina, que incluye a todas las provincias del NOA y el sur patagónico, tiene una mayor probabilidad de que los próximos meses se presenten, en promedio, valores de temperatura típicos de esta época del año. Desde el servicio meteorológico nacional se emitieron diversas alertas de calor extremo en gran parte del país durante toda la semana del 10 al 16 de enero de 2022.

Este pronóstico, debido a que todavía se está atravesando el fenómeno de La Niña, se hizo realidad con temperaturas que superaron las históricas en la zona central del país. El lunes 10 las temperaturas fueron particularmente anómalas entre el norte de la Patagonia y el sur de la región Pampeana. Según reporta el SMN, este día se batieron récords de temperatura máxima en Tres Arroyos (40,7 °C) y Coronel Pringles (39,6 °C), con varios registros de 40 °C a 43 °C en esta porción del país. Esta región presentó una disminución de calor el día martes 11 por efecto de rotación de vientos, conforme el calor se intensificaba hacia el norte, particularmente en Cuyo y las provincias centrales.

Para el martes 11, se registraron casi 45 °C en la ciudad de San Juan, a pocas décimas del récord mensual para enero. Gran parte de la región superó ampliamente los 40 °C, y muchas estaciones del noreste de la provincia de Buenos Aires batieron récords históricos, incluyendo al Gran Buenos Aires (El Palomar 40,5 °C y San Fernando 40,2 °C) como así también Las Flores (40,5 °C) y Punta Indio (41,2 °C).

En Buenos Aires el martes 11 la marca máxima de 41,1 °C fue luego de las 16 horas, con una llamativa humedad relativa inferior al 20 %. El SMN informó el viernes 14 que la ciudad de Buenos Aires, registró una temperatura de 41,5 °C, su segunda máxima histórica luego de los 43,3 °C compilados el 29 de enero de 1957. Detalló el SMN que varias ciudades del país (más de 50 centros urbanos) computaron temperaturas superiores a los 40 °C, e incluso pudieran evidenciar récords históricos en las próximas horas, como los 41,9 °C toques registrados en Mar del Plata.

Además, el sábado 15 y domingo 16 fueron días con temperaturas altas, pero la diferencia es que, al haber humedad, la sensación térmica hizo que se sienta más sofocante e incómodo para la sociedad.

La persistencia de las altas temperaturas durante varios días trajo aparejado que la ciudadanía utilizara todo lo que estuvo a su alcance para tener un poco de alivio. Por lo tanto, el uso de aire acondicionado en su mayoría hizo que la demanda de energía eléctrica se eleve considerablemente durante esa semana rompiendo cinco récords de potencia y energía entre los días 11 a 16 de enero como se presenta en la Tabla 1.

Día	Martes 11/01	Jueves 13/01	Viernes 14/01	Sábado 15/01	Domingo 16/01
Hora	13:10	15:14	14:12	14:34	15:20
Temperatura (°C) *	33,3	30,1	33,8	34,4	27,6
Potencia (MW)	27.234	27.550	28.231	26.719	22.361
Energía (GWh)	551,1	553,8	575,9	559,0	478,9
Récord Verano	Día Hábil	Día Hábil	Día Hábil	Día Sábado	Día Domingo

Tabla 1: Récords de potencia y energía del SADI.

Nota: * La temperatura es promedio de Buenos Aires.

Condiciones meteorológicas y energías previstas por CAMMESA¹:

Cabe destacar que para el despacho eléctrico es muy importante conocer la previsión de la temperatura debido a que la demanda de energía eléctrica es bastante sensible de aumentar ante temperaturas extremas sostenidas por

varios días, tal como ocurrió con la ola de calor, principalmente por el uso de acondicionadores de aire. De esta forma, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA) para elaborar el despacho de cargas semanal tomó en cuenta la previsión de temperatura siguiente:

Día	10/01	11/01	12/01	13/01	14/01	15/01	16/01
Temperatura (°C) *	27.5	29.5	29.5	29	27.5	26.5	26.5

Tabla 2: Temperaturas medias diarias previstas por CAMMESA (GBA - Litoral).

Los modelos de previsión de demanda llevados a cabo por CAMMESA, quien lleva adelante la operación del mercado eléctrico en Argentina daban alerta temprana de que se iba a superar el pico récord de demanda, de 27.088 MW, registrada esta misma temporada de verano el 29 de diciembre de 2021. La previsión por parte de CAMMESA para la semana era de un pico máximo de potencia de 27.200 MW y un consumo de energía diario máximo de 535 GWh.

A continuación, en la Figura 3, se presenta una imagen donde se aprecia en color violáceo la proyección de la demanda del día en curso y en color rojo la demanda real. Por su parte en color verde se aprecia la demanda del día anterior y en azul la demanda promedio de la semana anterior. Además en la parte inferior se puede observar la temperatura real, la del día anterior y la promedio de la semana anterior.

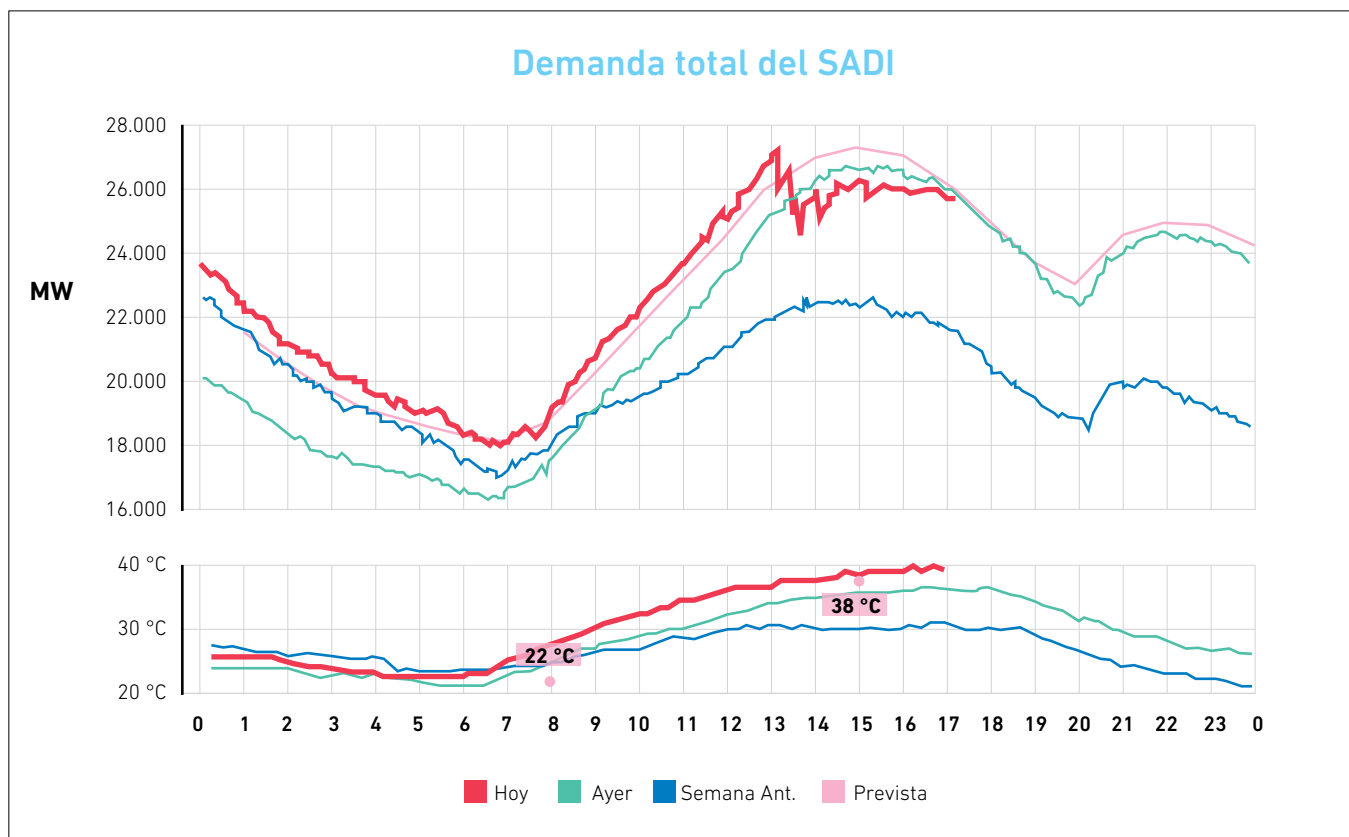


Figura 3: Demanda proyectada y real del martes 11 de enero 2022 - 17 hs.

Fuente: CAMMESA.

¹ Boletín informativo semanal para operadores del SADI corresponde a la semana N° 2 (10/01/22 al 16/01/22), CAMMESA.

Como puede apreciarse en la figura anterior a partir de las 9 de la mañana la demanda real comienza a ser mayor que la proyectada hasta pasadas las 13 hs que por problemas técnicos la demanda cae más de 2.000 MW quedando usuarios sin acceso a la electricidad.

Por ello, con el fin de garantizar el servicio eléctrico, **desde la demanda** se previó tomar las siguientes medidas:

Asueto en la administración pública: según el Decreto N° 16/2022 - Trabajo a distancia por ahorro de energía, el Poder Ejecutivo Nacional se ve en la obligación de contribuir a mitigar las condiciones en que, temporalmente, se puedan ver afectados los y las habitantes del país, adoptando medidas urgentes, de rápida implementación y breve duración, para lo cual se decidió reducir la presencialidad en las actividades de la Administración Pública Nacional a fin de evitar el consumo de energía eléctrica en todos los inmuebles afectados a su normal funcionamiento. Por lo que resultó así propicio disponer que los días 13 y 14 de enero de 2022, a partir de las 12 hs., horario a partir del cual se verifican los mayores picos de consumo energético, que las y los agentes de todas las jurisdicciones, organismos y entidades del Sector Público Nacional a los que se refiere el artículo 8 de la Ley N° 24.156, realicen la prestación de servicios mediante la modalidad de trabajo a distancia, en caso de ser ello posible, absteniéndose de permanecer o concurrir a sus lugares de trabajo habituales.

Esta medida se adoptó con el convencimiento que ello se sumara al esfuerzo de diversos sectores del país, que reducirán voluntariamente el consumo de energía eléctrica para así coadyuvar a que la población pudiera mantener los servicios de agua y energía eléctrica.

Gestión de la demanda de energía eléctrica en la industria: El Secretario de Energía, Darío Martínez, solicitó al sector industrial que entre las 13 y 16 horas “reduzca la demanda de energía” en aquellas fábricas que “no tengan

ciclos continuados”, en el medio de la ola de calor que vive gran parte del país, al afirmar que “la prioridad es la energía residencial”.

Además el Ministerio de Desarrollo Productivo también hizo gestiones con las industrias para que disminuyeran su consumo, siendo el Secretario de Industria, el encargado de llamar personalmente a las distintas cámaras empresariales a exhortarles que coordinaran con sus asociados a, por una parte, mejorar la oferta de energía usando autogeneración en los picos de demanda y por otra parte disminuir la demanda haciendo uso racional y eficiente de la energía y desplazar el consumo a horas de menos demanda mientras que los procesos industriales involucrados lo permitieran.

La Unión Industrial Argentina (UIA) envió temprano a la mañana del 13 de enero un comunicado a las empresas socias con las recomendaciones para un uso eficiente de la energía, mientras que la cámara de Industriales Pymes Argentinas (IPA) también difundió un comunicado en el que pedía a sus asociados que reduzcan el consumo eléctrico.

Desde el lado de la oferta, hay cerca de 44 mil MW nominales (43.000 dentro del MEM y 1.000 declarados como autogeneradores), sumado a la energía que se puede importar desde países vecinos. Esta capacidad parecería suficiente para hacer frente a una demanda en torno a los 27-28 mil MW previstos. Sin embargo, es importante recordar que:

- De los 25.400 MW **térmicos** para esa semana había disponibles 14.000, representando un 55% de disponibilidad térmica. Entre las centrales indisponibles se pueden mencionar:

- Central Térmica (CT) Termoandes (643 MW) indisponible por rotura de cojinete de ambas turbinas.

- CT Costanera (473 MW). La TV1 se encuentra indisponible por rotura de la caldera mientras que la TV6 estaba fuera de servicio por problema con la bomba de lubricación.

➤CT Timbues. (433 MW) indisponible a ciclo combinado por pinchadura de la caldera.

➤Limitaciones en las TV que toman agua del Paraná para enfriar el condensador.

➤Stock de combustibles líquidos para generar durante las horas del pico, no para generar de forma continua.

• En cuanto a la **generación hidráulica** solo Alicurá y Piedra del Águila operaron, de acuerdo con requerimientos del sistema, con despacho alto. El resto de las centrales (El Chocón, Planicie, Salto Grande, Yacyretá y Futaleufú) operaron con despacho bajo por poco caudal de agua. Entre las unidades indisponibles para esta semana se pueden mencionar:

➤CH Salto Grande (135 MW). Grupo 1 indisponible por mantenimiento.

➤CH Yacyretá (155 MW) Grupo 19 indisponible por mantenimiento.

➤CH Río Grande. (187 MW) Grupo 4. Indisponible por falla excitación.

• Respecto a la generación renovable intermitente, tanto eólica como solar fotovoltaica se toma en

cuenta la intermitencia de estas, de los 4.350 MW instalados se prevé una media horaria de 1.900 MW. Vale destacar que estuvieron indisponibles 100 MW del parque Caucharí por inestabilidad de potencia activa en el NOA.

• Finalmente, respecto al despacho de generación nuclear había 230 MW indisponibles. Fue prevista potencia firme de acuerdo con el siguiente detalle:

➤ **Atucha I:** 100% de su potencia nominal.

➤ **Atucha II:** 66% de su potencia nominal.

➤ **Embalse:** 92% de su potencia nominal.

Importación de energía eléctrica adicional desde Uruguay y Brasil:

Si bien en el boletín para operadores de la semana sólo se preveía importación desde Uruguay en función de la oferta de la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) de ese país, finalmente el 11, 14 y 15 de enero fue necesario además importar energía desde Brasil de acuerdo al detalle presentado en la Tabla 3.

Día	Martes 11/01	Jueves 13/01	Viernes 14/01	Sábado 15/01	Domingo 16/01
Hora	13:10	15:14	14:12	14:34	15:20
Energía (GWh)					
Potencia (MW)	10,1	-	6,7	0,6	-
Energía (GWh)	-	-	-	-	-
Récord Verano	0,2	11,3	7,7	11,4	0,2

Tabla 3: Importaciones de electricidad para cubrir el pico.

Estos valores solo reflejan la importación en la hora pico, el resultado de las importaciones se verá reflejado en la cuantificación al finalizar el mes de enero, pero solo para cubrir el pico de estos cinco días se requirieron 48,2 GWh, valor mayor al importado en todo el mes de diciembre del 2021 de 32,4 GWh.

Demanda de potencia eléctrica y generación asociada

El lunes 10 de enero la demanda de potencia eléctrica fue cubierta con generación propia, vale

destacar, que salvo algunos lugares radiales de la red que tuvieron perfiles de tensión deprimidos, no hubo mayor inconveniente en cubrir la demanda de potencia eléctrica. Sin embargo, el martes 11 de enero a las 13:14 hs, cuando la demanda había alcanzado un nuevo récord, se produjo un incendio en una residencia en el partido de San Martín de la provincia de Buenos Aires, que afectó una línea de transmisión de 220kV, causando que el sistema operara a una sub-frecuencia.

Esto causó que las protecciones de la Central Térmica Puerto la desconectaran del sistema, saliendo en conjunto fuera de servicio cerca de 1.800 MW del sistema dejando sin suministro eléctrico cerca de 700 mil usuarios, principalmente de la zona norte del GBA. Vale destacar que algunas de las máquinas térmicas

que salieron de servicio requieren de varias horas para volver a entregar energía por lo que fue necesario cubrir este requerimiento con importación desde Brasil. En las Figuras 4 a 7 se observa la curva de demanda y el cubrimiento de la demanda por generación e importación.

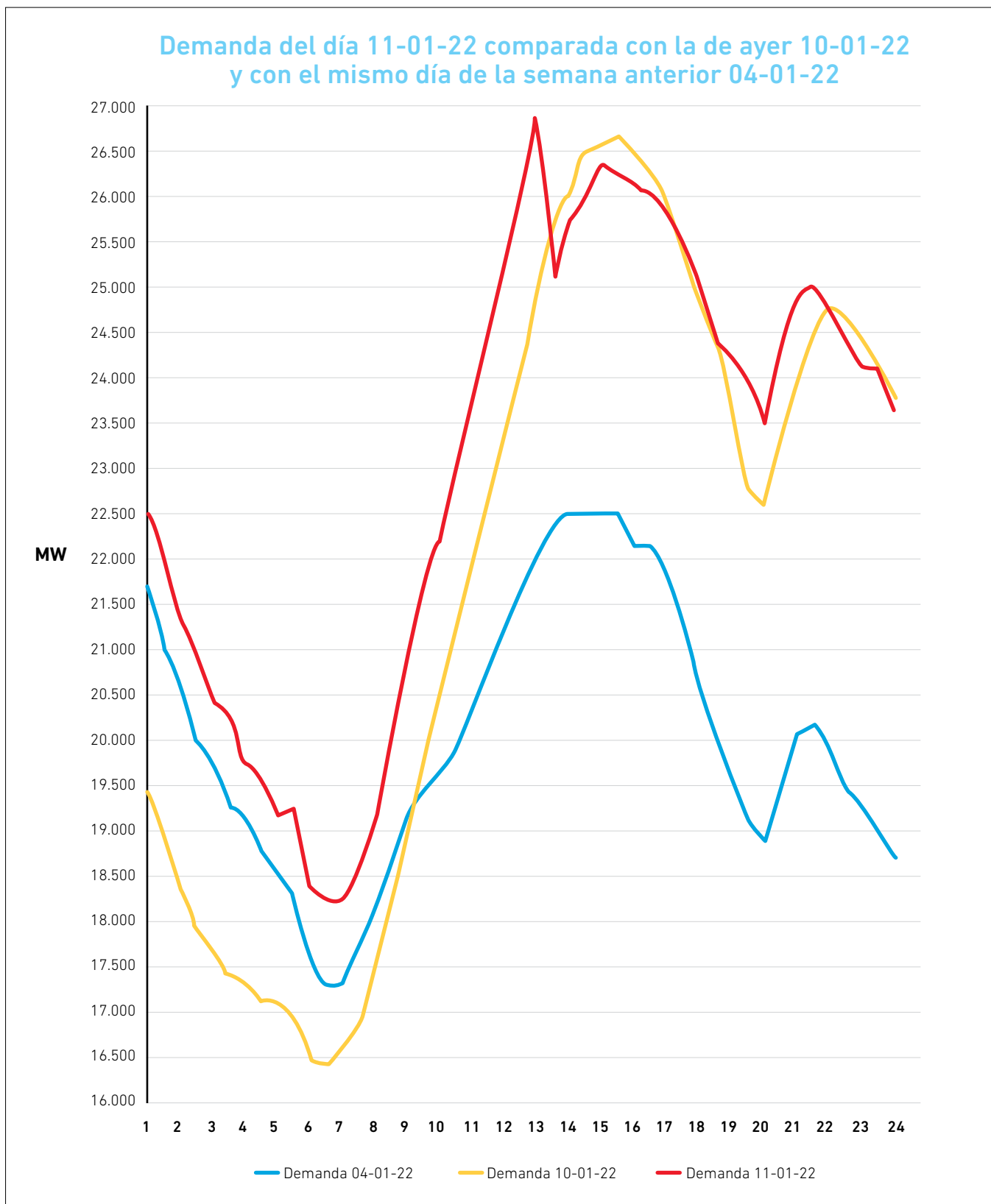


Figura 4: Curva de demanda diaria del martes 11 de enero 2022.

Fuente: CAMMESA.

Cubrimiento de la demanda por tipo de generación + Importación del 11-01-22

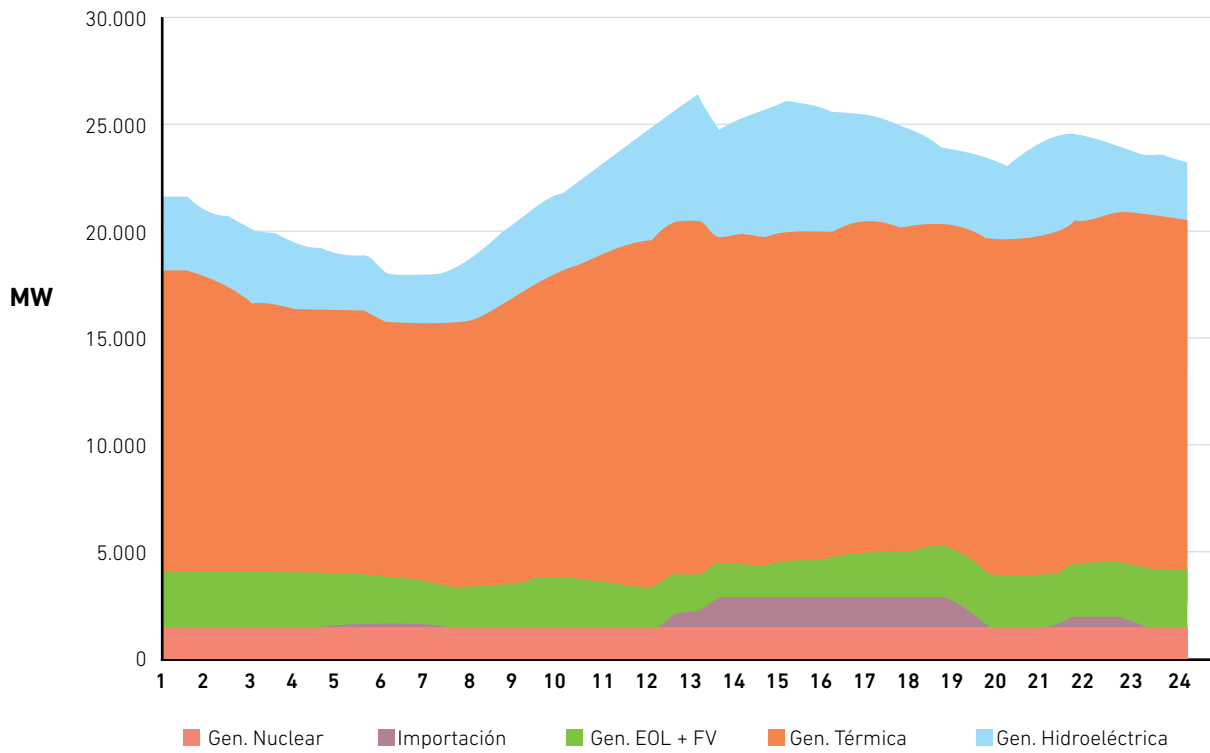


Figura 5: Generación del SADI martes 11 de enero 2022.

Fuente: CAMMESA.

Demanda diaria de GBA

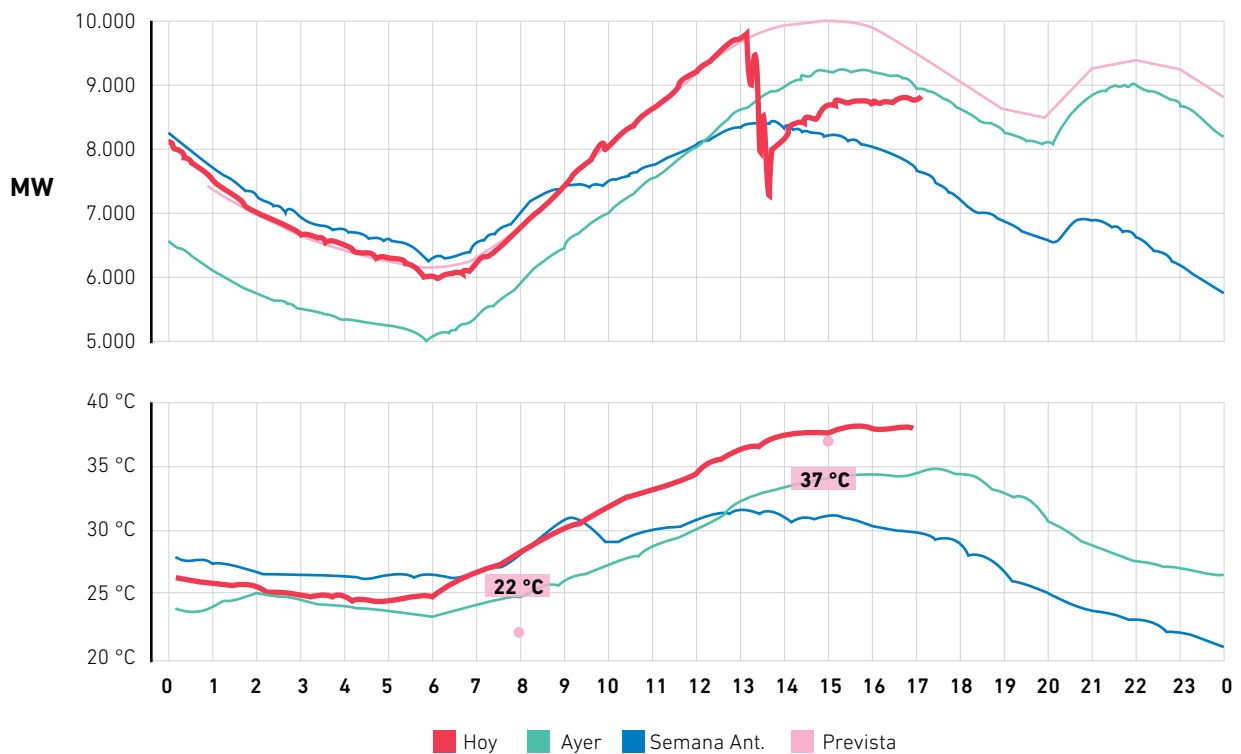


Figura 6: Curva de demanda diaria de GBA del martes 11 de enero 2022 - 17 hs.

Fuente: CAMMESA.

Generación GBA 11-01-22

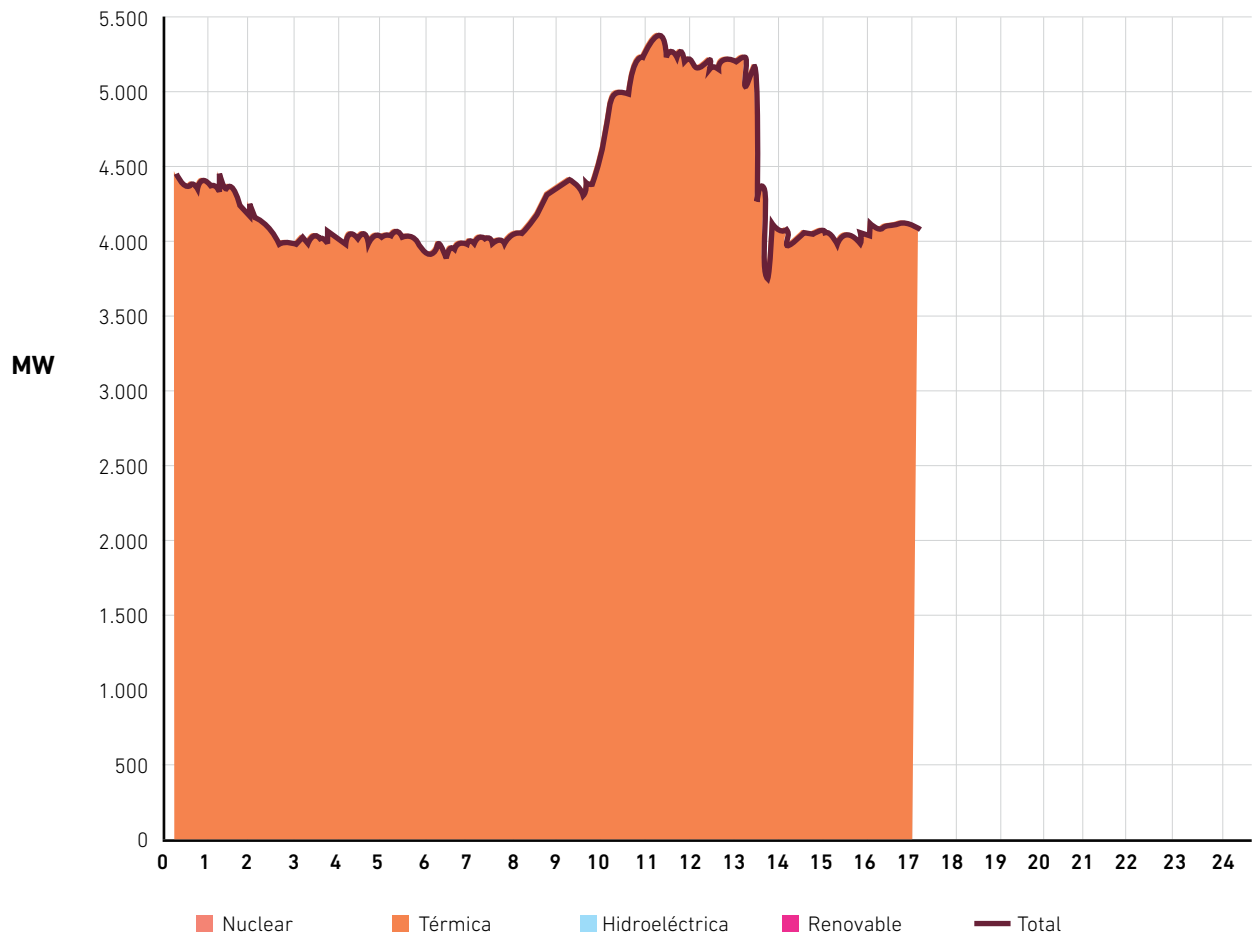


Figura 7: Generación de GBA 11 de enero 2022 - 17 hs.

Fuente: CAMMESA.

Los días miércoles 12 y jueves 13, al igual que el día lunes 10 de enero de 2022, salvo algunas líneas radiales que operaron con niveles de tensión bajo, el sistema operó con normalidad. Vale destacar que el día jueves siendo las 15:14 hs se registró un nuevo récord de demanda de potencia por 27.550 MW como puede observarse en la Figura 8.

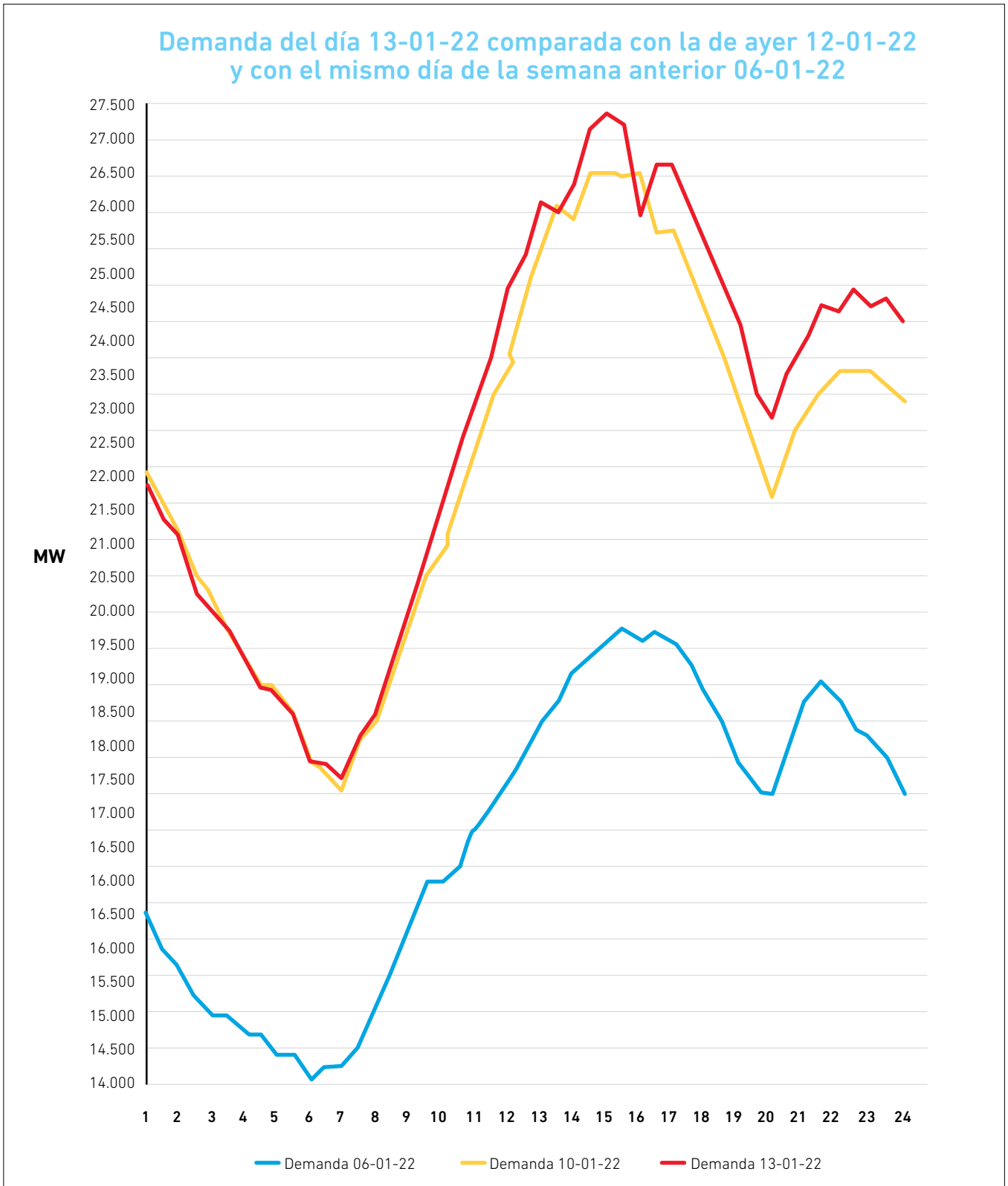


Figura 8: Curva de demanda diaria del jueves 13 de enero 2022.

Fuente: CAMMESA.

El viernes 14 a las 14:12 hs. se alcanzó por tercera vez en la semana un nuevo récord de demanda de potencia. Siendo esta vez 28.231 MW como puede observarse en la Figura 9. Vale destacar que para cubrir este pico fue necesario importar energía desde Brasil. Además, este día, al igual que el jueves, hubo asueto en la administración pública como medida para contener la demanda de energía eléctrica.

Demanda del día 14-01-22 comparada con la de ayer 13-01-22 y con el mismo día de la semana anterior 07-01-22

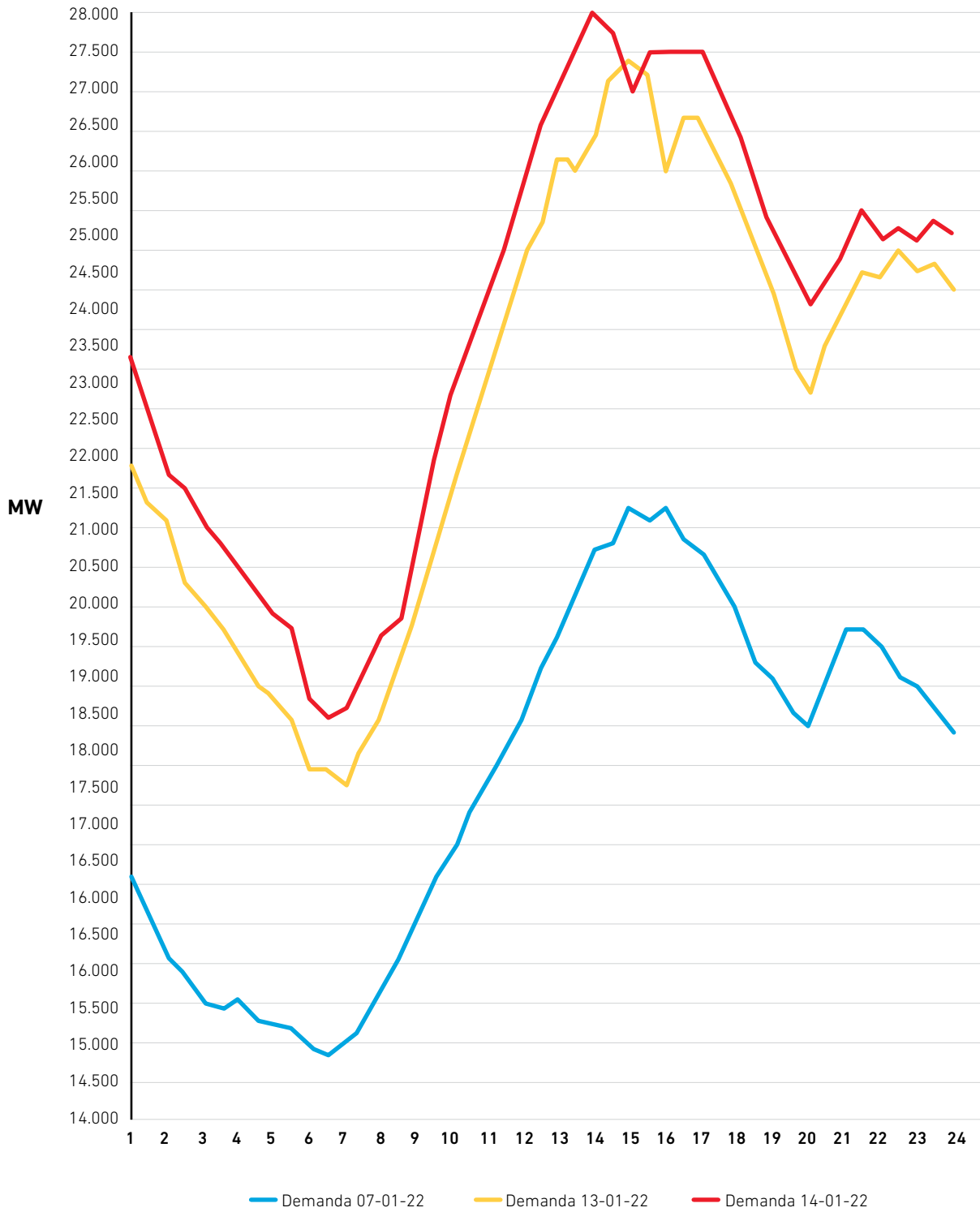


Figura 9: Curva de demanda diaria del viernes 14 de enero 2022.

Fuente: CAMMESA.

Durante el fin de semana, el sistema operó con relativa normalidad (hubo líneas que siguieron operando con perfiles bajos de tensión) y se volvieron a alcanzar récords de demanda como puede observarse en las Figuras 10 y 11, esta vez para los días sábado y domingo, respectivamente. Esta situación era previsible dado que las temperaturas extremas sostenidas

durante varios días causan una inercia en la demanda que se vio reflejada en los días sábado y domingo a pesar de que la temperatura fue menor que durante la semana, además hubo humedad, por lo que se continuó demandando energía eléctrica para aires acondicionados y ventiladores por parte de usuarios residenciales.

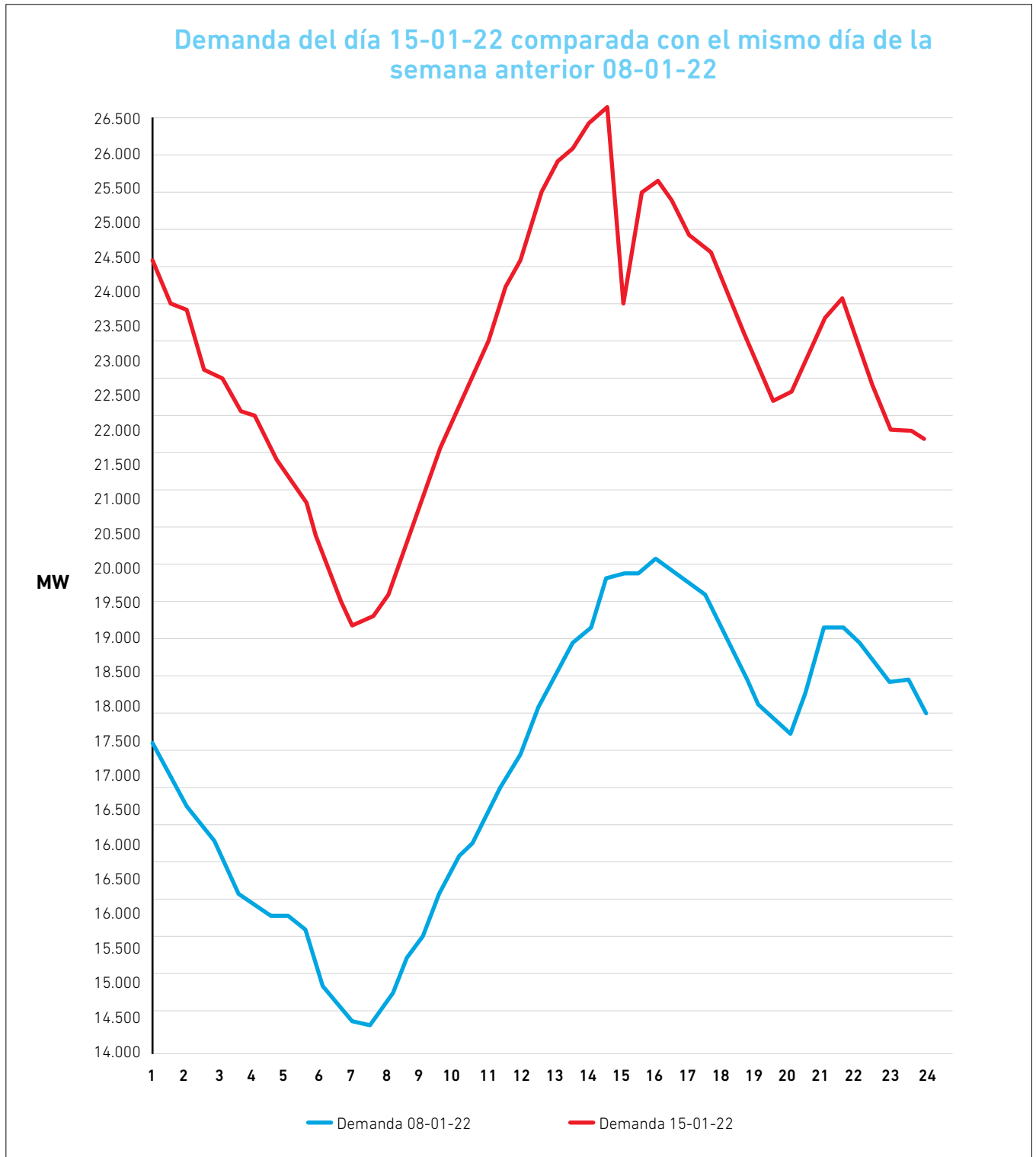


Figura 10: Curva de demanda diaria del sábado 15 de enero 2022.

Fuente: CAMMESA.

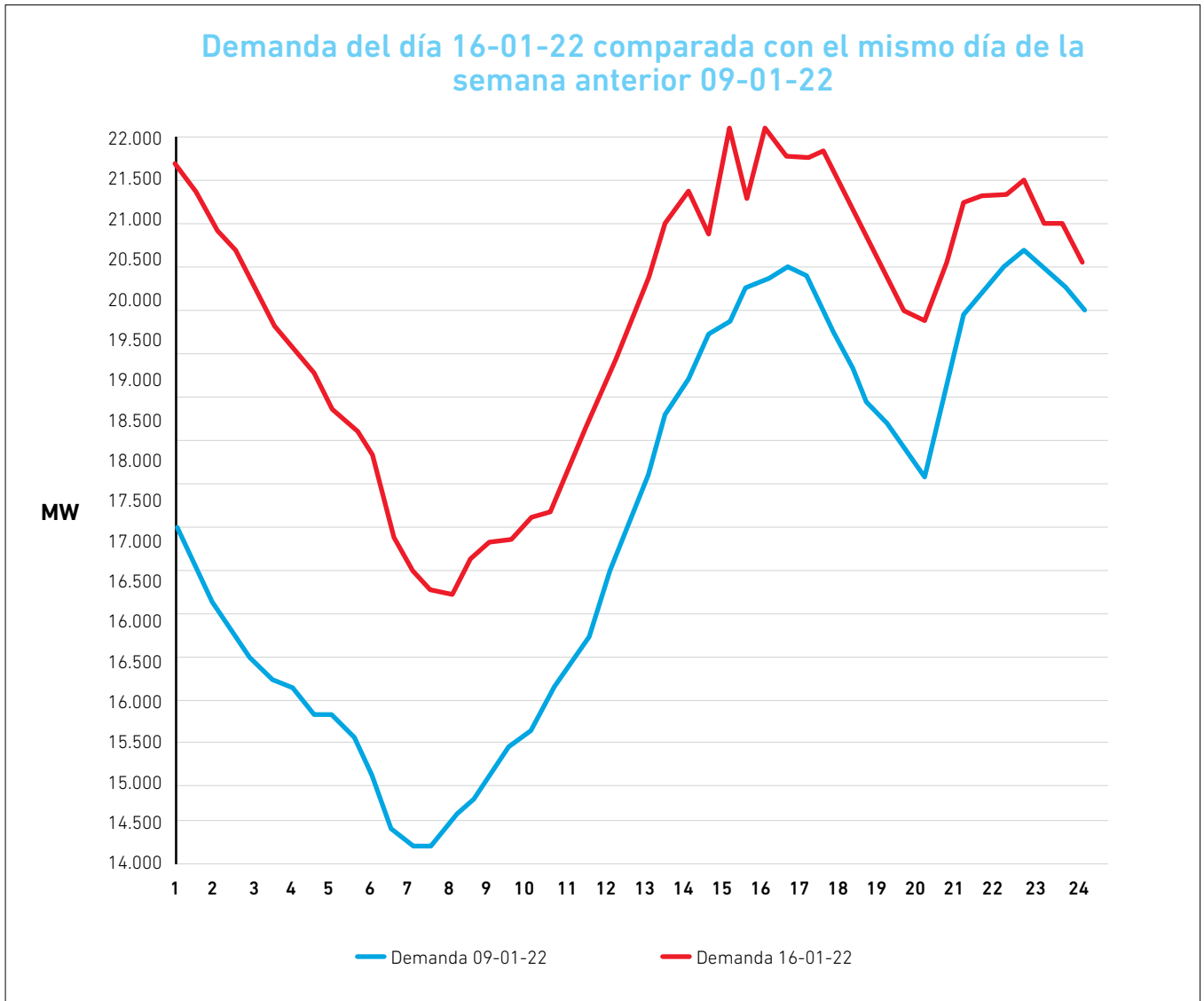


Figura 11: Curva de demanda diaria del domingo 16 de enero 2022.

Fuente: CAMMESA.

Comentarios Finales

A pesar de toda la previsión para cubrir la demanda, haber importado energía de países vecinos, haber gestionado energía en industrias y en algunos casos haber racionado energía (bien sea por fallas técnicas o energía no suministrada) esta semana se superó tres veces de forma consecutiva el pico máximo de potencia de día

hábil, los días 11, 13 y 14 de enero, quedando en 28.231 MW y una energía consumida en un día hábil de 575,9 GWh. Asimismo, debido a la ola de calor y altas temperaturas sostenidas durante toda la semana fueron superados los picos de demanda récords de días sábado y domingo, así como los requerimientos diarios de energía de acuerdo con el detalle de la Tabla 4.

Tipo de día	Hábil	Sábado	Domingo
Potencia Máxima [MW]	28.231	26.719	22.361
Temperatura Media Bs As	33,8 °C	34,4 °C	27,6 °C
Energía Máxima [GWh]	575,9	559,0	478,9
Hora	14:12 hs.	14:34 hs.	15:20 hs.
Día	14-01-22	15-01-22	16-01-22

Tabla 4: Picos Históricos.

Finalmente, es importante destacar que las exigencias a las que estuvo sometido el sistema eléctrico nacional para satisfacer la demanda de energía durante la contingencia ocasionada por la ola de calor donde el sistema operó al límite (a pesar de contar con potencia instalada que pareciera suficiente para cubrir este evento) hacen necesario no solo abordar la solución del problema desde la oferta sino también desde la demanda, tal como hacer uso racional y eficiente de la energía tanto en usuarios industriales como en residenciales. Si bien la demanda industrial es relativamente más fácil de gestionar ya que al ser menos usuarios que los residenciales, tener demandas homogéneas y estar aglutinadas en cámaras es más fácil bajar líneas de acción. También, se debe seguir trabajando en campañas de concientización de uso racional y eficiente de la energía a los usuarios residenciales poniendo como ejemplo este tipo de eventos (que tienen baja probabilidad de ocurrencia en un año) pero que si cada usuario es consciente que pequeñas acciones como desconectar electrodomésticos que no esté usando, ajustar el aire acondicionado a una temperatura de confort de 24° C, usar iluminación artificial, usar el lavarropa en el valle de la curva de demanda y no en el pico puede contribuir a que el sistema eléctrico no opere al límite.

Bibliografía:

<https://earthobservatory.nasa.gov/images/149331/southern-hemisphere-scorchers>
<https://cammesaweb.cammesa.com/>
Boletín informativo semanal para operadores del SADI corresponde a la semana N° 2 (10/01/22 al 16/01/22), CAMMESA.
<https://www.smn.gob.ar/noticias/semana-de-calor-extremo-impactos-y-medidas-de-prevenci%C3%B3n>

Análisis del grado de desarrollo de los SMRs y su despliegue en el ámbito internacional y local

Autores: Norberto Coppari, Mariela Iglesia y Victoria Matarazzo.

Introducción

Este artículo surge del interés de investigar la situación a marzo de 2020 del desarrollo de los Pequeños y Medianos Reactores Nucleares (SMRs) a nivel mundial. Su objetivo fue realizar una evaluación de la competitividad económica financiera de los SMRs en el mercado nacional e internacional, poniendo énfasis en la versión del CAREM comercial para su desarrollo en el país como también la posibilidad de exportación.

Pequeños y medianos reactores

Según el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) se denominan Reactores Nucleares Pequeños a aquellos con una potencia eléctrica inferior a 300 MWe, y Reactores Nucleares Medios a los que poseen una potencia de hasta 700 MWe. Para ambos tipos, OIEA hace referencia a ellos como "Small and Medium Reactors" (SMRs), aunque usualmente las siglas "SMR" se utilizan como acrónimo para designar a los "Small Modular Reactors" o Reactores Modulares Pequeños. El término "modular" en el contexto de los SMRs hace referencia a un único reactor o módulo, que puede agruparse con

otros, para llegar a formar una central nuclear de mayor tamaño.

Si bien los pequeños reactores nucleares originales se idearon para aplicaciones militares en submarinos nucleares, en los últimos años ha surgido un nuevo desarrollo tecnológico nuclear destinado a cubrir un nicho de mercado de aplicaciones para usos pacíficos y civiles.

Esta tecnología, por ejemplo, resulta una solución atractiva para países con redes de distribución pequeñas o sistemas eléctricos reducidos, para aplicaciones en regiones aisladas de las

redes de distribución o de zonas con grandes requerimientos energéticos (como polos industriales u otras instalaciones que necesitan alimentación eléctrica de gran fiabilidad). Además, puede resultar de utilidad para áreas con infraestructuras de transporte eléctrico menos desarrollado o para acercar la oferta energética a la demanda, en el caso de tener grandes extensiones de territorio. Pueden, por último, dar respuesta a una variedad de requerimientos como cogeneración, desalinización de agua de mar, y otras aplicaciones no eléctricas como generación de vapor para calefacción.

Actualmente este tipo de centrales están siendo promovidas por la industria nuclear internacional ya que, tanto por su menor tamaño, como por la simplicidad de los diseños en relación con la construcción de los grandes reactores, implica una reducción en:

- superficie del emplazamiento
- requerimientos de uso de agua
- tiempos de construcción
- cantidad y complejidad de componentes
- dificultades de financiamiento del comprador
- riesgos económicos por retrasos en la construcción

Además, por sus pequeñas dimensiones y su modularidad, permiten la producción en serie. Su construcción puede ser iniciada en instalaciones industriales (talleres) independientes del sitio de emplazamiento, permitiendo transportar los componentes pre-armados por ferrocarril o por carretera hasta su localización. Todo ello deriva en los menores plazos de construcción previamente mencionados, con las ventajas de poder realizarlo en entornos controlados y en forma sistemática, y minimizar así los retrasos asociados a las dificultades de construcción y ensamblado. Esto otorga además la posibilidad de añadir potencia de modo paulatino, con la incorporación de nuevos módulos.

En el año 2020 a nivel mundial existen varios proyectos en diferentes etapas de desarrollo, que totalizan 55 reactores con diferentes conceptos de diseño, con una clasificación habitual que depende de su tipo de emplazamiento, ya sea terrestre o marino (barcos, submarinos, plataforma flotante, entre otros).

En relación con los reactores nucleares convencionales de gran porte, los SMR (desde los diseños mejorados a escala reducida de reactores existentes hasta diseños de Generación IV completamente nuevos) también presentan mejoras en temas relacionados con la seguridad. Por lo tanto, su diseño incorpora características inherentes y sistemas pasivos de operación, con actuación automática sin intervención humana, ante incidentes o situaciones fuera de los rangos de normalidad.

Contexto internacional

Los Estados Miembros del OIEA (MSs de sus siglas en inglés Members States) se están centrando en el desarrollo de estos reactores modulares pequeños, con características de ingeniería avanzada, entendiendo el importante papel que tiene esta tecnología para disminuir el calentamiento global.

OIEA está ampliando la cooperación internacional, coordinando los esfuerzos de sus MSs para desarrollar distintos tipos de reactores. Su estimación indica que los primeros SMRs comerciales podrían empezar a funcionar entre los años 2025 y 2030.

El interés global en estos reactores se basa en sus diseños de última generación, con menores costos de inversión y tiempos de construcción esperados. En la Figura 1 se muestra el grado de avance de SMRs de potencia menor a 300 MW.

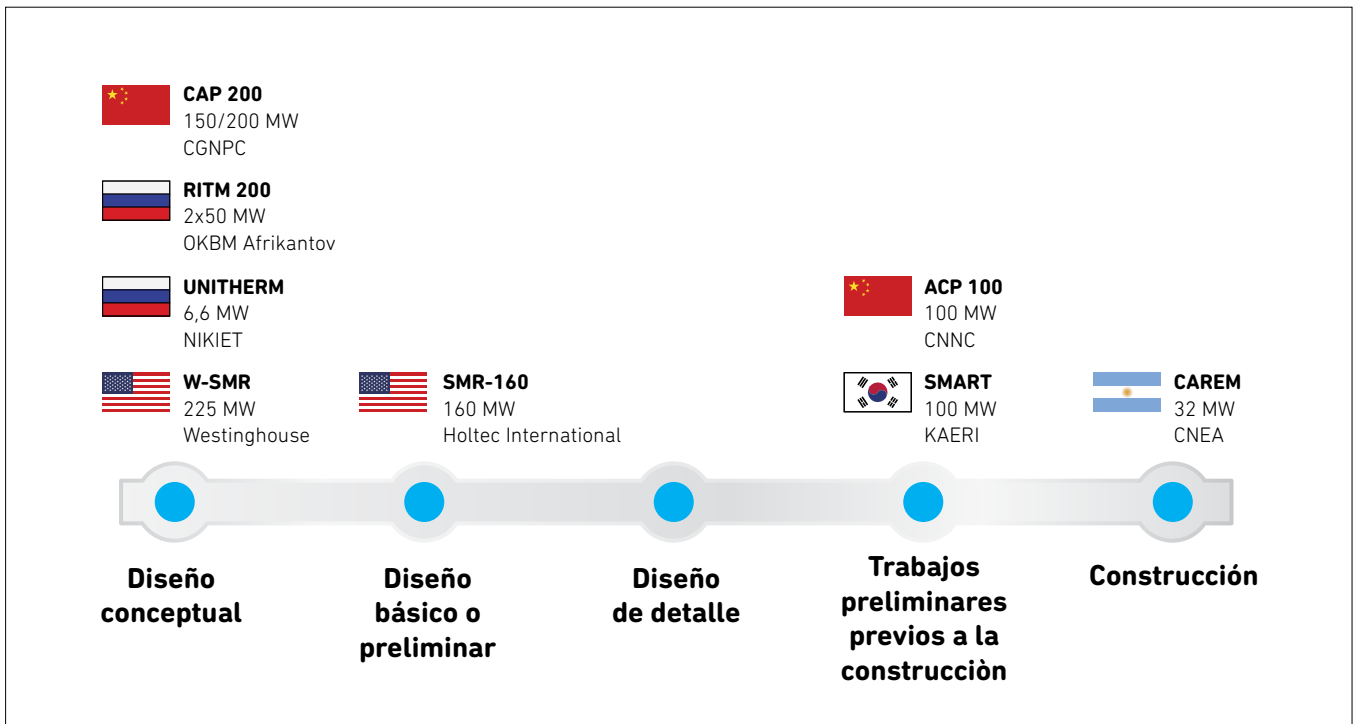


Figura 1: Grado de avance SMRs de potencia menor a 300 MW.

De la figura se desprende que los SMRs de potencia menor a 300 MW en etapa avanzada son el CAREM-25 (Argentina) y el ACP 100 (China). El CAREM-25 comenzó su construcción el 8 de febrero del 2014 y se planifica la puesta a crítico a fines del año 2023. En cuanto al reactor chino, su construcción comenzó en marzo del año 2019 y se espera que comience su operación

comercial en mayo del 2025. Por su parte, el prototipo SMART (Corea del Sur), a agosto del año 2020, todavía no ha iniciado su construcción, pero se espera su puesta a crítico cinco años después del primer concreto.

En la Figura 2 se muestra el grado de avance de SMRs de potencia mayor a 300 MW.

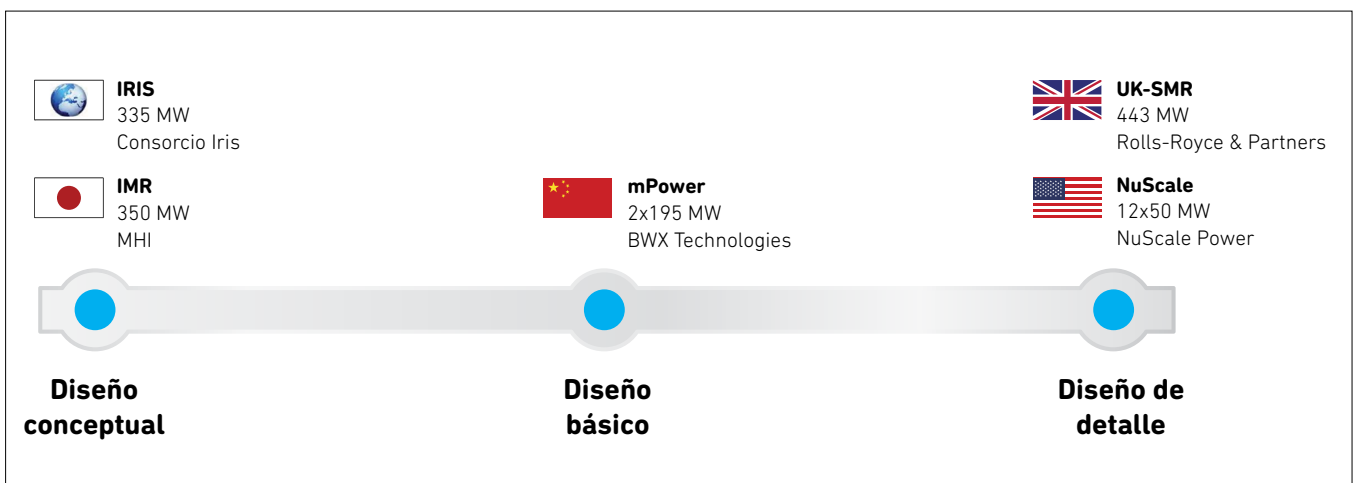


Figura 2: Grado de avance SMRs de potencia mayor a 300 MW.

En lo que respecta a esta categoría, el reactor británico de Rolls Royce UK-SMR de 443 MWe se encuentra ya con el diseño de detalle avanzado, y se planea su puesta en marcha para los próximos años.

En cuanto al consumo mundial de energía, OIEA actualiza anualmente sus proyecciones de energía y electricidad, y según su última edición del "Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050", se espera que este aumento en un 16,0% para 2030, y en un 38,0% para 2050, a una tasa de crecimiento anual de aproximadamente 1,0%.

Por otra parte, el consumo de electricidad crecería a una tasa de aproximadamente 2,2%

por año hasta 2030, y alrededor de 2,0% por año a partir de entonces. Por lo tanto, la participación de la electricidad en el consumo total de energía final se estima que aumentará de 18,8% en 2018 a 21,0% en 2030 y a 26,0% a mediados de siglo.

En la Tabla 1 se presentan los valores de la proyección de la potencia total mundial, que se espera que aumente de 7.188 GWe en 2018 a 9.782 GWe en 2030 y a 13.633 GWe en 2050, y por consecuencia la participación de la potencia instalada nuclear en la capacidad eléctrica total mundial se ubicaría en alrededor del 3% en el caso de baja, y alrededor del 5,0% en el caso de alta para mediados de siglo.

Potencia (GWe)	2018	2030		2040		2050	
		Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto
Total	7.188	9.782		11.811		13.633	
Nuclear	396	366	496	353	628	371	715
% del Total	5,5	3,7	5,1	3,0	5,3	2,7	5,2

Tabla 1: Proyección de la potencia nuclear a nivel mundial al 2050.

Fuente: OIEA.

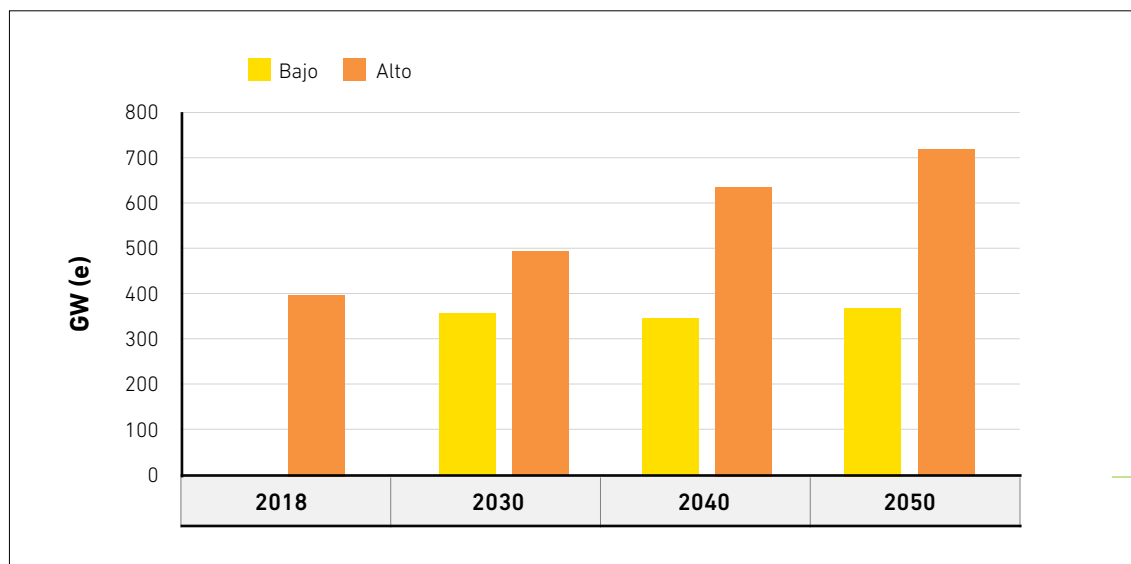


Figura 3: Escenarios de Proyección de la potencia nuclear a nivel mundial al 2050.

Fuente: OIEA.

La participación de la nucleoelectricidad en la generación total de electricidad en el mundo podría disminuir en el “Escenario de baja” aproximadamente del 10,2% en el año 2018 al 8,5% en 2030 y al 6,1% en 2050. Sin embargo, en el “Escenario de alta”, su participación

aumentaría al 11,5 % en 2030 y al 11,7% en 2050.

En la Tabla 2 pueden verse las proyecciones de ambos escenarios a nivel mundial hasta el año 2050.

Generación eléctrica (TWh)	2018	2030		2040		2050	
		Bajo	Alto	Bajo	Alto	Bajo	Alto
Total	25.196	33.538		41.101		49.032	
Nuclear	2.563	2.836	3.844	2.804	4.977	2.990	5.761
% del Total	10,2	8,5	11,5	6,8	12,1	6,1	11,7

Tabla 2: Proyección de la generación de energía eléctrica total y nuclear al 2050.

Fuente: OIEA.

Del relevamiento de la información provista por las empresas y consultoras se identifica un significativo interés en incorporar SMRs a nivel mundial. A su vez, del estudio llevado a cabo por la Nuclear Energy Agency (NEA) se proyecta una demanda para los SMRs que varía entre 836 MW y 21.898 MW para el periodo 2020-2035 para los escenarios de baja y alta participación, respectivamente. Otro estudio, solicitado por el gobierno del Reino Unido, concluye que el tamaño del mercado potencial de SMRs se

calcula en aproximadamente 65 a 85 GW para 2035, valorado entre 250 a 400 mil millones de libras esterlinas.

Considerando que los SMRs constituyen una de las nuevas tecnologías más prometedoras en el ámbito de la energía nucleoelectrica a escala internacional, OIEA adoptó un enfoque sistemático para el reconocimiento y desarrollo de los diseños clave, a fin de lograr la competitividad y comportamiento fiable de este tipo de reactores.

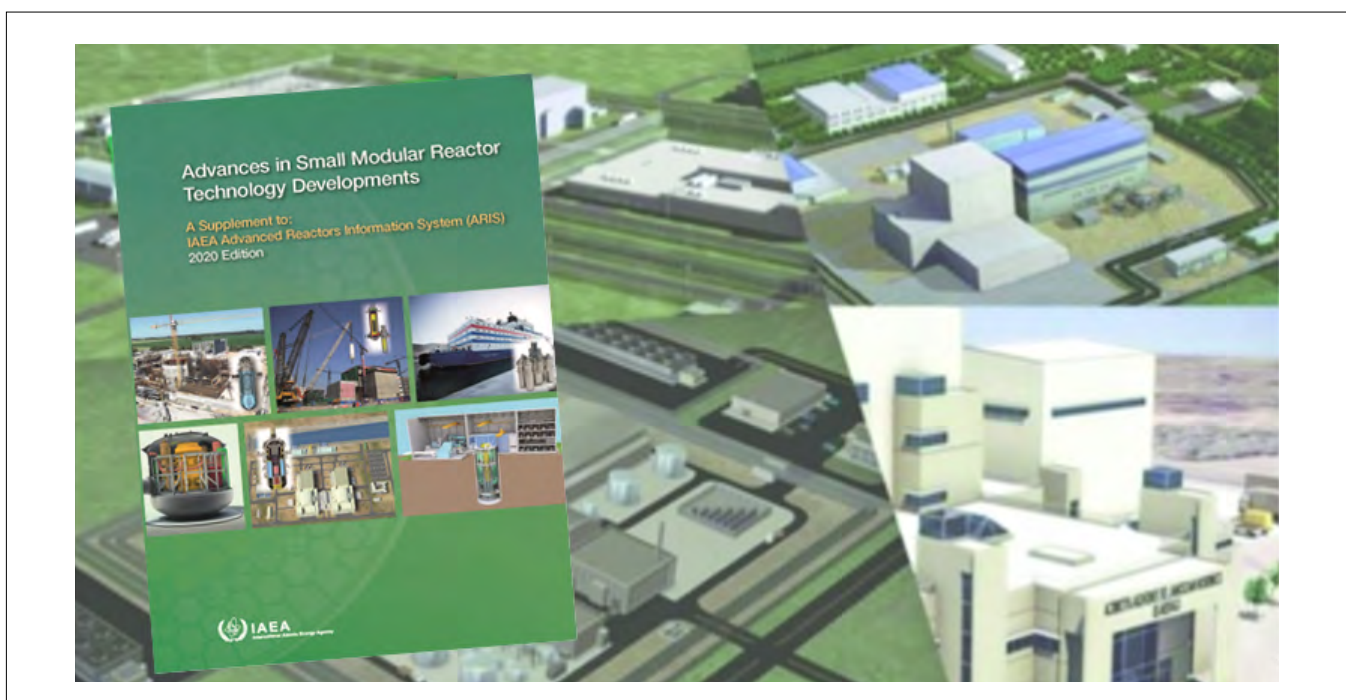


Figura 4: Libro editado por OIEA sobre avances en el desarrollo en tecnologías SMRs 2020.

Fuente: OIEA.

En este sentido se ha creado el Grupo de Trabajo Técnico (formado por 20 MSs del OIEA y organizaciones internacionales), para orientar las actividades en el ámbito de los SMRs,

ofreciendo un foro para intercambiar información y conocimientos, debido a la cantidad de países interesados en el despliegue de estos reactores.



Figura 5: Diferentes conceptos de diseños de SMRs.

Además, como parte del conjunto creciente de servicios que el OIEA ofrece a los MSs en relación con esta nueva tecnología nucleoelectrónica, se encuentran:

- Un programa informático de simulación de SMR que ayuda a impartir enseñanza y capacitación a profesionales del sector nuclear;
- Una metodología y una herramienta de tecnología de la información (TI) conexas para capacitar en materia de evaluación de la tecnología de reactores de diferentes SMRs; y
- Un Foro de Reguladores de SMRs, creado en 2015, para el intercambio de conocimientos y experiencias en el ámbito de la reglamentación de los SMRs entre MSs y otras partes interesadas, para mejorar la seguridad al detectar y resolver problemas que podrían dificultar los exámenes reglamentarios de los reactores, al facilitar la adopción de decisiones en materia de reglamentaciones sólidas y exhaustivas.

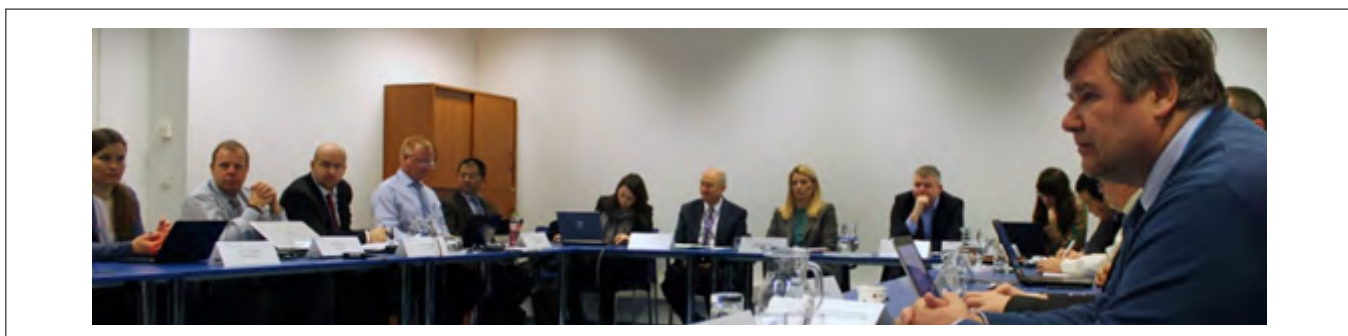


Figura 6: Foro de reguladores de SMRs.

Fuente: OIEA.

Sin embargo, para lograr un rápido despliegue es necesario ocuparse de una serie de cuestiones, entre ellas la necesidad de desarrollar un marco regulador sólido, nuevos códigos y normas, una cadena de suministros con capacidad de sobreponerse a momentos críticos, y adaptarse a potenciales situaciones inusuales e inesperadas, así como contar con recursos humanos calificados.

En este sentido, el Organismo brinda soporte a los MSs para resolver cuestiones comunes sobre la infraestructura nacional necesaria para el desarrollo de un sistema nuclear y facilitar el despliegue de los SMRs. Así, la evaluación de la infraestructura requerida en el caso de pretender convertirse en desarrollador y comercializador de tecnología nuclear será más exigente que para los países simplemente usuarios.

De esta forma, para el caso de los países **“Newcomers”** que no cuentan con una infraestructura nacional suficiente para sustentar todas las áreas necesarias para el desarrollo seguro de su sistema nuclear nacional, la construcción y evaluación de esa infraestructura insumirá más tiempo y recursos que para el caso de países con una infraestructura nuclear instaurada.

Sistema Nuclear Argentino

Desde la creación de CNEA, y luego con las distintas empresas que se desprendieron de ella –y que conforman el sistema nuclear argentino– se ha dado una interacción con las empresas con potencialidad de proveer bienes y servicios.

Por su parte, el Sistema Nuclear Argentino se encuentra bien posicionado, conformado por los siguientes organismos y empresas asociadas: CNEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NA-SA), CONUAR, DIOXITEK S.A., ENSI e INVAP. Toda la actividad nuclear en el país se encuentra regulada por la Autoridad Regulatoria Nuclear (ARN).

Con el advenimiento de la posibilidad de construir nuevas centrales nucleares de potencia (entre ellas los reactores CAREM) la Unidad de Gestión de Proyectos Nucleares de NA-SA, tomando los lineamientos utilizados para la finalización de la central nuclear Atucha II y la extensión de vida de Embalse, diseñó un proceso para la selección, evaluación y calificación de proveedores. En los últimos años fueron identificadas del orden de 900 empresas entre pequeñas, medianas y/o grandes con potencialidad de proveer diferentes rubros necesarios para proyectos de instalaciones nucleares.

Con la culminación de la Central Nuclear Atucha II en el año 2014, NA-SA dejó 129 empresas argentinas con certificación nuclear, 25 para la construcción de obras nucleares y 104 certificadas como proveedores de esas obras. Estas empresas calificadas fueron parte de la obra de extensión de vida y repotenciación de la Central Nuclear Embalse entre el 2016 y 2018, y estarían en condiciones de participar en los futuros proyectos nucleares.

Adicionalmente, existen PYMES que están nucleadas en cámaras empresarias, con potencialidad de participar como proveedores para estos proyectos.

El sector nuclear posee dominio tecnológico en el diseño y la fabricación de combustibles nucleares para reactores de potencia. CNEA cuenta con las capacidades a través de la Gerencia de Ciclo de Combustible para el desarrollo de elementos combustibles y las barras de control que luego producirá CONUAR con sus licenciamientos. De este modo se puede asegurar el suministro de combustible de fabricación local durante la vida de la central.

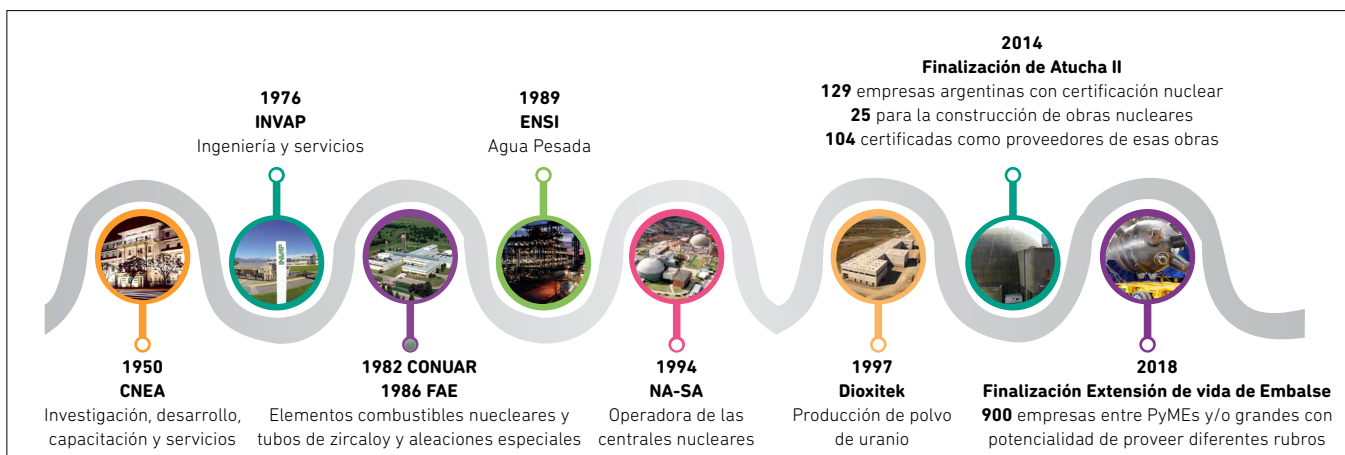


Figura 7: Empresas proveedoras de ingeniería, servicios y componentes.

Viabilidad de los SMR en Argentina

Complementariamente al contexto tecnológico nacional, la oferta y demanda de energía eléctrica en virtud del desarrollo socioeconómico del país da como resultado la viabilidad de introducir esta tecnología en la matriz eléctrica argentina. Esto se fundamenta en estudios realizados de demanda energética considerando dos escenarios, haciendo uso del programa MAED (Model for Analysis of the Energy Demand, por sus siglas en inglés), provisto por OIEA. El primero de ellos es un escenario de baja demanda y el segundo de alta. Para ambos escenarios el valor inicial en el año 2019 es del orden de 129 TWh. En el de baja, el crecimiento es con tasas diferentes y escalonadas a lo largo del período de estudio, llegando al año 2035 con un valor de alrededor de 186 TWh, mientras que para una proyección con crecimiento al 3% anual acumulativo, se obtiene una demanda del orden de los 207 TWh.

En base a la potencia instalada, la proyección de la demanda obtenida y a la carpeta de proyectos del país que posee CAMMESA S.A. en el corto plazo, se empleó el programa MESSAGE (Model for Energy Supply System Alternatives and their General Environmental Impacts, por sus siglas en inglés) de OIEA para satisfacer la demanda de energía eléctrica para el periodo de estudio. Se plantearon dos escenarios de penetración nuclear, uno de baja y otro de alta.

En ambos escenarios se consideraron las políticas gubernamentales y compromisos

asumidos por el país a nivel internacional, como así también la Ley N° 26.566/2009 de actividad nuclear y la Ley N° 27.191/2015 de fomento de energía renovable.

En el escenario de baja penetración se podrían incorporar 2.930 MW y en el de alta 2.640 MW. De estos resultados se desprende un potencial mercado local para los SMRs CAREM que estaría en el orden de 600 y 700 MWe de potencia eléctrica hasta el año 2035.

Análisis económico internacional

Con respecto a los valores de inversión que se manejan a nivel internacional se evaluaron los datos del Equipo de Financiamiento Canadiense¹, el cuál utilizó una variedad de estimaciones de distintas fuentes, y de los proveedores, obteniendo valores de inversión con el paso del tiempo para un primer reactor (FOAK de su sigla en inglés First Of A Kind) del orden de 2,5 mil millones de U\$S y el enésimo de su especie (NOAK de su sigla en inglés N Of A Kind) de 1,2 a 1,9 mil millones de U\$S. Estos últimos varían entre 5.000 y 1.000 U\$S/kW instalado.

En relación con los proyectos de los SMRs futuros, al reducir el riesgo en diferentes aspectos se espera obtener una disminución de sus costos. Esto se puede lograr con mejores prácticas de contratación de componentes y maximizando los efectos del aprendizaje, a través de la fabricación y construcción en serie, que cuenta con una cadena de suministro común. Si bien las estimaciones

¹ ECONOMIC AND FINANCE WORKING GROUP SMR ROADMAP, Canadá.

de costos son indicativas, hasta que la industria comience a construir proyectos con información de costos verificables, los valores de los costos fijos de O&M se estima que ascenderían a 145 U\$/kW/año y los costos variables de O&M a 2,9 U\$/MWh.

Por su parte, el equipo económico canadiense realizó un análisis para estimar un rango de costo nivelado de electricidad (LCOE, por sus siglas en inglés de Levelized Cost Of Electricity), para un

SMRs que se encuentra entregando energía a la red de transporte eléctrico (no en ubicación aislada), dando valores entre 66 y 116 U\$/MWh para tasas de descuento del 6% y valores entre 81 y 147 U\$/MWh para tasas de descuento del 9%.

Para una tasa de descuento del 6% los valores de LCOE (U\$/MWh) de los SMRs evolucionados se presentan en la Tabla 4.

Escenario	Componentes del Costo Nivelado de Generación Eléctrica				
	Inversión	Costos Fijos de O&M	Costos Variables de O&M	Costos de Combustible	Total
Bajo	31,1	19,0	9,1	6,8	66
Medio	46,3	25,1	9,1	6,5	87
Alto	62,4	38,0	9,1	6,5	116

Tabla 4: Costo nivelado para SMRs - tasa de descuento 6%.

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del ECONOMIC AND FINANCE WORKING GROUP, SMR ROADMAP, Canadá.

En cambio, para una tasa de descuento del 9% los valores de LCOE (U\$/MWh) de los SMRs evolucionados se presentan en la Tabla 5.

Escenario	Componentes del Costo Nivelado de Generación Eléctrica				
	Inversión	Costos Fijos de O&M	Costos Variables de O&M	Costos de Combustible	Total
Bajo	46,9	17,8	8,9	7,4	81
Medio	69,9	23,5	8,9	7,7	110
Alto	94,2	35,7	8,9	8,2	147

Tabla 5: Costo nivelado para SMRs - tasa de descuento 9%.

Fuente: Elaboración Propia en base a datos del ECONOMIC AND FINANCE WORKING GROUP, SMR ROADMAP, Canadá.

Análisis económico nacional

A nivel nacional se realizó un análisis económico financiero para la construcción de SMRs del tipo CAREM-120 y CAREM-480.

Los costos nivelados de generación de energía eléctrica resultaron ser competitivos tanto a nivel nacional como internacional. En el mercado nacional, en julio de 2020 el costo promedio de generación eléctrica declarado por CAMMESA está en el orden de 65 U\$/MWh. Alcanzando los

80 U\$/MWh para un CAREM-120 y 68,2 U\$/MWh para un CAREM-480.

Los valores obtenidos de costo nivelado de generación no solo se encuentran en línea con los resultados del estudio canadiense citado previamente, sino que además se encuentran dentro de los valores mínimos del rango obtenido en ese estudio, cercanos para tasas de descuento del 6% (66 U\$/MWh) y del 9% (81 U\$/MWh).

Para el análisis financiero se empleó el modelo FINPLAN (Financial Analysis of Electric Sector Expansion Plans, por sus siglas en inglés) auspiciado por el OIEA. Este requiere una serie de parámetros técnicos, económicos y financieros de la instalación, para identificar la distribución temporal de actividades y la inversión durante el período de construcción.

Los mejores resultados obtenidos con el modelo FINPLAN arrojan, para el CAREM 120 con una relación entre capital propio/deuda de 25/75, la obtención de una TIR del 12%, mientras que para el CAREM 480, con una relación 30/70, la TIR obtenida es de 16,5%.

El riesgo de un gran proyecto nuclear está asociado con los cronogramas de construcción, ya que pueden llegar a ser largos y complejos, lo que aumenta las posibilidades de retraso en la construcción generando sobrecostos, con lo cual los SMRs al ser de menor escala y modulares pueden mitigar este riesgo. Como se mencionó previamente, la principal diferencia entre los SMRs y los reactores de gran potencia es su modularidad. Los módulos que constituyen un reactor pueden ser producidos en serie y transportados e instalados independientemente en el sitio de emplazamiento.

Al igual que en otros proyectos energéticos, la dimensión financiera y los costos asociados son importantes. En este aspecto, los SMRs cuentan con una ventaja por sobre las grandes centrales por requerir una inversión menor, con lo cual el proyecto es más accesible, ya que pueden participar inversores con capitales más acotados, lo que lleva a una disminución en el riesgo del proyecto, dados que los tiempos de construcción son menores a los empleados en centrales nucleares de gran porte.

Estudio de mercado

En el estudio realizado para identificar aquellos países que se pueden definir como potenciales interesados en instalar SMRs, se utilizó una metodología que consistió en aplicar criterios de exclusión, como se detallan a continuación:

- A.** Países que no son Estados Miembros² del OIEA;
- B.** Países que no firmaron el Tratado de No Proliferación de Armas Nucleares;
- C.** Países en proceso de abandonar la generación nucleoelectrónica, y/o que se manifiestan en contra del desarrollo nuclear;
- D.** Países que cuentan con el desarrollo propio de la tecnología nuclear;
- E.** Países que presentan zonas sísmicas severas, alta posibilidad de tsunamis críticos y/o se encuentran situados en el Cinturón de Fuego del Pacífico;
- F.** Países con superficie territorial pequeña y/o situados sobre islas, que se encuentran aislados y/o tienen dificultades para la interconexión debido a no contar con la infraestructura necesaria para el desarrollo. Su densidad demográfica es baja y su tasa de crecimiento poblacional no es significativa;
- G.** Países que tengan acuerdos comerciales estratégicos de energía nuclear firmados con otros países;
- H.** Países que se encuentran en zonas de conflictos bélicos; y
- I.** Países que no tienen una política definida en materia de energía nuclear.

De la aplicación de todos los criterios de exclusión evaluados resultaron 36 países que podrían estar interesados en SMRs. Además, se consideró el desarrollo nuclear y su pertenencia a las principales organizaciones mundiales (OECD y OPEP) que tienen gran influencia en el mercado internacional como bloques económicos. La elección de la OPEP se fundamenta en que algunos países miembros han manifestado su interés en diversificar y descarbonizar sus matrices energéticas, con incorporación de energía nuclear y energías renovables intermitentes (ERI).

Con el objetivo de seleccionar los principales países potenciales se los calificó en tres niveles de prioridad, a los efectos de que los tomadores de decisión puedan iniciar futuras acciones de marketing, y establecer canales de diálogo a través de interlocutores especializados para

² La admisión como miembros de los Estados fue aprobada por la Conferencia General del OIEA y entrará en vigor cuando el Estado deposite en el organismo los instrumentos jurídicos necesarios.

futuras exportaciones de la tecnología CAREM. En el primer nivel se encuentran 12 países de los 36 seleccionados, lo cual implica un potencial mercado para este tipo de centrales, que traería ingresos de divisas al país.

Cambio climático y ambiente

Uno de los desafíos más importantes en el mundo actualmente es mitigar el calentamiento global del planeta, y para ello es necesario el uso de energías no emisoras de gases de efecto invernadero (GEI). Es por ello que el interés mundial por los reactores pequeños y medianos o modulares ha ido en aumento, dada su capacidad para satisfacer una variedad más amplia de usuarios y aplicaciones, en función del mayor aprovechamiento de la potencia instalada que presenta la tecnología nuclear, con un mayor factor de carga de generación eléctrica que otras tecnologías convencionales sin emisiones de CO₂, SO₂ y NOx.

En la era **“Post Acuerdo de París”** la mitigación de las emisiones de GEI es una necesidad mundial. La comunidad internacional reconoce que se deben reducir las emisiones globales de GEI en un 70%, respecto de los niveles de 2017 para el año 2060, y limitar así el aumento de las temperaturas globales promedio en 2 °C para el 2100.

Es importante destacar que, en lugar de disminuir las emisiones mundiales de GEI, estas aumentaron un 1,4% en 2017 por primera vez desde 2014. Los combustibles fósiles como el carbón, el gas natural y el petróleo todavía constituyen el 81% del consumo mundial de energía, y continúan aumentando. Estas tendencias se produjeron en el contexto de un crecimiento global sin precedentes en el despliegue de tecnologías de energía renovable (eólica y solar entre otras), lo que pone de relieve una brecha energética persistente con bajas emisiones de carbono.

El desafío mundial actual es mitigar el calentamiento global del planeta. Para ello el uso de energías renovables intermitentes (ERIs),

como la eólica y la solar, es necesario, pero requieren de tecnologías que las respalden cuando las condiciones meteorológicas imposibiliten la generación de energía, tales como centrales hidroeléctricas de bombeo, de embalse y turbinas de gas que quemem combustible fósil.

Por su parte, Argentina adoptó el Acuerdo de París bajo la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) mediante la Ley N° 27.270/2016 y depositó el instrumento de ratificación ante el Secretario General de las Naciones Unidas el 21 de septiembre de 2016. La contribución presentada 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. Para lograrlo es fundamental reducir las emisiones del parque de generación de energía eléctrica diversificando la matriz energética. Esto se lograría reemplazando las centrales térmicas que queman combustibles fósiles por tecnologías como las centrales nucleares, y ERIs.

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.

³

Por último, Argentina ha incrementado el compromiso de reducción de emisiones GEI incluido en su Segunda NDC a 349 MtCO₂e para

³ MAYDS (Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible). 2020. Segunda Contribución Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina.

el año 2030 a partir del anuncio realizado por el Presidente de la Nación, Alberto Fernández, en la Cumbre Internacional de Líderes sobre el Clima organizada por Estados Unidos a comienzos de 2021.

El interés mundial por los reactores pequeños y medianos o modulares ha ido en aumento, dada su capacidad para satisfacer una variedad más amplia de usuarios y aplicaciones, en función del mayor aprovechamiento de la potencia instalada que presenta la tecnología nuclear, con un mayor factor de carga de generación eléctrica que otras tecnologías convencionales, suministrando por ello energía de base a los sistemas eléctricos.

Una aplicación podría ser para sustituir centrales térmicas que queman combustibles fósiles y que han llegado -o no- al fin de su vida útil, con objeto de reducir las emisiones de GEI y otros contaminantes atmosféricos, permitiendo así cumplir con las metas y objetivos establecidos en los acuerdos internacionales sobre cambio climático. Además, al minimizar la dependencia energética de los combustibles fósiles, los países que no cuentan con reservas o producción suficiente para autoabastecerse podrían disminuir la incertidumbre de alta volatilidad de sus precios dirigiendo los altos costos de importación asociados a cubrir otras necesidades.

En cuanto a la energía nuclear, los reactores están diseñados para funcionar en la base de la curva de demanda de electricidad durante una vida útil con un rango de 40 a 60 años. La energía nuclear no produce CO₂ (responsable de acelerar el calentamiento global y el cambio climático) ni contaminantes del aire como el SO₂, los NOx y las partículas que típicamente emiten los combustibles fósiles. Considerando todo el ciclo de vida de una central nuclear, es una de las tecnologías de emisiones más bajas, comparable a la energía hidroeléctrica y la energía eólica. Esta energía también tiene una huella física muy compacta, siendo el medio más eficiente de producción de electricidad que permite un indicador en potencia instalada

del orden de 47,6 MW/km² y un indicador en términos de emisiones de 3.000 GWh/km². En comparación, la energía eólica y solar en tierra produce significativamente menos energía, 872 GWh/km² y 62 GWh/km² respectivamente, además de requerir sitios con altos potenciales solares y eólicos.

Comentarios finales

El precio de los combustibles fósiles es volátil y depende de muchos factores, además de generar GEI. En la actualidad, el mundo se plantea qué tecnología reemplazará al gas natural en un mercado de electricidad con restricciones de carbono, particularmente como una fuente de capacidad de carga de base firme.

Cada alternativa tiene ventajas y desventajas. Tanto la energía eólica como la solar, cada vez más competitiva en costos, tendrán dificultades para obtener el tipo de factores de capacidad y confiabilidad necesarios para la generación de electricidad de base sin un almacenamiento de energía económico. Esto último está mejorando, pero puede no estar disponible a la escala requerida a tiempo para la descarbonización profunda oportuna. La biomasa aún enfrenta problemas de agregación de recursos, transporte y calidad de combustible.

Es por eso que la energía nuclear, a través de las grandes centrales y los SMRs, puede desempeñar un papel importante en la generación de base libre de emisiones, y apoyar la electrificación para descarbonizar los sectores de uso final de transporte, edificios residenciales y comerciales e industria. La electrificación del transporte público y los vehículos de pasajeros requerirán aumentos sustanciales de electricidad baja en carbono a la red para que la estrategia de reducción sea sustentable. Además, las centrales nucleares son una alternativa ambientalmente sostenible para la generación de hidrógeno, que a su vez puede ser utilizado en celdas de combustible en el sector de transporte vehicular.

El despliegue de SMRs en territorio argentino estaría en concordancia con el acuerdo de la

reducción de GEI. Argentina a través de las Contribuciones Determinadas presentadas ante Naciones Unidas se comprometió a reducir las emisiones del sector energético, entre otras áreas. Así, por ejemplo, una central nuclear CAREM-480 en operación en la actualidad, hubiera reducido en el año 2019 un 4,5% las emisiones de GEI del sector eléctrico al evitar la quema de combustibles fósiles.

Por lo tanto, la energía nuclear, y específicamente los SMRs, presentan para Argentina la oportunidad de:

- 1-** Demostrar liderazgo en innovación tecnológica.
- 2-** Permitir una forma de descarbonización de costo bajo en múltiples sectores a través de la producción de calor, electricidad e hidrógeno sin emisiones.
- 3-** Aprovechar la experiencia nuclear existente en Argentina con la mirada puesta en la exportación, con la venta de SMRs y el consecuente ingreso de divisas al país.
- 4-** Proporcionar una fuente limpia de energía fuera de la red, que potencialmente permita importantes actividades socioeconómicas y beneficios para las comunidades aisladas.

Todo esto muestra la oportunidad que tiene el sector para llevar adelante el diseño y construcción del reactor CAREM-25, el cual debería aprovechar el buen momento a nivel mundial, con el apoyo del OIEA a esta tecnología y habiendo identificado 36 potenciales países interesados en este tipo de reactores.

De concretarse se convertiría en el primer reactor SMRs en América Latina. No obstante, la pronta realización del proyecto tiene una relevancia mayor a la de ser pioneros en la región, puesto que otros países están trabajando fuertemente en el desarrollo de esta tecnología. El reactor británico de Rolls Royce UK-SMR de potencia mayor a 300 MW se encuentra avanzado hasta el

momento, siendo un competidor del CAREM-480, y quien tenga el primer modelo operativo tendrá la mayor ventaja comercial.

De todo lo mencionado en este trabajo de investigación se desprende la conveniencia de avanzar con los proyectos de desarrollo de los reactores CAREM con el máximo apoyo del Estado que favorezca la consecución de los planes en los plazos evaluados, en beneficio de los sectores científico, técnico e industrial en particular y del país en su totalidad, ya que el CAREM tiene potencial de exportación y permitiría el ingreso de divisas al país.

Bibliografía

- Advances in Small Modular Reactor Technology Developments. A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). Septiembre 2020, Austria. Obtenido de: https://aris.iaea.org/Publications/SMR_Book_2020.pdf
- A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors. Summary of key findings. (s.f.). Obtenido de: <https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/11/BRIEF-SMR-Roadmap-Brochure-EN-2018-11-05-1.pdf>
- Arenaza, I. d. (2019). Presentation of CAREM 25 - Current status. Obtenido de 17th INPRO Dialogue Forum on Opportunities and Challenges in Small Modular Reactors: <https://nucleus.iaea.org/sites/INPRO/df17/IV.2-de-Arenaza-CAREM.pdf>
- B. Mignacca, G. L. (2019). Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda. (U. o. School of Civil Engineering, Ed.) Obtenido de: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032119307270>
- Canadian Small Modular Reactor Roadmap Steering Committee. (2018). A Call to Action: A Canadian Roadmap for Small Modular Reactors. Obtenido de: https://smrroadmap.ca/wp-content/uploads/2018/11/SMRroadmap_EN_nov6_Web-1.pdf
- Competitividad de los SMRs: Mercado Nacional e Internacional PE-CNEA-2020-NU-001-00, Subgerencia de Planificación Estratégica, CNEA. Septiembre de 2020.

- Her Majesty's Government by the Expert Finance Working Group on Small Nuclear Reactors. (2018). Market framework for financing small nuclear. Obtenido de: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/732220/DBEIS_11_-_Market_Framework_for_Financing_Small_Nuclear_EFWG_Final_Report_.pdf
- IAEA. (1984). Expansion Planning for Electrical Generating Systems. Viena. Obtenido de: https://www-pub.iaea.org/MTCD/publications/PDF/TRS1/TRS241_Web.pdf
- IAEA. (2018). Deployment Indicators for Small Modular Reactors Methodology, Analysis of Key Factors and Case Studies. IAEA-TECDOC-1854 IAEA TECDOC SERIES. Obtenido de: <https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/TE-1854web.pdf>
- IAEA. (Agosto de 2018). El OIEA amplía la cooperación internacional en materia de reactores pequeños y medianos o modulares. Obtenido de: <https://www.iaea.org/es/newscenter/pressreleases/el-oiea-amplia-la-cooperacion-internacional-en-materia-de-reactores-pequenos-y-medianos-o-modulares>
- IAEA. (2019). Energy, Electricity and Nuclear Power Estimates for the Period up to 2050. REFERENCE DATA SERIES No. 1. Obtenido de: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-1-38_web.pdf
- IAEA. (2019). Informe Anual del OIEA de 2018. Obtenido de: https://www.iaea.org/sites/default/files/publications/reports/2018/gc63-5_sp.pdf
- IAEA. (2019). Nuclear Power Reactors in the World - REFERENCE DATA SERIES No 2. 2020, Obtenido de: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/RDS-2-39_web.pdf
- IAEA. (2019). User Instructions for ROADMAP Excel Based Tool (ROADMAPS-ET). Gantt charts based Excel tool for the INPRO project 'Roadmaps for a Transition to Globally Sustainable Nuclear Energy Systems'.
- IAEA. (2019). User Model for Financial Analysis of Electric Sector Expansion Plans (FINPLAN). Obtenido de <https://www.iaea.org/topics/energy-planning/energy-modelling-tools>
- IAEA. (2020). Advances in Small Modular Reactor Technology Developments: A supplement guide to IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS). IAEA. Obtenido de https://aris.iaea.org/Publications/SMR-Book_2018.pdf
- Locatelli, D.G. (2018). Why Are Megaprojects, Including Nuclear Power Plants, Delivered Overbudget and Late? Reasons and Remedies. Center for Advanced Nuclear Energy Systems (CANES), Massachusetts Institute of Technology. Obtenido de: https://www.researchgate.net/publication/322819770_Why_are_Megaprojects_Including_Nuclear_Power_Plants_Delivered_Overbudget_and_Late_Reasons_and_Remedies/link/5c1cb8f5299bf12be38f618a/download
- Max S. Peters, K. D. (1979). Diseño de plantas y su evaluación económica. Géminis.
- National Nuclear Laboratory. (2014). Small Modular Reactors (SMR) Feasibility Study. Sellafield, Cumbria, United Kingdom. National Nuclear Laboratory. Obtenido de: <https://namrc.co.uk/wp-content/uploads/2015/01/smr-feasibility-study-december-2014.pdf>
- NEA OECD. (2016). Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-term Deployment. Recuperado el 2020, obtenido de: <https://www.oecd.org/publications/small-modular-reactors-9789264266865-en.htm>
- Nuclear Energy Agency. (2020). Obtenido de www.oecd-nea.com
- Nuvia Limited. (2019). Technology and Market Assessment of Micro Nuclear Reactors. Nuvia Limited. Warrington, Cheshire, United Kingdom. Obtenido de: https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/787411/Market_and_Technical_Assessment_of_Micro_Nuclear_Reactors.pdf
- Rolls-Royce. (2017). Small Modular Reactors - once in a lifetime opportunity for the UK. Obtenido de: <https://www.rolls-royce.com/~media/Files/R/Rolls-Royce/documents/customers/nuclear/smr-brochure-july-2017.pdf>
- The Economic Modeling Working Group of the Generation IV International Forum. (2007). Cost Estimating Guidelines for Generation IV Nuclear Energy Systems. Obtenido de: https://www.gen-4.org/gif/upload/docs/application/pdf/2013-09/emwg_guidelines.pdf
- World Nuclear Association. (2020). Obtenido de: <https://www.world-nuclear.org/>
- World Nuclear Association. (s.f.). Tasas de desmantelamiento. Recuperado el marzo de 2020, obtenido de: <https://www.world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx>
- Zvi Bodie, A. K. (2014). Investment. New York: Editorial Mc Graw Hill.

Desafíos y oportunidades de la transición energética en Argentina y el mundo

Autor: Santiago Jensen.

Lejos quedó la discusión sobre si el cambio climático era una realidad y si en el caso era una realidad, y si en caso de que lo fuera dependía de las actividades del ser humano. A partir de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) adoptada el 9 de mayo de 1992 y que entró en vigencia el 21 de marzo de 1994, se comenzó un camino hacia la estabilización de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, para evitar que alcancen un nivel en el que generen consecuencias peligrosas en el sistema climático para la sociedad.

La Convención incorporó una línea muy importante del Protocolo de Montreal de 1987, relacionado con las sustancias que agotan la capa de ozono, en virtud de la cual los estados miembros están obligados a actuar en interés de la seguridad humana incluso a falta de certeza científica, con lo cual se trató de evitar trabas a la implementación de políticas de reducción de GEI por parte de los grupos económicos concentrados que veían esta iniciativa como una amenaza a sus intereses.

Hoy en día no hay lugar para la discusión sobre si el cambio climático es una realidad, dado que las políticas globales que abordan este tema se enfocan en la mitigación y la adaptación, siendo

la primera un conjunto de medidas para la reducción de GEI y la segunda estrategias para limitar los riesgos derivados del cambio del clima.

Aunque las emisiones diarias de CO₂ habrían disminuido hasta en un 17% por un corto tiempo debido a las restricciones económicas y medidas de confinamiento producto de la pandemia, se trata de una variabilidad mínima en las concentraciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera, que continúan aumentando a un ritmo preocupante, poniendo en peligro el futuro de la Tierra, los ecosistemas y la humanidad por el calentamiento global.

Las concentraciones de dióxido de carbono subieron en 2019 y el promedio mundial anual superó el umbral de 410 partes por millón, un aumento en comparación con el año anterior.

En 2020 este incremento continuó a pesar de las medidas de confinamiento que redujeron las emisiones de GEI a la atmósfera¹, como se aprecia en la Figura 1.

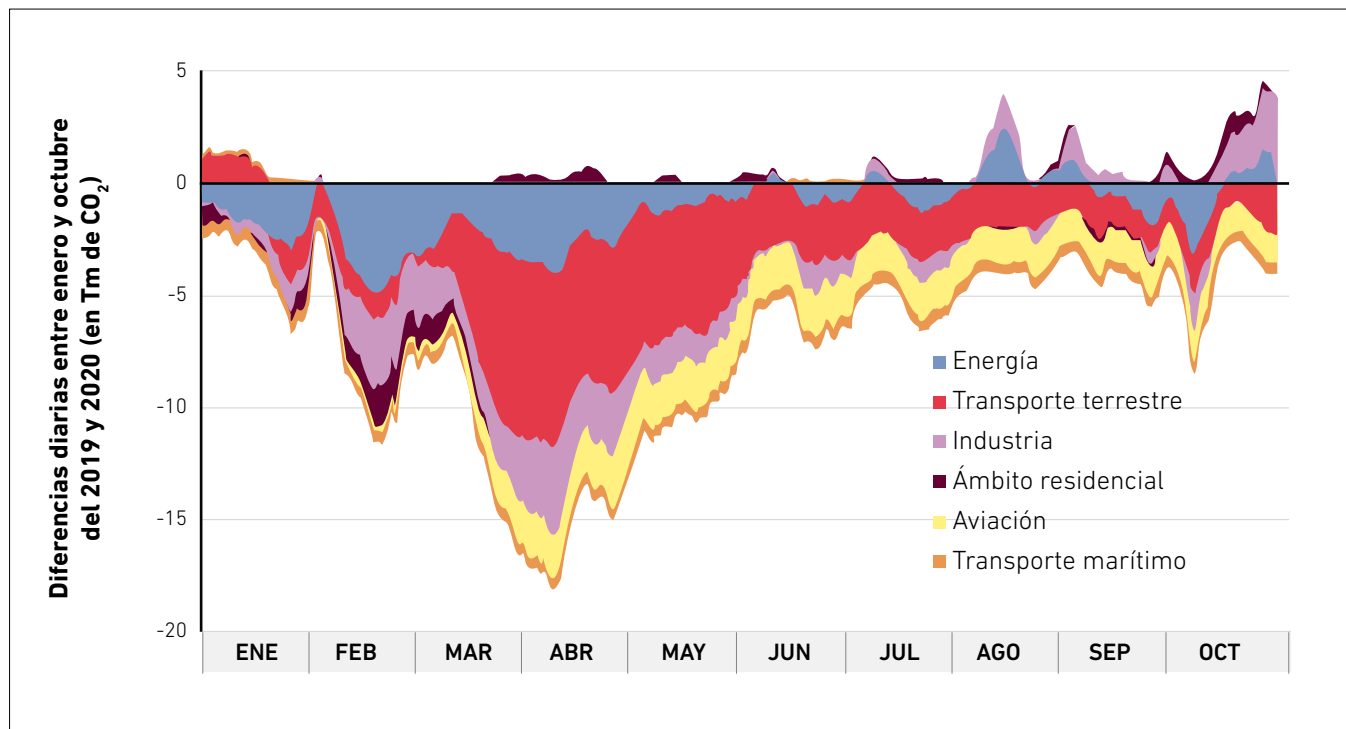


Figura 1: Reducción de las emisiones en el 2020 con respecto al 2019 debido a los confinamientos vinculados al virus Covid-19, a nivel mundial².

Ante este escenario se llevó a cabo la Conferencia de las Naciones Unidas sobre Cambio Climático de 2021 (COP 26), del 1 al 12 de noviembre en la ciudad de Glasgow, Escocia, en donde el objetivo principal fue plantear metas y estrategias para impedir que el calentamiento del planeta sobrepase un aumento de 1,5 °C respecto al siglo XIX, es decir, a “niveles pre industriales”. El límite fijado no es arbitrario y está justificado en lo siguiente, según el departamento de estudios medio ambientales de Naciones Unidas³:

- Con 1,5 °C por encima, más del 70% de los arrecifes de coral morirían. Pero con 2°C de calentamiento global, morirían prácticamente todos.
- Con 1,5 °C, los insectos, que son vitales para

la polinización de plantas y cultivos, perderían cerca de la mitad de su hábitat, pero aumentaría casi al doble con 2 °C.

- La probabilidad de que el Ártico pierda toda su masa de hielo en verano sería de una vez cada cien años con 1,5°C, pero saltaría a uno de cada diez años si el aumento es de 2 °C.
- El nivel del mar subiría un metro más con 2 °C de aumento de temperatura global que con 1,5 °C.
- La población vulnerable al aumento del nivel del mar que vive en áreas costeras es de más de seis millones de personas con 1,5°C más, pero subiría a diez millones al final de este siglo si el aumento fuera de 2 °C.
- La frecuencia e intensidad de sequías, tormentas y fenómenos meteorológicos extremos crecería a partir de los 1,5 °C.

¹ Noticias Naciones Unidas: <https://news.un.org/es/story/2020/11/1484462>

² Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2020). Informe sobre la brecha en las emisiones del 2020.

³ <https://www.unep.org/interactive/emissions-gap-report/2019/>

Si se quiere cumplir con esta meta se deberían disminuir las emisiones de CO₂ en un 45% para el año 2030 y alcanzar el cero neto para el año 2050. En la Figura 2 se observa las emisiones históricas y las proyectadas del sector energético, para el

caso de las políticas nacionales aprobadas, las correspondientes a las promesas previas a las anunciadas el 3 de noviembre en la COP 26 y las que deberían ser con el escenario Cero Neto.

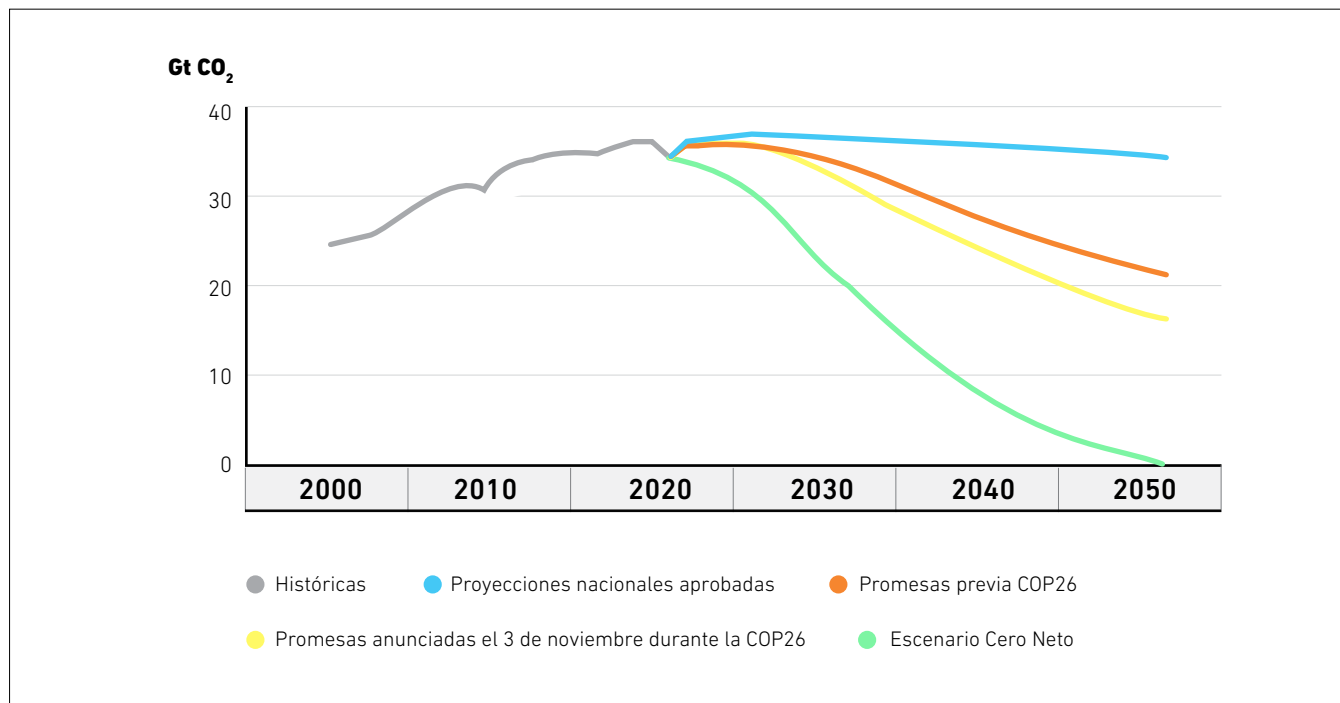


Figura 2: Emisiones de CO₂ históricas y proyectadas⁴.

El escenario que incluye las políticas nacionales aprobadas ilustra las consecuencias de las políticas para el sector energético, basado en la información sobre los planes climáticos y las políticas que los sustentan hasta el año 2021 en cada país. Tiene en cuenta todas las políticas respaldadas por una legislación de implementación sólida o medidas reglamentarias, incluidas las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC por sus siglas en inglés) que países han propuesto en el marco del Acuerdo de París hasta septiembre de 2020. La diferencia entre este escenario y el de Cero Neto es abismal.

En línea con la necesidad de reducir las emisiones la Agencia Internacional de Energía (AIE) publicó a mediados del año 2021 el Informe “Cero Neto al 2050, una hoja de ruta para el sector global energético”. Esto supone un esfuerzo inmenso por parte de todos los actores involucrados, el sector privado, público y la sociedad en general. En la Figura 3 se presenta el resultado en términos de reducción de emisiones para el sector energía en su conjunto y diferenciado por actividad, del escenario Cero Neto.

⁴ IEA, CO₂ emissions in World Energy Outlook scenarios over time, 2000-2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/co2-emissions-in-world-energy-outlook-scenarios-over-time-2000-2050-and-corresponding-global-temperature-rise-in-2100>

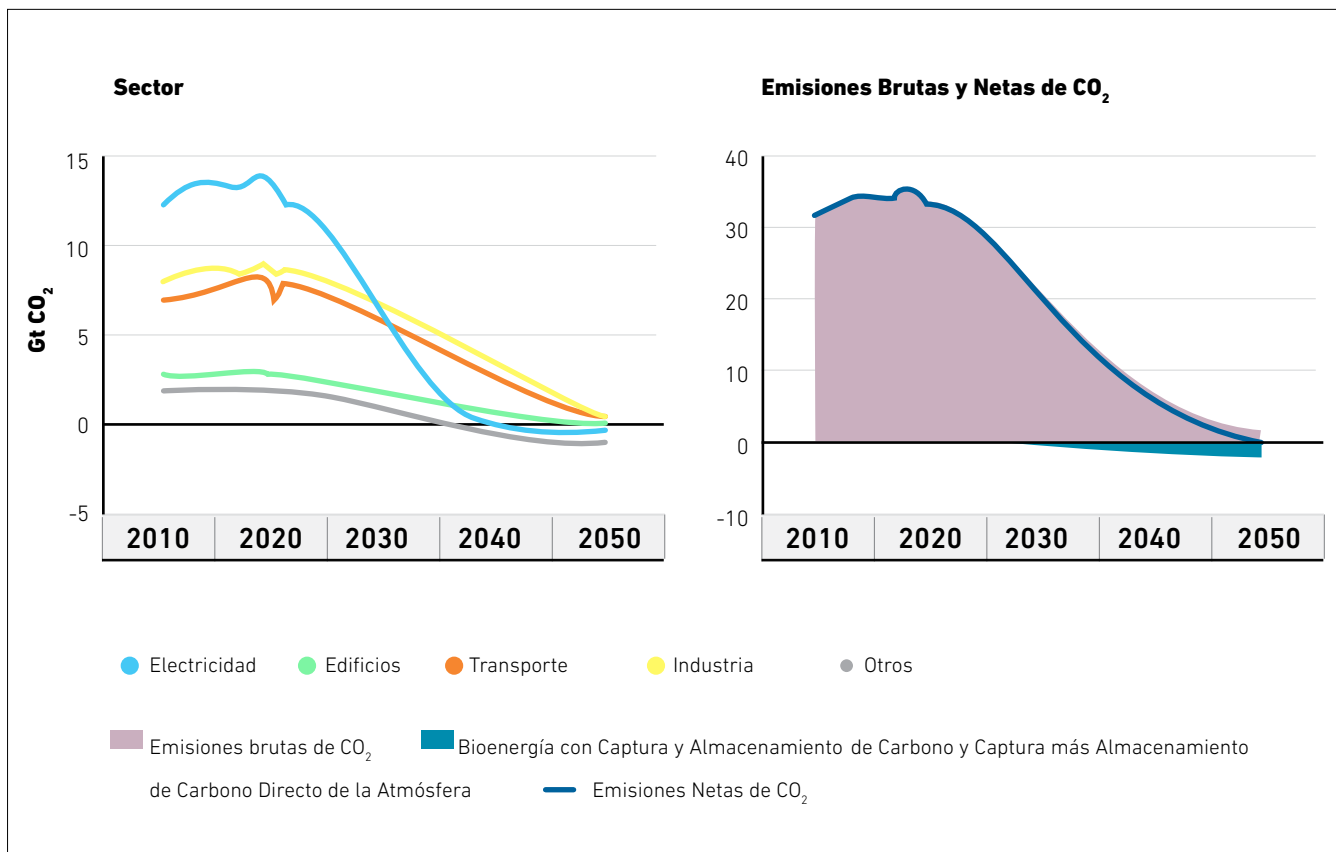


Figura 3: Emisiones por sector energético y total del escenario Cero Neto⁴.

Esto está acompañado por una disminución de la demanda de energía producto de la eficiencia y el reemplazo tecnológico en las etapas de transformación de la energía y uso final, complementado por Bioenergía con Captura y Almacenamiento de Carbono (BCAC), y Captura más Almacenamiento de Carbono Directo de la Atmósfera (CACDA) para lograr el balance de cero emisiones.

De la Figura 3 se desprende que la actividad de generación de energía eléctrica es la que más abruptamente debe migrar hacia una generación sin combustibles fósiles, y en segundo lugar el transporte y la industria en valores similares. Como el sector energético ha sido responsable

de tres cuartas partes de las emisiones totales en los últimos años, es en donde se debe realizar el mayor esfuerzo.

Esto debe estar acompañado por un reemplazo energético en los diferentes usos finales de la energía, por ejemplo el transporte vehicular debe migrar hacia motores eléctricos en reemplazo de los actuales a combustión interna, y lo mismo debería ocurrir con el calor de proceso de las industrias. La Figura 4 muestra la proyección de la demanda de energía primaria para el escenario Cero Neto, en donde se observa el reemplazo de los combustibles fósiles por otras fuentes.

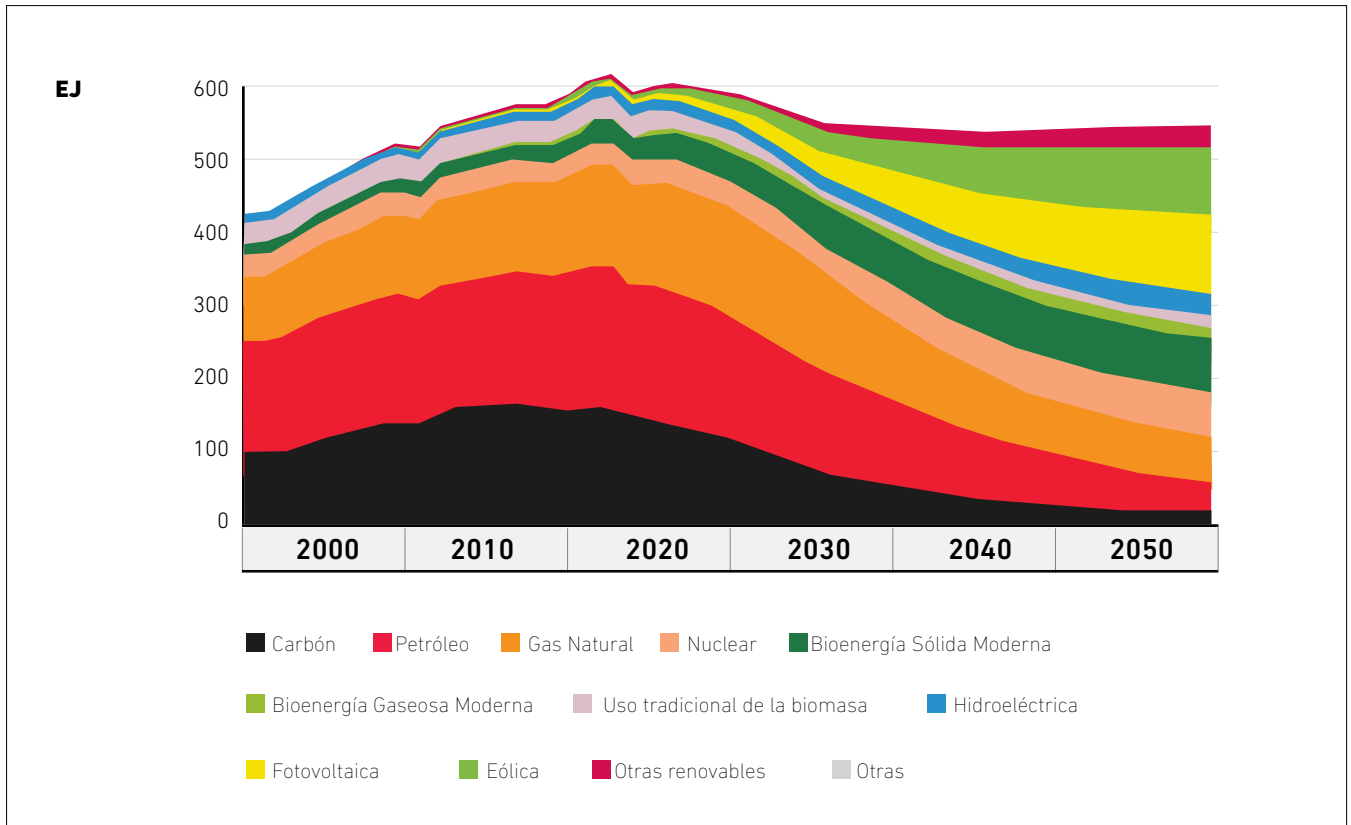


Figura 4: Demanda de energía primaria escenario Cero Neto⁴.

Lo primero que llama la atención es el corto tiempo en que se plantean los cambios, en función de los requerimientos de reemplazo de tecnología y obras de infraestructura complementarias. Esto

se puede apreciar mejor a continuación en la Figura 5 que presenta la evolución histórica de la demanda de energía primaria.

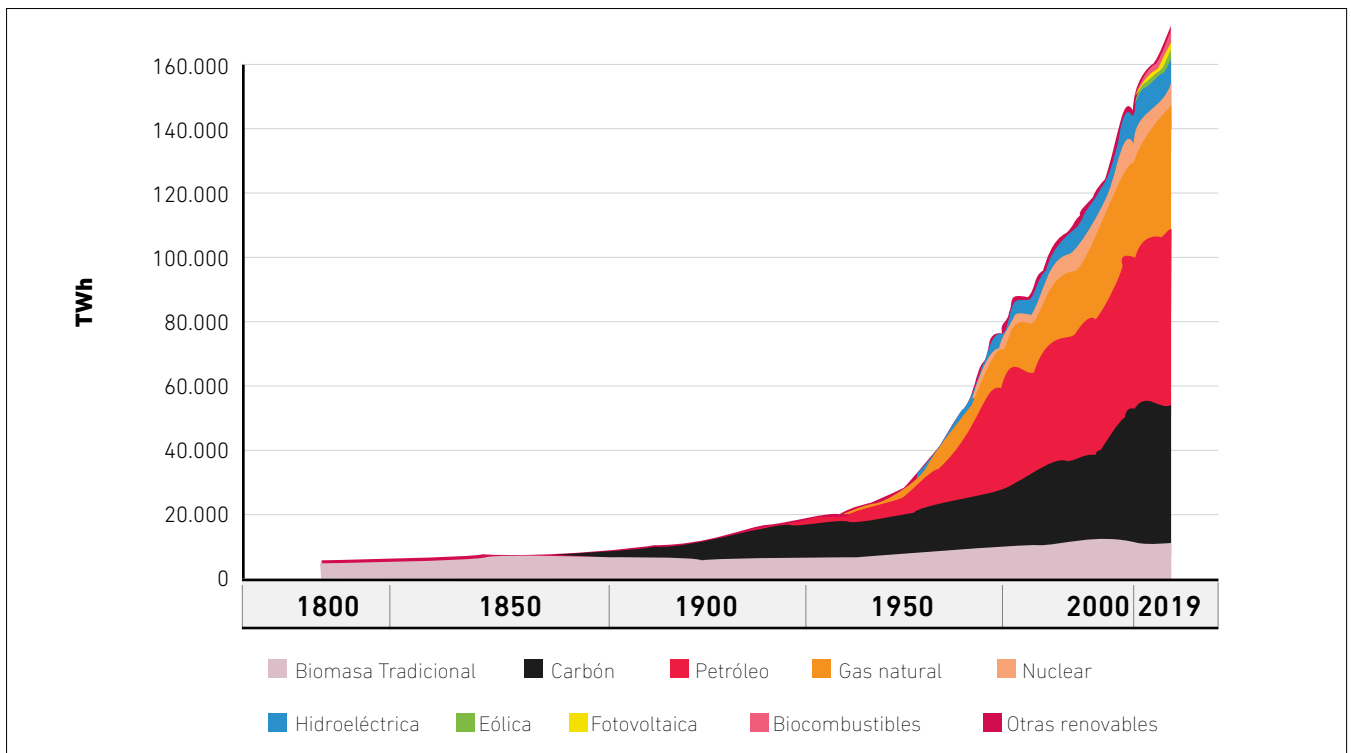


Figura 5: Evolución de la demanda de energía primaria mundial (1800-2019)⁵.

⁵ Adaptado de OurWorldData.org/energy

La primera revolución industrial se dio entre 1820 y 1840 con el uso de la máquina a vapor, la energía hidráulica y la mecanización. Pero es a partir de la segunda revolución industrial, que comienza alrededor de 1850 y finaliza en 1914 con el inicio de la primera guerra mundial, que se da el primer cambio relevante en la tendencia de consumo energético. El segundo gran cambio se da a partir de la finalización de la segunda guerra mundial en 1945.

Esta tendencia continúa hasta que ocurre la crisis del petróleo del 1973, año en el que el bloque árabe de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) lleva a cabo un embargo petrolífero a las naciones occidentales en represalia a los países que apoyaron a Israel en la Guerra del Yom Kippur.

En ese momento quedó clara la dependencia energética y económica que tenían los países desarrollados occidentales respecto al petróleo, y es ahí cuando el criterio de seguridad energética toma relevancia comenzando a implementar políticas de diversificación de la matriz energética acompañadas con eficiencia energética. De todas formas, como se puede ver en la Figura 5, estas políticas solo redujeron al año 2019 en poco más del 10% aproximadamente esa dependencia, un valor bajo alcanzado si se tiene en cuenta que pasaron casi 50 años.

La reducción de demanda de energía primaria y la diversificación de los últimos años también

es producto de los esfuerzos mundiales por reducir las emisiones de CO₂, pero como se puede observar todas las razones planteadas no pudieron torcer de manera relevante la tendencia.

Cuantitativamente si se compara la demanda de energía primaria proyectada al año 2050 del escenario Cero Neto con la demanda histórica, lo que se plantea es que para ese año el consumo de energía primaria de fuente fósil sea equivalente a la que se tenía en el año 1950, o sea en 30 años se quiere reducir lo que se alcanzó en 70 años, con un claro impacto en los precios de los combustibles.

La Tabla 1 presenta los precios proyectados por tipo de combustible, en donde se ve una reducción en el precio del barril del petróleo del 35% para el año 2050 respecto del 2020. **Este es uno de los supuestos más fuertes, teniendo en cuenta que el horizonte de reservas con el actual nivel de producción es de 50 años⁶, yendo en contra de los intereses de los países de la OPEP.**

Con respecto al precio del carbón este tiene el mayor descenso, y en el otro extremo se encuentra el gas natural, el cual de los tres combustibles es el que más va a acompañar la transición energética, sobre todo en la generación de energía eléctrica, y por esa razón su precio no se vería demasiado afectado.

(U\$S 2019)	2020	2030	2040	2050
Petróleo (U\$S/barril)	37,0	35,0	28,0	24,0
Gas Natural (U\$S/MBTU)				
Estados Unidos	2,1	1,9	2,0	2,0
Unión Europea	2,0	3,8	3,8	3,5
China	5,7	4,8	4,8	4,6
Japón	5,7	4,2	4,2	4,1
Carbón (U\$S/t)				
Estados Unidos	45,0	24,0	24,0	22,0
Unión Europea	56,0	51,0	48,0	43,0
Japón	75,0	57,0	53,0	49,0
Costa de China	81,0	60,0	54,0	50,0

Tabla 1: Proyección de los precios de los combustibles escenario Cero Neto⁶.

⁶ British Petroleum Statistical Review of World Energy 2020.

El supuesto que plantea este escenario es que no se necesita realizar exploración y tampoco se necesitan nuevos campos de gas y petróleo más allá de los que ya han sido aprobados para su desarrollo, y lo mismo ocurre con las minas de carbón.

Ahora bien, no solo este escenario se basa en un rápido reemplazo tecnológico y energético, sino también en que la demanda total de energía primaria al año 2050 debería permanecer por

debajo de la alcanzada en 2020. Este es un desafío muy grande pensando en que tanto la demografía como la economía son dos grandes “drivers” del crecimiento de la demanda, y las proyecciones al año 2050 del escenario Cero Neto indican un incremento en la población de dos mil millones de habitantes, y una economía que supere en más del doble a la actual. Para lograr esto se requiere un conjunto de medidas de mitigación, que se pueden observar en la Figura 6.

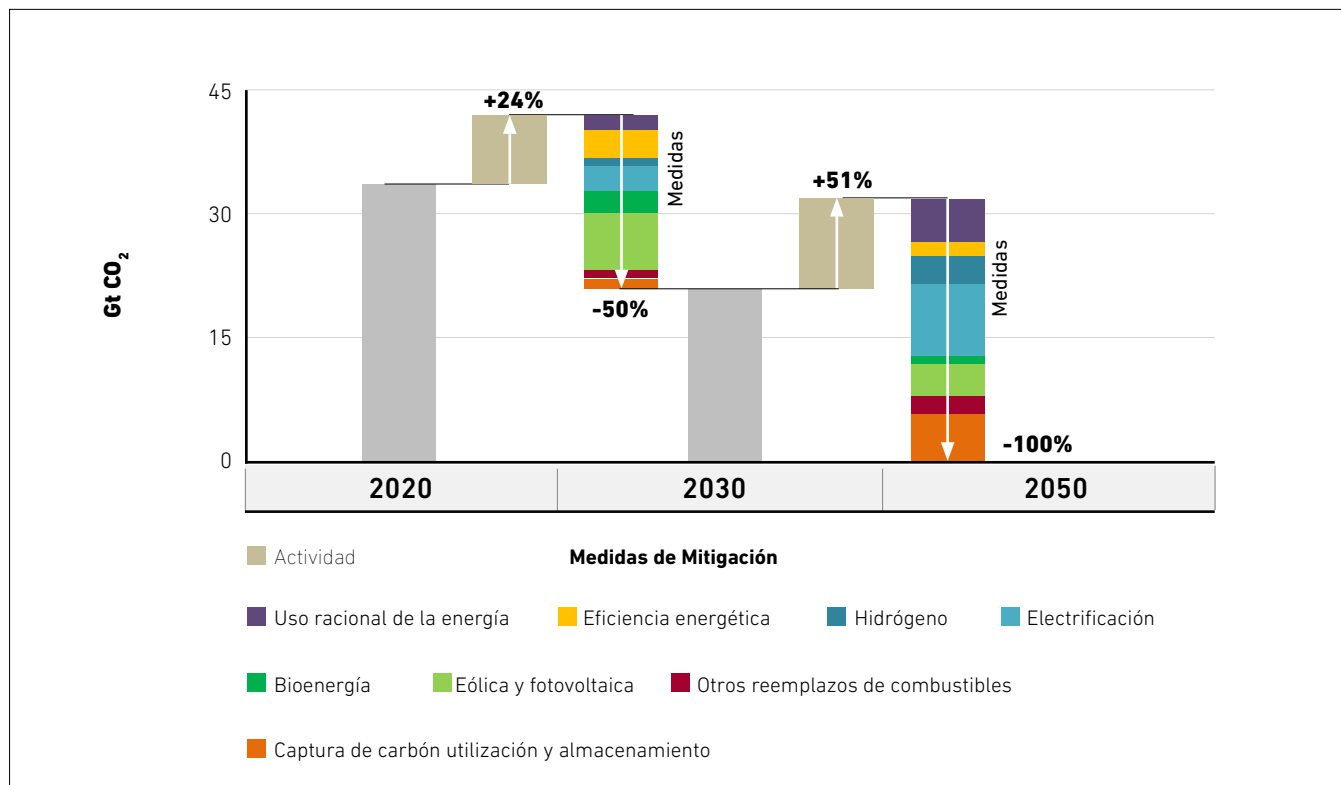


Figura 6: Reducción de las emisiones por medida de mitigación en el escenario Cero Neto⁴.

A continuación se describirá brevemente cada una de ellas:

- Eficiencia Energética

La eficiencia energética se plantea en todos los sectores de consumo, principalmente con medidas de reemplazo tecnológico en el transporte y la industria, y con edificaciones eficientes que impacta en el sector residencial, comercial y público.

En cuanto a esto último se plantea que alrededor del 2,5% de los edificios residenciales existentes

en las economías avanzadas, y en un 2% en los países con economías de mercado emergentes y en desarrollo, se modernicen cada año hasta 2050 para cumplir con los estándares de construcción sin emisiones de carbono.

En el sector del transporte se requieren estrictas normas de ahorro de combustible, y **garantizar que no se produzcan nuevos automóviles con motores de combustión interna y que no se vendan a nivel mundial a partir del año 2035.** Esto representa que el 20% de todos los automóviles en la carretera en 2030 y el 60%

en 2040 sean eléctricos, en comparación con el 1% actual. Respecto al **transporte de cargas carretero se incrementaría la eficiencia hasta el año 2050, cuando los motores migren a electricidad o a pilas de combustible.**

Finalmente en el sector industrial se debería implementar **sistemas de gestión de energía, reemplazo de equipamiento como motores eléctricos, variadores de velocidad y opciones de integración de procesos, como la recuperación de calor residual.**

- Uso racional de la energía

La participación que se espera de la población en la reducción de emisiones es alta en el escenario Cero Neto. En principio **se espera ahorrar un 8% de emisiones solo por el cambio de comportamiento,** como puede ser apagar la iluminación al salir de una habitación, la reducción en la demanda de materiales a través de un mayor reciclado, y el cambio en el modo de locomoción como ser un mayor uso de transporte público en reemplazo de vehículos particulares o directamente trasladarse caminando o usando una bicicleta.

Pero la población como usuario final de la energía juega un rol aún más importante, **porque otro 55% de las reducciones de emisiones requieren de mayor uso de tecnologías bajas en carbono, y de la voluntad de los ciudadanos para instalar un calentador de agua solar o comprar un vehículo eléctrico.** Esto último no es menor dado que esa voluntad viene asociada a la capacidad de pago que tenga el consumidor.

Por lo tanto para que la sociedad alcance las metas planteadas en la transición energética se debe hacer una gran campaña continua de concientización, y en paralelo ofrecer financiamiento e incentivos económicos para que aquel que tenga voluntad de migrar a tecnologías de bajas o nulas emisiones pueda hacerlo. Sobre esto se volverá más adelante, cuando se vea el caso particular de Argentina.

- Electrificación

En línea con lo mencionado anteriormente, el reemplazo de combustibles fósiles por electricidad en el uso final es uno de las más importantes medidas de mitigación en el escenario Cero Neto, **representando alrededor del 20% de la reducción total logrado para 2050, y al lograr esto se duplicaría la demanda eléctrica entre el año 2020 y el 2050.**

Parte de este incremento estaría dado por el **mayor uso de electricidad para generar calor de baja y media temperatura, y en la producción de acero en las industrias.** Otra parte se debería a la mayor utilización de bombas de calor para calefacción en edificios y viviendas.

Pero el sector que mayor incremento en la participación de la energía eléctrica tendría es el transporte, en donde la participación de la electricidad aumentaría de menos del 2% en 2020 hasta un 45% en 2050. **Más del 60% de las ventas totales de automóviles de pasajeros a nivel mundial serían vehículos eléctricos para el año 2030, en comparación con el 5% de las ventas en 2020, y la flota de automóviles estaría casi completamente electrificada en todo el mundo para el año 2050. El resto serían autos propulsados por hidrógeno.**

- Hidrógeno

El enfoque inicial para el uso de hidrógeno es el reemplazo de combustibles fósiles en los diferentes usos que no requieran de una nueva infraestructura de transporte y distribución. Esto incluye el uso de hidrógeno en la industria, refinerías, plantas de energía y la mezcla de hidrógeno con gas natural para su distribución. Ahora bien, **para la producción de hidrógeno mediante electrólisis a nivel mundial se requeriría alrededor de 12.000 TWh en 2050, lo que equivale a casi 90 veces la generación en Argentina en el año 2020, y provendría de energías renovables y otras fuentes bajas en carbono, como la energía nuclear.**

- Biocombustibles

Los biocombustibles en el escenario Cero Neto casi cuadruplicarían su participación al año 2050. Estos cumplen la función de transición y reemplazo final en los usos finales **aprovechando la infraestructura existente, dado que el biogás (biometano) reemplaza al gas natural sin modificación tecnológica, y en el caso de los biocombustibles líquidos como el bioetanol o el biodiesel se requiere una pequeña modificación tecnológica para un participación del 100%.**

En contraposición, el uso de **biomasa tradicional -como la leña- debería dejar de usarse para el año 2030. Este es un supuesto muy fuerte dado que la demanda primaria mundial de biocombustibles fue de casi 65 EJ en 2020, de los cuales alrededor del 90% fue biomasa sólida, y aproximadamente el 40% de la biomasa sólida se utilizó en métodos de cocción tradicionales.**

Este es un ejemplo claro de la desigualdad de recursos económicos y financieros que se ven traducidos en falta de infraestructura y altos índices de pobreza, entre países y regiones, al momento de implementar políticas de reducción

de GEI. En este sentido, **el 44% de la población de Latinoamérica no cuenta con servicios de energía moderna para cocinar⁷, viéndose forzados a recurrir a la biomasa tradicional.**

- Captura de carbono

Los volúmenes de captura en el escenario Cero Neto se incrementan desde el nivel actual de alrededor de 40 Mt de CO₂ por año, aumentando a 7,6 Gt de CO₂ al año 2050. Alrededor del 95% del CO₂ total capturado en 2050 sería almacenado en formaciones geológicas, y el 5% se utilizaría para producir combustibles sintéticos.

En la Figura 7 se presenta la proyección del volumen de capturas por tipo de actividad, en donde se observa que la industria se llevaría la mayor proporción y la producción de hidrógeno se encontraría en el segundo lugar. Esta última es llamativa dado que la producción de hidrógeno es energía intensiva, y a su vez para que sea sostenible desde el punto de vista de las políticas de reducción de emisiones se requeriría invertir en captura de carbono, con lo cual su producción requiere del uso intensivo de varios recursos.

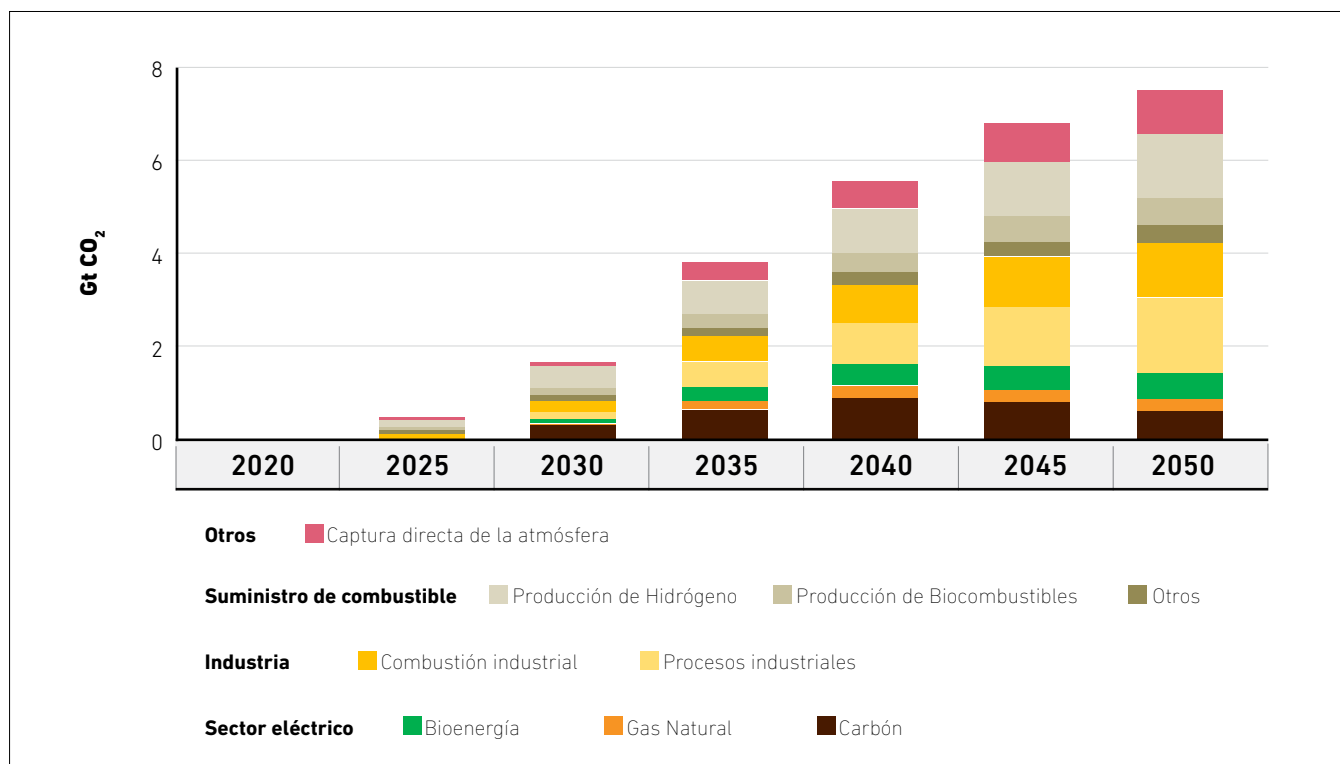


Figura 7: Captura a nivel mundial de CO₂ en el escenario Cero Neto⁴.

⁷ Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). 2020. The State of Access to Modern Energy Cooking Services. Washington, DC: World Bank.

- Energía eólica y solar

Las energías renovables, principalmente la eólica y solar para generación de energía eléctrica, serían la clave para la reducción de emisiones en el escenario Cero Neto. Pero también tienen su lugar relevante en usos finales como calor

de baja y media temperatura en la industria, calefacción de edificios y calentamiento de agua en viviendas. La Tabla 2 muestra la participación proyectada de estas tecnologías por sector.

	2020	2030	2050
Oferta Eléctrica			
Participación de renovables en la generación	29%	61%	88%
Incorporación de potencia anual (GW):			
Solar fotovoltaica	134	630	630
Eólica	114	390	350
Renovables despachables	31	120	90
Usos finales de la energía			
Participación renovable en la energía final	5%	12%	19%
Viviendas con paneles solares (millones)	25	100	240
Participación solar térmica y geotérmica en edificios	2%	5%	12%
Participación solar térmica y geotérmica en industria	0%	1%	2%

Tabla 2: Participación de energía eólica, solar y geotérmica en escenario Cero Neto⁴.

De la tabla anterior se desprende que la participación de las energías renovables en la generación total al año 2050 **sería del 88%, en donde un 68% corresponde a energía eólica y solar, 12% a hidroeléctricas, 5% a tecnologías que utilizan biocombustible, 2% a concentradores solares y un 1% a energía geotérmica.**

La Tabla 3 presenta la participación en la generación de todas las tecnologías, y se puede apreciar que la generación de todas las tecnologías que queman combustibles fósiles disminuiría salvo en aquellas que tienen sistemas de captura de carbono.

	Generación Eléctrica (GWh)				Participación %		
	2020	2030	2040	2050	2020	2030	2050
Generación total	26.788	37.316	56.553	71.164	100	100	100
Renovables	7.660	22.817	47.521	62.333	29	61	88
Nuclear	2.698	3.777	4.855	5.497	10	10	8
Basada en hidrógeno	0	875	1.857	1.713	0	2	2
Centrales con captura de carbono	4	459	1.659	1.332	0	1	2
a Carbón	4	289	966	663	0	1	1
a Gas Natural	0	170	694	663	0	0	1
Centrales sin captura de carbono	16.382	9.358	632	259	61	25	0
a Carbón	9.426	2.947	0	0	35	8	0
a Gas Natural	6.200	6.222	626	253	23	17	0
a Petróleo	756	189	6	6	3	1	0

Tabla 3: Participación de energía eólica y solar en escenario Cero Neto⁴.

De todas formas la generación con gas natural es la que más permanece en el tiempo, en parte por las menores emisiones por unidad de energía generada con ese combustible, y por otro lado por la flexibilidad de las tecnologías como las turbinas de gas, para adaptarse a las variaciones de las energías renovables intermitentes (ERI) las cuales son las de mayor participación en el escenario Cero Neto.

A su vez se espera alcanzar **una potencia instalada de almacenamiento por baterías de más de 3.000 GW al año 2050, lo que representaría el 9% de la potencia total instalada, para compensar la variabilidad de las ERI.**

Con respecto a la energía nuclear, según AIE, la participación en la generación casi se mantiene constante a lo largo del escenario, alcanzando una capacidad instalada al año 2050 de 812 GW, casi el doble que en el año 2020. Mientras que OIEA en su escenario de baja proyecta 363 GW y 715 GW para el escenario de alta.

Si bien en las sucesivas **conferencias de cambio climático en donde se han discutido mecanismos de financiamiento para tecnologías verdes, se ha excluido a la energía nuclear, los países poseedores de la tecnología la incluyen dentro de sus estrategias de reducción de GEI siendo Argentina uno de ellos.**

Durante la COP 26, el director general del OIEA Rafael Mariano Grossi dijo que está confiado en que la energía nuclear será aceptada dentro de la Taxonomía para la Inversión Sustentable de la Unión Europea. Si bien la discusión sobre si incluir a la energía nuclear continúa, **lo que ha tomado más fuerza en la COP 26 es que alcanzar el cero neto sin esta tecnología sería extremadamente difícil, mucho más caro y extendería el plazo para alcanzar las metas.**

Ahora bien está claro que el escenario Cero Neto del AIE presenta grandes desafíos de concreción, pero surge de una urgente necesidad de modificar hábitos y reemplazo tecnológico

para reducir las emisiones de GEI, al punto de minimizar los efectos negativos y mantener la chance de revertir en el largo plazo en gran medida el impacto en el medio ambiente.

Esta urgencia lleva a que los cambios se den a una velocidad mucho mayor a la observada anteriormente, los cuales se han dado por mejoras tecnológicas, competitividad de mercado o nuevas tecnologías que despiertan el interés del consumidor final. En este caso **la transición no se va a dar de forma natural, sino que va a ocurrir en muchos casos a través de legislación restrictiva en el uso de tecnologías y la realización de actividades, medidas poco felices para la sociedad las cuales conllevan generalmente un costo a pagar por el usuario, directa o indirectamente.**

Pero el tiempo no es la única variable crítica en la transición, **el costo de la misma presenta otro gran desafío, sobre todo en un mundo con profundas diferencias socioeconómicas,** con sociedades que presentan otras urgencias de muy corto plazo y requieren tanto o más recursos económicos para solucionarlas.

De todas formas ya no queda duda que el mundo se dirige en esta dirección, cada país o región lo hará en los tiempos que su coyuntura lo permita pero el rumbo ya ha sido fijado. Por lo tanto veamos a continuación cuáles son **las oportunidades y desafíos que presenta la transición energética para Argentina.**

El país en su Segunda Contribución Nacional Determinada a Nivel Nacional se comprometió a una meta absoluta e incondicional, aplicable a todos los sectores de la economía, de no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂e en el año 2030, un nivel 26% inferior a la Contribución Determinada Nacional previamente comprometida en 2016⁸. Además asumió el compromiso de presentar una estrategia que implique bajas emisiones a largo plazo, con el objetivo de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en el año 2050. Con lo cual la vara se ha colocado alta pero el país tiene potencial para alcanzarla.

⁸ <https://www.world-nuclear.org/wnn-climate-change-news/grossi-absolutely-confident-of-nuclear-s-inclusion.aspx>

⁹ Segunda Contribución Nacional Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina 2/11/2021

A continuación se analizará cómo está el país y cuáles son las perspectivas respecto a las medidas de mitigación presentadas en el escenario Cero Neto del AIE.

En cuanto a **eficiencia energética** como política de estado, esta comenzó en 1981 con la creación de la Dirección Nacional de Conservación y Nuevas Fuentes de Energía perteneciente a la Secretaría de Energía de la Nación. En 1985 se creó el Programa Integral de Conservación-URE para la Argentina, el cual incorporaba tres líneas de acción: conservación de la energía; sustitución de combustibles y; evaluación, desarrollo y aplicación de nuevas fuentes de energía.

En ese momento lo que motivaba el programa era disminuir las importaciones de combustible, y hoy en día es una razón que sigue siendo válida pero se le agrega la necesidad de reducción de GEI. Actualmente existen diversos programas llevados adelante por la Secretaría de Energía de la Nación sobre eficiencia energética, como el Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas, Etiquetado en Eficiencia Energética, el Programa de Uso Racional y Eficiente de la Energía (PROUREE) en Edificios Públicos, como también Sistemas de Gestión de la Energía en los sectores productivos y la Etiqueta vehicular.

Algunos de ellos -como el etiquetado de viviendas y de vehículos- tienen el objetivo de brindar al futuro usuario información sobre el consumo energético para que pueda realizar una comparación con otros y/o tenga noción del costo energético asociado al consumo, pero desde el punto de vista del ahorro energético para la reducción de GEI tienen poco impacto. En la práctica el consumidor puede adquirir la vivienda o el vehículo que quiera (o pueda), sea eficiente o no, dado que en este caso el etiquetado solo caracteriza el perfil de consumo y no limita la comercialización del mismo.

En cuanto al etiquetado de equipamiento del hogar u otras edificaciones se ha avanzado un poco más, dado que existe para un conjunto de artefactos eléctricos o a gas¹⁰, Estándares de Eficiencia Energética (MEPS, de sus siglas en inglés, Minimum energy performance standard) con el objetivo de que los equipos que se comercialicen en el mercado cumplan con un nivel máximo de consumo específico de energía.

Si se comparan ambos casos, es entendible que se limite la comercialización en función de la eficiencia a una cocina a gas o a un equipo de aire acondicionado, y no ocurra lo mismo con un vehículo o vivienda dado que el impacto económico en el consumidor final al pagar por mayor eficiencia entre ellos es incomparable, y no es un dato menor teniendo en cuenta la dificultad para una parte importante de la población el acceso a la vivienda propia. **Un ejemplo de esto es que el costo del m² construido se incrementaría en aproximadamente un 8% a 10% si se quiere cumplir con la Ley de la Provincia de Buenos Aires N° 13.059/03, sobre Condiciones de Acondicionamiento Térmico exigibles en la construcción de edificios¹¹.**

Por otro lado dentro del Sistema de Gestión de la Energía en los sectores productivos se encuentra en desarrollo un Balance Nacional de Energía Útil en Industrias, que incluye el relevamiento de aproximadamente 5.000 industrias representativas de todo el país. Esto dará como resultado entre otros información sobre medidas para mejorar su desempeño energético y **líneas de financiamiento para proyectos de Eficiencia Energética y Energías Renovables.**

Si bien en eficiencia energética se requiere un mayor esfuerzo para explotar todo el potencial que existe en las diferentes actividades, todos estos programas y la experiencia acumulada van a ser los pilares para alcanzar las metas.

¹⁰ <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/etiquetado-en-eficiencia-energetica>

¹¹ Políticas de eficiencia energética orientadas al sector residencial de la república argentina. revisión de trayectorias disímiles (2007-2015) Pedro Joaquín Chévez, Irene Martini, Carlos Discoli. Año 2017.

Respecto al **uso racional de la energía** la Secretaría de Energía lleva adelante una Estrategia Nacional de Educación para la Sustentabilidad Energética, dirigida a técnicos de educación, energía y ambiente de las provincias argentinas y a los docentes de todos los niveles del sistema educativo. A través de la misma, 63.000 escuelas recibieron un kit con materiales educativos sobre sustentabilidad energética, 72.000 docentes capacitados en temáticas de energía y ambiente impactados de forma

indirecta, y 130.000 alumnos impactados de forma indirecta¹².

En el caso de la **electrificación**, el país viene continuamente incrementando la participación de la energía eléctrica en los usos finales alcanzando al año 2019 (antes de la pandemia) el 21,14% de la demanda de energía final. No obstante si se observa la participación de la electricidad por sector de consumo para ese mismo año, presentado en la Tabla 4, esta varía fuertemente de sector a sector.

% al año 2019	Residencial	Comercial y Público	Transporte	Agropecuario	Industria
Participación en la Electricidad total	34,4	24,8	0,4	0,7	39,7
Energía total	26,5	8,5	33,7	6,9	24,4

Tabla 4: Participación de los sectores de consumo en el Balance Energético Nacional¹³.

De la tabla se desprende que los sectores residencial, comercial y público, e industria tienen una participación relevante en la energía eléctrica total, pero en el caso de los sectores agropecuarios y transporte es despreciable. Esto es importante sobre todo en el transporte porque no solo es el sector que menos electricidad utiliza, sino que a su vez es el sector que mayor participación tiene en la demanda de energía total, convirtiéndolo en el más relevante a la hora de generar políticas públicas para acelerar la transición energética.

En línea con esto, durante el año 2021 se presentó el Proyecto de Ley de Promoción de la Movilidad Sustentable. De aplicarse este nuevo marco legal, **se estima que para el año 2030 se generarían 12.500 puestos de trabajo en terminales automotrices, 6.000 nuevos puestos de trabajo en sectores autopartistas, 2.500 puestos de trabajo en fabricantes de baterías, acompañado por inversiones de 8.300 millones de U\$S y exportaciones por 5.000 millones de U\$S.**

El proyecto incluye beneficios para los usuarios finales como la creación de un bono verde de crédito fiscal, exención de impuestos sobre

bienes personales a los vehículos alcanzados por la norma y peajes con tarifas diferenciales.

En el país se comercializan autos eléctricos desde hace algunos años, pero las ventas están muy lejos de alcanzar el nivel de reemplazo de autos a combustión por autos eléctricos que se necesita para reducir drásticamente las emisiones. En el año 2020 se registró un incremento en el patentamiento de autos eléctricos del 53,9% respecto al año 2019. Este valor parece importante pero en términos absolutos se patentaron 2.383 vehículos, de los cuales solo 39 fueron eléctricos y el resto híbridos¹⁴.

La diferencia entre un híbrido y uno 100% eléctrico es que el primero no requiere nueva infraestructura de distribución de energía, ya que simplemente puede cargar combustible en una estación de servicio como un auto a combustión, mientras que el segundo sí la requiere y son estos los que se necesitan para alcanzar las metas de cero emisiones. La inversión para infraestructura para este tipo de vehículos no es solamente un desafío para nuestro país, en países desarrollados como Francia ocurre lo

¹²<https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/educacion-en-sustentabilidad-energetica/formacion-2018>

¹³ Balance Energético Nacional de la República Argentina, Secretaría de Energía

¹⁴ Reporte ad-hoc Electromovilidad. Un repaso por el estado de la tecnología y el mercado ACARA Enero 2021



Figura 8: Carga de vehículo eléctrico en París.

mismo, y la Figura 8 ilustra esta situación en una calle de París, donde un cable desde un tercer piso alimenta a un automóvil.

Los autos 100% eléctricos requieren de un cargador que puede estar instalado en la vivienda de su propietario y/o de cargadores públicos. Según la página electromaps.com, con datos al 6 de diciembre de 2021, en el país hay 34 cargadores distribuidos en 21 puntos de carga, y por lo observado la gran mayoría de ellos se concentran entre la Ciudad de Rosario y el AMBA. Este dato no es menor, porque si se quiere una conversión a gran escala del parque vehicular es necesario tener la infraestructura que la acompañe.

Un punto que estipula el proyecto de ley es que no se pueden comercializar vehículos nuevos a combustión interna a partir del año 2041.

Si bien parece una fecha lejana, esto tendrá un impacto en el valor de reventa de los autos a combustión el cual será importante al acercarse ese año. Esto va a impactar en forma negativa en el propietario por lo que se debería pensar un mecanismo, como por ejemplo un plan canje, en donde la depreciación de la unidad sea asumida

por parte del estado, y de esa forma ayudar al usuario a que pueda reemplazarlo por uno eléctrico.

Finalmente otro aspecto a tener en cuenta es el precio de estos vehículos dado que es el usuario final quien tiene que hacer frente a esta inversión. El auto con motor 100% eléctrico más vendido en el año 2020 fue el "Nissan Leaf" y tiene un valor de 0 km de 6,65 millones de pesos, mientras que el auto más vendido para el mismo año con motor a combustión interna fue el "Chevrolet Onix", que en su versión de mayor equipamiento 0 km tiene un valor de 2,63 millones de pesos¹⁵, menos de la mitad que el eléctrico.

Diversas proyecciones realizadas por fabricantes automotrices mencionan que en el corto o mediano plazo los autos eléctricos van a costar lo mismo que los de motor a combustión por su producción a gran escala, y si además se logra a través de la Ley de Movilidad Sustentable que Argentina tenga una industria nacional de vehículos eléctricos como la que se quiere alcanzar, entonces es probable que eso ocurra, pero mientras tanto el auto eléctrico sigue siendo de difícil acceso para la mayoría de la población que puede comprar un auto.

¹⁵ Guía Oficial de Precios de Autos de ACARA al 16/11/2021

Un factor que puede ser clave para que el auto eléctrico sea competitivo en el mercado argentino, es el aprovechamiento de las reservas nacionales de litio que posee el país, que junto con Bolivia y Chile integran **el triángulo del litio**, presentado en la Figura 9.



Figura 9: Triángulo del litio.

Fuente: Servicio Geológico de EE. UU. (USGS).

Según datos de 2018 del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), alrededor del 67% de las reservas probadas de litio, y cerca de la mitad de la oferta global, se concentra en ese área. Argentina cuenta con 1/7 de las reservas, ubicándola en la cuarta posición a nivel mundial, y aporta cerca de 1/6 de la producción total, colocándola en la tercera posición del ranking global¹⁶, con lo cual el paso lógico siguiente dado el contexto de transición energética es empezar a producir la baterías de litio en el país.

Respecto a esto, se está construyendo la primera fábrica de baterías **con el acuerdo reciente de**

inversión conjunta por 500 millones de pesos entre el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación, la Universidad Nacional de La Plata, la compañía tecnológica de YPF, y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas, para la adecuación de edificios, provisión de servicios y la compra de equipamiento para la futura planta que estará emplazada en el municipio bonaerense de Berisso. Si en el futuro se llegara a escalar la capacidad productiva de baterías nacionales, se estaría en una buena posición competitiva a nivel internacional a la vez que acompañaría a las políticas nacionales de reducción de GEI.

¹⁶ Litio en Argentina, oportunidades y desafíos para el desarrollo de la cadena de valor. Andrés López, Martín Obaya, Paulo Pascuini, Adrián Ramos.BID.

Pero electrificar los usos finales de la energía es una parte de la ecuación, la otra es incrementar la oferta de energía eléctrica con tecnologías que no emitan GEI a la atmósfera. En ese sentido las **energías renovables** entran en escena.

Argentina viene impulsando un incremento de las energías renovables para la generación de energía eléctrica, a través de las leyes N° 26.190

y N° 27.191 siendo la segunda una modificación de la primera, promulgadas en los años 2006 y 2015 respectivamente.

Gracias a eso en el año 2020 la participación de estas tecnologías alcanzó el 9,5% de participación en la generación eléctrica, como se puede apreciar en la Figura 10.

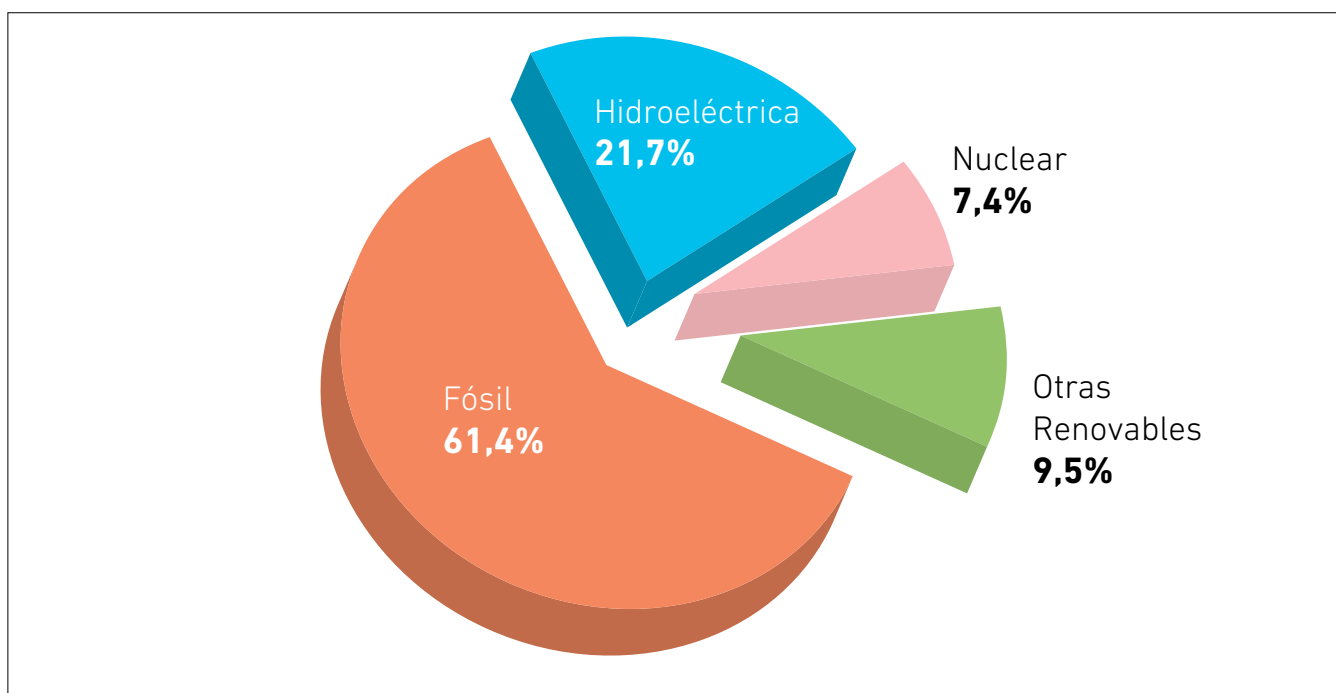


Figura 10: Generación de energía eléctrica nacional por fuente¹⁷.

Es importante aclarar que las leyes mencionadas, si bien son de fomento de las “energías renovables”, en realidad son leyes de fomento de lo que se denomina “energías verdes”.

La generación de Otras Renovables, mencionada en la figura, comprende la generación eólica, fotovoltaica, hidroeléctricas de hasta 50 MW, y de centrales a biogás y biomasa, tal y como está definido en la Ley N° 27.191/2015. No obstante, esta deja afuera a las grandes hidroeléctricas.

Las grandes centrales hidroeléctricas utilizan energía renovable, pero quedan fuera de la definición de energías verdes debido a la industrialización y la deforestación involucradas

en el proceso de construcción de los grandes proyectos de represas hidroeléctricas.

Las definiciones sobre cada tipo de tecnología o fuente energética tienen como fin limitar a quién se le otorga financiamiento o se la promueve a través de exenciones fiscales a la actividad entre otras. Lo cierto es que Argentina en 2020 generó un 31,2% con energías renovables y, si se le suma la energía nuclear, un 38,6% de oferta eléctrica sin emisiones de GEI.

La Ley N° 27.191/2015 establece un cronograma de participación de las energías renovables “energías verdes” a alcanzar indicando que al 31 de diciembre de 2025 la participación

¹⁷SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA. CNEA diciembre 2020.

debería ser del 20%, lo que parece difícil de concretar. En este sentido, **al 31 de diciembre de 2021 se debería alcanzar el 16% y, por lo observado con lo acumulado del año hasta octubre, la participación ha sido del 12,2%.**

Aunque no se esté cumpliendo con los cronogramas establecidos en la ley, es una realidad que a partir del año 2018 la incorporación de potencia renovable ha crecido a pasos agigantados.

No obstante para transportar la energía generada por un parque eólico desde la Patagonia o un parque solar desde el Noroeste del país hasta el AMBA, donde se encuentra la mayor demanda de energía eléctrica del país, se requieren nuevas líneas de transporte de alta tensión, ya que desde el año 2015 al 2018 su longitud no ha variado manteniéndose constante en 14.756 km¹⁸. Esto es un limitante fuerte a la expansión de las energías renovables y si bien con el Plan Quinquenal Federal III de Redes Eléctricas lanzado en 2020 se busca resolver esta situación, el tiempo perdido y el que se tarda en construir nuevas líneas demorará la concreción del cronograma planteado.

De todas formas, el recurso renovable (y particularmente eólico) que tiene el país debe ser aprovechado. **Los parques eólicos instalados en la Patagonia alcanzaron durante el año 2020 un factor de operación promedio del 48,7%, siendo el promedio mundial 25,9% durante el año 2019**¹⁹. Y si a su vez se complementa a la buena disponibilidad del recurso con industria nacional de aerogeneradores, se genera una sinergia sumamente positiva para Argentina.

Esta ventaja fue identificada por la empresa australiana Fortescue Future Industries para producir en el país **hidrógeno verde** (verde por ser producido con electricidad generada a partir de fuentes renovables).

La etapa piloto del plan iniciará en 2022 y finalizará en 2024, en donde se prevé producir

unas 35.000 toneladas de hidrógeno, y durante la segunda etapa que se extendería hasta 2028 se producirían 215.000 toneladas. Un vehículo tiene un consumo medio de hidrógeno de 0,9 kg/100 km con lo cual la producción equivale a recorrer entre 38,9 y 238,9 millones de km. El proyecto original contempla la producción para exportación, pero la comercialización dentro del país podría llevarse a cabo a futuro.

En cuanto a la generación de electricidad sin emisiones de GEI, Argentina cuenta con **energía nuclear**, lo que da una gran ventaja frente al cambio climático sobre aquellos países que no la tienen.

Si bien la primera central nuclear de potencia en operar en el país fue Atucha I en el año 1974, la experiencia nacional en el tema comienza mucho antes ya que en 1950 se crea la Comisión Nacional de Energía Atómica.

En este punto Argentina encuentra una ventaja, ya que se tarda unos 15 años desde el momento en el que un país decide evaluar la opción nuclear, hasta que está en condiciones de operar una central de este tipo²⁰. Esto incluye el proceso de evaluación de las tecnologías de centrales y su ciclo de combustible, la evaluación del sitio de emplazamiento, y la conformación de un organismo regulador de la actividad, entre otros.

Gracias a haber elegido la opción nuclear varias décadas atrás, hoy en día el país posee tres centrales nucleares en operación y una en construcción (el CAREM25, de diseño nacional, que entraría en operación antes del 2030). Además se encuentra en negociaciones para la construcción de dos centrales con la República Popular China, que entrarían en operación luego del 2030, reforzando la oferta de energía eléctrica con energía confiable y sin emisiones de GEI.

La Figura 11 presenta el aporte a la reducción de GEI por parte de la energía nuclear y las renovables en el país en los últimos años.

¹⁸ Presentación del Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética-S.E.-Junio 2020.

¹⁹ <https://www.irena.org/wind>

²⁰ Los pilares de un programa nuclear. Boletín Energético CNEA N° 26.

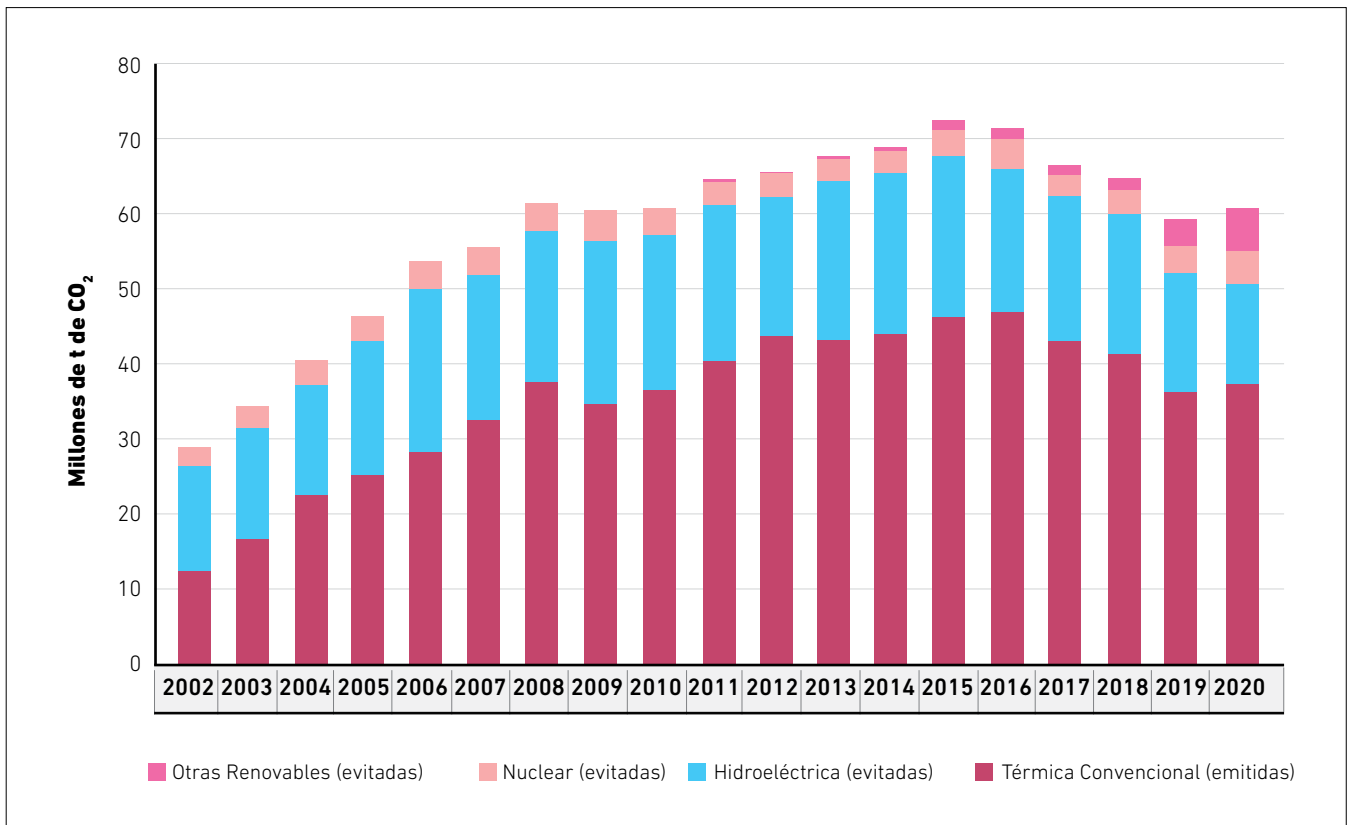


Figura 11: Emisiones evitadas y emitidas por tecnología.

El hecho de que se esté construyendo una central nuclear de diseño nacional ubica además al país en una posición de futuro exportador de la tecnología, con lo que no solo disminuye sus emisiones de GEI sino que también podrá ayudar a reducir las mediante tecnología de punta en otros países.

Otra herramienta con la que cuenta el país son los **biocombustibles**. En 2019 la producción de Argentina representó el 5,34% de la producción mundial de biodiesel y el 1,01% de la producción mundial de bioetanol, que si bien no parece una participación relevante, ubican al país en el puesto 5^{to} y 8^{vo}, respectivamente²¹.

La producción de biocombustibles tuvo desde sus inicios una lógica de exportación, pero en el año 2006 se aprobó la Ley N° 26.093 de "Régimen de Regulación y Promoción para la Producción y Uso Sustentables de Biocombustibles", la cual asignaba el grado de mezcla entre combustibles fósiles y biocombustibles para uso automotor.

Originalmente el porcentaje de biocombustibles en la mezcla era del 5%, pero a partir del año

2013 a través de la Resolución N° 1.125/2013 de la Secretaría de Energía, la mezcla de biodiesel se elevó a un mínimo del 10%, y posteriormente a través del Decreto N° 543/2016 del Poder Ejecutivo Nacional el porcentaje de bioetanol en su mezcla con las naftas de uso automotor se elevó al 12%.

El incremento que se dio en el corte en el año 2013 se debió a que la Comisión Europea impuso en mayo de 2013 derechos provisorios antidumping contra el biodiesel argentino a una tasa promedio del 8%, lo que significó una barrera al comercio y una drástica reducción de las exportaciones. Por este motivo, se tomó la decisión de incrementar el consumo interno para proteger la actividad. La Figura 12 muestra la evolución de la producción de biodiesel en el país, en donde se observa la disminución en el año 2013 por lo explicado anteriormente, y el descenso en la producción en 2015 debido a la baja internacional del precio del petróleo, que comenzó a fines del año 2014 provocando un desfase de los precios relativos del gasoil y el biodiesel argentino, lo que generó una disminución en la exportación.

²¹ eia.gov international statistic data

Evolución de la producción de biodiesel en Argentina

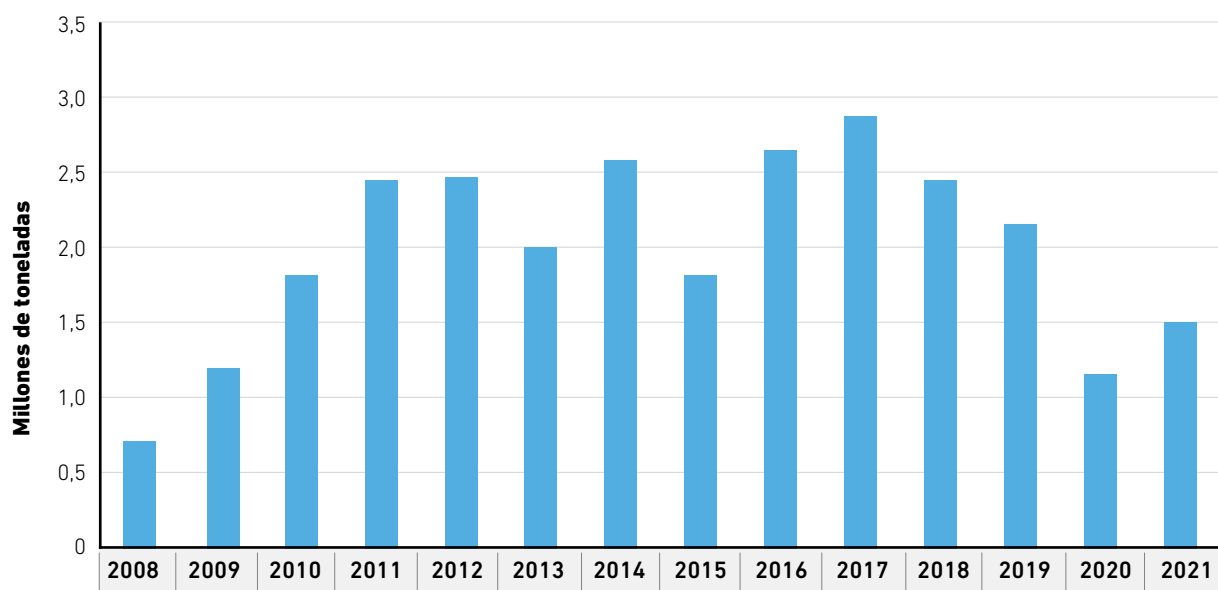


Figura 12: Producción nacional de biocombustible 2008-2021.

Fuente: Secretaría de Energía.

Los datos correspondientes al año 2020 y 2021 son provisorios, pero se aprecia el impacto de las medidas de prevención de contagios por Covid-19 en el año 2020, como también la recesión que comenzó a mediados de 2018.

Hoy en día, al parecer, se vuelve a la lógica exportadora inicial, dado que a través de la Ley N° 27.640 del año 2021 se redujo el corte de biodiesel a un porcentaje obligatorio del 5%, manteniendo a su vez el corte del 12% para el caso del bioetanol.

Pero más allá de las condiciones externas e internas del mercado, el país cuenta con una industria con experiencia y con los recursos naturales necesarios para explotar mucho más esta actividad. El potencial de producción con materia prima disponible de biodiesel es de 9 millones de m³, casi el doble de la capacidad instalada al 2021 (5 millones de m³) pudiéndose alcanzar un corte teórico del 45% de la demanda

de gasoil al 2030. Y en cuanto al bioetanol se podría alcanzar al 2030 el 19,7% o el 9,1% de corte en naftas producidos a partir de almidón de maíz o caña de azúcar respectivamente²². La ventaja que tienen los biocombustibles frente a los combustibles fósiles como el gasoil y naftas es que tienen un factor de emisión tres veces menor durante su ciclo de vida.

Por último y no menos importante, Argentina cuenta con la segunda reserva de **shale gas** más grande del mundo²³, equivalente al consumo de 400 años en nuestro país.

El gas, al ser su combustión menos contaminante que los combustibles fósiles líquidos y el carbón, es una excelente opción para el reemplazo de estos durante la transición energética, y por este motivo es parte de la estrategia global de reducción de GEI en el mundo.

²² El potencial de los biocombustibles argentinos para contribuir al cumplimiento de las contribuciones de Argentina en el marco del Acuerdo de París. Jorge A. Hilbert, Luciano Caratori.

²³ Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States – JUNIO 2013

Para el país no solo es una ventaja, sino también una oportunidad, el hecho de exportar a los principales importadores de GNL, como Japón, China, Corea del Sur, India, y países de la Unión Europea. Las importaciones de dichos países no solo se han incrementado en los últimos años, sino que las proyecciones muestran que dicha tendencia se mantendrá, como puede observarse en la Figura 13.

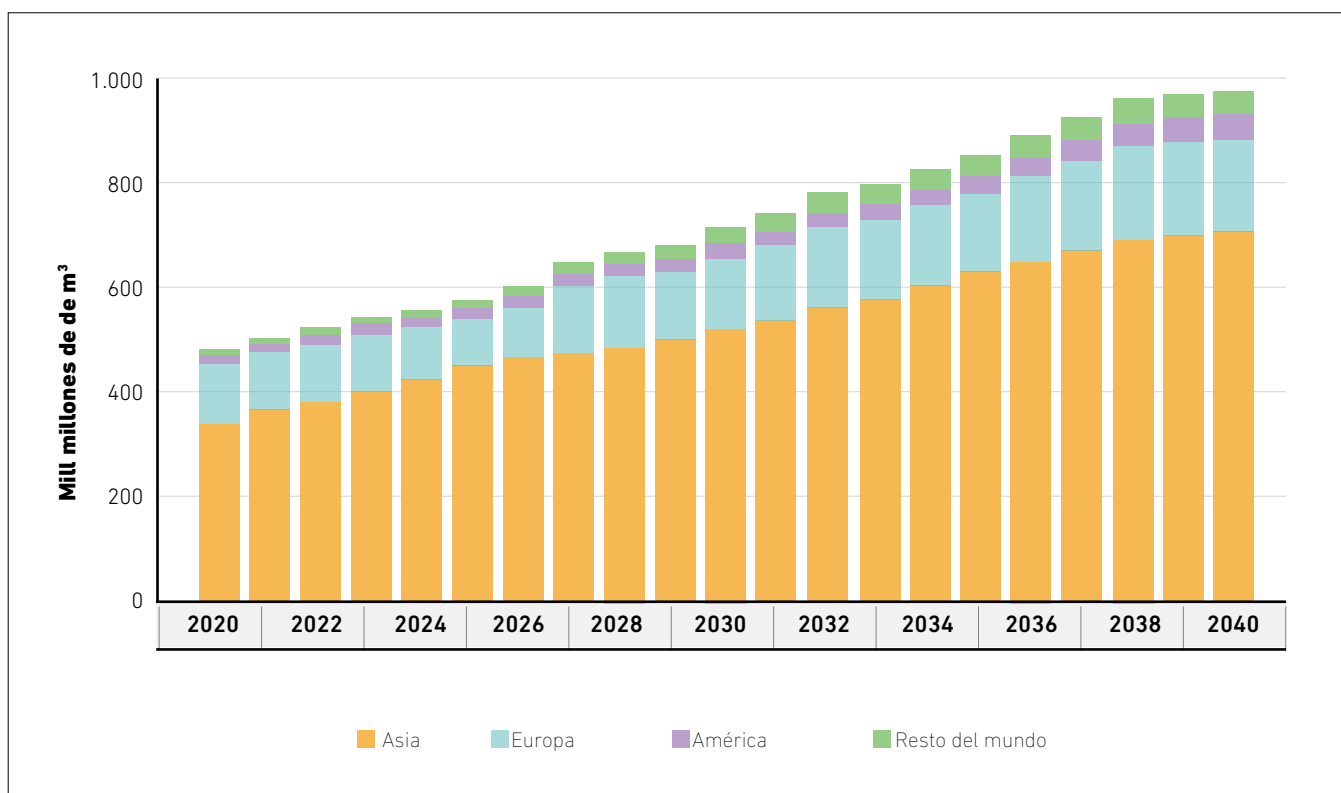


Figura 13: Proyección de importación de GNL por región 2020-2040²⁴.

A nivel nacional, más allá de la gran penetración que ha tenido el gas natural iniciado a fines de los '70 con el descubrimiento de Loma la Lata, en la actualidad se está impulsando su uso habilitando en vehículos de gran porte de producción nacional como micros de pasajeros o camiones, a través de la Resolución N° 432/2021 del ENARGAS.

Comentarios finales

Ahora bien, como se vio a lo largo del análisis es imperativo que el mundo gire hacia políticas de sustentabilidad, la cual como base para el desarrollo de la sociedad no tiene discusión, pero suele enfrentarse a problemas de urgencia. En pocas palabras sustentabilidad es enseñarle a una persona a cultivar la tierra para que tenga alimento a futuro sin depredar los recursos

naturales, mientras que la urgencia es esa misma persona diciendo hoy que lleva días mal alimentado. Las políticas deben incluir programas que atiendan ambas realidades a la vez, pero los recursos son finitos y ahí es cuando surge el problema para la sustentabilidad, dado que la urgencia tiene prioridad.

El cambio climático viene a profundizar estas urgencias, y a la vez reduce los tiempos para implementar políticas sustentables. Argentina tiene recursos naturales y humanos para hacer frente al cambio climático, y la transición energética ofrece una oportunidad para mejorar la situación económica de la sociedad en base al desarrollo de los sectores productivo, científico y tecnológico.

²⁴ Shell LNG Outlook 2021

Bibliografía

- <https://news.un.org/es/story/2020/11/1484462>
- Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (2020). Informe sobre la brecha en las emisiones del 2020.
- <https://www.unep.org/interactive/emissions-gap-report/2019/>
- IEA, CO2 emissions in World Energy Outlook scenarios over time, 2000-2050, IEA, Paris <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/co2-emissions-in-world-energy-outlook-scenarios-over-time-2000-2050-and-corresponding-global-temperature-rise-in-2100>
- Adaptado de OurWorldData.org/energy
- British Petroleum Statistical Review of World Energy 2020.
- Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP). 2020. The State of Access to Modern Energy Cooking Services. Washington, DC: World Bank.
- <https://www.world-nuclear.org/wnn-climate-change-news/grossi-absolutely-confident-of-nuclear-s-inclusion.aspx>
- Segunda Contribución Nacional Determinada a Nivel Nacional de la República Argentina 2/11/2021
- <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/etiquetado-en-eficiencia-energetica>
- Políticas de eficiencia energética orientadas al sector residencial de la república argentina. revisión de trayectorias disímiles (2007-2015) Pedro Joaquín Chévez, Irene Martini, Carlos Discoli. Año 2017.
- <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/educacion-en-sustentabilidad-energetica/formacion-2018>
- Balance Energético Nacional de la República Argentina, Secretaría de Energía
- Reporte ad-hoc Electromovilidad. Un repaso por el estado de la tecnología y el mercado ACARA Enero 2021
- Guía Oficial de Precios de Autos de ACARA al 16/11/2021
- Litio en Argentina, oportunidades y desafíos para el desarrollo de la cadena de valor. Andrés López, Martín Obaya, Paulo Pascuini, Adrián Ramos. BID.
- SÍNTESIS DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA DE LA REPÚBLICA ARGENTINA. CNEA diciembre 2020.
- Presentación del Programa Federal Quinquenal de expansión de obras de Infraestructura Energética-S.E.-Junio 2020.
- <https://www.irena.org/wind>
- Los pilares de un programa nuclear. Boletín Energético CNEA N° 26.
- eia.gov international statistic data
- El potencial de los biocombustibles argentinos para contribuir al cumplimiento de las contribuciones de Argentina en el marco del Acuerdo de París. Jorge A. Hilbert, Luciano Caratori.
- Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States – JUNIO 2013
- Shell LNG Outlook 2021

Síntesis Nuclear

Novedades Nucleares Internacionales

• ALEMANIA DESCONECTÓ TRES DE SUS ÚLTIMAS SEIS CENTRALES NUCLEARES:

El viernes 31 de diciembre del 2021 Alemania cerró tres de sus últimas seis centrales nucleares, un paso más para completar su retirada de la energía nuclear mientras se centra en las energías renovables.

Los reactores de Brokdorf (PWR de 1.410 MW), Grohnde (PWR de 1.360 MW) y Gundremmingen-C (BWR de 1.288 MW), gestionados por las empresas de servicios públicos EON y RWE, se apagaron el viernes después de tres décadas y media de funcionamiento, mientras que las tres últimas centrales nucleares Isar 2, Emsland y Neckarwestheim II se apagarán a finales de 2022.

El cierre de una energía considerada limpia y barata por algunos es un paso irreversible para la mayor economía de Europa, que se enfrenta a ambiciosos objetivos climáticos y al aumento de los precios de la electricidad.

El nuevo Gobierno, que tiene previsto intensificar los esfuerzos de protección del clima, mantuvo la eliminación de la energía nuclear en su acuerdo de coalición.

Se espera que el desmantelamiento finalice en 2040.

• BÉLGICA ABANDONA LA ENERGÍA NUCLEAR

El Gobierno belga acordó en principio el cierre de sus centrales nucleares para 2025, pero dejó abierta la posibilidad de prolongar la vida de dos reactores si no puede garantizar el suministro de energía de otra manera.

La coalición de siete partidos ha luchado durante meses con el tema, ya que los Verdes se mostraron inflexibles a la hora de respetar una ley de 2003 que establecía una salida nuclear, mientras que los liberales francófonos eran partidarios de prolongar la vida de los dos reactores más nuevos.

El gobierno había dado un plazo de finales de 2021 para resolver el asunto.

Las dos centrales nucleares belgas, con siete reactores en total, son dirigidas por la compañía francesa Engie y representan casi la mitad de la producción eléctrica del país.

Tras las conversaciones mantenidas, los ministros llegaron a un acuerdo por el que la última central nuclear existente debería cerrar en 2025, uniéndose a otros países como Alemania.

La salida nuclear prevista comenzará con el cierre de un reactor el 1 de octubre de 2022. El desmantelamiento, que incluye la retirada de todo el material radiactivo y la demolición de los edificios, deberá estar terminado en 2045.

• FINLANDIA ESTRENA SU NUEVA CENTRAL NUCLEAR CON 13 AÑOS DE RETRASO Y UN SOBRECOSTO DE 11.000 MILLONES

La compañía eléctrica finlandesa Teollisuuden Voima Oy (TVO) ha puesto en marcha el martes 21/12/2021 su nuevo reactor nuclear Olkiluoto 3 (OL3), lo que supone un paso previo a la culminación de un proyecto que acumula no solo 13 años de retraso sino sobrecostos multimillonarios.

OL3, construido por un consorcio formado por el grupo francés Areva y el alemán Siemens, es el quinto reactor nuclear del país nórdico y, una vez alcance su pleno funcionamiento, generará cerca del 14% de la electricidad de Finlandia.

La nueva planta, con una potencia de 1.650 megavatios (MW), comenzará a generar electricidad al 30% de su capacidad a finales del próximo enero (aproximadamente 500 MW) y aumentará gradualmente su potencia hasta alcanzar la producción regular en junio de 2022.

OL3 refleja un fuerte profesionalismo nuclear y la voluntad de hacer realidad el mayor acto en favor del clima de Finlandia.

Las obras de construcción se iniciaron en 2005. Entonces, Olkiluoto 3 simbolizó el inicio de una nueva era en la generación de energía atómica, al incorporar el primer Reactor Europeo Presurizado (EPR) del mundo. Se trataba de la primera central nuclear que se construía en un país occidental desde la catástrofe de Chernobil (Ucrania) de 1986, que llevó a muchos gobiernos a aprobar el cierre paulatino de sus plantas atómicas.

Pasaron los años desde el accidente y el cambio climático volvió a poner sobre la mesa la alternativa nuclear por su eficiencia energética y sus reducidas emisiones de CO₂; países como Francia, Reino Unido y China optaron por construir nuevas centrales atómicas con tecnología EPR.

• QATAR INVERTIRÁ EN LOS MINIRREACTORES DE ROLLS-ROYCE Y TENDRÁ UN 10% DE PARTICIPACIÓN EN EL NEGOCIO

El monto de la inversión qatarí, acordado con la multinacional británica, ronda los 112,5 millones de dólares en su proyecto SMR de desarrollo de minirreactores nucleares.

Según el acuerdo, alcanzado el 20/12/2021, el fondo soberano de la monarquía árabe asumirá una participación del 10% en el negocio del sector de energía con bajas emisiones de carbono de la multinacional británica.

El brazo nuclear del consorcio cuenta ahora con una financiación total de casi 646,5 millones de dólares, de los cuales el Gobierno británico prometió aportar más de la mitad, conforme a la información difundida a comienzos de noviembre pasado.

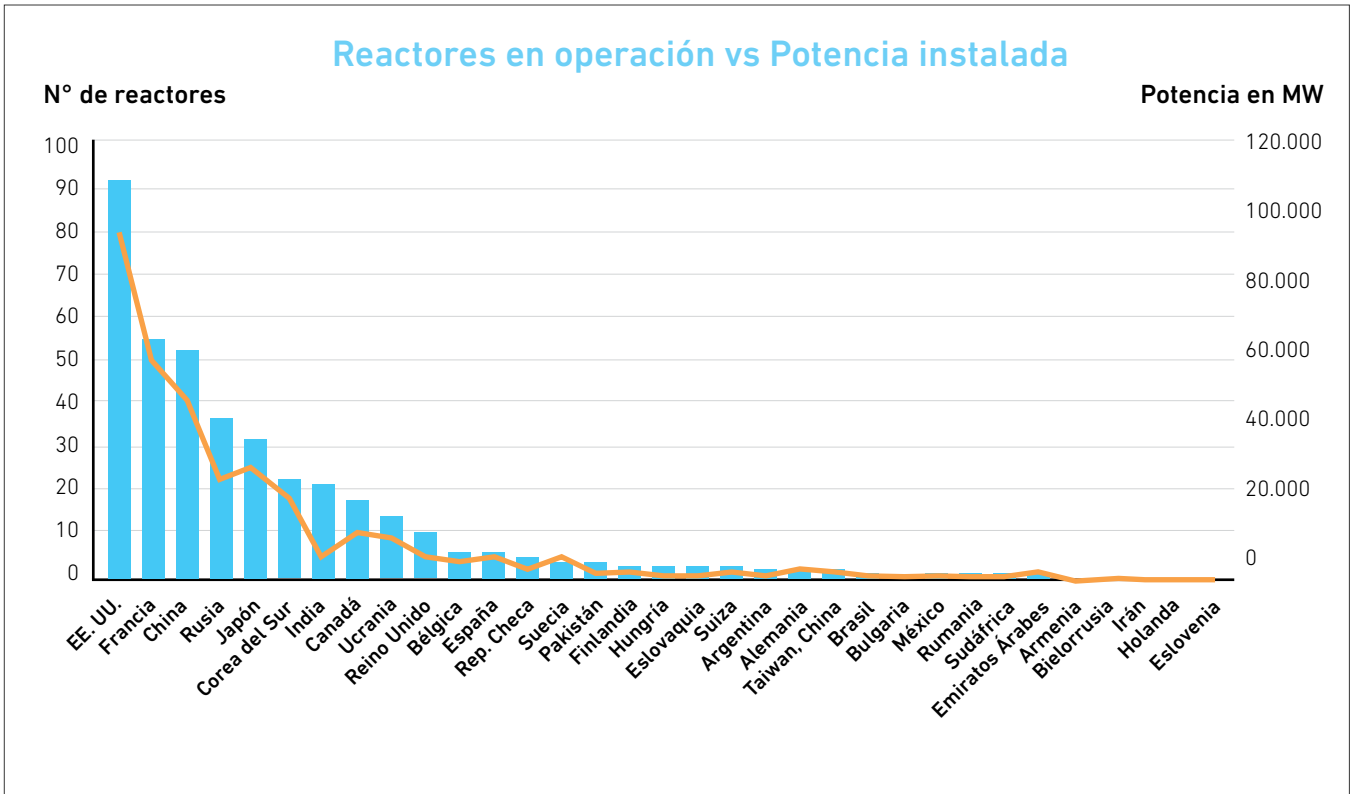
Los minirreactores que planea construir Rolls-Royce son instalaciones relativamente pequeñas, de un área equivalente a dos campos de fútbol, una décima parte del tamaño de una planta nuclear normal. Al mismo tiempo, cada uno será capaz de abastecer de energía a un millón de hogares, según las estimaciones.

Dada por terminada la búsqueda de la financiación, se espera que el ambicioso proyecto haga posible la entrega de los primeros reactores en la próxima década y que cree cerca de 40.000 puestos de trabajo en Reino Unido para el año 2050.

Resumen año 2021

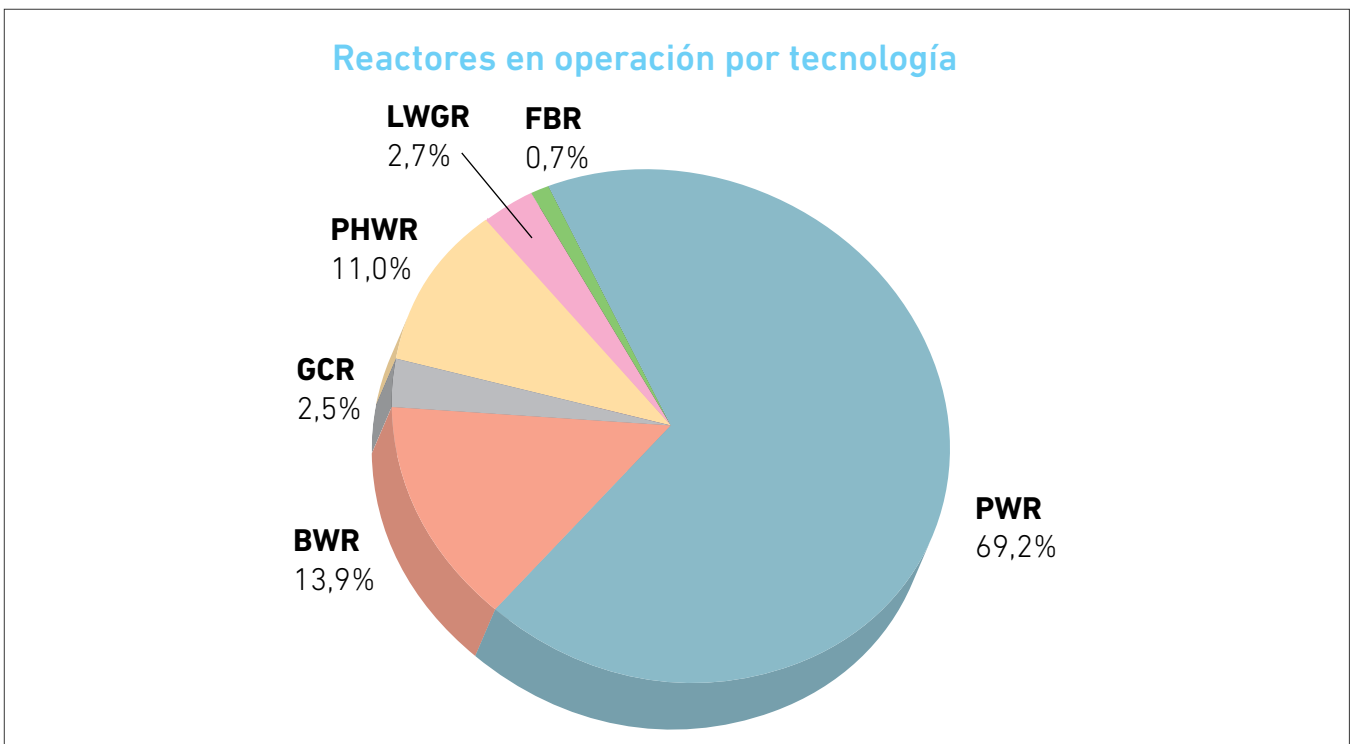
Reactores nucleares en operación

A diciembre de 2021 se encuentran operables 439 reactores de generación nucleoeléctrica en 32 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 390.624 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoeléctrica por país.



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2021.

A continuación se presenta la participación de cada tecnología en los reactores en operación.



Nuevas Conexiones a la Red

En el año 2021 a nivel mundial comenzaron a operar seis reactores, de los cuales tres fueron construidos en China, uno fue hecho en Pakistán, otro en Emiratos Árabes Unidos y el restante en India. En total se adicionaron 5.250 MWe de potencia nueva instalada. El reactor de Emiratos Árabes es el segundo en entrar en operación en el país.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha
BARAKAH-2	1.345	PWR	APR-1400	EMIRATOS ÁRABES	14/09/2021
HONGYANHE-5	1.061	PWR	ACPR-1000	CHINA	25/06/2021
KAKRAPAR-3	630	PHWR	PHWR-700	INDIA	10/01/2021
KANUPP-2	1.014	PWR	ACP-1000	PAKISTÁN	18/03/2021
SHIDAO BAY-1	200	HTRG	HTR-PM	CHINA	20/12/2021
TIANWAN-6	1.000	PWR	CNP-1000	CHINA	11/05/2021

Centrales Cerradas

En relación a los cierres de instalaciones nucleoelectricas, se detuvo definitivamente la operación de nueve unidades. De ellas, tres corresponden a Alemania, tres a Reino Unido y las otras tres unidades en EE.UU, Pakistán y Taiwán (China), **resultando en un total de 7.743 MWe** de potencia que salió de servicio.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha
BROKDORF	1.410	PWR	PWR	ALEMANIA	31/12/2021
GROHNDE	1.360	PWR	PWR	ALEMANIA	31/12/2021
GUNDREMMINGEN-C	1.288	BWR	BWR-72	ALEMANIA	31/12/2021
DUNGENESS B-1	545	CGR	AGR	REINO UNIDO	7/06/2021
DUNGENESS B-2	545	CGR	AGR	REINO UNIDO	7/06/2021
HUNTERSTON B-1	490	CGR	AGR	REINO UNIDO	26/11/2021
KANUPP-1	90	PHWR	CANDU-137 MW	PAKISTÁN	1/08/2021
KUOSHENG-1	985	BWR	BWR-6	CHINA	28/12/2021
INDIAN POINT-3	1.030	PWR	WH 4LP (DRYAMB)	EE.UU.	28/04/2021

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, **se comenzaron en el año 2021 las obras de siete nuevas unidades**, cinco ubicadas en China, una en Turquía y otra en Rusia. Cabe destacar que, en el caso de Turquía, se comienza la construcción del tercer reactor en el país, lo cual reafirma su compromiso por seguir apostando a la tecnología nuclear. **Con estos reactores se espera adicionar 6.902 MWe** de nueva potencia nucleoelectrica, donde se destaca que seis son del tipo PWR, uno del tipo FBR de 300 MW y ningun PHWR.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha
AKKUYU-3	1.114	PWR	VVER V-509	TURQUÍA	10/03/2021
BREST-OD-300	300	FBR	BREST-OD-300	RUSIA	8/06/2021
CHANGJIANG-3	1.000	PWR	HPR1000	CHINA	31/03/2021
CHANGJIANG-4	1.000	PWR	HPR1000	CHINA	28/12/2021
SANAOCUN-2	1.117	PWR	HPR1000	CHINA	30/12/2021
TIANWAN-7	1.171	PWR	VVER-1200/V491	CHINA	19/05/2021
XUDABU-3	1.200	PWR	VVER-1200/V491	CHINA	28/07/2021

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 previos pueden ser consultados en números anteriores 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	78,28	81,40	59,48**	2.482.400	4.677.691	3.881.992	11.042.083	71,50

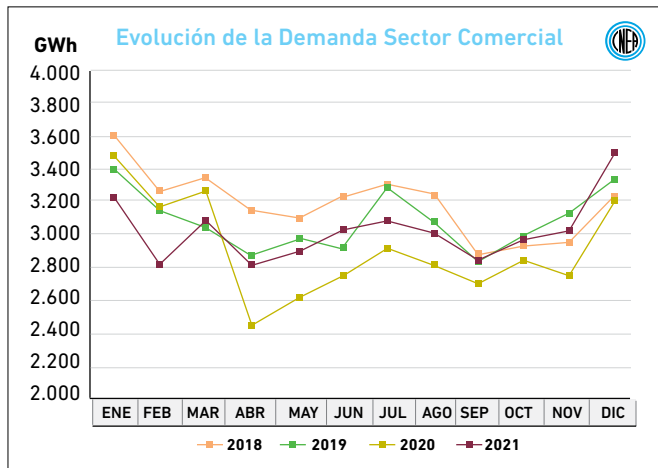
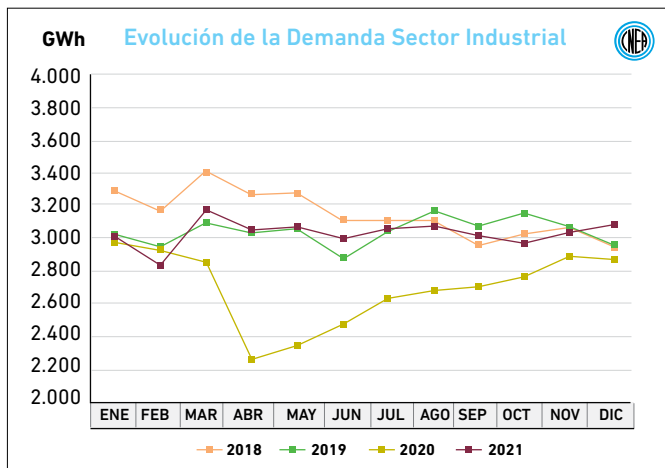
*Nota I: El valor de la Central Nuclear de Embalse es 0 ya que esta se encontraba desde el 1 de enero del 2016 fuera de servicio para la realización de las modificaciones que provocaron su Extensión de Vida.

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

Demanda de Energía Eléctrica

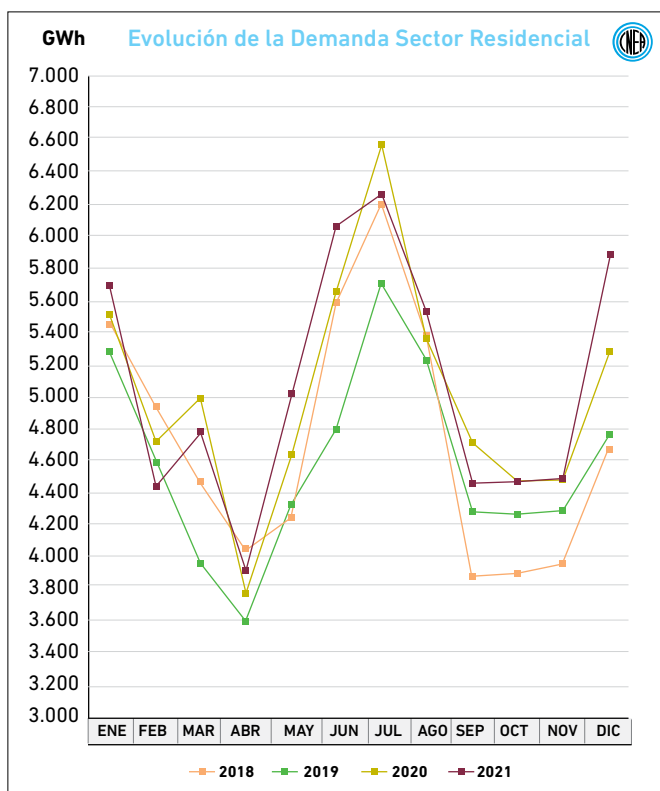


La demanda del país del segundo semestre del año 2021 es 5,5% superior al igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la demanda de energía eléctrica por sectores y regiones de consumo durante los meses corridos del año 2021 y de los últimos tres años.

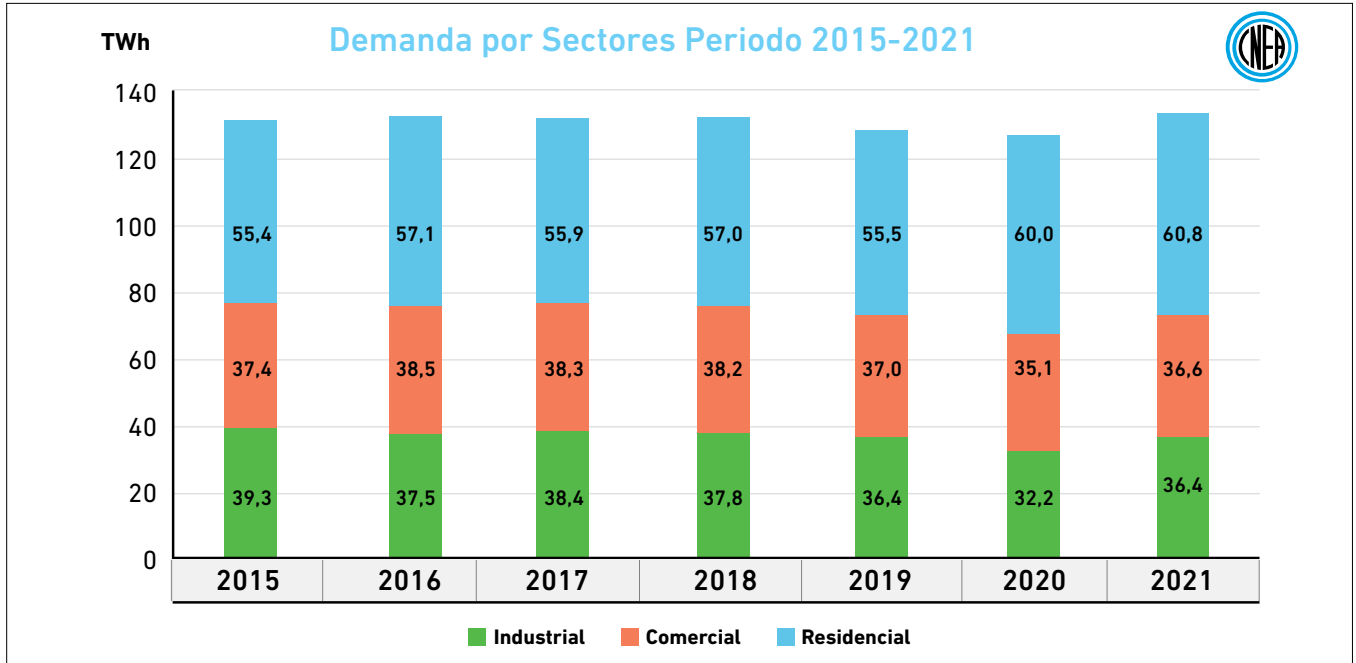


Como puede apreciarse en las figuras la demanda del sector industrial mantiene la tendencia estacional, pero en marzo ya supera al valor de los dos últimos años y desde allí se mantiene entre los valores del año 2019 y 2018 prepandemia hasta finalmente en diciembre superar a ambos años. Por su parte la demanda comercial obtuvo los valores más bajos de los últimos cuatro años para los dos primeros meses del año, pero luego se mantiene la forma estacional en valores cercanos al 2019 y al igual que el sector industrial en el mes de diciembre obtiene el valor más alto de los últimos cuatro años.

La demanda residencial en cambio, presentó su tendencia estacional característica pero en más de la mitad del año presentó los mayores valores de los últimos cuatro años debido a que parte de la población todavía realiza sus actividades laborales desde sus hogares.

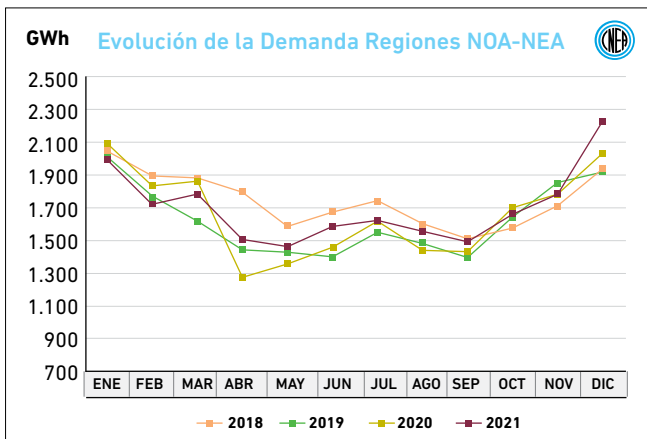


A continuación se presenta la demanda por sectores en el periodo comprendido entre los años 2015 al 2021.

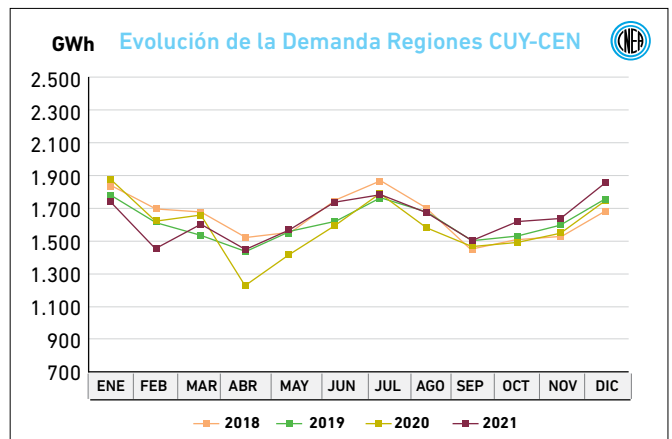


Como puede observarse en la Figura anterior hubo un crecimiento frente al año anterior de la industria y el sector comercial.

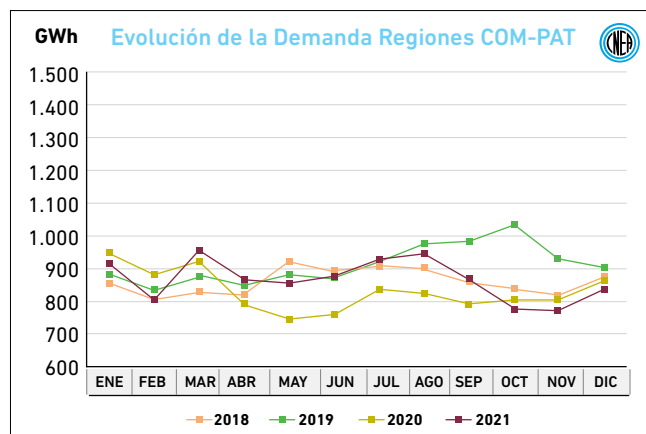
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2021 y de los tres últimos años. Como puede observarse en las figuras todas las demandas menos las del Comahue y Patagonia tienen valores similares o superiores a los años de prepandemia. En el caso de Comahue y Patagonia se observa una caída en los últimos tres meses del año presentando los menores valores de los últimos cuatro años.



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

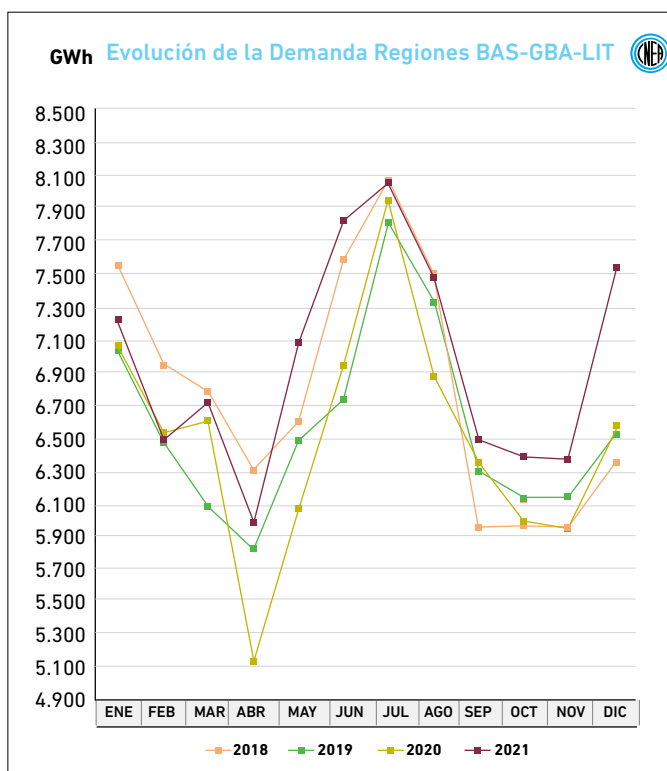


Nota: **CUY:** Cuyo; **CEN:** Centro.



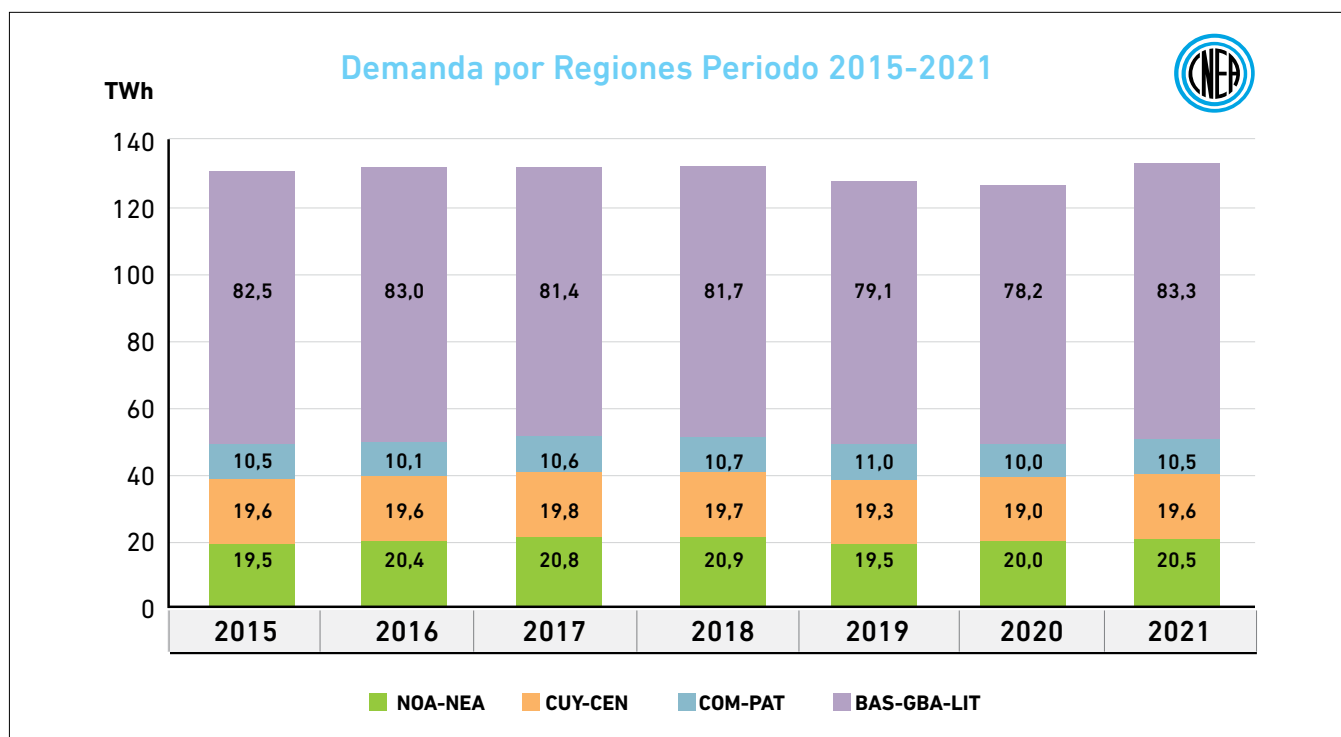
Nota: **COM:** Comahue; **PAT:** Patagonia.

Es de destacar también el valor registrado para el mes de diciembre en la GBA-BA-LIT superando ampliamente a de los últimos cuatro años, lo que se debe principalmente a las altas temperaturas registradas hacia fines de diciembre.



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

En la siguiente figura se presenta la evolución de la demanda por regiones para el periodo 2015 a 2021.



Como se aprecia en la figura anterior, los valores registrados del año 2021 son los mayores de los últimos seis años con un crecimiento en las regiones de GBA-BA-LIT.

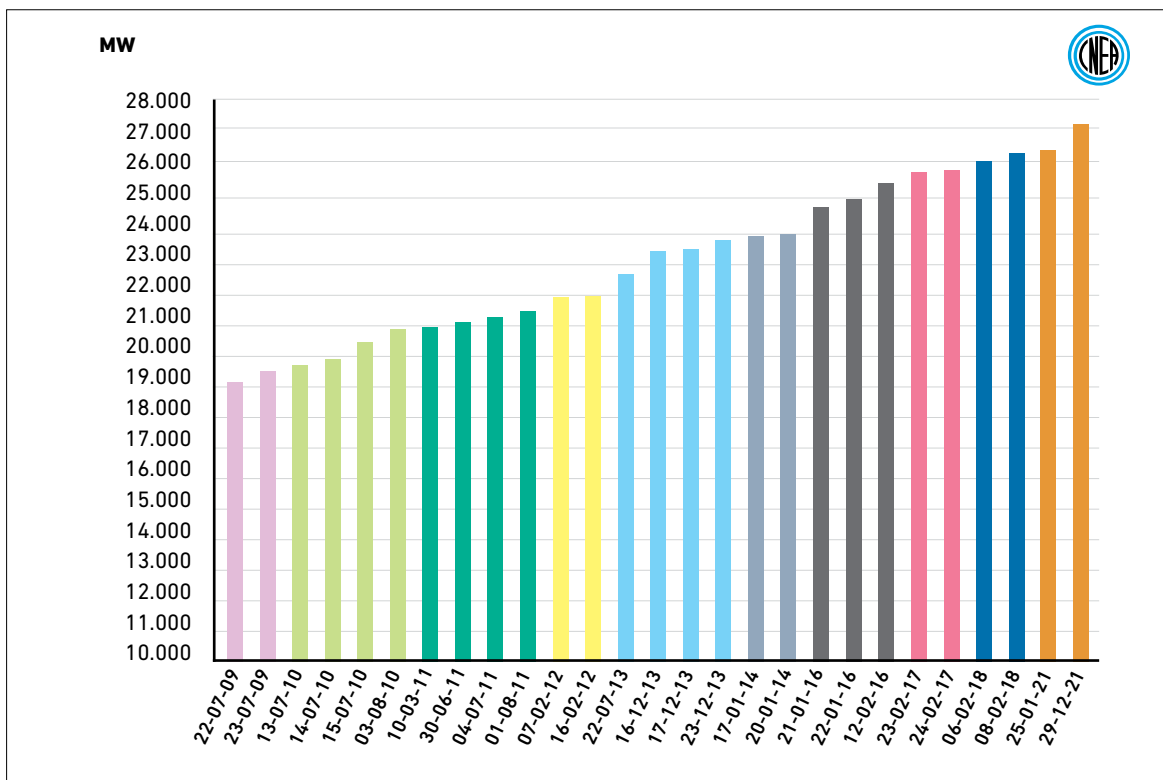
Demanda Máxima de Potencia



Durante el segundo semestre se registró un pico de potencia superior al valor máximo registrado el primer semestre de 2021 de 27.088 MW, con una demanda total de energía eléctrica de 535,5 GWh a consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el miércoles 29 de diciembre a las 14:28 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 2009.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

29 de diciembre a las 14:28 hs. de 2021	MW
Generación Nuclear	1.339
Generación Térmica	16.038
Generación Hidroeléctrica	5.929
Generación Renovable	2.791
Generación Total	26.097
Importación de Paraguay	0
Importación de Brasil	20
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	360
Exportación a Uruguay	0
Demanda Total SADI	27.088
Reserva Rotante (RPF+RSF+RRO)	1.950

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

Temperatura Promedio GBA + Litoral					37,1 °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	126	320	2.683	294	3.423
TG	297	0	1.626	505	2.428
CC	314	778	547	427	2.066
DI	84	0	531	152	767
Total	821	1.098	5.387	1.378	8.684

Reserva Térmica Disponible [MW]			
Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	0	0	0
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	0	0	0

Generación Hidroeléctrica			
F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
		C. Salto Grande	135
		C. Río Grande	190
		C.Yacyretá	270
Total	0	Total	595

Generación Nuclear			
F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
		C.N. Embalse	240
		C.N. Atucha II	162
Total	0	Total	402

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** Entrada en Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: Entrada y Salida de servicio

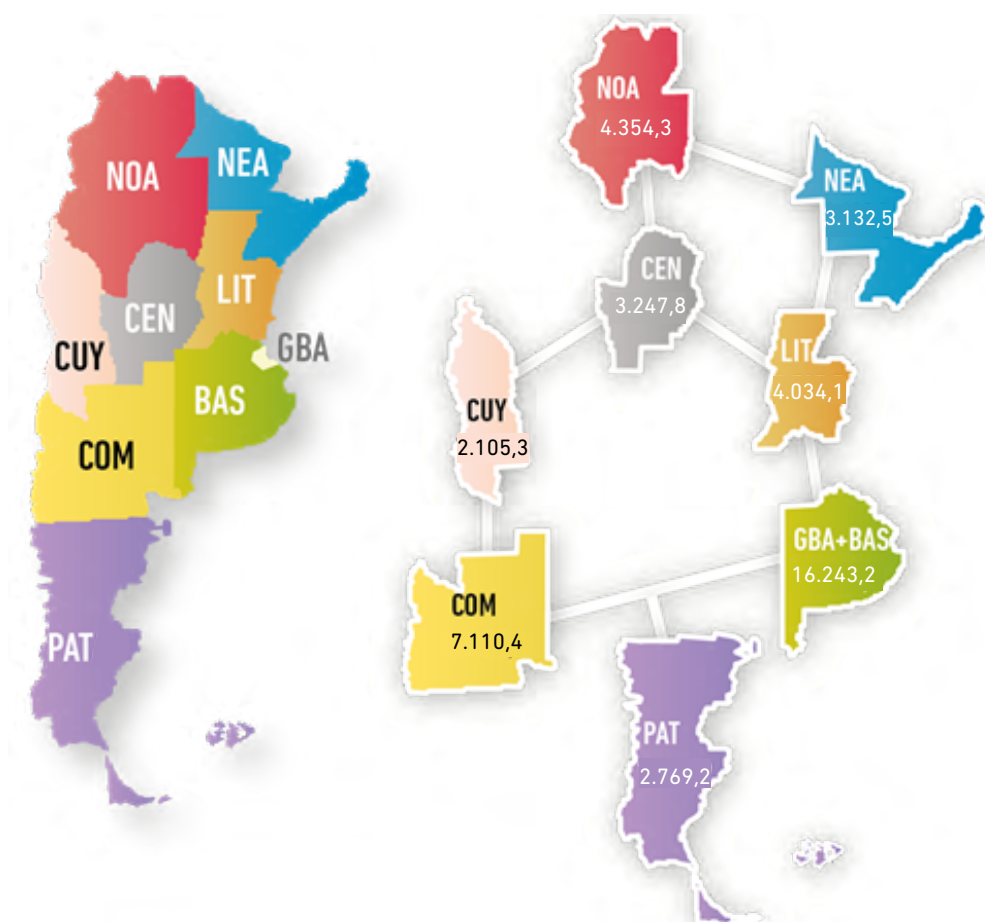
Potencia Instalada



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). La suma de ellas constituye el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW a diciembre del 2021.



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2021 en el SADI es de **42.996,9 MW**.

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

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

Si bien CAMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. 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 31 de diciembre del 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	383,8	40,0	657,6	-	1.141,3	306,5	-	-	-	2.105,3
COM	-	500,9	1.489,6	96,0	2.086,5	-	4.768,7	-	253,2	2,0	-	7.110,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	348,6	3.278,9	-	219,7	692,5	158,2	3,0	2,0	4.354,3
CENTRO	-	626,0	789,2	50,6	1.465,8	656,0	919,0	61,2	127,8	17,5	0,6	3.247,8
GBA	2.110,0	1.566,1	4.105,9	254,0	8.036,1	-	-	-	-	27,0	-	8.063,1
BAS	1.543,2	1.846,4	2.224,7	275,2	5.889,6	1.107,0	-	-	1.176,9	6,7	-	8.180,2
LIT	217,0	280,0	2.263,8	318,6	3.079,3	-	945,0	-	-	9,8	-	4.034,1
NEA	-	12,0	-	304,8	316,8	-	2.745,0	-	-	3,0	67,7	3.132,5
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
SIN	4.251,2	5.955,8	13.502,8	1.687,8	25.397,6	1.763,0	11.345,5	1.060,2	3.291,3	69,0	70,3	42.996,9
Porcentaje					59,07	4,10	26,39	2,47	7,65	0,16	0,16	100,0
ACUMULADO 2021	-	-342,7	383,1	-4,8	-35,6	-	1,6	301,2	668,1	14,4	16,7	1.011,0

En el segundo semestre de 2021 se incorporaron al SADI 858,43 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 51,5 MW. Las principales diferencias respecto a junio de 2021 son:

CUY:

- Se produjo el ingreso del Parque Fotovoltaico (PF) Guañizuil II, de 100 MW.
- Reducción de 1,74 MW por actualización en la potencia instalada declarada del Ciclo Combinado de la Central Térmica Mendoza Plus.

COM:

- Ingresó la CT Loma de la Lata SA, adicionando 15 MW de potencia al sistema en motores diésel.

NOA:

- Se produjo el ingreso de los Parques Solares (P.S.) La Puna Solar y Altiplano I, de 100 MW de potencia cada uno, adicionando así 200 MW a la red.

CEN:

- Ingresaron los Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH) EPEC Cruz del Eje, y EPEC Boca del Río, de 0,5 MW cada uno, adicionando un total de 1 MW al sistema.

BAS:

- Ingresó la CTBG Arre Beef SA, de biogás, adicionando 1,5 MW al sistema.
- Se produjo el ingreso de la CT Resener SA (biogás) de 0,8 MW de potencia.
- Se produjo la repotenciación del ciclo combinado Central Termoeléctrica Manuel Belgrano S. A. en 4,7 MW, lo que elevó la potencia instalada total de dicha central a 873 MW.
- Reducción de 49,8 MW correspondientes a las TG 1 y 2 (24,9 MW c/u) de la Central Térmica Bragado.
- Incorporación de 26,7 MW en distintos motores diésel móviles de EDEN Generación.

LIT:

- Se produjo el cierre de ciclo en la CT Terminal 6 Cogeneración Puerto, y además repotenciada en 108,03 MW, totalizando 380,03 MW.

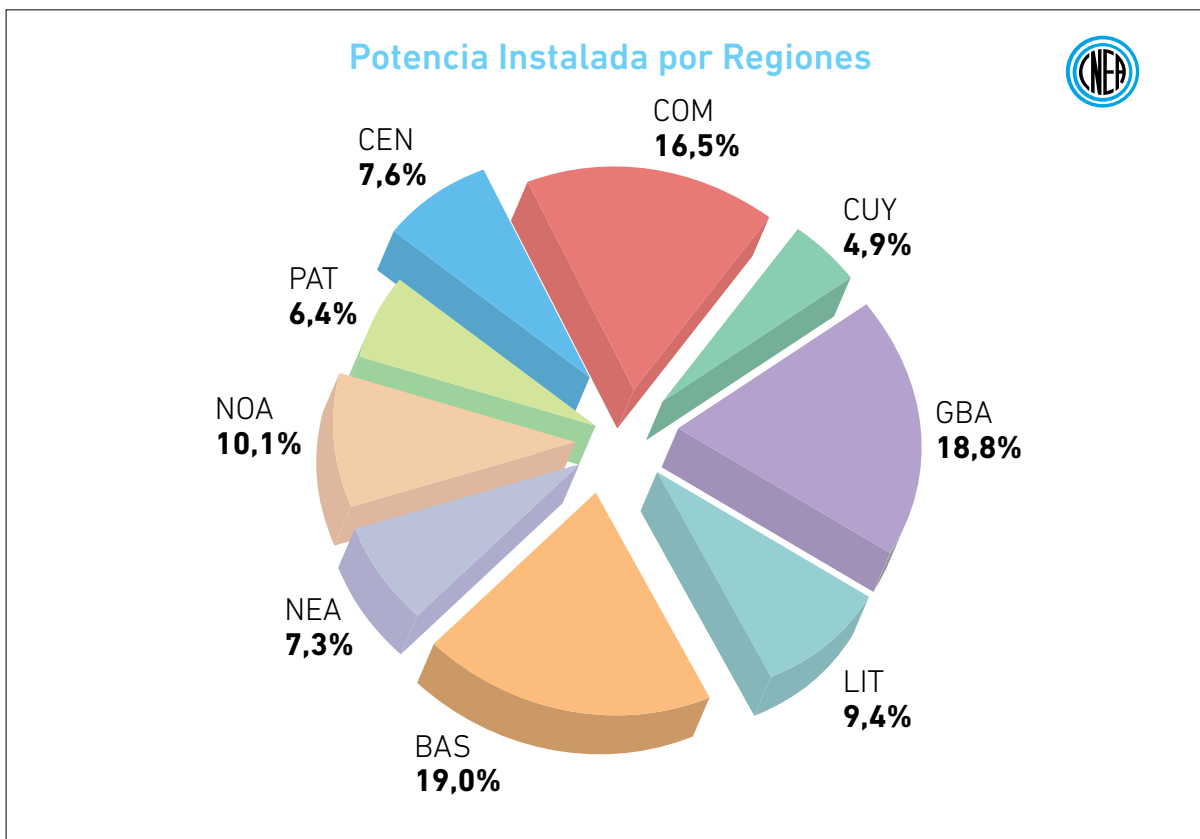
NEA:

- Incorporación de la central térmica de biomasa UNITAN SEISMEGA, ubicada en la provincia de Chaco en 6 MW.

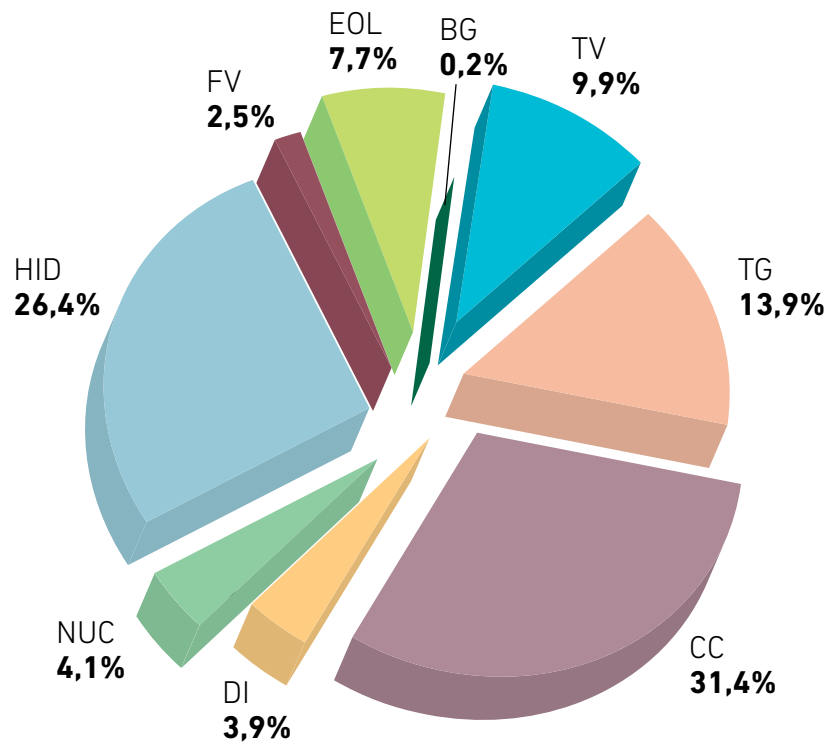
PAT:

- Incorporación de 122,7 MW en el Parque Eólico Cañadón León.

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

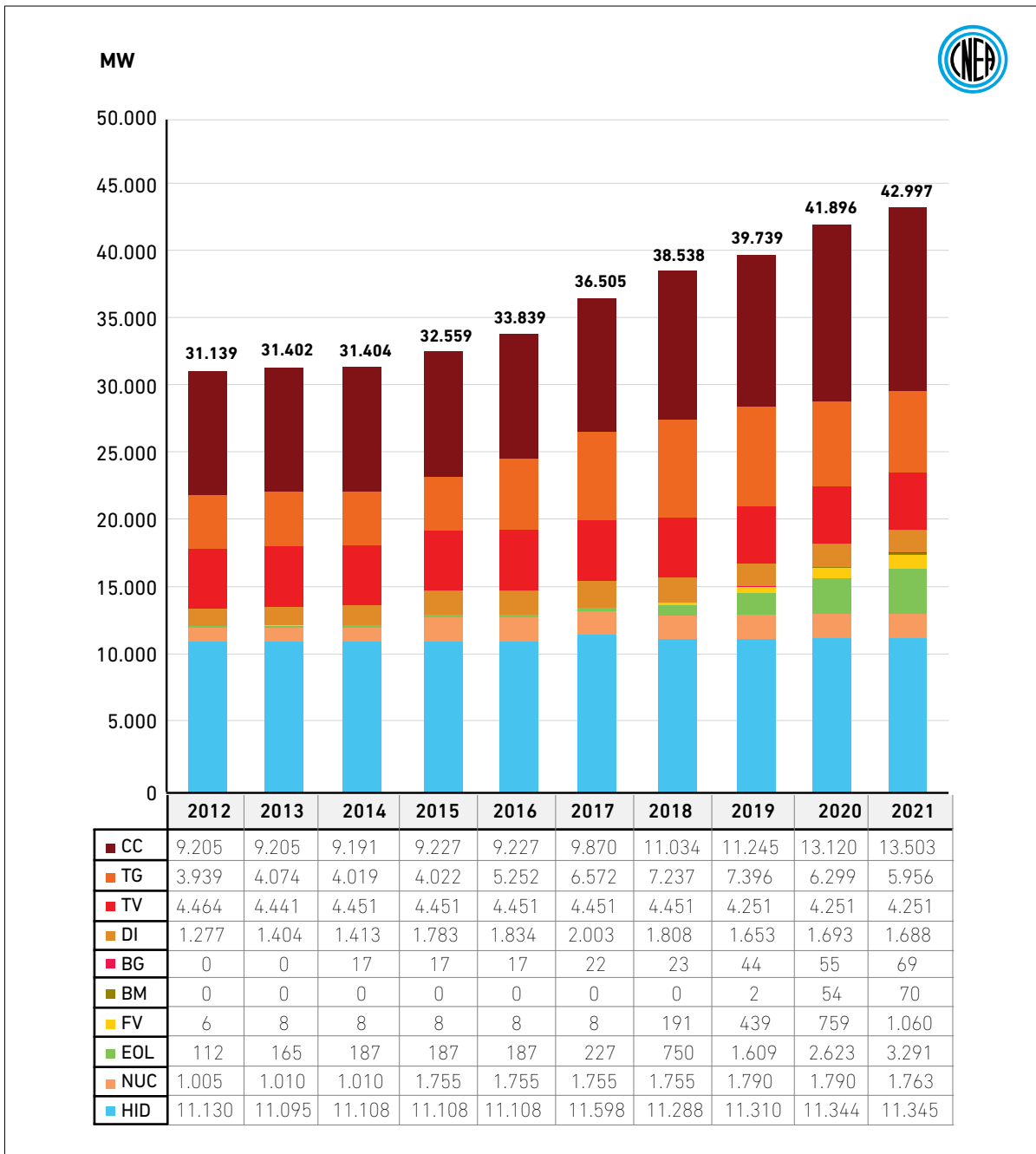


Potencia Instalada por Tecnologías



Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo 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 informe.

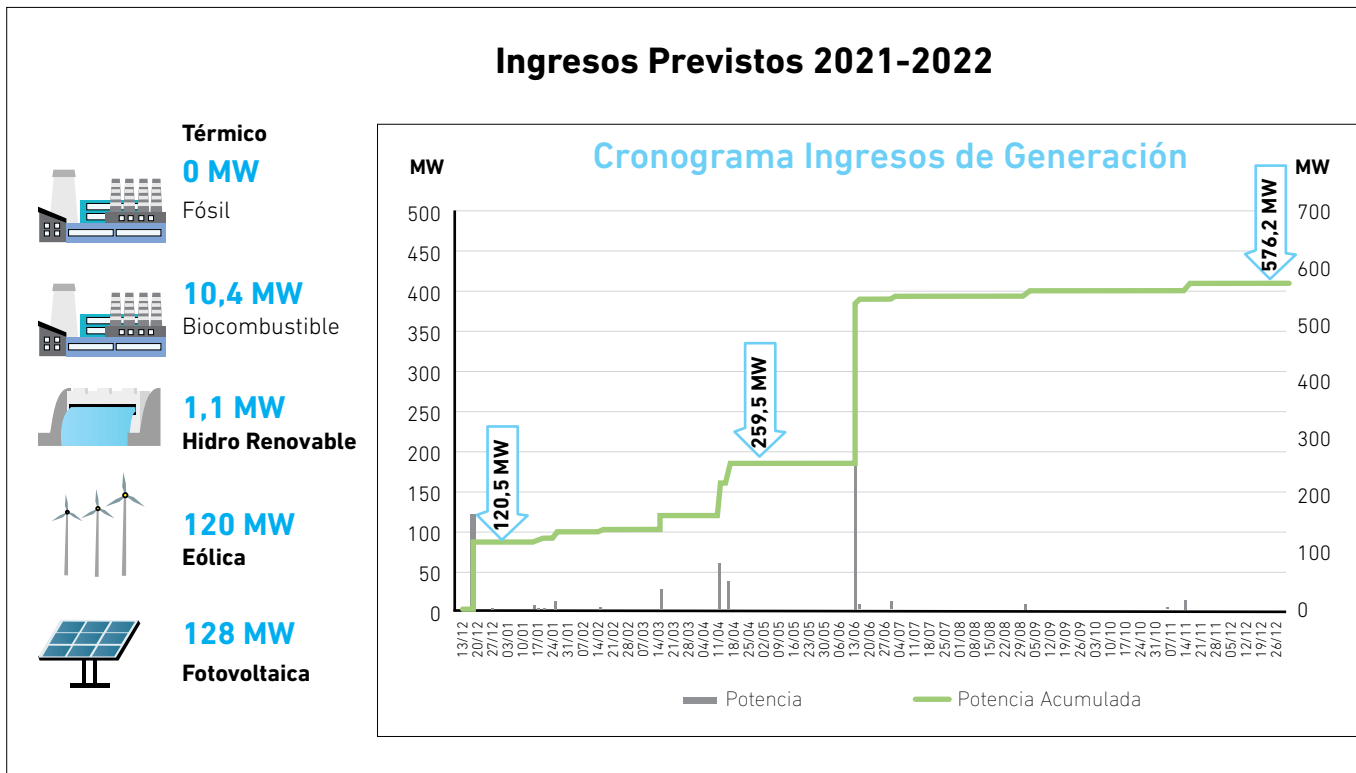
En la siguiente figura se puede apreciar la evolución de la potencia instalada de los últimos diez años.



Incorporaciones previstas

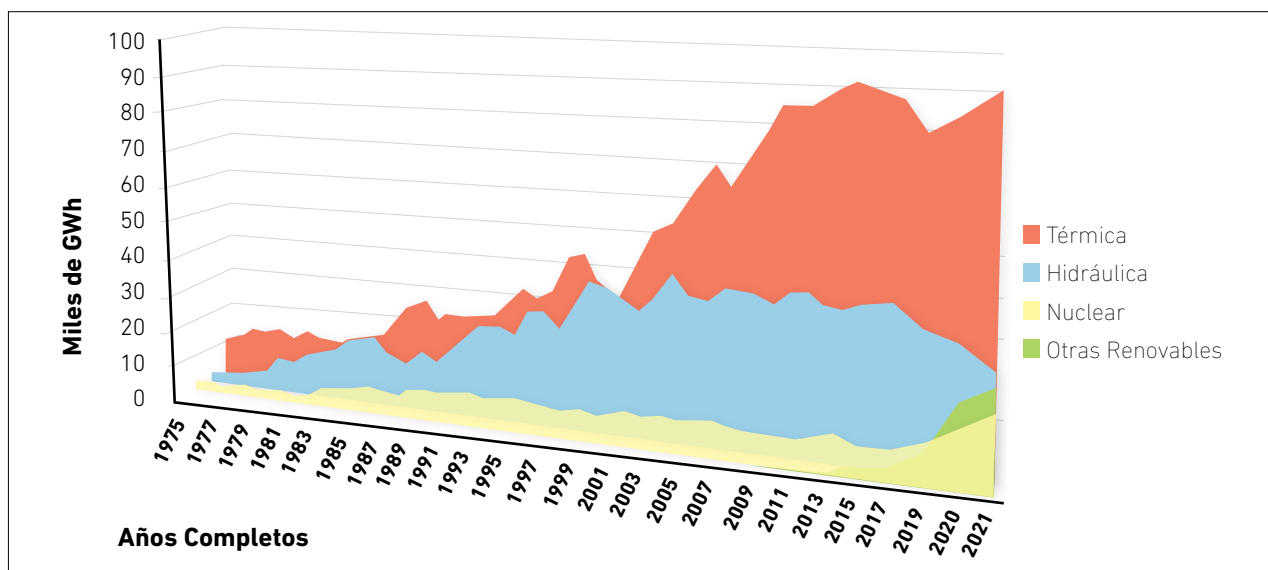
CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo, y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

- No se prevé el ingreso de generación térmica convencional hasta fin de abril 2022.
- Energías Renovables: Ingresos hasta abril 2022: 139,5 MW.



Central	Máquina	Tipo generación	Resolución /Programa	Potencia	Fecha prevista de ingreso
P.A.H. SALTO 11 CANAL CACIQUE GUAYMALLEN	GU11HI01	HI	RenovAr 2.0	0.3	27/12/2021
P.A.H. SALTO 11 CANAL CACIQUE GUAYMALLEN	GU11HI02	HI	RenovAr 2.0	0.3	27/12/2021
Parque Solar Fotovoltaico Helios Santa Rosa	HESRFV01	FV	RenovAr 3.0	5.0	15/01/2022
P.A.H. SALTO DE LA LOMA	SALOHIO2	HI	RenovAr 2.0	0.6	17/01/2022
C.T. GENERAL VILLEGAS. BG.	VGABDI01	DI	RenovAr 2.0	1.2	20/01/2022
P.S.F.V TINOGASTA TOZZI	TINZFO1	FV	RenovAr 3.0	10.0	25/01/2022
C.T. BIO-EITTOR ENERGY	EITODI01	DI	RenovAr 3.0	1.2	14/02/2022
C.T. POLLOS SAN MATEO	PSMADI01	DI	RenovAr 2.0	2.4	15/02/2022
P.S. CURA BROCHERO	BROCFV01	FV	RenovAr 2.0	17.0	15/03/2022
P.S. CURA BROCHERO (Ampliación)	BRO2FV01	FV	Mater	8.0	15/03/2022
Planta de Biogás de Souza	SOUZDI01	DI	RenovAr 3.0	0.6	15/03/2022
P.S. SIERRAS DEL ULLUM	SULLFO1	FV	Mater	58.0	11/04/2022
C.T. GONZALEZ CATAN. BRS	GCRSDI01	DI	RenovAr 2.0	5.0	15/04/2022
P.S. V.MARIA DEL RIO SECO	VMRSFO1	FV	RenovAr 2.0	20.0	15/04/2022
P.S. V.MARIA DEL RIO SECO (Ampliación)	VMR2FO1	FV	Mater	10.0	15/04/2022

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	35,90	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	80.073	64,00	24.116	17,00	10.170	7,00	17.435	12,00	141.793

Otras Energías Renovables

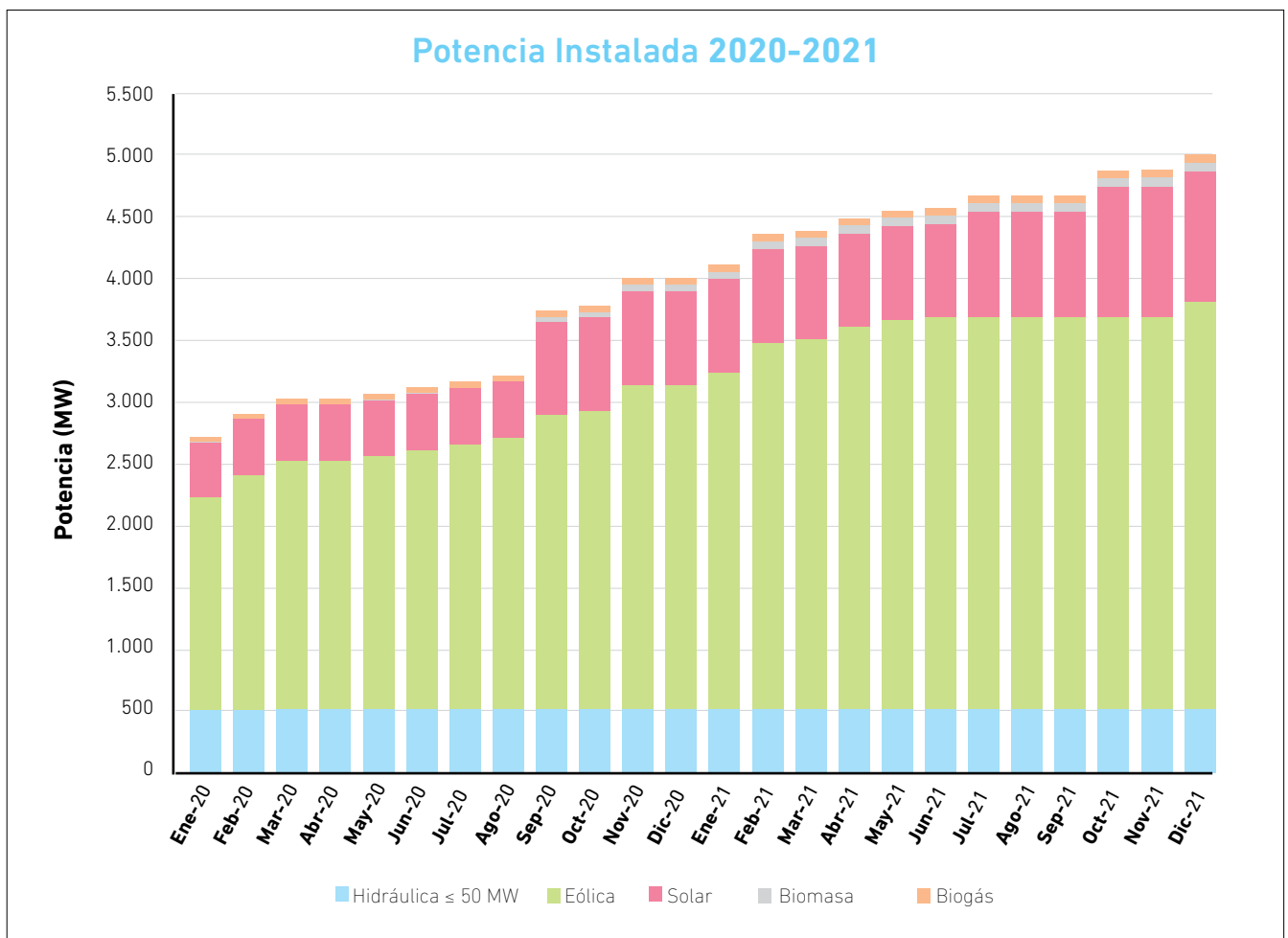


En nuestro país, históricamente la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, había operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015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

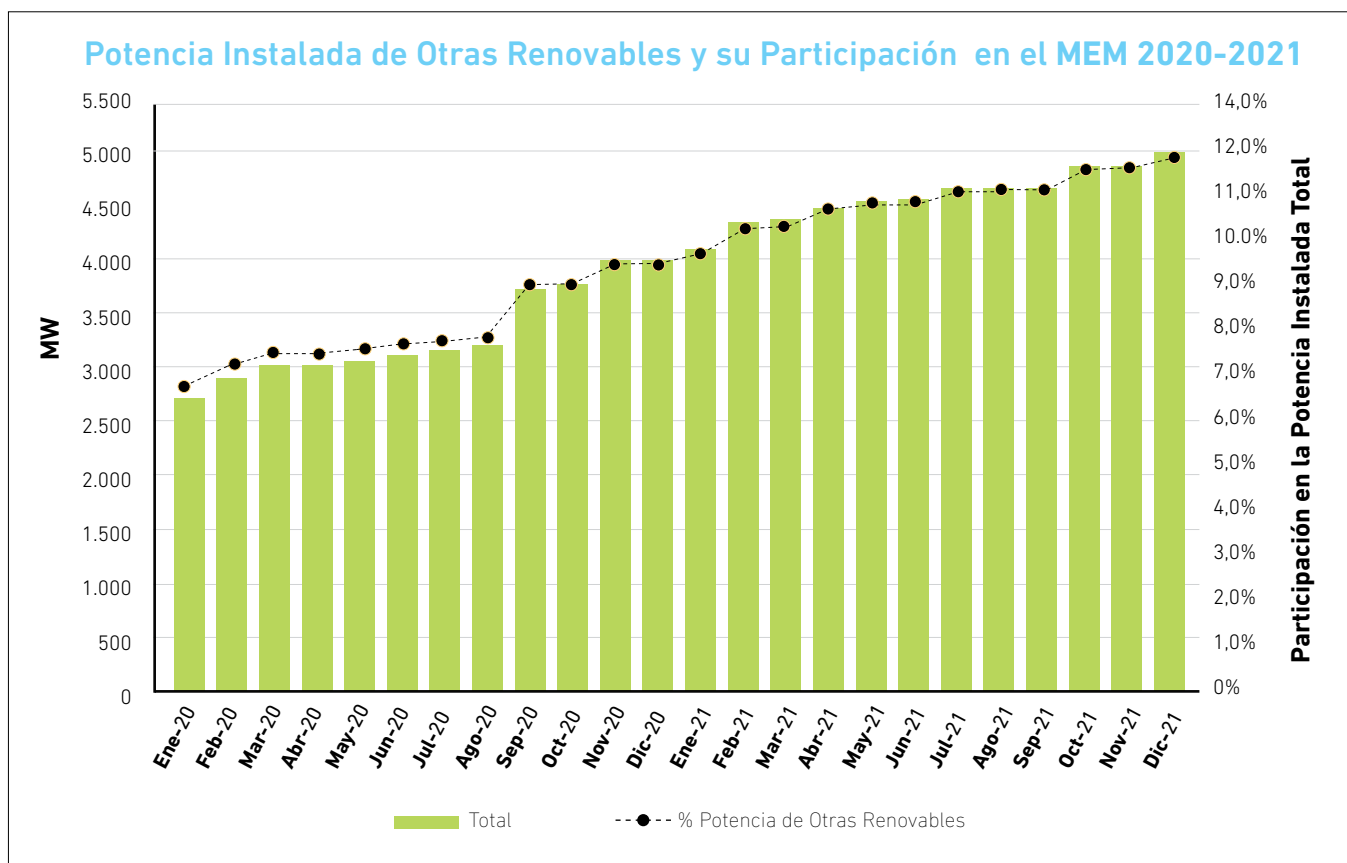
Las energías renovables enmarcadas por la Ley N° 27.191 y su decreto reglamentario son las siguientes: eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biodiesel, biogás y las centrales hidráulicas con una potencia menor a 50 MW (dicha limitación fue cambiada con el tiempo siendo inicialmente 10 MW, luego 30 MW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

Durante el año 2021 se incorporaron 1.002,1 MW de tecnología renovable contando para el mes de diciembre con un total de 5.001,9 MW. La misma se descompone en 3.291,3 MW de parques eólicos; 1.060,2 MW de parques fotovoltaicos; 70,3 MW de tecnología de biomasa; 69,0 MW de generación mediante biogás y 511,1 MW de centrales hidráulicas de hasta 50 MW.

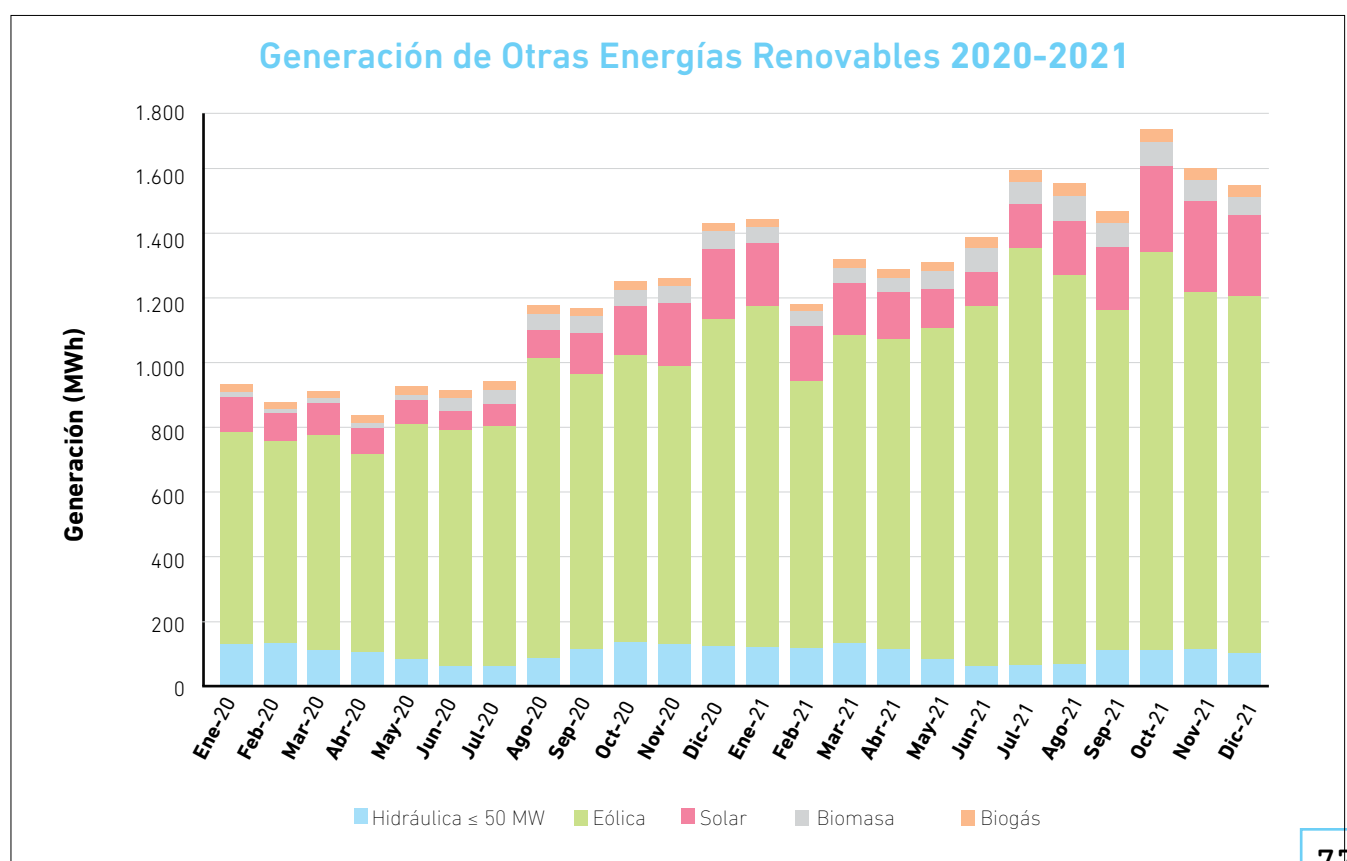
A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada en el período comprendido de los últimos 24 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Para diciembre de 2021 la potencia instalada de energías renovables representa el 11,6% respecto de la potencia instalada total.



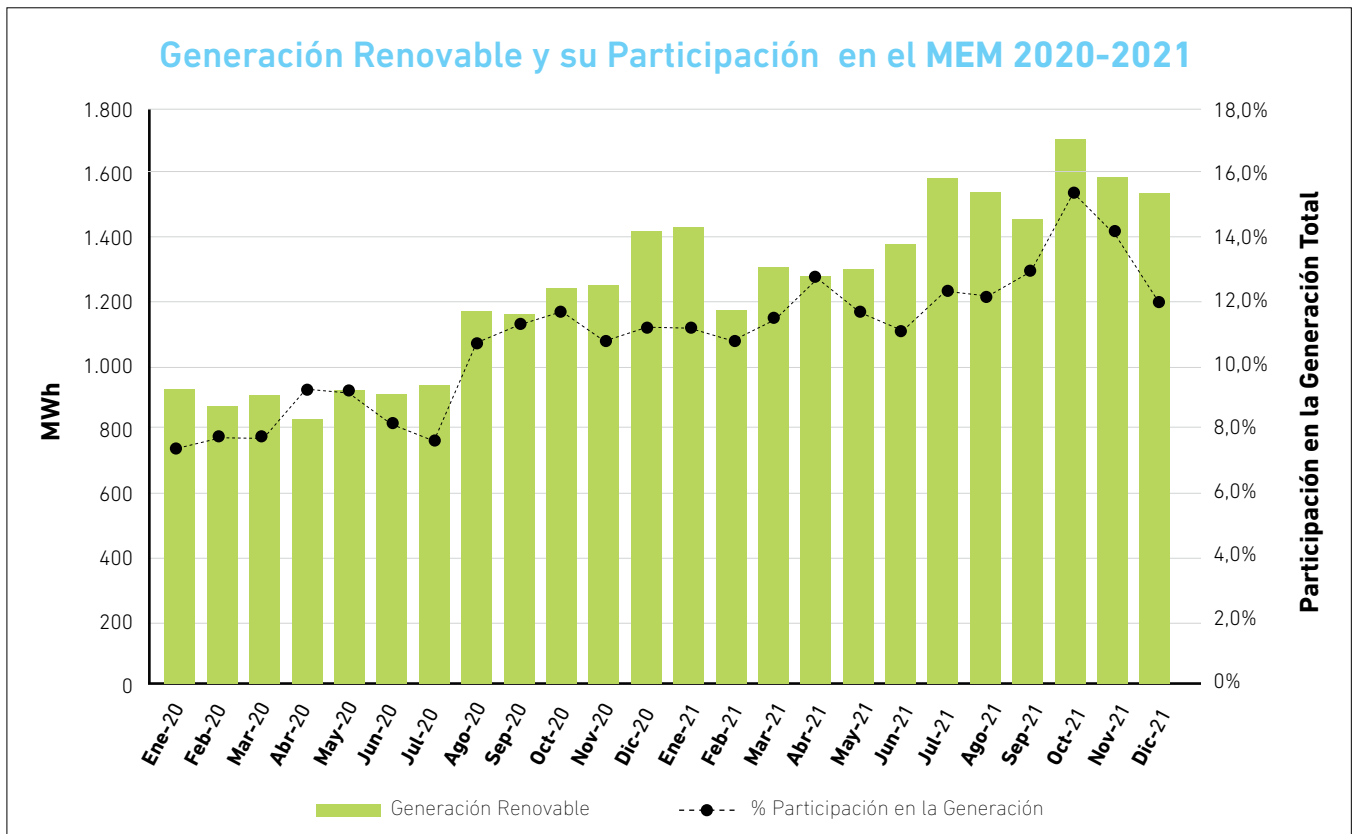
En la figura siguiente se observa la potencia instalada renovable de los últimos 24 meses y la participación en la potencia instalada total.



La generación renovable registró durante el año 2021, un valor de 17.434,8 MWh representando un crecimiento del 38% respecto al 2020. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 24 meses.

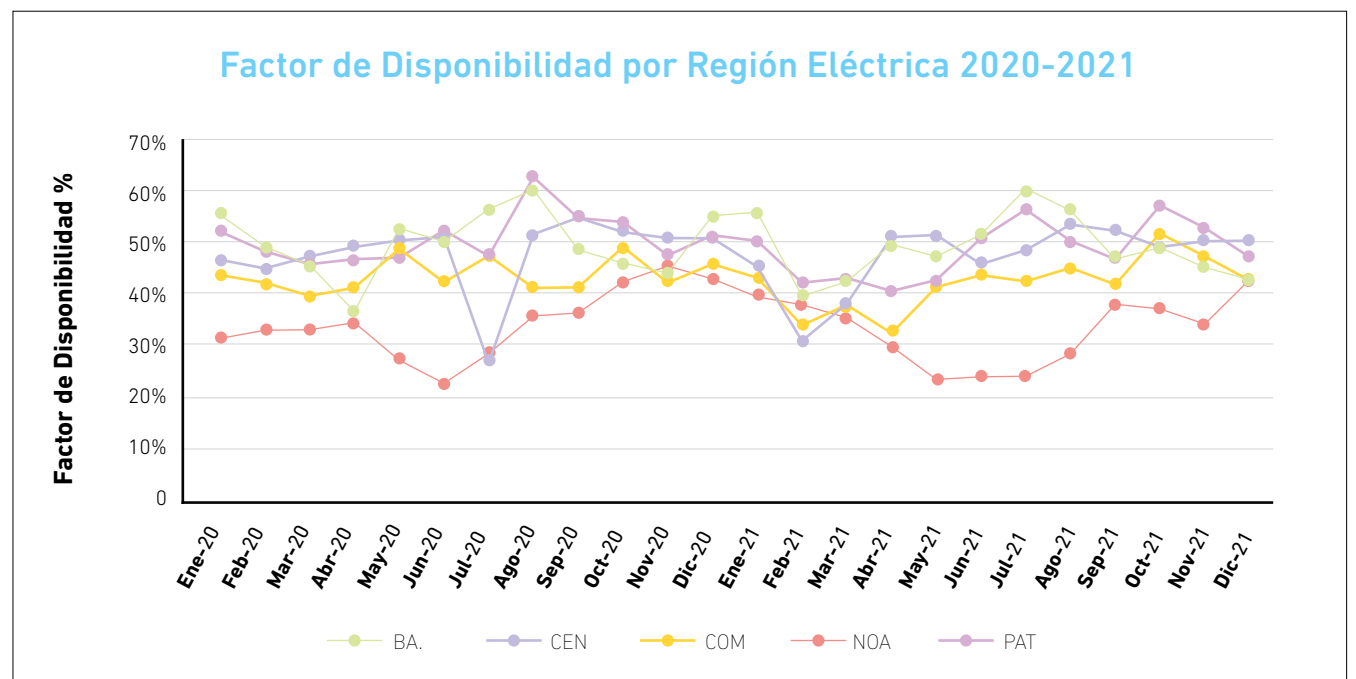


En la siguiente figura se observa cómo evolucionó la participación porcentual en lo que respecta a la generación sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los últimos 24 meses.



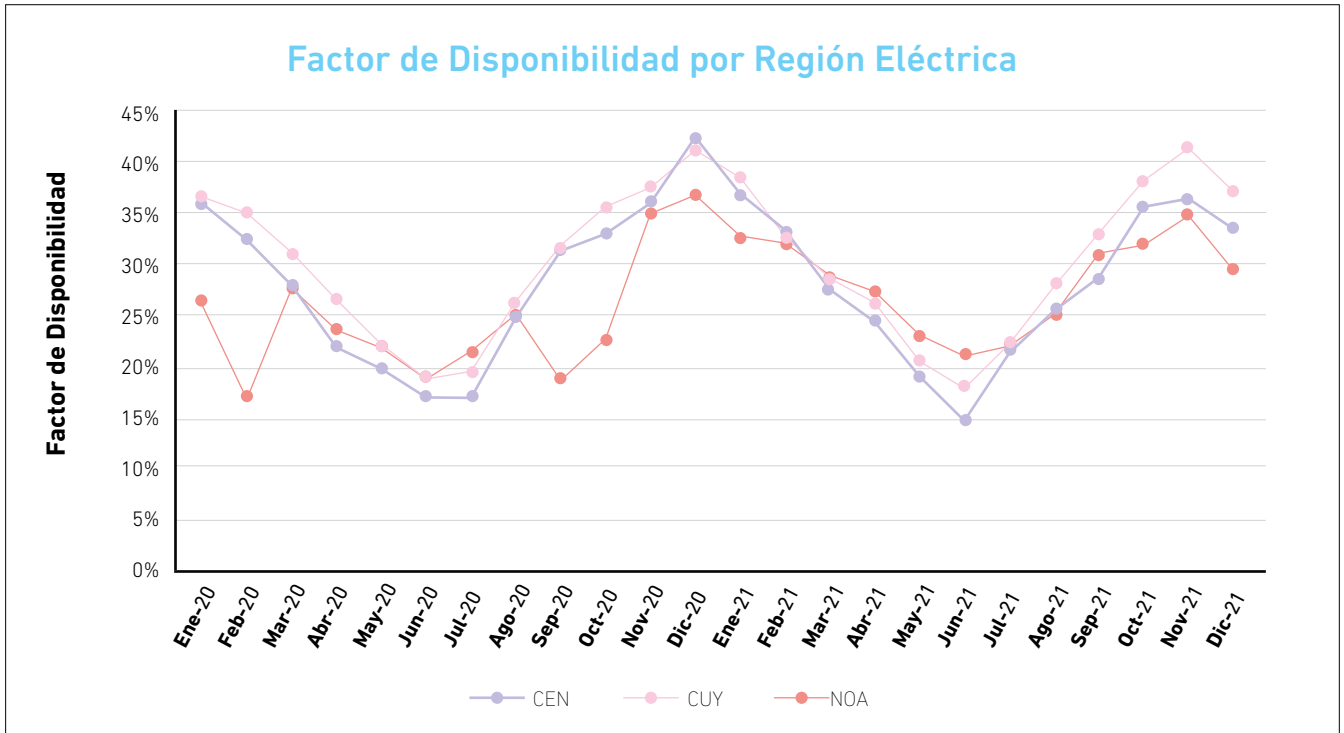
Energía Eólica

Para diciembre de 2021 se contaba con 3.291,3 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 66% del total. 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 24 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología fue para el año 2021 de 43,9% a nivel nacional.



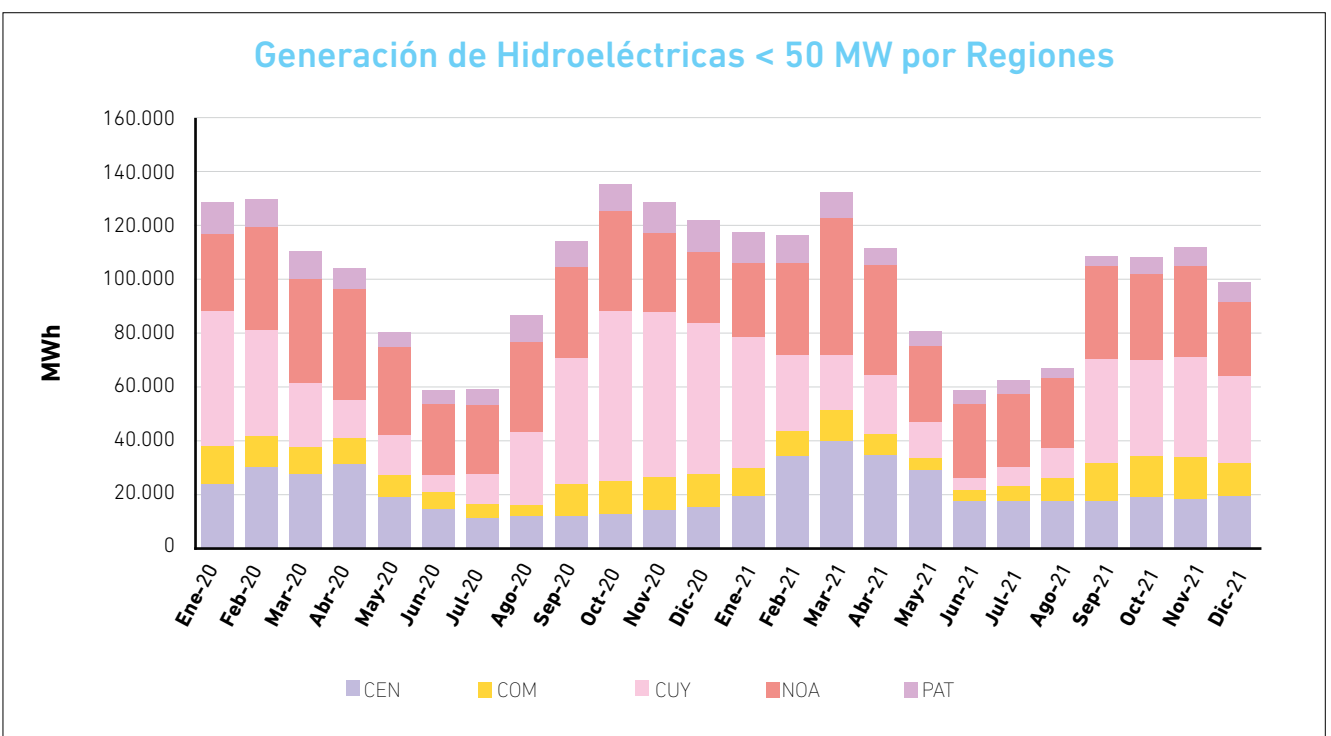
Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para diciembre de 2021, se encuentran conectados 1.060,2 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en la regiones de Cuyo, NOA y Centro, alcanzando un 21% de la potencia renovable instalada total. En las siguientes figuras se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas. El factor de disponibilidad promedio a nivel nacional para el año 2021 fue de 28,7%.



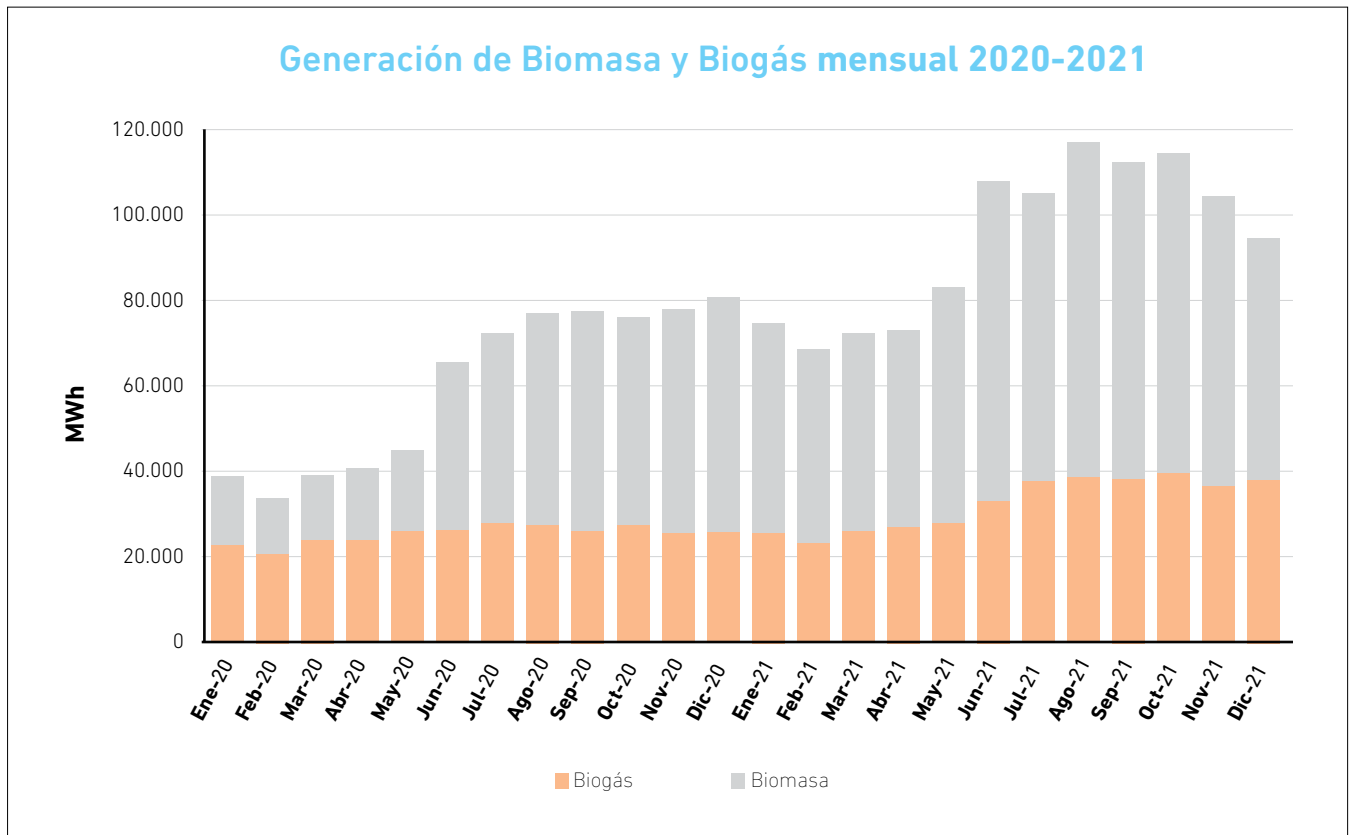
Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

Para diciembre de 2021 se contabilizan instalados 511,1 MW de dicha tecnología, alcanzando un 10% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En el siguiente gráfico se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 18 meses.



Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para diciembre de 2021, se encuentran instalados 139,3 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 70,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 69,0 MW. Su generación mensual durante los últimos 24 meses se comportó de la siguiente manera:



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂



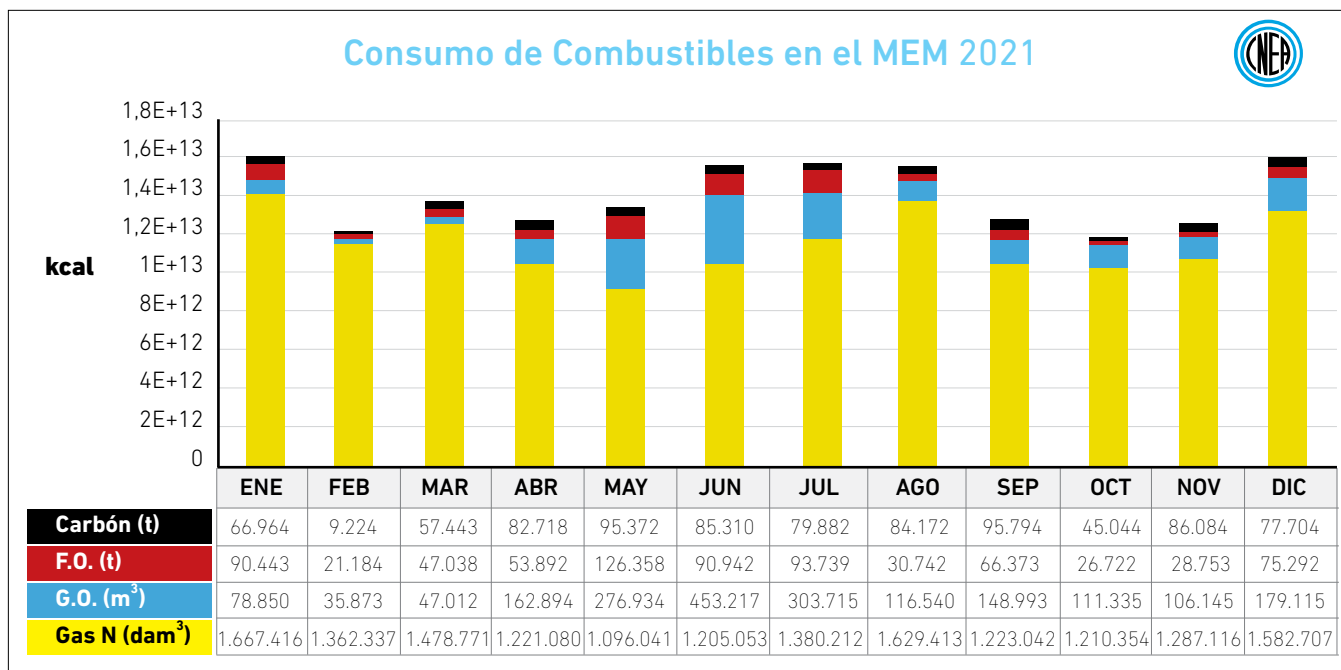
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre del 2021 resultó un 8,0% superior al mismo semestre del año anterior.

Este semestre se observa una disminución en el consumo de gas natural del 65,5%, del 70,2% para el fuel oil, 36,1% para el gas oil y un 42,1% para el carbón.

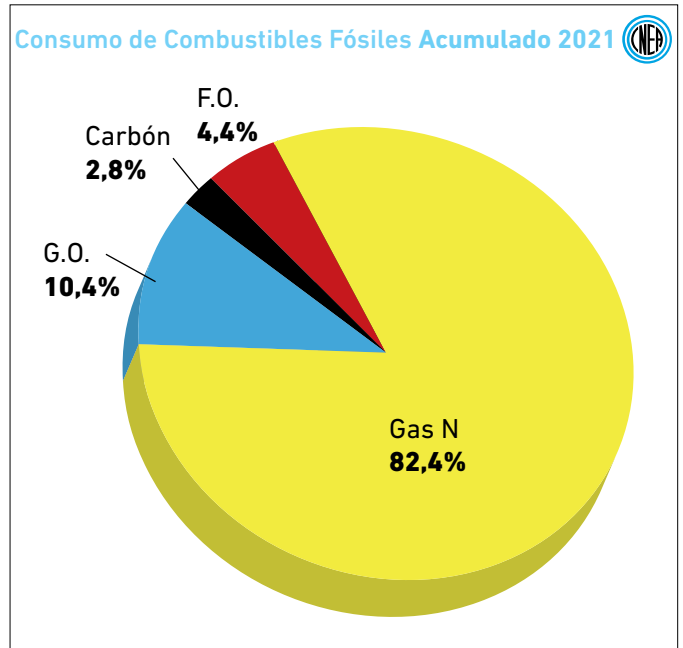
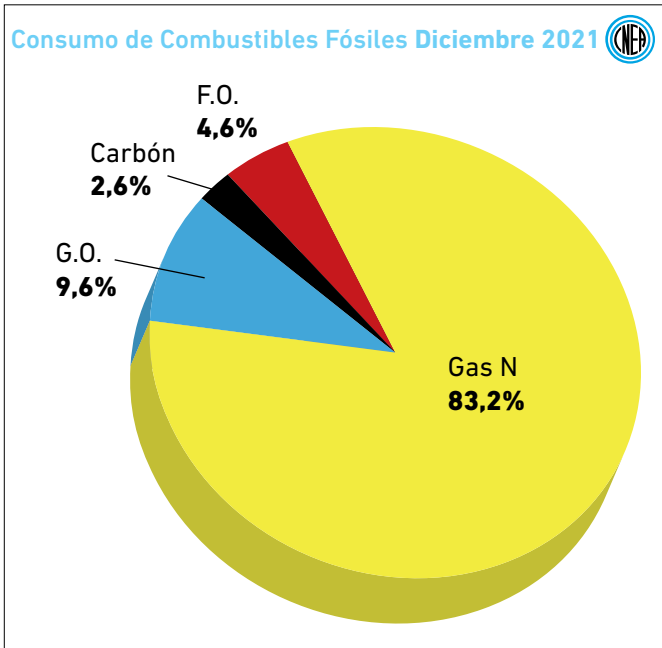
En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles, para el segundo semestre de los años 2020 y 2021.

Combustible	Segundo Semestre 2020	Segundo Semestre 2021
GO [m ³]	1.514.804	967.419
Gas N [dam ³]	24.059.849	8.313.142
FO [t]	1.078.779	321.663
Carbón [t]	809.669	468.680

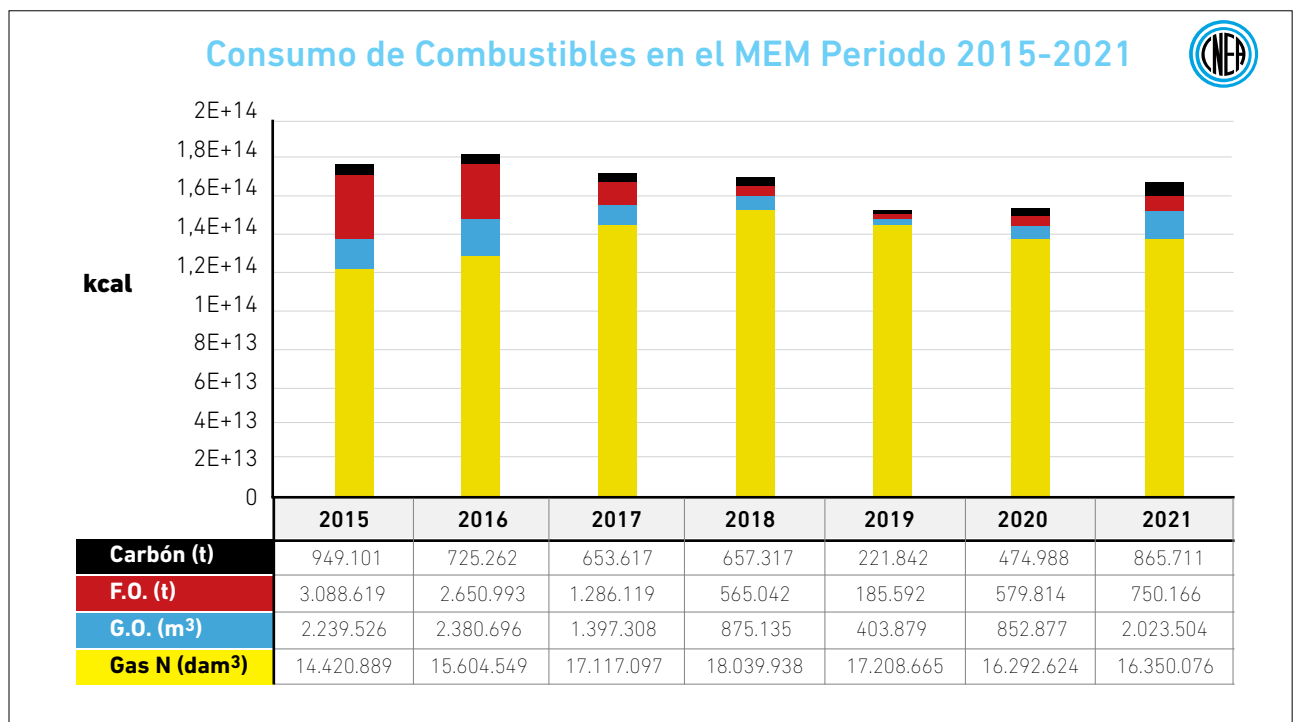
A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2021. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas. Como puede observarse en la figura a continuación, a partir de mayo el gas natural fue remplazado por una importante cantidad de combustibles líquidos, ya que su uso es prioritario para el sector residencial para calefacción. Sin embargo, el uso de combustibles sólidos y líquidos fue requerido hasta el mes de diciembre por la baja disponibilidad de gas natural.



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



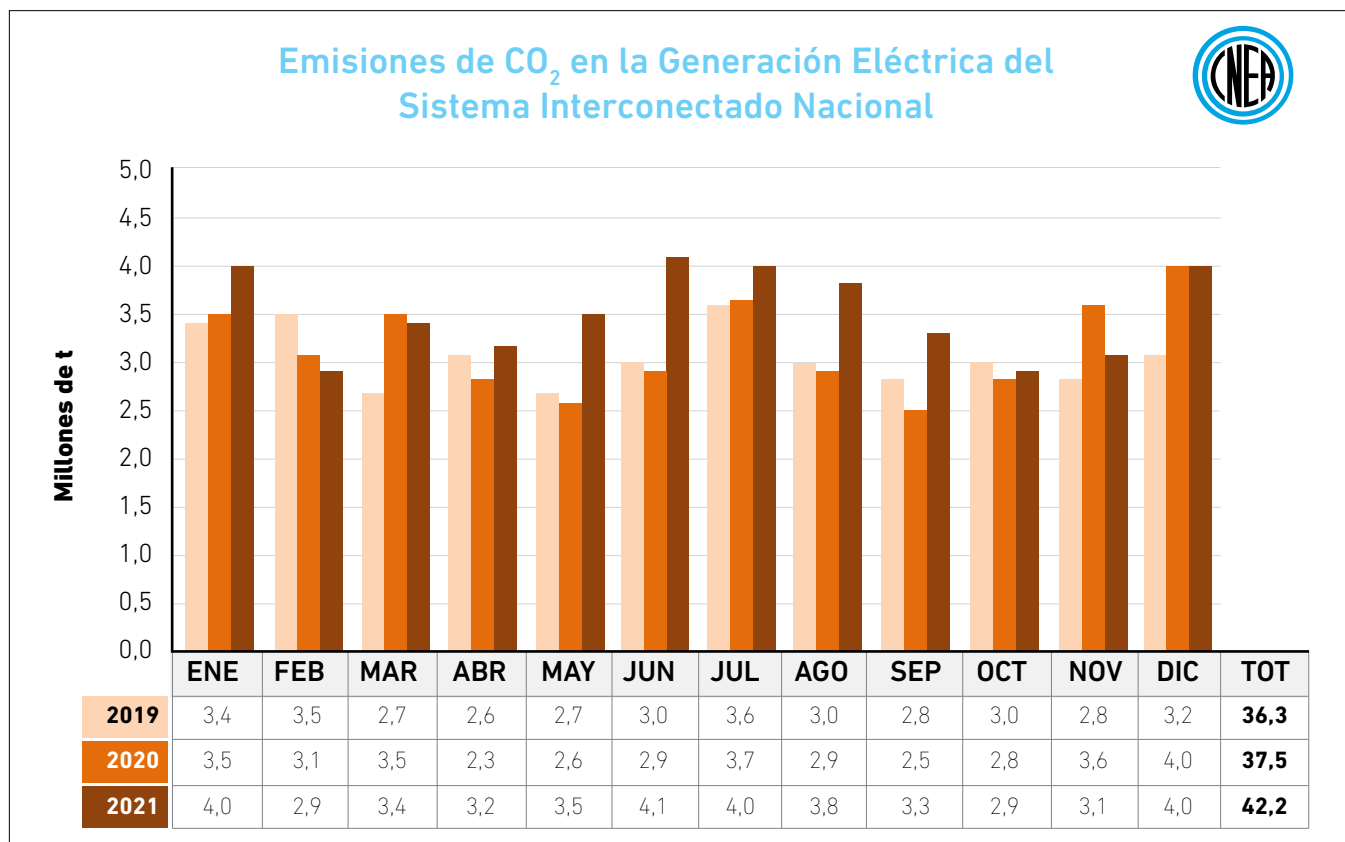
En la siguiente figura se presenta la evolución del consumo de combustibles para el periodo 2015 -2021.



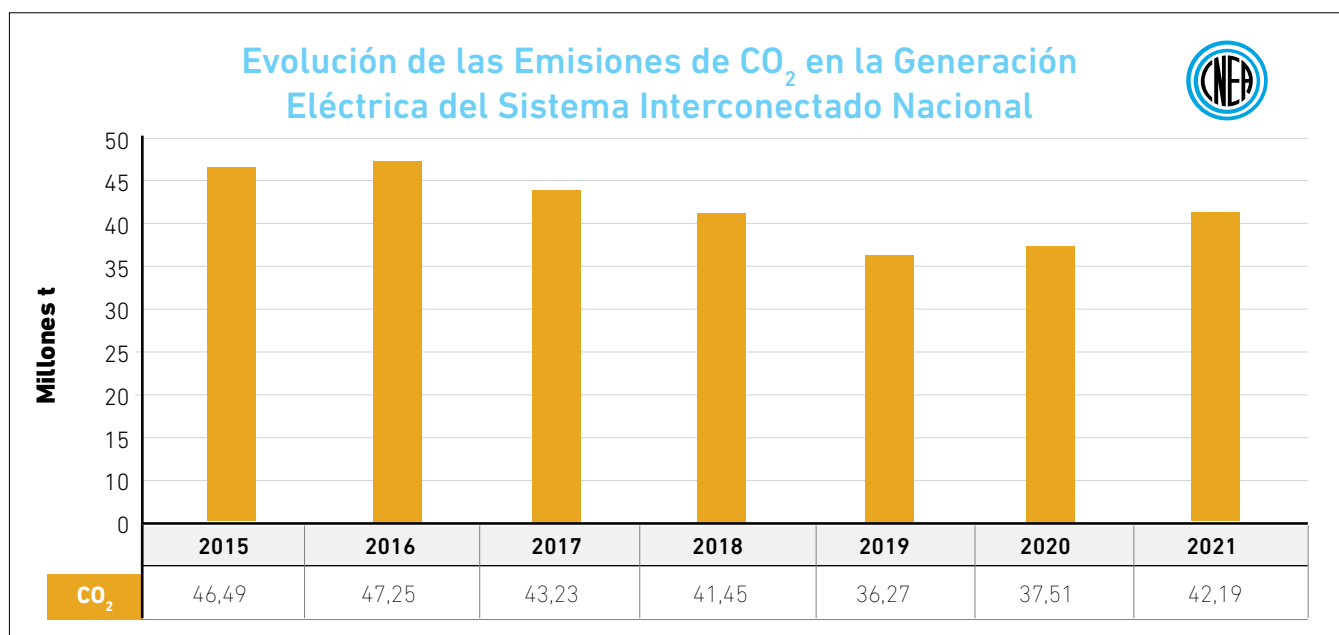
En la figura anterior puede observarse que a partir del año 2016 al 2020 hubo una disminución del consumo de combustibles fósiles totales y si bien se registró un aumento durante el 2021, este tuvo valores menores que hace cinco años atrás.

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 8,5% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente al mayor uso de combustibles líquidos utilizados en la generación térmica. En la figura a continuación se presenta la evolución del periodo 2015-2021.



En consonancia con el consumo de combustibles fósiles para la generación térmica, en la figura anterior puede observarse que a partir del año 2016 al 2020 hubo una disminución de las emisiones de CO₂ y si bien se registró un aumento durante el 2021, este tuvo valores menores que hace cuatro años atrás.

Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

Durante el 2021, la producción total de gas fue de 45,3 mil MMm³, este valor fue levemente superior al registrado durante 2020. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 64% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 21,2 mil MMm³, representando un 47% de la producción total.

En 2021 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 42,65 mil MMm³. Significando un aumento de 4,7% respecto del mismo periodo del año 2020.

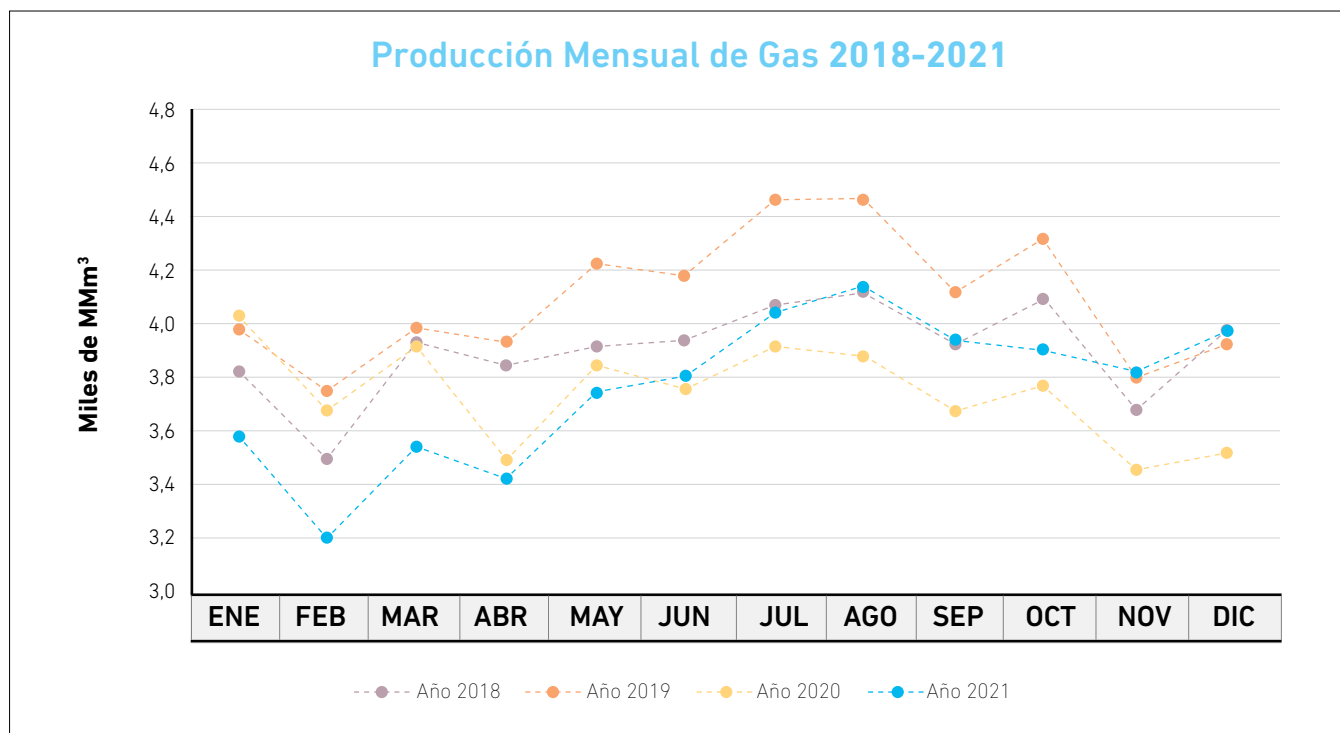
Las importaciones durante 2021, representaron un volumen de 8,2 mil MMm³. Este valor fue un 11,2% superior respecto del año 2020. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia totalizando un 57% del total.

Las exportaciones registradas durante el 2021 evidencian un volumen de 0,99 mil MMm³ siendo este valor un 27% inferior al registrado en el año 2020.

Oferta de Gas Natural

Producción total

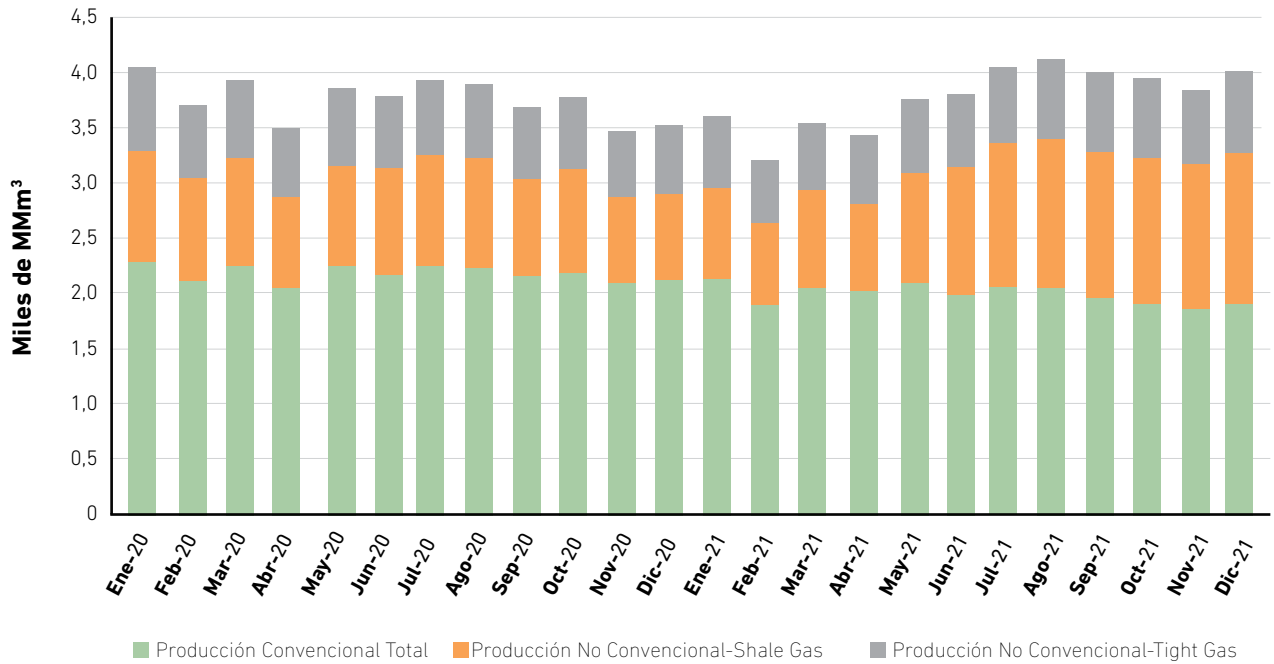
La producción de gas natural del 2021 arrojó un valor de 45,31 mil MMm³, aumentando levemente en un 0,4% respecto del mismo periodo del año 2020. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.



Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas natural tanto convencional como no convencional en los últimos 24 meses. Se puede observar que durante el año 2021 la producción de gas convencional disminuyó un 8,2% mientras que la del gas no convencional aumentó un 12,3% respecto de 2020.

Producción Convencional y No Convencional 2020-2021

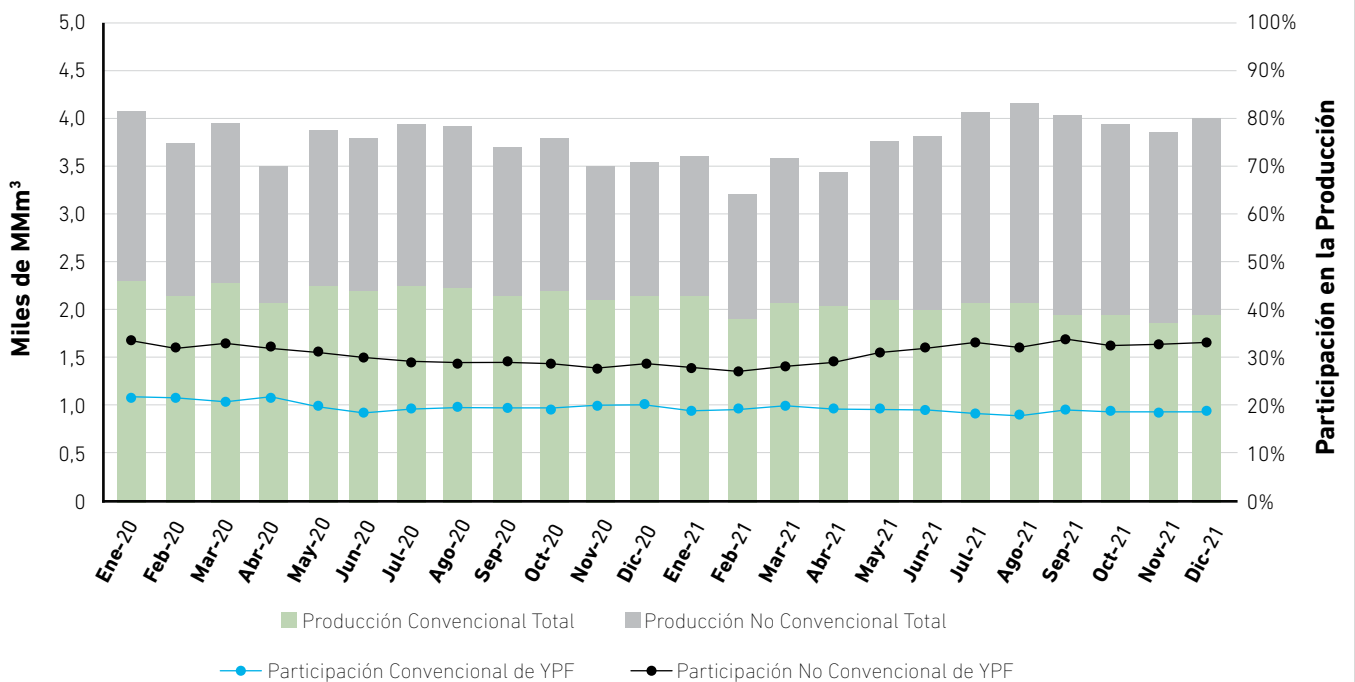


YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012, fecha 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 21% en la producción convencional total y un 35% en la producción no convencional de gas.

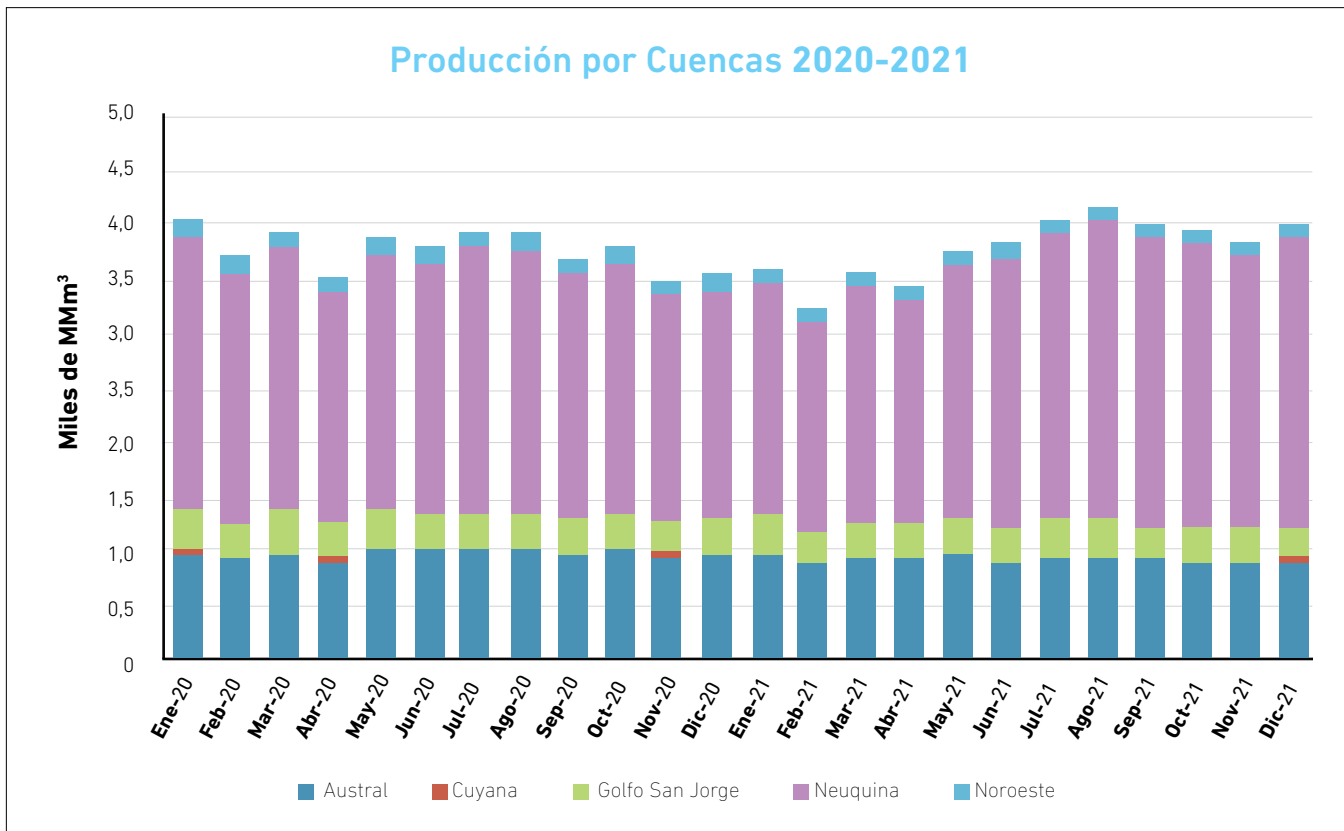
En la siguiente figura se puede observar como fue el desempeño de la empresa en los últimos 24 meses en la participación tanto en la producción de gas convencional como la de gas no convencional respecto al total de la producción del país.

Producción Total y Participación de YPF



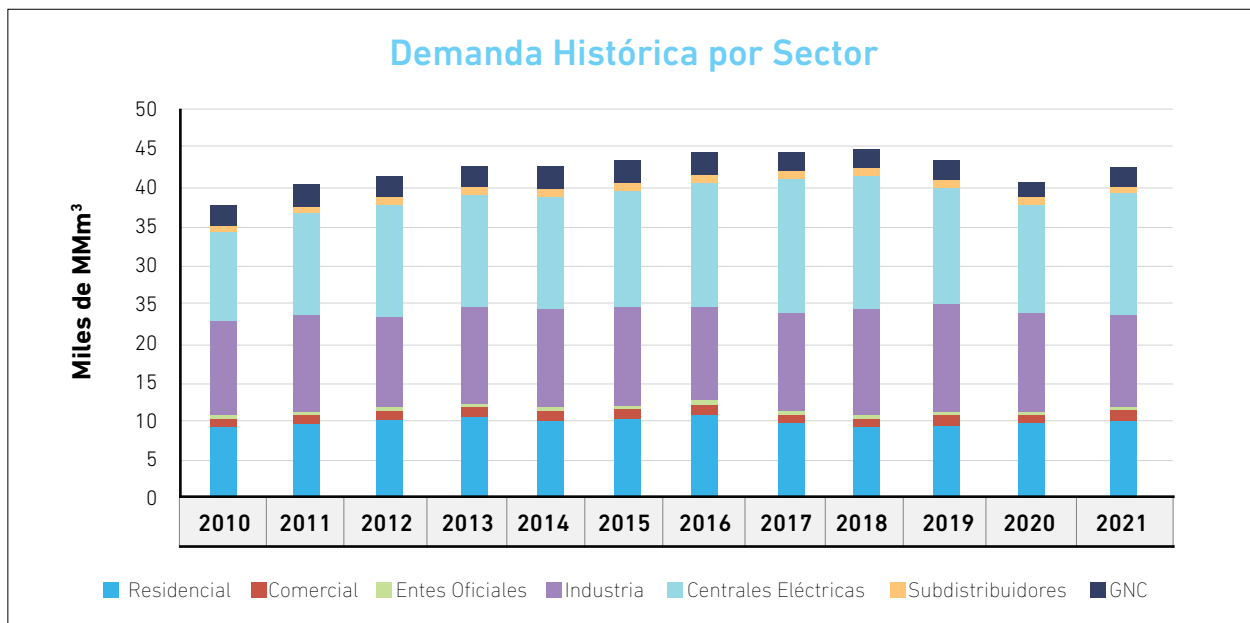
Producción por cuencas

Argentina posee cinco cuencas con capacidad productiva de gas, ellas son las cuencas Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana y Austral. Durante los últimos 24 meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.

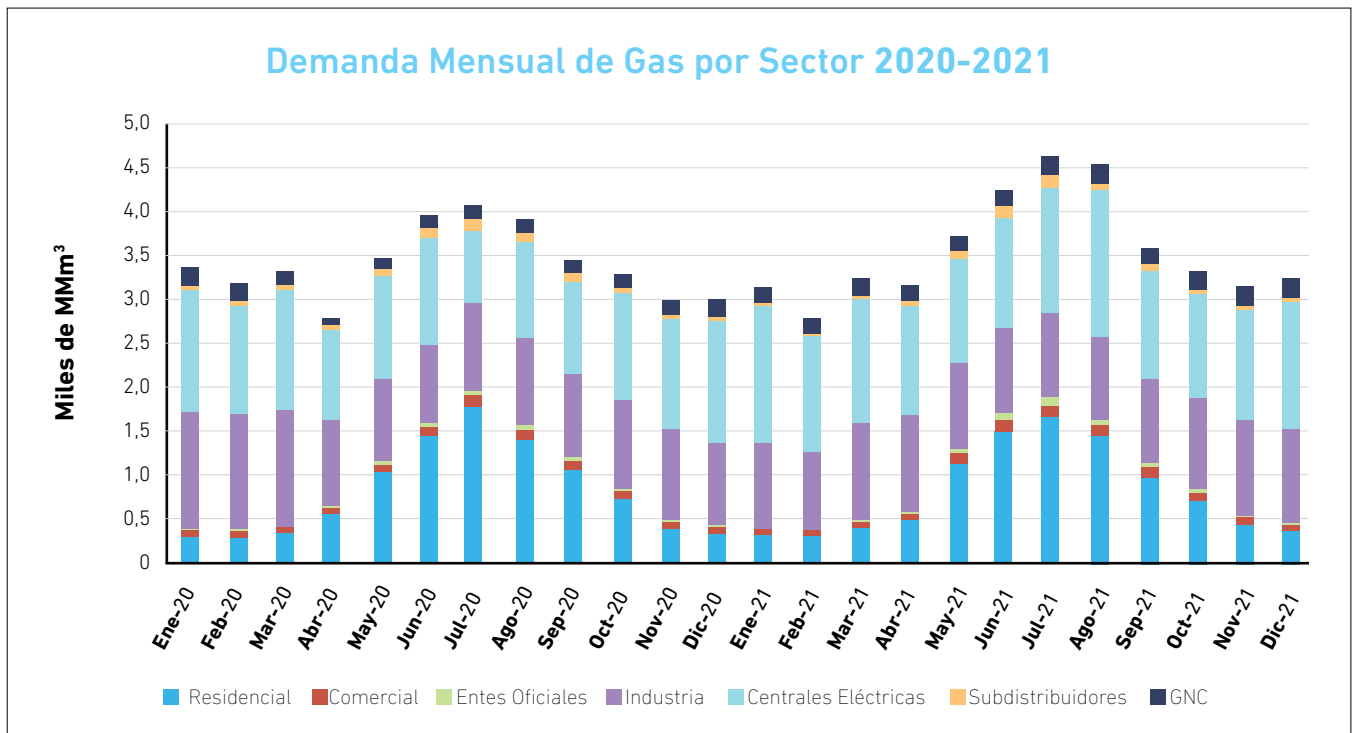


Demanda

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 continuación, se muestra la evolución de la demanda total de gas de acuerdo a los sectores de consumo mencionados anteriormente.



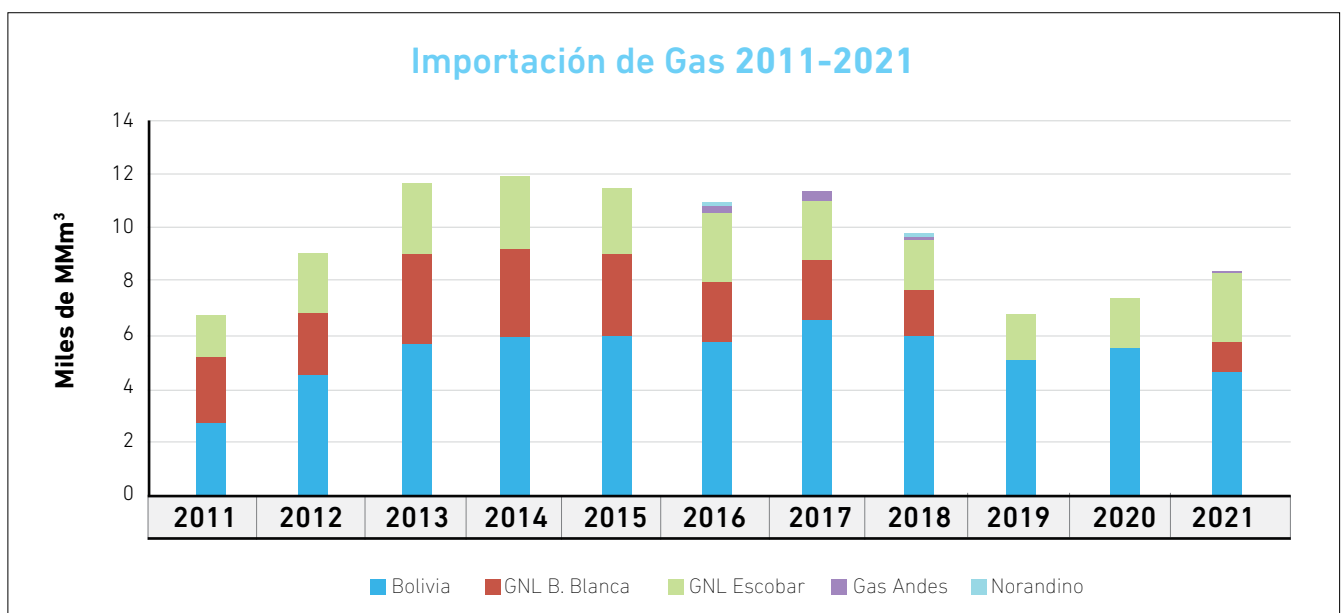
La demanda del año 2021 fue de 42,65 mil MMm³, en la siguiente figura se pueden observar la demanda mensual de los últimos dos años.



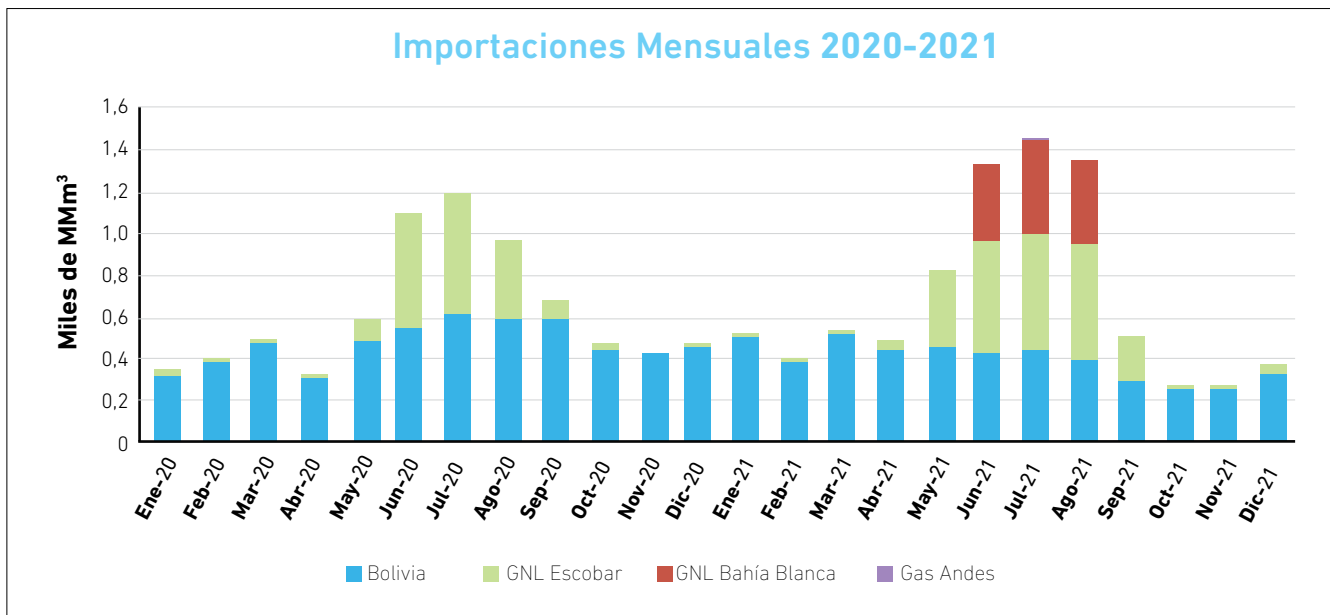
Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 89,0% del consumo total. Respecto al mismo periodo del año 2020, el sector residencial evidenció un leve aumento del 1,1%, por otra parte el sector industrial presentó una caída del 5,0%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 13,1% superior respecto al mismo periodo del 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 once años de importaciones de gas.

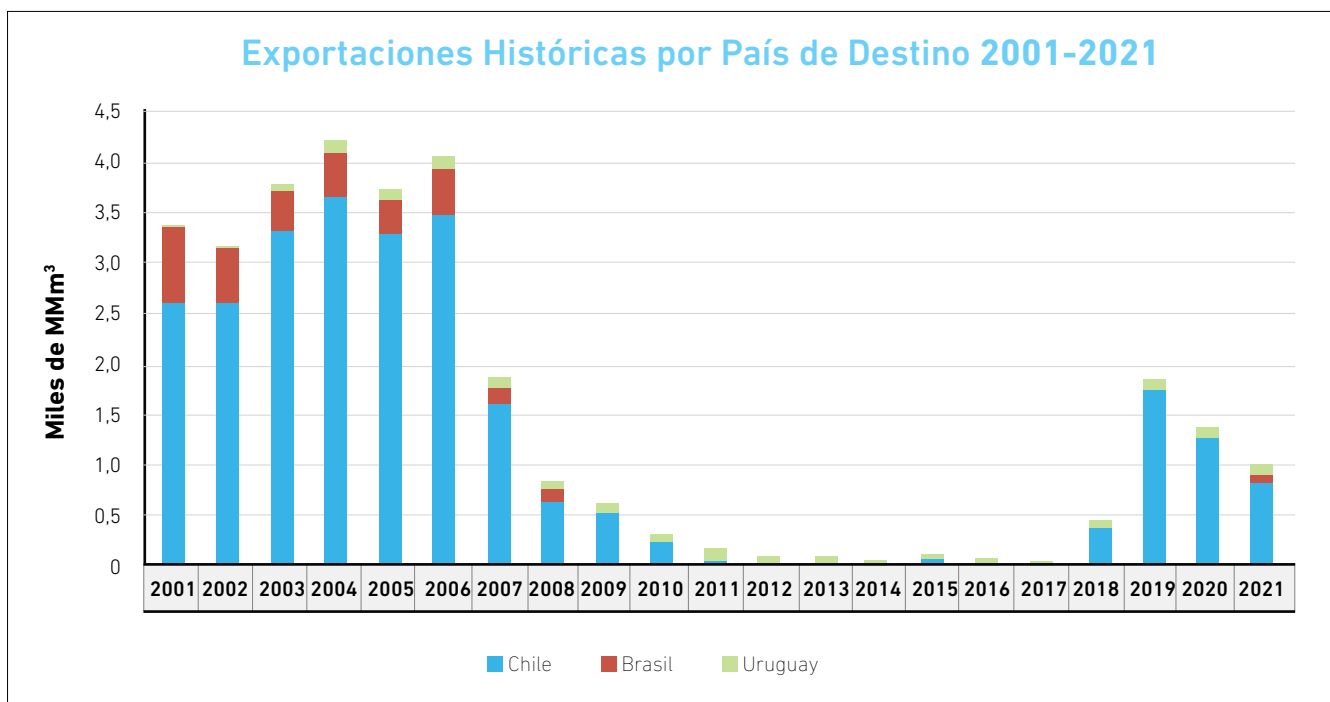


La importación de gas durante el 2021 registró un valor de 8,2 mil MMm³, siendo un 11,2% superior al año 2020.

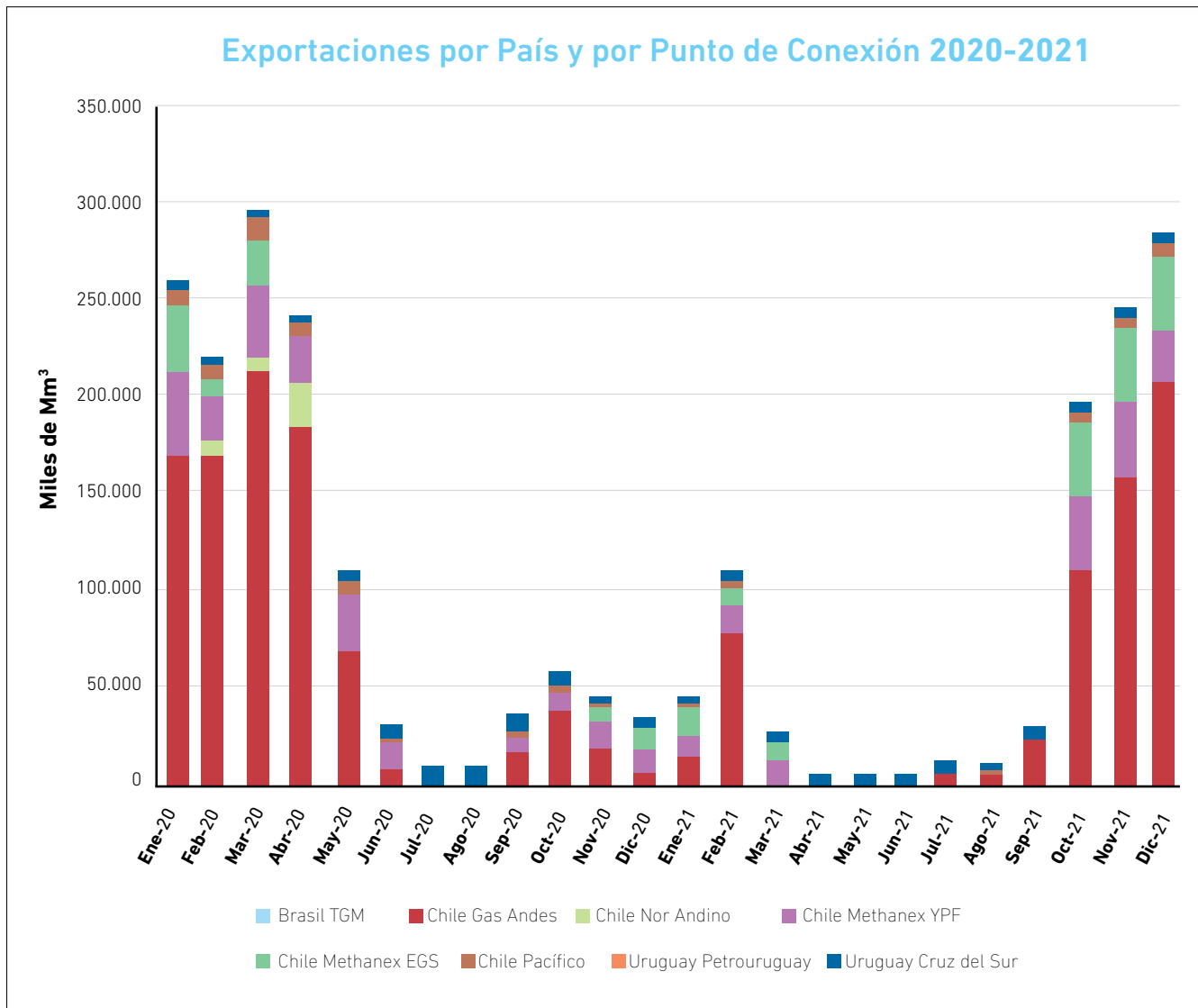


Exportación

Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico del periodo 2001-2021 presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.



El volumen exportado durante 2021 fue de 0,99 mil MM m³ siendo un 27% inferior en comparación al año 2020. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 24 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.



Evolución de los Precios



Precio monómico de la Energía Eléctrica

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 transitorios de despacho.
- Sobrecostos de combustibles.
- Energía adicional.
- Contratos de abastecimiento, demanda excedente y demanda Brasil.
- Compra conjunta.

Ítems del Precio Monómico

Desde el 2001 los dos primeros son los relacionados al precio de la energía, y a la potencia y reserva. 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.

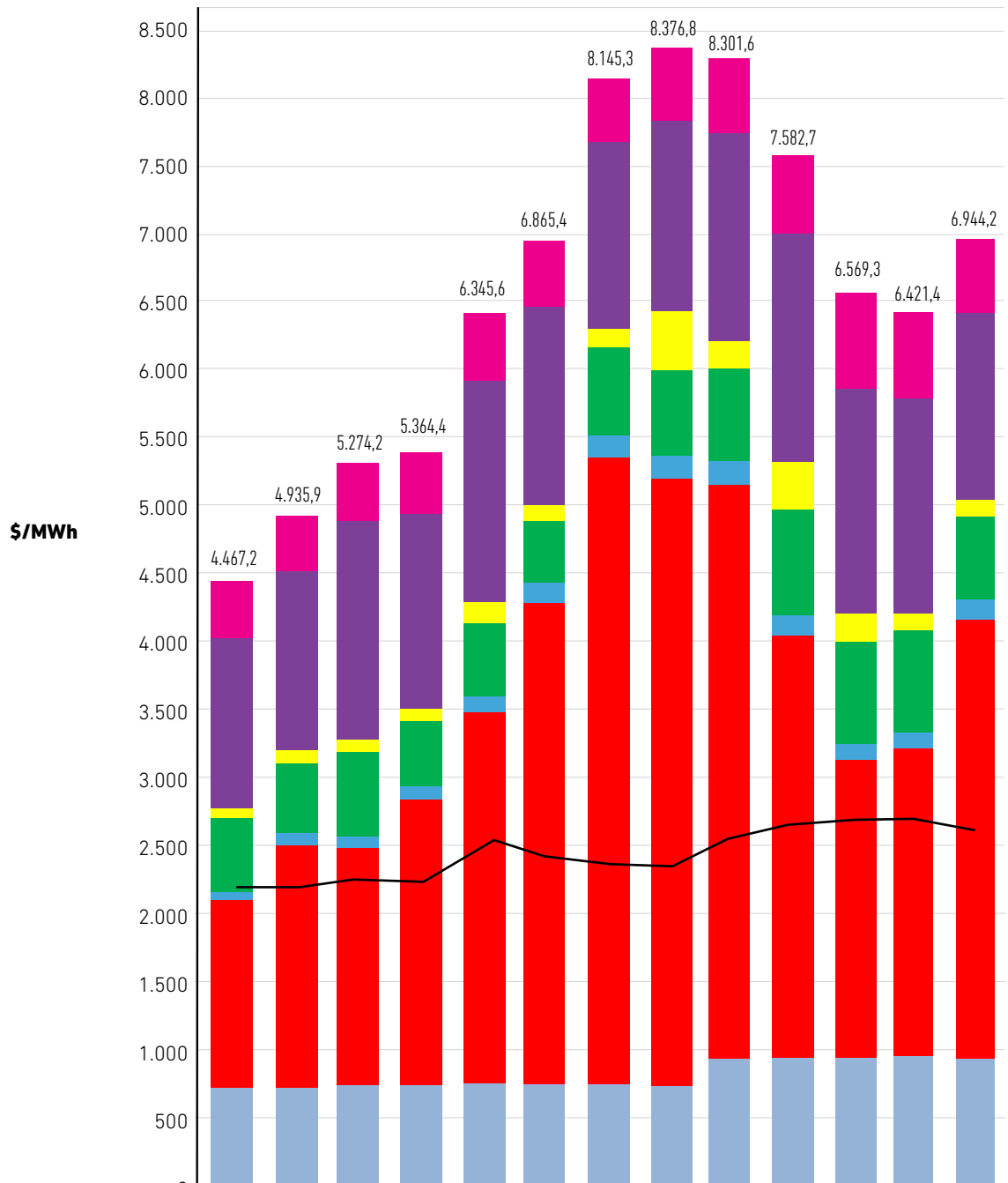
Desde el año 2015, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente. Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorrato en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, tal como los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN y resoluciones posteriores.

Con respecto al ítem en el precio monómico "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).

El valor del precio monómico de diciembre del 2021 es de 6.944,2 \$/MWh, equivalente a 68,1 U\$S/MWh¹. En la siguiente figura se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional -sin considerar el transporte-durante los últimos 13 meses. Además, se presenta la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo con su consumo.

¹ Dólar mayorista promedio de diciembre de 2021 del Banco Central de la República Argentina.

Items del Precio Monómico



	Dic-20	Ene-20	Feb-20	Mar-20	Abr-20	May-20	Jun-20	Jul-21	Ago-21	Sep-21	Oct-21	Nov-21	Dic-21
Compra Conjunta	421,2	410,4	426,5	450,4	496,9	474,7	470,6	541,1	551,4	583,8	712,5	635,8	540,7
Sobrecostos CA MEM + Dem Brasil + Demanda Excedente	1.263,1	1.319,1	1.597,5	1.432,6	1.612,5	1.444,0	1.375,4	1.404,4	1.536,7	1.675,0	1.655,6	1.587,7	1.373,4
Sobrecosto de Combustible	73,1	100,3	92,8	90,5	157,8	117,6	134,2	432,1	195,4	356,3	206,2	116,8	122,2
Adicional de Potencia	529,7	507,2	617,3	474,5	530,1	449,7	654,5	633,2	688,2	778,8	749,7	762,4	609,8
Energía Adicional	76,7	94,5	84,5	96,8	115,8	139,8	162,6	166,2	169,6	148,3	117,2	116,1	147,4
Sobrecosto Trans. Despacho	1.383,4	1.784,4	1.735,6	2.099,6	2.712,5	3.519,5	4.628,0	4.479,8	4.230,3	3.110,5	2.198,1	2.272,7	3.220,7
Precio de Energía	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	720,0	930,0	930,0	930,0	930,0	930,0
— Precio estacional medio	2.159,3	2.154,7	2.191,9	2.175,9	2.523,0	2.456,1	2.401,7	2.387,9	2.568,9	2.630,9	2.650,4	2.659,9	2.570,7



09/11/2021

Firmaron un acuerdo para avanzar con la construcción del reactor CAREM

Comenzarán a emplazarse todas las estructuras del edificio del reactor nuclear modular que abarcan una superficie de 18.500 m². En julio se habían reactivado las tareas.

Las empresas Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA) y Henisa Sudamericana firmaron un contrato para la construcción del edificio CAREM que permitirá avanzar con la construcción del primer reactor modular de diseño nacional. El acuerdo representa la reactivación de la obra tras el freno en enero de 2020.

Las tareas que se desarrollarán abarcan principalmente la construcción de todas las estructuras de hormigón del edificio del reactor CAREM que está ubicado en la localidad de Lima, provincia de Buenos Aires y tendrán una duración de 20 meses. Según informaron desde la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), el personal vinculado a la obra será de hasta 250 personas.

“Lo que se firmó es sumamente importante para nosotros, nos garantiza que en el transcurso de las próximas semanas se incorporará una cantidad importante de personal que nos permitirá retomar el ritmo que la obra necesita, y que ha sido en lo que hemos venido trabajando fuertemente en los últimos meses”, señaló el gerente de dirección de Obras CAREM, Juan Cattáneo.

Este nuevo convenio se constituye como el principal subcontrato enmarcado en el acuerdo celebrado entre la Unidad de Gestión de Proyectos Nucleares de NA-SA y CNEA, el cual fue firmado en julio pasado, con una extensión de 36 meses.

A raíz de la firma de este precontrato con NA-SA, se había incorporado una dotación de personal mínima que se abocó principalmente a tareas de limpieza y mantenimiento de la obra, a modo de preparación para el recomienzo de los trabajos de hormigonado y construcción gruesa.

El CAREM es el primer reactor nuclear de potencia íntegramente diseñado y construido por la CNEA, y se ubica en el segmento de reactores modulares de baja y media potencia (SMR, por sus siglas en inglés). La construcción del prototipo comenzó el 8 de febrero de 2014, momento desde el cual el CAREM se convirtió en el primer SMR del mundo en estar oficialmente en construcción.

El edificio que lo contendrá comprende una superficie de 18.500 m², de los cuales alrededor de 14.000 m² corresponden al llamado módulo nuclear, el sector que incluye la contención del reactor, la sala de control y todos los sistemas de seguridad y de operación de la central.

En detalle, será capaz de generar 32 megavatios eléctricos, y desde CNEA indicaron que se destaca por un “riguroso estándar de seguridad” aplicado desde el diseño, obtenido mediante soluciones de alta ingeniería que simplifican su construcción, operación y mantenimiento.

Fuente: www.rionegro.com.ar

Sequía histórica del paraná: Yacyretá al 50%, problemas en usinas térmicas y contingencia en Atucha por la toma de agua de las centrales nucleares

La bajante histórica del río Paraná, provocada por la peor sequía en casi un siglo en Brasil, disparó la alerta a distintas plantas de generación de energía en el país. Yacyretá opera al 50% de su capacidad y por la baja del río existen problemas operativos en centrales térmicas como Vuelta de Obligado, San Martín y San Nicolás. Contratan una draga para garantizar la toma de agua de Atucha I y II. Los próximos 20 días son claves. Hay casi 3.000 MW en riesgo.

La bajante histórica que afecta al río Paraná por la peor sequía en casi un siglo en Brasil encendió las alarmas de las distintas plantas de generación de energía en la Argentina que necesitan abastecerse de agua de esta cuenca para su funcionamiento. El efecto inmediato es una baja en la generación hidráulica de Yacyretá. Pero, además, por la caída del Paraná están en **riesgo potencial 2.400 MW de distintas centrales térmicas y las nucleares de Atucha I y II.**

Según aseguraron fuentes gubernamentales a Econojournal, en el corto plazo **“tenemos incertidumbre”** y lo que ocurra con el caudal del río aguas arriba en los próximos 20 o 30 días “es clave” para la operación de las centrales eléctricas. **“La sequía tiene un primer efecto directo y es la bajante del Paraná, que va a significar menos generación de energía de Yacyretá”**, explicó un funcionario del área eléctrica del gobierno. **“Pero hay un efecto indirecto que es la dificultad en las tomas de agua de las centrales térmicas”**, añadieron desde la compañía. La falta de agua en el Paraná ya provocó que el gobierno tenga que reforzar las importaciones de combustibles convalidando precios récord.

“La cota (altura del río en la toma de agua de las centrales) **en mayor riesgo es la de la Central Térmica de Vuelta de Obligado**, pero como todavía no tenemos la previsión para los próximos dos meses estamos evaluando las condiciones. **No tenemos certezas”**, remarcaron las mismas fuentes del gobierno, que trabajan sobre los informes de previsión del Instituto Nacional del Agua (INA). Si la situación permanece estable en estos niveles del Paraná, **“no vemos un problema de abastecimiento, pero sí de costos (en la generación de energía). Es decir, si perdemos un ciclo combinado lo tenemos que reemplazar con más combustibles”**, aclararon desde Cammesa.

Por la sequía histórica que afecta a la cuenca del Paraná están con riesgo 2.400 MW. En todos los casos, los operadores están trabajando con planes de contingencia:

- **La generación de Yacyretá, que está aportando 800 MW para la Argentina y 200 MW para Paraguay**, podría verse afectada en el corto plazo. Según el último informe de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), esta semana se registró un caudal de 5.700 metros cúbicos por segundo (m³/s), cuando el promedio es de

13.000 m³/s en esta época del año. En junio, el caudal mensual promedió 6.200 m³/s, un valor igual al registrado en la caída del año 1934 y el segundo más bajo desde 1901.

– **La generación de Yacyretá, que está aportando 800 MW para la Argentina y 200 MW para Paraguay,** podría verse afectada en el corto plazo. Según el último informe de la Entidad Binacional Yacyretá (EBY), esta semana se registró un caudal de 5.700 metros cúbicos por segundo (m³/s), cuando el promedio es de 13.000 m³/s en esta época del año. En junio, el caudal mensual promedió 6.200 m³/s, un valor igual al registrado en la caída del año 1934 y el segundo más bajo desde 1901.

EBY cree “muy probable la profundización de la bajante del río Paraná”. Desde Cammesa estimaron que, si baja el entrante en 1.000 m³/s, **la baja en turbinado de Yacyretá para la Argentina sería de alrededor de 200 MW.**

–**La Central Termoeléctrica de Vuelta de Obligado de 250 MW,** en la localidad de Timbúes en Santa Fe, es la planta que tiene más riesgo de perder generación si el caudal del Paraná continúa bajando. **La operación de esta central depende de cómo se comporte el río en los próximos días.**

–La **Central Termoeléctrica San Martín de 250 MW** (también en Timbúes), si bien no tiene los niveles de riesgo de la de Vuelta de Obligado, **su operación podría complicarse** si se profundiza la baja del río.

–Con **menor riesgo a las anteriores** aparecen las centrales de generación de la localidad de San Nicolás, en la provincia de Buenos Aires, que suman 1.100 MW. Se trata de la planta a turbo vapor **San Nicolás I de 300 MW y de la Central Térmica San Nicolás I (AES Paraná) de 800 MW.**

–**Las centrales nucleares Atucha I y II,** instaladas en el partido de Zárate (Buenos Aires), toman agua de la misma cuenca. Están aportando en estos momentos alrededor de **1.000 MW.** Si bien el riesgo es aún menor al de las centrales térmicas, la operación de estas plantas podría complicarse si persiste la caída del río Paraná. **De hecho, se contrató una draga para garantizar la disponibilidad del agua.**

–La bajante del Paraná también despertó una alarma por **el acceso de los buques regasificadores de gas natural licuado (LNG) a la terminal de Escobar.** Por ahora no hay riesgos de operación, pero si es necesario que los barcos hagan maniobras distintas a la habituales.

La sequía en Brasil es la peor en casi un siglo. Las precipitaciones se sostienen por debajo del promedio histórico desde octubre de 2019. **Aguas abajo, el efecto es de una fuerte caída en todo el río Paraná** que también está afectado el transporte por barco y, en algunas zonas, ya hay efectos sanitarios. En Cammesa también explicaron que **la situación del río en la Argentina va a depender no sólo de las lluvias, sino también de lo que haga Brasil con los embalses.**

Según el Instituto Nacional del Agua (INA), por el Paraná **está ingresando a la Argentina el 40% del promedio de los últimos 25 años del caudal de agua** y la bajante de 2021 está en los niveles de los registros históricos de **1934 y 1944.** En Rosario, por caso, se registraron bajas de tres metros.

Fuente: www.ecojournal.com.ar

IMPSA finalizó la fabricación de un componente esencial del CAREM-25

En Mendoza, con la presencia de autoridades de CNEA que recorrieron la planta de la empresa, se anunció la culminación del blindaje térmico para el reactor y se firmó un convenio marco que establece la provisión de servicios de ingeniería y fabricación de nuevos componentes.

La empresa IMPSA culminó con éxito el blindaje térmico del reactor CAREM, un componente de 30 toneladas y 5,5 metros de altura que la compañía realizó en su Centro Tecnológico de Mendoza. La función de este componente es clave, ya que tiene la capacidad de proporcionar soporte inferior al reactor nuclear y da la seguridad necesaria frente a cargas sísmicas. Además, evita que las altas temperaturas que se producen en el reactor nuclear se transmitan a las estructuras de hormigón de las obras civiles.

Por otro lado, se firmó un convenio con IMPSA para la provisión de servicios de ingeniería y fabricación de nuevos componentes para la construcción y puesta en marcha del CAREM, proyecto a partir del cual la empresa mendocina logró dar un salto tecnológico significativo al aplicar su capacidad de diseño a todo lo relacionado con el cálculo estructural del reactor. Asimismo, conformó un equipo específico de técnicos e ingenieros, quienes realizaron importantes desarrollos tecnológicos internos, algunos incluso basados en Inteligencia Artificial (IA).

“Me da mucho orgullo visitar las instalaciones de IMPSA, que son también un ícono para nuestro país. Siendo una empresa nacional, esperamos que pueda seguir contribuyendo al desarrollo de una serie de proyectos como el CAREM, que ustedes saben que para la Comisión Nacional de Energía Atómica es el proyecto que tiene mayor financiamiento en este momento para su desarrollo”, aseguró la presidenta de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Adriana Serquis.

Por su parte, Marcelo Kloster, presidente del directorio de IMPSA, sostuvo: “Le agradecemos a CNEA haber elegido a IMPSA para ser el fabricante del primer prototipo del CAREM. Queremos seguir trabajando juntos para aprovechar esta experiencia, para desarrollar más tecnología relacionada con la industria nuclear y porque vemos para el CAREM una gran oportunidad a nivel mundial. Entendemos que es uno de los principales productos tecnológicos que Argentina puede exportar al mundo”.

Fuente: www.u-238.com.ar

PERMER: se presentaron ofertas para dar electricidad a once Parques Nacionales

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales recibió seis ofertas para la provisión e instalación de 60 equipos fotovoltaicos que abastecerán con energía fotovoltaica a once Parques Nacionales en seis provincias.

El Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales (PERMER) de la Secretaría de Energía de la Nación recibió ofertas para la provisión e instalación de equipos fotovoltaicos para 60 establecimientos públicos de once Parques Nacionales, ubicados en las provincias de Córdoba, Entre Ríos, La Rioja, Neuquén, Santa Fe y Tucumán, así como de un destacamento fronterizo del Ejército Argentino en Pino Hachado, Neuquén.

El secretario de Energía, Darío Martínez, destacó que “el PERMER nos permite que habitantes de diferentes zonas rurales puedan acceder al servicio eléctrico, a través de fuentes renovables, una gran política de un gobierno federal”.

También indicó que “esta apertura de sobres es muy importante porque nos acerca aún más a la posibilidad de proveer de energía limpia a los parques nacionales y acompañar de esta manera el cuidado de estas áreas protegidas. Además de poder llegar con electricidad a lugares donde no llegan las líneas, nos permite dar pasos firmes en la transición energética en la que el mundo está encaminado”.

La apertura de sobres se llevó a cabo en el Salón Rojo del Ministerio de Economía, con la presencia de la Directora General de Programas y Proyectos Sectoriales y Especiales del Ministerio de Economía, Lic. Soledad Iglesias y del coordinador de PERMER, Ing. Luciano Gilardon. Las empresas que presentaron ofertas fueron Mega S.R.L., Coradir S.A., Se. Mi. S.A., Ecos S.A., Coba SRL y Multiradio S.A.

El lote N° 1, para el que se presentaron cuatro ofertas, corresponde a 33 instalaciones en

edificios públicos: 14 en Córdoba, seis en Entre Ríos, dos en La Rioja, cuatro en Santa Fe y siete en Tucumán; mientras que en lote N°2, con cinco ofertas, corresponde a 28 instalaciones en la provincia de Neuquén. La licitación prevé un plazo de obra de ocho meses para ambos lotes.

“Las instalaciones permitirán abastecer estas áreas protegidas de forma constante y segura con energía fotovoltaica, evitando la contaminación sonora y atmosférica de los generadores alimentados por combustibles fósiles”, resaltó el subsecretario de Energía Eléctrica, Federico Basualdo.

Los Parques Nacionales beneficiados por esta iniciativa son Nahuel Huapi, Lanín, Laguna Blanca y Arrayanes, en la provincia de Neuquén; Quebrada del Condorito y Traslasierra, en Córdoba; Pre Delta y El Palmar, en Entre Ríos; Aconquija, en Tucumán; Talampaya, en La Rioja; e Isla de Santa Fe, en la provincia homónima. La licitación prevé siete kits con características diferentes, adaptadas a distinto tipo de instalaciones, como viviendas, galpones o seccionales.

El Proyecto PERMER, dependiente de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, promueve la inclusión social y el desarrollo socioeconómico de los habitantes y trabajadores de las zonas rurales de todo el país por medio de la electrificación de hogares, escuelas, centros de atención primaria de salud, comunidades aglomeradas y pequeños emprendimientos productivos en zonas que no cuentan con acceso a la red de distribución eléctrica. Al basarse en fuentes renovables, también contribuye a diversificar la matriz energética nacional.

PERMER evaluará todas las ofertas recibidas. Las empresas que resulten adjudicatarias deberán construir las plantas generadoras y sus respectivas conexiones a las redes existentes en ambas poblaciones.

Toda la información relacionada con los avances de esta licitación 7/2021 "Provisión e instalación

de equipos fotovoltaicos e instalaciones internas en edificios de instituciones públicas para las provincias de Córdoba, Entre Ríos, La Rioja, Neuquén, Santa Fe y Tucumán" se encuentra disponible para su consulta en la página web de PERMER.

Fuente: www.argentina.gob.ar/noticias

20/12/2021

Qatar invertirá en los minirreactores de rolls-royce y tendrá un 10% de participación en el negocio

El monto de la inversión qatarí, acordado este lunes con la multinacional británica, ronda los 112,5 millones de dólares.

La conglomerado aeroespacial y de defensa Rolls-Royce ha anunciado que la Autoridad de Inversiones de Qatar invertirá 112,5 millones de dólares en su proyecto SMR de desarrollo de minirreactores nucleares.

Según el acuerdo, alcanzado este lunes, el fondo soberano de la monarquía árabe asumirá una participación del 10% en el negocio del sector de energía con bajas emisiones de carbono de la multinacional británica.

"Hemos recaudado exitosamente el capital que necesitamos para establecer Rolls-Royce SMR", comentó el presidente ejecutivo de Rolls-Royce, Warren East, quien agregó que le es "alentador confirmar que el negocio ahora esté configurado para tener éxito".

El brazo nuclear del consorcio cuenta ahora con una financiación total de casi 646,5 millones de dólares, de los cuales el Gobierno británico prometió aportar más de la mitad, conforme a la

información difundida a comienzos de noviembre pasado. El secretario de Comercio, Energía y Estrategia Industrial de Reino Unido, Kwasi Kwarteng, dijo que la inversión representa un "claro voto de confianza en el liderazgo mundial" de su país en esta innovadora tecnología.

Los minirreactores que planea construir Rolls-Royce son instalaciones relativamente pequeñas, de un área equivalente a dos campos de fútbol, una décima parte del tamaño de una planta nuclear normal. Al mismo tiempo, cada uno será capaz de abastecer de energía a un millón de hogares, según las estimaciones.

Dada por terminada la búsqueda de la financiación, se espera que el ambicioso proyecto haga posible la entrega de los primeros reactores en la próxima década y que cree cerca de 40.000 puestos de trabajo en Reino Unido para el año 2050.

Fuente: www.actualidad.rt.com

Se dispararon los precios del gas licuado Norteamericano en Europa

Tras el anuncio de la ministra alemana de Relaciones Exteriores, Annalena Baerbock, de que el gasoducto Nord Stream 2 “todavía no puede ser autorizado”, los precios del gas en Europa volvieron a subir considerablemente, beneficiando a los importadores de GNL de EE.UU.

Después de que el pasado domingo 12 de diciembre de 2021 la ministra alemana de Relaciones Exteriores, **Annalena Baerbock**, declaró en un reportaje por el segundo canal de la TV pública (ZDF) que el gasoducto **Nord Stream 2 “todavía no puede ser autorizado”**, los precios del gas en Europa han vuelto a subir considerablemente, beneficiando a los importadores de gas natural licuado (GNL) de EE.UU. Y eso que los depósitos europeos siguen medio vacíos.

El precio del gas ha alcanzado este lunes un nuevo récord. Los contratos para el 14 de diciembre alcanzaron por la tarde un valor récord de 118 euros por megavatio hora (MWh). Esto es un buen diez por ciento más que el viernes. Los observadores del sector citaron como motivo para el alza las declaraciones de la ministra de Exteriores.

Al ser entrevistada por el informativo Heute Journal por ZDF, subrayó que el oleoducto “no cumple los requisitos de la legislación europea en materia de energía y, de todos modos, las cuestiones de seguridad siguen sin resolverse”.

En su acuerdo de coalición el Partido Socialdemócrata (SPD), los Verdes y el Partido Liberal Democrático (FDP) determinaron **que los proyectos energéticos se sometan a la legislación europea**, “y eso significa que, tal y como están las cosas, este gasoducto no puede aprobarse porque no cumple los requisitos de la legislación europea en materia de energía y, de todos modos, las cuestiones de seguridad

siguen sin resolverse”, declaró la política de los Verdes. El argumento es que el consorcio Nord Stream AG está registrado como empresa suiza y no en algún país de la UE, pero ésta no es una novedad: se sabía desde que el Estado alemán aceptó el tendido de la conexión.

Baerbock añadió que EE.UU. y el anterior gobierno alemán habían discutido “que en caso de nuevas escaladas de la tensión en Europa Oriental, este oleoducto no podría conectarse a la red”. Se refería a la tensa situación en la frontera entre Rusia y Ucrania.

El gasoducto desde Rusia hasta Alemania se completó hace semanas. La Agencia Federal de Redes tiene hasta principios de enero, para decidir sobre el permiso de explotación del mismo a través del cual se suministrarán anualmente hasta 55.000 millones de metros cúbicos de gas natural desde Rusia a Alemania.

La actual ministra se había manifestado en contra del Nord Stream 2 ya durante la campaña electoral previa a las elecciones al Bundestag. Sin embargo, el nuevo canciller Olaf Scholz aún no ha adoptado una posición clara al respecto.

El escenario más probable es que la confirmación regulatoria final podría extenderse hasta el final del tercer trimestre o incluso el cuarto trimestre de 2022, pero, si el conflicto entre Rusia y la OTAN por Ucrania se intensifica, es probable que aumente la presión de Estados Unidos y de los Estados de Europa del Este sobre el gobierno alemán para que congele el proyecto.

Para los Verdes y Annalena Baerbock esto sería un gran éxito en política exterior. La decisión del gobierno, empero, aún no está definida, porque en el SPD siguen existiendo algunos destacados partidarios del ducto como la ministra presidenta de Mecklemburgo-Antepomerania, Manuela Schwesig.

Es cuestionable cuáles son las alternativas al gas procedente de Rusia. A pesar de la expansión de las energías renovables, Alemania y otros países de la UE seguirán dependiendo de las importaciones de gas y petróleo en un futuro próximo, sobre todo porque, según el acuerdo fundante de la nueva coalición de gobierno, la República Federal pretende adelantar la eliminación de la generación de electricidad con carbón, además de acabar con la energía nuclear. "Lo ideal sería conseguirlo antes de 2030", dice el acuerdo.

Si se retrasa la autorización y el invierno es frío, aumentarán las importaciones del gas licuado procedente de Estados Unidos, que se obtiene principalmente mediante el método de fracturación hidráulica, muy perjudicial para el medio ambiente.

En su función como ministro de Economía de la Gran Coalición, durante el pasado otoño boreal el actual canciller Olaf Scholz habría ofrecido a EE.UU. apoyar la importación de gas natural estadounidense a través del Mar del Norte en paralelo a la construcción del Nord Stream 2. Considerando sus elevados costos medioambientales, hasta ahora no se sabe si los Verdes se oponen a dicha importación.

La oposición de los ecologistas y toda la prensa atlantista contra el gasoducto no sólo beneficia

la importación de gas de EE.UU. y fortalece el bloque antirruso en Europa, sino que contribuye a justificar las operaciones militares de la UE en África.

En el contexto europeo la industria alemana está hoy a la vanguardia de la transición hacia la utilización plena de fuentes renovables de energía, pero el financiamiento de esta transición depende de que Alemania tenga buenas relaciones con Rusia y siga accediendo sin problemas al mercado chino, su principal socio comercial y económico.

Además, una vez que el Bundestag ya en 2012 decidió cerrar todas las centrales nucleares hasta el final de 2022 y que en el contrato de la actual coalición se acordó adelantar a 2030 el límite para la utilización de carbón como combustible. Entre tanto, mientras se desarrollan las fuentes de energía alternativa (viento, agua, hidrógeno, etc.) y toda la sociedad se adapta para utilizarlas, la industria aumentará su consumo de gas.

El segundo gasoducto que atraviesa el Mar Báltico tiene la función de asegurar el abastecimiento de gas durante la transición. Contra el mismo los partidarios de la alianza atlántica alegan la dependencia que generará respecto a la estrategia europea de Rusia. Alemania es la más perjudicada, si no se pone en actividad el ducto ya terminado (además de las multas que tendrá que pagar), y Estados Unidos el único beneficiado. La República Federal puede pagar muy caro el ecologismo atlantista de su ministra de Exteriores y la UE.

Fuente: www.telam.com.ar

Las empresas NASA, IEASA Y DIOXITEK, Y CNEA firmaron convenios de cooperación

El acto contó con la participación del presidente de NASA, José Luis Antúnez; de la presidenta de CNEA, Adriana Serquis; el presidente de IEASA, Agustín Gerez y el subgerente general de IEASA, Gastón Leydet.; y el presidente y gerente General de DIOXITEK, Santiago Sartori.

Las empresas estatales Nucleoeléctrica Argentina (NASA), Integración Energética Argentina (IEASA) y DIOXITEK, y la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) firmaron convenios de cooperación, que fortalecen la integración del sector nuclear argentino.

NASA, de la que el Ministerio de Economía es accionista mayoritario a través de la Secretaría de Energía, suscribió convenios de cooperación con CNEA y las empresas IEASA y DIOXITEK, con la presencia del jefe de Gabinete de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, Ignacio Pallia.

El acto se realizó en la sede central de NASA y contó con la participación del presidente de esa empresa, José Luis Antúnez; de la presidenta de CNEA, Adriana Serquis; el presidente de IEASA, Agustín Gerez; el presidente y gerente General de DIOXITEK, Santiago Sartori; y el subgerente general de IEASA, Gastón Leydet.

El acuerdo con IEASA prevé el entrenamiento de personal de operación, mantenimiento y programación de las termoeléctricas José de San Martín y Manuel Belgrano por parte de NASA, y la realización de actividades conjuntas entre las empresas en áreas como Garantía de Calidad y Ambiente, Responsabilidad Social, entre otras.

Por otra parte, NASA firmó un convenio marco de colaboración por diez años para la provisión de servicios de asistencia de asistencia tecnológica por parte de CNEA para las centrales nucleares en operación, así como para la provisión de servicios de asistencia a su Unidad de Gestión de Proyectos Nucleares.

Asimismo, se acordó el trabajo conjunto en la utilización de elementos combustibles con uranio levemente enriquecido, el almacenamiento de los elementos combustibles gastados, el desarrollo de proveedores para sustitución de importaciones y gestión de conocimiento, entre otros aspectos.

Estos acuerdos profundizan la integración de distintos segmentos del sector nuclear argentino, fortaleciendo el trabajo conjunto y contribuyendo al desarrollo de la generación eléctrica desde el más alto nivel tecnológico y de capacitación profesional.

Finalmente, NASA suscribió un contrato con DIOXITEK para la provisión de 220 toneladas de concentrado de uranio para la posterior fabricación de elementos combustibles para las centrales nucleares Atucha I, Atucha II y Embalse, durante 2022 y parte de 2023.

Fuente: www.telam.com.ar

Los precios del gas siguen batiendo récords en Europa en el comienzo del invierno Boreal

Los contratos al mes de enero en el Dutch TTF saltaron un 23% en la jornada del martes y cerraron en un nuevo máximo histórico. Los niveles de gas en almacenamiento se mantienen por debajo de lo normal. Fuertes subas en los precios de la electricidad por las centrales nucleares fuera de servicio en Francia.

La temporada invernal en Europa comenzó con nuevos precios récord del gas. El mercado anticipa que los almacenes de gas terminarán en los niveles más bajos de su historia al finalizar el invierno y proyecta precios altos también para el invierno de 2023.

En el Dutch TTF, punto de comercio virtual de referencia para el continente, los contratos de entrega de gas para enero cerraron la jornada del martes en € 180/MWh, una suba del 23% con respecto al lunes. Es un nuevo máximo histórico que coloca al gas en la zona de los U\$S 60 por MMBTU. El mercado abrió la jornada del miércoles con precios superiores a € 170/MWh.

El mercado del gas también da señales de que la situación de precios altos persistirá al menos hasta el próximo invierno. Los contratos a diciembre de 2022 en el TTF treparon a € 126/MWh, un salto del 40% en una jornada.

Los niveles bajos de gas en almacenamiento en Europa siguen siendo el principal factor detrás de los altos precios. El invierno encuentra al Viejo Continente sin haber reforzado lo suficiente su stock de gas y en tensión con Rusia por el conflicto en Ucrania.

El gas en los sitios de almacenamiento en los países de la Unión Europea se encuentra por debajo del 60% de la capacidad total. Es un nivel bajo que suele ocurrir en la segunda mitad de

enero y que refuerza en el mercado la perspectiva de que el continente tendrá niveles críticamente bajos antes de que finalice el invierno.

Las fluctuaciones en la oferta de gas desde Rusia también inciden en esa perspectiva. Rusia detuvo los envíos de gas a través del gasoducto Yamal-Europa para atender su demanda interna en una semana de bajas temperaturas.

Pero cualquier decisión de Rusia con respecto a los envíos de gas también será leída en el marco de las crecientes tensiones en Ucrania. Las conversaciones entre Europa, Ucrania y Rusia para avanzar en la resolución del conflicto iniciado en 2014 se estancaron y el gobierno ucraniano denuncia la posibilidad de una invasión militar rusa en el este del país en los próximos meses. Estados Unidos respaldó a Ucrania y acordó con la Unión Europea la aplicación de sanciones si Rusia invade el país.

Los altos precios del gas están llevando a industrias y usinas termoeléctricas a reducir la demanda. En el caso de las segundas, están cambiando a combustibles más baratos como el carbón y el petróleo. Pero la moderación en la demanda de gas no se ve reflejada en una baja de los precios de la electricidad. Todo lo contrario, registraron fuertes alzas en las últimas semanas.

Los precios diarios en los mercados mayoristas eléctricos superan los € 300/MWh, con picos

de más de 500 euros. Francia, el principal exportador de energía en la Unión Europea, tiene problemas con su flota de reactores nucleares, que representan el 70% de la energía que se genera en el país. Hay al menos 17 reactores fuera de servicio por retrasos en las tareas de mantenimiento. El gobierno solicitó a EDF acelerar las tareas, de lo contrario, aproximadamente el 30% de la capacidad nuclear de Francia estará fuera de servicio a principios de enero. La situación europea podría agravarse con el comienzo del cierre definitivo en Alemania de las centrales nucleares que siguen en operación, programado para enero.

Los precios diarios en los mercados mayoristas eléctricos superan los € 300/MWh, con picos

de más de 500 euros. Francia, el principal exportador de energía en la Unión Europea, tiene problemas con su flota de reactores nucleares, que representan el 70% de la energía que se genera en el país. Hay al menos 17 reactores fuera de servicio por retrasos en las tareas de mantenimiento. El gobierno solicitó a EDF acelerar las tareas, de lo contrario, aproximadamente el 30% de la capacidad nuclear de Francia estará fuera de servicio a principios de enero. La situación europea podría agravarse con el comienzo del cierre definitivo en Alemania de las centrales nucleares que siguen en operación, programado para enero.

Fuente: www.ecojournal.com.ar

21/12/2021

Firmaron un convenio para ampliar las redes de gas con una inversión de más de \$ 400 millones

El secretario de Energía, Darío Martínez, y el gobernador de Tucumán, Osvaldo Jaldo, rubricaron el acuerdo en el despacho del jefe de Gabinete, Juan Manzur.

El secretario de Energía, Darío Martínez, y el gobernador de Tucumán, Osvaldo Jaldo, firmaron un convenio para ampliar las redes de gas en Tucumán, con una inversión de más de 400 millones de pesos.

La rúbrica se concretó en el despacho del jefe de Gabinete, Juan Manzur, en Casa Rosada, y participaron también el subsecretario de Coordinación Institucional de Energía, Guillermo Usandivaras; y el vicepresidente de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), Santiago Yanotti.

“La Reconstrucción Argentina es con hechos que mejoren la calidad de vida de nuestra

gente”, escribió Manzur en su cuenta en la red social Twitter, y apuntó que la firma del convenio “impactará positivamente en el bolsillo de los tucumanos y las tucumanas tras la extensión del acceso a este servicio fundamental”.

Tras la firma del convenio, Manzur recibió Marcos Bulgheroni, director ejecutivo del Grupo Pan American Energy, una empresa argentina especializada en la exploración y producción de hidrocarburos, con quien dialogó “sobre la situación actual del sector energético del país, y las acciones para seguir potenciando la producción de petróleo y gas, generando más empleo y desarrollo”, apuntó el jefe de Gabinete.

Fuente: www.telam.com.ar

Inauguraron en la puna salteña una de las plantas solares más grandes del país

En la localidad de Olacapato, dentro del Departamento Los Andes y a 4.090 m sobre el nivel del mar, se inauguró el Parque Solar Fotovoltaico Altiplano 200, que posee una potencia total de 200 MW y cuenta con más de medio millón de paneles solares.

El Parque Solar Fotovoltaico Altiplano 200, considerada la segunda planta solar más grande del país, fue inaugurado en la Puna salteña y su puesta en marcha posiciona a la provincia a la cabeza en la generación de energías renovables. “Estamos convencidos que las energías renovables nos van a permitir combatir las limitaciones energéticas, reducir la contaminación, intervenir favorablemente en el cambio climático e impactar en la salud de los salteños”, expresó el ministro de la Producción y Desarrollo Sustentable de Salta, Martín de los Ríos.

El funcionario formuló estas afirmaciones en la ceremonia de puesta en marcha del Parque Solar Fotovoltaico Altiplano 200, en la localidad de Olacapato, de la Puna salteña, que posee una potencia total de 200 MW.

“Valoramos que hayan elegido Salta, las virtudes naturales del clima de la Puna salteña, y especialmente la generación de fuentes de empleo para nuestra gente”, destacó el funcionario.

La puesta en marcha y entrada en operación de este parque solar, junto a la Planta Fotovoltaica de Cafayate y a la generación de energía hidráulica, permitirá alcanzar una generación de energía eléctrica, con fuentes renovables, equivalente al 40% de la demanda de energía de la provincia.

Por su parte, el director regional de Neoen, Emmanuel Pujol, agradeció al Gobierno de Salta por todo el apoyo brindado, especialmente durante el tiempo de pandemia, y destacó

que, desde el primer día, se trabajó con las comunidades locales.

“Nos comprometimos a tener un impacto positivo sobre los pueblos cercanos a la planta. Y entre otras obras, colaboramos en la construcción de un playón deportivo y la restauración del pozo de agua de las escuela de Olacapato”, comentó.

El directivo señaló también, que en colaboración con la Fundación Anpuy, se capacitaron jóvenes de la comunidad y se financiaron becas estudiantiles terciarias y universitarias.

Con una capacidad de 208 MWp, Altiplano 200 es el resultado de la fusión de los proyectos La Puna (107 MWp) y Altiplano (101 MWp) en las licitaciones RenovAr 1 y RenovAr 2.

Ambos proyectos tienen un contrato a largo plazo con la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA) y venderán electricidad verde a un precio muy competitivo, ya que es el precio de electricidad solar más bajo en Argentina, durante un período de 20 años.

Clara Acoria y Anita Quipildor, representantes de las comunidades locales, destacaron la importancia que tienen para los habitantes de la Puna “estar a la vanguardia de la transformación energética de la provincia”.

El Parque Solar Altiplano 200 tiene una potencia total de 200 MW, abarca una superficie de 350 hectáreas, y está integrada por un total de 554.580 paneles solares.

Con una inversión estimada de USD 313 millones, la construcción de la planta generó 462 puestos de trabajos, mientras que la etapa de operación demanda 20 empleos permanentes.

El parque se encuentra interconectado al Sistema Argentino de Interconexión (SADI), aportando energía al sistema nacional.

El proyecto fue realizado en el marco del Programa RenovAr, y financiado por Proparco, la firma DEG Energy, el Fondo Interactivo para el Cambio Climático de Francia (ICCF), la empresa europea de servicios financieros Société Générale y KfW, el Banco de Desarrollo de Alemania.

Participaron en la inauguración la embajadora de Francia en Argentina, Claudia Scherrer-Effose; el ministro de Relaciones Internacionales de Salta, Julio San Millán; el presidente de Remsa (Recursos Energéticos y Mineros de Salta), Alberto Castillo; el senador por el departamento de Los Andes, Leopoldo Salva; y autoridades de las comunidades de San Antonio de los Cobres, Olacapato y Salar de Pocitos.

Fuente: www.telam.com.ar

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.

48

Análisis del grado de desarrollo de los SMRs y su despliegue en el ámbito internacional y local. 2021. Coppari, N., Iglesia, M. y Matarazzo, V.

Desafíos y oportunidades de la transición energética en Argentina y el mundo. 2021. Jensen, S.

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

