

BOLETÍN ENERGÉTICO 54

2do. Semestre 2024
AÑO XXVII N° 54

ISSN 1668-1525



Dirección de la Publicación: Ing. Santiago Jensen
Producción Editorial: Téc. Mariela Iglesia
Comité Técnico: Lic. Victoria Matarazzo
Ing. Valeria Cañadas

Boletín elaborado y emitido por Departamento de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia Planificación, 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 11 6772-7526/7641

Coordinación Editorial: Lic. Diego Coppari

Comité Revisor: Ing. Norberto Coppari
Ing. Carlos Rey
Ing. Humberto Baroni

Apoyo Técnico: Sr. Facundo Leuzzi

Colaboraron en este número: Lic. Carlos Mora Fresca
Téc. Nicolás Thaine

Diseño y Compaginación: Lic. Andrés Boselli

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

e-mail: sintesismem@cnea.gob.ar

Otras publicaciones de CNEA: Síntesis.

<https://www.cnea.gob.ar/nuclea/handle/10665/803>

Número 54 Enero 2025
ISSN 1668-1525



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



Contenido

Los colores de la transición energética: El rol del hidrógeno	
<i>G. Amica y F. Gennari.</i>	4
Síntesis Nuclear	31
Demanda de Energía Eléctrica	35
<i>Picos de Potencia</i>	
Potencia Instalada	40
<i>Potencia instalada por región y por fuentes</i>	
<i>Incorporaciones previstas</i>	
Generación de Energía Eléctrica	45
Otras Energías Renovables	46
Consumo de Combustibles y Emisiones de Dióxido de Carbono	52
Síntesis de Mercado del Gas Natural	54
Evolución de los Precios	62

Editorial

El segundo semestre de 2024 ha traído hitos sumamente positivos para el panorama energético. En materia de energía nuclear, tanto en el plano nacional como internacional, se anunciaron desarrollos de alto impacto que abren nuevas posibilidades en términos de innovación, proyección tecnológica y soberanía energética. En paralelo, el sector hidrocarburífero también registró cifras históricas que fortalecen la posición de Argentina como un actor clave en la producción de petróleo y gas.

La noticia más importante del segundo semestre de 2024 ha tenido que ver con la presentación del Plan Nuclear Argentino, llevada adelante por el presidente de la Nación, Javier Milei, el 30 de septiembre en la Casa Rosada. La iniciativa fue anunciada como una respuesta estratégica frente al crecimiento acelerado de la inteligencia artificial (IA) y el impacto que este fenómeno tendrá sobre la demanda energética global. “El potencial de la IA es tan inmenso que con la energía convencional no va a alcanzar”, señaló Milei. En ese sentido, sostuvo que la energía nuclear es la única fuente “lo suficientemente eficiente, abundante y rápidamente escalable” para acompañar el desarrollo de la civilización.

El Plan Nuclear se estructuró en dos etapas. La primera contempla la construcción de un reactor modular pequeño (SMR) en el predio de Atucha, pensado como un modelo replicable en distintos puntos del país. Según el comunicado oficial, esta tecnología permitirá ampliar el acceso a la energía, reducir los cortes de luz y sentar las bases para una red eléctrica más robusta. La segunda etapa incluye el desarrollo de reservas de uranio con el objetivo de garantizar el autoabastecimiento y proyectar al país como exportador de combustibles nucleares de alto valor agregado.

Para su implementación, el Gobierno anunció la creación del Consejo Nuclear Argentino, presidido por Dr. Ing. Demián Reidel e integrado por el jefe de Gabinete, Guillermo Francos; el ministro de Defensa, Luis Petri; y el presidente de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), Dr. Ing. Germán Guido Lavalle. La participación de la CNEA como organismo científico-técnico de referencia resulta clave en una etapa que demandará experiencia, capital humano especializado, capacidades instaladas y desarrollo de tecnología.

La propuesta de reactivación nuclear se apoya también en obras que ya están en marcha. En la Central Atucha I, la primera de América Latina, comenzaron las tareas para extender su vida útil por otros veinte años, con una inversión estimada de 700 millones de dólares y un plazo de ejecución de 30 meses. También avanza la construcción del CAREM, el reactor modular nacional ubicado en Lima, provincia de Buenos Aires.

En línea con el Plan y los objetivos de Argentina en materia de energía nuclear, la empresa INVAP (Investigaciones Aplicadas Sociedad del Estado) patentó en Estados Unidos el diseño de un reactor nuclear modular compacto, el ACR-300. Se trata de un reactor de agua presurizada (PWR, por sus siglas en inglés) de 300 MW de potencia eléctrica, que recibió la aprobación de la Oficina de Patentes y Marcas Registradas de los Estados Unidos luego de un proceso iniciado en julio 2018.

El ACR-300, íntegramente diseñado en la provincia de Río Negro, se enmarca dentro de la categoría de SMRs, alternativa segura y eficiente para acompañar la transición energética. Cabe recordar que, en paralelo, INVAP continúa avanzando con el reactor multipropósito RA-10 en Ezeiza y el PALLAS en los Países Bajos.

A nivel internacional también hubo noticias significativas relacionadas con la energía nuclear. En línea con este resurgimiento, durante el segundo semestre de 2024 las principales empresas de tecnología comenzaron a apostar por la nuclear para enfrentar los desafíos de demanda que plantea el desarrollo de la inteligencia artificial, sin descuidar la crisis climática. Así, Amazon, Google y Microsoft firmaron en los últimos seis meses del año contratos de suministro nuclear que totalizan 2,7 GW, una capacidad equivalente al consumo de más de dos millones de hogares.

Amazon lidera el giro tecnológico con tres acuerdos clave: una inversión de 500 millones de dólares en X-energy, especializada en SMRs; una alianza con Energy Northwest para desarrollar nuevas tecnologías de fisión; y un convenio con Dominion Energy para instalar un SMR en Virginia, con una capacidad estimada de 300 MW. Google, por su parte, estableció una colaboración con Kairos Power para la construcción de SMR que entraría en operación entre 2030 y 2035. Microsoft avanza en un acuerdo con Constellation Energy para reactivar un reactor en la planta de Three Mile Island, en Pensilvania.

Para estas empresas, el cambio hacia la energía nuclear resulta fundamental ya que es una fuente constante y de bajas emisiones, capaz de sostener los exigentes requerimientos energéticos de los centros de datos. Los SMR se posicionan como una solución clave, combinando escalabilidad y menor impacto ambiental.

En cuanto a reactores y centrales nucleares, a la hora de analizar el ámbito internacional, el

segundo semestre de 2024 vio la incorporación de dos centrales a la red: FLAMANVILLE-3 en Francia y ZHANGZHOU-1 en China, ambos PWR de 1.630 y 1.126 MW, respectivamente. También se dio inicio a la construcción de cinco reactores

En paralelo, la producción de gas natural cerró el año con el mayor volumen de los últimos 17 años, superando los 51 mil millones de metros cúbicos, un 7,1% más que en 2023. La actividad estuvo traccionada por Vaca Muerta y por la

La empresa INVAP (Investigaciones Aplicadas Sociedad del Estado) patentó en Estados Unidos el diseño de un reactor nuclear modular compacto, el ACR-300. Se trata de un reactor de agua presurizada (PWR, por sus siglas en inglés) de 300 MW de potencia eléctrica, que recibió la aprobación de la Oficina de Patentes y Marcas Registradas de los Estados Unidos.

PWR –todos superiores a los 1000 MW de potencia- en Pakistán y China (cuatro reactores). Además, las centrales japonesas ONAGAWA-2 y SHIMANE-2 reactivaron sus tareas luego de suspender operaciones. En contraposición, Canadá cerró permanentemente las centrales nucleares PICKERING-1 y PICKERING-4 (ambos PHWR de 515 MW), mientras que en Taiwán se dio de baja la central MAANSHAN-1.

Además, ha habido noticias muy positivas a nivel nacional en lo referente a hidrocarburos. En este sentido, durante el segundo semestre de 2024, Vaca Muerta batió todos los récords históricos de producción, consolidándose como el corazón energético de Argentina. Así, por ejemplo, en octubre la provincia de Neuquén alcanzó los 447.460 barriles de petróleo por día, el valor más alto de su historia, y un 26% superior al registrado en el mismo mes del año anterior. El crecimiento sostenido de los principales yacimientos no convencionales fue determinante para este logro.

incorporación de nuevos pozos y plataformas, con picos de producción en meses como agosto, cuando se alcanzaron 153 millones de metros cúbicos diarios, el mayor registro mensual en la historia nacional. Estos resultados ratifican el papel clave de Vaca Muerta no solo en la seguridad energética interna, sino también en la proyección estratégica del país a futuro, a partir de una producción eficiente, creciente y con alto valor agregado tecnológico.

Así, los hitos alcanzados durante este semestre no sólo presentan un horizonte de oportunidades para Argentina en términos de energía nuclear, sino que invitan a pensar en un futuro alentador en términos de desarrollo, inversión y diversificación de la matriz, con la energía nuclear posicionándose con un rol mucho más preponderante y aportando su granito de arena en la búsqueda de un futuro marcado por el desarrollo de energías limpias que contribuyan al objetivo de hacerle frente al cambio climático.



Los colores de la transición energética:

El rol del hidrógeno

Autores: Guillermina Amica y Fabiana Gennari.

INTRODUCCIÓN

El crecimiento económico mundial ha sido sostenido por la producción de energía a bajo costo basada en la explotación de recursos fósiles, cuya combustión conlleva la emisión de gases de efecto invernadero nocivos para el medio ambiente. En particular, el dióxido de carbono (CO_2) producto de la actividad humana, es reconocido como el responsable principal del denominado cambio climático.

El sistema energético actual enfrenta problemas de escasez y dependencia de los hidrocarburos (fuentes primarias no renovables), sumado al fuerte impacto ambiental generado. La falta de sustentabilidad de este escenario, exige un profundo cambio del sector, que promueva la descarbonización y priorice el uso de energías que no liberen CO_2 a la atmósfera. La diversificación de la matriz energética mediante el aumento de la participación de energías renovables presenta un importante desafío tecnológico para su implementación a gran escala: debido a la naturaleza intermitente de estas formas de generación de energía (como la solar y la eólica), se genera un desacople entre la oferta y la demanda. Esto implica que deben combinarse con opciones de almacenamiento

que permitan la acumulación de energía y el posterior suministro, acorde a las necesidades del consumo. En las últimas décadas, el hidrógeno es aquel postulado como fuerte candidato para cumplir este rol. Para la obtención de la molécula de hidrógeno (H_2) se requiere implementar un proceso que consume energía. Por lo tanto, se dice que el hidrógeno es un vector energético que sirve para almacenar y transportar energía renovable, aunque también se utiliza como insumo en diversos procesos industriales. Como la utilización de hidrógeno no genera emisiones de CO_2 (su combustión solo genera agua como subproducto), puede contribuir a diversos objetivos de descarbonización, tanto del sector energético como productivo.

En este artículo se muestra cómo el hidrógeno gaseoso (H_2) puede jugar un papel clave en la transición energética como vector de energía. Se recorre toda su cadena de valor (ver Figura 1), abordando las diferentes metodologías de producción (código de colores), las tecnologías asociadas a su almacenamiento y transporte, los usos actuales y su uso para la generación de energía, haciendo hincapié en los avances y dificultades que se presentan en cada eslabón. Así mismo, se abordará el estado de la tecnología a nivel mundial y se expondrá brevemente el estado de situación de Argentina en este campo.

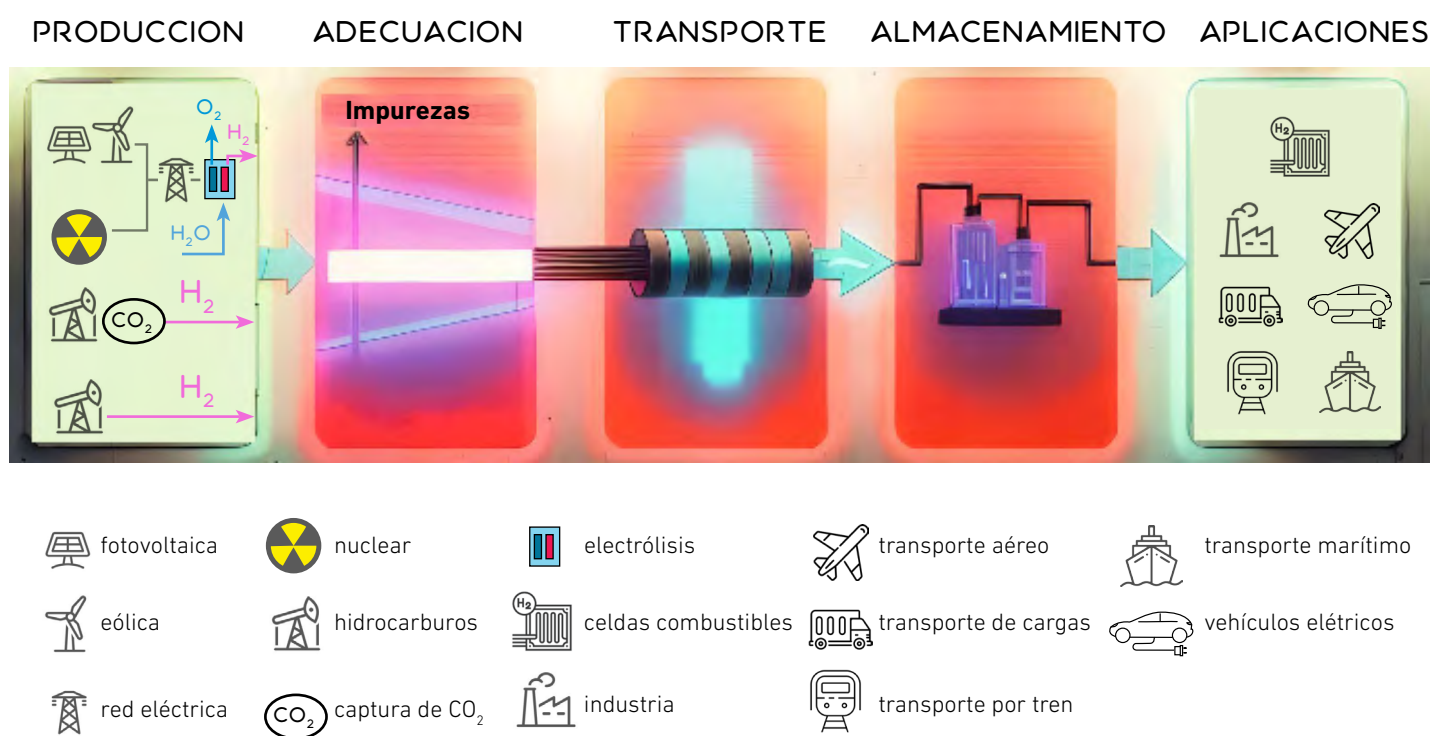


Figura 1: Cadena de valor del hidrógeno.

PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO

En la naturaleza, el hidrógeno (H_2) es uno de los elementos más abundantes, pero se encuentra combinado con otros elementos formando compuestos como agua, glucosa, hidrocarburos y biomasa, entre otros compuestos orgánicos. No es una fuente primaria de energía, sino que puede ser considerado como un portador. Esto significa que debe ser producido a partir de compuestos que lo contienen mediante algún proceso que consume energía primaria. Actualmente existen diversas formas de producir hidrógeno con diferente grado de madurez tecnológica y aplicabilidad a escala, las cuales pueden ser caracterizadas por el tipo de materia prima utilizada, el origen de la energía requerida, las tecnologías empleadas o procesos involucrados y las emisiones de gases como resultado del proceso. Teniendo en cuenta estos factores, es posible clasificar el hidrógeno obtenido mediante la asignación de una escala de colores, que, si bien no está completamente estandarizada, sí se encuentra muy extendida (ver Figura 2).

HIDRÓGENO MARRÓN:

Se obtiene de la gasificación del carbón, con liberación de CO₂ a la atmósfera. Ruta predominante en China por disponibilidad de carbón.

HIDRÓGENO GRIS:

Se obtiene a partir de combustibles fósiles (gas natural o hidrocarburos más pesados) con liberación de CO₂ a la atmósfera. Existen tres variantes: reformado con vapor (SMR) usando agua como oxidante, oxidación parcial (POX, por sus siglas en inglés Partial Oxidation) usando oxígeno como oxidante, o una combinación de ambos llamada reformado autotérmico (ATR, por sus siglas en inglés Autothermal Reforming). Actualmente, SMR es la forma más común y barata de producción de hidrógeno; ATR es la más atractiva por eficiencia energética, con gran potencial futuro.

HIDRÓGENO AZUL:

Se obtiene a partir de combustibles fósiles, de la misma manera que el hidrógeno gris. Sin embargo, se captura el CO₂ y se almacena o procesa/emplea industrialmente, generando muy bajas emisiones de CO₂.

HIDRÓGENO ROSA:

Se genera a través de la electrólisis del agua mediante el uso de electricidad proveniente de una planta de energía nuclear.

HIDRÓGENO TURQUESA:

Generado por la división térmica del metano a través de la reacción de pirólisis, empleando como energía la proveniente de la combustión del gas natural. Los productos finales son hidrógeno y carbón. En este proceso, el producto de mayor valor es el carbón que se comercializa como negro de humo, el cual tiene diversas aplicaciones industriales. Siendo el principal refuerzo en la industria del caucho, especialmente en la fabricación de neumáticos. También se utiliza como pigmento en pinturas, tintas y plásticos, y en menor medida como colorante alimentario.

HIDRÓGENO VERDE:

Es el único hidrógeno libre de emisiones de CO₂ a la atmósfera. Se produce por electrólisis del agua, un proceso que emplea corriente eléctrica para separar el hidrógeno del oxígeno del agua. Utiliza electricidad procedente de fuentes renovables como la fotovoltaica, la eólica o la hidroeléctrica. También se es hidrógeno verde al producido a partir de la gasificación de la biomasa con captura de CO₂, empleando energía renovable.

HIDRÓGENO AMARILLO:

La diferencia con el hidrógeno verde es que la energía que alimenta los electrolizadores es proveniente de la red eléctrica. Las emisiones globales del proceso no pueden ser consideradas nulas ya que hay que considerar aquellas relacionadas con la generación del mix energético empleado.

Recientemente, se han descubierto “yacimientos de H₂ puro”. Puede denominarse hidrógeno blanco a este hidrógeno “natural”, que tiene su origen en formaciones geológicas con alto contenido de minerales de hierro, por debajo de la superficie terrestre. Cuando el agua se filtra desde la superficie, puede descomponer ciertos minerales de hierro, a partir de una reacción química conocida como serpentización.

	MATERIA PRIMA	PROCESO	FUENTE DE ENERGÍA	EMISIONES DIRECTAS
MARRÓN	CARBÓN	GASIFICACIÓN	GAS NATURAL	CO ₂
GRIS	GAS NATURAL	SMR, POX, ATR	GAS NATURAL	CO ₂ , CH ₄ FUGITIVO
AMARILLO	AGUA	ELECTRÓLISIS DEL AGUA	ELECTRICIDAD DE FUENTES MIXTAS	PROPIAS DEL MIX DE LA RED
AZUL	CARBÓN GAS NATURAL	GASIFICACIÓN SMR, ATR, OXIDACIÓN	GAS NATURAL	CO ₂ (CSS NO ES 100% EFICIENTE)
ROSA	AGUA	ELECTRÓLISIS	ENERGÍA NUCLEAR	RESIDUOS RADIOACTIVOS
TURQUESA	GAS NATURAL	PIRÓLISIS	GAS NATURAL	CH ₄ FUGITIVO
VERDE	AGUA BIOMASA	ELECTRÓLISIS GASIFICACIÓN CON CCS SMR, ATR, OXIDACIÓN PARCIAL CON CSS	ENERGÍAS RENOVABLES BIOMASA	NULAS

Figura 2: Clasificación de la producción de hidrógeno.

Ciertos procesos de producción de hidrógeno han sido empleados por décadas para disponer de hidrógeno como materia prima, alcanzando alta madurez comercial (hidrógeno gris y marrón). Sin embargo, debido a que la producción de hidrógeno está acompañada de la emisión de altas cantidades de CO₂, no resultan admisibles en un panorama de descarbonización. Por esta razón, en el nuevo escenario energético donde el hidrógeno se constituye en un portador limpio de energía hay un incentivo muy fuerte para la producción de hidrógeno de bajas emisiones (ver Figura 3).

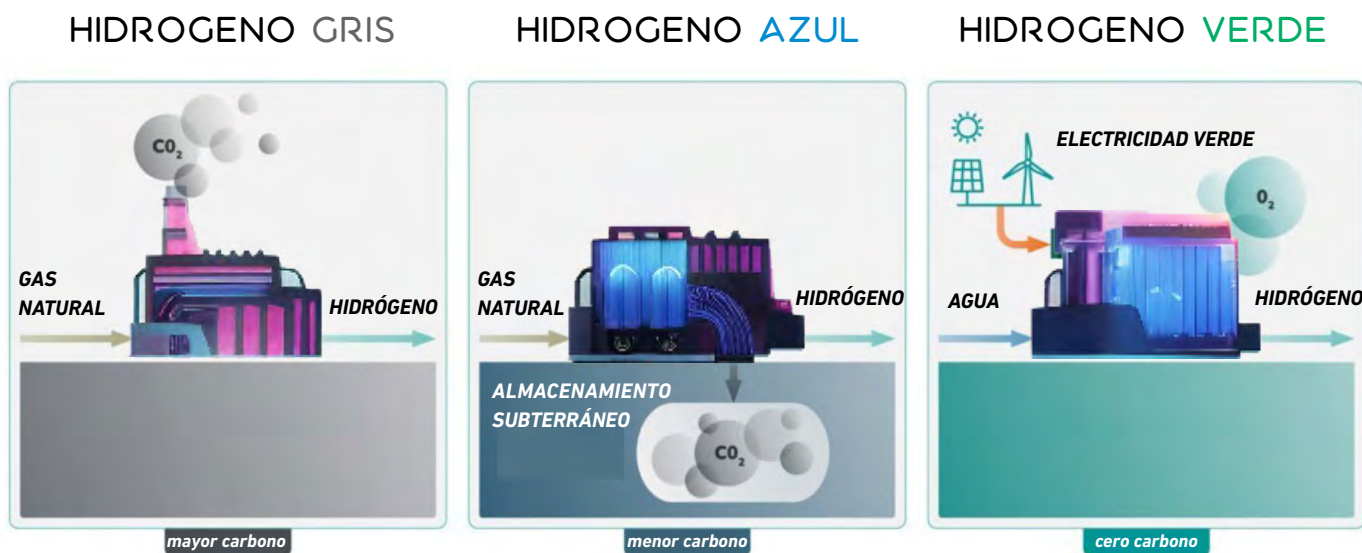


Figura 3: Hidrógeno gris e hidrógeno de bajas emisiones (azul y verde).

Existen dos rutas principales para la producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono. Una de ellas es producir hidrógeno verde mediante la descomposición del agua por electrólisis utilizando electricidad procedente de energías renovables. Diferentes tipos de electrólisis del agua están disponibles, siendo ya comerciales y maduras la electrólisis alcalina (ALK, por sus siglas en inglés Alkaline electrolysis) y la de membrana de electrolito polimérico (PEM, por sus siglas en inglés Polymer Electrolyte Membrane). Los electrolizadores PEM, que tienen capacidad de ciclo de potencia instantáneo y un rango de temperatura operativa bajo (80–100 °C), son particularmente adecuados para su uso con energías renovables que tienen cargas variables. En cambio, la electrólisis de óxido sólido (SOEC, por sus siglas en inglés Solid Oxide Electrolysis) y la de membrana de intercambio de aniones (AEM, por sus siglas en inglés Anion Exchange Membrane) son tecnologías en desarrollo, disponibles a nivel demostrativo, con solo pocas empresas involucradas en la manufactura y comercialización. La electrólisis necesita emplear agua de alta pureza para evitar degradación de los componentes de la celda y la reducción de su vida útil, por lo que el proceso global requiere incluir plantas potabilizadoras de agua de alta calidad. En 2023 la capacidad disponible de producción de hidrógeno por electrólisis a nivel mundial es de 1,4 gigavatios (GW), y se proyecta un crecimiento de hasta 350 GW para el año

2030. Hoy en día, producir hidrógeno a partir de agua requiere cuatro veces más energía que a partir de hidrocarburos. Por lo tanto, es necesario reducir los costos de capital (por ejemplo, con diseños simplificados, materiales más baratos y duraderos), así como mejorar la eficiencia, para que resulte competitivo el empleo de electrolizadores conectados a la red. Si bien la asequibilidad de los electrolizadores aún es limitada, se espera mejorará con el aumento del uso de electricidad de bajo costo.

Otra de las rutas de producción de hidrógeno de bajas emisiones de carbono involucra evitar que el CO_2 generado a partir de combustibles fósiles (principalmente hidrógeno gris) sea liberado a la atmósfera. En este caso es necesario implementar tecnologías CCUS, (Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono), conocidas como de captura, almacenamiento y/o utilización de CO_2 , en diferentes etapas del proceso de producción de hidrógeno. Los sistemas de captura de CO_2 actuales están basados en la absorción o adsorción (empleando aminas o zeolitas), criogenia o permeación, siendo posible absorber hasta el 90% de CO_2 generado. Una vez capturado, este CO_2 puede ser transportado y almacenado, o transportado y transformado en productos de interés. Esta alternativa involucra tecnologías maduras existentes en la industria y permite descarbonizar los sistemas energéticos existentes en países, como

Argentina, que cuentan con el recurso fósil no renovable. Existen en el mundo algo más de 15 instalaciones de hidrógeno equipadas con CCUS, con una capacidad de captura cercana a 12 Mt/año de CO₂. Más de una cuarta parte de la capacidad de captura de CO₂ en construcción o en planificación implica la producción de hidrógeno o amoníaco en una variedad de aplicaciones, incluida la producción dedicada, las refinerías, los fertilizantes y la industria siderúrgica. A modo de ejemplo, el

CO₂ capturado en plantas de amoníaco (>130 Mt CO₂/año en 2020) se utiliza para la síntesis de urea destinada a su empleo como fertilizante. Otros posibles usos futuros del CO₂ capturado, incluyen la producción de combustibles sintéticos y productos químicos, polímeros, etc. Actualmente, menos del 1% de la producción mundial de hidrógeno se realiza con procesos que incluyen CCUS, capturando algo más de 10 Mt de CO₂.

ALMACENAMIENTO DE HIDRÓGENO

Una vez generado, el hidrógeno debe ser almacenado en algún tipo de dispositivo. El H₂ está formada por dos átomos de hidrógeno unidos por un enlace covalente, siendo la molécula más pequeña que existe. Dado que su punto de ebullición normal es de aproximadamente -253 °C, en condiciones estándar de presión y temperatura (CNPT: 25 °C y 1 atm), el hidrógeno elemental existe como una molécula diatómica en estado gaseoso, con una densidad de 0,09 kg/m³ (14 veces más baja que la del aire). Su energía por unidad de masa (120 MJ/kg) es mayor que la de todos los demás combustibles convencionales (50 MJ/kg para el metano y 44,6 MJ/kg para los hidrocarburos líquidos). Sin embargo, su baja densidad a temperatura ambiente se traduce en una baja energía por unidad de volumen (0,084 frente a 720 kg/m³ de la gasolina a 15 °C) (ver Figura 4).

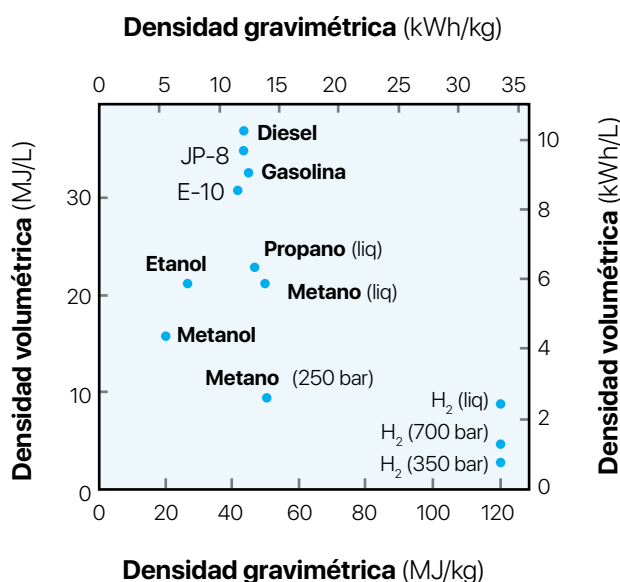


Figura 4: Densidad volumétrica en función de densidad gravimétrica para varios combustibles.

El hidrógeno posee ciertas propiedades fisicoquímicas que hacen que su almacenamiento y transporte sean aún un desafío. Su elevada difusividad lo hace permeable a diversos materiales, su baja densidad volumétrica hace que su transporte en forma de gas sea muy ineficiente, y los procesos para incrementar su densidad másica, ya sea por compresión o licuefacción demandan un alto consumo de energía. Desde el punto de vista de la seguridad, el hidrógeno posee un amplio rango de ignición con una velocidad de propagación de llama muy elevada, la cual al mismo tiempo es transparente y de alta temperatura. Además, el hidrógeno puede causar un efecto no deseado de fragilización sobre ciertos tipos de aceros y soldaduras, que puede generar fisuras bajo cargas constantes o cíclicas. Esto pone en evidencia que el almacenamiento y transporte de hidrógeno se ven desafiados por su baja densidad volumétrica de energía y que los materiales a emplear deben ser cuidadosamente seleccionados, por eso, la importancia del desarrollo de tecnologías avanzadas que resulten técnicamente eficientes y económicamente competitivas.

¹ Mt: Millones de Toneladas

Las diferentes alternativas para el almacenamiento de hidrógeno pueden ser divididas en dos grandes grupos: métodos de almacenamiento físico y empleando compuestos. Tal como se observa en la figura 5, el primer grupo incluye el almacenamiento de hidrógeno como gas comprimido a media o alta presión, hidrógeno líquido y almacenamiento geológico. Por otro lado, el hidrógeno puede ser almacenado empleando materiales, en fase sólida, por adsorción física o absorción química.

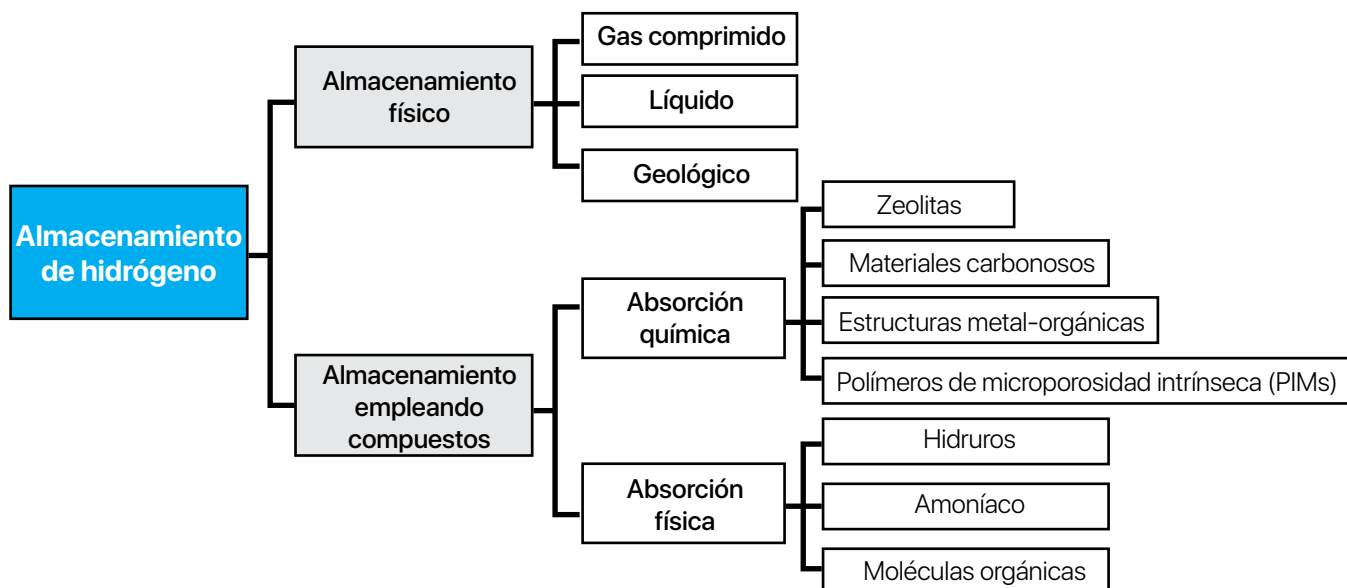


Figura 5: Alternativas para el almacenamiento de hidrógeno.

Para aplicaciones estacionarias en las que el volumen o peso del sistema no es limitante, el hidrógeno se almacena en forma gaseosa a presiones moderadas (~180 bar) en cilindros sin costura Tipo I (aceros de baja aleación al Cr-Mo, aleaciones de aluminio y aceros inoxidables). Estos tubos son muy pesados y tiene paredes muy gruesas, lo que provoca que su capacidad gravimétrica sea muy pequeña (del peso total del tanque lleno, tan solo un 1% es hidrógeno). La necesidad de almacenar mayor cantidad de gas (hasta presiones de 700 bar) ha impulsado el desarrollo de recipientes Tipo II (tubos metálicos reforzados con materiales compuestos de fibra de carbono o vidrio en la dirección del aro en la sección cilíndrica del depósito), Tipo III (forro metálico interno recubierto por un material compuesto dispuesto en distintas direcciones) y Tipo IV (con un forro interno de material plástico reforzado con fibras de carbono en distintas direcciones). A medida que se reduce la cantidad de metal respecto a la cantidad de material compuesto, los tubos se vuelven

cada vez más livianos y, por lo tanto, más aptos para ser empleados en aplicaciones móviles, aunque su costo se encarece fuertemente. La industria automotriz ha impulsado el desarrollo y fabricación de estos dos últimos tipos de tanques en la búsqueda de almacenar al menos 5 kg de hidrógeno que permita una autonomía de al menos 500 km, de manera segura a 700 bar, minimizando su peso y volumen.

A una temperatura de -253 °C y una presión de 1 bar, el hidrógeno existe como líquido saturado y su densidad ($70 \text{ kgH}_2/\text{m}^3$) resulta incluso mucho mayor que la del H_2 gaseoso comprimido a 1.000 bar ($6,8 \text{ kgH}_2/\text{m}^3$). La licuefacción de hidrógeno es un proceso energéticamente costoso ya que se requieren múltiples ciclos de refrigeración y se estima que se consume el ~30-36% de la energía contenida en el hidrógeno. Para minimizar el flujo de calor hacia el interior, el almacenamiento de hidrógeno líquido se realiza en tanques esféricos en los que se minimiza la relación superficie-volumen. Consisten en un

tanque interno y un contenedor externo con una capa de vacío aislante entre ambos, la cual se encuentra llena de múltiples capas de super-aislamiento (se alternan capas metálicas de aluminio y/o películas poliméricas o de fibra de vidrio). La evaporación gradual de hidrógeno líquido resulta inevitable y por ello, a medida que la presión interna del tanque aumenta por encima de 4 bar, se ventila el vapor a través de válvulas de alivio. La licuefacción de hidrógeno es una tecnología madura pero la capacidad global es limitada (~400 ton/día) y concentrada (~80% en América del Norte, complementada por Europa y Japón) y, dado sus altos costos, es económicamente viable para determinadas aplicaciones relacionadas con la industria aeroespacial, el sector electrónico y metalúrgico para procesos de producción específicos.

El almacenamiento subterráneo de hidrógeno en cavernas salinas y medios porosos, tales como reservorios de gas o petróleo agotados y los acuíferos, constituye una alternativa interesante para sistemas de almacenamiento a gran escala y por tiempos prolongados. La principal desventaja es la distancia entre estas formaciones y los sitios de producción de hidrógeno. En el caso de cavernas de sal, se trata de una tecnología probada, de bajo costo de inversión, alto potencial de sellado, bajo requerimiento de gas colchón y, debido a la ausencia de otros gases nativos residuales en la cavidad, no hay contaminación del H_2 . A la fecha hay cuatro instalaciones operativas de almacenamiento de H_2 puro en cavernas de sal y al menos cinco proyectos en etapas iniciales. Si bien la capacidad de almacenamiento en reservorios de gas o petróleo agotados es muy superior a los volúmenes en cavernas salinas, la experiencia alcanzada hasta la fecha es limitada y solo asociada a mezclas de gases. Esto se debe a que hay un requisito más alto de gas colchón para prevenir la ruptura de la roca del yacimiento, hay mezclado de H_2 con otros gases nativos y que, parte del H_2 no es recuperable debido a la difusión, disolución en agua de formación y conversión a metano. Los proyectos de demostración desarrollados a la fecha, involucran el almacenamiento de mezclas de

hidrógeno y metano en lugar de hidrógeno puro.

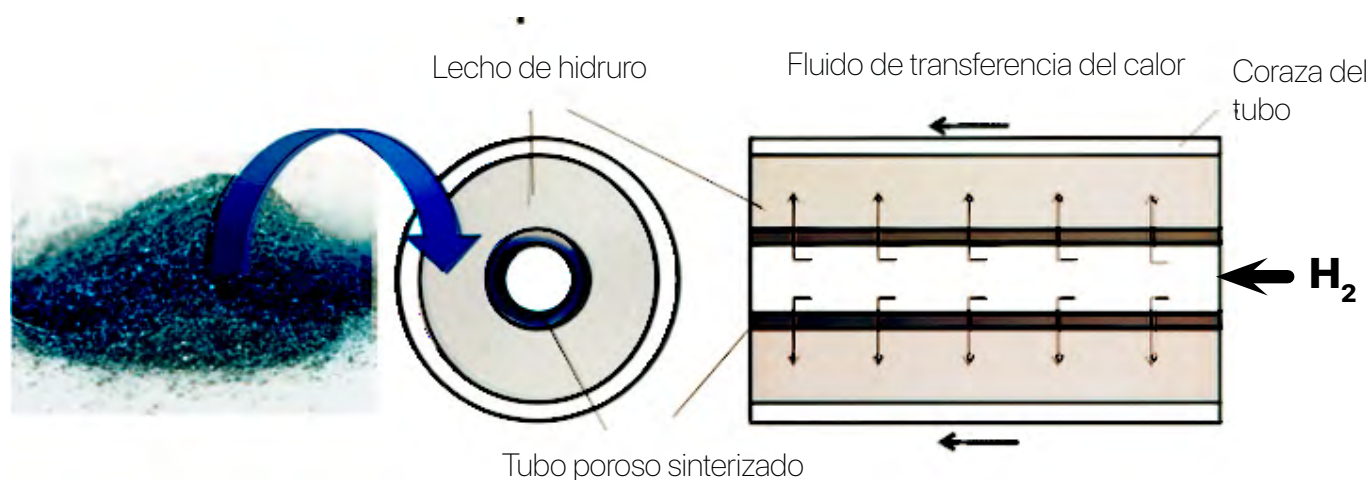
La adsorción física de hidrógeno es un mecanismo mediante el cual es almacenado en su forma molecular, sin disociación, en la superficie de un material sólido. Esta unión es posible mediante fuerzas muy débiles de dispersión entre las moléculas de gas y los átomos de la superficie del sólido. Se trata de un proceso reversible que permite realizar sucesivos ciclos de absorción y desorción sin pérdidas, con velocidades rápidas. Dado que se trata de un fenómeno de superficie, resultan interesantes materiales muy porosos con alta área superficial: zeolitas, carbones de alta área superficial, estructuras metal-orgánicas, polímeros orgánicos y polímeros de porosidad intrínseca. La principal limitación es la baja capacidad gravimétrica del hidrógeno, incluso a muy baja temperatura (-196 °C). Al día de hoy, las tecnologías de adsorción física están lejos de ser ampliamente utilizadas ya que todos los experimentos se han realizado a pequeña escala y los criterios de rendimiento no son lo suficientemente satisfactorios para justificar el salto en el escalado.

Otra forma de almacenarlo, se basa en que algunos metales y aleaciones pueden reaccionar químicamente con el hidrógeno gaseoso de manera reversible en determinadas condiciones de temperatura y presión. El H_2 primero se disocia sobre la superficie del metal y luego los átomos de H difunden dentro de la estructura cristalina para integrarse con la estructura química del material a través de un proceso exotérmico. Los hidruros metálicos son importantes materiales almacenadores de energía y pueden clasificarse en tres categorías principales: hidruros metálicos clásicos (intermetálicos y elementales), hidruros complejos o hidruros químicos. Los compuestos intermetálicos, se caracterizan por tener temperaturas de operación cercanas a la del ambiente, pero con baja capacidad de almacenamiento de hidrógeno, por lo que encuentran nicho de uso en aplicaciones estacionarias (purificación y compresión de H_2). En cuanto a los hidruros elementales (MgH_2 ,

entre otros) y los hidruros complejos (alanatos, borohidruros y amiduros), su estudio se ha orientado a dispositivos para almacenamiento de hidrógeno en aplicaciones móviles. A fin de mejorar las propiedades de almacenamiento de un sistema se recurre a diversas estrategias: **1)** uso de molienda mecánica para reducir los tamaños de partícula y generar defectos; **2)** incorporación de pequeñas cantidades de catalizadores, aleaciones metálicas y óxidos metálicos; **3)** nanoconfinamiento y **4)** combinación de distintos hidruros para formar sistemas binarios y ternarios con mejores propiedades que los constituyentes individuales. Algunos sistemas multicomponente que contienen hidruros complejos son aquellos que, en la actualidad, tienen mayor potencial para cumplir con los requerimientos demandados para un material almacenador de hidrógeno a emplearse en aplicaciones móviles. En este sentido, para considerarse buenos almacenadores, las matrices sólidas deben cumplir ciertos requisitos: **1)** alta capacidad de almacenamiento de hidrógeno, **2)** temperaturas de reacción bajas, **3)** rapidez en la captura y liberación de hidrógeno, **4)** estabilidad luego de muchos ciclos, **5)** costos competitivos. A grandes rasgos, un tanque contenedor del sistema hidruro para

una aplicación móvil puede ser pensado como un reactor tubular compuesto por una coraza, tubos que contienen el material formador de hidruro y un tubo metálico poroso (Figura 6). Durante la carga, el hidrógeno fluye a través de un tubo metálico sinterizado, hacia la cama donde se aloja el hidruro. El tubo poroso, el cual es permeable al gas, pero no al sólido, distribuye el hidrógeno dentro del reactor y trabaja como un filtro que previene la salida del material fuera del tanque. El material absorbe el hidrógeno a través de una reacción química y la energía liberada se transmite desde la pared del tubo a un líquido para la transferencia de calor. Cuando el H_2 quiere ser recuperado, el reactor tubular lleno de hidruro es calentado por este fluido ya que el proceso de desorción requiere calor, el hidrógeno liberado fluye desde el material y sale del tubo sinterizado hacia el destino siguiente. Aun no se cuenta con dispositivos comerciales con tanques que contengan sólidos almacenadores en automóviles a escala real. Para que pueda ser una opción competitiva respecto a los tanques de H_2 a presiones de 700 bar, un desafío importante reside en reducir el costo que representan las matrices sólidas almacenadoras, optimizando las rutas de síntesis de los materiales en grandes volúmenes.

Tanque almacenador de H_2



Ref.: Amica et al, Int. J. Hydrogen Energy, 2020, 45, 18789

Figura 6: Almacenamiento de hidrógeno para aplicaciones móviles.

De lo presentado anteriormente, se deduce que el almacenamiento gaseoso a presiones moderadas y el almacenamiento líquido en condiciones criogénicas constituyen las dos tecnologías que cuentan con alta madurez tecnológica. Los tanques a presión más grandes totalmente metálicos o con revestimiento compuesto se utilizan para el almacenamiento de hidrógeno gaseoso a granel en estaciones de servicio de hidrógeno y en diversas aplicaciones químicas y de energía estacionaria. Cuando el volumen/peso del sistema es una limitante, los tubos envueltos en compuestos de fibra de carbono con revestimientos de metal o polímero (recipientes tipo III y IV) constituyen una solución liviana y segura para el almacenamiento gaseoso a mayores presiones. Dado el alto consumo de energía del proceso de licuefacción y la complejidad de la infraestructura asociada, el hidrógeno líquido se limita a aplicaciones que requieren una alta densidad de energía por unidad de volumen. Por otro lado, la experiencia adquirida en almacenamiento geológico de hidrógeno

está restringida al uso de cavernas de sal; esta tecnología permitiría el almacenamiento de grandes volúmenes de hidrógeno por periodos prolongados de manera rentable. Finalmente, el almacenamiento basado en materiales sólidos, adsorbentes o hidruros, tiene limitaciones para su implementación a escala: costo de los materiales elevados, condiciones de operación exigentes, procesos complejos de síntesis. Si bien los sistemas basados en hidruros han sido fuertemente estudiados para aplicaciones móviles, hay otras aplicaciones interesantes relacionadas con la purificación de mezclas gaseosas con hidrógeno y la compresión del mismo donde tienen mayor impacto. Los casos particulares de su almacenamiento en líquidos orgánicos portadores de hidrógeno y amoníaco, serán discutidos en la sección de transporte, ya que estas alternativas solo resultan interesantes y económicamente viables para la comercialización internacional de hidrógeno que implica su transporte en largas distancias. A continuación en la figura 7 se presenta la comparación entre las distintas formas de almacenamiento.

VOLUMEN de H ₂							
	Absorción FÍSICA	HIDRUROS	Almacenamiento GASEOSO	Almacenamiento LÍQUIDO	Almacenamiento GEOLÓGICO		
					Cavernas salinas	Reservorios agotados	Acuíferos
CONDICIONES	-196°C 10-100 bar <10% p/p H ₂	25-300°C 10-100 bar <16% p/p H ₂	T ambiente 200-700 bar	-253 °C <4bar	95%H ₂ 55-202 bar	10%H ₂ 10-78 bar	50%H ₂ 90 bar
MADUREZ	Laboratorio	Prototipo avanzado	Escala comercial	Escala comercial	Tecnología probada	Tecnología probada para mezclas	En evaluación

Figura 7: Comparación entre estrategias de almacenamiento de H₂.

TRANSPORTE DE HIDRÓGENO

El 85% del hidrógeno que se produce en el mundo es consumido dentro del mismo polo industrial dónde es producido y solo el 15% restante es transportado para diversos usos. La decisión respecto a la alternativa de distribución más conveniente responde a dos variables: la distancia y caudal de hidrógeno, así como también influyen cuestiones geográficas y el uso del hidrógeno en destino.

Transporte terrestre

Para el transporte terrestre de hidrógeno, se dispone de tres alternativas: **1)** gaseoso en camiones; **2)** gaseoso en tuberías y **3)** licuado en camiones. Los camiones de remolque de tubos constituyen la mejor alternativa de transporte para caudales de hasta 10 t/d y distancias menores a 300-400 km. En una configuración típica, es posible transportar 380 kg de H_2 a una presión de 180 bar, empleando nueve tubos largos apilados de 2.000 L cada uno. En general, estos remolques están limitados a presiones de 250 bar por las regulaciones del Departamento de Transporte de los Estados Unidos, pero se han otorgado exenciones para permitir el funcionamiento a presiones más altas (~ 500 bar). Si bien típicamente se emplean cilindros Tipo I, la necesidad de optimizar los viajes con un mayor nivel de carga por remolque conduce a optar por recipientes Tipo II, III y algunos Tipo IV de alto costo.

Los camiones cisterna que transportan hidrógeno líquido resultan ser más convenientes para transportar cantidades intermedias (10-25 t/d) y distancias mayores a 400 km, logrando almacenar cinco veces más de hidrógeno por carga que los remolques de tubos gaseosos. Se utilizan para aplicaciones donde existe una demanda de hidrógeno significativa y estable, pero en áreas donde la demanda regional general de hidrógeno no es lo suficientemente grande como para justificar tuberías. El transporte a través de tuberías resulta ser económicamente viable solo para altos caudales, por encima de 10 t/d, independientemente de la distancia a recorrer. Fundamentalmente se utiliza en regiones donde existe una demanda significativa y estable durante un período prolongado (15 a 30 años). Los gasoductos de hidrógeno requieren mucho capital, pero cuando la cantidad de demanda de hidrógeno es alta, tienen un costo nivelado más bajo con el tiempo.

La red de tuberías para el transporte de H_2 gaseoso que existe a nivel mundial es muy limitada y concentrada cerca de los grandes consumidores de hidrógeno ya que, en general, se transporta en pequeñas redes para su uso

dentro de plantas de refinería o en grandes plantas químicas. Actualmente hay operando casi 4.600 km de tuberías de hidrógeno en el mundo, de los cuales 2.600 km se encuentran en Estados Unidos y 1.600 km en Europa. Si bien la instalación de gasoductos de hidrógeno requiere mucho capital, cuando la cantidad de demandada es alta, tiene un costo nivelado más bajo con el tiempo. Se prevé que se instalarán progresivamente nuevas tuberías en combinación con la red de tuberías de gas natural existente. La conversión de ductos de gas natural al transporte de hidrógeno puro o mezclas (metano e H_2) debe ser analizado exhaustivamente mediante ensayos que garanticen la compatibilidad del material del gasoducto (tuberías y componentes) con hidrógeno gaseoso, para tomar decisiones acerca de la mejor estrategia para la inserción del H_2 en determinada región y establecer un marco regulatorio adecuado.

Transporte intercontinental

El hidrógeno se puede transportar a través de largas distancias por barco. Si bien en la actualidad no hay comercio internacional de hidrógeno, las tres maneras de transporte marítimo a tener en cuenta son: hidrógeno líquido o bien, dado los altos valores de densidad de energía por unidad de volumen de diversos compuestos que lo contienen, se analiza transportarlo formando otros compuestos que sean más fáciles de manipular, como líquidos portadores de hidrógeno (LOHCs, por sus siglas en inglés Liquid Organic Hydrogen Carriers) o amoníaco.

Actualmente no existe transporte comercial internacional de hidrógeno líquido. Hasta la fecha esto se ha limitado a proyectos de demostración a escala reducida (HySTRA, por sus siglas en inglés CO_2 -free Hydrogen Energy Supply-chain Technology Research Association). La principal desventaja del transporte de hidrógeno líquido radica en el requisito de baja temperatura (-253 °C) que se traduce en un alto consumo de energía para la licuefacción y un alto costo para todo el equipo, ya que debe diseñarse para las condiciones criogénicas.

Además, su implementación requiere infraestructura específica tanto en los puertos como en el medio de transporte marítimo, que no está disponible a la fecha.

Los LOHC son compuestos derivados del petróleo que pueden reaccionar con hidrógeno y usarse varias veces. Este se “carga” en el material a través de una reacción a temperaturas medias (100-150 °C) y altas presiones (10-70 bar) en el sitio de exportación y se “descarga” en la terminal de importación a través de una reacción catalítica a presión atmosférica y temperatura media. Su principal ventaja es que, al ser derivados del petróleo se pueden utilizar instalaciones de carga/almacenamiento y transporte multimodal (barco, ferrocarril y camión) existentes y no tienen pérdidas por evaporación durante el transporte o almacenamiento porque son líquidos estables en condiciones ambientales. Su principal desventaja o limitación es que la mayoría son productos químicos especiales que requerirían aumentar la producción varias veces y no se han probado vías sostenibles a gran escala. Como el contenido de hidrógeno es relativamente bajo (4-7% en peso), se transporta una gran masa de LOHC y si bien el portador se puede reutilizar, existen pérdidas (0,1% por ciclo) y su recuperación es de alto costo energético (equivalente al 30-40% de la energía contenida en el hidrógeno). Esta tecnología aún no está implementada a escala comercial y las pruebas son a escala piloto.

Por otro lado, el amoníaco puede ser considerado como un interesante potencial vector de

energía, ya que, además de ser un portador de hidrógeno, es un combustible versátil para la generación de energía en aplicaciones estacionarias (motores de combustión, turbinas de gas, hornos industriales, grupos electrógenos y celdas de combustible) o en el sector marítimo para comercio internacional a gran escala en la próxima década. Se trata de un commodity ampliamente usado a nivel mundial en la industria de los fertilizantes y en otras aplicaciones como refrigeración, minería, productos farmacéuticos, tratamiento de agua, plásticos y fibras, etc. Ya existe una infraestructura asociada, y su almacenamiento y transporte no tiene asociados desafíos tecnológicos.

En comparación con el hidrógeno, el amoníaco es mucho más fácil de licuar y tiene mayor densidad de energía volumétrica (11,5 vs 8,6 MJ/L). Para almacenar amoníaco a baja escala (< 1,5 kt), se licua a presión y se almacena a temperatura ambiente y 16-18 bar. A grandes escalas (>5 kt), se lo licua por refrigeración a -33°C y presión atmosférica y se almacena en tanques de hasta 50 kt. Dada la similitud de propiedades, también es posible emplear barcos de gas natural licuado para transportar amoníaco. En la actualidad este es sintetizado a gran escala empleando gas natural por el proceso Haber-Bosch mediante la combinación, a alta temperatura (400-650 °C) y presión (200-400 bar), de nitrógeno e hidrógeno de bajo costo obtenido a partir del reformado de vapor.

La conversión de ductos de gas natural al transporte de hidrógeno puro o mezclas (metano e hidrógeno) debe ser analizado exhaustivamente mediante ensayos que garanticen la compatibilidad del material del gasoducto (tuberías y componentes) con hidrógeno gaseoso.

La sustitución del amoníaco convencional por renovable (NH_3 verde) producido a partir de hidrógeno renovable presenta una oportunidad para la descarbonización en el sector químico. La principal limitación de su uso como portador de H_2 es el proceso de reconversión de amoníaco en hidrógeno, que puede consumir el equivalente del 13-34% de la energía contenida en el hidrógeno y, dependiendo de la pureza requerida para la aplicación, se requieren varias etapas de separación y purificación del hidrógeno. Sin embargo, teniendo en cuenta la gran versatilidad del uso del NH_3 , su reconversión puede no ser necesaria. La gran cantidad de proyectos anunciados para

la síntesis de amoníaco verde en las próximas décadas demuestra el gran interés mundial en explorar esta alternativa, dirigidas a cubrir el mercado mundial de NH_3 .

Sin bien los desafíos tecnológicos asociados al transporte de hidrógeno resultan evidentes y se maximizan cuando se trata de muy largas distancias, el buen funcionamiento de las cadenas de valor de hidrógeno a gran escala proyectadas implica inevitablemente considerar su transporte multimodal, abarcando vías terrestres y marítimas, lo cual requerirá una variedad amplia de opciones de almacenamiento y transporte.

USO DEL HIDRÓGENO

Uso actual del Hidrógeno y potencial de descarbonización

El hidrógeno es actualmente empleado en la industria como materia prima para abastecer tres sectores: la refinación de petróleo, la producción de amoníaco y metanol como principales productos químicos, y la producción de acero a través de la reducción directa del mineral de hierro (Figura 8). En el caso de la refinación de petróleo, el hidrógeno se emplea para eliminar impurezas del crudo (por ejemplo, azufre) y mejorar los cortes más pesados. Se proyecta un aumento de la demanda del 7% para el 2030 junto con las restricciones ambientales asociadas al contenido de azufre, pero condicionado por un menor crecimiento de la demanda del petróleo. El sector químico emplea hidrógeno tanto para la producción de amoníaco y su posterior uso en la fabricación de fertilizantes como la urea y el nitrato de amonio; como también para la producción de metanol y de una amplia gama de aplicaciones industriales que incluye la fabricación de formaldehído, metacrilato de metilo, diferentes solventes hasta otros productos químicos de alto valor. En el caso de la producción de amoníaco y metanol se proyecta un crecimiento de la demanda del 31% para el 2030, debido al crecimiento económico y de la población. La producción de acero, es la cuarta fuente de demanda de hidrógeno. Teniendo en cuenta el crecimiento global y la necesidad de nuevas infraestructuras en países en desarrollo, se estima que la demanda de acero se duplicará para el 2030.

En todos estos sectores, en la actualidad la demanda del hidrógeno involucra tecnologías maduras a escala comercial, que usan gas natural, carbón y petróleo (hidrógeno gris y marrón), generando grandes emisiones de GEI. Por ejemplo, la producción de amoníaco y metanol emite como valor medio 2,3-2,4 tCO_2 por t de producto; otro ejemplo: 1 t de H_2 sustituye a cinco t de carbón, que permitirían producir diez t de acero. La reducción de las emisiones de CO_2 mediante tecnologías CCUS representa un desafío para la sostenibilidad del uso de energía del sector y una oportunidad significativa para hacer uso de hidrógeno bajo en carbono.

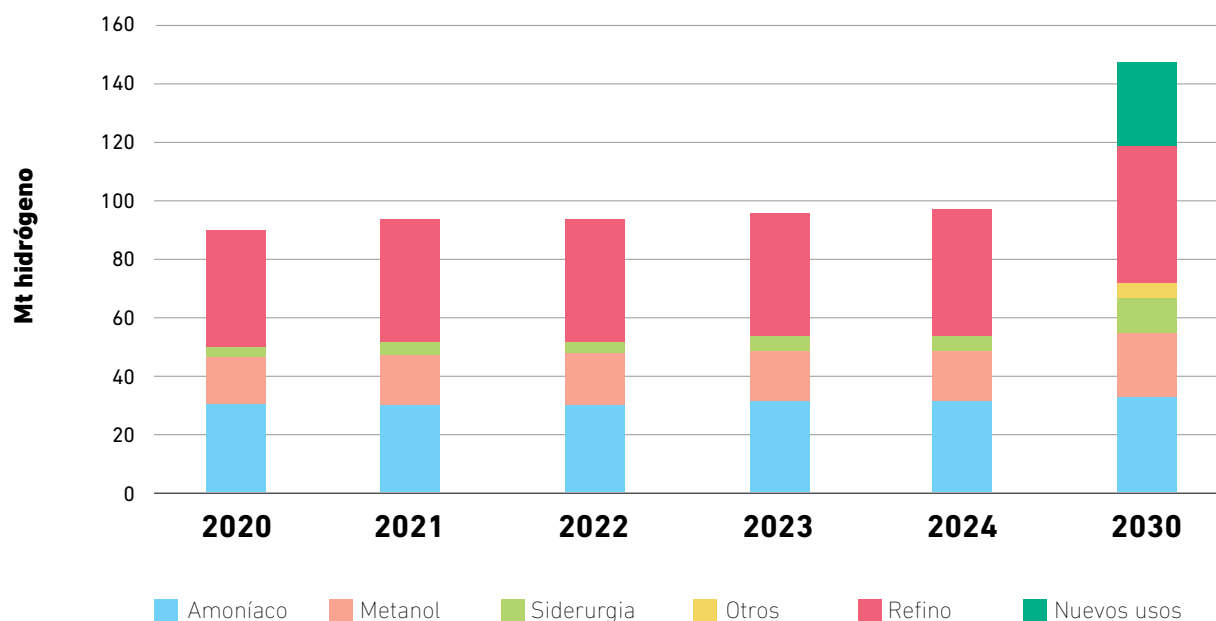


Figura 8: Demanda de H₂ por sector 2020-2024 y proyectado.
(datos: IEA, International Energy Agency, 2024).

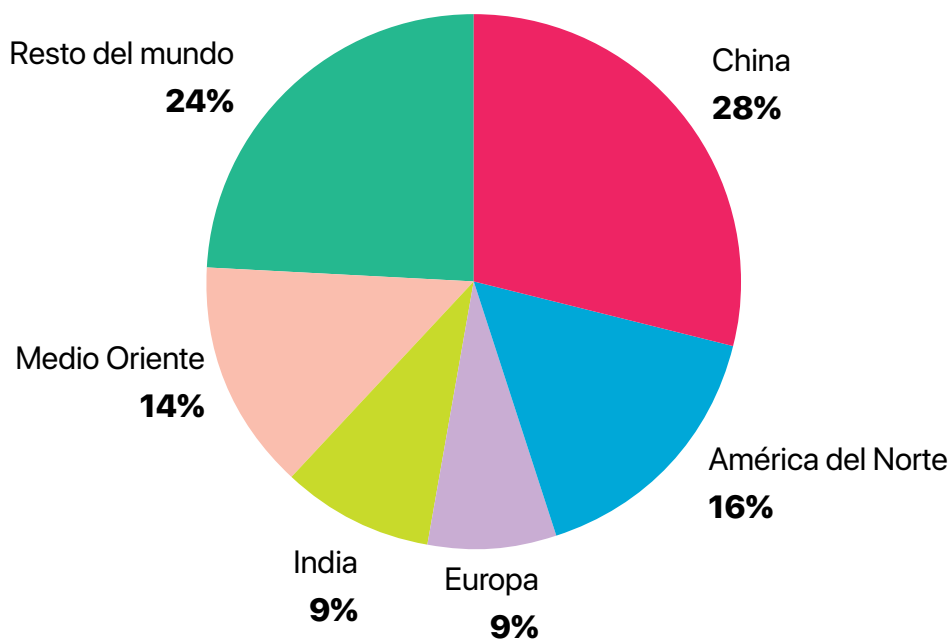


Figura 9: Uso de H₂ por región (datos: IEA 2024).

Oportunidades del Hidrógeno en Transporte, edificios y energía

El uso del hidrógeno en pilas de combustible constituye una de las tecnologías de mayor eficiencia, siendo posible su implementación en movilidad, o en sistemas de co-generación de electricidad y calor para industrias y edificios. En otros casos el hidrógeno puede ser utilizado en quemadores, turbinas convencionales y en turbinas específicas, con diferente grado de eficiencia.

Dado que el sector de transporte es el responsable del 20% de las emisiones de GEI, la incorporación del H_2 puede allanar el camino para una economía energética sostenible. En este sector, compite y se complementa con el gas natural vehicular (GNC y GNL), los biocombustibles, los combustibles generados a partir de hidrógeno verde y captura de CO_2 (e-fuels), y la electrificación. En comparación con la electrificación, el H_2 supera las limitaciones de autonomía y los largos tiempos de recarga de los vehículos eléctricos a batería. Según las previsiones, si bien los vehículos basados en baterías son unidades ligeras con autonomías de 100 km/día, los vehículos a H_2 se presentan como una opción atractiva con uso intensivo tanto para movilidad liviana como pesada (camiones, buses, ferris).

tipo IV) para asegurar una autonomía de 500 km y una batería para almacenar/gestionar la energía generada durante la desaceleración. En movilidad pesada y transporte de uso intensivo (autobuses y camiones), el vehículo eléctrico con pila de combustible se impone al vehículo a batería, con un funcionamiento similar a los vehículos ligeros a H_2 , y con depósitos de 40-50 kg de H_2 presurizados a 350 bar. Diferentes países han ganado experiencia en el empleo de pilas tipo PEM alimentadas con hidrógeno (HydriGenics, Ballard, Toyota, Hyundai) en autobuses urbanos mediante su comercialización y la incorporación de infraestructura (por ejemplo, Proyecto JIVE (por sus siglas en inglés Joint Initiative for Hydrogen behicles across Europe o el estado de California en Estados Unidos). También se han impulsado experiencias interurbanas en el uso de movilidad pesada con pilas de combustible a hidrógeno para trayectos de hasta 500 km (empresa Flexbus) o camiones de recolección de residuos (E-truck Europe).

En el caso de aviones comerciales y buques, el escenario energético también reserva un papel al hidrógeno. Ya se han realizado pruebas en embarcaciones de mediana y pequeña envergadura, especialmente ferris; sin embargo, el despliegue comercial se encuentra aún en

El hidrógeno compite y se complementa con el gas natural vehicular (GNC y GNL), los biocombustibles, los combustibles generados a partir de hidrógeno verde y captura de CO_2 (e-fuels), y la electrificación.

En el caso de vehículos ligeros con pilas de combustible alimentadas a hidrógeno hay varios modelos comerciales (Honda Clarity, Hyundai Nexo, Toyota Mirai), que incluyen un depósito de aprox. 5 kg de H_2 a 700 bar (recipientes

fase inicial. Las soluciones de medio-largo plazo para reducir las emisiones de GEI, incluyen además del hidrógeno, a los biocombustibles o la generación de combustibles sintéticos. La competitividad futura del H_2 en el transporte



depende de reducir los costos de las pilas de combustible y de la infraestructura asociada. La falta de una infraestructura de reabastecimiento de hidrógeno es uno de los obstáculos para el desarrollo de los vehículos eléctricos de pila de combustible.

En el caso de la generación de calor para procesos industriales, tanto la combustión del hidrógeno en calderas como su empleo directo en pilas de combustible serían fuentes de calor libre de emisiones que permitirían descarbonizar un sector, que es responsable del 10% de las emisiones de GEI. De la demanda global de calor de alta calidad, el

70% corresponde al sector químico y del acero, mientras que un 15% está asociado a la industria del cemento. Los requerimientos de calor están muy ligados al tipo de proceso industrial, con necesidades heterogéneas, tanto en el rango de temperatura como en los flujos de calor necesarios. En la actualidad hay pocas aplicaciones donde se emplee el hidrógeno puro como fuente de calor industrial, pero sí existen aplicaciones donde se queman mezclas de hidrógeno con gas natural en calderas, estufas y motores. Los sistemas de combustión de hidrógeno requieren quemadores especiales y materiales seleccionados para evitar la corrosión y la fragilidad de los metales. Se prevé

que la demanda de calor industrial aumente gradualmente, por lo que este sector constituye una fuente potencial de crecimiento de la demanda de hidrógeno en el futuro.

El empleo de calor en edificios representa el 30% del uso de energía final global, casi tres cuartos de los cuales se utiliza para calefacción espacial, producción de agua caliente y cocción. La mitad de esta demanda de energía fue cubierta por quema de combustibles fósiles; del resto gran parte provino de equipos eléctricos como radiadores de resistencia eléctrica y estufas de cocina. Reemplazar la provisión de calor con alternativas bajas en carbono y reducir la demanda de calor mediante la mejora de los edificios es un desafío. Dada la cantidad de variables que influyen en la toma de decisiones para el uso de energía en edificios, es probable que varias fuentes y tecnologías de energía coexistan en el futuro. El hidrógeno tiene el potencial de contribuir a la transición energética (por ejemplo, a través de la mezcla con metano o empleando gas natural sintético) y a largo plazo con estrategias para la descarbonización del calor (por ejemplo, la producción de hidrógeno puro a partir de las energías renovables). A pesar del gran potencial, el H₂ se usa muy poco como fuente de energía en el sector de edificios, aunque se están probando varios usos potenciales. Existen 37 proyectos de demostración que examinan la mezcla de hidrógeno en la red de gas y proyectos de demostración de micro

co-generación con celdas de combustible a hidrógeno. Desde la perspectiva de los costos, el uso de H₂ en edificios resulta atractivo para edificios comerciales grandes o complejos de edificios, y para las redes de energía de pequeños centros urbanos. En estos casos, las celdas de combustible, las unidades de co-generación u otros sistemas híbridos podrían usarse para satisfacer la demanda de calefacción, enfriamiento y electricidad, aprovechando las energías renovables en el lugar o los bajos precios de la electricidad.

El uso residencial del hidrógeno empleando pilas de combustible se basa en sistemas de cogeneración de electricidad y calor conocidos como sistemas “combined heat and power” (CHP), consisten en sistemas “micro” de uso doméstico por debajo de los 20 kW. Estos sistemas presentan altas eficiencias (85-90%) en comparación con los sistemas de combustión, tienen cierta flexibilidad al tipo de combustible a emplear y son silenciosos. Además, existen actualmente sistemas de generación estacionaria de energía y aplicaciones de co-generación de calor y electricidad basadas en pilas de combustible (dominadas por tecnologías tipo SOFC, por sus siglas en inglés Solid Oxide Fuel Cell y MCFC, por sus siglas en inglés Molten Carbonate Fuel Cell), con potencias superiores a los 200 kW. Si bien gran parte de las unidades generan calor y electricidad, existe un mercado para aquellos sistemas que solo generan electricidad.

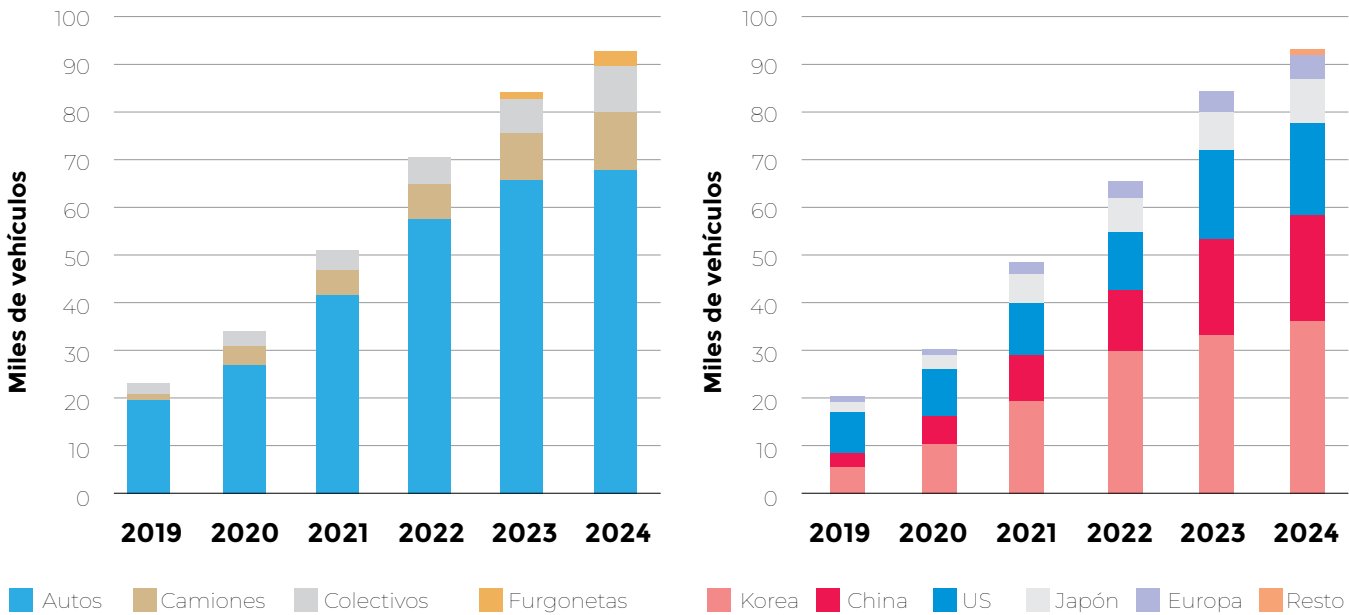


Figura 10: Vehículos eléctricos con tecnología de celda de combustible por segmento y región (datos: IEA 2024).

Nuevos usos del hidrógeno: producción de e-fuels y otros productos

El hidrógeno es el portador químico más versátil, permite almacenar grandes cantidades de energía renovable por largos períodos de tiempo. Tiene más de 200 veces la densidad de almacenamiento de energía volumétrica que el almacenamiento hidroeléctrico por bombeo y 50 veces más que el de aire comprimido. Sin embargo, como el hidrógeno es más difícil de almacenar y transportar que los combustibles fósiles, se puede convertir en combustibles (e-fuels) como metano sintético, metanol y amoníaco, y utilizar la infraestructura existente para su posterior transporte, almacenamiento y distribución. Este concepto se conoce como Power to X (PtX), y tiene especial relevancia para facilitar la penetración de las energías renovables a diferentes sectores, con el hidrógeno como puente. Las tecnologías PtX abarcan toda la cadena de valor, desde la generación de electricidad renovable hasta el producto final. Hasta la fecha, la transformación PtX solo se ha llevado adelante en plantas piloto, ajustando y regulando la producción de electricidad renovable en función del consumo, y empleando el excedente para la producción de hidrógeno y/o e-fuels, fundamentalmente gas natural sintético. Sin embargo, otros e-fuels se

pueden obtener empleando energía renovable excedente vía hidrógeno para producir metano o combustibles líquidos sintéticos como metanol, diesel, gasolina y combustible para aviones. Algunos de estos productos tienen densidades de energía más altas que el hidrógeno o el amoníaco, y su incorporación a la matriz energética permitirían reducir las emisiones de CO₂.

La producción de estos combustibles implica un segundo paso, donde el hidrógeno verde obtenido es convertido a estos compuestos, con diferente eficiencia. Como aspecto importante, varios de estos procesos combinan H₂ con CO₂, siendo una alternativa para la reutilización de CO₂. La decisión de aplicar una u otra ruta de las tecnologías PtX depende de varios factores. Entre ellos se incluyen los costos del sistema, la eficiencia energética total, el impacto de la descarbonización y la viabilidad práctica (por ejemplo, la aceptación pública) de cambiar el sistema energético existente por una nueva tecnología. Sin dudas, los combustibles sintéticos obtenidos empleando el excedente de energía renovable son considerados relevantes en el nuevo escenario de penetración de las energías renovables en el sistema energético (ver Figura 11 y 12).

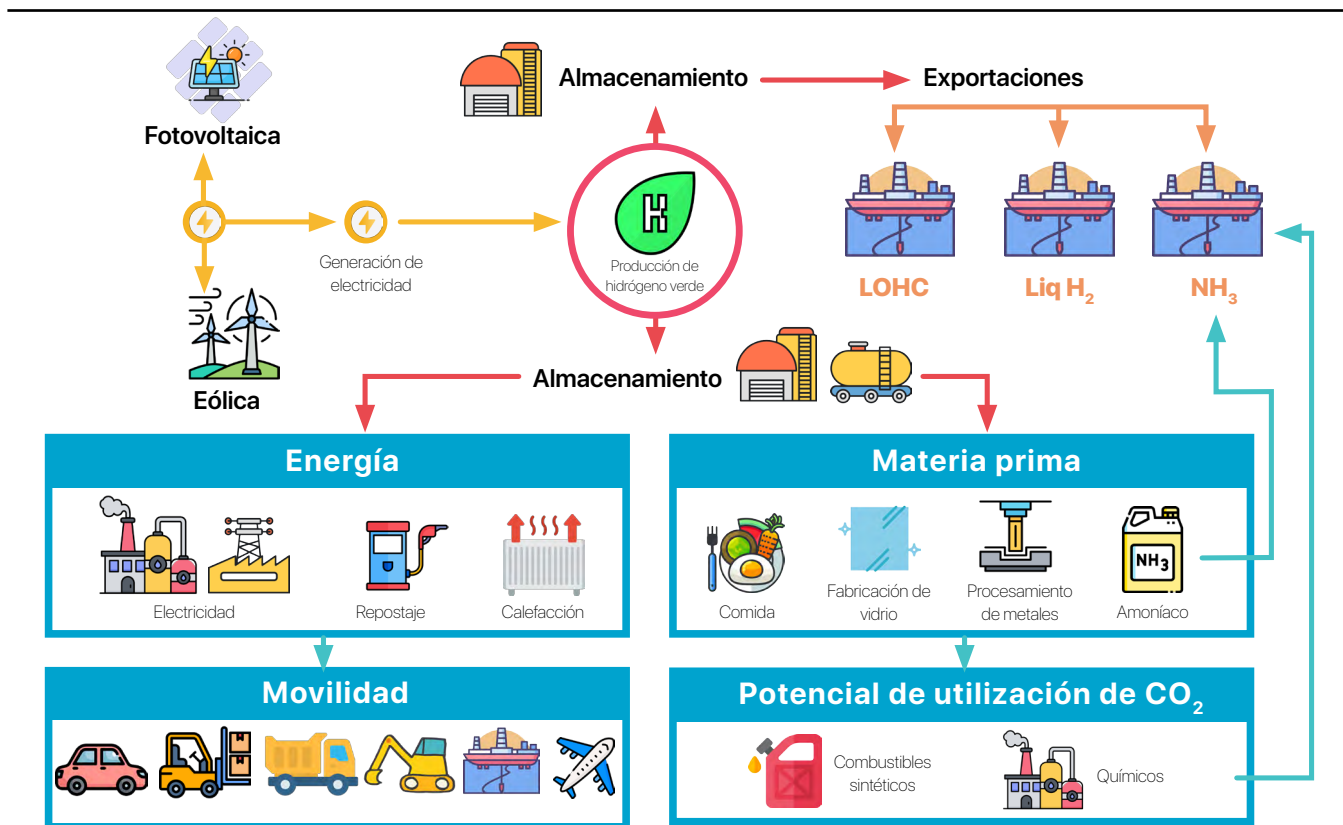


Figura 11: El hidrógeno como vector energético, facilitador de la integración sectorial.

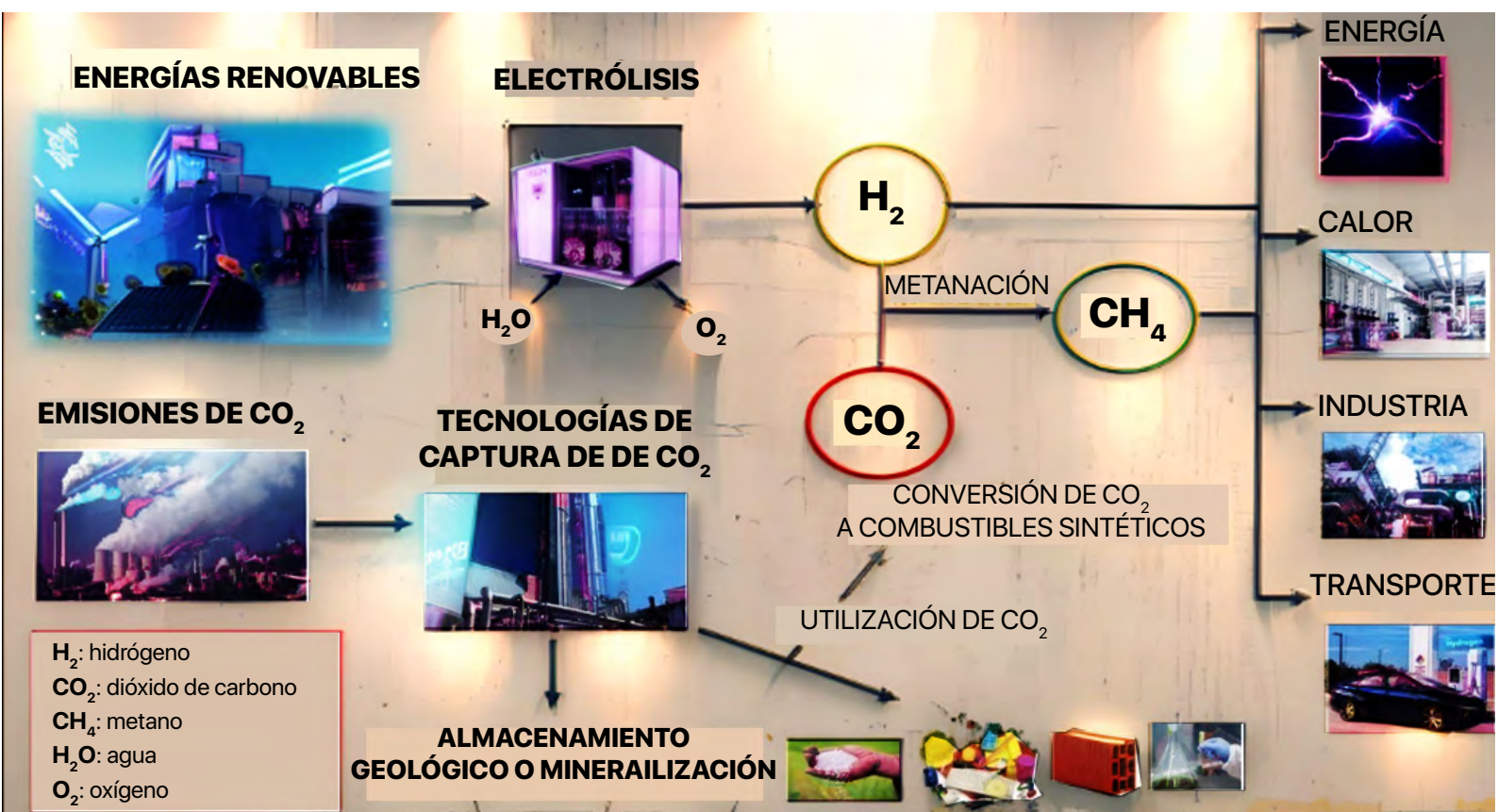


Figura 12: Ejemplo de Power-to-methane.

PRODUCCIÓN GLOBAL DE HIDRÓGENO ACTUAL Y PROYECCIONES

Actualmente, el hidrógeno se produce casi en su totalidad a partir de combustibles fósiles. En el 2021, la producción total fue de 94 Mt, con altas emisiones de gases de efecto invernadero (más de 900 Mt asociadas al dióxido de carbono). El 80% corresponde a hidrógeno gris (62% y 18% empleando gas natural y otros hidrocarburos, respectivamente) y el 19% corresponde a hidrógeno marrón. La producción de hidrógeno a partir de combustibles fósiles con captura de dióxido de carbono (H₂ azul) representa solo el 0,7%, mientras que la electrólisis del agua tiene una contribución solo del 0,04%.

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA) estimó que, en un escenario de transición energética avanzada, el hidrógeno de bajas emisiones cubrirá el 12% del consumo total de energía y será responsable del 10% de la reducción de las emisiones al 2050. La Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que, para cumplir estas metas, la producción global de hidrógeno de bajas emisiones debería alcanzar 140 Mt de toneladas anuales en 2030 y 500 Mt anuales en 2050. Europa es una de las regiones que no cuenta con suficientes recursos naturales y disponibilidad territorial para producir toda la energía que necesita, por lo tanto, requerirá importar alrededor del 50% del hidrógeno que consumirá, mientras que países asiáticos como Corea del Sur y Japón planifican adquirir más del 80%. De esta manera, los países con disponibilidad de recursos naturales producirán hidrógeno de bajas emisiones y otros vectores para abastecer a los mercados que tengan escasez. Para 2050 se espera que unas 180 Mt de hidrógeno sean comercializadas entre países. Las proyecciones indican que ese intercambio comercial se repartirá entre cortas distancias, a través de ductos (alrededor de 95 Mt), y largas distancias en barco (alrededor de 85 Mt).

Sin embargo, a la fecha, la demanda de hidrógeno sigue concentrándose en las aplicaciones de refinación e industriales, donde se ha utilizado durante décadas. La incorporación del hidrógeno en nuevas aplicaciones donde debería desempeñar un papel clave en la transición hacia la energía limpia (industria pesada, transporte de larga distancia y almacenamiento de energía) representa menos del 1% de la demanda mundial, a pesar de un crecimiento del 40% en comparación con 2022. La demanda de hidrógeno de bajas emisiones

creció casi un 10% en 2023, pero aún representa menos de 1 Mt. En 2023 se han aprobado proyectos de inversión a gran escala destinados a la producción de hidrógeno de bajas emisiones para su uso en la refinación, la producción de productos químicos y la fabricación de acero. Los proyectos comprometidos en estos sectores podrían generar una demanda de 1,5 Mt/año de hidrógeno de bajas emisiones para 2030, tres veces más que en la actualidad. En la Figura 13 se presenta la producción de H₂ por tecnología y región.

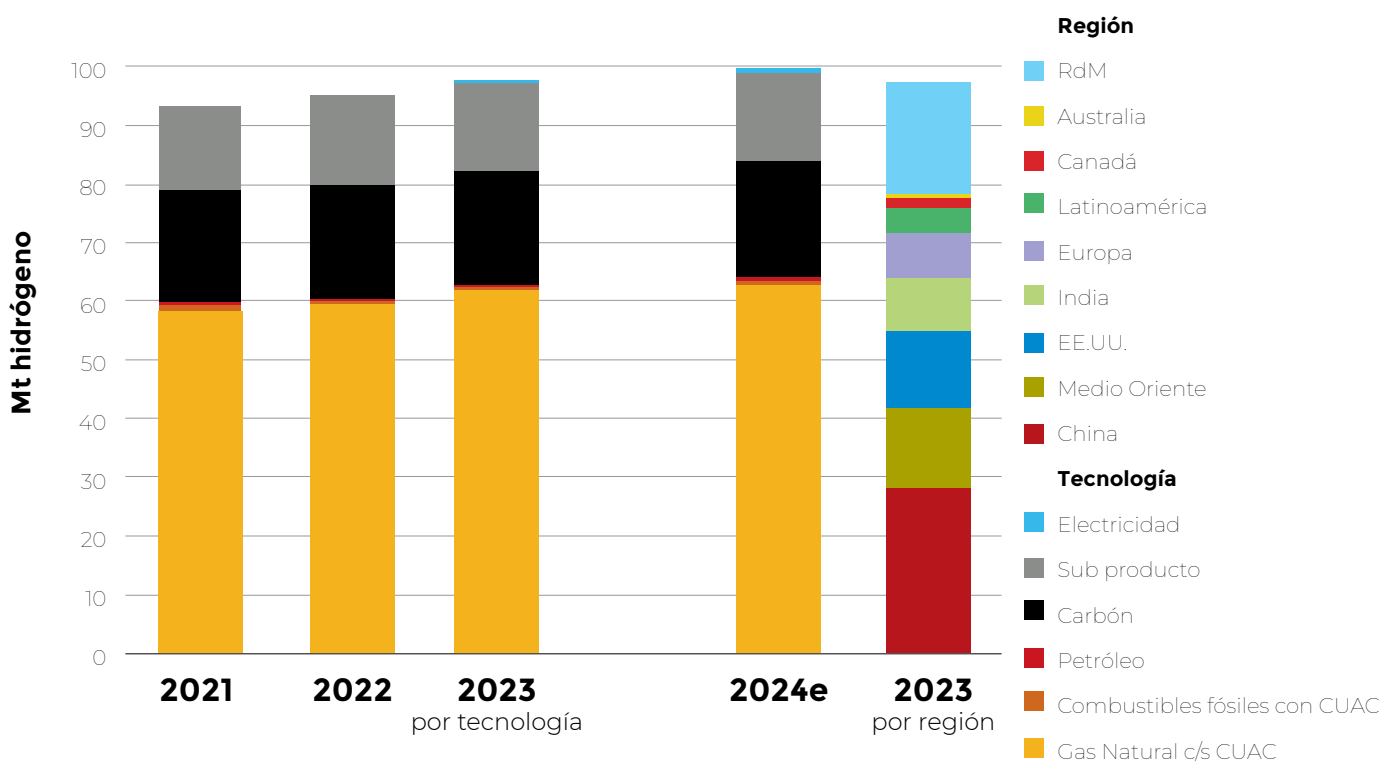


Figura 13: Producción de H₂ por tecnología y por región (datos: IEA 2024).

ESTADO EN ARGENTINA

Argentina produce actualmente 0,4 Mt de hidrógeno gris al año para consumo interno, que representa el 9% del mercado de América Latina (4,4 Mt) y aproximadamente el 0,4% de la demanda global (94 Mt). La producción está localizada cerca de los sitios de consumo y se utiliza para producir fertilizantes (33%), refino de combustibles (27%), metanol (15%), en el sector siderúrgico (16%) y otras industrias químicas (9%) (ver Figura 14). Argentina es protagonista regional como productor de fertilizantes (ej: Profertil en Bahía Blanca, Bunge en Campana), reducción directa de mineral de hierro (ej: Siderca en Campana, Acindar en Villa Constitución), combustibles normas euro (ej: Axió en Campana, YPF en Luján de Cuyo), metanol (YPF en Plaza Huíncul, Arauco Argentina en Puerto General San Martín), ciclohexano (ej. TPF en Ensenada), grasas vegetales hidrogenadas (ej. BRF en Lavallol), nitrato de amonio (ej. Fábrica Militar Río Tercero, Austin Power en Salta) y

otras industrias como Hornos Vidrios Planos (VASA, Exaltación de la Cruz). Este mercado local maduro es una de las fortalezas que exhibe la Argentina para impulsar la economía del hidrógeno de bajas emisiones.

La demanda internacional traccionará para escalar la producción de H_2 de bajas emisiones. Argentina tiene un gran potencial para la generación del hidrógeno verde y azul en el corto plazo y rosa en el largo plazo para abastecer tanto a su mercado interno como al internacional. Respecto al H_2 verde, Argentina tiene una gran oportunidad dada la calidad y abundancia de los recursos eólico, solar e hidroeléctricos y la disponibilidad de tierras. La Patagonia cuenta con factores de capacidad eólica que superan el 60% y se encuentran entre los más altos del mundo y Cuyo-Noroeste forman parte del área con mayor potencial de energía fotovoltaica a nivel global. Dado el perfil agro-ganadero del país, el procesamiento de biomasa seca y húmeda en la región del litoral también constituye una alternativa concreta. En el caso del hidrógeno azul, nuestro país se posiciona estratégicamente por contar con el segundo reservorio de gas no convencional más importante del mundo (Vaca Muerta), pudiendo reconvertir la actual producción de H_2 gris hacia la producción de H_2 azul. El hidrógeno rosa, por las capacidades adquiridas en materia de una energía que no produce emisiones como la nuclear y avances en el desarrollo de reactores modulares pequeños. Se estima que en 2030 se podrá producir H_2 verde a partir de la utilización del recurso eólico en la Patagonia a 1,7 USD/kg y que se lo podrá reducir a 1,4 USD/kg para 2050. En el caso del H_2 azul, se alcanzaría un costo de 1,1 USD/kg desde 2030 en adelante.

Las ventajas competitivas que presenta el país posibilitan proyectar una participación relevante en el comercio internacional en las próximas décadas. En este sentido, se proyecta que para el año 2050 Argentina tendrá una producción doméstica total de al menos 5 Mt/año de hidrógeno de bajas emisiones: 20% destinado al mercado local, (nuevos usos y descarbonización de los usos actuales) y 80% para el mercado internacional. Para alcanzar estas metas de producción será necesario instalar al menos 30 GW de capacidad de electrólisis y 55 GW de generación eléctrica renovable. Por otro lado, el H_2 de bajas emisiones comenzará a ser requerido a nivel local para la producción de combustibles sintéticos tales como metanol y combustible sustentable de aviación (SAF), con el propósito de descarbonizar el sector de transporte marítimo y aeronáutico, como también en transporte pesado mediante celdas de combustible alimentadas a hidrógeno. La industria siderúrgica se identifica como otro nicho que incorporará H_2 de bajas emisiones en el corto plazo, ya que producir acero a partir de reducción directa es una tecnología competitiva. Esta tecnología está presente en nuestro país en Tenaris/Siderca (Campana, Buenos Aires) y en Acindar (Villa Constitución, Santa Fe). Se proyecta que los costos de producción de amoníaco limpio podrían ser competitivos respecto al costo del amoníaco convencional. Si a esto se suma la implementación de impuestos al carbono y un valor de mercado superior para moléculas limpias, los combustibles sintéticos y el amoníaco verde podrán insertarse en el mercado global.

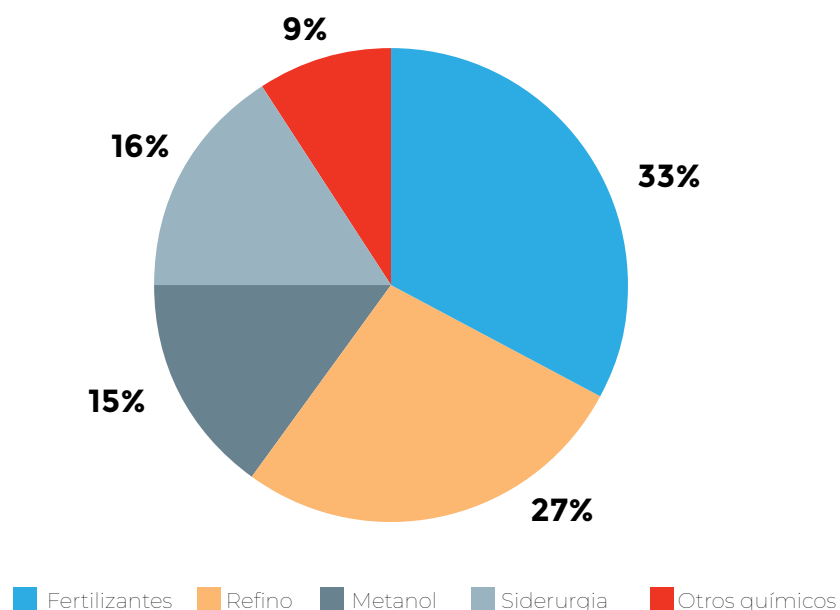


Figura 14: Producción de H₂ en Argentina.

A continuación, se hace mención de las capacidades instaladas en el país a la fecha:

HIDRÓGENO AZUL:

• La nación cuenta con cinco plantas operativas de producción de hidrógeno asociadas a la industria petroquímica, del sector de gas y petróleo y de acero, las cuales están equipadas con diferentes procesos de captura de CO₂. Estas plantas son: YPF Refinerías (Luján de Cuyo, Mendoza), PR III Praxair (Río Tercero, Córdoba), Profertil (Bahía Blanca, Buenos Aires), Air Liquid (Campana, Buenos Aires) y Austin Powder (el Galpón, Salta), con una capacidad instalada de captura de ~208.000 t CO₂/año. Entre las tecnologías de captura de CO₂ empleadas están las soluciones alcalinas, soluciones de aminas y/o su combinación con licuefacción. Las tecnologías utilizadas para la captura se seleccionan en función de la composición de la corriente que contiene el CO₂ (presión y porcentaje en volumen). Una de las instalaciones más recientes es la de Austin Powder del 2020, en el Galpón (Salta), con una capacidad de captura de CO₂ de 70.000 t CO₂/año.



HIDRÓGENO VERDE:

• **Planta Piloto Hychico - Chubut:** Hychico produce hidrógeno verde de alta pureza desde 2008 mediante dos electrolizadores alcalinos (con capacidad total de producción de 120 Nm³/h). Cuenta con un sistema de 2,3 km de tuberías para H₂ y una instalación de almacenamiento geológico de mezclas H₂-CH₄. En estos reservorios se realizaron pruebas de almacenamiento de H₂ combinado con CO₂ para evaluar la conversión biológica de la mezcla H₂-CO₂ favorecida por arqueas (microorganismos) propios del reservorio. La producción de hidrógeno también se aplica experimentalmente para evaluar mezclas con gas natural (hasta 42% de H₂), empleando un generador de 1,4 MW.

• **Planta Experimental Pico Truncado - Santa Cruz:** Planta experimental de Hidrógeno verde. Centro de formación de RRHH de desarrollo y prueba de tecnología en entorno real. En cercanías, se construirá el Polo Científico Tecnológico de Energía para la Patagonia Austral promovido por el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación de la Nación (MINCyT), el Instituto de Ciencia Tecnología e Innovación de la Provincia de Santa Cruz (CITEC) y la Agencia I+D+i. La planta cuenta con dos electrolizadores, cuya capacidad de producción es de 1 Nm³ H₂/h.

• **Y-TEC** cuenta con un prototipo de electrolizador alcalino en etapa de prueba y apunta a construir el primer electrolizador alcalino de alta potencia (1 MW) de tecnología propia, en articulación con CONICET, y con el apoyo del Fondo Argentino Sectorial (FONARSEC) de la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación; en colaboración con el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación productiva (MINCyT) y el Consejo Federal de Ciencia y Tecnología (COFECyT). El desarrollo exitoso del primer electrolizador alcalino permitirá la generación de hidrógeno a escala industrial (200 Nm³/h) a una presión de 1 MPa.

• **Potencialidad de la Biomasa:** Argentina contaba en el año 2019 con 105 plantas de biodigestión anaeróbica. Sólo algunas de estas plantas utilizan el biogás producido con fines energéticos para consumo interno (alrededor del 4%).

- **Planta Piloto de UBA:** posibilita la producción de H₂ a partir de bioetanol. En el marco del proyecto “Producción, purificación y aplicaciones del hidrógeno como combustible y vector de energía” (Programa de Áreas estratégicas de Hidrógeno 2008-2012, MINCyT), que involucró una red de I&D de Argentina junto con cuatro empresas (ENARSA, INVAP, DENOR, CONUAR), se concretó la construcción de un módulo de producción y purificación de hidrógeno a partir de etanol para alimentar una celda combustible PEM de 1 a 5 kW.

- **Planta Piloto de ENERFE:** Se emplea un prototipo de celda de combustible de óxido sólido (comprada a AVL) alimentada con etanol. Trabajos de investigación y desarrollo en conjunto con otros centros de investigación dedicados a la producción y aplicación del hidrógeno (CNEA, CITEDEF) y la empresa AVL.

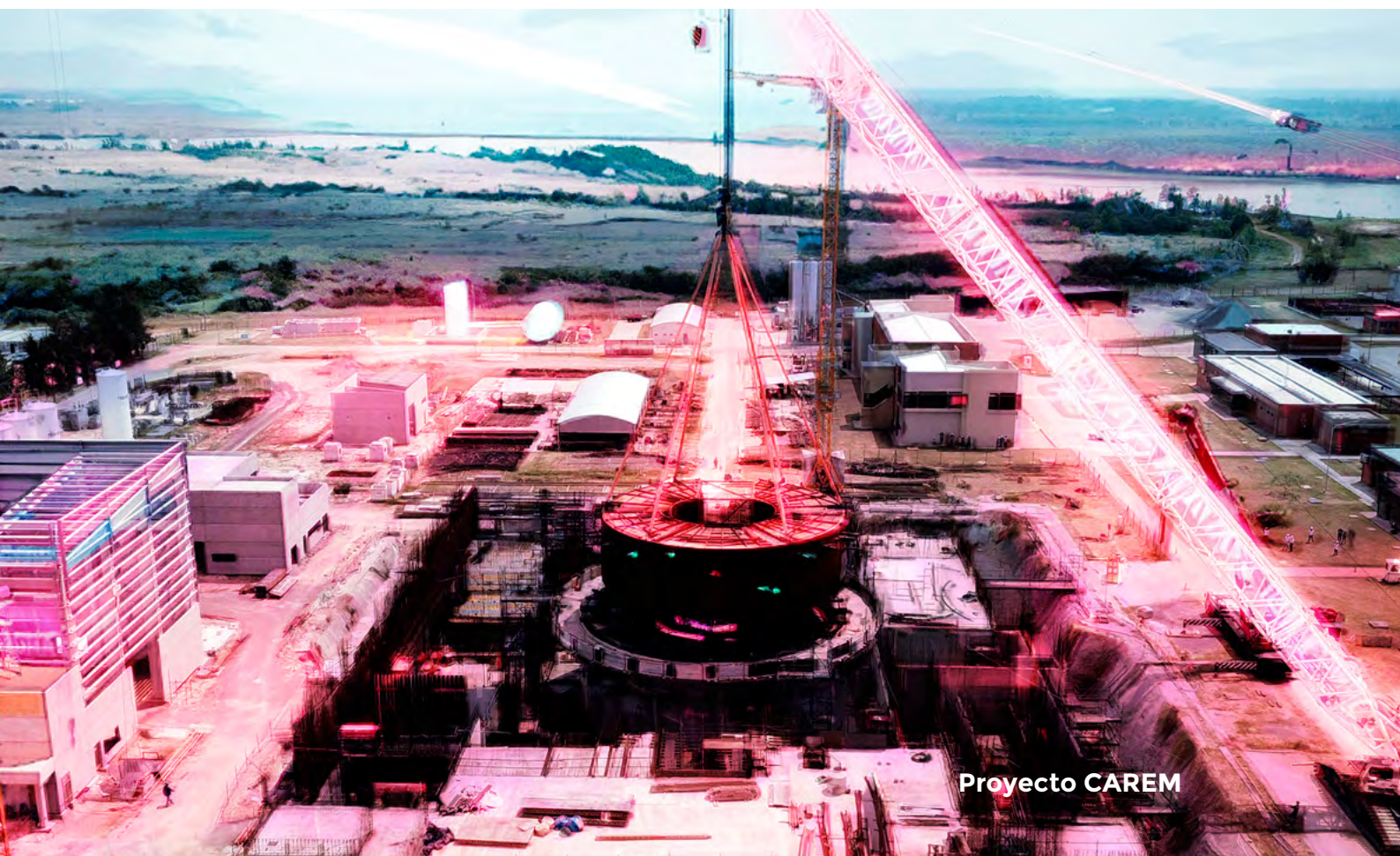
²Nm³: normal metros cúbicos, volumen del gas a 273,15 K y 1 atm.



Planta Piloto Hychico - Chubut

HIDRÓGENO ROSA:

• Potencial para la producción de hidrógeno rosa sobre la base de las capacidades nucleares y especialmente a partir del proyecto CAREM, un reactor modular pequeño que puede ser aplicado a la producción de hidrógeno de bajas emisiones. Se estima que el módulo comercial, con una potencia promedio de 110 MW, sería capaz de producir entre 0,01-0,02 Mt H_2 -año empleando electrolizadores alcalinos. Los reactores nucleares modulares pequeños se posicionan estratégicamente para la producción de hidrógeno en lugares alejados o asociados a un nodo industrial específico, ya que ofrecen alta flexibilidad operativa, amplia gama de tamaños de plantas y capacidad de proporcionar múltiples servicios de energía.



OTRAS CAPACIDADES

• **Planta Industrial de Agua Pesada (PIAP)**, gestionada por CNEA y el gobierno neuquino, con potencial para la producción de amoníaco. En la PIAP (Arroyito, Neuquén), se produce agua pesada a través de un proceso llamado intercambio isotópico monotérmico amoníaco-hidrógeno, donde se pone en contacto amoníaco líquido con hidrógeno gaseoso. Para hacer posible dicho proceso, la PIAP posee dos reactores de síntesis de amoníaco con una capacidad de producción de 2.150 toneladas por día. Estas unidades de síntesis son las más grandes del mundo y funcionan en un circuito cerrado, donde el amoníaco se sintetiza y se crackea, en forma continua, para posibilitar el proceso de obtención de agua pesada. Esta capacidad instalada podría ser reacondicionada para la producción de NH_3 , como punto de partida para la producción de fertilizantes nitrogenados, como la urea. Existe un proyecto que propone utilizar el 35% de la capacidad instalada de la planta de Arroyito para producir un millón de toneladas de urea por año. Dado que existe equipamiento ya instalado y operativo de la planta, se proyecta una reducción de 30% a 40% de la inversión, sumado a la posibilidad de reducir los costos de producción por compartir insumos y servicios.

• **Puertos de aguas profundas:** Bahía Blanca (Provincia de Buenos Aires) cuenta con el puerto natural de aguas profundas más importante de Argentina. Tiene una profundidad de 14 metros, similar a la de otros puertos importantes del mundo con acceso de aguas profundas directo desde el mar (Singapur, Rotterdam, Algeciras, Santos, Panamá, Dubái, Santo Domingo). Este puerto está ubicado en inmediaciones de una zona industrial con una planta de amoníaco que emplea gas natural. Esta es una zona con fuertes condiciones de viento y fuentes de carbono provenientes de industrias existentes, las que podrían ser aprovechadas para combustibles a base de hidrógeno.

CONCLUSIONES

El hidrógeno puede desempeñar un papel clave en alcanzar un futuro energético limpio y seguro. El aumento de la producción y del uso del hidrógeno bajo en carbono puede contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂ y apoyar los objetivos de seguridad energética en los futuros sistemas de energía. El hidrógeno ofrece formas de descarbonizar una variedad de sectores, algunos de ellos donde está actualmente presente el hidrógeno como la producción de amoníaco y metanol, la industria del hierro y acero; y otros sectores donde está insertándose paulatinamente como el transporte de larga distancia. Sin embargo, para que el hidrógeno tenga una contribución significativa en la transición energética, debe adoptarse en sectores donde actualmente está casi completamente ausente, como los edificios y la generación de energía (electricidad y calor), y consolidarse en otros donde está en sus inicios como el transporte.

El creciente interés en el uso generalizado del hidrógeno para sistemas de energía limpia se basa en dos características: **i)** el uso de hidrógeno en dispositivos no genera emisiones directas de gases de efecto invernadero; y **ii)** el hidrógeno se puede producir a partir de una amplia gama de fuentes de energía con bajas emisiones de carbono. Dada su versatilidad, el hidrógeno puede obtenerse mediante diferentes fuentes de energía, como las renovables, la nuclear, y los combustibles de origen fósil. Existe actualmente

un mercado mundial que demanda hidrógeno para diversos sectores industriales y casi en su totalidad se produce a partir de gas natural, petróleo y carbón (H₂ gris y marrón), siendo responsable de más de 850 Mt CO₂ emitidas por año. La producción de hidrógeno con bajas emisiones de carbono a partir de combustibles fósiles requiere que se combine con tecnologías de captura, almacenamiento y/o conversión de CO₂ (hidrógeno azul). De esta manera es posible contar con H₂ bajo en emisiones empleando en gran medida la infraestructura industrial existente. En el nuevo escenario energético, el H₂ se visualiza como vector energético para almacenar grandes cantidades de energía renovable por tiempos desde días a varios meses. De esta manera es posible amortiguar la producción variable de las energías solar fotovoltaica y eólica, y el excedente de electricidad renovable utilizarlo para producir hidrógeno por electrólisis del agua. Actualmente, menos del 1% del H₂ se produce empleando el excedente eléctrico de la energía renovable mediante electrólisis.

Este hidrógeno bajo en emisiones y los combustibles basados en H₂ pueden transportar energía renovable largas distancias, desde regiones con abundantes recursos solares y eólicos hasta grandes centros urbanos que tengan la demanda. El H₂ puede ser transportado como gas en recipientes bajo presión o por tuberías, o empleando portadores químicos con alta densidad de energía, varios de ellos con capacidad de emplear infraestructura ya existente. Además, el hidrógeno puede transformarse en electricidad y metano para abastecer hogares y alimentar a la industria, transformarse en productos químicos de alta demanda como amoníaco y metanol, y en combustibles para automóviles, camiones, barcos y aviones.

Sin embargo, el uso generalizado del hidrógeno bajo en carbono como un actor clave en el escenario de la transición energética global enfrenta varios desafíos. Uno de ellos es el costo que requiere producir H₂ bajo en carbono. Un análisis de la AIE concluye que el costo de producir H₂ a partir de electricidad

renovable podría caer un 30% para 2030 como resultado de la disminución de los costos de las energías renovables y la ampliación de la producción de hidrógeno. Las celdas de combustible, los equipos de reabastecimiento y los electrolizadores podrían beneficiarse de la fabricación masiva. A la fecha, el desarrollo de la infraestructura del H₂ es lento y frena su adopción generalizada. Los anuncios de inversión de producción de electrolizadores a nivel global registrados hasta 2023 sólo alcanzarán a cubrir la mitad de las necesidades, siempre y cuando todos los proyectos se concreten en tiempo y forma. Esto sugiere que inicialmente la descarbonización va a estar dada por la generación de H₂ azul y pone en evidencia la importancia del desarrollo de tecnologías de captura, almacenamiento y conversión de CO₂. También este sector enfrenta desafíos, ya que, si bien existen tecnologías de captura de CO₂ maduras, éstas deben mejorar sus eficiencias mientras que otras tecnologías emergentes en desarrollo se consolidan. En almacenamiento geológico de CO₂, si bien es una alternativa probada a escala, se necesita la aceptación social de su incorporación y la definición de marcos regulatorios. Después de convertir la electricidad en hidrógeno, transportarlo y almacenarlo, y luego convertirlo nuevamente

de CO₂, la eficiencia puede ser una cuestión económica, que debe considerarse a nivel de toda la cadena de valor. Esto es importante porque el hidrógeno se puede utilizar con mucha mayor eficiencia en ciertas aplicaciones y tiene el potencial de producirse sin emisiones de gases de efecto invernadero. Por ejemplo, una celda de combustible de hidrógeno en un vehículo tiene una eficiencia de alrededor del 60%, mientras que un motor de combustión interna de gasolina tiene una eficiencia de ~20%, y una planta de energía moderna a carbón tiene una eficiencia de alrededor del 45%, y las pérdidas de la línea eléctrica representan un 10% o más.

A nivel sistema de energía, el H₂ puede permitir una mayor penetración de las energías renovables en la red mientras lleva energía a varios sectores sin la necesidad de desarrollar una costosa capacidad de red adicional. Para que se utilice el hidrógeno dentro de la red de gas, las opciones de almacenamiento geológicas (u otras a gran escala) deben evaluarse para cada región, así como la idoneidad de las tuberías de gas para transmitir hidrógeno y los cambios de infraestructura necesarios. En el transporte, diferentes fabricantes ya han introducido vehículos eléctricos de pila de combustible de

El aumento de la producción y del uso del hidrógeno bajo en carbono puede contribuir a la reducción de las emisiones de CO₂ y apoyar los objetivos de seguridad energética en los futuros sistemas de energía.

en electricidad en una celda de combustible, la energía entregada puede ser inferior al 30% de la que había en la entrada inicial. Esto hace que el hidrógeno sea más “caro” que la electricidad o el gas natural que se utilizan para producirlo, y remarca la importancia de reducir el número de conversiones entre portadores de energía en cualquier cadena de valor. Por lo tanto, en ausencia de restricciones al suministro de energía, y siempre que se valoren las emisiones

de hidrógeno en el mercado, y se está construyendo una infraestructura de reabastecimiento a través de asociaciones público-privadas. En el caso de autobuses eléctricos de celda de combustible, han estado operando en varias ciudades europeas y se han anunciado nuevos programas en Europa, Japón, Corea del Sur y China. La industria ferroviaria y marina se presenta con proyectos de demostración con tranvías de celdas de combustible de hidrógeno, trenes y

barcos. Por otro lado, hoy en día el hidrógeno se usa muy poco como fuente de energía en la industria y en el sector de edificios, aunque se están probando varios usos potenciales. Hay varios proyectos de demostración que examinan la mezcla de H_2 en la red de gas y varios proyectos de demostración de co-generación a pequeña escala con pilas de combustible a H_2 , involucrando países de Europa y Asia.

En este contexto, Argentina puede ocupar un lugar importante en el mercado global del hidrógeno. Cuenta con excelentes condiciones para la producción de H_2 de bajas emisiones, principalmente por la calidad de los vientos en la Patagonia, de la radiación solar en el Norte, la abundancia de reservas de gas natural en Vaca Muerta y de biomasa en la zona central, como también el desarrollo de reactores nucleares pequeños modulares. Todos estos recursos junto con la extensión territorial convierten a Argentina en un país con condiciones óptimas para la inversión en el contexto de la producción de energías limpias. De acuerdo a la estrategia nacional de Hidrógeno presentada por el gobierno nacional en 2022, la producción argentina de hidrógeno crecerá desde las 0,4 Mt anuales actuales hasta lograr 5 Mt en 2050. Es decir, se proyecta un crecimiento del tamaño del sector de unas 12 veces, principalmente traccionado por la demanda internacional. Este escenario crecimiento global brinda a Argentina una oportunidad para el desarrollo industrial de toda la cadena de valor.

Esto pone en evidencia una demanda creciente de bienes de capital a nivel mundial y abre una oportunidad para la radicación y desarrollo de proveedores especializados en la Argentina, con el fin de atender de forma eficiente las necesidades del mercado interno y regional. De acuerdo con lo que estipulan las estrategias nacionales elaboradas por distintos países de la región y diversos reportes internacionales, el 15% de la producción mundial de hidrógeno se generará en el Cono Sur.

A nivel global serán necesarios compromisos financieros y políticos importantes de los gobiernos y las empresas para lograr reducciones profundas de las emisiones, reconociendo la necesidad urgente de comenzar a desarrollar soluciones apropiadas. Las energías renovables, la eficiencia energética, la electrificación y el hidrógeno contribuyen a casi dos tercios de las necesidades de mitigación. Las reducciones de emisiones restantes se aportarían mediante la captura y el almacenamiento de carbono y la captura y el almacenamiento de carbono mediante biocombustibles y otras medidas de eliminación de CO_2 . Se necesita un esfuerzo coordinado y sostenido para impulsar una transición tan masiva del sector energético. Las sinergias habilitadas por hidrógeno con otras alternativas bajas en carbono podrían reducir los costos a largo plazo. Es por estas razones que el hidrógeno merece una mayor atención de los gobiernos, la industria y la academia para evaluar conjuntamente su lugar dentro del sistema de energía futuro, y continuar tomando las medidas necesarias para demostrar sus beneficios al sistema en su conjunto.

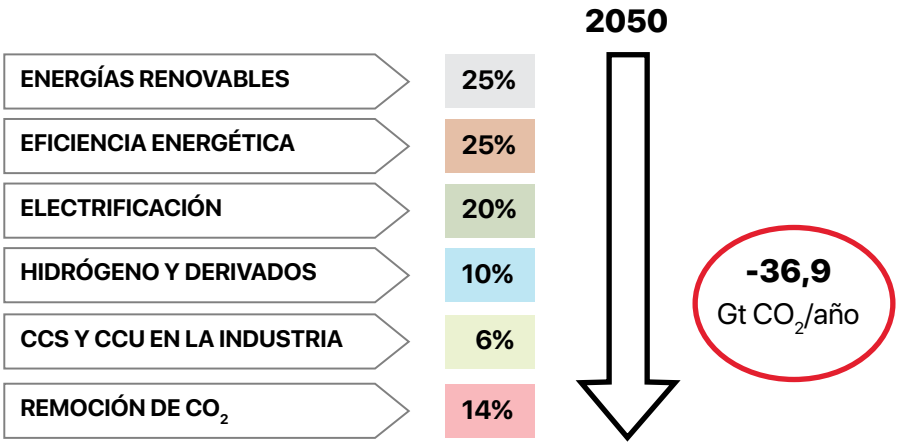


Figura 15: Estrategias para la transición energética.

3 de diciembre 2024

Nucleoeléctrica negocia un crédito de US\$ 210 millones para la extensión de vida de Atucha I

El presidente de Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA), Alberto Lamagna, anunció que la empresa está negociando con la Corporación Andina de Fomento (CAF) un desembolso por US\$ 210 millones para el proyecto de extensión de vida de la central nuclear Atucha I. Lamagna también se explayó sobre la posibilidad de formar una joint venture con la francesa Framatome para producir radioisótopos médicos, en una exposición realizada en la reunión anual de la Asociación Argentina de Tecnología Nuclear (AATN).

La empresa estatal operadora de las centrales nucleares comenzó en septiembre la parada prolongada de extensión de vida operativa de Atucha I. Este proyecto y la construcción del Almacenamiento en Seco de Combustibles Gastados de Atucha II demandarán una inversión global cercana a los US\$ 700 millones.

El presidente de la compañía afirmó que están en conversaciones con la CAF para obtener un financiamiento por US\$ 210 millones para la extensión de Atucha I y que estos fondos probablemente estarán disponibles ya en 2025.

«Con el apoyo y el seguimiento técnico del Organismo Internacional de Energía Atómica y de su director general Rafael Crossi iniciamos un posible financiamiento de la CAF», dijo Lamagna en el evento llevado a cabo en el Palacio Libertad (ex CCK).

También hay conversaciones con el banco BPI por un financiamiento por US\$ 120 millones, aunque el presidente de NA-SA destacó que cuentan con los aportes del Tesoro nacional garantizados para 2024 y 2025. Por otro lado, la empresa lanzó en 2022 el fideicomiso NASA IV, con el que consiguió un fondeo total de US\$ 180 millones.

El gobierno nacional liberó este mes una partida para gastos de capital para Nucleoeléctrica por 104.659 millones de pesos. Un segundo desembolso ocurriría en los primeros meses del próximo año.

Una joint-venture con la empresa francesa Framatome Lamagna también se explayó sobre el acuerdo al que arribaron con Framatome para avanzar en la producción de radioisótopos medicinales. Este acuerdo podría derivar en la conformación de una joint venture con la empresa francesa.

Nucleoeléctrica anunció ayer la firma con Framatome de un acuerdo para llevar a cabo un estudio de prefactibilidad sobre la instalación de sistemas para la producción de radioisótopos de vida corta, como Lutecio-177, en las centrales nucleares Atucha I, Atucha II y Embalse. Framatome cuenta con esta tecnología y ya está siendo utilizada en una central CANDU en Canadá.

Lamagna explicó que Nucleoeléctrica analiza proyectos de joint ventures con otras compañías de diversa índole. En ese sentido, explicó que el acuerdo con Framatome podría derivar «en una empresa spin off de NA-SA o formar (el proyecto) parte de NA-SA». «Hay una primavera nuclear en el mundo y hay posibilidades de hacer joint ventures con más compañías», concluyó.

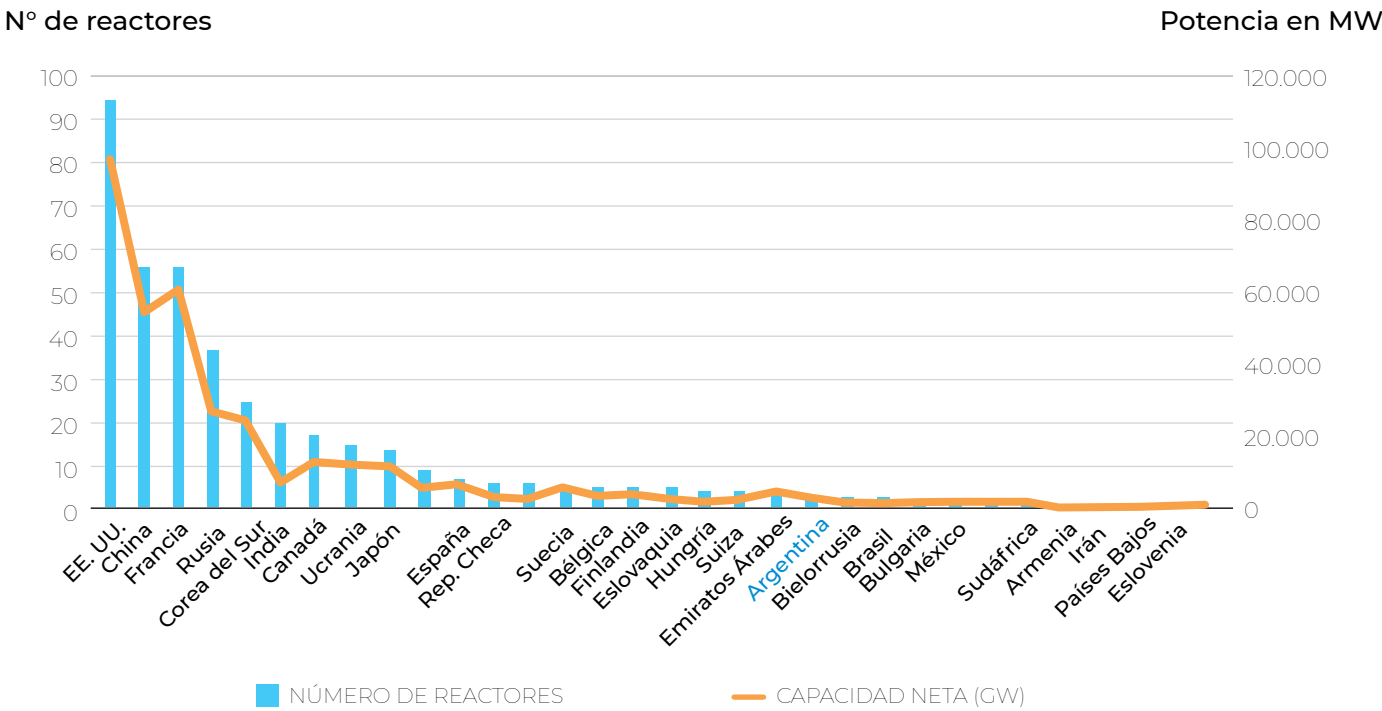
Fuente:

<https://agendarweb.com.ar/2024/12/03/nucleoelectrica-negocia-un-credito-de-us-210-millones-para-la-extension-de-vida-de-atucha-i/>

Reactores nucleares en operación

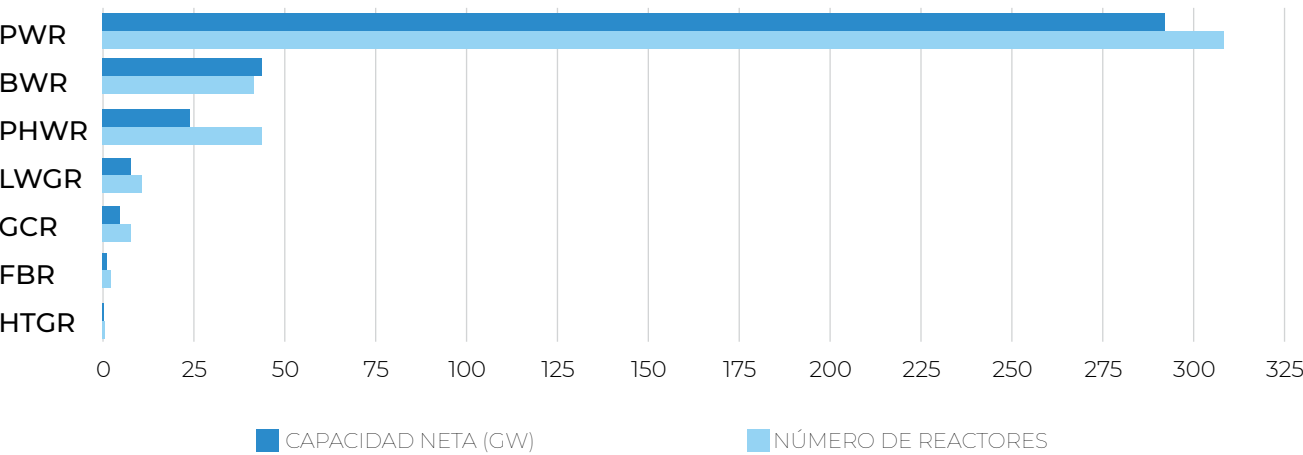
A diciembre de 2024 se encuentran operables 417 reactores de generación nucleoelectrica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 377.046 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrica por país.

Reactores en Operación y Potencia



Nota: Datos actualizados a enero de 2025.

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



Nota: Datos actualizados a enero de 2025.

Nuevas Conexiones a la Red

En el segundo semestre del año 2024 a nivel mundial comenzaron a operar dos reactores que adicionaron 2.756 MWe de potencia instalada.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
FLAMANVILLE-3	1.630	PWR	EPR	Francia	21/12/2024
ZHANGHOU-1	1.126	PWR	HPRI000	China	28/11/2024

Centrales Cerradas

En relación con los cierres de instalaciones nucleoelectricas, durante el segundo semestre de 2024, se detuvo definitivamente la operación de tres unidades con la **disminución** de potencia instalada de 1.966 MW.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
PICKERING-4	515	PHWR	CANDU 500A	Canadá	31/12/2024
PICKERING-1	515	PHWR	CANDU 500A	Canadá	1/10/2024
MAANSHAN-1	936	PWR	WH3LP(WE	Taiwan-China	28/7/2024

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, **se comenzaron en el segundo semestre del año 2024** las obras de cinco nuevas unidades, cuatro ubicadas en China y una en Pakistán. **Con estos reactores se espera adicionar 5.580 MWe** de nueva potencia nucleoelectrica, donde se destaca que **todas son del tipo PWR**.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de inicio de obra
CHASNUPP-5	1.117	PWR	HUALONG-1	Pakistán	30/12/2024
ZHANGZHOU-4	1.129	PWR	HPRI000	China	27/09/2024
NINGDE-5	1.200	PWR	HPRI000	China	28/07/2024
SHIDAOWAN-1	1.134	PWR	HPRI000	China	28/07/2024
XUDAPU-2	1.000	PWR	CAP1000	China	17/07/2024

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 2000. Los años anteriores pueden ser consultados en números anteriores de este boletín.

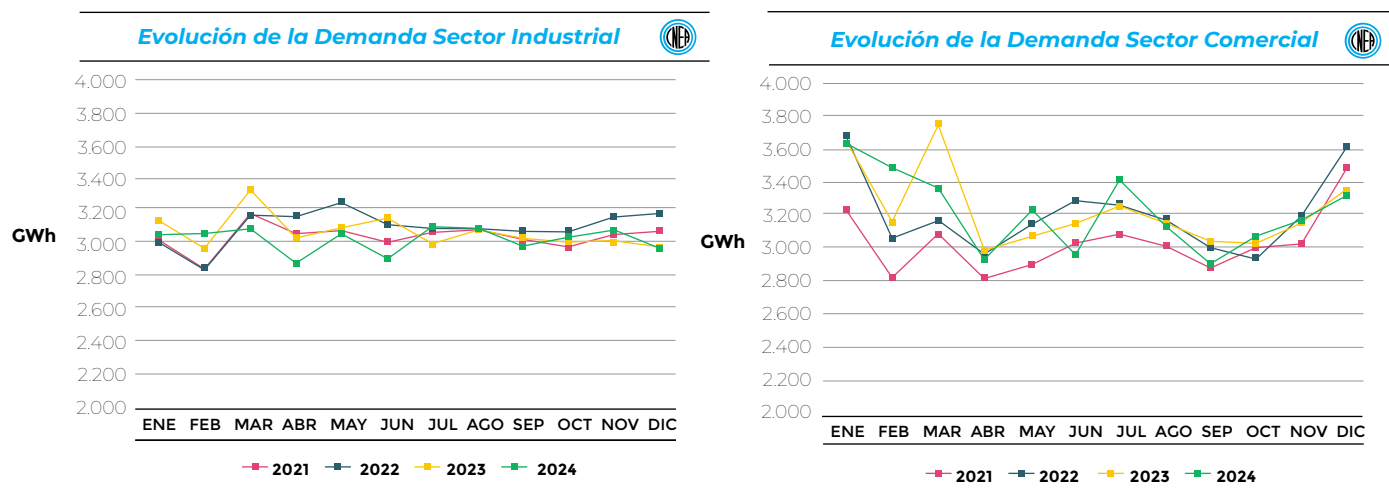
Central Nuclear				Energía Bruta generada				Total en el SADI
Factor Disponibilidad %				MWh				Factor Disponibilidad %
Año	CNA I	CNE	CNA II	CNA I	CNE	CNA II	CNA I - CNA II - CNE	CNA I - CNA II - CNE
2000	57,00	77,21	-	1.787.473	4.389.617	-	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	-	1.521.612	5.537.026	-	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	-	1.077.094	4.743.720	-	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	-	2.152.220	5.414.069	-	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	-	2.903.329	4.965.274	-	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	-	2.132.622	4.724.404	-	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	-	2.231.018	5.459.891	-	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	-	2.891.410	4.325.818	-	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	-	2.638.118	4.722.270	-	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	-	2.554.541	5.607.128	-	8.161.669	92,73
2010	94,64	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
2022	69,00	78,12	21,99**	2.188.118	4.489.280	1.435.190	8.112.588	52,53
2023	74,03	97,99	26,00	2.347.519	5.630.814	1.696.943	9.675.276	62,65
2024	69,32	80,11	26,00	2.204.293	4.616.038	4.488.800	11.309.131	73,03

***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 condujeron a su Extensión de Vida.

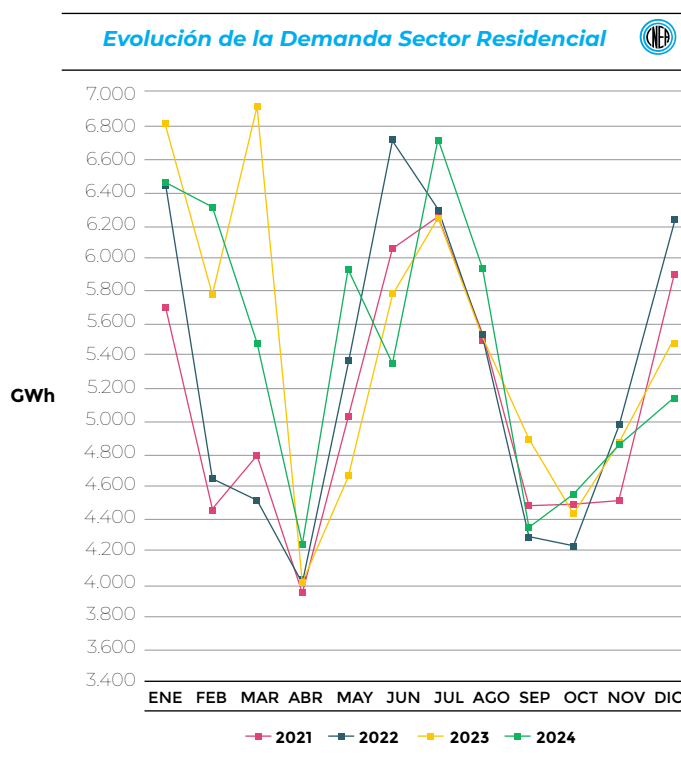
****Nota II:** El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajó a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país durante el segundo semestre del año 2024 fue 0,6% 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 2024.

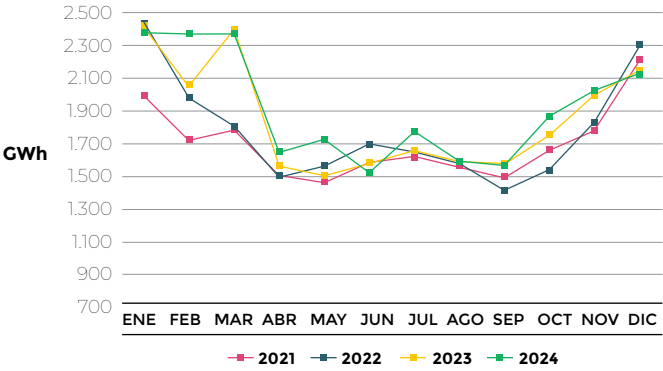


Como puede apreciarse en las figuras la demanda durante el segundo semestre del 2024 los tres sectores mantienen la tendencia estacional. La demanda del sector industrial durante el periodo presentó un crecimiento del 1,2% frente a la del 2023. Por su parte la demanda comercial registró valores inferiores a los del año pasado durante el periodo del 0,3 %, mientras que la demanda residencial tuvo un incremento del 0,9% en dicho periodo.



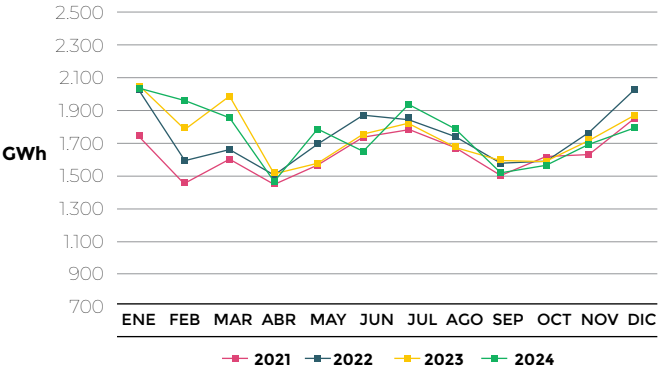
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2024 y de los tres últimos años. Las regiones NOA-NEA, CUY-CEN, COM-PAT presentaron un incremento de la demanda durante el segundo semestre del 2024 frente al 2023 del 2,3%, 0,1%, 10,9% respectivamente, mientras que GBA-BA-LIT registró una disminución del 0,9%.

Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA



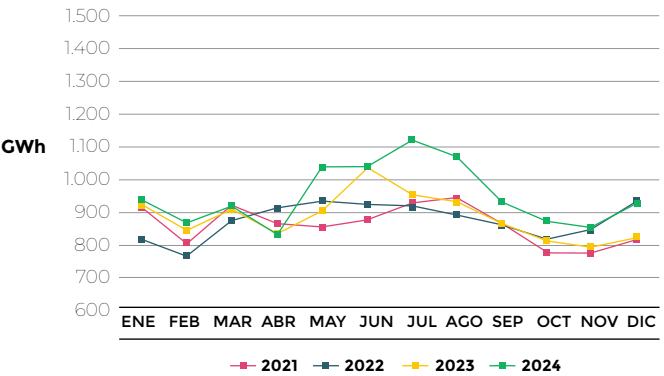
Nota: NOA: Noroeste Argentino; NEA: Noreste Argentino.

Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN



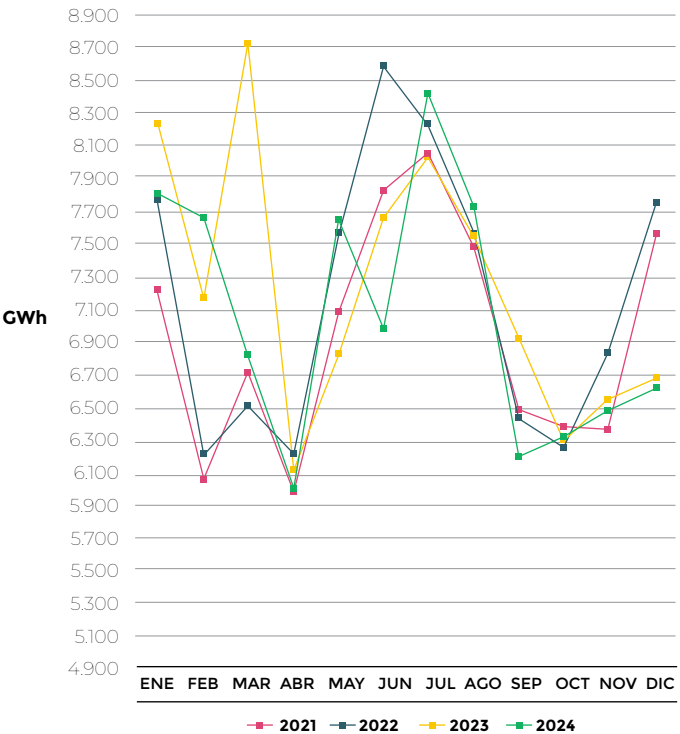
Nota: CUY: Cuyo; CEN: Centro.

Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



Nota: COM: Comahue; PAT: Patagonia.

Evolución de la Demanda Regiones BAS-GBA-LIT

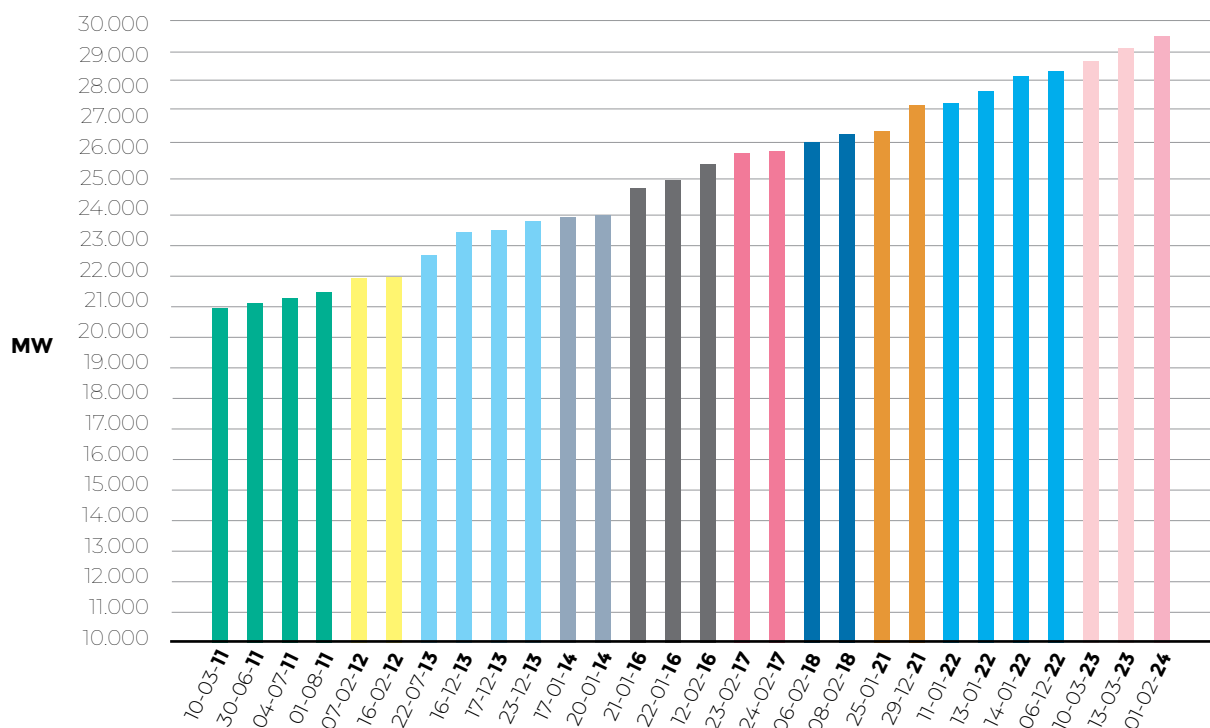


Nota: LIT: Litoral; GBA: Gran Buenos Aires, BAS: Buenos Aires.

Demanda Máxima de Potencia

Durante el segundo semestre no se registró ningún pico de potencia, con lo cual en el año 2024 el el máximo histórico de potencia del SADI para un día hábil de verano se registró el día 1ro de febrero con 29.653 MW a las 14:48 hs.

Además, es de destacar que ese día también se alcanzó el récord de energía demandada en un día hábil de 597,7 GWh con una temperatura media en GBA de 31,5 °C. A continuación, se presentan los picos de potencia de los últimos 13 años.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

1 de febrero de 2024 a las 14:48 hs.	MW
GENERACION NUCLEAR	1.320
GENERACION TERMICA	16.193
GENERACION HIDRAULICA	6.969
GENERACION RENOVABLE	2.907
GENERACION TOTAL	27.390
IMPORTACION DE CHILE	54
IMPORTACION DE PARAGUAY	28
IMPORTACION DE BRASIL	2.075
EXPORTACION A BRASIL	0
IMPORTACION DE URUGUAY	0
EXPORTACION A URUGUAY	0
IMPORTACION DE BOLIVIA	107
DEMANDA TOTAL SADI	29.653
RESERVA ROTANTE (RPF+RSF+RRO)	2.135

Temperatura Promedio GBA + Litoral

36,5 °C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	436	162	598
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	22	22
Total	436	184	620

Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]

Tipo	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros*	Por Problemas Técnicos		Total
			en Máq. F/S**	en Máq. E/S***	
TV	0	0	1.682	619	2.301
TG	110	0	1.562	840	2.512
CC	0	0	665	204	869
DI	0	0	438	297	735
Total	110	0	4.347	1.960	6.417

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** En Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: En servicio

Generación Hidroeléctrica

Disponible [MW]

C.Cabra Corral	93
Total	93

Indisponible [MW]

C.Rio Grande	378
C.Nihuil	17
C.Agua del Toro	75
C.Yacyreta	270
Total	740

Generación Nuclear

F/S Disponible		Limitada o Indisponible	
		C.N. Atucha I	362
Total	0	C.N. Atucha II	75
		Total	437

F/S: Fuera de servicio

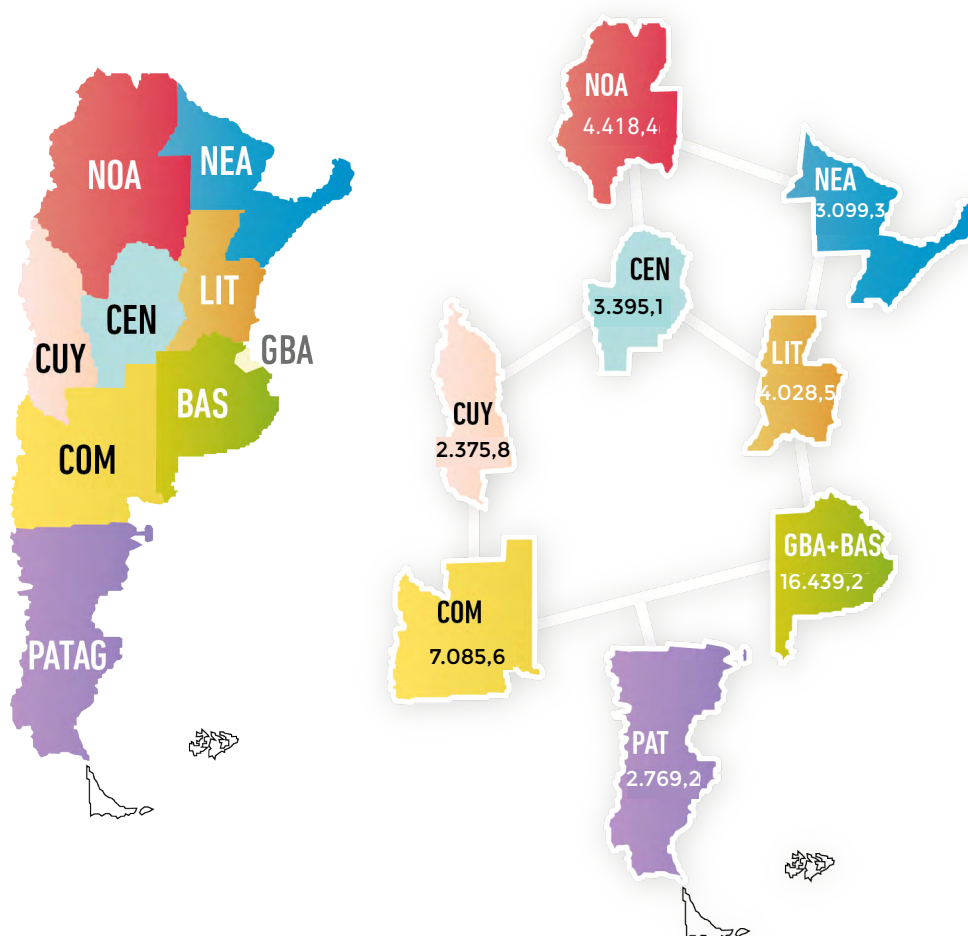
E/S: En servicio

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 2024.



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2024 en el SADI es de **43.611,0 MW**.

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

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

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

A continuación se presenta la potencia instalada en MW, al 31 de diciembre del año 2024 clasificada por región y tipo de equipo.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUY	120,0	113,8	383,8	40,0	657,6	-	1.154,5	563,7	-	-	-	2.375,8
COM	-	500,9	1.489,6	64,0	2.054,5	-	4.768,7	7,2	253,2	2,0	-	7.085,6
NOA	261,0	698,6	1.944,7	318,3	3.222,6	-	219,7	777,5	193,7	3,0	2,0	4.418,4
CEN	3,2	675,6	721,2	40,1	1.440,2	656,0	919,0	118,2	240,3	20,9	0,6	3.395,1
GBA	1.640,0	719,0	5.262,1	254,0	7.875,2	-	-	-	-	31,5	-	7.906,7
BAS	1.543,2	1.691,6	2.447,7	240,5	5.923,0	1.107,0	-	-	1.492,5	10,0	-	8.532,5
LIT	217,0	280,0	2.256,1	318,6	3.071,7	-	945,0	-	-	11,8	-	4.028,5
NEA	-	-	-	283,6	283,6	-	2.745,0	-	-	-	70,7	3.099,3
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
TOTAL	3.784,4	4.965,5	14.806,4	1.559,0	25.115,3	1.763,0	11.358,7	1.466,6	3.754,9	79,1	73,3	43.611,0
Porcentaje					57,6	4,0	26,0	3,4	8,6	0,2	0,2	
ACUMULADO 2024	-466,8	-325,0	571,4	-101,4	-322,0	-	-	96,7	49,5	1,0	-	-174,8

En el segundo semestre de 2024 se retiraron del SADI 252,1 MW. Las principales diferencias respecto a Junio de 2024 son:

CEN:

- Se produjo el cambio de nominación de las centrales CTGB Biogás Bell Ville en Córdoba, y CTBG San LuisDiaser en San Luis, de 1,2 y 2 MW, respectivamente, que pasaron de contabilizar como TV a contabilizar como centrales de Biogás.
- Se produjo el ingreso del Parque Eólico Levalle, de 155 MW de potencia, en la provincia de Córdoba.
- Ingresó al sistema el Ciclo Combinado Generación Mediterranea R287 en Córdoba, de 65 MW
- Se produjo el cambio de nominación de las TG06 y TG07 correspondientes a Generación Mediterranea 220, y TG08 de Generación Mediterranea R287, las cuales pasaron a contabilizarse como Ciclos Combinados.

BAS:

- Ingresó en servicio el parque eólico Pampa Energía, adicionando 139,5 MW de potencia.
- Se produjo la repotenciación del parque eólico La Elbita, adicionando 31,5 MW de tipo renovable, con lo cual la potencia total del parque llegó a 153,0 MW.
- Se produjo el ingreso del parque eólico Vientos Olavarría, adicionando 76,5 MW de potencia de tipo renovable.
- Se produjeron cambios de potencia en los Ciclos Combinados pertenecientes a la C.T Barker, a partir de los cuales el total se incrementó en 1 MW.

GBA:

- Se produjo una repotenciación de 0,8 MW en el Ciclo Combinado (CC) CT EZEIZA CIERRE CC G.MEDIT, que pasó de 52,17 MW a 52,97 MW.

PAT:

- Se repotenció el parque eólico ALUAR SA AUTOGENERADOR REN en Chubut, en 81 MW, con lo cual el total del parque pasó a ser 174,6 MW.

NOA:

- Ingresó al sistema el 3er panel fotovoltaico de 360 Energy FV en la provincia de La Rioja, adicionando 60 MW de tipo renovable al sistema.
- En la provincia de Catamarca ingresó el Parque Fotovoltaico Amanecer IV, de generación Renovable, adicionando 12 MW al sistema.

NEA:

- Se produjo el ingreso del Parque Solar Pampa del Infierno, de generación Renovable, por un total de 130,0 MW en la provincia del Chaco.
- Para la central hidráulica de Yacyretá, se estableció la potencia disponible firme de Argentina (1.550 MW), correspondiente a un 50% del total de la potencia instalada de la misma 3.100 MW), alcanzable a cota máxima y con las máquinas a toda su capacidad. Los 1.195 MW descontados corresponden a parte del 50% correspondiente a Paraguay, el cual era cedido a Argentina hasta junio de este año, momento en el que el país vecino comenzó a hacer uso de su proporción del total de energía generada por la central.

COM:

- Ingresó al sistema el Parque Solar FTV Cutral Co en la provincia de Neuquén, de 3,1 MW, a partir del cual la potencia de tipo fotovoltaico en la región alcanzó los 10,2 MW.

CUY:

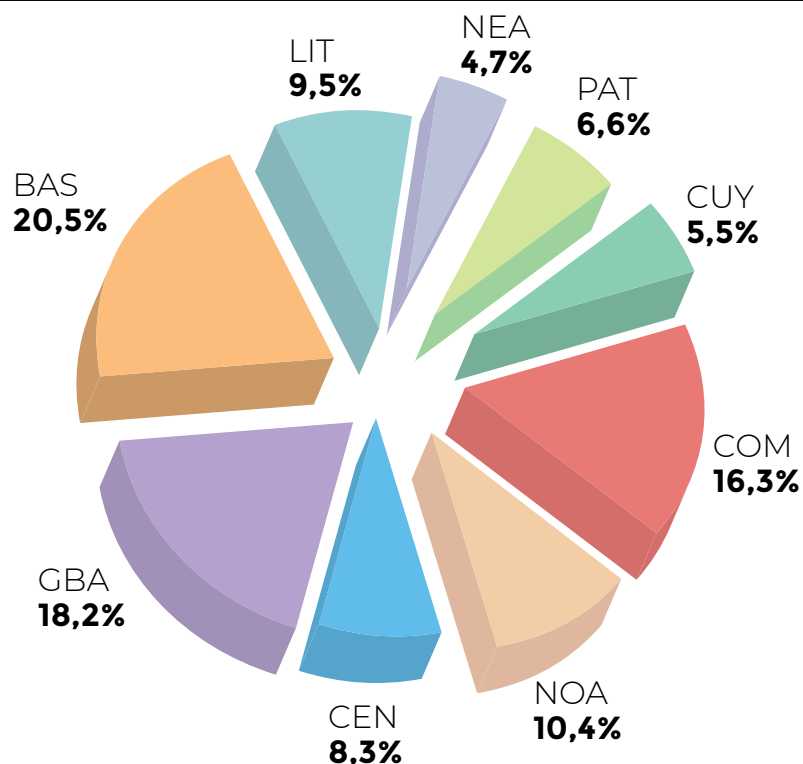
- Se produjo la repotenciación del Parque Solar Algarrobo Solarge en la provincia de San Juan, el cual pasó de 4 a 5,2 MW de potencia.

LIT:

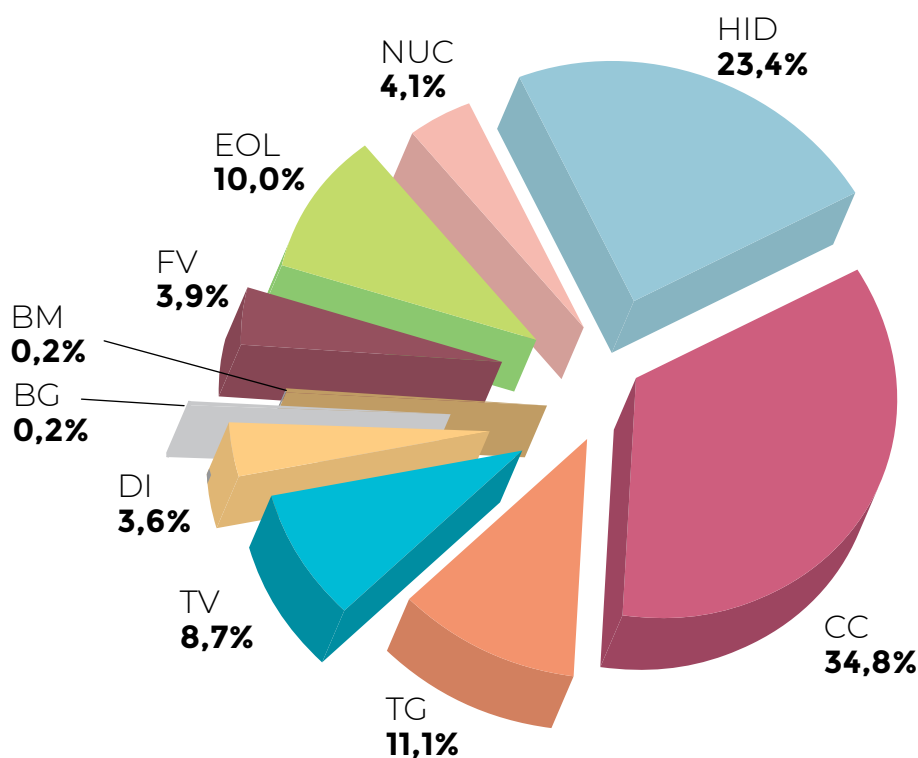
- Ingresó al sistema el Ciclo Combinado Arroyo Seco Cogeneración GMED, de 52,2 MW, en la provincia de Santa Fe.

A continuación en las siguientes figuras se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a diciembre del 2024.

Potencia Instalada por Regiones



Potencia Instalada por Tecnologías



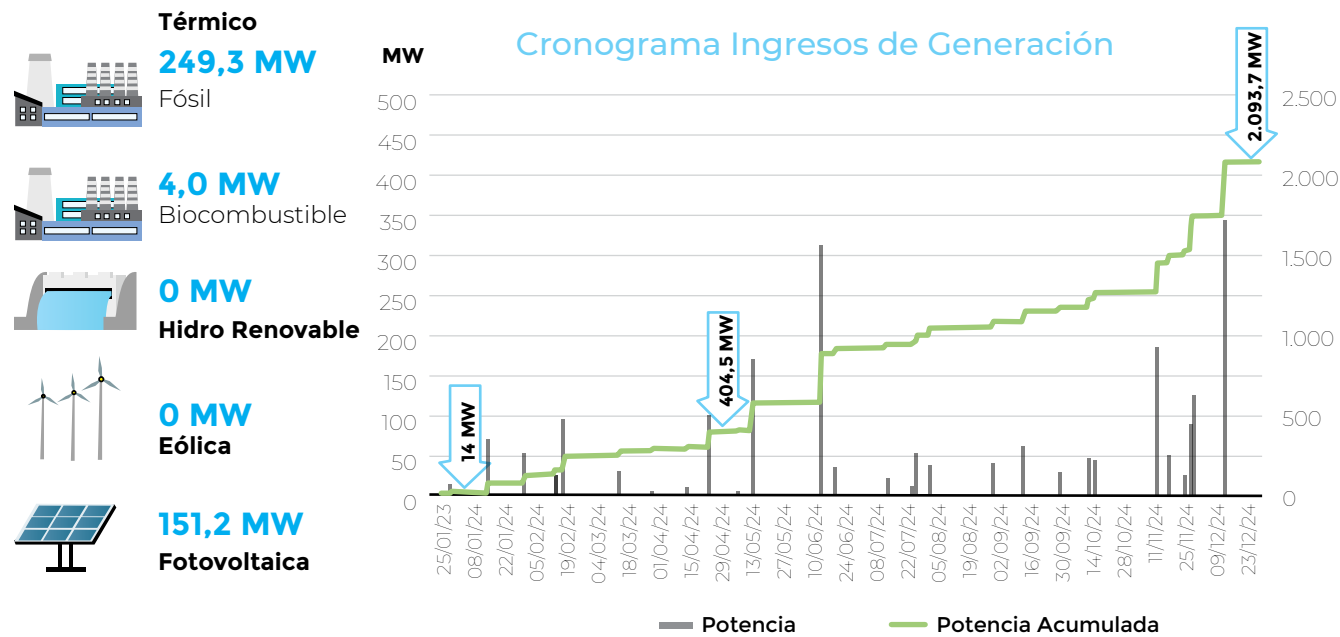
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema Argentino de Interconexión (SADI) y por su magnitud no se incluyen en este boletín.

Incorporaciones previstas

CAMMESA tiene previstas nuevas incorporaciones al MEM en el corto plazo (hasta octubre 2024), y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

- **Disponibilidad térmica:** Se prevé el ingreso de 165 MW generación térmica convencional hasta fin de octubre de 2024 (ASECTG01, TG02, y MMARTV09).
- **Energías Renovables Ley 26.190:** : ingresos hasta octubre 2024 933 MW:
Eólicos → 414,5 MW, Solares → 516,5 MW, Bio Combustibles → 2 MW.

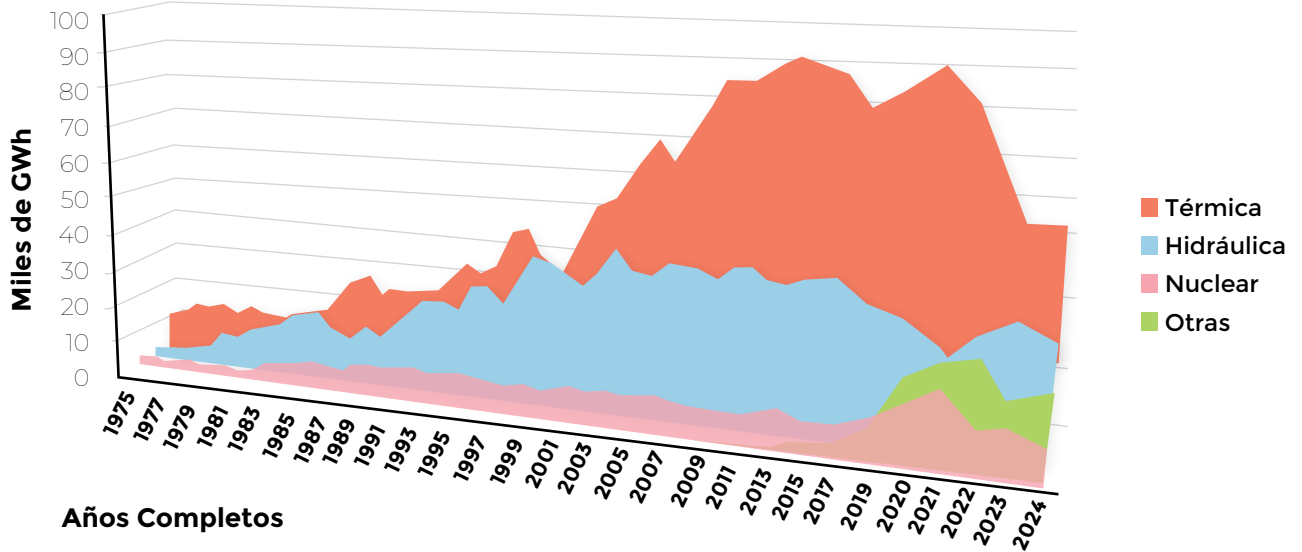
Ingresos Previstos 2023-2024



Ingresos Previstos 2023-2024

Fuente: CAMESSA.

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 2000. Los años anteriores pueden consultarse en números previos a este boletín.

Año	Térmica GWh	%	Hidroeléctrica GWh	%	Nuclear GWh	%	Otras Renovables GWh	%	Total GWh
2000	44.611,9	54,0	31.863,2	38,6	6.177,1	7,5			82.652,2
2001	37.601,7	44,4	40.057,5	47,3	7.058,6	8,3			84.717,8
2002	33.629,4	43,3	38.259,8	49,2	5.820,8	7,5			77.710,0
2003	41.334,2	49,3	35.014,1	41,7	7.566,3	9,0			83.914,6
2004	51.060,7	55,7	32.674,0	35,7	7.868,6	8,6			91.603,3
2005	53.280,5	55,0	36.699,7	37,9	6.857,0	7,1			96.837,2
2006	57.400,8	53,0	43.212,6	39,9	7.690,9	7,1			108.304,3
2007	64.785,2	58,9	38.080,7	34,6	7.217,2	6,6			110.083,1
2008	70.734,0	61,1	37.622,3	32,5	7.360,4	6,4			115.716,7
2009	65.360,4	57,0	41.211,7	35,9	8.161,7	7,1			114.733,8
2010	71.819,8	59,9	40.874,4	34,1	7.170,9	6,0			119.865,1
2011	78.876,4	63,0	39.977,7	31,9	6.370,9	5,1	13,1		125.238,1
2012	87.538,1	66,5	37.307,2	28,4	6.361,7	4,8	350,1	0,3	131.556,6
2013	87.362,4	64,6	41.234,8	30,5	6.206,9	4,6	456,8	0,3	135.260,9
2014	88.246,8	64,9	41.298,0	30,4	5.756,0	4,2	614,0	0,5	135.914,9
2015	91.853,4	66,5	38.492,9	27,9	7.138,8	5,2	650,4	0,5	138.135,5
2016	93.795,9	66,5	37.838,6	26,8	8.198,0	5,8	1.313,9	0,9	141.147,4
2017	90.319,0	65,1	39.575,0	28,5	6.161,2	4,4	2.684,0	1,9	138.739,2
2018	87.725,3	63,8	39.952,1	29,1	6.452,9	4,7	3.353,6	2,4	137.483,9
2019	80.525,0	60,2	36.557,0	27,4	8.717,0	6,5	7.864,0	5,9	133.663,0
2020	82.333,2	61,4	29.093,5	21,7	10.010,9	7,5	12.733,7	9,5	134.171,2
2021	90.072,6	64,0	24.116,3	17,0	10.169,7	7,0	17.434,8	12,0	141.793,4
2022	81.746,0	58,9	30.186,3	21,8	7.469,2	5,4	19.340,2	13,9	138.741,7
2023	73.018,0	51,6	39.331,8	27,8	8.963,0	6,3	20.084,8	14,2	141.397,7
2024	75.388,2	53,0	33.424,0	23,5	10.449,0	7,4	22.876,6	16,1	142.137,9

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.

Durante el año 2024 se incorporaron 925,2 MW de tecnología renovable contando para el mes de diciembre con un total de 6.672,3 MW. La misma se descompone en 4.319,4 MW de parques eólicos; 1.672,9 MW de parques fotovoltaicos; 73,3 MW de tecnología de biomasa; 82,3 MW de generación mediante biogás y 524,3 MW de centrales hidráulicas.

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 2024 la potencia instalada de energías renovables representa el 15,4% respecto de la potencia instalada total.



28 de octubre de 2024

La primera inversión en el marco del RIGI: un proyecto de parque solar de YPF en Mendoza

El primer proceso de inversión bajo el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI) será en la localidad de Las Heras, en la provincia de Mendoza. Allí una compañía de YPF (empresa con 51% de acciones estatales) invertirá u\$s 220 millones en la primera etapa de un parque solar.



YPF Luz fue constituida en 2013 bajo la iniciativa de generar energía eléctrica con la impronta de la transición energética. Es por ello que promueven la generación de energía eólica, solar y térmica, superando el 9% de la generación de energía eléctrica en el país. En este caso, la compañía -de la que YPF es accionista- se constituyó como Vehículo de Proyecto Único (VPU) para realizar la inversión bajo el régimen aprobado en la ley Bases, el pasado julio.

El gobernador mendocino, Alfredo Cornejo, dio más detalles del proceso: «El primer proyecto en Argentina presentado bajo el Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI) es en Mendoza, lo hace YPF Luz y es el proyecto El Quemado con una capacidad instalada de 200 MW, desarrollado en nuestro gobierno por EMESA». Mendoza adhirió al RIGI en agosto de este año.

«El Municipio de Las Heras será parte activa de este proyecto. Es importante aclarar que, dentro de este régimen, las empresas estarán exentas del pago de sellos e ingresos brutos, un incentivo directo a la inversión y al desarrollo. El proyecto está contemplado en dos etapas y la capacidad total es de 305 MW, lo que reafirma el gran potencial de esta iniciativa y su impacto positivo para Mendoza», agregó el mandatario.

La noticia también fue celebrada por el portavoz presidencial, Manuel Adorni, en redes sociales: «Ingresó el primer proyecto gracias al Régimen de Incentivo a las Grandes Inversiones (RIGI): la inversión será de unos 220 millones de dólares para impulsar el desarrollo de un parque solar en la provincia de Mendoza».

Parque Solar El Quemado: en qué consiste el proyecto

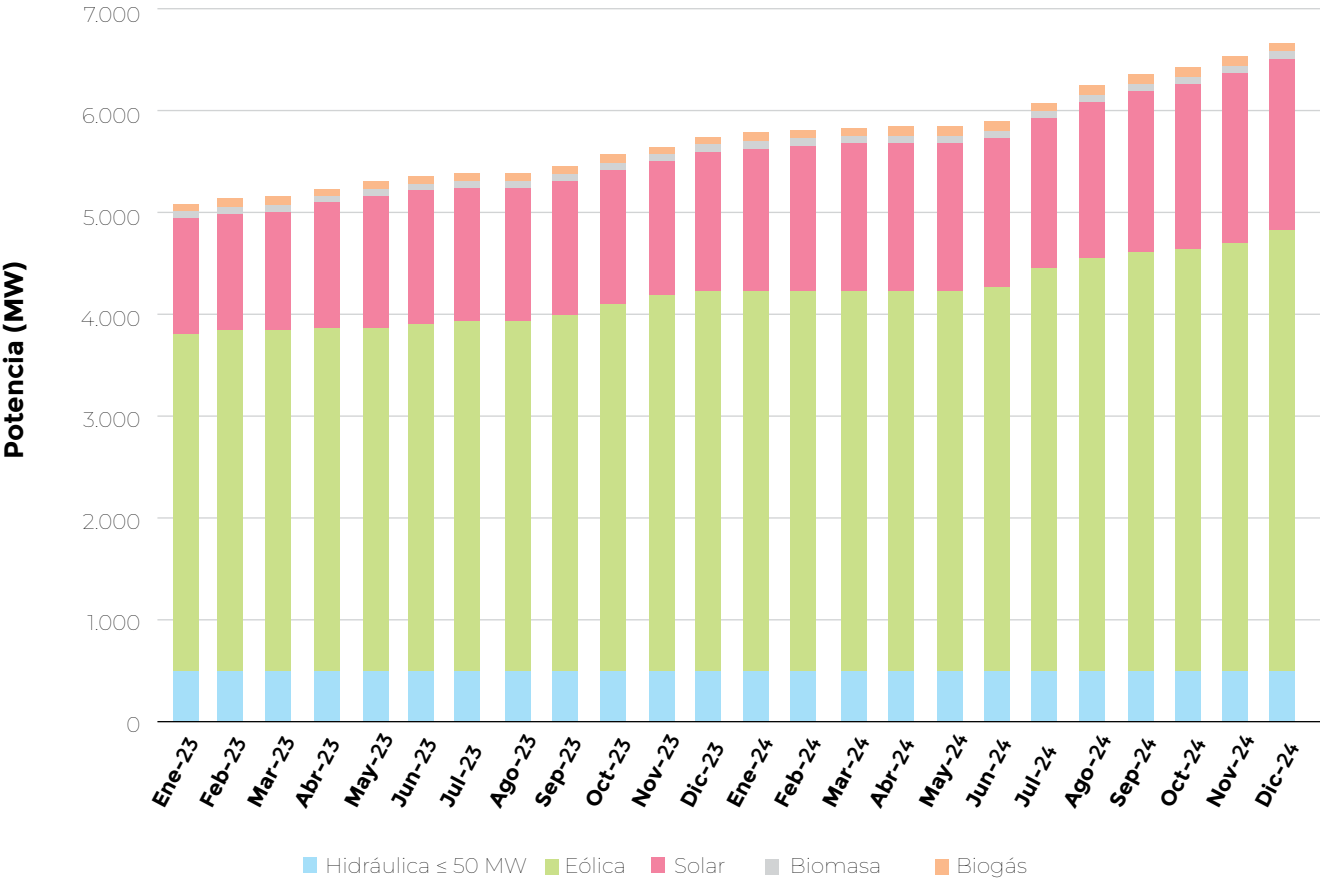
El proyecto tuvo su origen bajo el desarrollo de la Empresa Mendocina de Energía (Emesa), aunque posteriormente fue

adquirido por YPF en junio del 2023. Para esta primera etapa, en donde se aspira a incrementar la capacidad instalada a 200 MW y contará con una nueva subestación eléctrica de 220 KV en la línea Cruz de Piedra-San Juan, se estima un trabajo de 18 meses de duración. La planificación estipula ingresar en operación para el primer semestre del 2026.

La propia compañía informó que «en esta primera etapa, contará con más de 330.000 paneles bifaciales de última generación, instalados en una superficie de 350 hectáreas. La potencia instalada será de 200 MW, que equivale a la energía que utilizan más de 180.000 hogares y evitará la emisión de más de 298.000 toneladas de dióxido de carbono al año».

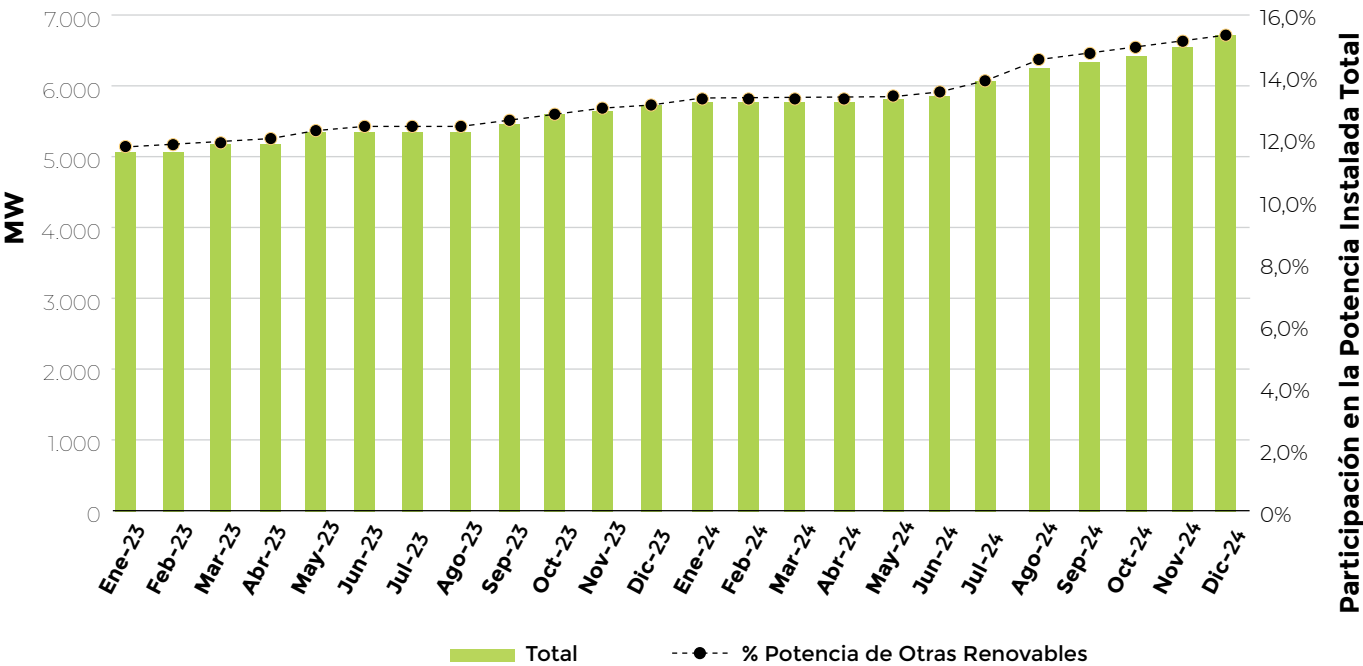
Fuente: <https://agendarweb.com.ar/2024/10/28/la-primera-inversion-en-el-marco-del-rigi-un-proyecto-de-parque-solar-de-ypf-en-mendoza/>

Potencia Instalada 2023-2024



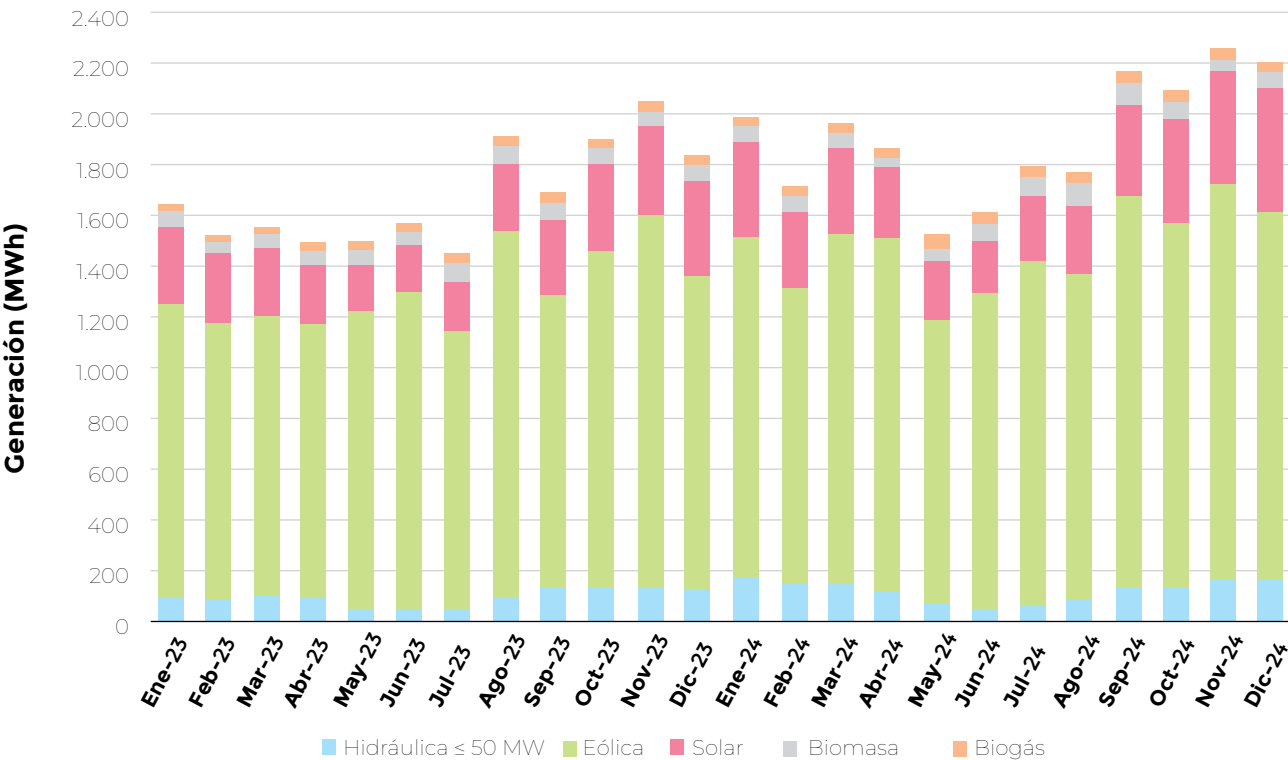
En la siguiente figura se observa la potencia instalada renovable de los últimos 24 meses y la participación en la potencia instalada total.

Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM



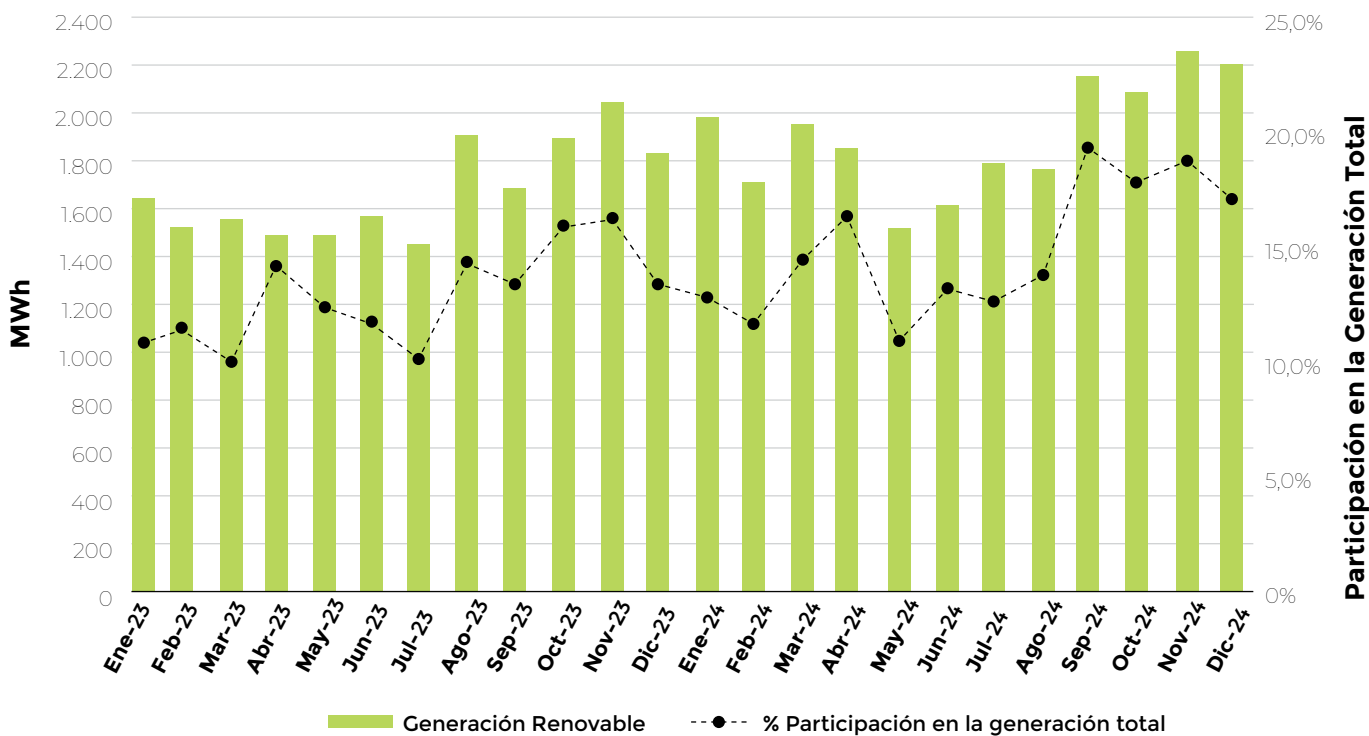
La generación renovable registró durante el año 2024, un valor de 22.875,2 MWh representando un aumento del 13,9% respecto al mismo periodo del año anterior, explicado por el incremento de potencia instalada eólica y la mayor generación de las hidroeléctricas. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 24 meses.

Generación de Otras Energías Renovables 2023-2024



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.

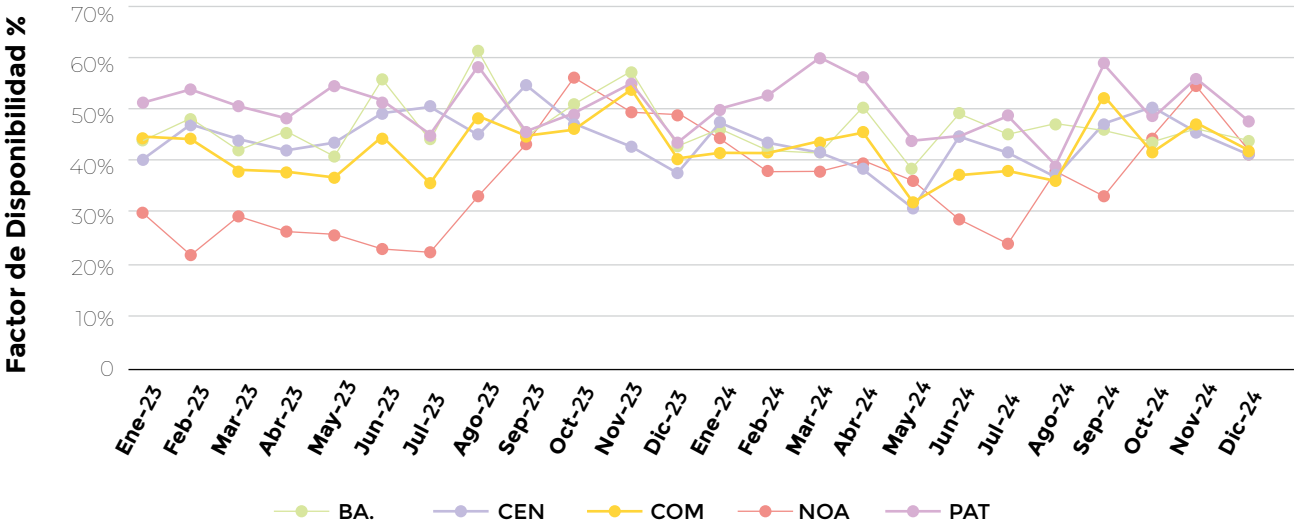
Generación Renovable y su Participación en el MEM



Energía Eólica

Para diciembre de 2024, se contaba con 4319,4 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 63,6% del total. Los parques eólicos se encuentran en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Chubut, La Rioja, Santiago del Estero y La Pampa. A continuación se observa el factor de disponibilidad de cada región eléctrica durante los últimos 24 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología en los últimos doce meses fue de 44,1% a nivel nacional.

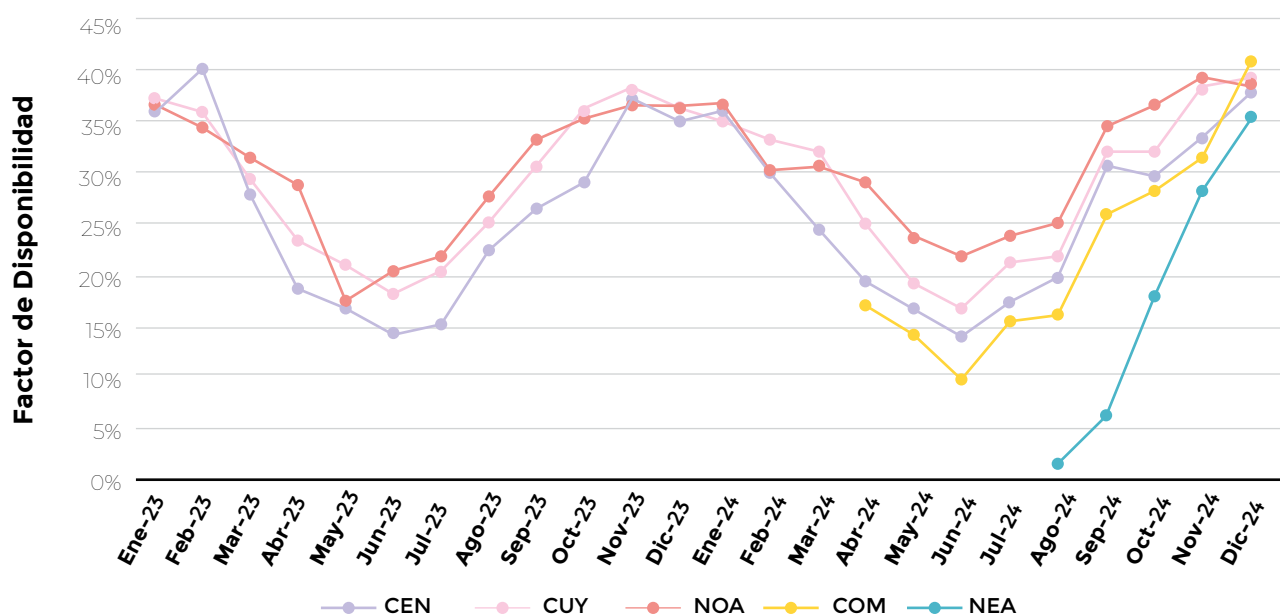
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2023-2024



Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para diciembre de 2024, se encuentran conectados 1.672,9 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en las regiones de Cuyo, NOA, NEA, Comahue y Centro, alcanzando un 24,9% de la potencia renovable instalada total. En la siguiente figura se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas. El factor de disponibilidad promedio a nivel nacional durante los últimos 12 meses fue de 26,2%.

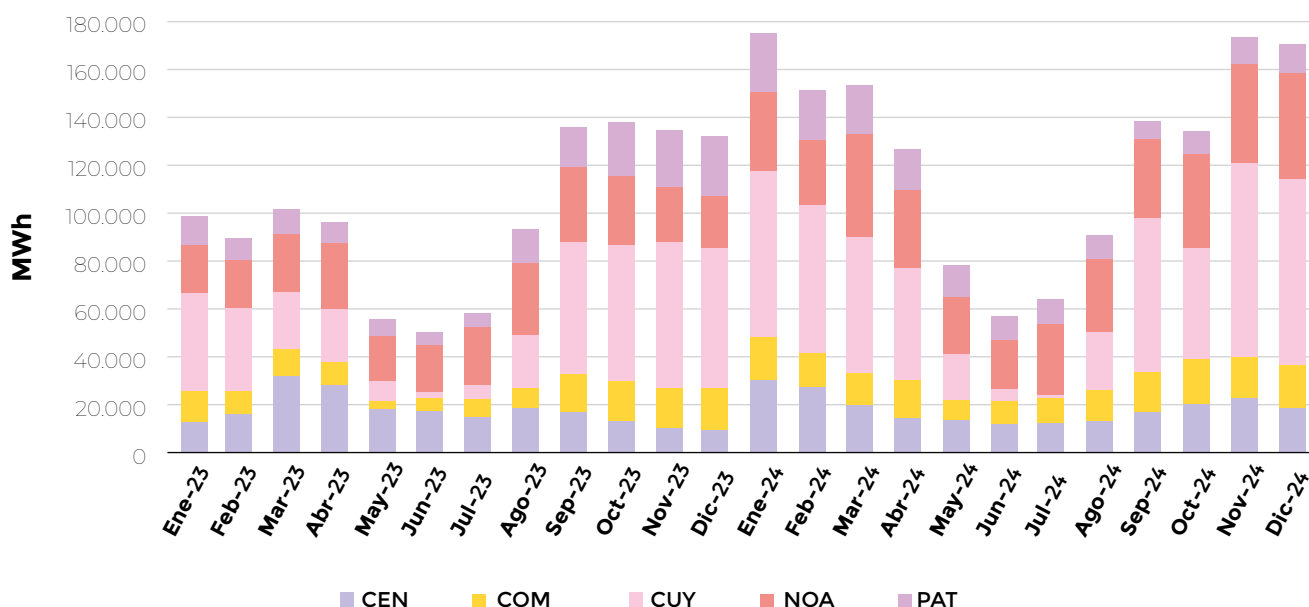
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica



Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

Para diciembre de 2024 se contabilizan instalados 524,3 MW de dicha tecnología, alcanzando un 7,9% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En la siguiente figura se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 24 meses.

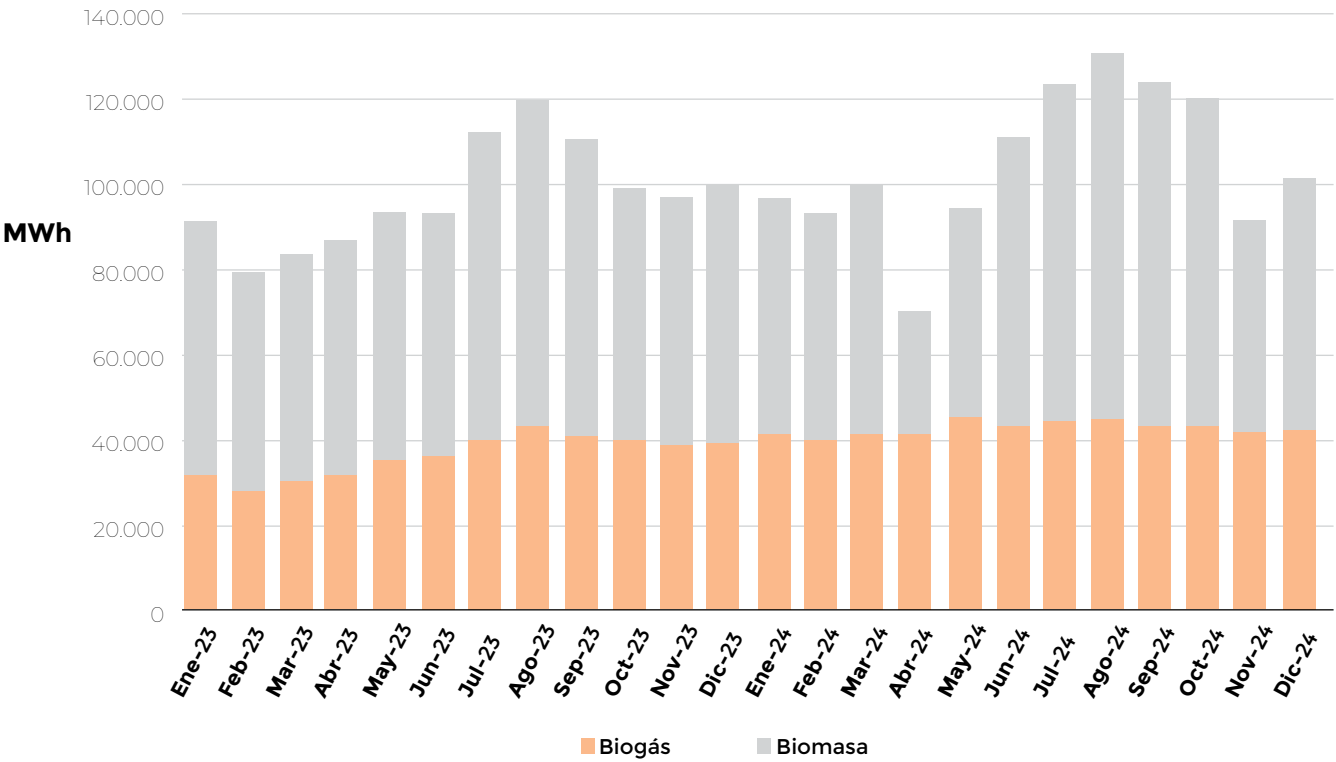
Generación de Hidroeléctricas < 50 MW por Regiones



Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para diciembre de 2024, se encuentran instalados 155,6 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 73,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 82,3 MW. Su generación mensual durante los últimos 24 meses se comportó de la siguiente manera:

Generación de Biomasa y Biogás mensual 2023-2024



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

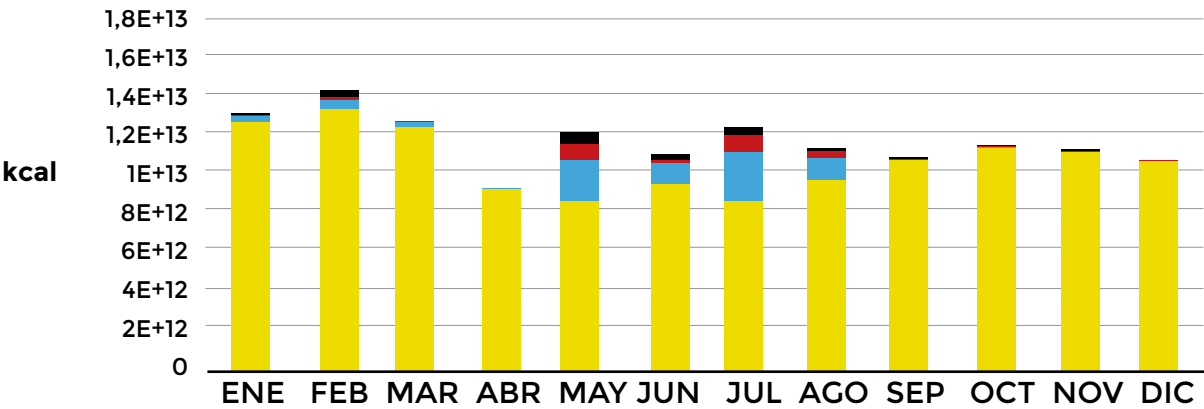


El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre del 2024 resultó un 19,9% superior al mismo semestre del año anterior. En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles y el porcentaje de diferencia respecto al mismo semestre del año anterior.

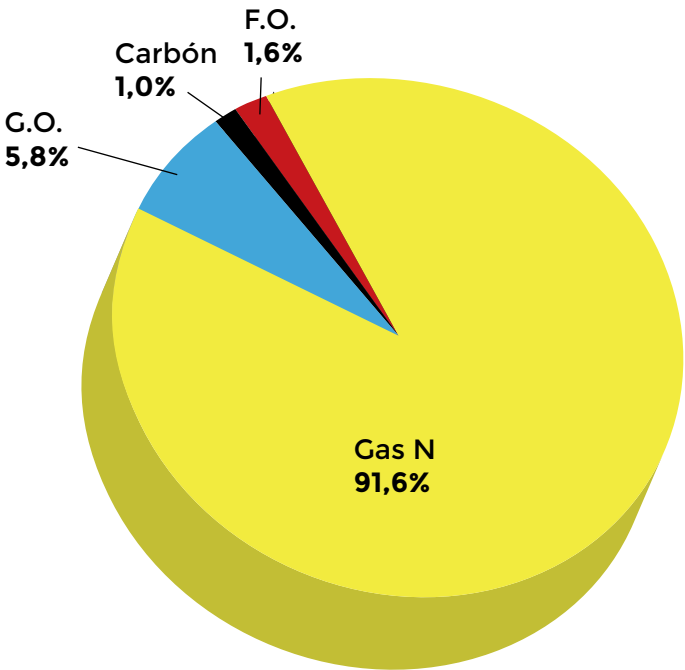
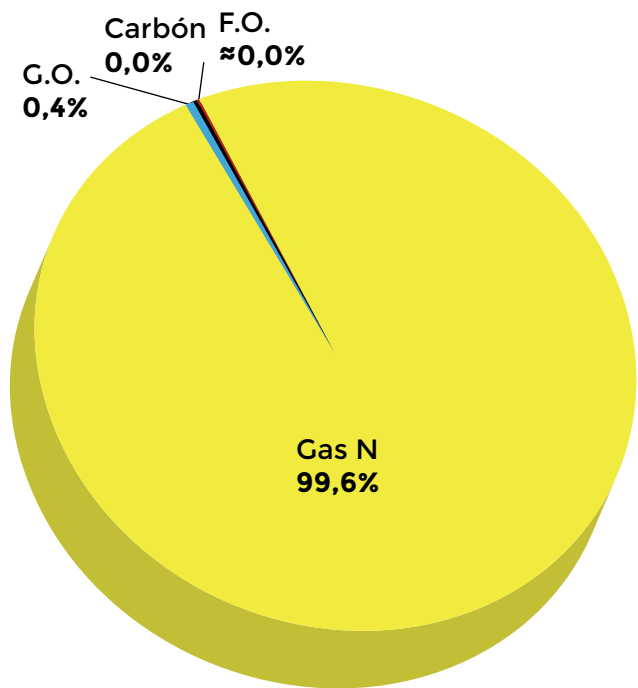
Combustible	Segundo Semestre 2023	Segundo Semestre 2024	Dif %
GO [m³]	340.042	465.118	36,78
Gas N [dam³]	6.154.839	7.412.350	20,43
FO [t]	113.250	103.726	-8,4
Carbón [t]	142.489	118.356	-16,9

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2024. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.

Consumo de Combustibles en el MEM 2024



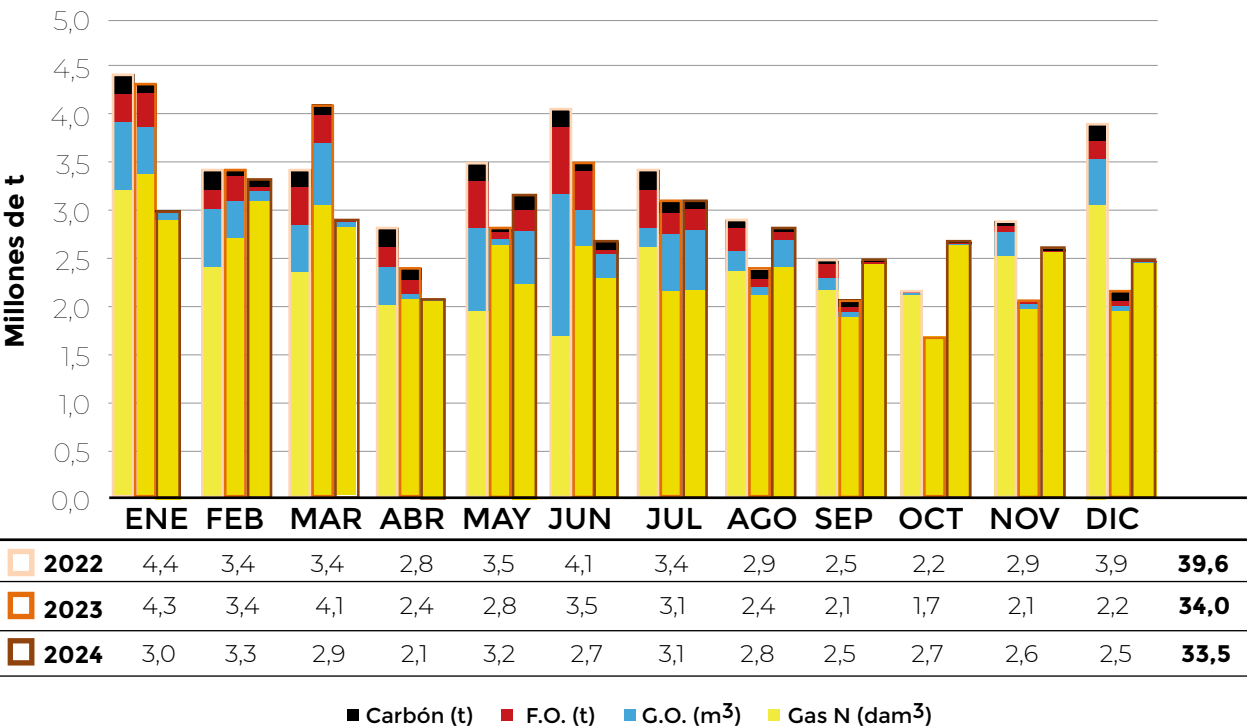
■ Carbón (t)	1.363	21.625	0	0	67.047	44.362	60.722	30.034	9.269	6.393	11.938	0
■ F.O. (t)	887	8.817	1.417	3	96.458	22.087	72.184	28.973	2.279	169	110	11
■ C.O. (m³)	23.074	62.204	30.092	4.753	249.539	110.366	301.403	147.803	2.478	3.988	4.559	4.887
■ Gas N (dam³)	1.506.152	1.563.704	1.471.476	1.088.960	1.019.808	1.141.246	1.021.512	1.165.061	1.289.402	1.352.390	1.328.619	1.255.366



Emisiones de CO₂

Durante el segundo semestre del 2024, aumentaron un 19,1% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente a la mayor generación térmica.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del SADI 2024



Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

Durante el 2024, la producción total de gas fue de 50,8 mil MMm³, este valor fue un 13,9% superior al registrado durante el mismo periodo del 2023. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 72,3% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 31,82 mil MMm³, representando un 62,7% de la producción total.

En 2024 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 41,17 mil MMm³. Significando un aumento de 0,93% respecto del mismo periodo del año 2023.

Las importaciones durante 2024 representaron un volumen de 2,84 mil MMm³. Representaron un volumen 43,0% inferior respecto del año 2023. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia totalizando un 42,0% del total.

Las exportaciones registradas durante el 2024 evidencian un volumen de 2,54 mil MMm³ siendo este valor un 10,9% superior al registrado en el año 2023.

Oferta de Gas Natural

Producción total

La producción de gas natural de 2024 arrojó un valor de 50,77 mil MMm³, siendo un 5,5% superior respecto del año 2023. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.



19 de septiembre de 2024

Vaca Muerta: un proyecto que aspira a cambiar la matriz exportadora de Argentina

Un proyecto de infraestructura de US\$ 2.500 millones entra en la etapa final para que comience su construcción. Las empresas petroleras que plantean asociarse a YPF expresan todavía dudas, por el cepo cambiario.



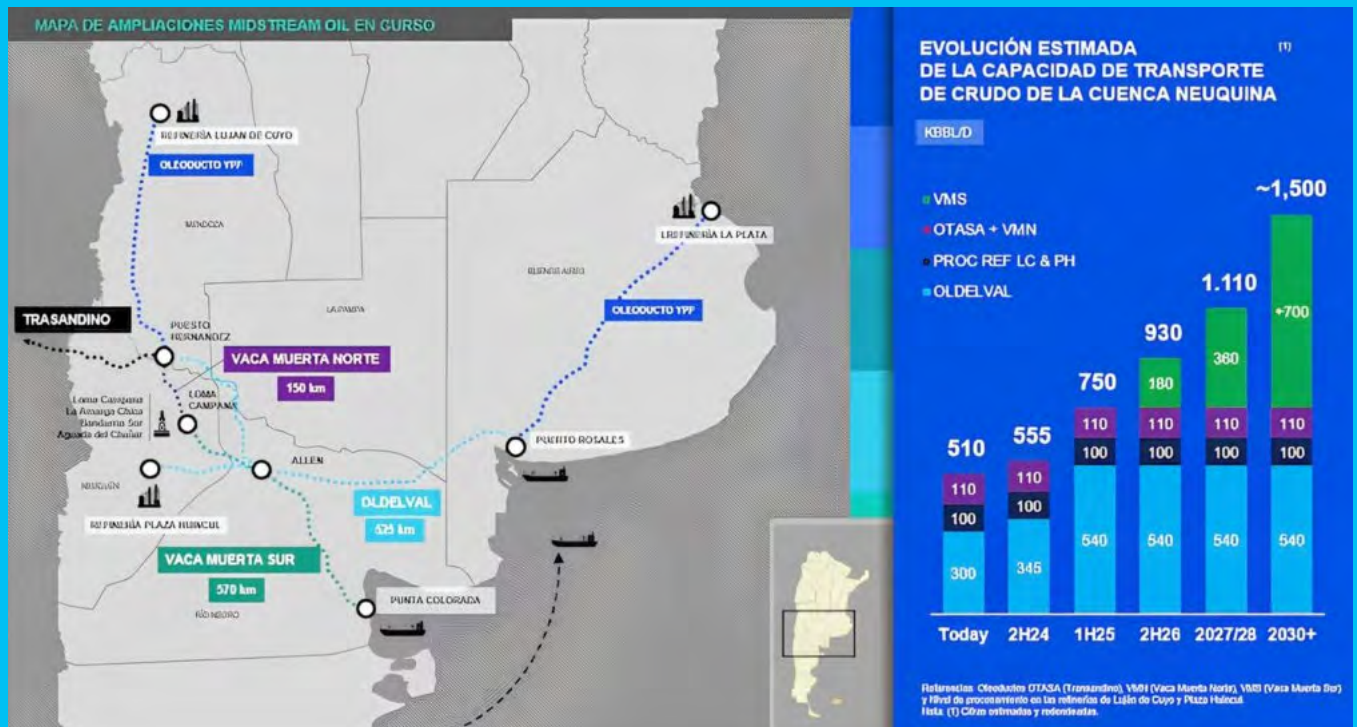
Se trata del oleoducto que conectará Vaca Muerta con el puerto Punta Colorada, en Río Negro, donde también se construirán la planta de almacenamiento y la terminal portuaria que permitirán duplicar las actuales exportaciones de petróleo argentino.

Hay al menos tres empresas confirmadas que se sumarán al proyecto. Son las locales Vista, Pampa Energía y Pan American Energy (PAE), y en los próximos días se agregará una cuarta, que podría ser Tecpetrol. En la industria todavía están a la espera de que las productoras internacionales también se decidan por ingresar.

La obra cambiará la matriz energética argentina. Hoy la principal limitación al crecimiento de Vaca Muerta es la falta de evacuación del petróleo, lo que obliga a las empresas a tapar pozos perforados o a enviar el crudo por camiones hasta Bahía Blanca, lo que implica un mayor costo logístico. La Argentina produce 690.000 barriles diarios, de los cuales consume localmente 485.000 y exporta 205.000.

En el último año, se avanzó con las obras para poner en funcionamiento nuevamente, después de 17 años, el oleoducto Trasandino, que conecta Neuquén con Chile y tiene capacidad para exportar 100.000 barriles diarios. Asimismo, se puso en marcha la ampliación del ducto de Oldelval, que conecta Vaca Muerta con Bahía Blanca, lo que permitirá incrementar el transporte de los 345.000 barriles diarios actuales a 540.000, el año próximo.

Las obras permitirán ampliar la capacidad de evacuación de Vaca Muerta a 750.000 barriles diarios a partir del año próximo. Sin embargo, el potencial de producción de la cuenca neuquina implicó que se ponga en marcha el oleoducto Vaca Muerta Sur, que entrará en funcionamiento en la segunda mitad de 2026, posibilitando enviar 180.000 barriles en una primera etapa.



El objetivo de YPF es que el 15 de noviembre empiecen a moverse las máquinas para comenzar con la obra. La petrolera ya tiene avanzada la compra de los caños y próximamente adjudicará la construcción. Hubo al menos siete empresas constructoras que presentaron ofertas para hacer la obra. Entre ellas están la sociedad Sacde-Techint; la internacional Pumpco, subsidiaria de la estadounidense MasTec (dueña del club de fútbol Inter Miami) y BTU.

YPF, a su vez, está en negociaciones con otra empresa internacional, Energy Transfer, para que se haga cargo de la operación del ducto. Se trata de una de las compañías de midstream (transporte) más grandes de Estados Unidos, con activos en 44 estados y oficinas en Pekín y Ciudad de Panamá.

Más allá de que el Gobierno lanzó el régimen de incentivo para grandes inversiones (RIGI), que le da facilidades cambiarias e impositivas a las empresas que desembolsen más de US\$200 millones, las compañías internacionales todavía miran con preocupación la permanencia del cepo cambiario. Por eso, las negociaciones para ingresar al proyecto demoran más tiempo, ya que implica un trabajo de convencimiento mayor con los directores de sus casas matrices.

“El cepo es una de las medidas que cuanto más rápido el Gobierno elimine, mejor. El cepo no existe en ningún lugar del mundo, o hay muy pocos lugares donde eso existe. Es otra distorsión más de

la economía argentina, que cuanto más rápido salgamos, mejor”, dijo la semana pasada el presidente de Shell en la Argentina, Germán Burmeister.

“Las condiciones para invertir no son malas, pero no tener total disponibilidad sobre el capital va a trabar las inversiones”, dijeron en reserva en otra petrolera internacional, que también podría sumarse al proyecto de YPF.

Detalles del oleoducto

En mayo, YPF comenzó la construcción de los primeros 130 kilómetros del oleoducto Vaca Muerta Sur (VMOS), que implicó una inversión de US\$200 millones. El primer tramo se extiende entre las localidades de Añelo, en Neuquén, y Allen, en Río Negro, donde se conectará con el sistema de Oldelval, que es la empresa que opera el único ducto que transporta el petróleo hasta Bahía Blanca, desde donde hoy salen las exportaciones del no convencional.

El próximo mes, YPF adjudicará la construcción del tramo del oleoducto que conectará Allen con Punta Colorada. Tendrá una longitud de 440 km, implicará una inversión de US\$2500 millones y permitirá transportar en la segunda mitad de 2026 alrededor de 180.000 barriles diarios. El plan implica instalar a lo largo de los próximos años nuevas plantas de bombeo para incrementar la capacidad de transporte a 500.000 barriles diarios para 2027 y a 700.000 para 2028.

El VMOS (Vaca Muerta Oil Sur) será una infraestructura dedicada exclusivamente a la exportación y su terminal estará ubicada a través de una monoboya en el puerto de aguas profundas, que permitirá la llegada de los buques grandes llamados VLCC (Very Large Crude Carrier), que transportan alrededor de 2 millones de barriles.

Además de bajar las tarifas, este barco abrirá nuevas oportunidades de mercados internacionales para todos los productores argentinos, como el mercado asiático.

A los valores actuales del barril de petróleo, de US\$72, la cotización Brent que se toma de referencia en la Argentina, cada buque VLCC exportado implicaría ingreso de divisas por US\$144 millones al país.

Gas natural licuado (GNL)

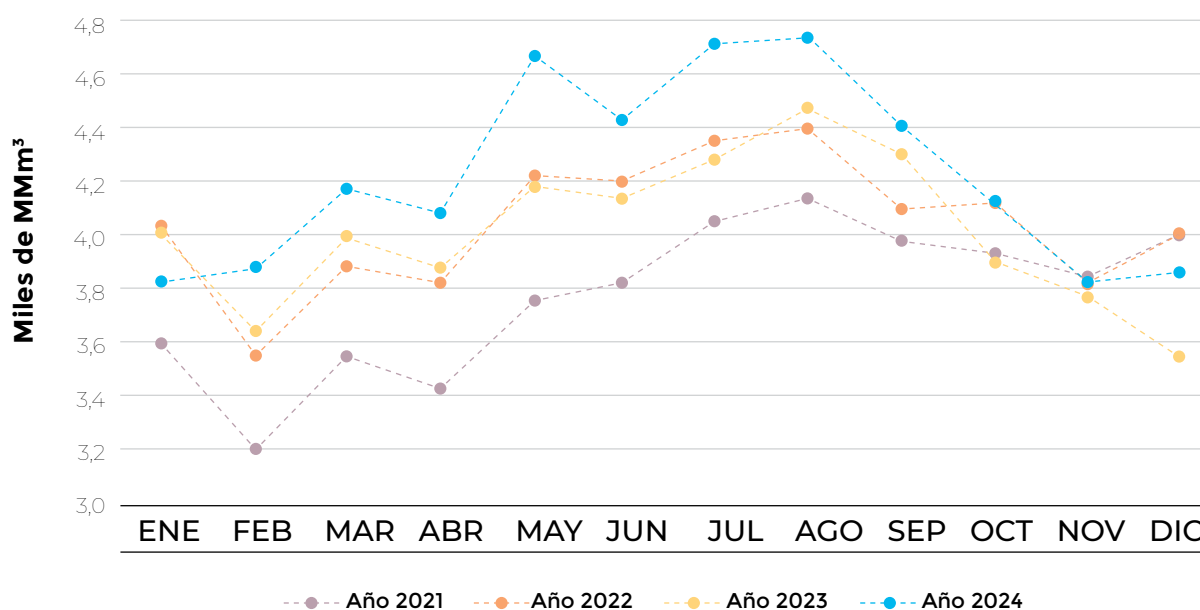
De manera paralela, YPF también está liderando el proyecto para construir una planta de gas natural licuado (GNL) en Punta Colorada para sumar a las exportaciones de petróleo. Se trata de una obra que demandaría inversiones por US\$30.000 millones.

Previamente, a partir de 2027, llegará al país el primer buque de licuefacción, que hará el mismo proceso que la planta GNL, pero de manera offshore. El proyecto en este caso está liderado por PAE, que se asoció con la noruega Golar para alquilar y traer el buque flotante de producción de GNL Hilli, con capacidad para procesar 2,5 millones de toneladas por año (MTPA), equivalente a 11,5 millones de metros cúbicos día de gas natural. Esto implicará un compromiso de inversión anual de US\$300 millones desde que entre en operación.

Golar anunció ayer que mandó a construir otro barco de licuefacción de capacidad de 3,5 MTPA, que estaría disponible para potencialmente ir a la Argentina en una segunda fase. El nuevo buque se espera que esté finalizado para fines de 2027.

Fuente: <https://agendarweb.com.ar/2024/09/19/vaca-muerta-un-proyecto-que-aspira-a-cambiar-la-matriz-exportadora-de-argentina/>

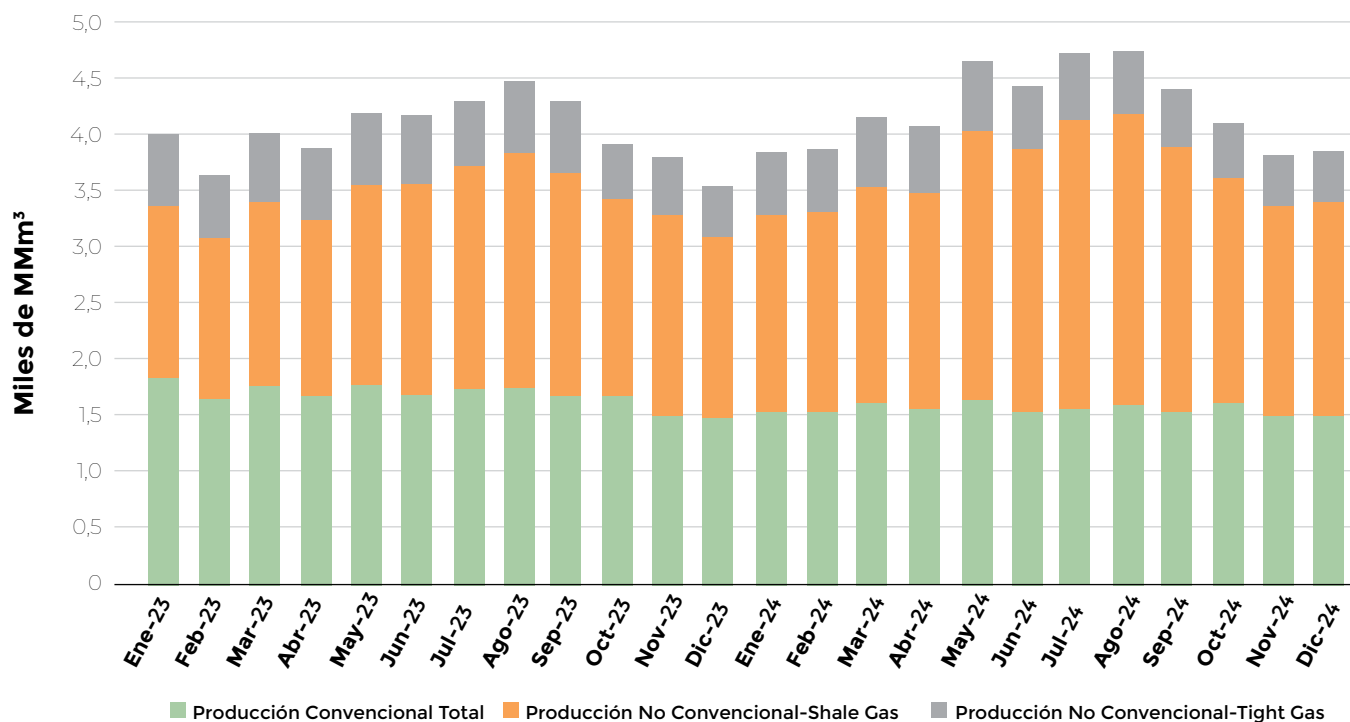
Producción Mensual de Gas 2021-2024



Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 24 meses. Se puede observar que durante el año 2024 la producción de gas convencional disminuyó un 6,2% mientras que la del gas no convencional aumentó un 13,9% respecto del año 2023.

Producción Convencional y No Convencional 2023-2024

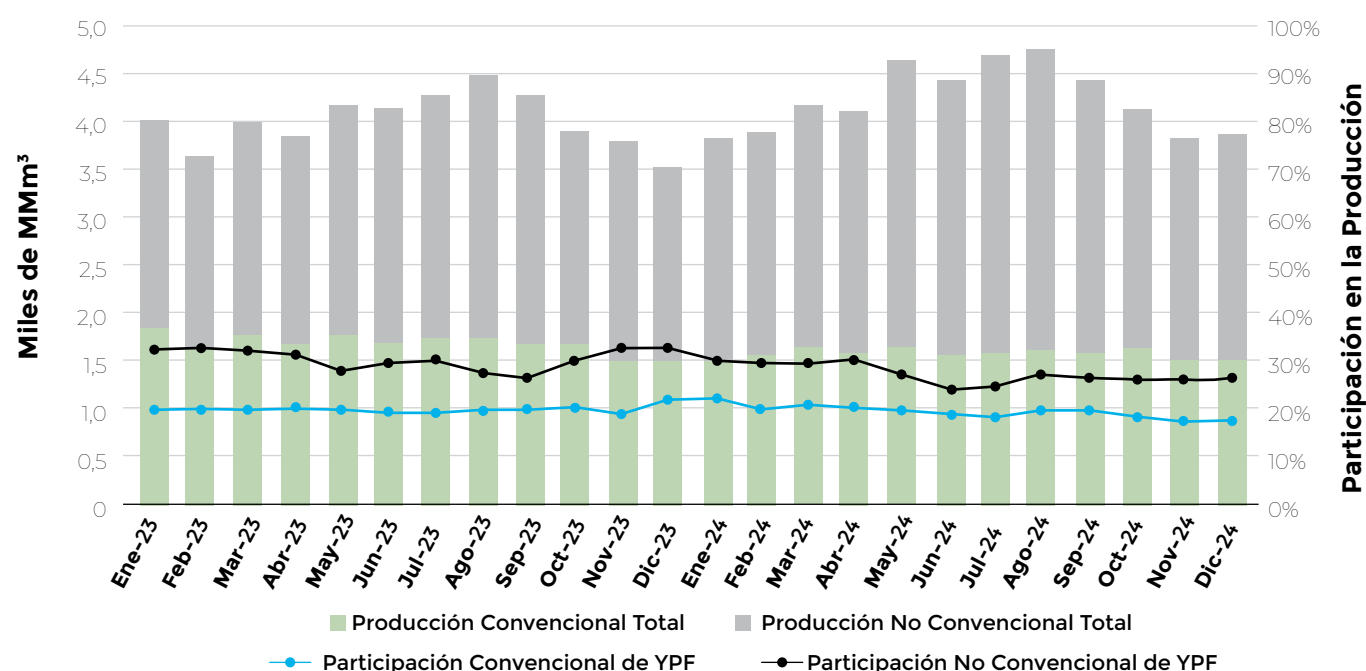


YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

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 26.741 que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante el año 2024 logró alcanzar un promedio de participación del 19% en la producción convencional total y un 27% en la producción no convencional de gas.

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

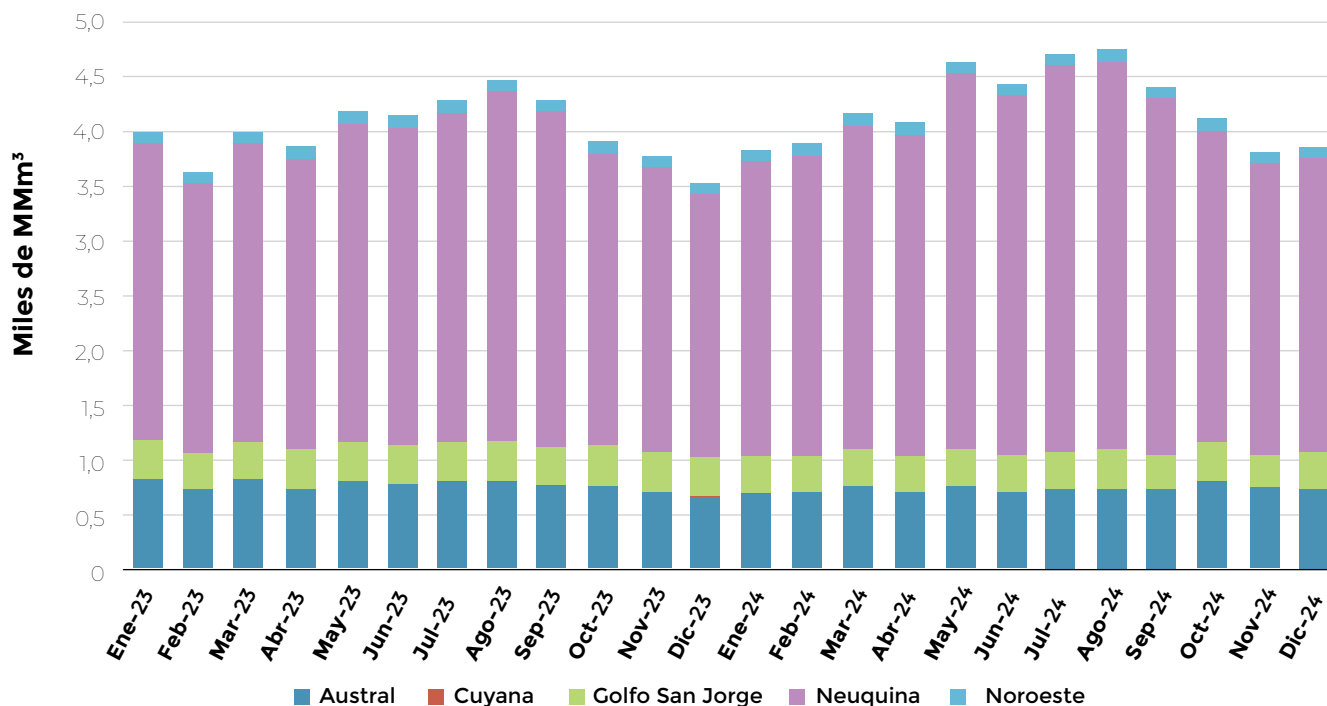
Producción Total y Participación de YPF



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.

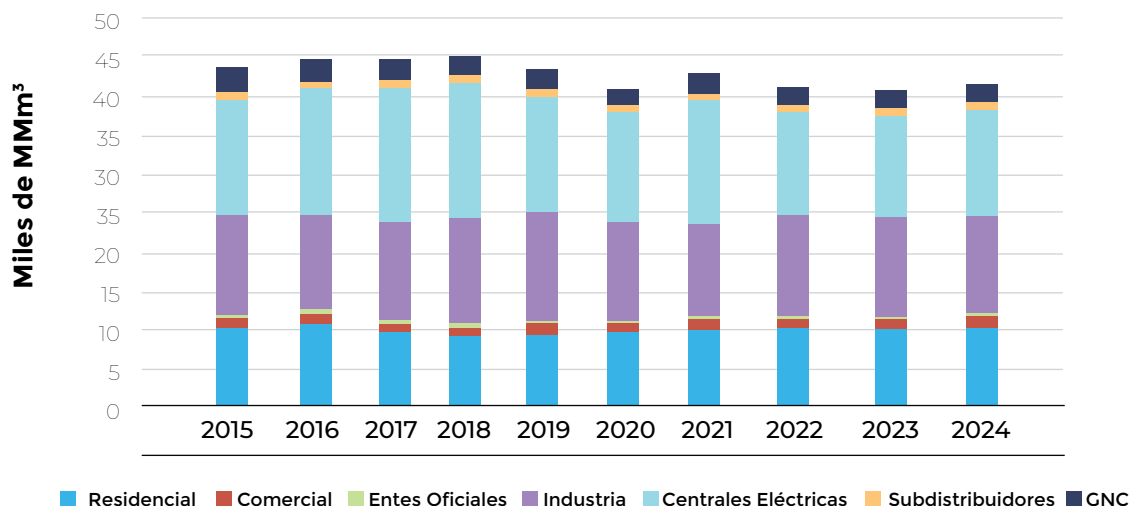
Producción por Cuencas 2023-2024



DEMANDA

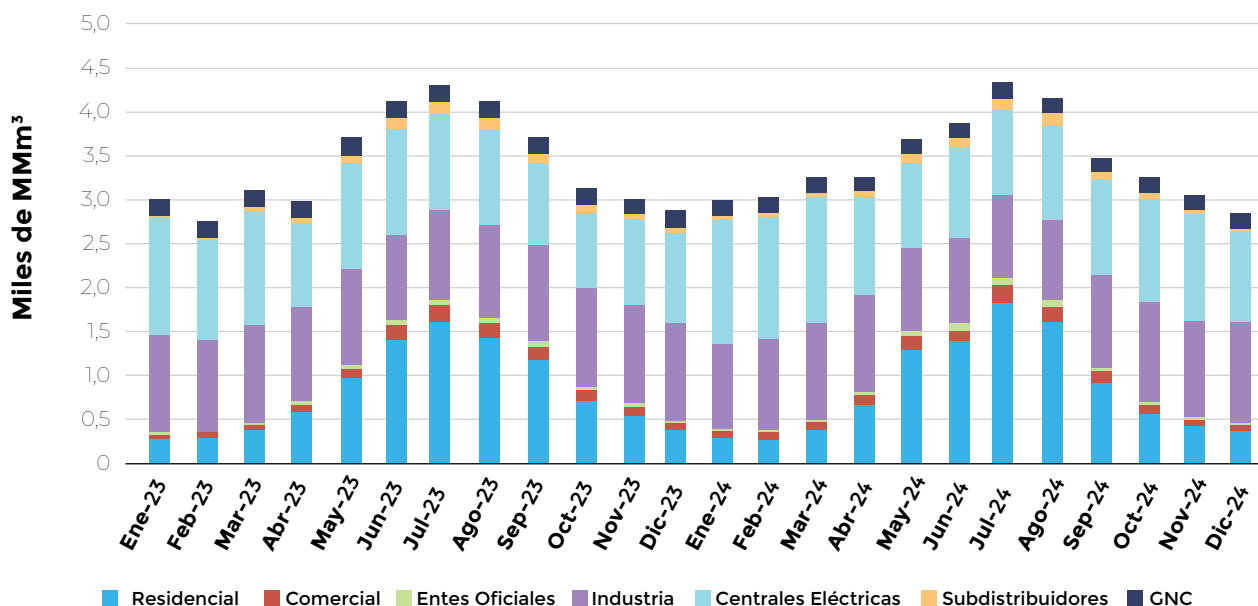
La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de generación eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y gas natural comprimido (GNC). A continuación, se muestra la evolución de la demanda total de gas de acuerdo con los sectores de consumo mencionados anteriormente en los últimos 10 años.

Demanda Histórica por Sector



Durante 2024 la demanda fue de 41,17 mil MMm³, en la siguiente figura se puede observar la demanda mensual de los últimos 24 meses.

Demanda Mensual de Gas por Sector 2023-2024

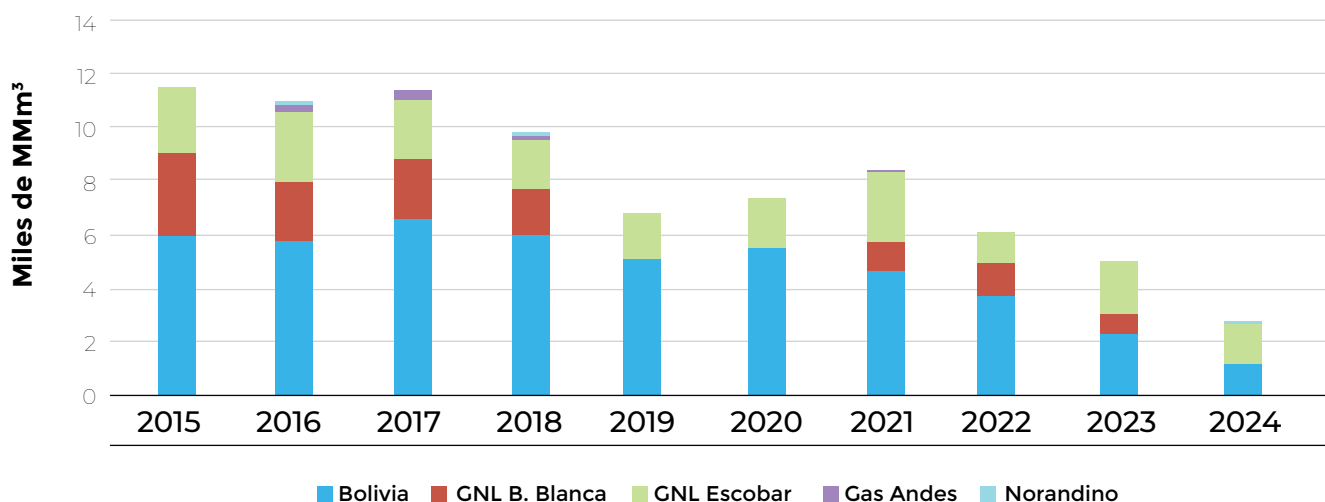


Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, el Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 88,35% del consumo total. Respecto del año 2023, la demanda de 2024 del sector residencial evidencio un aumento del 2,45%, por otra parte, el sector industrial presentó una disminución del 2,92%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 5,34% superior respecto del mismo periodo del año 2023.

Importación

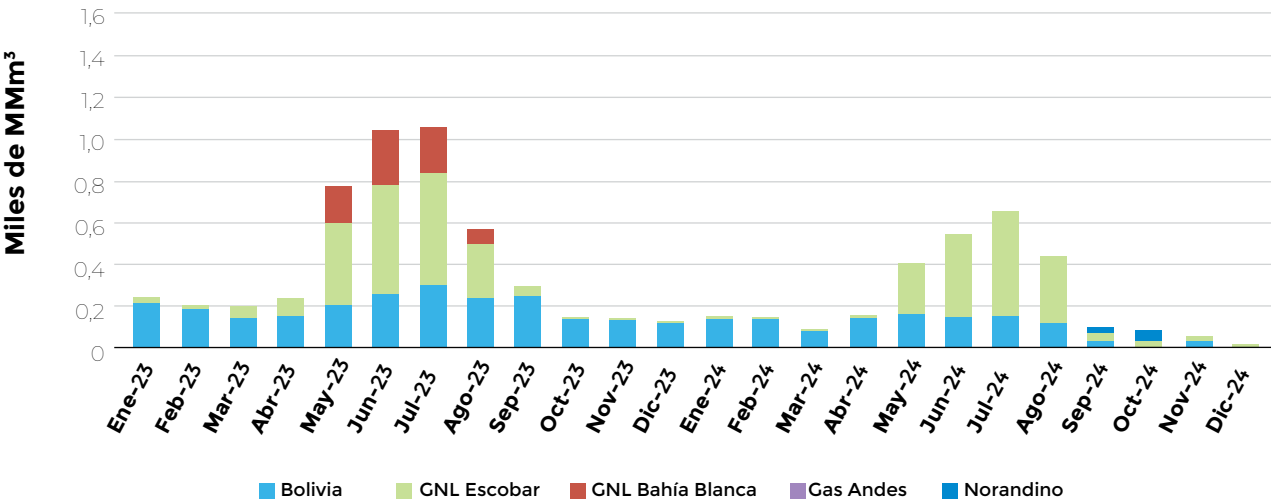
La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, gas natural licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino. En la siguiente figura se muestran los últimos 10 años de importaciones de gas.

Importación de Gas 2015-2024



La importación de gas natural durante el año 2024 registro un valor de 2,8 mil MMm³, siendo un 43,0% inferior respecto del año 2023.

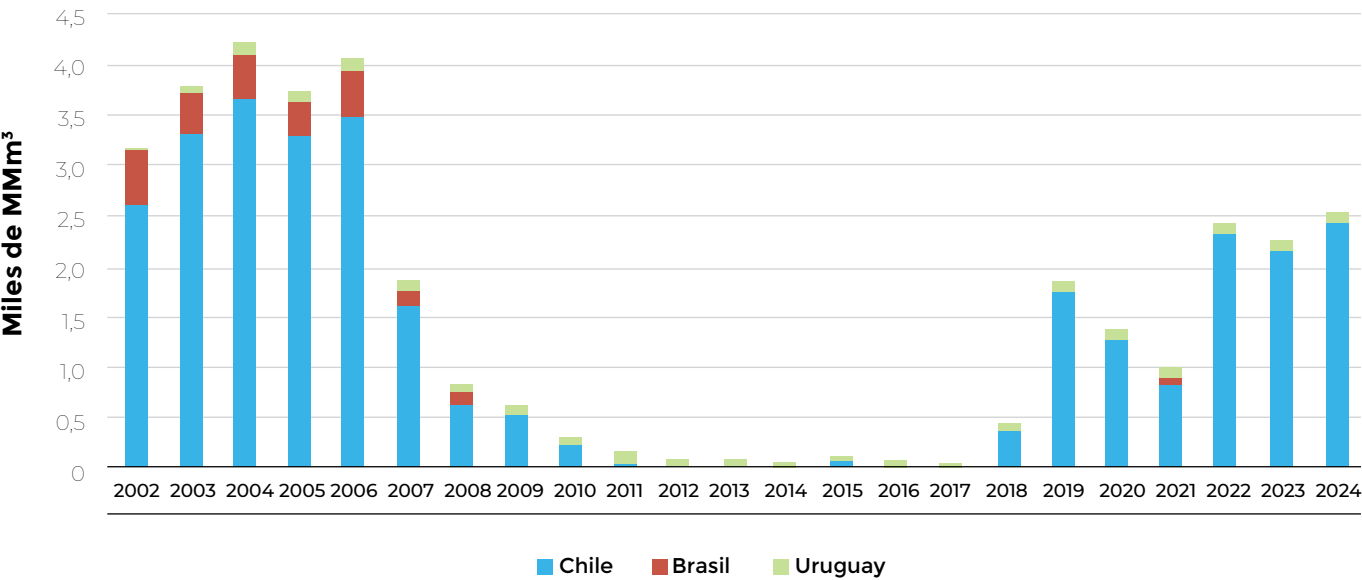
Importaciones Mensuales 2023-2024



Exportación

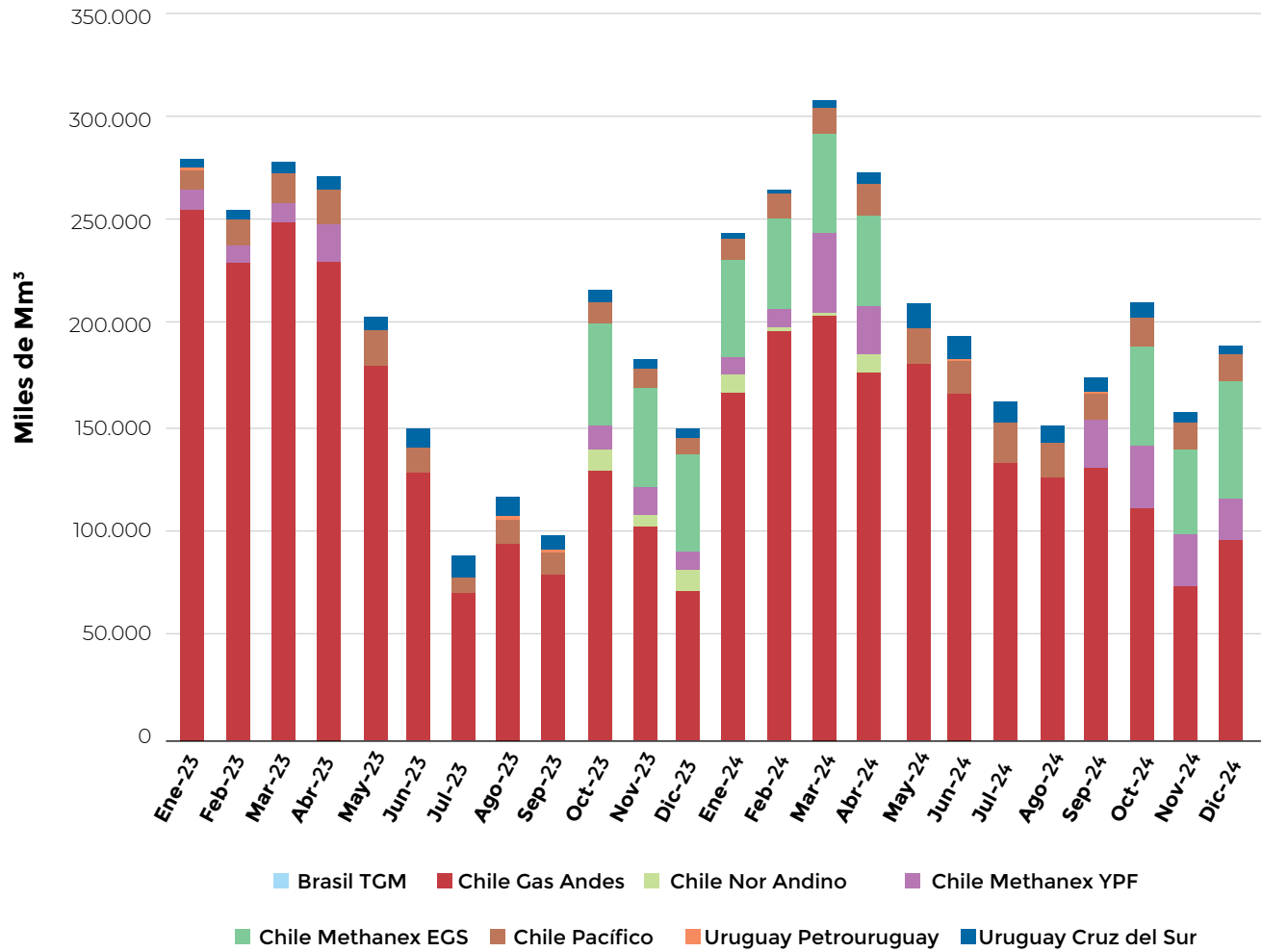
Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico del periodo 2001-2024 presenta los siguientes valores expresados en miles de millones de metros cúbicos.

Exportaciones Históricas por País de Destino 2002-2024



El volumen exportado durante 2024 fue de 2,54 mil MM m³ siendo un 10,9% superior en comparación al año 2023. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 24 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.

Exportaciones por País y por Punto de Conexión 2023-2024



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

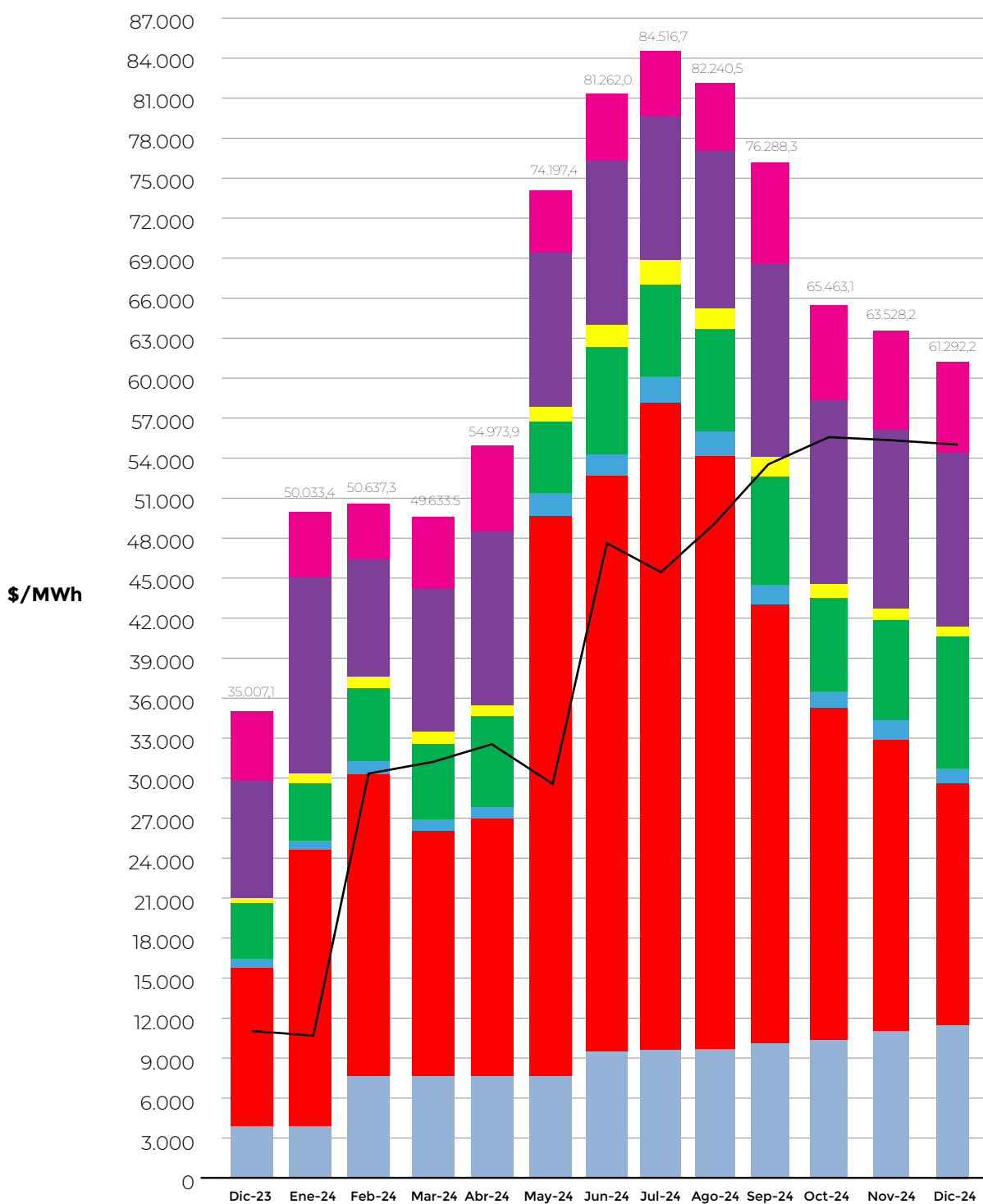
Desde el 2001 los dos primeros son los relacionados al precio de la energía, y a la potencia y reserva. Luego del 2007 se han incorporado los ítems correspondientes a los Sobrecostos Transitorios de Despacho (SCTD) y al Sobrecosto de Combustible, debido a la utilización de combustibles alternativos al 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.

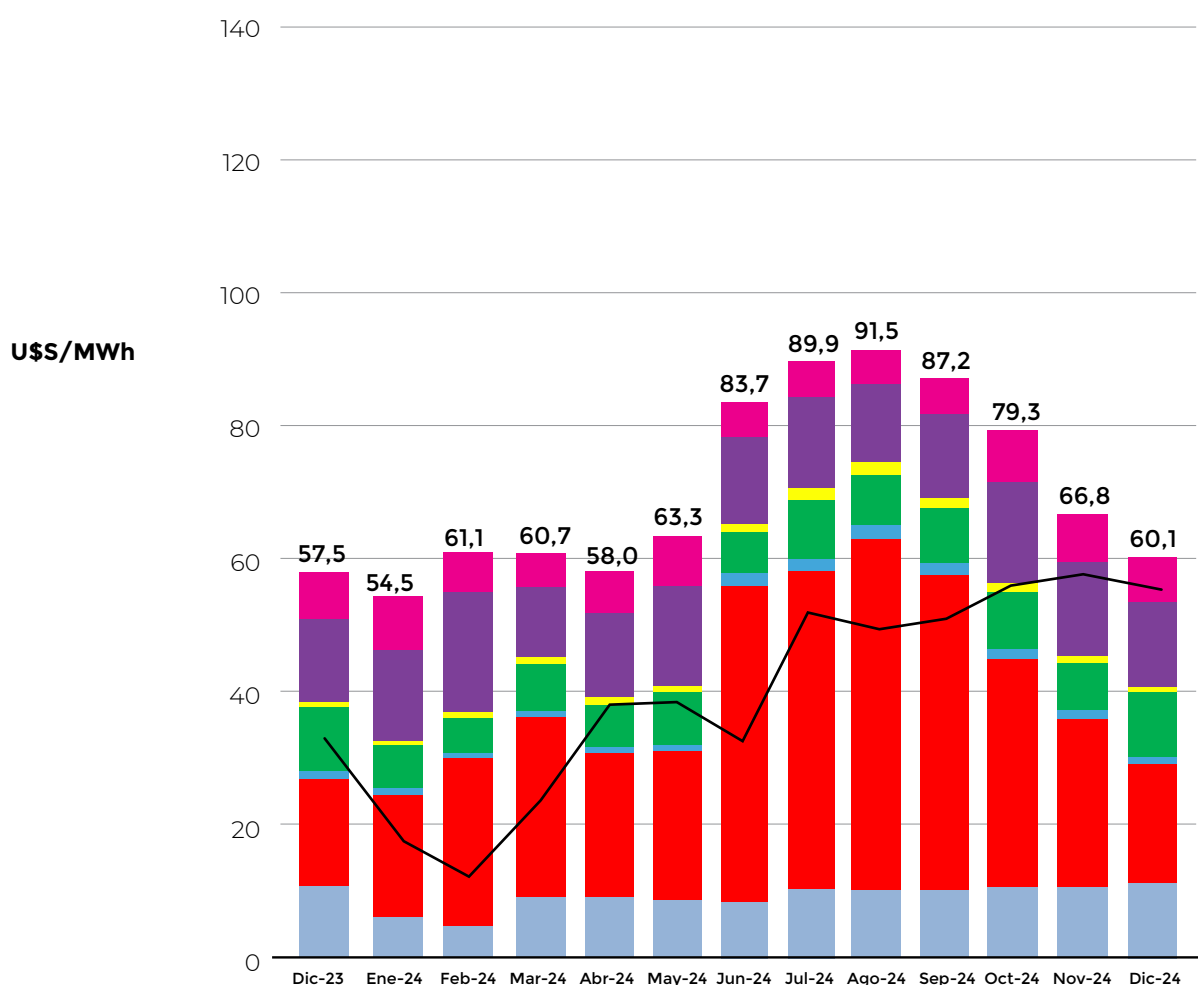
Desde el año 2015, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente. Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorrateo en la energía total 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).

A continuación 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. Finalmente, el precio monómico de la energía -sin contabilizar el transporte- para el mes de Diciembre fue de 61.292,2 \$/MWh, equivalente a 60,0 U\$/MWh¹.



Ítems del Precio Monómico en Dólares



Artículos Publicados en estos 25 Años



02

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

03

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

04

Cambio climático y equidad en las estrategias de mitigación. 1999. Venturini, N.
Alternativas energéticas para el siglo XXI. 1999. Jinchuk, D.
Emisiones de óxidos de nitrógeno del parque termoeléctrico argentino. 1999. Bajano, H. y Gómez D.R.

05

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

06

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

07

¿Qué es un ciclo combinado? 2001. Coppari, N.R.; Gómez de Soler, S.M. y Ramilo, L.B.
Realidades y mitos de la energía eólica. 2001. Juanicó, L.

08

Contexto actual y futuro de la nucleoelectricidad. 2001. Corcuera, R.
Potencia instalada y capacidad de generación. 2001. Rey, F.C.
Desarrollo de las turbinas a gas. 2001. Mastrángelo, S.

09

Instrumentos de política ambiental en los mercados eléctricos liberalizados de América Latina y Europa. 2002. Gómez, D.R.; Aronne, I.D.; Bravo, R.; Feliciano Jacomino, V.M.; Lerner, E.; Linares Llamas, P.; Oosterhuis, F.; Postiglioni, O.; Rey, F.C.; O’Ryan, R.; Rudnick, H.; Sánchez de Tembleque, L.J. y Thomas, F.
Energía geotérmica. 2002. Haluska, O.P., Tangir, D. y Perri, M.S.
Repositorio nuclear en Yucca Mountain pros y contras. 2002. Foro de la Industria Nuclear Española

10

La quimera del hidrógeno. 2002. López C.
 Energía y desarrollo sustentable. 2002. Rey, F.C.
 Conceptos de generación termoeléctrica: combustibles utilizados e impactos Ambientales. Primera Parte. 2002. Mastrángelo, S.

11

Parada de actualización y mantenimiento de la Central Nuclear Atucha I. 2003. Guala, J.M.
 Conceptos de generación termoeléctrica: combustibles utilizados e impactos Ambientales. Segunda Parte. 2003. Mastrángelo, S.
 La opción nuclear. 2003. Núñez, A.

12

Plan Energético Nacional plan de acción - Periodo 2004-2008. 2003. Cameron, D.
 Simulación del parque de generación eléctrica de la República Argentina y su posible expansión con restricciones en la disponibilidad de los combustibles fósiles. 2003. Giubergia, J.; Coppari, N.R. y Rey, F.C.
 La crisis energética, aspectos coyunturales y problemas estructurales. 2003. Ortiz, C.A.
 La crisis energética: teoría y práctica económica. 2003. Souilla, L.

13

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

14

Complejo Hidroeléctrico Río Grande. Central en caverna de acumulación por bombeo. 2004. Trombottto, 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.
 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. Dalmaso, 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.

49

Análisis de transiciones energéticas. 2022. Coppari, N., Iglesia M., Matarazzo, V. y Cañadas, V.

Análisis de emisiones emitidas y evitadas del sector eléctrico. 2022. Mora Freca, C.

50

Características, historia y desarrollo de Dioxitek S.A. 2022. Sayan, J.

Un análisis de aspectos técnicos, económicos y ambientales de las energías eólica y solar. 2022. Quintana, F.

51

Relevancia del Gas natural para Transición Energética Justa. 2023. Prieto, R. , Codeseira, L., Carrizo, S. y Gil, S.

52

Centrales nucleares en el mundo. 2023. Iglesia, M., Leuzzi, F. y Oyarzo, M.

53

50 años de ATUCHA I, el proyecto nuclear argentino. 2024. Coppari, D., Mora, C., Leuzzi, F., Thaine, N. y Iglesia, M.

54

Los colores de la transición energética: El rol del hidrógeno.2025. G. Amica y F. Gennari.

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 2024.

Elaborado por la Departamento de Planificación Estratégica,
Gerencia Planificación, Gerencia de Área Articulación Institucional

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

