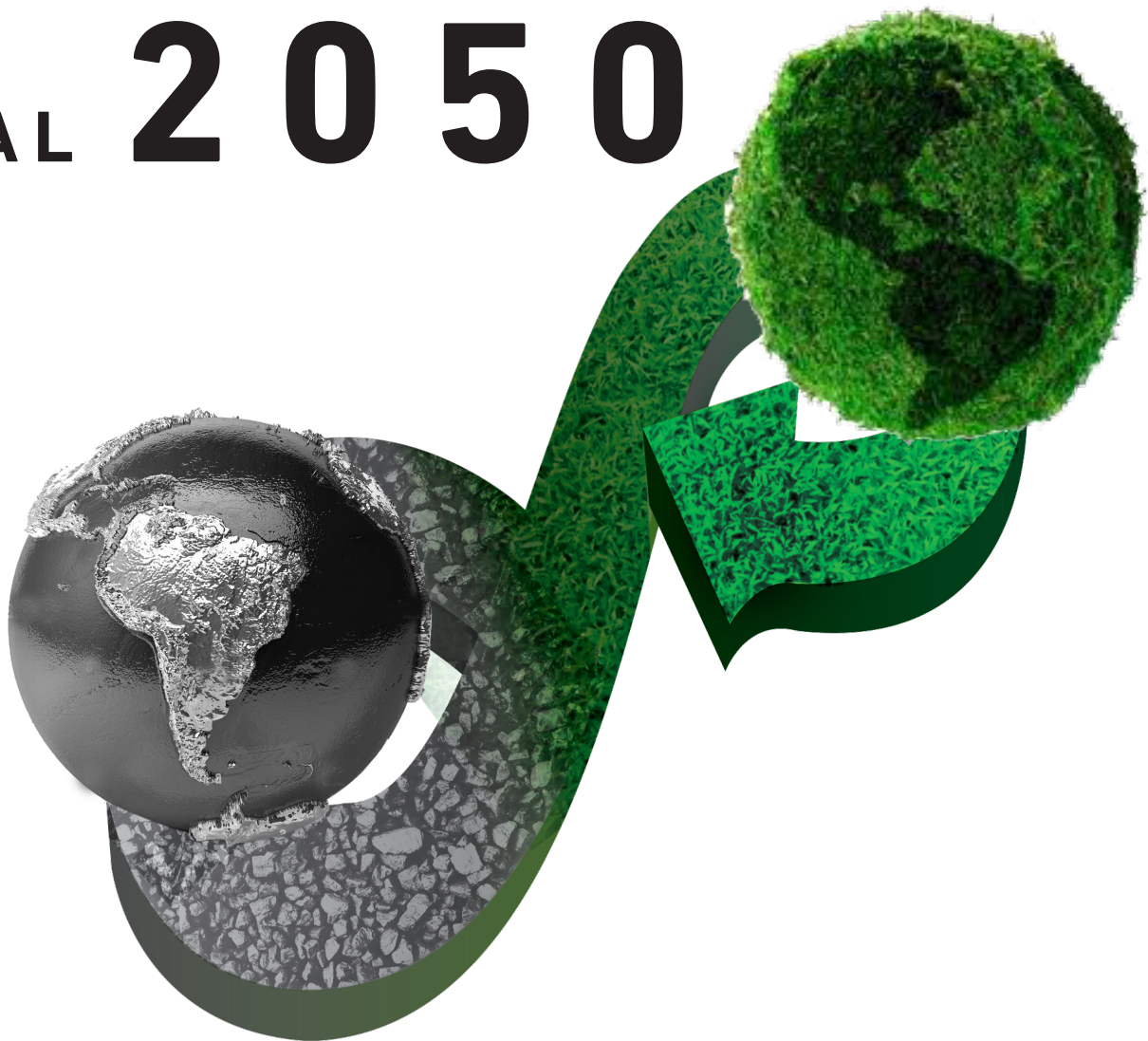


BOLETÍN ENERGÉTICO 49

1er. Semestre 2022
AÑO XXV N° 49

TRANSICIÓN ENERGÉTICA AL 2050



ISSN 1668-1525



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

Boletín elaborado y emitido por la Subgerencia Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia de Área Coordinación y Gestión 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: 6772-7526/7641

Coordinación Editorial: Lic. Diego Coppari

Comité Revisor: Ing. Norberto Coppari
Ing. Santiago Jensen

Apoyo Técnico: Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

Colaboraron en este número: Ing. Carlos Rey
Ing. Humberto Baroni

Diseño y Compaginación: Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica
CAC - CNEA

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

e-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

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

Número 49 Junio 2022

ISSN 1668-1525



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

Contenido



Análisis de Transiciones Energéticas

N. Coppari, M. Iglesia, V. Matarazzo y V. Cañadas.

4

Análisis de Emisiones Emitidas y Evitadas del Sector Eléctrico

C. Mora Fresca.

25

Síntesis Nuclear

38

Demanda de Energía Eléctrica

46

Picos de Potencia

Potencia Instalada

52

Potencia instalada por región y por fuentes

Incorporaciones previstas

Generación de Energía Eléctrica

57

Otras Energías Renovables

58

Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles

63

Síntesis de Mercado del Gas Natural

65

Evolución de los Precios

71

Noticias

73

Editorial

*D*urante el primer semestre de 2022 el mundo se vio afectado por la crisis internacional producto del conflicto entre Rusia y Ucrania. Dentro de este contexto con precios internacionales extraordinariamente altos, se produjeron algunos hechos que serán significativos para el presente y futuro de nuestro país.

La noticia más relevante de la primera mitad del año tiene que ver con la construcción del Gasoducto Presidente Néstor Kirchner, que conectará el área de producción de gas no convencional del yacimiento petrolífero Vaca Muerta, en Neuquén, con las provincias de La Pampa, Buenos Aires y el sur de Santa Fe.

El nuevo gasoducto se construirá en dos etapas: en la primera se conectará el parque industrial Tratayen, emplazado en Vaca Muerta, con la ciudad bonaerense de Salliqueló, atravesando Río Negro y La Pampa. Así, se cubrirá una distancia de 558 kilómetros y se expandirá el suministro de gas en 22 millones de m³/día a usuarios del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA), con provisión a las grandes centrales termoeléctricas y al polo petroquímico, además de reemplazar importaciones de combustibles. De acuerdo con fuentes oficiales, para el invierno de 2023 -antes de la ejecución de las obras de compresión previstas para este segmento- el gasoducto ya aportará 11 millones de m³/día de nueva capacidad a usuarios y usinas del AMBA.

Durante la segunda etapa el ducto cubrirá el tramo desde Salliqueló hasta San Jerónimo (Santa Fe) y permitirá aumentar un 25% la capacidad de transporte de los gasoductos troncales de nuestro país.

La construcción del gasoducto tendrá impactos macroeconómicos: se espera que esté terminado para el invierno de 2023, con el objetivo de evitar las grandes importaciones. Para poder satisfacer el pico de la demanda en los meses más fríos, cabe recordar, Argentina importa gas de Bolivia o gas natural licuado (GNL), con altos precios internacionales que han alcanzado valores históricos en los últimos meses producto del conflicto en Ucrania. En este sentido, el gasoducto le pondría fin al cuello de botella en la producción de Vaca Muerta, la segunda reserva de gas no convencional del mundo. De esta forma, no solo se cubriría la demanda doméstica de gas en los grandes centros urbanos del país, sino que permitiría reducir gradualmente las importaciones de Bolivia, hasta reemplazarlas. Asimismo, en virtud de los excedentes de producción generados por el Plan Gas.Ar, la Argentina contará con la infraestructura necesaria para exportar a Chile, Uruguay y Brasil.

A la fecha el proyecto avanza de acuerdo a lo estipulado. Durante el primer semestre se han definido las ofertas para ingeniería, provisión de equipos y cañerías, materiales y válvulas

para el gasoducto y sus obras complementarias correspondientes a la Etapa I. Es importante destacar, en este sentido, que ya están firmados los contratos para la construcción del primer tramo.

Así, la construcción del gasoducto mejorará íntegramente el comportamiento del sistema de transporte gasífero, generando el marco necesario para transitar el camino hacia el autoabastecimiento energético. Se trata de un proyecto estratégico que transformará definitivamente al país.

La segunda noticia del semestre, por su parte, tiene que ver con la generación nuclear, ya que el 1^{ro} de febrero se produjo la firma del contrato marco para la construcción de la central nuclear Atucha III entre Nucleoeléctrica Argentina (NA-SA) y la Corporación Nuclear Nacional China (CNNC). Será un reactor de tecnología Hualong que se instalará en un terreno lindero a las centrales Atucha I y Atucha II, tendrá una vida útil inicial de 60 años y ofrecerá 1200 MW al sistema eléctrico argentino. En una primera instancia, el acuerdo planteaba un financiamiento del 85% por parte de la contraparte china, mientras que Argentina abonaba el 15%. Sin embargo, debido a la magnitud de la obra y el actual contexto macroeconómico, la premisa de NA-SA es buscar que China financie el 100% del gasto, para lo cual habría una buena recepción a la propuesta.

Es importante destacar que si bien los aspectos técnicos y comerciales están cerrados, aún quedan condiciones a revisar antes de la activación del contrato, como el estudio de impacto ambiental y el acuerdo de transferencia de tecnología para fabricar el combustible en Argentina. Se estima que entre fin de año y comienzos del año que viene comenzarían a trabajar en el proyecto entre 300 y 400 personas. En relación al pago del crédito, este comenzará una vez que la central empieza a vender energía.

De todas formas, en caso de no lograr el 100% de financiamiento, Argentina explora alternativas para conseguir los fondos que permitan avanzar con la obra. La construcción de un reactor

Hualong como Atucha III está en línea con la tendencia mundial de apostar a la energía nuclear como fuente de energía limpia y segura para combatir el cambio climático.

Argentina, entonces, reforzaría la participación de la energía nuclear dentro de la matriz de generación energética en un contexto mundial en el que se dan señales de mayor aceptación para con esta fuente. Es que mediante un Acto Complementario, la Comisión Europea (CE) reconoció en febrero a la energía nuclear como una energía de transición. De acuerdo a lo informado, la Comisión considera que la inversión privada en gas natural y energía nuclear tiene su papel en la transición ecológica, por lo que ha propuesto que determinadas actividades relacionadas con el gas natural y la energía nuclear se consideren actividades que contribuyen a mitigar el cambio climático. Ratificando esto, en julio el Parlamento Europeo aceptó incluirlos dentro de la Taxonomía de la Unión Europea. La Taxonomía es una herramienta basada en criterios científicos que determina si una actividad económica concreta es medioambientalmente sostenible.

La Comisión Europea considera que la inversión privada en gas natural y energía nuclear tiene su papel en la transición ecológica, por lo que ha propuesto que determinadas actividades relacionadas con el gas natural y la energía nuclear se consideren actividades que contribuyen a mitigar el cambio climático.

De acuerdo a lo expresado por la Comisión Europea, “el ciclo completo de vida de la energía nuclear tiene emisiones de CO₂ próximas a cero” y existen “numerosas y claras evidencias del potencial de la generación nuclear para contribuir sustancialmente a los objetivos de lucha contra el cambio climático”. Si el Consejo no se opone,

el acto delegado de taxonomía entrará en vigor el 1^{ro} de enero de 2023.

Así, aún en un marco de crisis internacional sostenido –primero por la pandemia mundial de Covid-19 y luego por el conflicto Rusia-Ucrania– se vislumbra un panorama que puede ser favorable para Argentina a través de la construcción de un gasoducto que permitirá cambiar el paradigma energético del país, llevándolo al autoabastecimiento y transformándolo paulatinamente en un país exportador de gas. A su vez, la continuidad del plan nuclear permitirá diversificar aún más la matriz energética Argentina atendiendo el desarrollo de fuentes de energía limpias.

Análisis de las Transiciones Energéticas

Autores: Norberto Coppari, Mariela Iglesia, Victoria Matarazzo y Valeria Cañadas.

Introducción

Este trabajo tiene como objetivo hacer un análisis de las transiciones energéticas históricas a nivel global que se han sucedido hasta el presente, y mostrar todos los aspectos involucrados en la futura transición influenciada por los países que forman parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), con el objetivo de reducir las emisiones de CO₂ equivalente y cumplir con las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDCs) asumidas.

Algunos autores consideran que esta nueva transición energética es el pasaje de una concepción de la energía como commodity de matriz fósil agotable, con graves impactos sobre el ambiente, privada y concentrada, a otra que la considere un bien común, renovable, descentralizada y sostenible. De hecho, existen tantos proyectos de transición como intereses de los que lo promueven.

Un escenario compatible con limitar el aumento de la temperatura global en 1,5°C al 2050 implica disminuir la demanda global de energía en un 32% respecto a los valores del 2010, siendo la eficiencia energética una herramienta para reducir la energía utilizada en el planeta y al mismo tiempo que las grandes mayorías tengan acceso a una mejor calidad de vida.

La nueva transición implica una transformación radical abarcando áreas de energía, transporte

público, viviendas, salud y educación. La cuestión es cómo realizarla, con que actores, cuales son las alternativas y las estrategias, que escalas involucra y cuál sería el rol del estado. Aparece así el término transición justa, que surge como una estrategia defensiva frente a la reducción de puestos de trabajo, que se ocasionaría por los procesos de transición energética y reconversión industrial para el cumplimiento de los compromisos contra el cambio climático asumidos en los acuerdos internacionales multilaterales.

Transiciones energéticas históricas a nivel global

La preocupación energética mundial siempre se ha centrado en el perjuicio global que podría generar el agotamiento de los recursos disponibles (de los cuales se depende creciente e intensivamente) y la amenaza concreta del cambio climático sobre la supervivencia y

economía de los países, producto del impacto ecológico de las emisiones acumuladas y creciente de combustibles fósiles. Por ello, actualmente las voluntades internacionales conducen a lograr un reemplazo gradual de tecnologías contaminantes por otras más sostenibles y amigables con el medio ambiente, que permitan continuar el desarrollo económico y social de los países.

Desde el surgimiento de la electricidad, las matrices eléctricas de todos los países han cambiado a medida que crecían sus redes de transmisión y distribución, para masificar la cobertura de un servicio de creciente calidad, respondiendo a las demandas de la vida moderna. Esta cada vez requiere más energía para diferentes usos (desde los más vitales como calefacción, iluminación, refrigeración de alimentos, cocción, para actividades productivas y de transporte; hasta los más simples como el entretenimiento y la decoración).

Así, cada transición energética, definida entonces como el cambio de una combinación a otra de fuerzas motrices (con sus energéticos o combustibles principales y tecnologías asociadas), surge de procesos de crisis que condujeron paulatinamente a una sustitución técnica, en períodos relativamente considerables de tiempo. Si estos cambios importantes se gestan en plazos más cortos, se consideran como una disrupción energética.

De esta forma, a nivel global las transiciones energéticas primarias se sucedieron desde milenios de dependencia de combustión de biomásas y tracción animal, con usos prioritarios de la leña, hasta la introducción masiva del carbón iniciada a fines del siglo XVIII con la introducción de la máquina de vapor, que trajo aparejada la Revolución Industrial. En esta etapa, el reemplazo de uso de biomasa por carbón se basó en el mayor contenido calórico y asequibilidad del nuevo recurso, promoviendo el desarrollo económico y la industrialización.

Históricamente, estas transiciones tuvieron fuertes implicancias y de largo alcance en

las sociedades, impulsadas básicamente por la lógica económica. Así, el progreso de las técnicas de extracción y refinación de petróleo dieron inicio a la segunda transición hacia el uso de combustibles fósiles líquidos y gaseosos, y a los motores; también justificados por razones de conveniencia económica y de eficiencia.

La tercera transición de la historia moderna de la energía se representa por el traspaso de la era petrolera a una diversificación energética, con el petróleo y sus derivados como combustibles principales, seguidos de cerca por el carbón (que continúa siendo muy importante a nivel mundial), mientras se desarrollan nuevas tecnologías cada vez más eficientes y económicas, para el aprovechamiento de fuentes energéticas primarias menos explotadas, como la hidráulica y nuclear, en el ámbito eléctrico.

Estas inserciones se fueron gestando lentamente, con un auge entre las décadas de 1970 y '80. Aunque estas últimas presentan altos costos y tiempos de construcción, ofrecen más del doble de tiempo de aprovechamiento, permitiendo además un suministro estable de energía operando en la base de la curva de demanda. Por ello, si bien conservan la lógica económica y varias ventajas estratégicas para los países que las desarrollan, no han sido tan masivamente instaladas al requerir de toda una infraestructura adecuada para su correcta explotación, que puede conllevar décadas de preparación.

Profundizando estos cambios, en las últimas décadas se gestó la cuarta transición, ya no solo basada en la mayor conveniencia de las tecnologías, sino en los límites físicos y ambientales del planeta, y en este caso incluso tratándose de fuentes con menor densidad energética que las existentes, dificultando su reemplazo, con el creciente aumento de emisiones y contaminantes que generan los actuales sistemas energéticos, productivos y de consumo.

A nivel mundial la nueva transición energética debería acelerarse para poder contrarrestar

o minimizar sus efectos sobre el clima. Para ello según algunos autores la nueva economía deberá ser ecológica (internalizando los costos de las externalidades), y semejante a las ocurridas entre el pasaje de la era agraria a la industrial, con grandes desafíos de inversión en innovación y desarrollo tecnológico, basados en la incorporación masiva de fuentes renovables de generación eléctrica y térmica para reemplazar por completo el uso de combustibles contaminantes. Ello conlleva contar en paralelo con infraestructura adaptada, como redes de transporte y sistemas económicamente viables y eficientes de almacenamiento de energía.

Además de la problemática de la generación de energía, se agregan las metas de reemplazo del actual sistema de transporte de pasajeros y de cargas (altamente fósil-dependiente), a uno básicamente eléctrico, (aumentando en gran

medida los requerimientos de infraestructura de generación, transporte y distribución de este vector); sostenido además por combustibles a base de hidrógeno y gas natural.

El gas natural por su bajo factor de emisión, menores precios y mayor versatilidad para todo tipo de usos térmicos y hasta de movilidad, viene absorbiendo parte de los aumentos de demanda del petróleo y sus derivados líquidos en las últimas décadas. Por ello, en algunos países, se considera este energético como un puente hacia la descarbonización, para dar tiempo a las sociedades de incorporar, mientras tanto, la cantidad de energías no emisoras de gases de efecto invernadero necesarias para la eliminación de los combustibles más contaminantes al año 2050. En la Figura 1 se muestran la sucesión de las transiciones energéticas a nivel mundial.

Transiciones Energéticas Globales Históricas



Figura 1: Sucesión de transiciones energéticas a nivel mundial.

Análisis a nivel mundial

En relación a 1750, la atmosfera actual contiene 150% más de CH₄ y 45% más de CO₂. Desde mediados del siglo XX, la temperatura aumentó 0,8 °C y los escenarios del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) anticipan que a finales el siglo XXI el aumento será entre 1,2°C y 6°C. Los expertos consideran que un aumento de 2°C establece el umbral de peligro. En 2020 la concentración de CO₂ era un 149% mayor que en los niveles preindustriales.

Según un informe del año 2019 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), en los próximos años el carbón seguirá siendo la principal fuente global de energía del mundo para generar energía eléctrica, representando casi el 40% de la generación. El estudio asevera que la demanda mundial de carbón experimentó un pico sin precedentes en 2018, alcanzando un máximo histórico. En concreto, se incrementó en un 1,1% en comparación con el año anterior. Además según este informe en los próximos

cinco años “la demanda mundial de carbón se mantendrá estable, respaldada por el resistente mercado chino, que representa la mitad del consumo mundial, a menos que se opongan políticas climáticas más fuertes por parte de los gobiernos o precios más bajos del gas natural”, entre otros factores. Según datos del anuario de British Petroleum, en el año 2021 el carbón tuvo una participación del 35,9% para generar energía eléctrica.

Cabe destacar que, si bien existen cinco países a nivel mundial con mayor responsabilidad sobre las emisiones planetarias de CO₂ equivalentes, China (con el 18% de la población mundial y casi un 88% de su matriz energética basada en combustibles fósiles), encabeza el ranking con 11.680,4 MMt.

En la Tabla 1 se presentan los países con mayor nivel de emisiones, medidas en millones de toneladas de CO₂ equivalente en 2019, ubicando a Argentina en el puesto 32 del ranking mundial.¹

Posición	País	Emisión (MMt de CO ₂ equivalente)
1	China	11.680,4
2	EE.UU.	4.535,3
3	India	2.411,7
4	Rusia	1.674,2
5	Japón	1.061,8

Tabla 1: Países con mayor emisión de CO₂eq.

En el caso Brasil e Indonesia por primera vez se toma en cuenta la deforestación al contabilizar la liberación de CO₂. Otras variantes contempladas, además de los combustibles fósiles, son transformaciones en el uso del suelo y producción de cemento.

En la Figura 2 se aprecia el fuerte crecimiento de emisiones producto de la industrialización y desarrollo de la sociedad moderna.

¹ <https://datosmacro.expansion.com/energia-y-medio-ambiente/emisiones-co2/argentina?anio=2020>

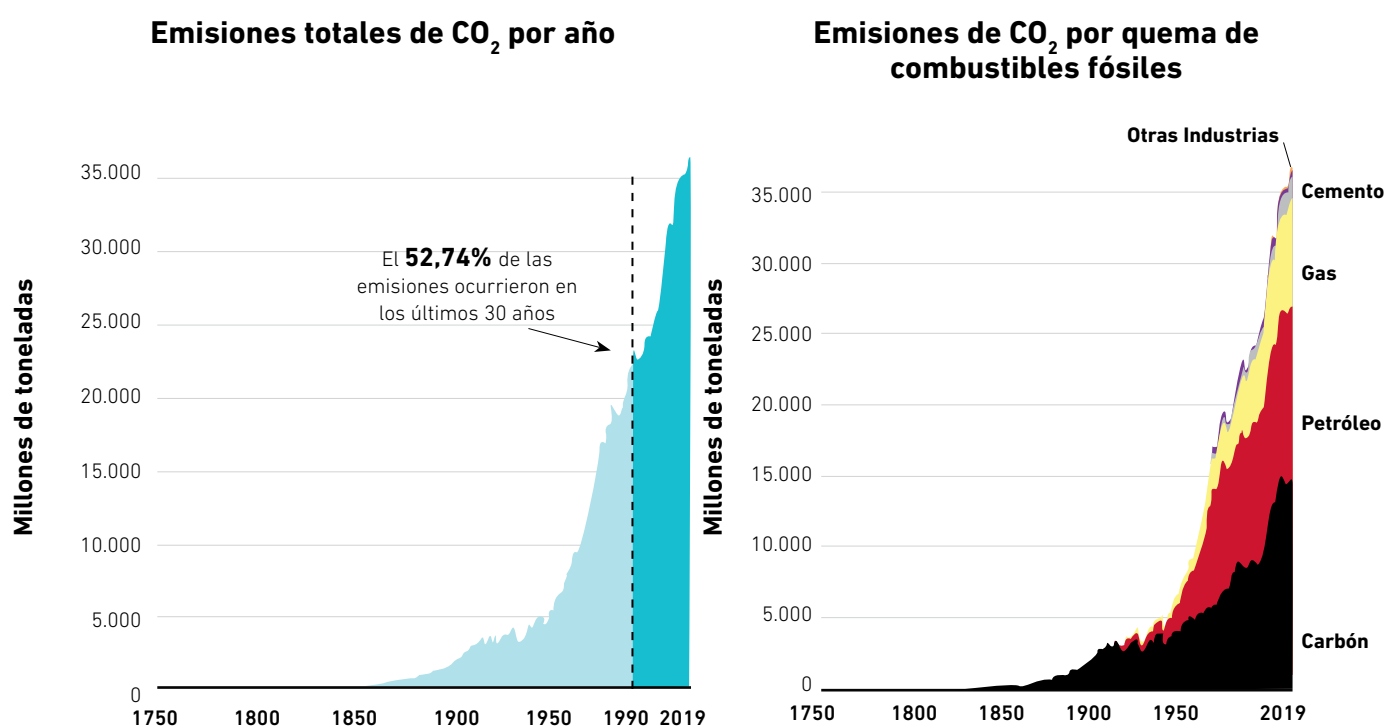


Figura 2: Crecimiento exponencial de emisiones de CO₂ post Revolución Industrial.

Cada año se emiten a la atmósfera más de 36.000 millones de toneladas de CO₂ (el principal gas de efecto invernadero GEI) que contribuyen al Cambio Climático, cuya mayor parte proviene del uso de combustibles fósiles y otras actividades humanas contaminantes.

Así, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) ha comunicado que, durante 2018, el mundo batió todos los récords de concentración de CO₂ en la atmósfera, registrados en la historia de la humanidad, con una concentración de 407,8 partes por millón (ppm), casi un 47% más que

en el nivel preindustrial, antes de año 1750. Sin embargo, la mayor parte de esta contaminación procede de unos pocos países: China, ronda el 30% de todas las emisiones mundiales y EE.UU. casi el 14%; mientras que gran cantidad de países redujeron en 2019 sus emisiones respecto al año anterior, según el último informe de la OMM.

A continuación, en la Figura 3 se presenta la evolución de emisiones de CO₂ de los principales países contaminantes de 1970 a 2018, junto a la participación del resto del mundo y los GEI imputables al transporte internacional.

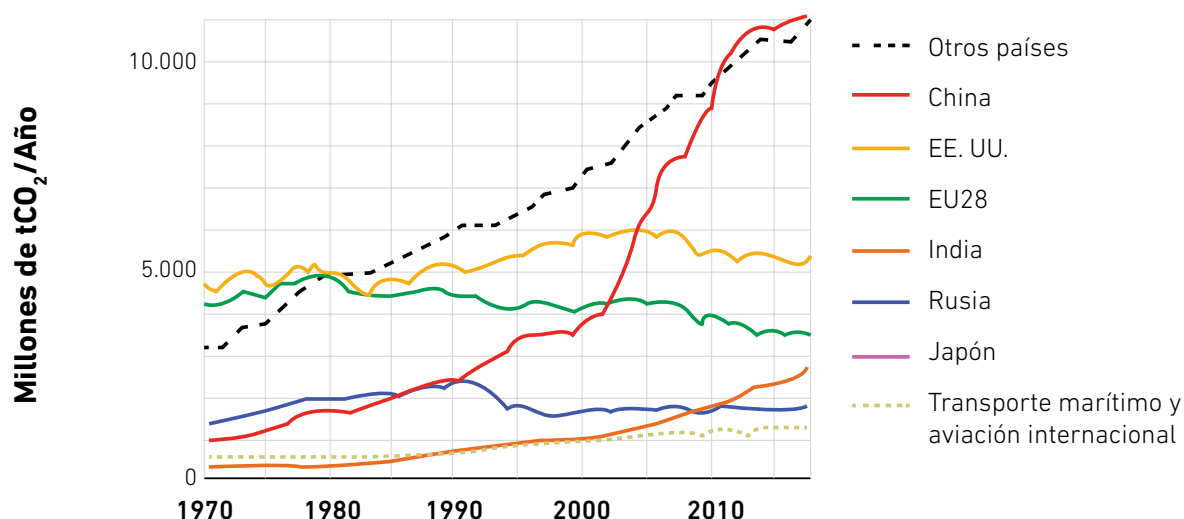


Figura 3: Evolución desde 1970 de los países con mayores emisiones de CO₂.

Fuente: Climate Trade. EU28, representa a los 28 países miembros de la Unión Europea.

Al considerar el desigual desarrollo y responsabilidad histórica en la contaminación entre las naciones, es esperable que la nueva transición permita a los países realizar sus propias hojas de ruta, en función de las posibilidades y la deuda ambiental de cada uno, para lograr al año 2050 un escenario que permita revertir la actual tendencia de calentamiento de la tierra, con efectos amenazantes para el mantenimiento de la vida como se la conoce.

A diferencia de las transiciones energéticas precedentes, la que actualmente se está planificando y desarrollando, no responde a cambios tecnológicos, sino que es impulsada por el hombre para actuar sobre el cambio climático. En este contexto, a nivel mundial EE.UU. y los países de Europa están pensando en una transición energética con acciones urgentes para lograr cambios viables en el mediano plazo al año 2030 y a largo plazo al 2050. La velocidad y el alcance de la transición energética en EE.UU. con la incorporación de energías renovables se acelerará en los próximos dos o tres años, según el informe Perspectivas del Sector Eléctrico de ese país 2021 del Instituto para la Economía y Análisis Financiero de la Energía (IEEFA).

La adopción del almacenamiento solar está experimentando un crecimiento exponencial, y las mejoras en la tecnología eólica y solar han ayudado a convertir los dos recursos en la opción de menor costo en los EE.UU. Según Dennis Wamsted, analista de IEEFA y coautor del informe "La energía eólica y solar, más limpia y de menor costo, junto con el almacenamiento de baterías, sacará a los combustibles fósiles del mercado", sostiene que el carbón será expulsado completamente del sector eléctrico, y el gas también disminuirá.

Por su parte la Unión Europea (UE) pretende ser neutra en términos climáticos de cara al año 2050, es decir, que se ha fijado el objetivo de tener una economía con cero emisiones netas de GEI. Esta meta está en línea con el compromiso comunitario de aumentar la acción climática global, de acuerdo a los compromisos del Acuerdo de París y la mencionada Conferencia de las Partes (COP) 26 llevada a cabo en 2021.

En estos acuerdos internacionales, se establece el objetivo de alcanzar la neutralidad de carbono en la UE para el año 2050, así como recortar las emisiones en al menos un 55% para 2030. Para lograr estos fines, la Comisión Europea aprobó un paquete legislativo de medidas denominado "Fit for 55", que impulsará la innovación política para la acción climática. El objetivo de la asociación de la Agenda Urbana para la UE sobre transición energética es conseguir un cambio estructural de los sistemas energéticos a largo plazo, es decir, un pasaje hacia las energías renovables y la eficiencia energética. La UE contempla una hoja de ruta para actuar sobre cinco sectores clave:

- ✓ Sector eléctrico renovable
- ✓ Movilidad sostenible y transporte
- ✓ Edificación sostenible
- ✓ Industria sostenible y competitiva
- ✓ Agropecuario, residuos y gases fluorados

Análisis a nivel nacional

En el caso de Argentina, su desarrollo energético histórico (según disponibilidad desde 1960 de los Balances Energéticos Nacionales-BEN), y siguiendo la tendencia global, se ha basado en la dependencia de los combustibles fósiles. Igualmente pueden apreciarse, al menos, tres transiciones en lo referente a los combustibles:

I. La primera desde inicios de los '60 con la mayor participación sostenida de electricidad y gas natural (GN) en reemplazo del carbón y kerosene; tanto para usos térmicos e industriales como para generación eléctrica. Si bien estas incorporaciones no redujeron el consumo de los demás derivados de petróleo, sí fueron absorbiendo los aumentos de demanda energética. Así, la década de los '90 representó el auge del GN con la instalación de grandes módulos de ciclos combinados para generación eléctrica e incluso su utilización para el transporte automotor como Gas Natural Comprimido (GNC).

II. La incorporación de energía hidráulica y nuclear desde mediados de los '70, como parte de los esfuerzos del país por diversificar su matriz eléctrica.

III. El crecimiento lento pero sostenido de energías renovables desde principios del nuevo milenio, especialmente biocombustibles (para transporte), y energías eólica y solar (para generación eléctrica o descontar demanda productivas locales), como respuesta a las leyes de promoción de estas energías y a los planes de licitaciones nacionales para su fomento.

- En el caso de los biocombustibles la idea era inicialmente favorecer la exportación, pero por medidas de proteccionismo internacional durante los primeros años, se forzó su introducción por normativa al transporte local, con una proporción creciente en las mezclas de diésel y naftas.
- Para la energía eólica los aumentos fueron importantes, pero por desinversión y/o ineficiencia en la planificación, las obras de transporte necesarias para poder

conducir esa energía hacia los centros de consumo resultaron insuficientes, dificultando una mayor inserción;

- Con respecto a otras renovables como la solar, biomasa y biogás, su introducción también intentó forzarse mediante normativa, pero las licitaciones garantizando precios exclusivos no llegaron a ser incentivo suficiente por la falta de experiencia y altos costos asociados a su instalación. Por ello solo se han desarrollado algunos emprendimientos de generación eléctrica interconectada (tratamiento de residuos urbanos o alimenticios), mientras que el remanente ha servido solo para descontar demandas productivas locales.

Las transiciones históricas en la generación de energía eléctrica son representadas en la Figura 4.

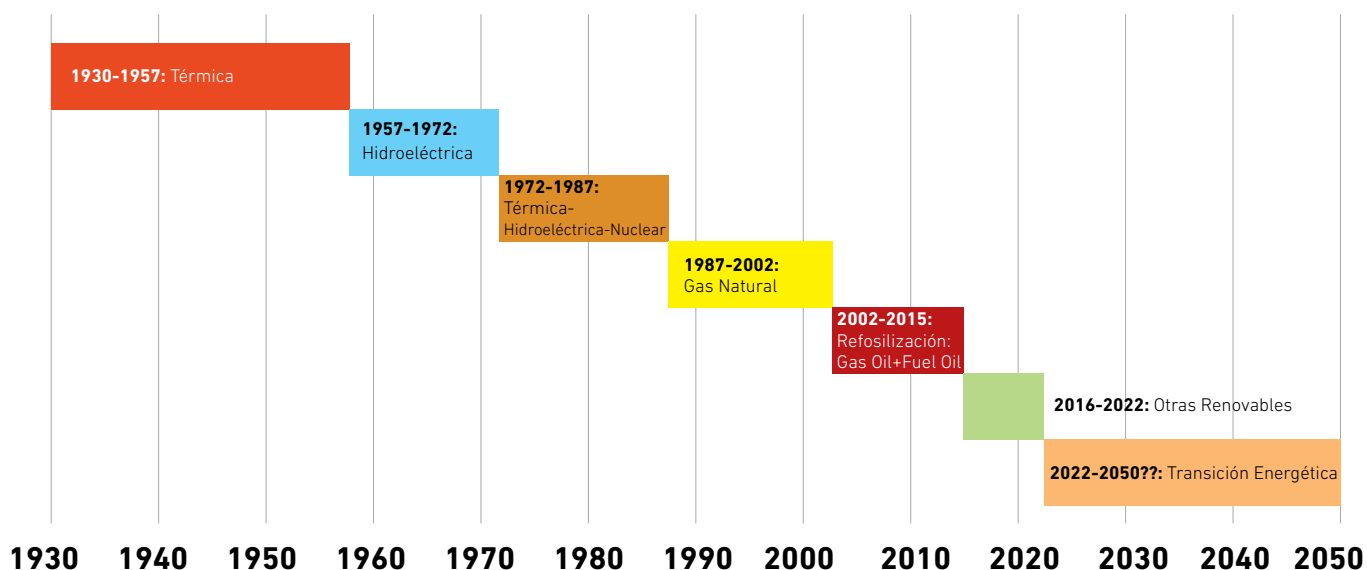


Figura 4: Transiciones energéticas en el sector de Generación de electricidad en la Argentina.

En relación al parque de transporte de pasajeros y cargas, se aprecia una baja inserción de la electricidad principalmente para subterráneos y el área metropolitana de ferrocarriles. Si bien no presenta la misma relevancia a nivel total en el país, también se menciona la adaptación paulatina de los combustibles a las nuevas

tecnologías de locomoción para aumentar su eficiencia, pasando por ejemplo, de naftas comunes con "bajo octanaje" y contenido de plomo a naftas "Súper" y luego a "Premium", en paralelo al desarrollo del GNC utilizado para transporte particular y servicio público de taxis.

Entre las naftas, la más reciente en el mercado es la llamada nafta “ecológica” o nafta “verde”, que no contiene el aditivo o base de tetraetilo de plomo, una substancia antidetonante y que eleva el índice de octanos del carburante. Este índice es la medida de la resistencia que tiene al autoencendido de un combustible. Se ha comprobado que los residuos de este aditivo son altamente contaminantes, y además provocan la inmediata inutilización del catalizador de los modernos automóviles. La nafta “ecológica” no

contiene plomo, sino un aditivo en base a éter, más ecológico y que no daña al catalizador, por lo cual se la debe utilizar en todos los automóviles que lo contengan.

En el desarrollo histórico del sector eléctrico, Argentina posee información de potencia instalada desde 1887, pero descartando los años previos a 1930, se identifican cinco transiciones históricas en la generación de energía eléctrica, mostradas en la Figura 5.

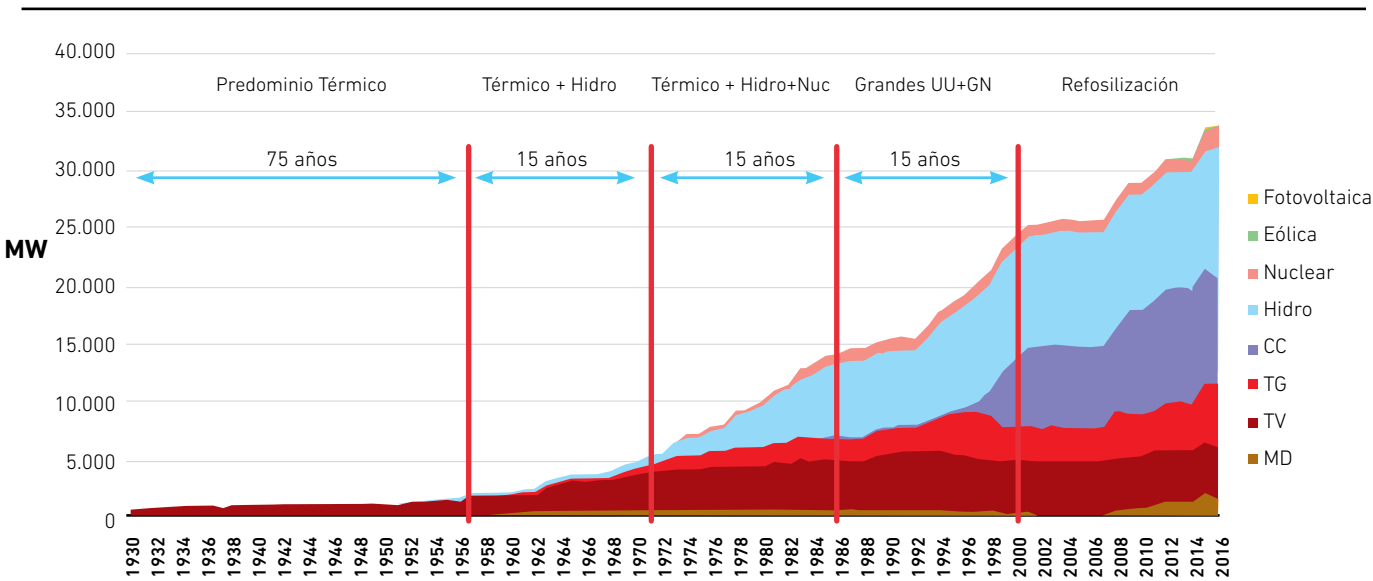


Figura 5: Evolución de la potencia instalada en la Argentina.

Nota: CC= Ciclo Combinado, TG= Turbina de Gas, TV: Turbina de Vapor, MD= Motor Diesel.

A continuación en la Figura 6 se presenta el camino seguido por Argentina en el contexto mundial de mitigación de GEI desde 1992 hasta el 2008.

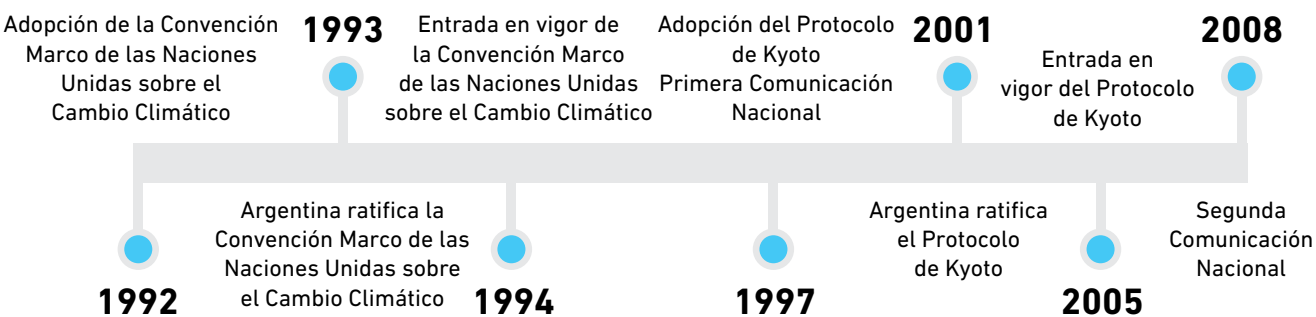


Figura 6: Argentina en el contexto mundial de mitigación de GEI 1992-2008.



Figura 7: Argentina en el contexto mundial de mitigación de GEI 2015-2020.

En el marco de la COP 22 celebrada en noviembre de 2016 en Marruecos, Argentina se comprometió con una meta absoluta para no exceder la emisión neta de 483 MtCO₂e para el año 2030. En diciembre de 2020, se presentó una nueva meta, más ambiciosa que la original, que consiste en reducir el 25,7% de las emisiones respecto de la Contribuciones Determinadas a nivel Nacional (NDC) de 2016. De esta forma, fijó una meta absoluta e incondicional -aplicable a todos los sectores de la economía que implica no exceder la emisión neta de 359 MtCO₂e para el año 2030. En este contexto, el país informó que la transición se llevará adelante centrando los esfuerzos en el

fomento de la eficiencia energética, las energías renovables, centrales nucleares e hidroeléctricas, generación distribuida y el desarrollo de la cadena productiva del hidrógeno.

Como respuesta a las transiciones energéticas mencionadas, en la Figura 8 se presenta la evolución histórica para el periodo 1990-2016 de las Emisiones históricas de CO₂ a nivel país, mientras que en la Figura 9, se observa la evolución para el mismo periodo las del sector de energía. Cabe destacar que durante el periodo 2018-2021 las emisiones se han reducido por mayor incorporación de energías renovables.

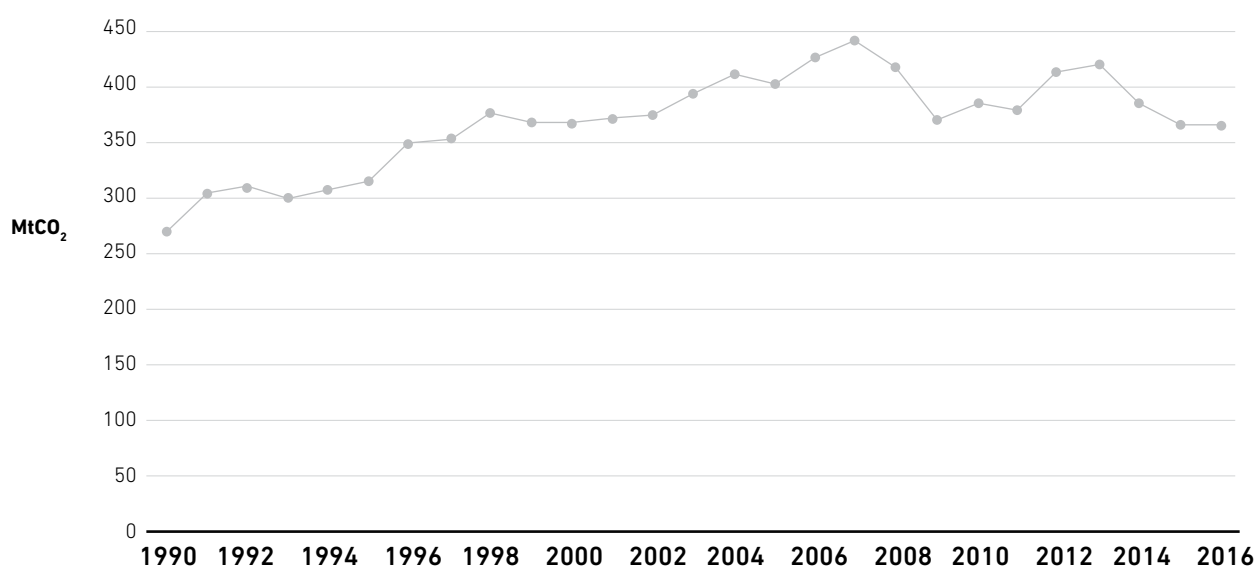


Figura 8: Evolución de las emisiones totales de CO₂ en Argentina.

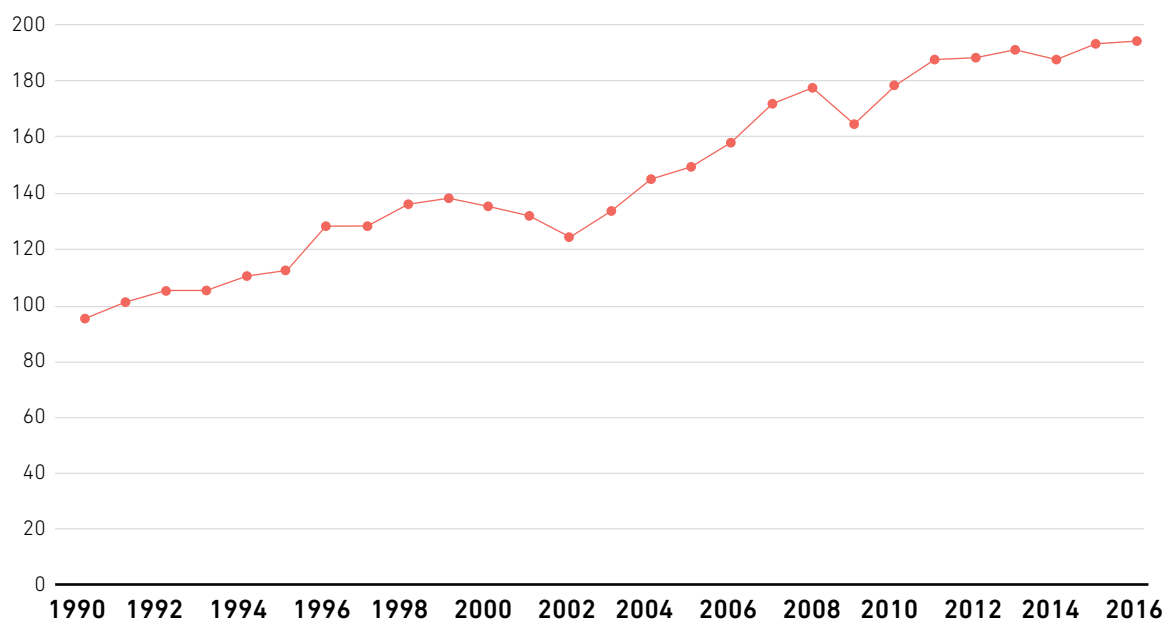


Figura 9: Emisiones históricas de CO₂ del sector energético argentino.

En la Figura 10 se observa que los valores de CO₂ eq., según datos del último inventario disponible elaborado por la Dirección Nacional de Cambio Climático realizado en 2017, en el año 2016 la distribución porcentual por sectores imputa al sector energía el 53% de las emisiones nacionales.

Según el tercer Informe bienal el valor total de todos los GEI para 2016 es 364 MMt y de 231,9

MMt solo de CO₂, de los cuales el sector energía presentó valores de 193,4 MMt y de 185,4 MMt respectivamente. Por su parte el Banco Mundial arroja los valores de 172,4 MMt para 2016 con el puesto 29 del ranking y 177,4 para el 2018 (como último año disponible), en el puesto 31. En la Figura 10 se representa la participación porcentual de CO₂ eq. por sectores al año 2016, último valor disponible actualmente.

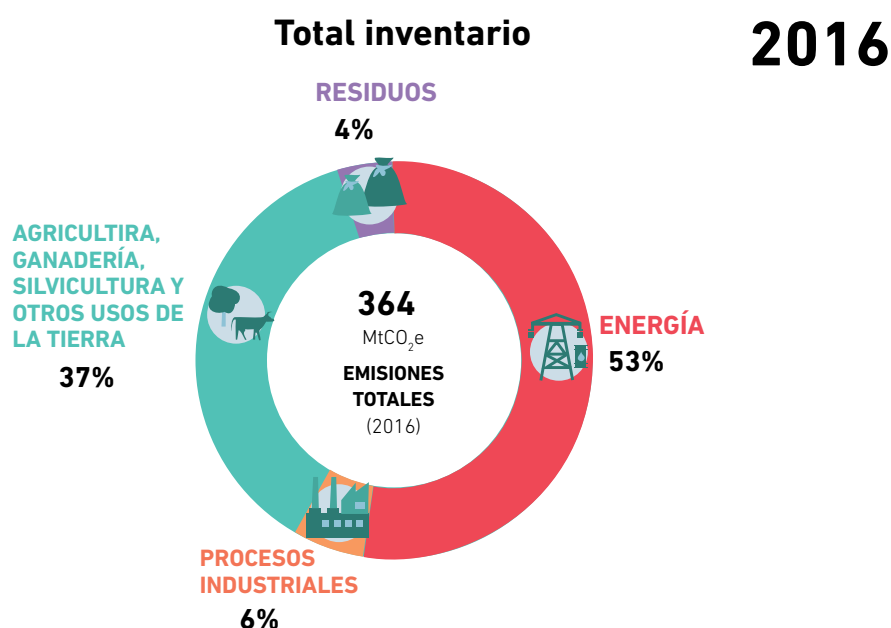


Figura 10: Participación porcentual de CO₂ eq. por sectores 2016.

Cuando se realiza la apertura por subsectores, resulta que la ganadería representa el 21,6%, luego el sector transporte con un aporte del 13,8% y en tercer lugar el sector de generación de electricidad con un 13,1%. En la Figura 11 se observan los valores de los 13 subsectores y su representación.

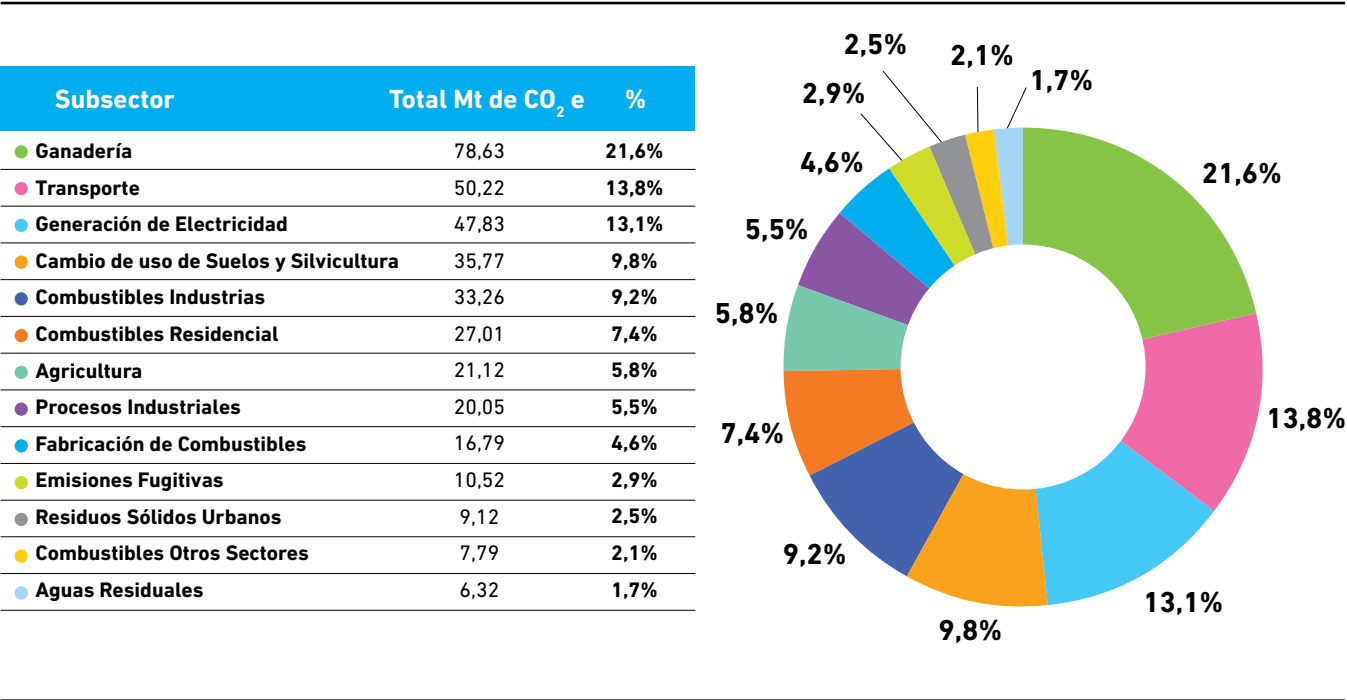


Figura 11: Participación porcentual de CO₂ eq. por subsectores 2016.

Nueva transición energética en países desarrollados

Como consecuencia del crecimiento y concentración de la población, el consumo energético intensivo de las sociedades modernas, y el grado de dependencia global de los combustibles fósiles, la humanidad ha tomado conciencia del nivel de contaminación e impacto ambiental que conlleva todo esto sobre el entorno natural y la supervivencia de las especies, así como de la vulnerabilidad de la vida en la tierra frente a los cambios que este impacto genera en el clima y recursos del planeta.

Así, basándose en la necesidad y compromiso de los países de disminuir las emisiones de combustibles fósiles, que por consenso científico están conduciendo a graves repercusiones sobre el clima y la vida en el planeta, se están realizando enormes esfuerzos para forzar, en el menor tiempo posible, una serie de modificaciones, implementando tecnologías no convencionales, tales como energías verdes, captura de carbono, producción de hidrógeno

como combustible y mejoras en el almacenaje energético; entre otras medidas tendientes a la reducción de los consumos energéticos por mejoras, reemplazos tecnológicos y cambios de hábitos de los consumidores. De hecho, en los años 80, surgieron a nivel mundial diferentes organizaciones ecologistas, ligadas a luchas antinucleares en Europa y EE.UU., agrupadas en distintas ONGs.

Si bien históricamente las transiciones energéticas se desarrollaron gradualmente, como resultado de una combinación de factores político-económico-culturales, con períodos de combinaciones de energéticos en diferentes participaciones; las tecnologías existentes se mantenían dominantes y persistentes hasta su declinación progresiva, mientras las nuevas se desarrollaban. Esto puede explicarse por el tiempo e inversiones necesarias para desplegar las nuevas redes de transporte y distribución de energéticos, así como la explotación, adecuación y transformación de los recursos para conectarlos con los grandes centros de demanda energética.

Por estos motivos, los cambios se realizaron con mayor velocidad y planificación en las regiones más desarrolladas, presentando mayores dificultades de inserción en los países con presupuestos más ajustados y crisis socio-económicas a repetición, al desviarse los recursos necesarios hacia otras prioridades locales, debiendo conformarse con la transferencia de tecnologías existentes desde otros países, en lugar de permitirse el desarrollo de las más eficientes y modernas.

Esto ha generado situaciones de contradicción en los procesos de las transiciones, con alternancia en la incorporación de nuevas y viejas tecnologías y sus combustibles asociados, resaltando las dificultades para lograr un desarrollo predecible y organizado de los sistemas energéticos. Por ello es necesario analizar intensamente los sucesos ocurridos dentro de cada transición y las influencias socio-político-económicas del momento que condujeron a la configuración final del sistema, a pesar de los períodos de ambigüedad o regresión.

Por otra parte, los períodos de inestabilidad socio-económico-ambiental de las sociedades modernas, que limitan un suministro energético adecuado en calidad y cantidad, han dificultado en varias oportunidades los cambios necesarios, acrecentando la preocupación global por la seguridad energética, cuya ausencia obstaculiza el desarrollo de los países, generando malestar y conflictos en la población.

Así, en relación a la electricidad, la crisis petrolera de los años '70 existieron enormes repercusiones en el inicio de la planificación energética y el progreso de la infraestructura de muchas naciones; como el caso de Francia con su intensivo desarrollo nuclear como respuesta a la escasez de recursos fósiles e hidráulicos suficientes, en su territorio. Por el contrario, en Alemania los opositores a la energía atómica fundaron el término "Energiewende" (transición energética), instando por un mundo basado en energías alternativas. Esto contrasta con las transformaciones graduales previas ocurridas desde fines 1800, con largos períodos de desarrollo técnico, (incluso las que condujeron

a la inserción de la generación nucleoelectrónica luego de la Segunda Guerra Mundial), mientras que en la siguiente etapa, prima el impulso al desarrollo de proyectos nacionales estratégicos.

Situación en América Latina

En América Latina en los últimos años se realizaron mejoras para que más personas tengan acceso a la electricidad, pero todavía existen deudas pendientes con millones de personas que no solo no tienen acceso a la electricidad, sino que muchos cocinan con biomasa o gas licuado. Las personas con menores recursos utilizan más cantidad de energía para el mismo fin que sectores de mayores ingresos, lo cual trae aparejado una ineficiencia energética y un gasto mayor para estos sectores carenciados.

La pobreza energética es un concepto ligado al impacto que conlleva a evaluar lo que paga una familia por energía. Hay diversas definiciones, pero una de ellas considera que se está en pobreza energética cuando se destina más del 10% de los ingresos familiares a pagar por energía. Por ejemplo, una familia puede tener gas por red y acceso a la electricidad pero usa menos energía de la que requiere porque no puede pagar las tarifas, lo que implica un menor uso, por lo cual esa familia se encuentra con pobreza energética.

Desde el aspecto geopolítico se debería evaluar si el sector productivo, podría disponer de un marco para trabajar en conjunto en la región, con los países vecinos. Los gobiernos latinoamericanos deberían trabajar para evitar tener una transición acelerada que iría en detrimento de sus poblaciones y territorios cancelando una transición ecosocial justa. La geopolítica tiene mucha influencia en el sector energético, Argentina tiene intercambios de energéticos con distintos países limítrofes de la región a través de sus importaciones y exportaciones, como así también de otros países cuyas importaciones están vinculadas a los combustibles fósiles, tales como gas oil o gas de buques metaneros. En el ámbito nuclear con la incorporación de futuras centrales nucleares, queda expuesto el contexto de las disputas geopolíticas y geoeconómicas entre EE.UU. y China.

Son varias las propuestas de transición para América Latina promovidas por activistas, intelectuales y organizaciones sociales de Argentina, Brasil, Bolivia, Ecuador, Colombia, Perú, Venezuela, y Chile, como el “Pacto Eco social” donde se rechaza que el sur continúe siendo pensado solo desde el norte, no considerando solo la descarbonización sino también cuestionando el modelo productivo y afirman que los problemas de América Latina son diferentes a los del norte, sosteniendo que hay que debatir que se entiende por transición, para qué y para quién.

Es de destacar en Latinoamérica los casos particulares de Chile y Uruguay como países precursores en implementar políticas de transición energética con profundas transformaciones de sus matrices, pasando de ser importadores de algunos energéticos tendientes a lograr autobastecerse en el mediano plazo.

Debido a que Argentina a mediados de la década del 2000 necesitó dejar de suministrar gas natural a Chile y a Uruguay, estos países se vieron obligados a pagar altos precios por combustibles importados ya que no poseen de los recursos naturales fósiles necesarios. Es por ello que ambos países tuvieron que comenzar con la transición energética orientada a las energías renovables mucho antes que Argentina. En el caso de Chile comenzó principalmente con Parque Fotovoltaicos, ya que poseen uno de los mayores factores de irradiación solar en el mundo, pasando de 5% de participación a comienzos del 2014 al 20% aproximadamente en 2022. Esto fue impulsado a través de la Ley N° 20.257 de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) y su modificatoria.

Se espera que la minería del cobre aumente su consumo energético no solo para una mayor producción sino también por el agotamiento de las vetas con lo cual resulta más dificultosa su extracción. Si bien a futuro se estima que se podrá abastecer a la minería con energía renovables, todavía falta descarbonizar la matriz chilena que actualmente depende del carbón importado de

Colombia, del Gas Natural Licuado (GNL) y del petróleo importado, aunque hay planes para cerrar las centrales de carbón existentes al 2040 y utilizar el gas natural como puente.

Por otra parte, Uruguay realizó su transición en base a Parques Eólicos y Biomasa proveniente de las pasteras. La generación eólica fue una inversión principalmente privada con beneficios como contratos a largo plazo y obligaciones de compra de la energía en dólares y exenciones de impuestos a la renta de la actividad económica, impuesto al patrimonio, tasas y tributos a la importación e impuesto al valor agregado. Además los mapas de vientos fueron realizados por la Universidad de la República con fondos públicos para ganancia de las empresas privadas.

Uruguay todavía tienen un desafío que es transformar su matriz de transporte la cual depende de la importación de combustibles fósiles, sector que es responsable de casi el 40% de las emisiones de CO₂ del país, y para lo cual han decidido apostar por la electromovilidad. Para ello el Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM), a través de la Dirección Nacional de Energía (DNE), lanzó el programa Primer Bus Eléctrico que, a su vez, se encuadra en la iniciativa Subite para la adquisición de vehículos eléctricos. A través de este programa, el MIEM tiene como objetivo la incorporación de un bus eléctrico en cada departamento del país limítrofe.

Nueva transición energética - Argentina

Dentro de un proceso de Planificación para la transición energética en el país se debería primero realizar un diagnóstico inicial, evaluar el contexto interno y el externo, identificar los actores y establecer líneas estratégicas y planes de acción.

La complejidad de la hoja de ruta de la transición energética debe ser abordada desde distintas perspectivas para lograr que llegue a la mayor cantidad de gente posible, a lo largo y a lo ancho del país. Por otra parte, se debería plantear como utilizar esta hoja no solo para fortalecer las áreas directamente involucradas sino también las transversales (como ejemplo las

telecomunicaciones, entre otras). Cuáles son los sectores que podrían aprovechar este cambio que se viene y como democratizar a través de las políticas el impacto y los beneficios.

Toda esta transformación debe estar basada en un concepto clave que son los procesos de aprendizaje colectivos, tecnológicos e industriales que sean considerados una política de estado de manera tal que no se vea afectada por la alternancia de los cambios de gobierno, con precios asequibles. El cambio que se va a experimentar a lo largo de las tres próximas décadas será el resultado agregado de las respectivas transiciones sectoriales.

Dentro del contexto de la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo y del futuro Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se enmarcan las actuaciones coordinadas enfocadas para alcanzar la neutralidad climática de los diferentes sectores económicos al año 2050. Por lo tanto, en el corto y mediano plazo, se deberán tomar importantes decisiones políticas para garantizar el abastecimiento considerando que el consumo de energía sea más seguro y respetuoso con el ambiente.

En el país se deberá definir cuan inminente es la necesidad de una transición energética, si puede planificar su propia hoja de ruta de manera consensuada con los distintos actores del sector energético, para poder evaluar si es posible encararla con industria nacional, con participación público-privada, para que los factores que la impulsen, no sean solamente ambientales sino también de índole social, cultural y económica, considerando además cuestiones organizacionales e institucionales.

Así Argentina no necesitaría realizar una transición energética urgente, copiando modelos que se empleen en otros países que tienen una participación relevante en las emisiones totales de gases de efecto invernadero.

La hoja de ruta debe tener una temporalidad propia, permitiendo que los sectores involucrados

puedan reacomodarse, es decir le permita a la industria participar en tiempo y forma en un nuevo sistema productivo, lo que implicará grandes obras de infraestructura, apareciendo variables que acompañen este proceso como la financiación, la científico tecnológica (I+D) de manera que el sector de Ciencia y Tecnología (CyT) pueda crecer y realizar valiosos aportes, y por supuesto a niveles educativos con la formación de estudiantes universitarios para fortalecer a los futuros graduados en este nuevo paradigma.

Incorporación de energías renovables

Al inicio del siglo XXI, en Argentina aún no se habían desarrollado las energías renovables de manera masiva incorporadas al Sistema Interconectado Nacional, por lo tanto, se profundizó la dependencia de los combustibles fósiles viéndose el país obligado a importar energía eléctrica y gas natural, interrumpiendo paulatinamente las exportaciones de este último. Así el país continuó alejándose de la meta de autoabastecimiento profundizando su condición de importador de energía, ya sea en gas natural licuado, combustibles líquidos y electricidad.

Si bien en el año 2006 se promulgó la Ley N° 26.190 que impulsaba contar con un 20% de energía renovable al 2018 no prosperó. La única iniciativa propuesta a través del GENREN (programa para desarrollar la electricidad a partir de fuentes renovables). Posteriormente con la Ley N° 27.191 y a partir del año 2016 se puso en marcha el programa RenovAr que creó las condiciones para un mercado de energías renovables a través de los siguientes beneficios: múltiples exenciones impositivas, garantía de pago por parte del Banco Mundial en último término contrato en dólares a 20 años, compra energía eléctrica asegurada y prioridad de despacho.

En relación a la incorporación de energías renovables en el país, la falta de una planificación adecuada impidió desarrollar las redes eléctricas de alta tensión en 500kV para acompañar el Plan RenovAr (de fomento de estas fuentes, a pesar de la inversión en molinos eólicos y parques fotovoltaicos fundamentalmente).

Si bien en Argentina desde varias décadas atrás, existen distintas ONG que desarrollan escenarios con fuerte presencia de energías renovables, desde 2018 existen numerosos grupos de jóvenes que tienen acción en asambleas territoriales, como Jóvenes por el Clima o Alianza por el Clima, inspirados en la joven activista medioambiental sueca Greta Thunberg, centrada en los riesgos planteados por el calentamiento global, lo cual lleva a que ocupen un rol cada vez más relevante entre los ambientalismos populares.

En este contexto, las energías renovables han tenido alta receptividad desde el plan RenovAr iniciado el año 2017, desarrollando tres procesos licitatorios (Ronda 1.0, 1.5 y 2.0). Luego por falta de planificación e inversión en nuevas líneas de alta tensión necesarias para transportar la energía generada por las futuras centrales que debían ingresar por el plan, se implementó un siguiente proceso licitatorio (Ronda 3.0) con una potencia de 400 MW de los cuales 350 MW se asignaron a energía eólica y solar en siete regiones donde a cada una de ellas le correspondía entre 30 y 70 MW para distribución local. Esta debe ser una lección aprendida a la hora de establecer la compleja hoja de ruta que incluye tecnologías, combustibles, recursos naturales, modalidad de transporte, movilidad sostenible, eficiencia energética, edificación de propiedades entre otras.

Por lo tanto la definición de una hoja de ruta hasta el año 2050 resulta fundamental, no solo por los fuertes impulsos políticos que requerirá, sino también por los costos asociados que implicará. Surge así la necesidad de evaluar estos costos, en función de un escenario que contemple todas las áreas mencionadas anteriormente, donde además de ser consideradas las energías eólica, solar y otras renovables en la generación de electricidad, también se tenga presente la contribución que las centrales nucleares podrían brindar, con más de 72 años de experiencia que posee el país en el sector nuclear.

Importancia de la energía nuclear

En relación a la energía nuclear, la creación en el año 1957 de un organismo emergente de las Naciones Unidas, que brinda apoyo y

asesoramiento a sus países miembros, en el desarrollo de esta tecnología en forma segura y sustentable (OIEA), promueve actualmente tanto centrales nucleares de gran potencia, como así también centrales con pequeños y medianos reactores (SMRs) que por sus menores costos de inversión (para operar con mejores factores de disponibilidad que las centrales térmicas y más del doble o triple de su tiempo de explotación), y también por la infraestructura regulatoria y de conocimiento necesaria para desarrollar actividades seguras. De esta manera el sector nuclear aportaría su contribución junto con las energías renovables a la disminución de emisiones de CO₂ en la nueva transición energética, al 2050.

Esto ha sido entendido por la Unión Europea, al aprobar en su parlamento el día 6 de julio de 2022, conceder el sello verde a la energía nuclear y al gas natural, porque los consideran piezas fundamentales para alcanzar el objetivo de la neutralidad de carbono para el año 2050.

Cabe aclarar que esta tecnología, además de aportar energía eléctrica de base, (permitiendo compensar la variabilidad de las Energías Renovables Intermitentes - ERI), presenta el mayor efecto multiplicador económico de las inversiones que cualquier otra fuente de energía limpia. Así, según el Fondo Monetario Internacional (FMI) la energía nuclear crea alrededor de un 25% más de empleo por unidad de electricidad que la energía eólica, con un tercio más de salario que para las energías renovables, generando también empleos significativos y sostenibles alrededor de la planta y en las economías regionales, no solo durante la construcción sino también durante su extensa operación. Según la AIE, cerca del 60 % de los 30 millones de nuevos trabajadores que se necesitarán para las tecnologías de energía limpia, eficiencia energética y bajas emisiones para 2030, tendrán empleos nuevos y altamente calificados (educación postsecundaria, formación profesional, certificados o títulos universitarios), para lo cual gobiernos e instituciones académicas deben comenzar a implementar políticas ahora, para llegar a tiempo a desarrollar esta fuerza laboral del futuro.

Gas Natural - Vaca Muerta

En el debate sobre la planificación aparecen distintas miradas según cual debería ser el rol que tendría el gas extraído de la explotación de la formación de Vaca Muerta. Aquí surgen debates y movilizaciones sociales en contra del uso de la técnica del fracking. Así se configuran dos grandes núcleos de discusión, uno que incluye la técnica del fracking. Así se configuran dos grandes núcleos de discusión, uno que incluye la explotación de Vaca Muerta y otra que descarta su explotación.

En el primero hay tres opciones: la primera que considera que el gas puede ser un combustible puente y consideran la tradición hidrocarburífera que predomina como principal impulso del desarrollo nacional, la segunda que el gas puede ser un puente acompañados de energía renovables y nuclear (que busca aumentar la seguridad energética, ahorrar divisas y promover el desarrollo de la industria nacional) y en el tercero un sector renovable que no se opone a la explotación de Vaca Muerta e impulsa la integración con esa fuente y la utilización del gas se reconvertiría para usos industriales por ejemplo en la Petroquímica. Con respecto a los que excluyen a la explotación de Vaca Muerta hay dos sectores con opiniones similares.

Por iniciativa del Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (UBA), Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA) el Programa de Naciones Unidas para el desarrollo (PNUD), la Unión Industrial (UIA), Cámara Argentina de Energías Renovables (CADER), Fundación Avina, el grupo de ex Secretarios de Energía y la Secretaría de Gobierno de Energía han elaborado distintos escenarios en los cuales participaron ONGs de activismo ambiental, sindicatos y observadores, que incluyeron el uso del gas natural, ya sea para calefacción, producción de electricidad, movilidad, petroquímica y exportación al año 2030.

Desde que en 2010 Repsol - YPF accedió a los hidrocarburos no convencionales en la formación geológica de Vaca Muerta hasta la fecha se dio continuidad al modelo extractivo de gas y petróleo no convencional, como así

también de un esquema de negocios que buscan incrementar las exportaciones de gas como GNL.

La explotación de Vaca Muerta implica considerar que la cadena de valor de la actividad se organiza desde procesos anteriores a la perforación hasta llegar a la refinería, pasando por ductos, insumos específicos para cada etapa y culminando en plantas tratadoras de residuos. Para ello también se requiere invertir y desarrollar grandes infraestructuras que exceden a las provincias, donde se articulan empresas nacionales e internacionales.

Por cada empleo directo se crean dos empleos indirectos relacionados con las PyMEs. Entre 2017 y 2018 se crearon por día 76 puestos de trabajo en el sector privado lo que se traduce en aproximadamente 12.850 puestos más.

Balance de la fuerza laboral

La Organización Internacional del Trabajo (OIT) aprobó las directrices de políticas para una transición justa hacia economías y sociedades ambientalmente sostenible para todos. Con un total de 33 ítems en los cuales se mencionan la justicia climática, entre otros.

El aumento de la temperatura de 1,5°C a nivel mundial, debido al estrés térmico al 2030 se perderá 2,2% de las horas de trabajo lo que implica una merma de productividad de millones de puestos de trabajo a tiempo completo. A su vez la nueva transición debido a construcción más sustentables y reconversiones industriales permitirá la creación de millones de puestos de trabajo. Esto lleva a un balance de puestos de trabajos que necesariamente debería ser positivo según la OIT.

Desde las últimas reuniones Conferencias de las Partes (COP) en Copenhague 2009, la Cumbre de Rio +20 en 2012 y de la COP en Lima 2014 se comenzaron a tratar el tema de los puestos de trabajo. En el caso de España, para poner fin a industria minera de carbón el gobierno se comprometió a financiar la transición que se realizaría entre 2019-2023 cerrando diez minas. Esto implicó la pérdida 1.600 puestos de trabajo, implementándose jubilaciones anticipadas a

través de un plan de acción. Por lo tanto, cada Estado debería implementar políticas para absorber los costos y disponer de un dinero destinado para financiar la transición de aquellas personas que se hayan acogido a beneficios como jubilaciones anticipadas por la pérdida de los empleos.

Agrocombustibles

Los Agrocombustibles se los considera más una oportunidad de negocio que una política concebida en transición energética. Los incentivos a estos se justifican desde la idea de sustentabilidad como una fuente de energía renovable y una opción más sustentable que los combustibles fósiles. Además, tienen extensiones impositivas y un marco regulatorio para el desarrollo de la actividad.

Desde 1996, la producción de soja es el mayor monocultivo del país y llegó a representar el 25% del PBI. Esta sirve de base para la elaboración del 2% del agrodiesel que se consume en el mundo.

Además aprovechar los residuos de las industrias y de la agricultura para obtener energía es una buena alternativa pero esto no debería ser el objetivo, solo el uso de los desechos. Se llamó "solución verde" a la disminución de las emisiones de GEI pero no tuvo efectos ya que hubo un aumento en la cantidad de bosques desforestados.

Se debería pensar una transición energética de la mano de una transformación del sistema agroalimentario. Entre un 44% y 57% de las emisiones GEI provienen del sistema alimentario agroindustrial. Esto lleva a cambiar no solo la matriz energética sino también al sistema energético en su conjunto. Con eficiencia en la producción, consumo de alimentos y no solo en lo económico.

Generación distribuida

Si bien mediante la Ley N° 27.424 existe un régimen de fomento a la generación distribuida de energía renovable integrada a la red eléctrica pública, no está suficientemente difundida en la población dentro de la cada vez más amplia gama de las energías renovables y por ende poco desarrollada en el país.

La Generación distribuida permite identificar un conjunto de condiciones facilitadoras y potenciadoras a la hora de formular políticas integrales, involucrando a la sociedad civil para que participe en decisiones en materia energética.

Movilidad sostenible y transporte

En relación al transporte vehicular la Administración de Información Energética de Estados Unidos estima que en el mundo para el año 2050, existirá un billón de unidades con motor de combustión interna y se esperan 400 millones de autos eléctricos, mientras que la Unión Europea quiere que el 10% de los autos este descarbonizados para esa fecha.

Los futuros autos tendrán diseños más compactos y en el mercado habrá nuevas tecnologías (propulsión) para reducir el impacto ambiental. Los autos híbridos en este sentido brindan ahorro de combustible, reducen las emisiones de CO₂ y pueden generar de su propia energía reciclada.

En el mundo las empresas de automotores se encuentran construyendo estaciones para la recarga de electricidad de los autos ubicadas en las calles, donde estos se conectan a través del cable que el propietario del vehículo lleva consigo y en la cual se puede elegir cuanto se desea recargar mediante medios de pagos electrónico como por ejemplo un código QR como se aprecia en la Figura 12.



Figura 12: Sistema de carga para vehículos eléctricos en Viena, Austria.

En Argentina se considera que hay 14.840.000 vehículos en condiciones de circular al año 2021 según información emitida por la Dirección Nacional del Registro de Propiedad Automotor (DNRPA), de los cuales 1.900.000 emplean GNC como combustible, 9.350 autos híbridos y solamente 175 son eléctricos. Este bajo número de vehículos 100% eléctricos se fundamenta en el alto costo que presentan actualmente.

De ese número total de vehículos, el 82,1% corresponde a automóviles, distribuyéndose el resto entre ómnibus de media y larga distancia, y vehículos para transporte de carga, tanto livianos como pesados. La provincia de Buenos Aires tiene la mayor flota de autos en circulación con el 37,7%, continúa Córdoba con 10,1% y en tercer lugar la Ciudad Autónoma de Buenos Aires con el 9,2% (1.362.000 unidades), mientras que el último puesto se encuentra Tierra del Fuego solo 0,6%.

Las industrias automotrices se encuentran en la actualidad evaluando cuáles serían las mejores decisiones a adoptar para la transición vehicular en la Argentina, si bien hay empresas que comenzaron a fabricar autos con diferentes alternativas, tales como un auto eléctrico de pequeñas dimensiones en el cual la velocidad máxima que puede alcanzar es de 65 km/h, en su versión de tres y cinco puertas y utilitario de pequeña escala, y su carga puede realizarse mediante una toma doméstica de 220 volts y dispone de una batería de Litio de 8 kW para el modelo con autonomía de 100 km y batería de Litio de 21 kW que ofrece 300 kilómetros de autonomía.

Actualmente tanto para vehículos híbridos o eléctricos, en tamaños mayores, son importados con elevados valores para el mercado del orden de 32.500 dólares, que deberían disminuir a futuro para que esta tecnología sea accesible y desplace a los motores de combustión interna.

En marzo del 2021 el gobierno nacional envió al Congreso el Proyecto de Ley de Electromovilidad que propone, en su artículo 78°, la prohibición de la fabricación de vehículos que funcionen propulsados exclusivamente por motor de combustión interna a partir del 1 de enero de 2041. Luego de un año de trabajo hubo un acuerdo con los actores de la cadena automotriz que incluye a los empresarios, fabricantes de autos y autopartes, trabajadores y el gobierno para que este proyecto de ley considerado estratégico, incluya dos grandes capítulos: incentivos fiscales para inversión y la creación del Instituto de Movilidad.

Es la primera vez en la Argentina que se pone fecha al fin de la producción de vehículos nafteros y gasoleros, aunque todavía la misma deba ser ratificada en las dos cámaras del Congreso. En el mundo, los países más desarrollados comenzarán a prohibir los autos a combustión interna, a partir de 2030.

Se entiende que el Proyecto contempla seguir permitiendo más allá de 2041 la fabricación de modelos con mecánica híbrida, aquellos que combinan un motor a combustión con uno eléctrico. En la Argentina, sin embargo, todavía no se produce ninguno con este tipo de motorización.

Litio

El litio se encuentra en escasos lugares del mundo, y en sitios con ecosistemas frágiles. El 67% por ciento de las reservas probadas, y alrededor del 50% de la oferta global se encuentran en Chile, en el desierto de Atacama, en el salar de Uyuni, en Bolivia, así como en la provincia de Salta, Argentina. A esta región se la bautizó como “el triángulo del litio”, de acuerdo a un relevamiento del Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) en 2018.

Para el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), la Argentina tiene potencial para convertirse en el principal productor mundial de carbonato de litio, por tomar el referente que comúnmente se utiliza para mensurar la productividad del sector.

Una batería de un auto eléctrico tiene un peso medio de 160 gramos de litio metálico por kWh de energía total y en una batería de 50 kWh equivale a 8 kg de litio.

Edificación sostenible

Con respecto a la edificación se encuentran en vigencia el Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas que tiene como objetivo introducir la Etiqueta de Eficiencia Energética. Esta es un instrumento que brinda información a los usuarios acerca de las prestaciones energéticas de una vivienda y constituye una herramienta adicional para la toma de decisiones.

Además existe el etiquetado de ventanas según el procedimiento de cálculo establecido en la norma IRAM 11.507-6/2018. Este instrumento brinda información a la ciudadanía acerca de las prestaciones energéticas al momento de la adquisición; y a los fabricantes para evaluar nuevos diseños.

Existe también el Programa de Eficiencia Energética y Energías Renovables en la Vivienda Social Argentina que tiene por objetivo principal, contribuir a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en Argentina, a través de la disminución del consumo de energía en la vivienda social. Su objetivo específico es elaborar nuevos estándares mínimos de

habitabilidad; incorporando estrategias de diseño bioambiental, medidas de eficiencia energética y energía renovable.

En este marco, a partir del año 2020, todas las viviendas que sean construidas con fondos del Estado Nacional, deberán presentar para su aprobación, el cálculo del Índice de Prestaciones Energéticas conforme a la norma IRAM 11.900/2017 mediante la utilización del aplicativo informático nacional de Etiquetado de Viviendas que pone a disposición la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación. Asimismo, se deberán incorporar estándares mínimos de eficiencia energética en los equipos que se instalen en dichas viviendas, así como también en los sistemas constructivos que se utilicen.

Además existe un Manual de Vivienda Sustentable con el objetivo de establecer una estrategia nacional que contemple criterios de sostenibilidad a todos los procesos de producción y operación de viviendas financiadas, diseñadas y construidas en el marco del Plan Nacional de Vivienda. Este introduce y desarrolla los aspectos de diseño, construcción y uso sustentable de barrios y viviendas a desarrollar.

El Régimen de Fomento a la Generación Distribuida de Energía Renovable Integrada a la Red Eléctrica Pública, creado por Ley N° 27.424, establece el marco regulatorio para que todos los ciudadanos conectados a la red eléctrica puedan generar energía para su autoconsumo en hogares, PyMEs, grandes industrias, comercios, producción agrícola, entes públicos y organismos oficiales, entre otros.

El excedente de energía generada podrá ser inyectada a la red, recibiendo una compensación. Los Usuarios - Generadores podrán, asimismo, acceder a una serie de beneficios promocionales. La instalación del equipo estará a cargo del usuario interesado y deberá ser realizada por un Instalador Calificado autorizado, siguiendo los parámetros técnicos establecidos en la normativa.

Conclusiones

Internacionalmente las energías renovables deberán crecer enormemente para cubrir los requerimientos del futuro. Esto podría conllevar más años de desarrollo de lo planeado y mientras tanto, estas nuevas energías también requieren de combustibles fósiles para su creación, resultando además dependientes del sistema existente.

Por una parte, algunos países continúan desarrollándose en base a carbón, otros se verán perjudicados por los altos precios del petróleo y gas natural, obstaculizando sus planes de desarrollo limpio. En este caso, muchos países actualmente endeudados, pueden resultar más sensibles a estas alteraciones. Por otra parte existen países, con una canasta energética basada en gas natural y energía nuclear, no tienen planeado incorporar energías renovables en el mediano plazo.

Argentina debería articular con los distintos actores para realizar la transición energética de manera ordenada tanto en el sector energético y de movilidad sino también en la edificación, la industria y el sector agropecuario. Con respecto al sector energético, en el corto plazo se deberán tomar importantes decisiones políticas para garantizar el abastecimiento futuro, con un consumo de energía más seguro y respetuoso con el ambiente.

En este contexto, el país que posee abundantes reservas mundiales y una matriz altamente dependiente del GN, debería planificar una hoja de ruta, de manera consensuada con los distintos actores del sector energético, que permita encarar la transición con industria nacional y participación público-privada. De esta forma los factores que la impulsen, no serían únicamente ambientales sino también de índole social, cultural y económica, contemplando además cuestiones organizacionales e institucionales.

Siendo Argentina es un país con bajas emisiones de GEI, no sería necesario copiar modelos de países que sí resultan altamente emisores.

En consecuencia, la hoja de ruta debe tener una temporalidad propia, permitiendo que los sectores involucrados puedan reacomodarse, permitiéndole a la industria participar en tiempo y forma del nuevo sistema productivo a desarrollar (lo que implicará grandes obras de infraestructura). Aquí surgen como variables necesarias para acompañar este proceso: la financiación, la participación científico tecnológica en I+D, (de manera que el sector de C&T pueda crecer y realizar valiosos aportes), y por supuesto a niveles educativos con la formación de estudiantes universitarios, para fortalecer a los futuros graduados en este nuevo paradigma.

También debe considerarse la influencia geopolítica en el sector energético, a través del establecimiento de precios internacionales y los intercambios energéticos que cada país mantiene en la región a través de sus importaciones y exportaciones, así como por la dependencia de los últimos años de combustibles fósiles adicionales a la producción local, (como gas oil o GNL de buques metaneros). Dada la cantidad de variables externas que inciden sobre los precios internacionales de estos commodities, sería deseable el trabajo en conjunto del sector productivo con los países vecinos de la región.

En relación con la incorporación de energías renovables en el país, la falta de planificación adecuada que impidió desarrollar las redes eléctricas para acompañar el Plan RenovAr. Esto debe ser una lección aprendida a la hora de establecer la compleja hoja de ruta.

Esta debe ser abordada desde distintas perspectivas para lograr que llegue a la mayor cantidad de gente posible, a lo largo y a lo ancho del país. Además, puede plantearse cómo utilizarla, no solo para fortalecer las áreas directamente involucradas sino también las transversales (como las telecomunicaciones, entre otras); evaluando qué sectores podrían aprovechar los cambios que se esperan y como democratizar el impacto y los beneficios, a través de políticas efectivas. De esta forma, el cambio que se experimentaría a lo largo de las tres

próximas décadas será el resultado agregado de las respectivas transiciones sectoriales.

Para lograr las metas comprometidas en las NDCs, la transición energética debería estar basada en un concepto clave: que los procesos de aprendizaje (colectivo, tecnológico e industrial) sean considerados una Política de Estado, de manera tal que no se vean afectados por los cambios de gobiernos.

Considerando que la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo y el futuro Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, se orientan a lograr las actuaciones coordinadas para alcanzar la neutralidad climática de los diferentes sectores económicos al año 2050; las grandes inversiones asociadas deberían ser cuantificadas para evaluar la viabilidad de las alternativas disponibles.

Bibliografía

- Banco Mundial
- OIEA
- Secretaría de Energía -Eficiencia-energética
- Climatetrade
- La transición energética en la Argentina, Maristella Svampa y pablo Bertinat, 2022, Editorial Siglo XXI
- Transición energética, principios y retos: la necesidad de almacenar energía y el potencial de la batería ion-litio, Martín Kazimierski, 2019, El Colectivo-CLACSO
- La transición energética en la matriz eléctrica argentina (1950-2014). Cambio técnico y configuración espacial. Adriano Furlán.
- "Gran Transformación", García Bilbao, 2013

Análisis de Emisiones Emitidas y Evitadas del Sector Eléctrico

Autores: Carlos Eduardo Mora Fresca.

El presente trabajo tiene por objetivo cuantificar el ahorro de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en Argentina debido a la generación de nucleoelectricidad, en el periodo 2001-2021. La metodología adoptada consiste, en primer lugar, en calcular el factor de emisión (medido en tCO_2/MWh) para la generación de energía eléctrica de la generación térmica convencional que consuma combustibles fósiles.

En segundo lugar, se analiza la evolución del factor de emisión, el cual por una parte da una idea de las eficiencias del parque térmico, y por otra parte, posibilita conocer el mix de combustibles empleados para generar energía eléctrica. Finalmente al conocer el factor de emisión se puede calcular las emisiones evitadas por las tecnologías de base como las hidroeléctricas y nuclear, así como las tecnologías renovables intermitentes como la eólica y solar fotovoltaica. El factor de emisión es un indicador a tener en cuenta en la transición energética que, mientras más bajo sea su valor, mayor será el grado de descarbonización del país.

Introducción

La humanidad es la única especie del planeta que, a lo largo del tiempo, además de la energía de los alimentos y del sol, ha ido incorporando

otras formas de energía para mejorar su calidad de vida. Primero logró dominar el fuego consumiendo biomasa para cocinar alimentos, tener iluminación nocturna y calor en el invierno. Luego usó animales para arar la tierra, empleó energía eólica para las velas de los barcos, como también energía hidráulica para molinos y energía solar para diversos usos. Para el año 1800 la población mundial se encontraba cerca de los 1.000 millones de habitantes y el consumo primario de energía por año era cercano a los 6.000 TWh, siendo su origen principalmente biomasa tradicional y una participación marginal de carbón mineral^[1].

Es importante destacar que además de dominar distintos recursos, la especie humana ha sido capaz de inventar tecnologías que permiten optimizar su uso. Particularmente a mediados

del siglo XIX se perfeccionó la máquina de vapor (que usaba principalmente carbón mineral) y se hicieron importantes avances en electromagnetismo permitiendo desarrollar el motor eléctrico. Para 1859 se perforó en Pensilvania, Estados Unidos, el primer pozo de petróleo moderno, combustible cuyos derivados cobrarían especial importancia en el siglo XX por su uso tanto en calderas como en motores de combustión que impulsaron a la segunda revolución industrial, permitiendo desarrollar la sociedad que hoy en día conocemos.

Desde 1800 hasta 1900 la población mundial se multiplicó por dos, alcanzando los 2.000 millones de habitantes, situación similar ocurrió con el consumo de energía primaria que estuvo cerca de los 13.000 TWh. En este sentido se puede afirmar que el consumo per cápita fue bastante similar. Por otra parte, la oferta energética fue cubierta por primera vez con una mayor participación de carbón mineral, el cual desplazó a la biomasa tradicional, cuya cantidad consumida fue la misma que en 1800, tal como se observa en la Figura 1.

Al hacer el mismo análisis para el siglo XX, se encuentra que el consumo de energía primaria se ha multiplicado por un factor de 15 y la población se multiplicó por tres. De esta forma es fácil concluir que el consumo per cápita ha aumentado bien sea por la industrialización o mejoras en la calidad de vida. Como sociedad cada vez que se ha mejorado la calidad de vida, se ha traducido en un mayor uso de recursos energéticos para producir bienes y servicios, entretenimiento, transporte, acondicionamiento del clima, entre otras.

Algunas de las actividades que han contribuido al aumento del consumo de energía son: uso de combustibles líquidos en transporte, desarrollo de la aviación comercial, uso de energía eléctrica en las ciudades, aprovechando la versatilidad de la misma como vector energético para cubrir diversas necesidades. Todos estos hitos son presentados en la Figura 1.

Este alto consumo de energía llevó a que la matriz energética pasara, en poco más de un

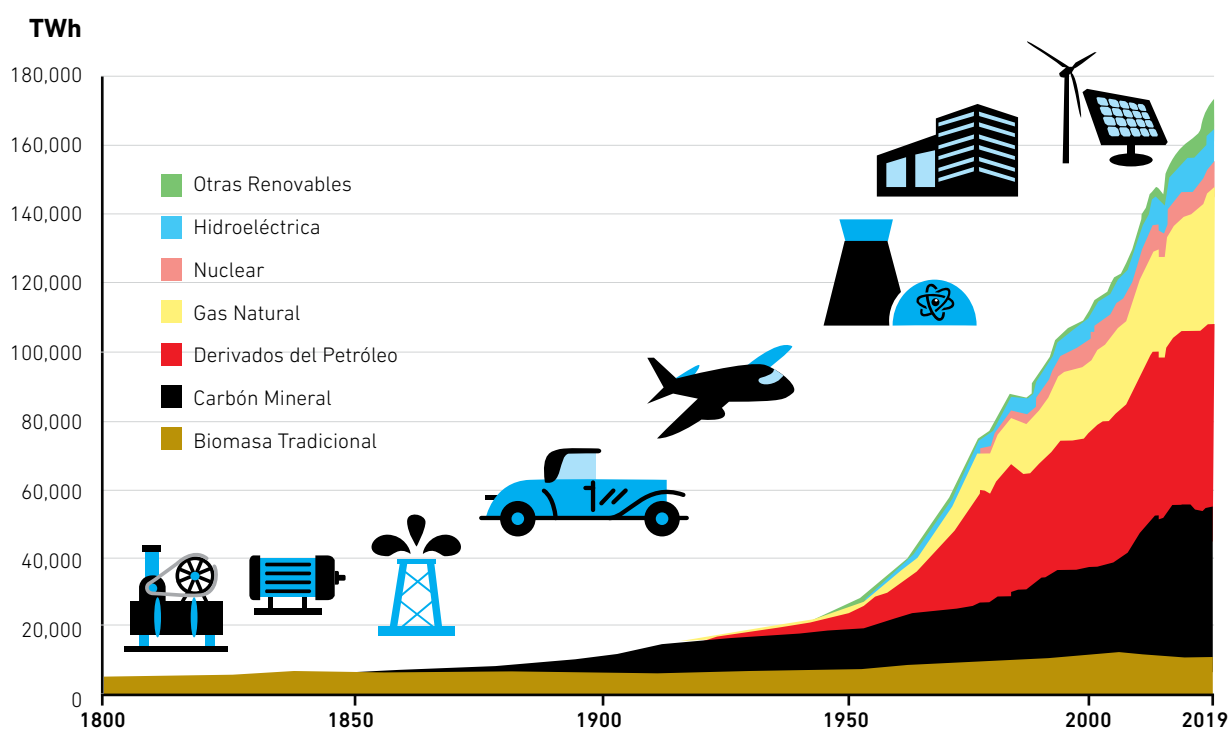


Figura 1: Consumo de Energía Primaria. Fuente: Elaboración propia con datos de British Petroleum (BP) Statistical Review of World Energy^[1].

siglo, de renovable (uso de biomasa y energías renovables) a incorporar combustibles fósiles como el carbón mineral, el petróleo y gas natural, todos basados en la quema del recurso para aprovechar el calor y su consecuente emisión de gases de combustión. Un hito importante para destacar es el aprovechamiento de la energía a partir de la fisión nuclear a mediados de la década de 1950, tecnología que aprovecha el calor generado en reacciones nucleares.

El planeta Tierra, por la cercanía al sol, debería tener una temperatura superficial de -18°C si no tuviese Gases de Efecto Invernadero (en adelante GEI) en su atmósfera^[2]. Sin embargo, al tener una muy pequeña proporción de dióxido de carbono (en adelante CO_2) en su atmósfera, permite que parte de la radiación solar que ingresa al planeta quede retenida (tal como pasa en un invernadero, de allí su nombre) causando que la temperatura promedio de la tierra en la superficie sea de 15°C , posibilitando entre otras cosas la existencia de agua líquida, vital para la vida como la conocemos. Además del CO_2 existen otros GEI como el metano (CH_4), el óxido nitroso (N_2O), los clorofluorocarbonos (CFC), los hidrofluorocarbonos (HFC) y el hexafluoruro de azufre (SF_6). Son muchas las actividades que generan estos GEI, como la agricultura (responsable de emisiones de metano), el transporte (que usa principalmente combustibles líquidos y genera CO_2) y los sectores industriales y de energía, los cuales dependiendo de la matriz energética producen principalmente CO_2 ^[3].

El uso indiscriminado de los recursos fósiles en tan poco tiempo, junto a la deforestación, han causado un impacto que hoy se traduce en aumento de la temperatura promedio de la Tierra en $0,6^{\circ}\text{C}$ durante el siglo XX y otro $0,6^{\circ}\text{C}$ durante lo que va del siglo XXI debido a la producción en exceso de GEI que no da tiempo a ser absorbidos por los mecanismos naturales^[4]. Esta aceleración del aumento de la temperatura causa especial preocupación a nivel mundial, por lo que se trabaja en medidas que van desde la

disminución de las emisiones hasta la mitigación de los efectos.

Uno de los grandes desafíos actuales es cubrir las necesidades energéticas de la sociedad causando el menor impacto posible sobre el ambiente. Existen diversas formas de producir energía, todas con distintos impactos sobre el mismo durante su ciclo de vida. En el caso de los aerogeneradores, estos afectan el hábitat y costumbres de las aves, generando además alteraciones ambientales especialmente en la fase de instalación por remoción de tierras, pérdida de vegetación, desmonte e incremento de la erosión.

Por otra parte, resulta interesante considerar las emisiones que causan las hidroeléctricas cuando se descompone la flora que quedó bajo el agua luego de la inundación de la zona del embalse y que produce metano (GEI cuyo índice GWP¹ a 100 años es 25 veces mayor que el CO_2)^[5]. En cuanto a los paneles fotovoltaicos, se tiene que tanto en las fases de minería de elementos químicos especiales, así como en la fase de producción de los mismos se demanda una cantidad importante de energía.

Finalmente, la generación nuclear requiere una fase de minería, seguida de otra, que dependiendo de la tecnología puede ser de enriquecimiento en un isótopo fértil para elaborar los elementos combustibles o de producción a gran escala de agua pesada (se sustituye el hidrógeno por su isótopo deuterio el cual tiene un neutrón) si se usa uranio natural, etapas que demandan importante cantidad de energía. Si bien esta tecnología no quema ningún combustible fósil durante su operación, si genera residuos radiactivos de larga vida media que deben ser almacenados (en instalaciones especiales hasta que decaigan), luego de la vida útil de la central, y demandan un consumo energético. Para considerar todas estas emisiones sería necesario realizar un análisis del ciclo de vida como el llevado a cabo por Dones et al., 2004^[6] cuyos resultados se muestran en la Figura 2.

¹ GWP acrónimo del inglés Global Warming Potential = Potencial de calentamiento global, es una medida relativa de cuánto calor puede ser atrapado por un determinado gas de efecto invernadero, en comparación con un gas de referencia, por lo general dióxido de carbono.

t(CO₂eq.)/MWh

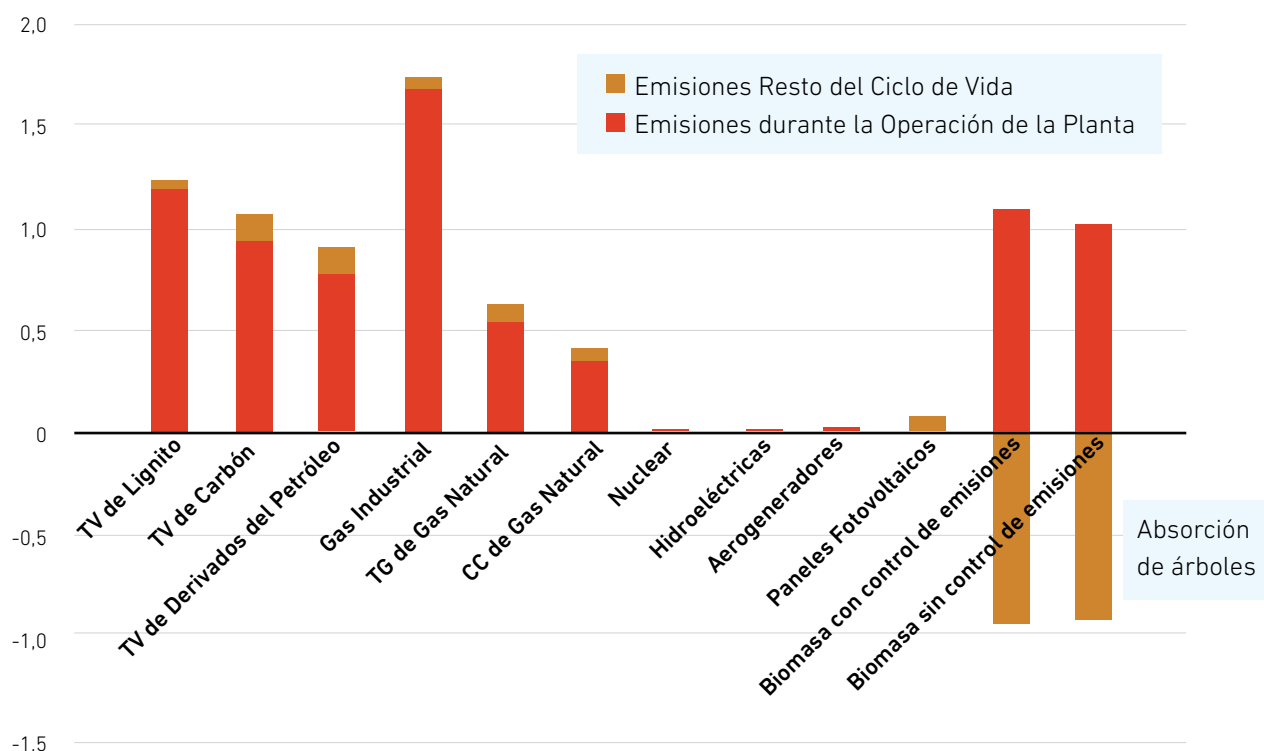


Figura 2: Factor de emisión de distintas tecnologías considerando el ciclo de vida.

Fuente: Dones et al., 2004^[6].

Sin embargo, parece existir un consenso sobre considerar emisiones en la producción de energía eléctrica solo durante la generación de la misma, y no en el resto de las etapas del ciclo de vida. De esta forma aquellas tecnologías que se basan en la quema de algún combustible fósil

terminan siendo las que más emisiones de GEI producen durante la operación. En la Figura 3 se discriminan los diferentes gases emitidos por tecnología durante la operación, siendo el CO₂ el más importante debido a su mayor participación en el total.

t(CO₂eq.)/MWh

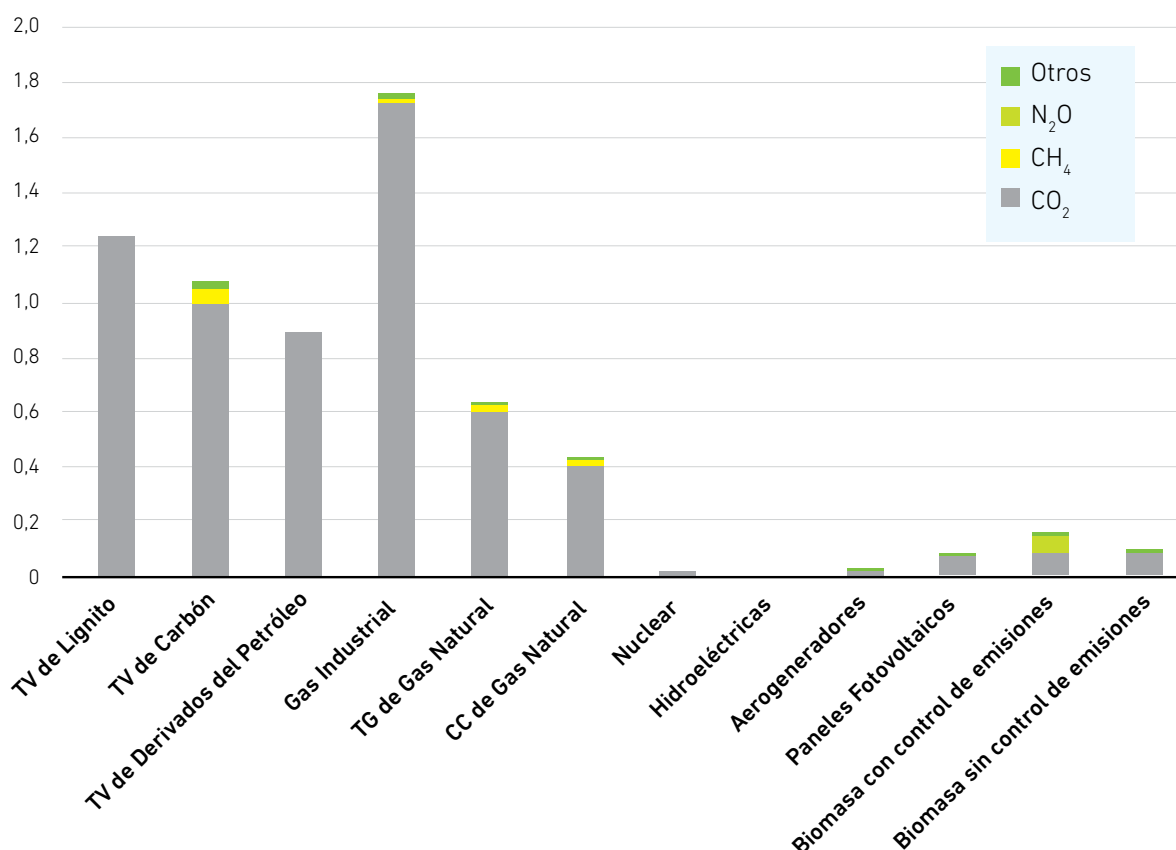


Figura 3: Factor de emisión de distintos GEI para diferentes tecnologías durante la operación.

Fuente: Dones et al., 2004^[6].

Cálculo de Factor de Emisión

Tal como se observa en la Figura 2, se pueden catalogar como energías limpias a aquellas tecnologías que durante la conversión de un recurso en energía eléctrica (operación) emiten pocos GEI. Entre ellas destacan las centrales nucleares, las hidroeléctricas, los aerogeneradores y los paneles solares, además de la geotermia y marea-motriz no incluidas en el estudio de Dones et al., 2004^[6]. Otra categoría denominada carbono neutras incluye a aquellas tecnologías que emplean como combustible materia orgánica que tarda poco tiempo en formarse (en comparación con el gas natural o el petróleo). En la misma se incluyen la biomasa, el biogás, los biocombustibles², y los desechos sólidos urbanos.

A efectos de este estudio solo se calculan emisiones producto de combustión de Gas Natural (GN), Fuel Oil (FO), Gas Oil (GO) y Carbón Mineral (CM) para producir energía eléctrica en usinas de distintas tecnologías (turbo vapor, turbo gas, ciclos combinados y motores Diesel).

El periodo de estudio a considerar es desde el 1 de enero de 2001 hasta el 31 de diciembre de 2021 y se usará la información disponible de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA)^[7] de generación termoeléctrica y el consumo de combustibles fósiles asociados. Para calcular las emisiones de cada combustible fósil se consideran los factores de emisión por combustible provisto por el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC) empleados también en el Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero de Argentina^[8] que se muestran en la Tabla 1.

² Un estudio de ciclo de vida debería incluir la fase de siembra, cultivo y producción del biocombustible. Adicionalmente, existe el debate ético de usar tierras para cultivar un energético y no alimentos.

Combustible	Poder Calorífico	Factor de emisión CO ₂
Gas Natural	8.400 $\frac{kcal}{m^3}$	1.948 $\frac{tCO_2}{dam^3}$
Gas Oil	8.580 $\frac{kcal}{l}$	2,697 $\frac{tCO_2}{m^3}$
Fuel Oil	9.800 $\frac{kcal}{kg}$	3,172 $\frac{tCO_2}{t}$
Carbón Mineral	5.400 $\frac{kcal}{kg}$	2,335 $\frac{tCO_2}{t}$

Tabla 1: Poder calorífico y factor de emisión por combustible.

De esta forma las emisiones asociadas a cada combustibles se calculan como:

$$Emisión\ por\ combustible = Consumo\ de\ combustible \cdot factor\ de\ emisión\ del\ combustible\ (1)$$

Para el cálculo del factor de emisión del parque térmico se emplea la siguiente expresión:

$$F_{emisión} = \sum_i \frac{Emisión\ por\ combustible_i}{Energía\ generada\ origen\ fósil_i} \quad (2)$$

La forma más general de esta expresión incluye en el denominador la energía total generada (sin discriminar si es renovable o no) más la energía importada (se suele hacer cuando no se conoce el origen de la energía que se importa). Para este estudio no se considera la importación en el cálculo, debido a lo poco que representa la misma si se compara respecto a la generación térmica nacional. Adicionalmente, es conveniente destacar que, en el caso de Paraguay y Uruguay, ambos países presentan una matriz energética mayoritariamente renovable y es de esperar que la energía que exportan sean excedentes libres de emisiones.

En la Figura 4 se presenta la serie histórica de consumo de combustibles fósiles desde 2001 hasta 2021. Un análisis de la misma permite ver que la generación térmica siempre ha sido dependiente de los combustibles fósiles y en este periodo del gas natural principalmente, debido a que es usado ampliamente en el parque térmico tanto por ciclos combinados como por turbinas de vapor y de gas. Los combustibles líquidos suman una participación que ha llegado a representar cerca del 15%. Finalmente existe una generación marginal con carbón mineral en centrales térmicas a vapor cuya potencia instalada totaliza 500 MW.

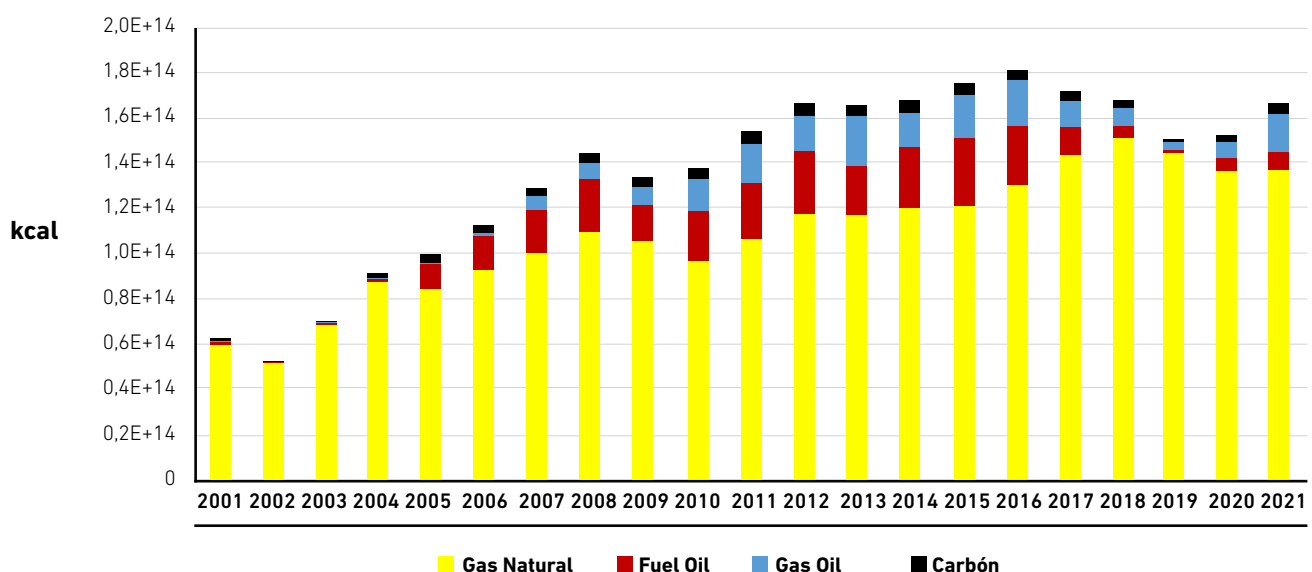


Figura 4: Serie de Consumo de combustibles fósiles en Unidades Energéticas 2001-2021.

Fuente: elaboración propia en base a datos de CAMMESA^[7].

Dado que el consumo de los diferentes combustibles se contabiliza en unidades de masa y volumen, una forma de compararlos es hacerlo tomando en cuenta la energía calórica que se obtiene en su combustión. Para ello se considera el poder calorífico de los mismos

presentado en la Tabla 1 y se multiplica por el consumo en unidades de masa o volumen. En la Figura 5 se muestra la participación de los combustibles empleados durante 2021 en la generación térmica. Destaca el gas natural con un valor del 82,4%.

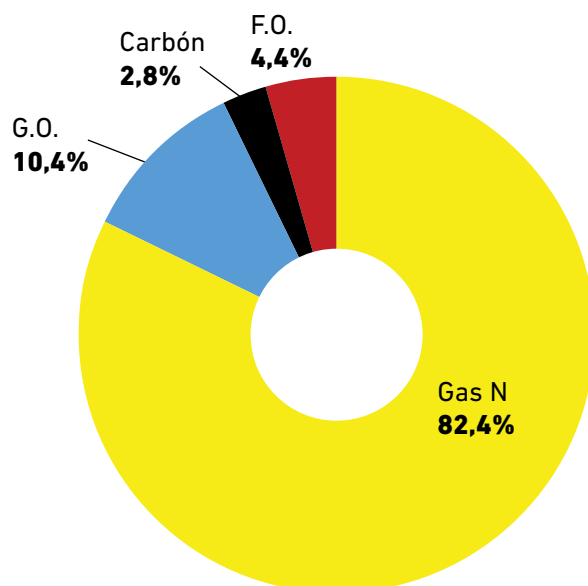


Figura 5: Consumo de combustibles fósiles en unidades energéticas 2021.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de CAMMESA^[7].

Conociendo los factores de emisión de cada combustible y el consumo de los mismos, se procede a aplicar la ecuación (2) y se obtienen los factores de emisión por tipo de combustible para el periodo 2005-2020 que se muestran en la Figura 6.

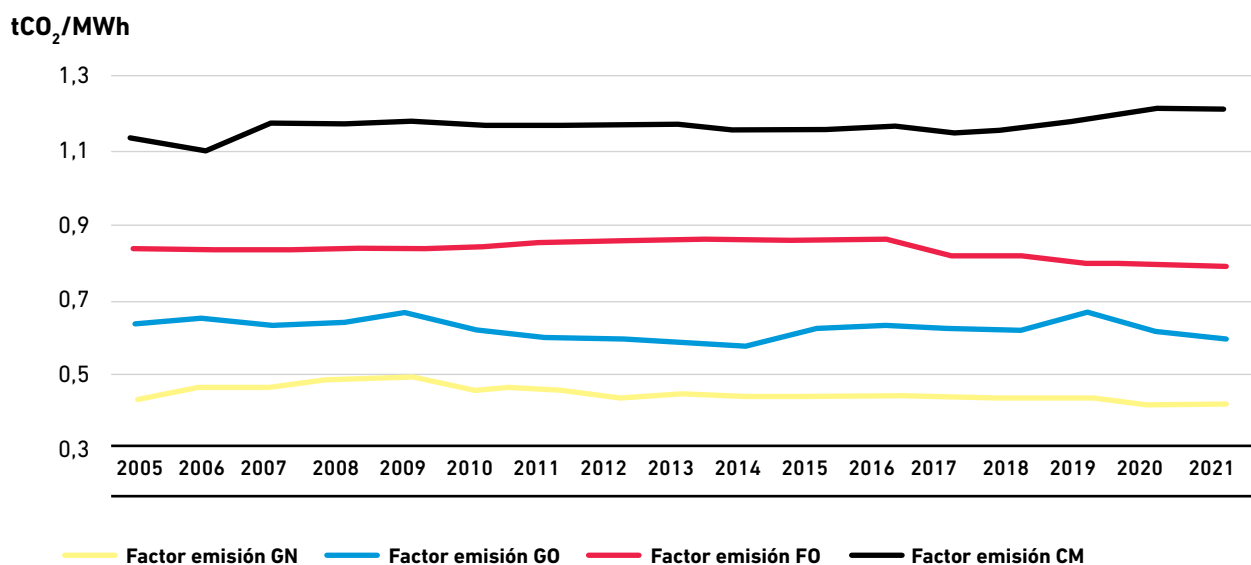


Figura 6: Factor de emisión por tipo de combustible.

Fuente: Elaboración propia.

Al analizar la Figura 6 se observan valores prácticamente constantes en el tiempo para los diferentes combustibles, siendo el Gas Natural (GN) el que menos emite CO₂ (0,4 tCO₂/MWh) y el que más emite el Carbón Mineral (1,2 tCO₂/MWh).

Los resultados obtenidos son coherentes con los que obtuvo Dones et al., 2004^[6] en una

recopilación de diversos estudios. En las Figuras 7 y 8 se muestran los valores obtenidos para el gas natural y el carbón mineral respectivamente. Vale destacar que hay estudios que analizaron el consumo de un mismo combustible en diferentes tecnologías, con diferentes eficiencias, por lo que se obtiene un rango de resultados.

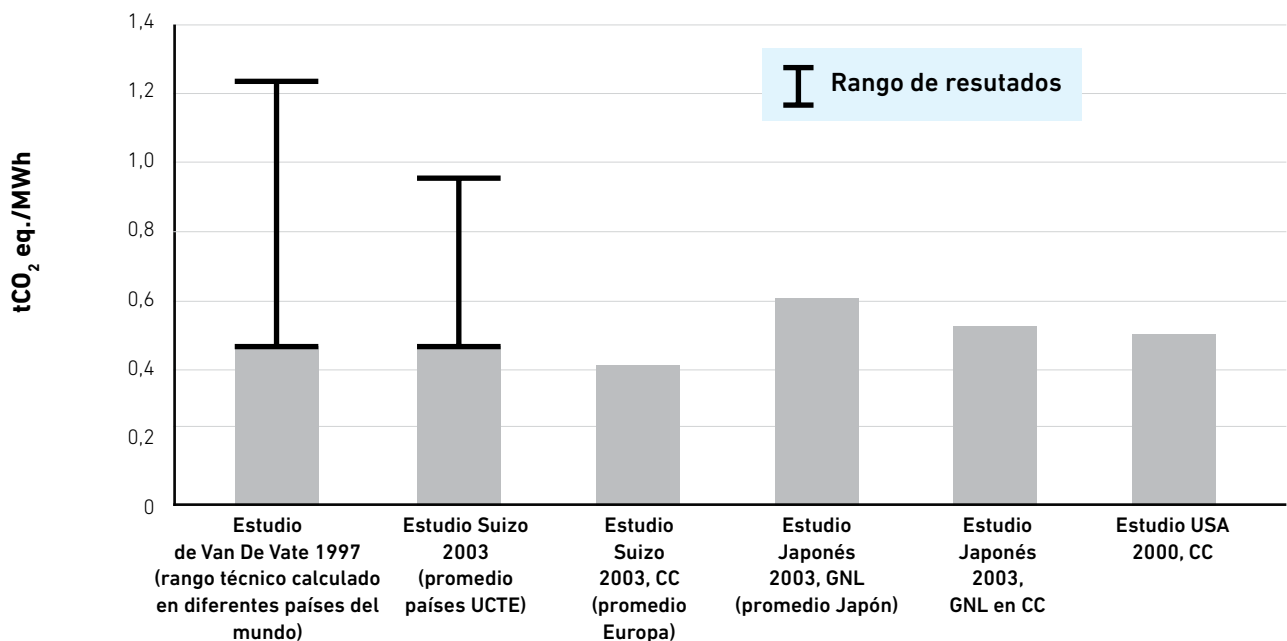


Figura 7: Factor de emisión para el gas natural.
Fuente: Dones et al., 2004^[6].

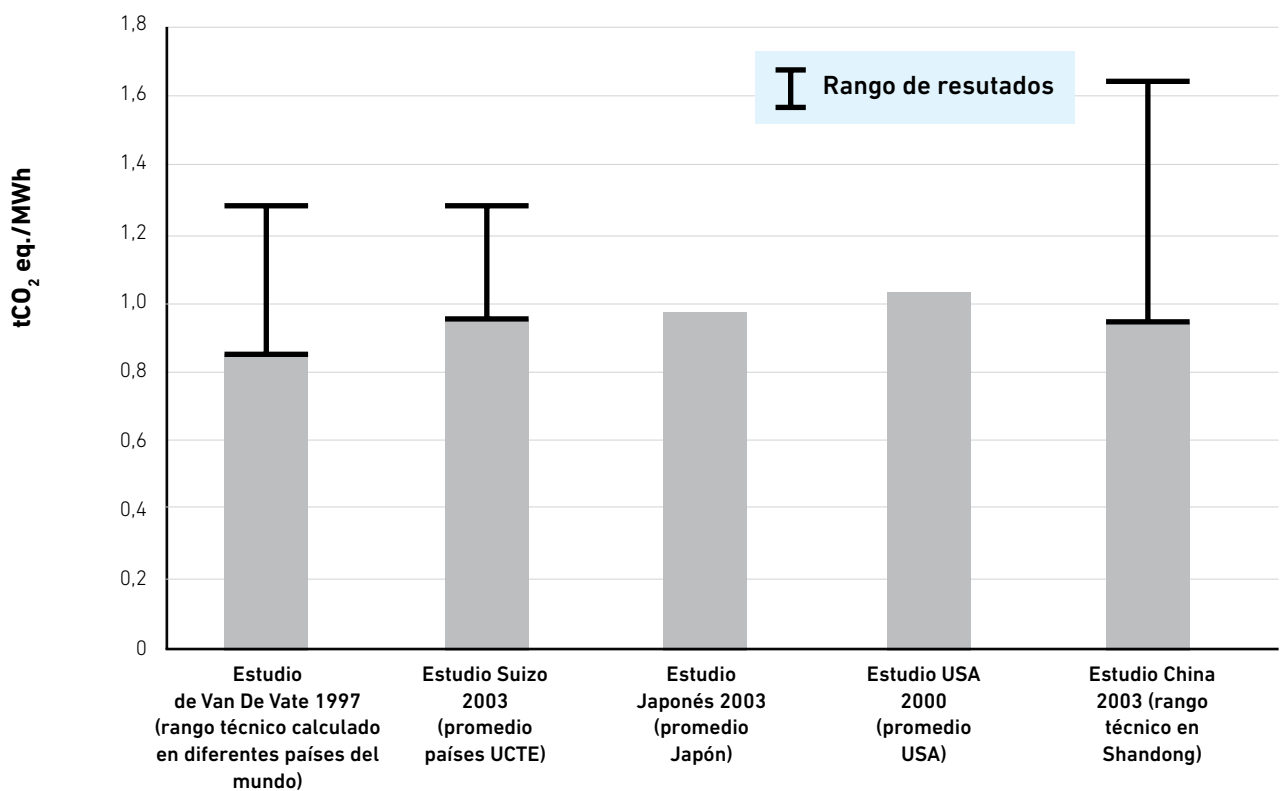


Figura 8: Factor de emisión para el carbón mineral.
Fuente: Dones et al., 2004^[6].

De esta forma se puede considerar al gas natural como el menos contaminante. Por lo tanto, si se lo adopta como referencia, asignándole el valor de la unidad (1,0), al comparar el impacto que produce respecto a los otros combustibles se observa lo siguiente:

Gas Natural	—	1,0
Gas Oil	—	1,5
Fuel Oil	—	2,0
Carbón Mineral	—	3,0

2,0 o 3,0 veces más respectivamente que si se generara con gas natural.

Para poder calcular el factor de emisión mostrado en la Figura 6 es necesario contar con la generación discriminada por tipo de combustible. Este dato solo se encuentra disponible en los informes anuales de CAMMESA^[7] a partir del año 2005. Una alternativa de cálculo es el factor de emisión ponderado, el cual se calcula tal como se muestra en la ecuación (3).

Esto significa que para cada MWh producido con Gas Oil, Fuel Oil o Carbón Mineral se emite 1,5;

$$F_{emisión\ ponderado} = \frac{\sum_i Emisión\ por\ combustible_i}{Energía\ generada\ origen\ fósil} \tag{3}$$

En la Figura 9 se muestra el factor de emisión ponderado, el cual se calcula dividiendo las emisiones (calculadas con el consumo de combustible) entre la generación de origen térmico.

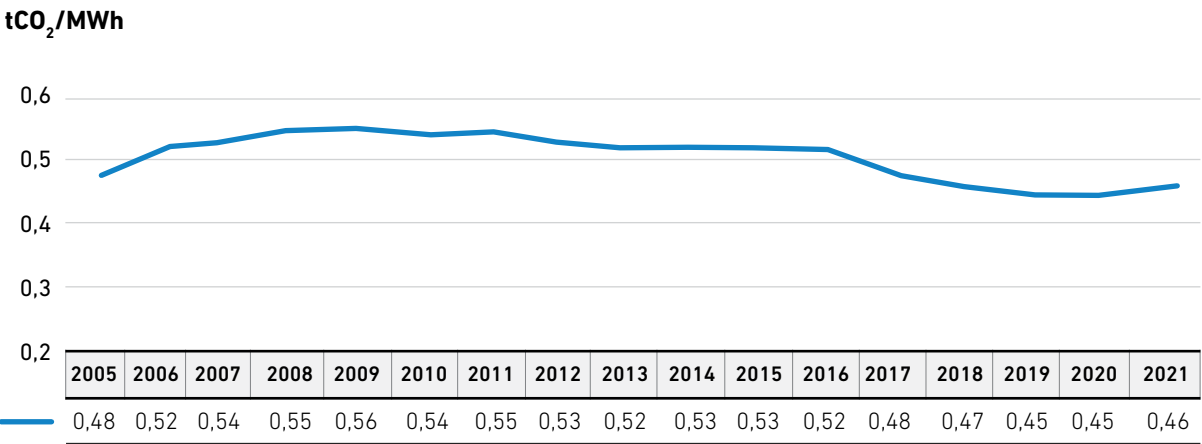


Figura 9: Factor de emisión ponderado.

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA^[7].

Vale destacar que este factor es único para cada año y es un indicador que puede ser usado en transición energética para ver la evolución en la descarbonización de la matriz energética.

Emisiones Emitidas y Evitadas

El análisis anterior, además de permitir calcular las emisiones de GEI también da oportunidad de calcular las emisiones evitadas debido a la generación hidráulica, nuclear, eólica y solar.

Resulta interesante hacer este cálculo y observar cómo se encuentra Argentina en comparación con el promedio mundial.

En este sentido es necesario conocer cuál fue el mix de tecnologías usadas en un año. Recopilar la información de todos los países no es tarea fácil, por lo que el último dato disponible de la Agencia Internacional de Energía es de 2019, publicado en 2021^[9].

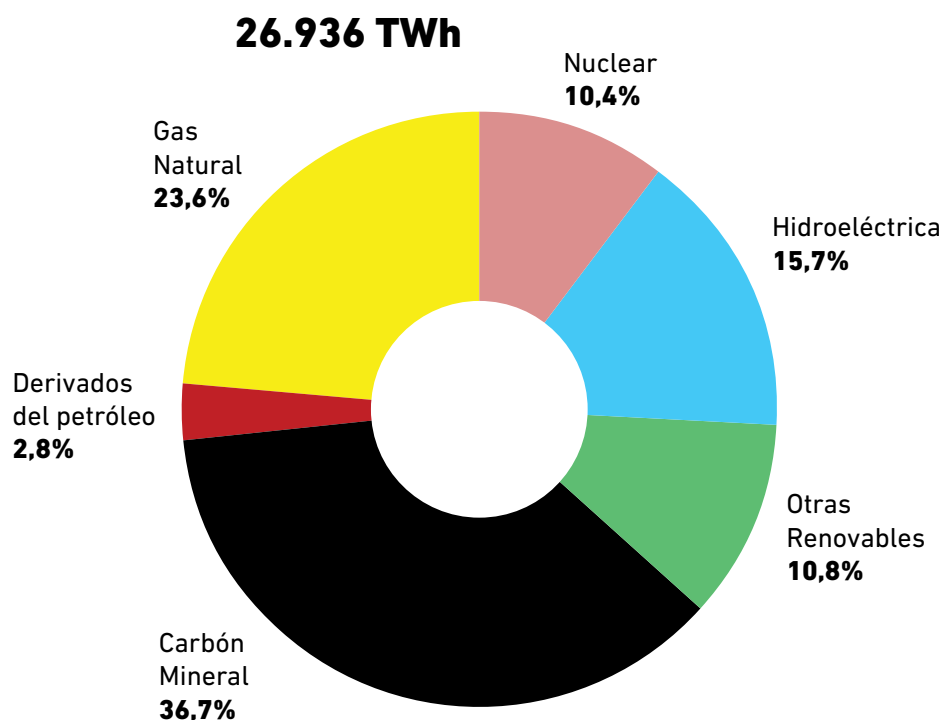


Figura 10: Generación eléctrica a nivel mundial. Año 2019.

Fuente: IEA, 2021^[9].

En la Figura 10 se muestra la participación de cada tecnología en la generación de energía eléctrica a nivel mundial durante 2019. Se observa que la misma es altamente dependiente de combustibles fósiles los cuales representaron un 63,1 %, lo que equivale a 16.996,6 TWh.

En el prefacio de Climate Change and Nuclear Power 2020, del Organismo Internacional de Energía Atómica^[10], el Director General Rafael Mariano Grossi menciona una estimación anual de 2 mil millones de toneladas de CO₂ ahorrados gracias a los 442 reactores nucleares en 32 países, los cuales representan una potencia instalada de 394.467 MW de acuerdo con The Power Reactor Information System (PRIS)^[11].

Haciendo el cálculo a nivel mundial, empleando los datos presentados en la Figura 10 se obtiene

un factor de emisión mundial ponderado de 0,736 tCO₂/MWh. Considerando que en 2019 la generación mundial fósil fue de 16.996,6 TWh, se estima que se emitieron 1,878 miles de millones de toneladas CO₂. Dicho valor se encuentra en el rango de lo presentado por Grossi en el documento Climate Change and Nuclear Power 2020^[10].

En las Figuras 11 y 12 se muestran las emisiones emitidas y evitadas en Argentina y el mundo desde 2001, respectivamente. Es importante destacar la penetración de las energías renovables en la matriz eléctrica en la última década. En el caso de Argentina se han incorporado alrededor de 3.000 MW en los últimos tres años. Ambas Figuras son de elaboración propia usando datos de CAMMESA^[7] y UNECE^[12].

Millones tCO₂

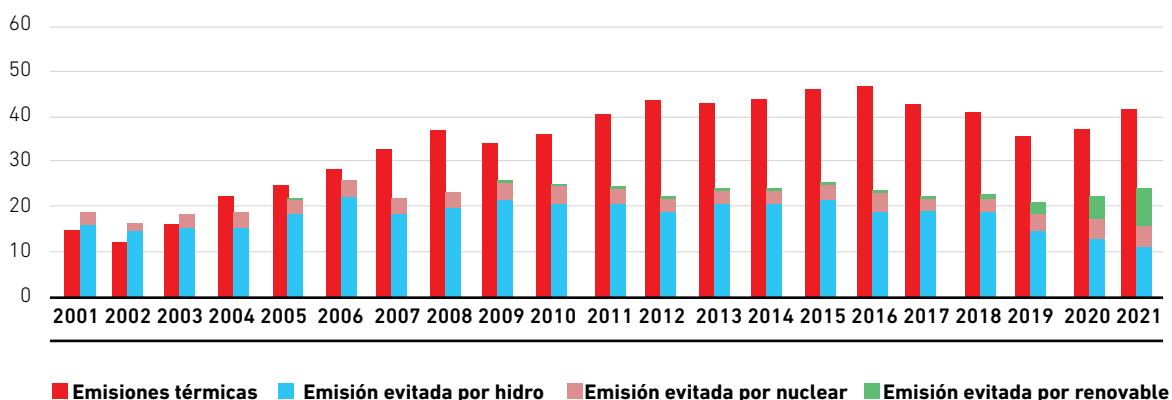


Figura 11: Emisiones emitidas y evitadas en Argentina.

Miles de Millones
tCO₂

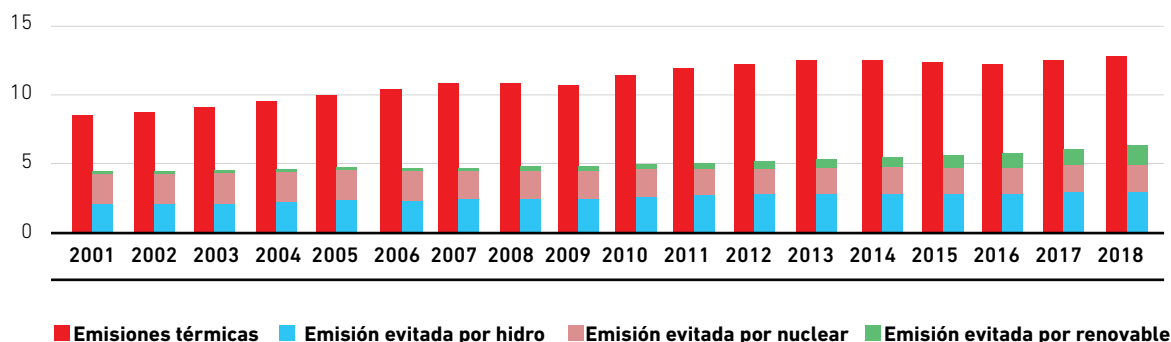


Figura 12: Emisiones emitidas y evitadas a nivel mundial.

La Tabla 2 muestra un resumen de energía generada y emisiones evitadas en Argentina gracias a la generación nuclear en el periodo 2001 al 2021. Para el cálculo de emisiones evitadas se multiplica la energía nuclear generada en cada año por el factor de emisión ponderado correspondiente a ese año. Este

ahorro equivale a sacar de circulación durante más de año y medio (17 meses) todo el parque automotor (liviano y cargas) del país (14 millones de vehículos de carretera que, de acuerdo con el último inventario nacional de GEI, emiten 50 millones de toneladas de CO₂ al año).

Central	Atucha I [TWh]	Atucha II [TWh]	Embalse [TWh]	Total [TWh]	Emisiones Evitadas millones tCO ₂ /MW h
Energía	48,0	25,4	71,5	144,9	69,5

Tabla 2: Energía eléctrica generada y emisiones evitadas de origen nuclear 2001 al 2021 en Argentina.

Al realizar el mismo análisis a nivel mundial, se tiene que en 18 años (de acuerdo con la

información disponible) la generación nuclear ha permitido el ahorro de emisiones a la atmósfera

de 37,51 mil millones de toneladas de CO₂, lo que equivale a sacar de circulación 400 millones de autos durante el período analizado³.

Comentarios Finales

Luego del análisis es posible mencionar que no existe una tecnología que no genere un impacto ambiental en alguna fase de su ciclo de vida. En efecto todas en algún momento emiten algún tipo de GEI, por lo que se recomienda en caso de querer profundizar en este tema, llevar a cabo un análisis de ciclo de vida.

Al comparar los diversos combustibles fósiles, rápidamente es posible concluir que el menos contaminante es el gas natural, por lo que el mismo resulta de suma importancia en la transición energética.

El factor de emisión de GEI tiene diversas formas de calcularse. Para este trabajo se consideró el consumo de combustibles fósiles y solo la energía generada de origen térmico fósil. Un primer cálculo del mismo permitió obtener el factor de emisión presentado en la Figura 2, sin embargo, antes del año 2005, los datos de energía eléctrica generada por tipo de combustible no se registraban en aquellos casos en que una misma tecnología emplee en su operación diferentes combustibles.

En este sentido la información que se encuentra disponible incluye a la generación total de la central y los combustibles empleados totales sin poder discriminar. En aquellos casos en que la forma en la que se registran los datos de consumo de combustible y generación por tecnología no permita imputar la generación de energía eléctrica a un determinado combustible, la alternativa de cálculo es el factor de emisión ponderado.

Es importante destacar que el factor de emisión ponderado depende de la eficiencia del parque térmico, del uso de las máquinas en el año, del combustible usado y la calidad del mismo. Para

este artículo se tomó en cuenta el poder calorífico inferior de los combustibles y los factores de emisión propuestos por el IPCC, que son los usados por Secretaría de Energía y el Ministerio de Ambiente en la elaboración del Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero^[8].

Resulta interesante comparar el factor de emisión ponderado, del parque térmico que quema combustibles fósiles de Argentina del año 2019, que fue de 0,446 tCO₂/MWh contra los 0,736 tCO₂/MWh obtenidos a nivel mundial ese mismo año.

La explicación del bajo factor de emisión de Argentina se encuentra en que ese año los ciclos combinados (11.247 MW) representaron un 75,7% de la generación térmica, y el gas natural representó un 93,7% del combustible fósil usado en el parque térmico. Es importante destacar que mientras más bajo sea este factor indica, por una parte, un parque térmico más eficiente y mayor uso de gas natural. En contraste, un valor alto implica un parque ineficiente y uso de combustibles líquidos y sólidos.

Otras metodologías de cálculo del factor de emisión pueden incluir la energía importada o la energía total generada, por lo que, al dividir por un número mayor, el factor de emisión va a ser menor. En el caso extremo de un sistema eléctrico que no emplee combustibles fósiles, se tendrá que el factor de emisión será nulo.

En este sentido, para enfrentar el desafío que implica la transición energética, considerando que por ahora la completa adopción de energías renovables resulta inviable, en el corto plazo (principalmente debido a: i) la intermitencia de la energía eólica y solar y ii) falta de madurez en el desarrollo de sistemas de almacenamiento de energía como baterías o vectores energéticos por ej. el hidrógeno), se hace necesario trabajar en las diferentes aristas de la matriz energética, siempre pensando en la diversificación de la misma y trabajando en políticas de Estado que

³ Existen diversas metodologías de cálculo, entre las que se puede mencionar la adoptada por la Oficina Catalana de Cambio Climático^[13], que resulta bastante fácil de comprender, donde si se considera en promedio un auto emite cinco toneladas de CO₂ al año. El mismo se puede realizar de dos maneras. i) usando el factor de emisión por km para un auto de nafta, uso urbano, cilindrada 1,6 litros: 232, 78 $\frac{\text{gCO}_2}{\text{km}}$ por 21 mil km al año. ii) usando el consumo anual de combustible: 2, 38 $\frac{\text{kgCO}_2}{\text{l}}$ por 40 litros semanales.

lleven en una primera etapa a la sustitución de los combustibles sólidos y líquidos por gas natural. Por otra parte, se debe considerar la sustitución de tecnologías térmicas ineficientes por otras más eficientes como los ciclos combinados.

Es necesario considerar la adopción, a gran escala, de la tecnología nuclear como una alternativa real a largo plazo, en este sentido es importante destacar las acciones llevadas a cabo por la Comisión Europea^[14] en febrero de este año, donde incluyen a la generación nuclear dentro de su taxonomía sobre mitigación y adaptación al cambio climático⁴ como una actividad de transición hacia una economía baja en carbono.

Esta acción consideró que existen numerosas y claras evidencias del potencial de la generación nuclear para contribuir sustancialmente a los objetivos de cambio climático, dado que bajo los criterios de la taxonomía sobre mitigación y adaptación al cambio climático, la energía nuclear no causa más daño a la salud humana o al medio ambiente que cualquier otra tecnología que se considere sostenible, además no emite CO₂ y ofrece electricidad en base de forma estable, complementando el desarrollo de fuentes de energía renovable de carácter intermitente.

Finalmente, el Foro Nuclear Español considera que incluir a la energía nuclear entre las energías necesarias para la transición debería contribuir a acelerar el abandono de las actividades más contaminantes en favor de un futuro climáticamente neutro.

Referencias

- [1] BP Statistical Review of World Energy. June 2020.
- [2] Organización Meteorológica Mundial. Boletín 71, 2022.
- [3] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. El cambio climático y la tierra. Informe especial del IPCC sobre el cambio climático, la desertificación, la degradación de las tierras, la gestión

sostenible de las tierras, la seguridad alimentaria y los flujos de gases de efecto invernadero en los ecosistemas terrestres. ISBN 978-92-9169-354-2.

[4] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático. Calentamiento global de 1,5°C. Informe especial del IPCC sobre los impactos del calentamiento global de 1,5°C con respecto a los niveles preindustriales y las trayectorias correspondientes que deberían seguir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero, en el contexto del reforzamiento de la respuesta mundial a la amenaza del cambio climático, el desarrollo sostenible y los esfuerzos por erradicar la pobreza. ISBN 978-92-9169-351-1.

[5] UNFCCC, Climate Change 1995, The Science of Climate Change: Summary for Policymakers. Technical Summary of the Working Group I Report, page 22. 1995.

[6] Dones, R., Heck, T., & Hirschberg, S. (2004). Greenhouse Gas Emissions From Energy Systems: Comparison And Overview (CH-0401). Gschwend, B. (Ed.). Switzerland.

[7] Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima. <https://cammesaweb.cammesa.com/>

[8] Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero, Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la República Argentina, 2019.

[9] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, Key World Energy Statistics 2021.

[10] INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY, Climate Change and Nuclear Power 2020, Non-serial Publications, IAEA, Vienna (2020).

[11] The Power Reactor Information System (PRIS). <https://pris.iaea.org/PRIS/home.aspx>

[12] UNECE, 2020. Workshop on the Role of Nuclear Energy to Attain Carbon Neutrality in the UNECE region. TECHNOLOGY BRIEF NUCLEAR POWER. 23 November 2020.

[13] Oficina Catalana de Cambio Climático. Guía Práctica para el calculo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), Generalitat de Catalunya, España, 2011.

[14] Energía nuclear en el marco de la taxonomía de la Unión Europea, Foro de la Industria Nuclear Española. 23 de febrero de 2022. <https://www.foronuclear.org/actualidad/noticias/energia-nuclear-en-el-marco-de-lataxonomia-de-la-union-europea/>

⁴ La Taxonomía de la Unión Europea -aprobada por el Parlamento Europeo en julio de 2020- es una herramienta robusta y basada en criterios científicos que determina si una actividad económica concreta es medioambientalmente sostenible, y orienta las inversiones del sector privado en aquellas actividades que son necesarias para conseguir los objetivos climáticos del año 2030 y un balance cero neto de emisiones del conjunto de la Unión en el horizonte del año 2050. En ningún caso la taxonomía es un instrumento de política energética, ni determina si una tecnología en concreto ha de formar parte o no del mix energético de cada uno de los Estados Miembros, ya que estos son plenamente soberanos en la planificación de sus modelos energéticos y climáticos futuros.

Síntesis Nuclear

Novedades Nucleares Internacionales

Continúa la expansión de la energía nuclear en varios países:

• ARABIA SAUDÍ:

Es uno de los numerosos países que se quieren sumar al uso de la energía nuclear. A principios del mes de junio comenzó el proceso de selección de un proveedor para construir las primeras centrales nucleares del país.

Entre los candidatos para la construcción de reactores en Arabia Saudí se encuentran compañías de países como Francia, China, Rusia y Corea del Sur. El objetivo del proyecto es construir dos reactores con una potencia instalada de 1.400 MW cada uno. El costo total se estima en 14.000 millones de dólares.

Arabia Saudí está considerando tres emplazamientos distintos: Jubail, en la Costa del Golfo, y Rabuk y Jizan, en el Mar Rojo, ambos con proximidad a fuentes de agua de refrigeración, integración en la red eléctrica nacional y localización cerca de grandes consumidores de electricidad, como plantas de desalinización.

Las autoridades han declarado en más de una ocasión que, de ahora en adelante, Arabia Saudí va a participar en proyectos nucleares nacionales e internacionales. El país quiere aprovechar sus grandes recursos de uranio para desarrollar este proyecto y, al mismo tiempo, diversificar su mix incorporando la energía nuclear, lo que le permitirá aumentar sus exportaciones de petróleo.

• EMIRATOS ÁRABES UNIDOS:

El organismo regulador nuclear de los Emiratos Árabes Unidos (FANR) primer país árabe con energía nuclear ha concedido la autorización de explotación para la tercera unidad de la central nuclear de Barakah. Después de una larga y exhaustiva evaluación -incluyendo el diseño del reactor, los sistemas de refrigeración, la seguridad física y nuclear, la preparación frente a emergencias, la gestión de los residuos radiactivos y las estructuras organizativas y humanas de la empresa operadora, Nawah Energy Company-, la autorización permite su operación durante 60 años.

- ✓ La unidad uno de Barakah se encuentra operativa desde abril 2021 y la dos desde marzo de este año. Este emplazamiento, con un total de cuatro unidades, se ha convertido en uno de los proyectos nucleares más grandes a nivel mundial. La construcción comenzó en 2012 y el proyecto en su conjunto se encuentra en más de un 96% de avance.

Se prevé que, cuando los cuatro reactores estén plenamente activos, producirán electricidad libre de emisiones de carbono durante más de 60 años, satisfaciendo hasta el 25% de las necesidades eléctricas de Emiratos Árabes Unidos.

Este país fue el primero del mundo árabe en contar con la energía nuclear. Ahora se quiere sumar Arabia Saudí a los países que quieren incorporar la energía nuclear a su red.



Figura 1: Barakah Emiratos Árabes Unidos. (Imagen: ENEC).

POLONIA:

En octubre de 2020, el Gobierno polaco aprobó -después de ser sometido a información pública- la versión final del programa nuclear del país, en el que se prevé construir seis unidades con entre 6.000 y 9.000 MW de potencia instalada conjunta, basándose en reactores de agua a presión de diseños de las Generaciones III y III+ y con una inversión estimada de 34.000 millones de euros.

La compañía eléctrica PEJ anunció en diciembre de 2021 que la localidad polaca de Lubiatowo-Kopalino -en la provincia septentrional de Pomerania, cerca de la costa báltica- es el emplazamiento más apropiado para la primera central, que contará con tres reactores y una potencia global de 3.750 MW. Las razones principales son la falta de una producción eléctrica estable en esa zona del país, el acceso ilimitado a agua de refrigeración y la facilidad para el transporte de equipos de grandes dimensiones por barco.

Otro municipio en la misma provincia, Zarnowiec, también es posible candidato. Por ello, PEJ ha remitido un informe para la evaluación medioambiental de ambos a la Dirección General de Protección Medioambiental. La documentación presentada también se utilizará en la evaluación ambiental transfronteriza, de acuerdo a los tratados internacionales.

- ✓ Entre las compañías que han expresado su interés en el desarrollo del programa nuclear polaco, la surcoreana Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP) ha presentado una oferta para la construcción y la financiación de seis unidades con una potencia total de 8.400 MW. El proyecto se basa en los mismos reactores del tipo APR-1400 de 1.345 MW de potencia instalada que KHNP está construyendo en la central de Barakah en Emiratos Árabes Unidos.

La empresa estatal francesa EDF también ha presentado una oferta preliminar con reactores del tipo EPR. Un consorcio estadounidense, formado por Bechtel Corporation, Westinghouse Electric y GE Steam Power presentará también un estudio para el diseño y la ingeniería de dos centrales nucleares con tres reactores cada una de ellas.

Se estima que la elección de la tecnología se produzca a finales del año 2022, el permiso de construcción para la primera unidad sea concedido en el segundo semestre de 2025 para comenzar en 2026 y su entrada en servicio en el año 2033, poniéndose en operación el resto de las seis unidades cada dos años hasta el ejercicio 2043. Esto tiene como objetivo reducir las emisiones contaminantes.

Por otra parte, el Gobierno polaco ha establecido una estrategia para ayudar a la industria local a prepararse para su participación en el proyecto y a desarrollar una cadena de suministro y procedimientos de certificación y de transferencia tecnológica, de tal forma que en la construcción del primer reactor se alcance un 40% de recursos propios.

En el mes de enero de este año, la ministra del Clima y el Medioambiente, Anna Moskwa, ratificó este programa nuclear en el marco de la política energética del país para la década de 2040, indicando que “la energía nuclear es crucial para Polonia, tanto para la transformación del modelo energético como para la seguridad del suministro. Es necesario diversificar el mix de generación y, para ello, son necesarias todas las fuentes, entre las que se encuentra la nuclear, ya que las renovables por sí solas no serán suficientes. En 2040, más de la mitad de la generación eléctrica deberá producirse sin emisiones de CO₂”.

Para la ministra del Clima y Medio Ambiente de Polonia la energía nuclear es crucial para el país. El sistema eléctrico polaco tradicionalmente se ha basado de forma mayoritaria en el carbón. El año 2021 representó cerca del 70% del total de la producción eléctrica y más del 75% de la potencia instalada. De esta forma, es uno de los países de la Unión Europea que más gases de efecto invernadero emite, que ha de reducir para cumplir con los objetivos climáticos internacionales.

CANADÁ

Los gobiernos canadienses de las provincias de Ontario, Saskatchewan, New Brunswick y Alberta han elaborado un Plan Estratégico conjunto donde se establece un itinerario para desarrollar y poner en funcionamiento este tipo de reactores nucleares (SMRs por sus siglas en inglés). En el caso de Saskatchewan y Alberta serán sus primeras instalaciones nucleares.

Bajo un Memorando de Entendimiento firmado por los gobiernos de las cuatro provincias, pretenden avanzar en el desarrollo e implantación de la tecnología de los SMRs en Canadá. El plan estratégico para incluir estos reactores en su mix energético está recogido en el informe “A Strategic Plan for the Deployment of Small Modular Reactors”.

Un estudio de viabilidad realizado en 2021 concluyó que el desarrollo de los SMRs apoyaría las necesidades energéticas domésticas, reduciría emisiones de gases de efecto invernadero y posicionaría a Canadá como líder global en tecnologías energéticas limpias y en la lucha contra el cambio climático.

En el Plan Estratégico se identifican cinco áreas de prioridad para el desarrollo y puesta en marcha de estos reactores nucleares avanzados:

- ✓ Posicionar a Canadá como exportador global de tecnología SMR.
- ✓ Promover un fuerte marco regulador nuclear.
- ✓ Garantizar el compromiso del gobierno federal con el apoyo financiero y político de las nuevas tecnologías SMR.
- ✓ Crear oportunidades de participación para las comunidades indígenas.
- ✓ Trabajar con el gobierno federal y los operadores nucleares en un plan de gestión de los residuos nucleares para los SMRs.

El Plan prevé la instalación de tres tipos de Small Modular Reactors:

- ✓ Un SMR de 300 MWe a construir en la central nuclear de Darlington (provincia de Ontario) en 2028 seguido de varias unidades en Saskatchewan, la primera de las cuales entraría en servicio en 2034. La empresa propietaria Ontario Power Generation (OPG) contará como desarrollador con GE-Hitachi.
- ✓ Dos SMRs avanzados de cuarta generación a desarrollar en la central nuclear Point Lepreau (New Brunswick). La empresa propietaria, ARC Clean Energy, tiene planes de instalar un reactor rápido refrigerado por sodio -ARC-100- para 2029. Por su parte, Moltex Energy prevé un sistema de recuperación de combustible usado así como un reactor de sal estable (SSR) para principios de 2030 en el mismo emplazamiento.
- ✓ Una nueva clase de micro SMRs diseñados para sustituir el diésel en comunidades y minas lejanas. La empresa Global First Power propone construir un micro SMR de 5 MW en los Laboratorios Chalk River en Ontario, para 2026.

En un comunicado en el que expresa su optimismo, el ministro de Energía de Ontario, Todd Smith, ha asegurado que “los SMRs aumentarán la ventaja de energía limpia en Canadá y ayudarán a obtener nuevas inversiones que crearán puestos de empleo por toda la provincia”.

Por su parte, Sonya Savage, la ministra de Energía de Alberta, ha señalado que hay “mucho potencial” para que los reactores modulares pequeños proporcionen energía con cero emisiones para la industria ubicada en zonas remotas y para reducir más las emisiones de las áreas petrolíferas.

Canadá cuenta en la actualidad con 19 reactores nucleares operativos que en 2020 generaron el 14,6% de la electricidad del país según datos del Organismo Internacional de Energía Atómica de Naciones Unidas.

BÉLGICA

El gobierno belga ha dado marcha atrás al cierre de las centrales nucleares de su país. Pretendía dejar de contar con esta tecnología en 2025, pero la crisis energética ha llevado al primer ministro belga a anunciar que el país seguirá contando durante más años con esta tecnología en su mix.

El primer ministro belga, Alexander De Croo, anunció el pasado 18 de marzo de 2022 que el gobierno federal del país había decidido “tomar las medidas necesarias para prolongar durante diez años más la operación de los reactores nucleares más recientes”. En su cuenta Twitter comentó que, al mismo tiempo, “aceleraban la transición hacia las fuentes renovables” al considerarlas “el mejor camino para la independencia energética”.

- ✓ Bélgica tiene en la actualidad siete reactores nucleares en funcionamiento (Doel 1, 2 y 3 y Tihange 1, 2 y 3) y uno parado. En 2020 la energía nuclear aportó el 39,1% de la electricidad del país, según datos del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) de Naciones Unidas.
- ✓ En el mes de diciembre de 2021, el gobierno de coalición belga anunció poner fin a la energía nuclear del país en 2025, de acuerdo a los planes de sus predecesores, siempre que la seguridad del suministro de electricidad no se viera afectada.

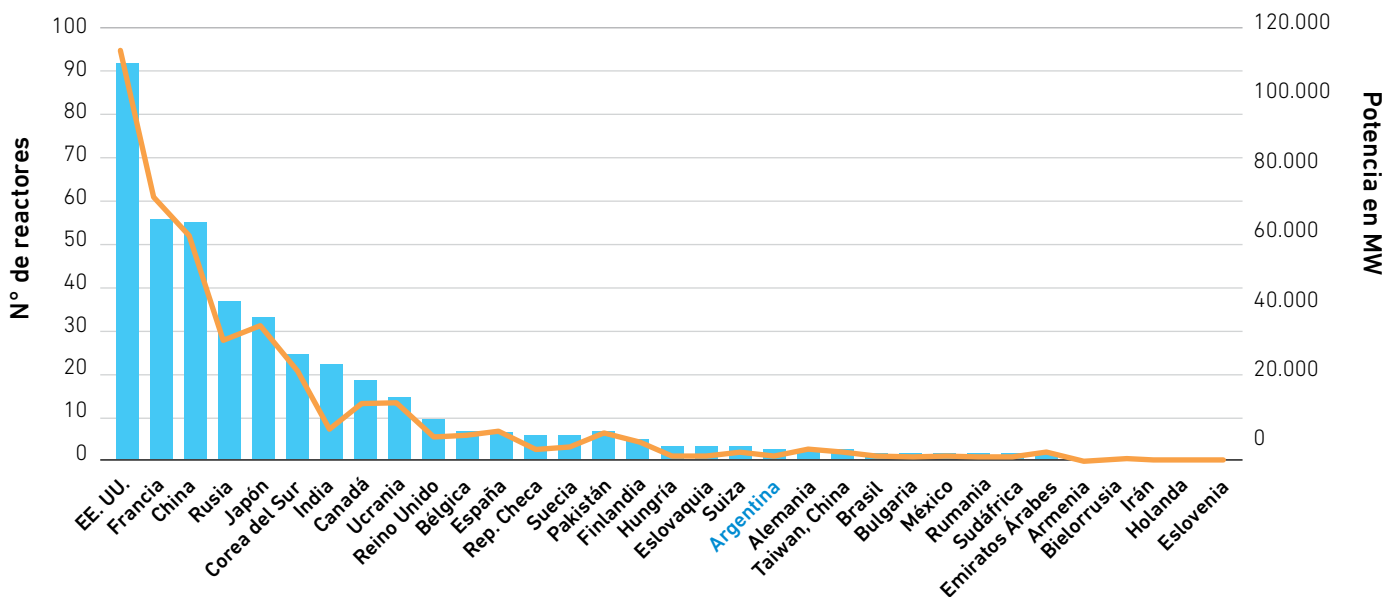
En este sentido, en el mes de julio la Oficina Federal de Planificación indicó en un informe que el abandono previsto de la energía nuclear aumentará las emisiones de gases de efecto invernadero y las importaciones de energía. Según los planes iniciales del gobierno, la energía nuclear suministraría el 35% de la electricidad consumida en el país en 2023, pero se reducirá a cero a principios de 2026. Estos planes de cierre han cambiado recientemente tras el anuncio del primer ministro belga de operar a largo plazo los reactores más recientes.

La operación a largo plazo de las centrales nucleares es una práctica habitual para garantizar el suministro eléctrico y reducir emisiones contaminantes.

Reactores Nucleares en Operación

A junio de 2022 se encuentran operables 439 reactores de generación nucleoelectrónica en 32 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 393.818 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrónica por país.

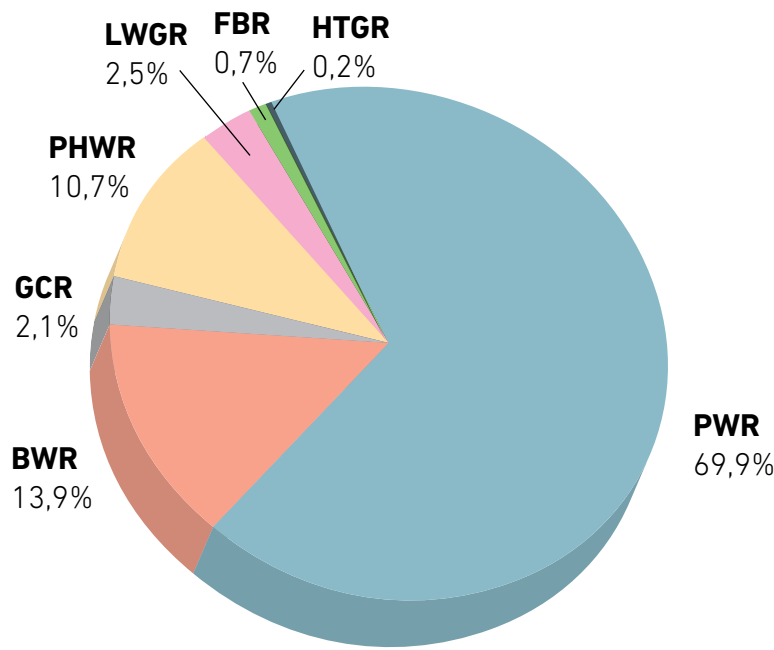
Reactores en operación vs Potencia instalada



Nota: Datos actualizados a junio de 2022.

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

Reactores en operación por tecnología



Nota: Datos actualizados a junio de 2022.

Nuevas Conexiones a la Red

En el primer semestre del año 2022 a nivel mundial comenzaron a operar cinco reactores, de los cuales dos fueron construidos en China, uno fue hecho en Pakistán, otro en Finlandia y el restante en Corea del Sur. En total se adicionó 6.015 MWe de potencia nueva instalada.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de conexión a la red
FUQING-6	1.000	PWR	HPR1000	CHINA	01/01/2022
HONGYANHE-6	1.061	PWR	ACPR-1000	CHINA	02/05/2022
KANUPP-3	1014	PWR	ACP-1000	PAKISTÁN	04/03/2022
OLKILUOTO-3	1.600	PWR	EPR	FINLANDIA	12/03/2022
SHIN-HANUL-1	1.340	PWR	APR-1400	COREA DEL SUR	09/06/2022

Centrales Cerradas

En relación con los cierres de instalaciones nucleoelectricas, se detuvo definitivamente la operación de tres unidades. De ellas, dos corresponden a Reino Unido y las otra a EE. UU., **resultando en un total de 1.780 MWe** de potencia que salió de servicio.

Central	Potencia (MWe)	Tipo de central	Modelo	País	Fecha de cierre
HINKLEY POINT B-2	480	CGR	AGR	REINO UNIDO	06/07/2022
HUNTERSTON B-2	495	CGR	AGR	REINO UNIDO	07/01/2022
PALISADES	805	PWR	CE 2LP (DRYAMB)	EE. UU.	20/05/2022

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial, **se comenzaron en el segundo semestre del año 2022 las obras de tres nuevas unidades, las tres ubicadas en China. Con estos reactores se espera adicionar 3.534 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 construcción
SANMEN-3	1.163	PWR	CAP1000	CHINA	28/06/2022
TIANWAN-8	1.171	PWR	VVER-1200/V491	CHINA	25/02/2022
XUDABU-4	1.200	PWR	VVER-1200/V491	CHINA	19/05/2022

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.

Año	Central Nuclear CNA I Factor Disp. %	Central Nuclear CNE Factor Disp. %	Central Nuclear CNA II Factor Disp. %	Energía Bruta generada por CNA I MWh	Energía Bruta generada por CNE MWh	Energía Bruta generada por CNA II MWh	Energía Bruta generada por CNA I - CNA II - CNE MWh	Total en el SADI CNA I - CNA II - CNE Factor de Disp. %
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***	75,10	77,12	51,71**	1.440.504	2.795.030	742.170	4.977.704	73,11

***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.

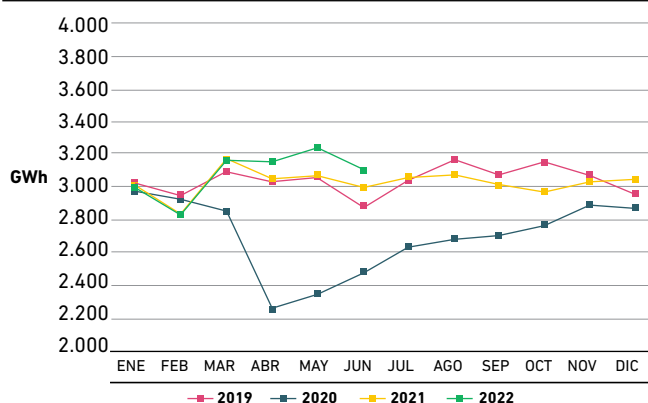
****Nota II:** El valor de la central Atucha II es bajo debido a que la central trabajó a baja potencia debido a tareas de mantenimiento forzado.

****Nota III:** Los valores son hasta 30 de junio del 2022.

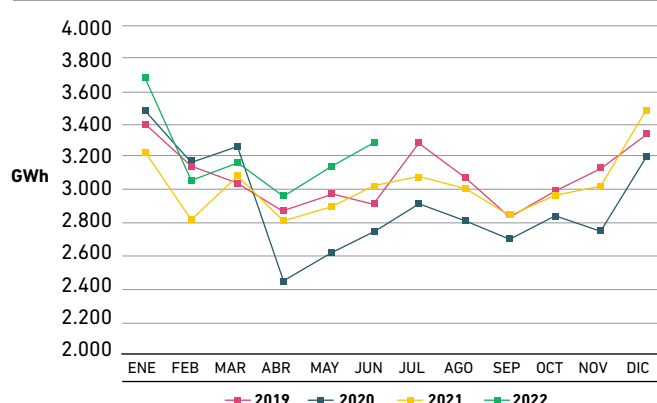
Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país del primer semestre del año 2022 es 5,4% 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 2022 y de los últimos tres años.

Evolución de la Demanda Sector Industrial



Evolución de la Demanda Sector Comercial



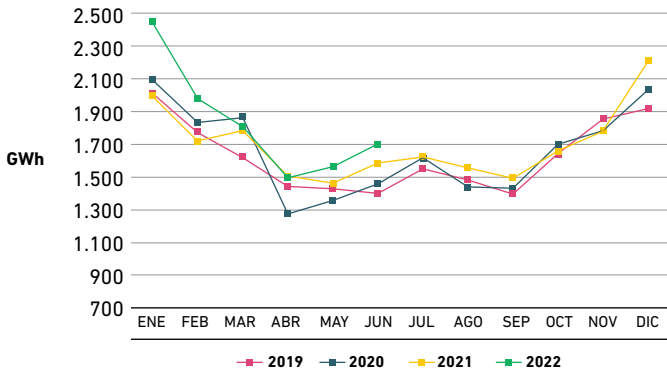
Como puede apreciarse en las figuras la demanda del sector industrial mantiene la tendencia estacional, pero desde el mes de marzo supera al valor de los tres últimos años. Por su parte la demanda comercial comienza desde el mes de abril a obtener valores más altos de los últimos cuatro años pero se mantiene la forma estacional. La demanda residencial en cambio, presentó su tendencia estacional característica.

Evolución de la Demanda Sector Residencial



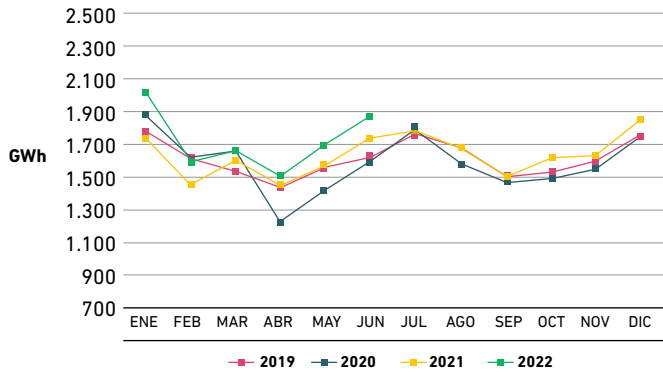
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas del año 2022 y de los tres últimos años. Como puede observarse en las figuras todas las demandas menos las del Comahue y Patagonia tienen valores similares o superiores a los años de prepandemia.

Evolución de la Demanda Regiones NOA-NEA



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

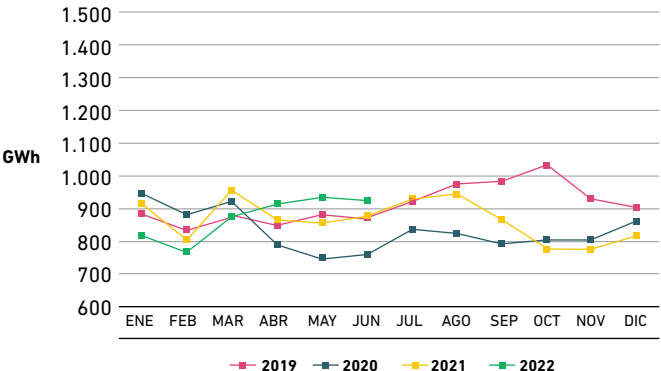
Evolución de la Demanda Regiones CUY-CEN



Nota: CUY: Cuyo; CEN: Centro.

En el caso de Comahue y Patagonia se observan valores bajos en los primeros tres meses del año presentando los menores valores de los últimos cuatro años, situación que se revierte para los meses de abril a junio.

Evolución de la Demanda Regiones COM-PAT



Nota: COM: Comahue; PAT: Patagonia.

Es de destacar también el valor registrado para el mes de junio en la región GBA-BA-LIT superando ampliamente al de los últimos cuatro años, que se debe a la mayor demanda que presenta el sector industrial que se concentra en esta zona del país sumado al aumento de la demanda producto de las bajas temperaturas registradas durante el mes.



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

Demanda Máxima de Potencia

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

El pico de 28.231 MW, con una demanda total de energía eléctrica de 575,9 GWh a consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el viernes 14 de enero a las 14:12 hs, fue abastecido de la siguiente manera según información de CAMMESA.

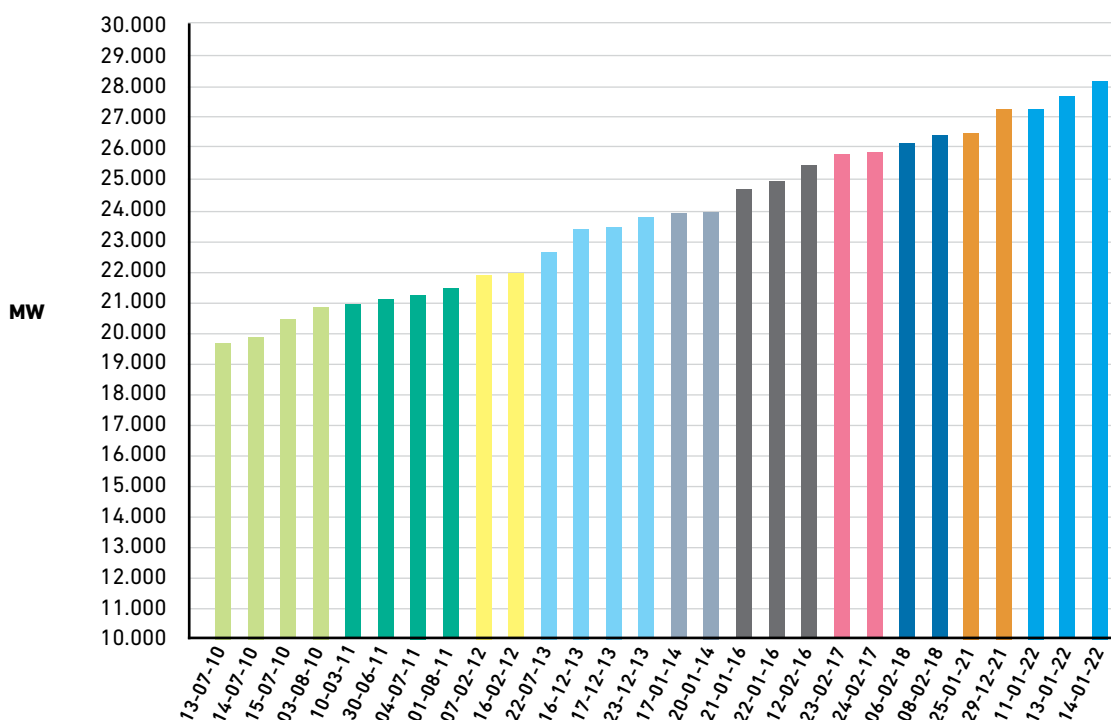
Día	Martes 11/01	Jueves 13/01	Viernes 14/01	Sábado 15/01	Domingo 16/01
Hora	13:10	15:14	14:12	14:34	15:20
Temperatura* (°C)	33,3	30,1	33,8	34,4	27,6
Potencia (MW)	27.234	27.550	28.231	26.791	22.361
Energía (GWh)	551,1	553,8	575,9	559,0	478,9
Récord Verano	Día Hábil	Día Hábil	Día Hábil	Día Sábado	Día Domingo

Tabla 1: Récords de potencia y energía del SADI.

Nota*: La temperatura es promedio de Buenos Aires.

Registro Histórico de Picos de Potencia

A continuación se muestra la evolución de los picos de potencia desde el año 2010.



Cubrimiento del Pico Máximo de potencia

14 de enero a las 14:12 hs. de 2022	MW
Generación Nuclear	1.486
Generación Térmica	16.398
Generación Hidroeléctrica	7.045
Generación Renovable	2.306
Generación Total	27.235
Importación de Chile	0
Importación de Paraguay	20
Importación de Brasil	976
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda Total SADI	28.231
Reserva Rotante (RPF+RSF+RR0)	2.033

Temperatura Promedio GBA + Litoral

39,7 °C

Reserva Térmica Disponible [MW]

Tipo	Disponible F/S	En Arranque	Total
TV	81	330	411
TG	0	0	0
CC	0	0	0
DI	0	0	0
Total	81	330	411

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	15	0	2.439	419	2.873
TG	311	0	1.620	811	2.742
CC	784	48	510	483	1.825
DI	32	17	523	179	751
Total	1.142	65	5.092	1.892	8.191

* Mantenimientos Programados.

** Fuera de Servicio.

*** Entrada en Servicio.

F/S: Fuera de servicio

E/S: Entrada y Salida de servicio

Generación Hidroeléctrica

F/S Disponible [MW]		Indisponible [MW]	
C. Salto Grande	675	C. Salto Grande	135
C. Cabra Corral	93	C. Río Grande	190
C. Los Reyunos	112	C. Quebrada Ullum	45
C. Ullum	21	C. Yacyretá	135
C. F. Ameghino	40	Total	505
Total	941		

Generación Nuclear

F/S Disponible [MW]		Limitada o Indisponible [MW]	
		C.N. Atucha II	230
Total	0	Total	230

F/S: Fuera de servicio

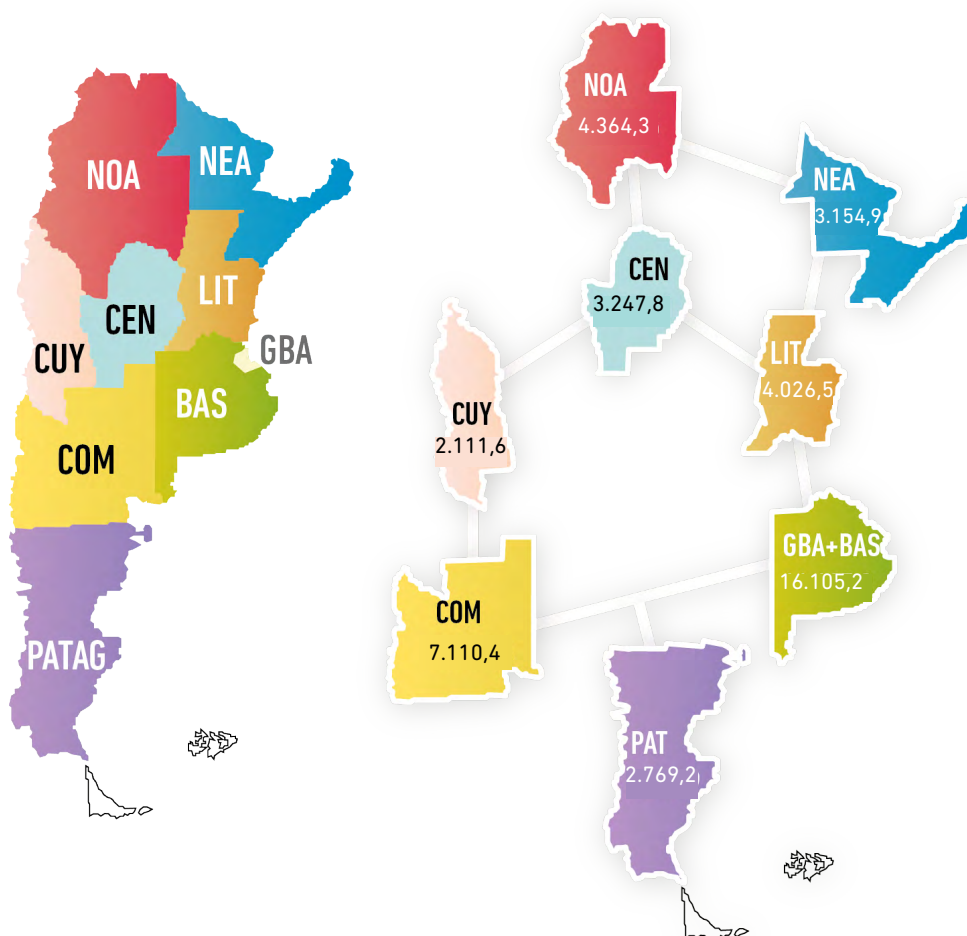
E/S: Entrada y Salida de servicio

Potencia Instalada

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

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

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW a junio del 2022.



La potencia bruta total instalada al 30 de junio del año 2022 en el SADI es de **42.889,9 MW**.

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

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

Si bien CAMMESA, a partir del 2016, en línea con la Ley de Energías Renovables N° 27.191, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. De la misma forma, los biocombustibles se incluyen dentro de la categoría de generación térmica.

A continuación se presenta la potencia instalada en MW, al 30 de junio del año 2022 clasificada por región y tipo de equipo.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	113,8	383,8	40,0	657,6	-	1.142,5	311,5	-	-	-	2.111,6
COM	-	500,9	1.489,6	96,0	2.086,5	-	4.768,7	-	253,2	2,0	-	7.110,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	348,6	3.278,9	-	219,7	702,5	158,2	3,0	2,0	4.364,3
CENTRO	-	626,0	789,2	50,6	1.465,8	656,0	919,0	61,2	127,8	17,5	0,6	3.247,8
GBA	2.110,0	1.438,1	4.105,9	254,0	7.908,1	-	-	-	-	27,0	-	7.935,1
BAS	1.543,2	1.846,4	2.229,1	260,8	5.879,5	1.107,0	-	-	1.176,9	6,7	-	8.170,1
LIT	217,0	280,0	2.256,1	318,6	3.071,7	-	945,0	-	-	9,8	-	4.026,5
NEA	-	12,0	-	327,2	339,2	-	2.745,0	-	-	3,0	67,7	3.154,9
PAT	-	286,0	301,1	-	587,1	-	606,8	-	1.575,3	-	-	2.769,2
SIN	4.251,2	5.827,8	13.499,6	1.695,7	25.274,3	1.763,0	11.346,7	1.075,2	3.291,4	69,0	70,3	42.889,9
					58,93	4,11	26,46	2,51	7,67	0,16	0,16	100,0
ACUMULADO 1er semestre 2022	-	-128,0	-3,3	8,0	-123,3	-	1,2	15,0	-	-	-	-107,1

En el primer semestre de 2022 se incorporaron al SADI 42,9 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 150 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre de 2021 son:

CUY:

- Se produjo el ingreso de la central hidráulica PAH Salto 11, ubicada en la localidad Luján de Cuyo, usa el agua del río Cacique Guaymallén, y adiciona 0,5 MW de potencia a la red.
- Se produjo el ingreso del Pequeño Aprovechamiento Hidráulico (PAH) Salto de la Loma, en Jachal (provincia de San Juan), adicionando 0,7 MW de potencia a la red.
- Se produjo el ingreso del Parque Solar Helios Santa Rosa, en Santa Rosa (provincia de Mendoza) adicionando 5,0 MW de potencia de tipo fotovoltaica a la red.

GBA:

- Se dio de baja una Turbina de Gas (T.G.) en la central La Plata Cogeneración 6, producto de la cual dejan de estar disponibles para el MEM 128 MW.

NOA:

- Se produjo el ingreso del Parque Solar Tinogasta Tozzi RE3, en la provincia de Catamarca, adicionando una potencia de 10 MW de tipo fotovoltaico al sistema.

BAS:

- Se repotenció el Ciclo Combinado CT Barker Cierre CC en 4,3 MW en Benito Juárez, provincia de Buenos Aires, llevando la potencia declarada de la TV a un total de 59,3 MW.
- Se produjo la salida de servicio de uno de los motores diesel de Eden Generación en Junín, Provincia de Buenos Aires, con un total de 14,4 MW.

LIT:

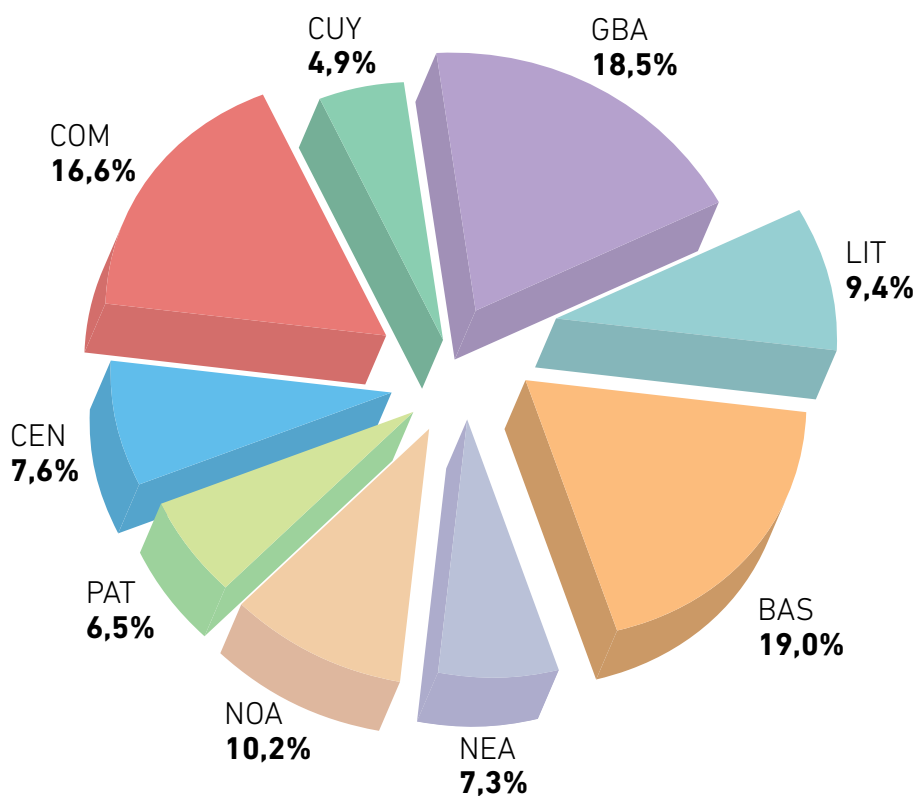
- Se produjo una disminución de la potencia declarada en el ciclo combinado Terminal 6 Cogeneración Puerto (provincia de Santa Fe) por un total de 7,6 MW.

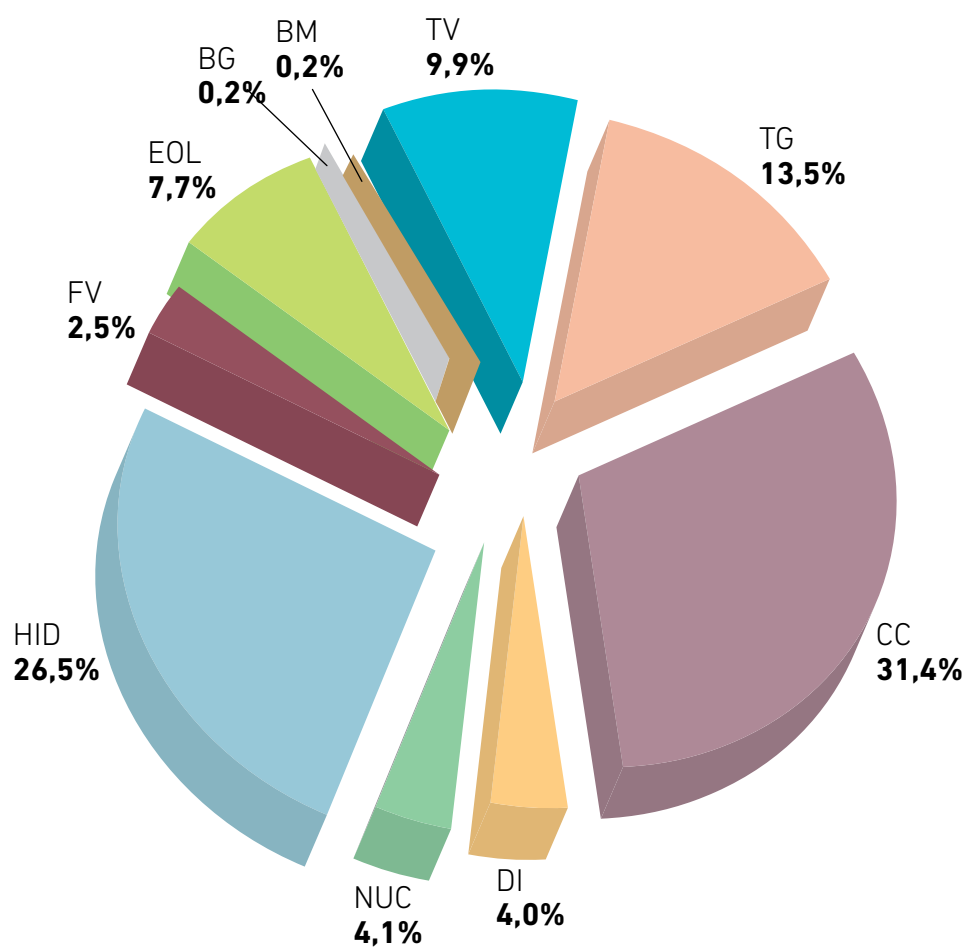
NEA:

- Se produjo el ingreso de potencia de un motor diesel de EMSA Generación, en Misiones, por un total de 22,4 MW.

A continuación en las siguientes figuras se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a junio del 2022.

Potencia Instalada por Regiones





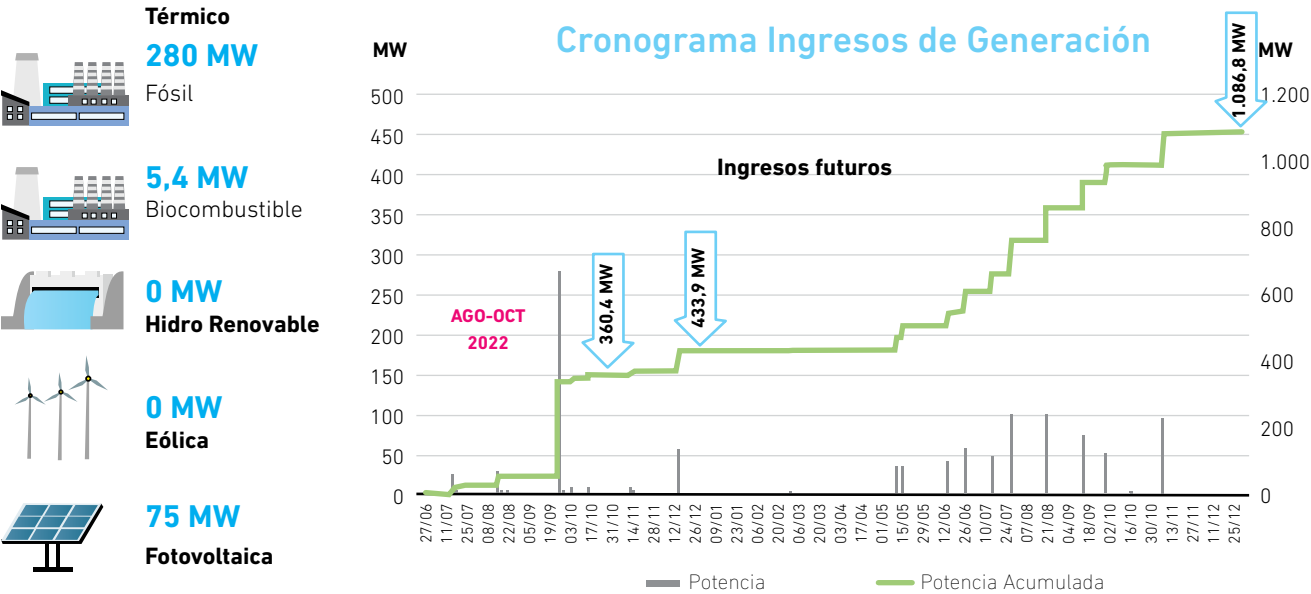
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas al Sistema 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 2022), y las incluye en las modelaciones de oferta-demanda que realiza, según el siguiente detalle:

- Generación térmica convencional: Se considera el cierre de ciclo de Ensenada de Barragán (280 MW) hacia fines de septiembre de 2022.
- Energías Renovables: Ingresos hasta octubre 2022 de 80,4 MW: 75 MW Solares y 5,4 MW de Biocombustibles.

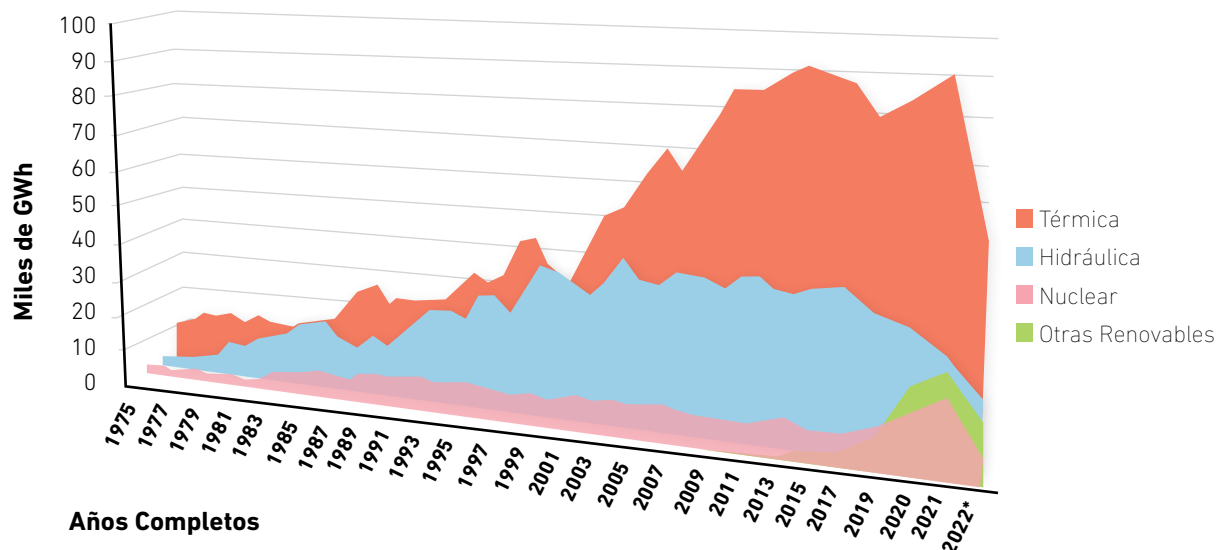
Ingresos Previstos 2022-2023



Ingresos Previstos 2022-2023

Fuente: CAMESSA.

Generación de Energía Eléctrica



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

Nota*: Los valores para 2022 son acumulados hasta el mes de junio.

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*	43.795,4	62,4	12.466,1	17,8	4.586,0	6,5	9.357,2	13,3	70.204,7

*Nota I: Los valores son hasta 30 de junio del 2022.



Otras Energías Renovables

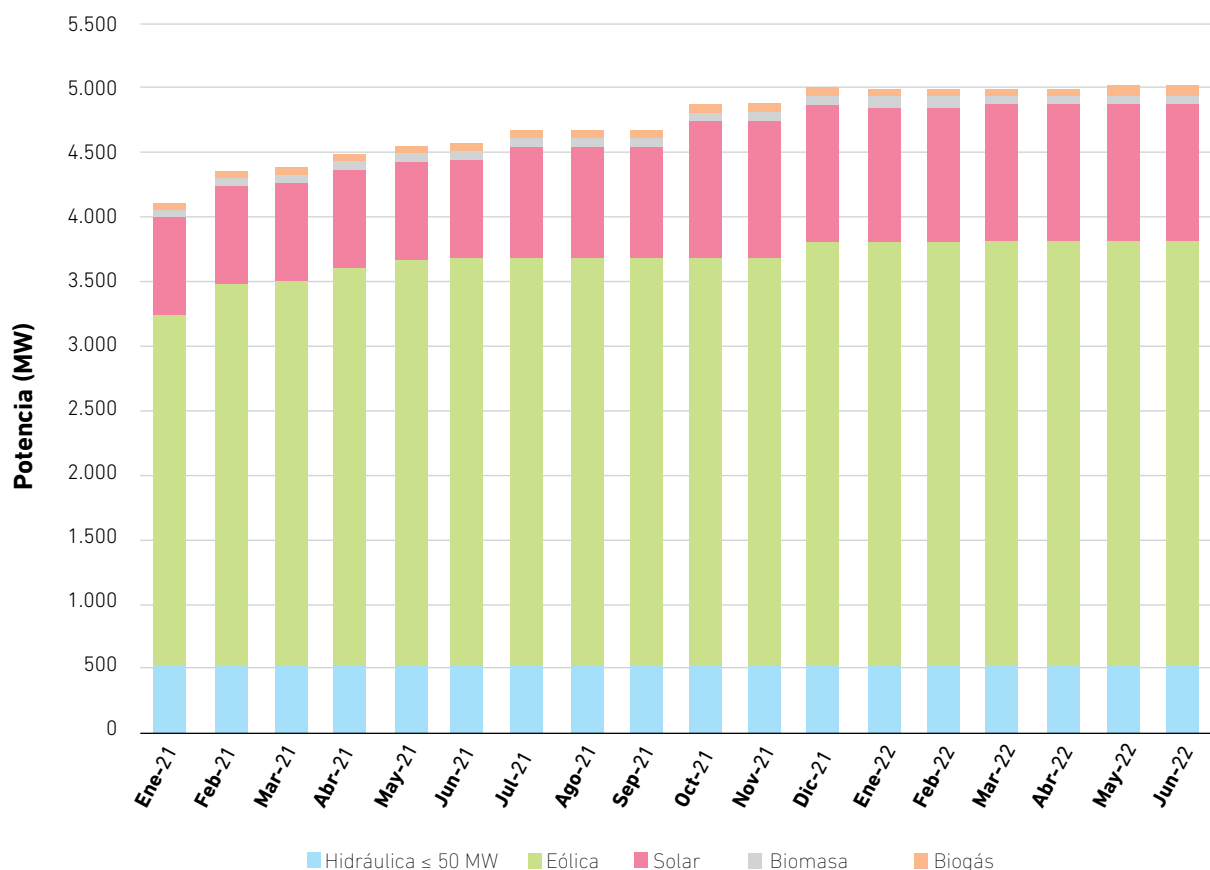
En nuestro país, históricamente la generación de tipo renovable, excluyendo las grandes centrales hidroeléctricas, había operado de manera aislada en el sistema eléctrico nacional. A partir de la Ley N° 26.190 del año 2007 y de la Ley N° 27.191 derivada de esta, sancionada el 23 de septiembre del 2015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

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

En el primer semestre de este año se incorporaron 16,2 MW de tecnología renovable contando para el mes de junio con un total de 5.018,1 MW. La misma se descompone en 3291,3 MW de parques eólicos; 1.075,2 MW de parques fotovoltaicos; 70,3 MW de tecnología de biomasa; 69,0 MW de generación mediante biogás y 512,3 MW de centrales hidráulicas de hasta 50 MW.

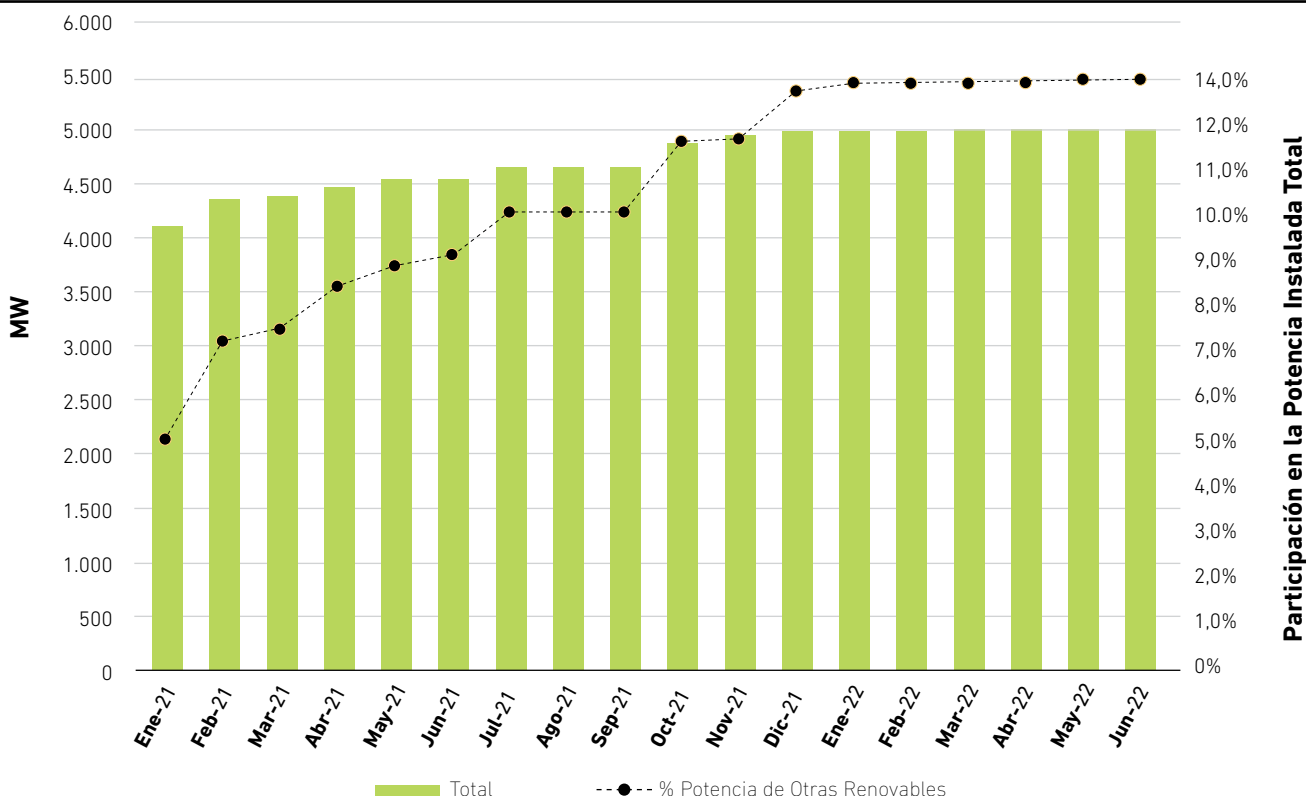
A continuación, se muestra la evolución de la potencia instalada en el período comprendido de los últimos 18 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Para junio de 2022 la potencia instalada de energías renovables representa el 11,7% respecto de la potencia instalada total.

Potencia Instalada 2021-2022



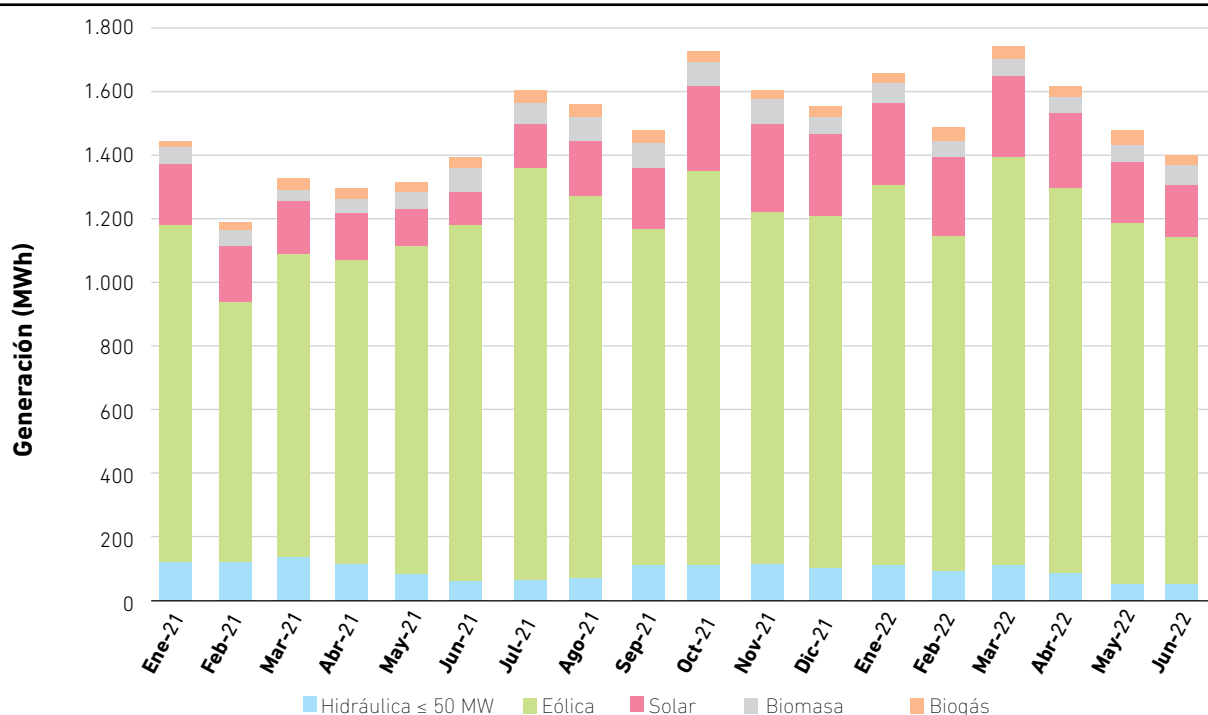
En la figura siguiente se observa la potencia instalada renovable de los últimos 18 meses y la participación en la potencia instalada total.

Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2021-2022



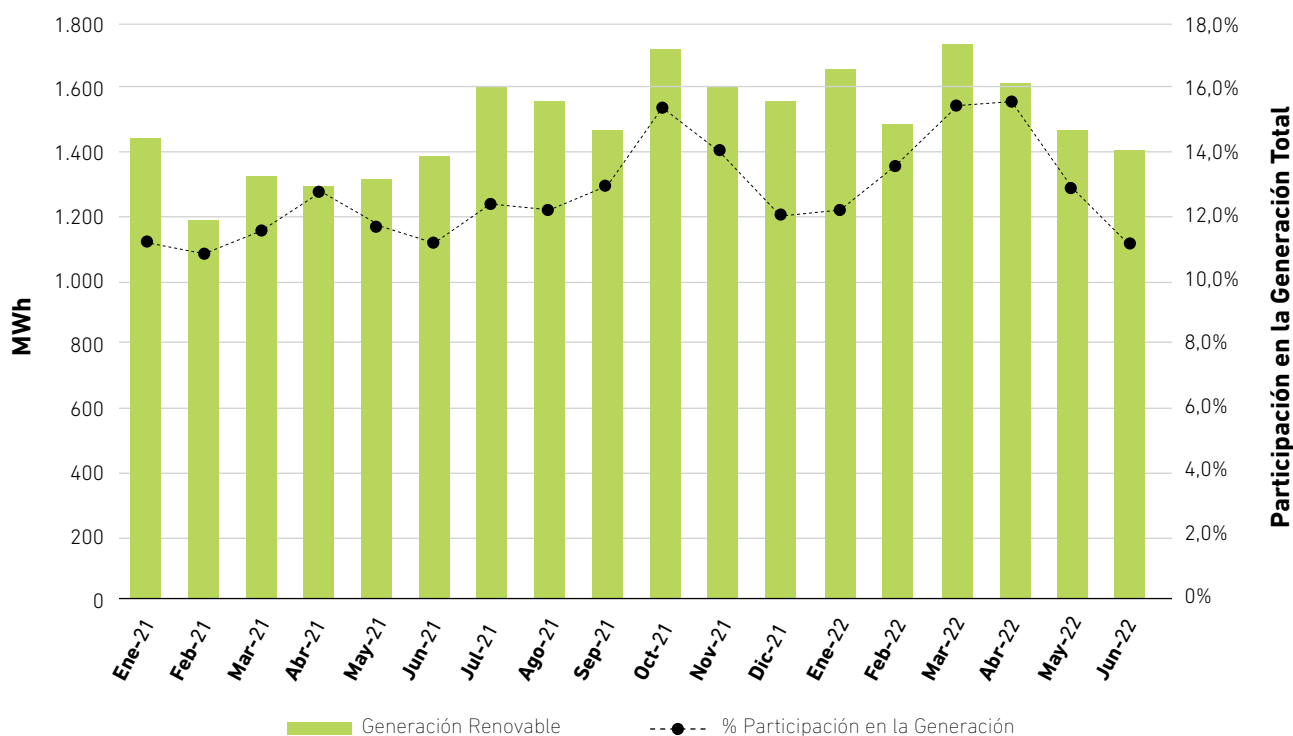
La generación renovable registró durante los primeros seis meses de 2022, un valor de 9.357,2 MWh representando un crecimiento del 17,9% respecto al mismo periodo del año anterior. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 18 meses.

Generación de Otras Energías Renovables 2021-2022



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 18 meses.

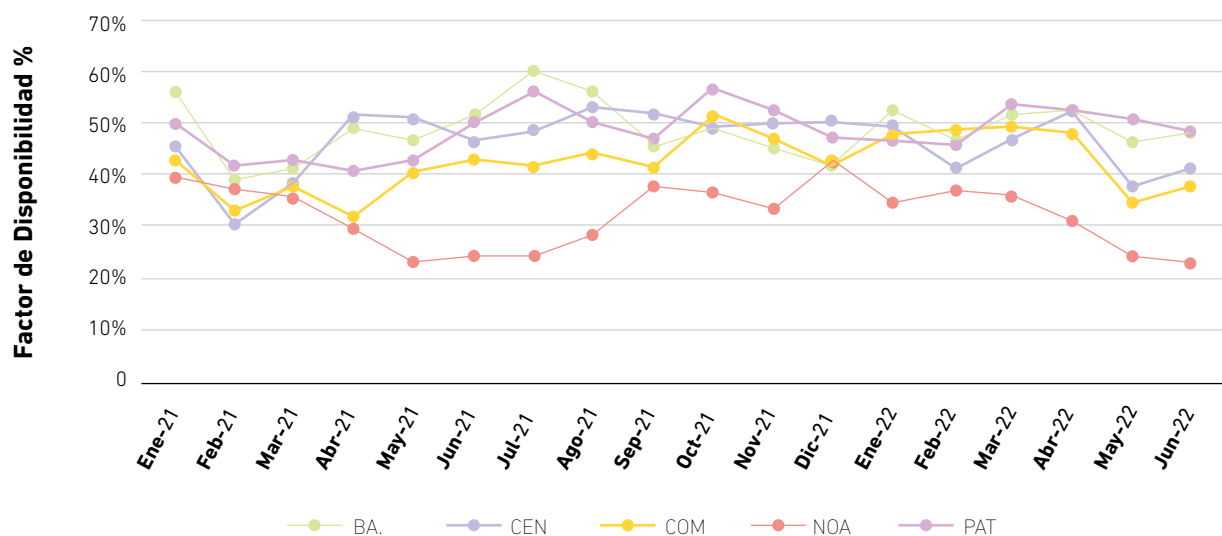
Generación Renovable y su Participación en el MEM 2021-2022



Energía Eólica

Para junio de 2022, se contaba con 3.291,3 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 66% del total. Los parques eólicos se encuentran en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Chubut, La Rioja, Santiago del Estero y La Pampa. En la siguiente figura se observa el factor de disponibilidad de cada región eléctrica durante los últimos 18 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología en los últimos doce meses fue de 45,3% a nivel nacional.

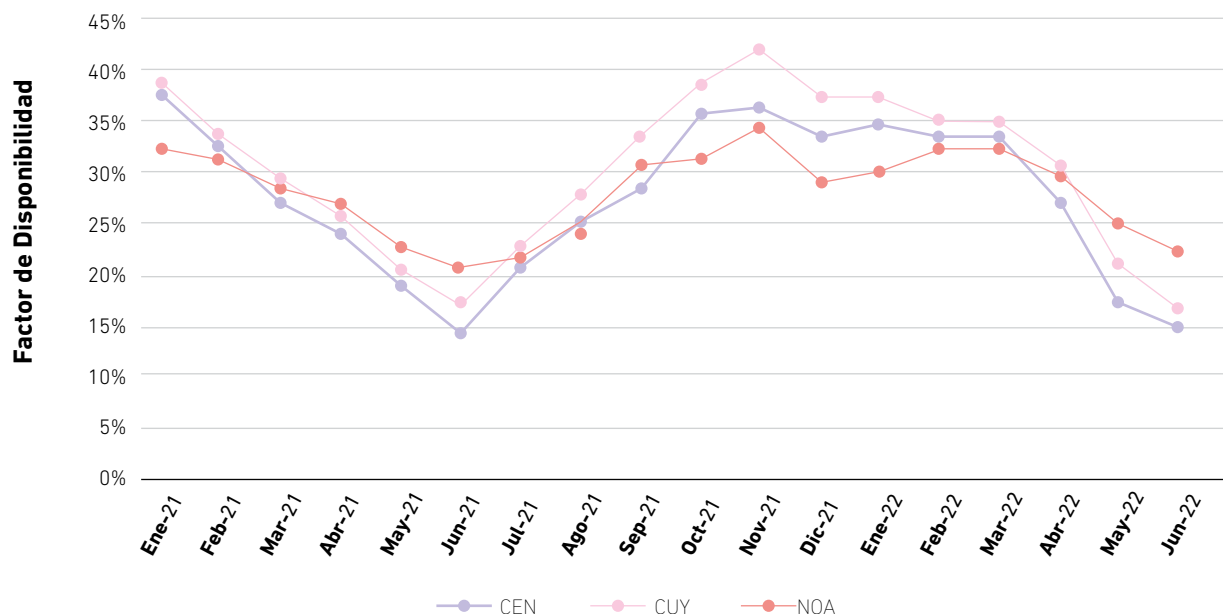
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica 2021-2022



Energía Fotovoltaica

En nuestro país, para junio de 2022, se encuentran conectados 1.075,2 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en la regiones de Cuyo, NOA y Centro, alcanzando un 21% de la potencia renovable instalada total. En las siguientes figuras se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas. El factor de disponibilidad promedio a nivel nacional durante los últimos 12 meses fue de 29,4%.

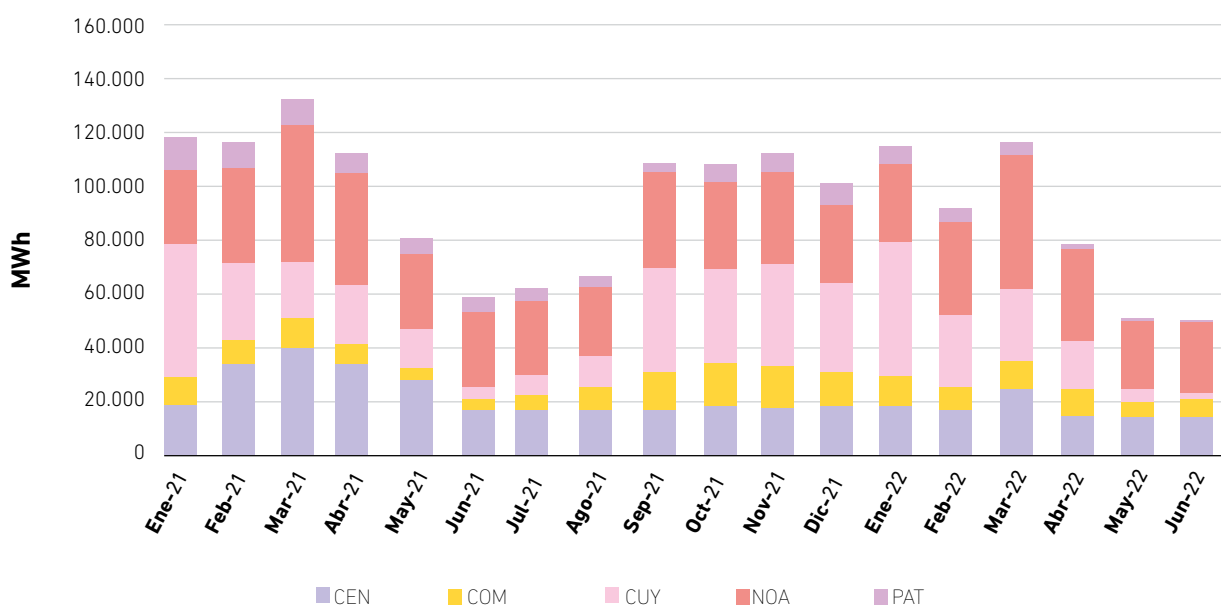
Factor de Disponibilidad por Región Eléctrica



Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

Para junio de 2022 se contabilizan instalados 512,3 MW de dicha tecnología, alcanzando un 10% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En la siguiente figura se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 18 meses.

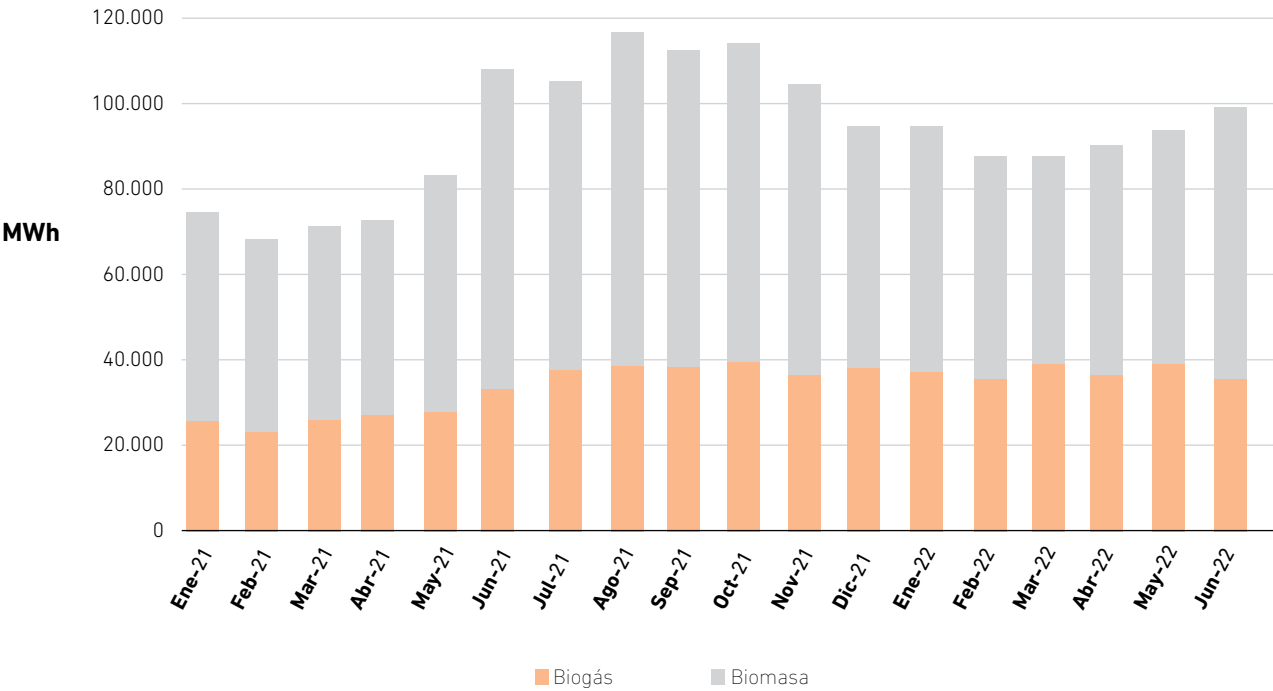
Generación de Hidroeléctricas < 50 MW por Regiones



Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, para junio de 2022, se encuentran instalados 139,3 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 70,3 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 69,0 MW. Su generación mensual durante los últimos 18 meses se comportó de la siguiente manera:

Generación de Biomasa y Biogás mensual 2021-2022



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂

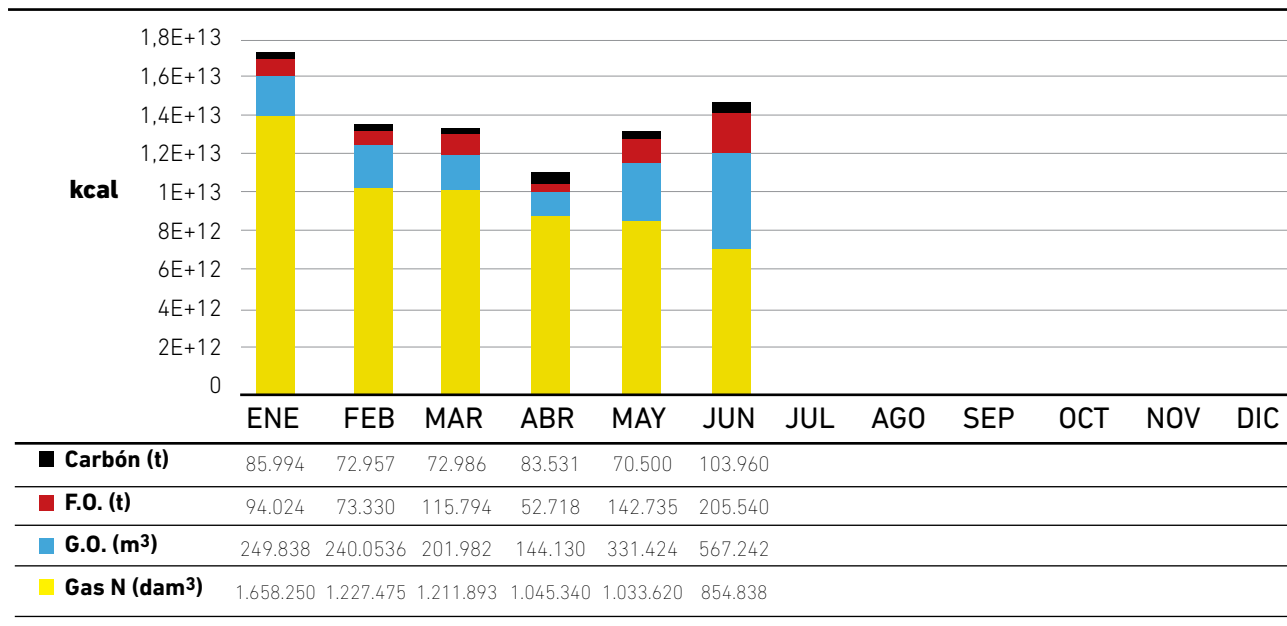


El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el primer semestre del 2022 resultó un 0,5% superior al mismo semestre del año anterior. En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles y el porcentaje de diferencia respecto al semestre anterior.

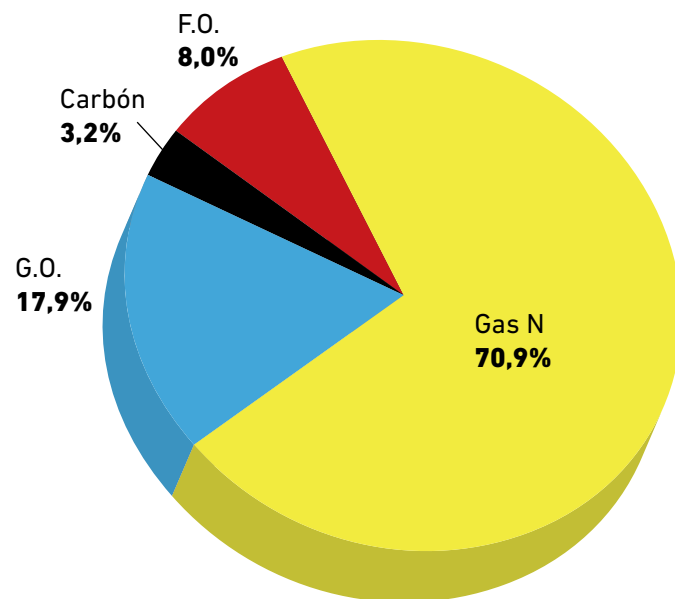
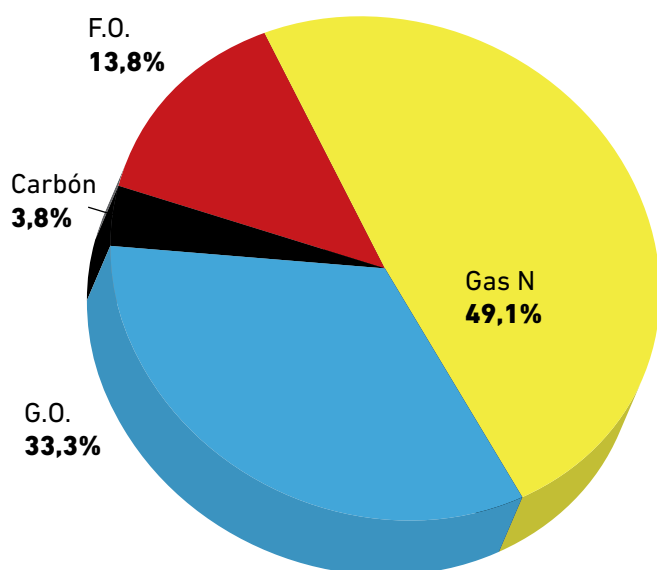
Combustible	Primer Semestre 2021	Primer Semestre 2022	Dif %
GO [m³]	1.056.114	1.735.153	64,3
Gas N [dam³]	8.036.747	7.031.416	-12,5
FO [t]	428.503	684.141	59,7
Carbón [t]	397.031	489.927	23,4

A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2022. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas. Como puede observarse en la figura siguiente por la baja disponibilidad de gas natural este fue remplazado por una importante cantidad de combustibles líquidos.

Consumo de Combustibles en el MEM 2022



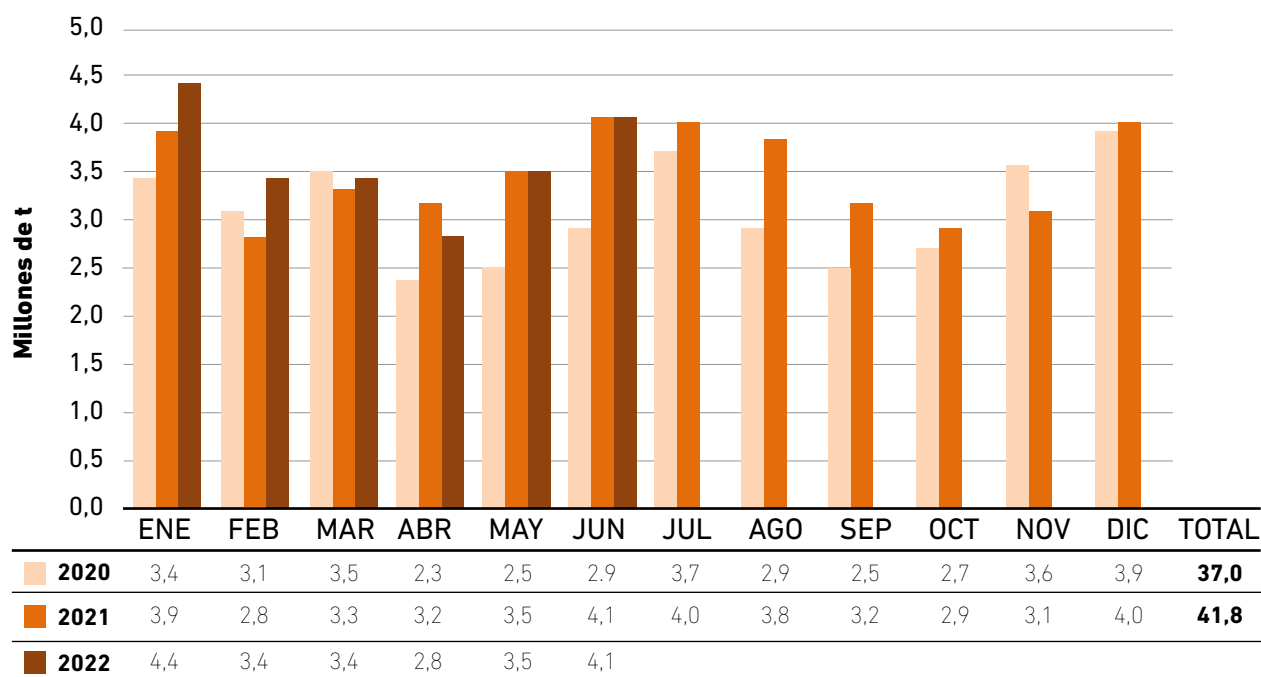
En las siguientes figuras se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad a junio de 2022 y el acumulado durante el año 2022 respectivamente.



Emisiones de CO₂

Se puede observar en la figura a continuación las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM desde el año 2019 a la fecha.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional



Este semestre aumentó un 4,3% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente a la mayor generación térmica y al mayor uso de combustibles líquidos utilizados.

Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

En el primer semestre de 2022, la producción total de gas fue de 23,7 mil MMm³, este valor fue un 10,9% superior al registrado durante el mismo periodo del 2021. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 68% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 12,7 mil MMm³, representando un 39,3% de la producción total.

En los primeros seis meses de 2022 la demanda de los diferentes sectores representó un consumo de 19,8 mil MMm³. Significando una disminución de 2,3% respecto del mismo periodo del año 2021. Las importaciones acumuladas en el primer semestre de 2022 registraron un volumen de 3,0 mil MMm³. Estas representaron un volumen 25,4% inferior respecto del mismo periodo del año 2021. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia totalizando un 64% del total.

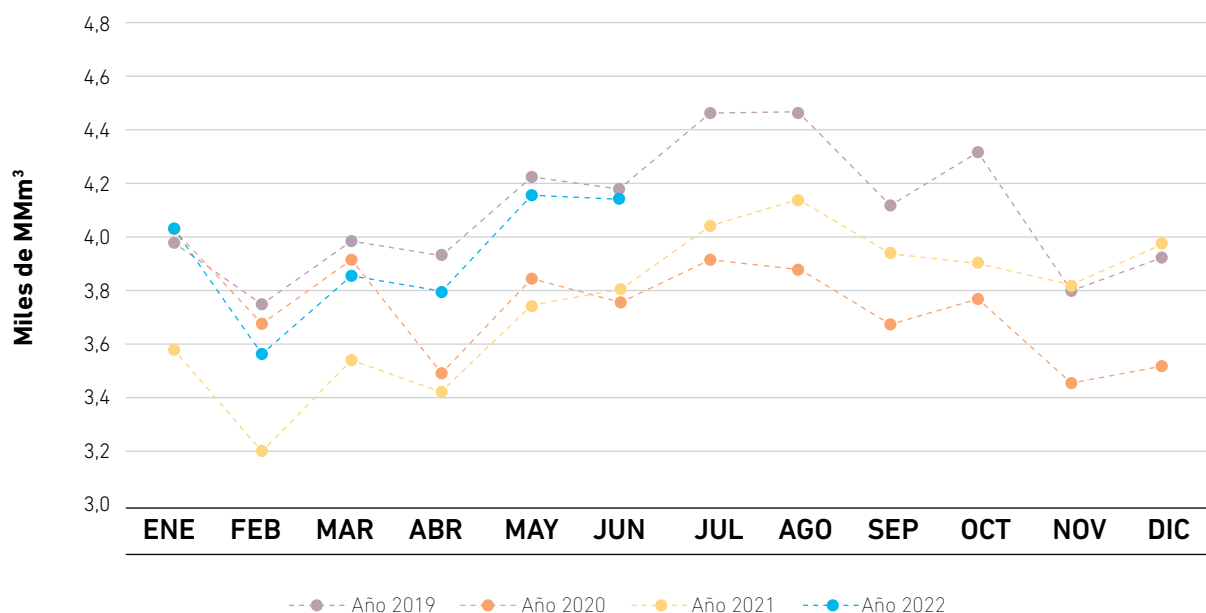
Las exportaciones registradas durante los primeros seis meses del 2022 evidencian un volumen de 1,13 mil MMm³ siendo este valor un 444% superior al registrado en el primer semestre del año 2021. Cabe aclarar que las exportaciones se producen en los meses del verano cuando la demanda local disminuye.

Oferta de Gas Natural

Producción total

La producción de gas en el primer semestre de 2022 arrojaron un valor de 23,7 mil MMm³, aumentando un 11,3% respecto del mismo periodo del año 2021. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.

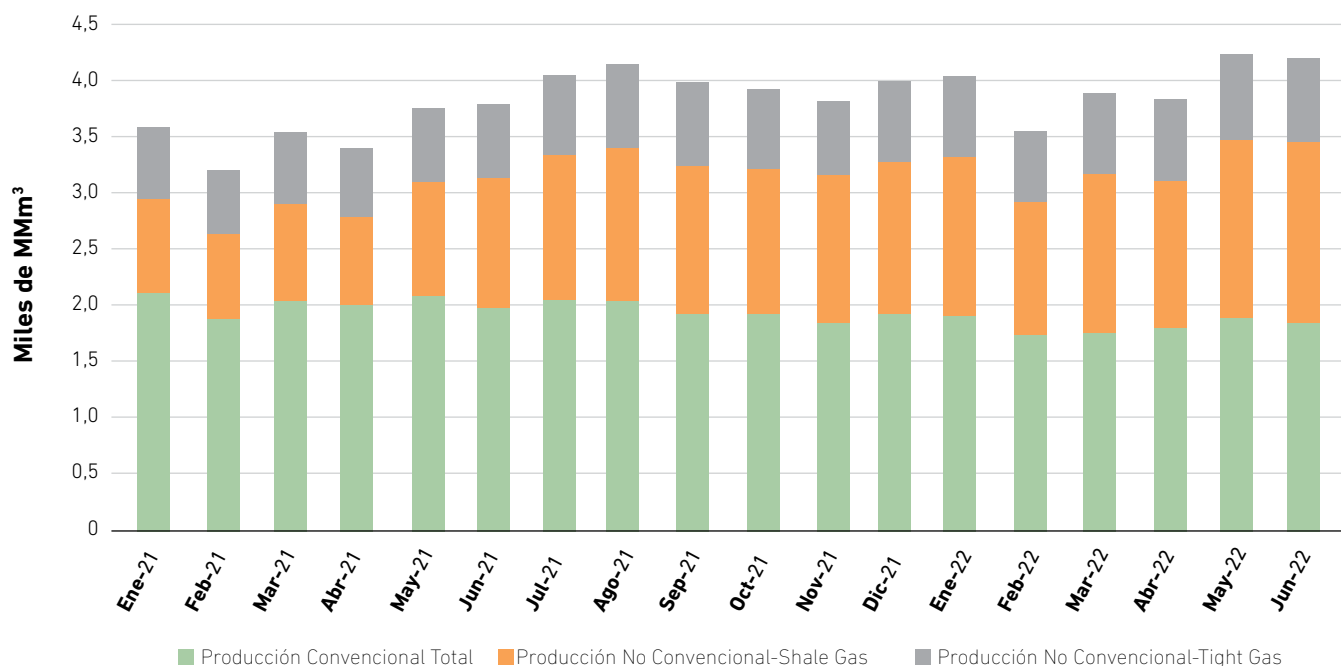
Producción Mensual de Gas 2019-2022



Producción convencional y no convencional

En la figura a continuación se observa la participación de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 18 meses. Se puede observar que durante los primeros seis meses del año 2022 la producción de gas convencional disminuyó un 10,1% mientras que la del gas no convencional aumentó un 39,3% respecto del mismo periodo del año 2021.

Producción Convencional y No Convencional 2021-2022

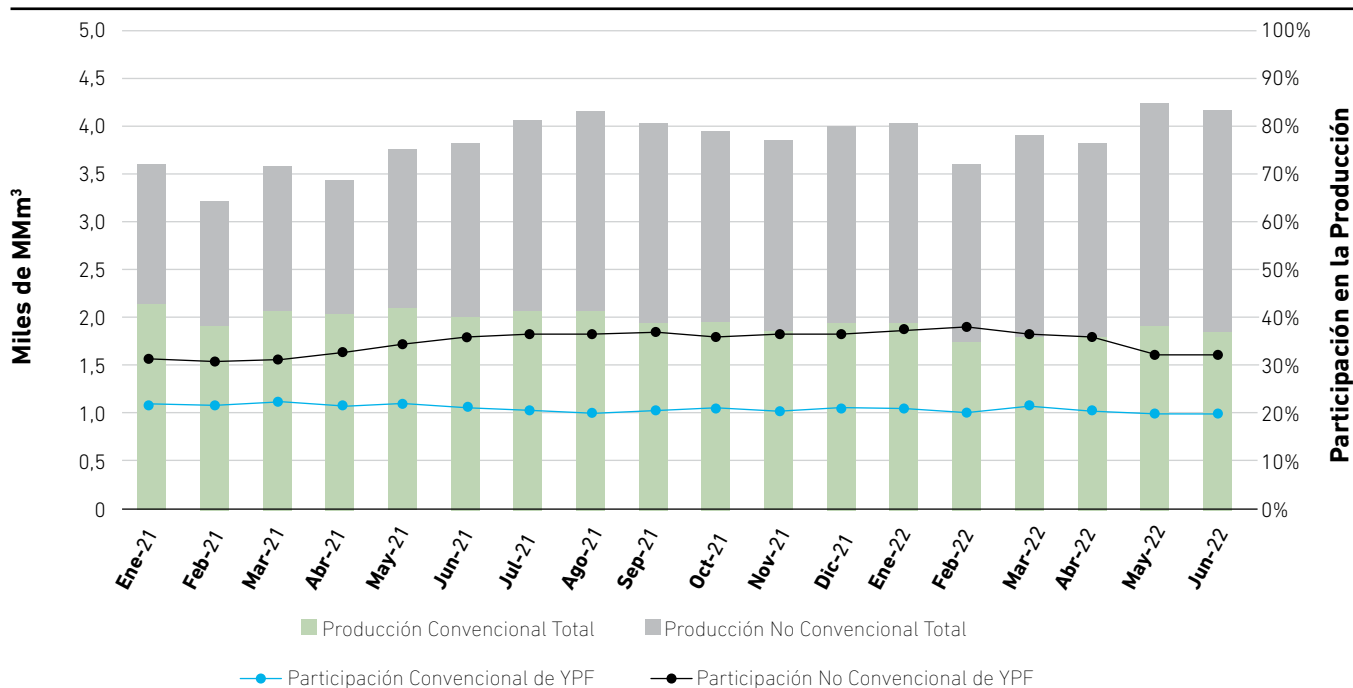


YPF en la Producción Convencional y No Convencional de gas

Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012, fecha que se sanciona la Ley N° 26.741 que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante los primeros seis meses del 2022 logró alcanzar un promedio de participación del 21% en la producción convencional total y un 35% en la producción no convencional de gas.

En la siguiente figura se puede observar cómo fue el desempeño de la empresa en los últimos 18 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.

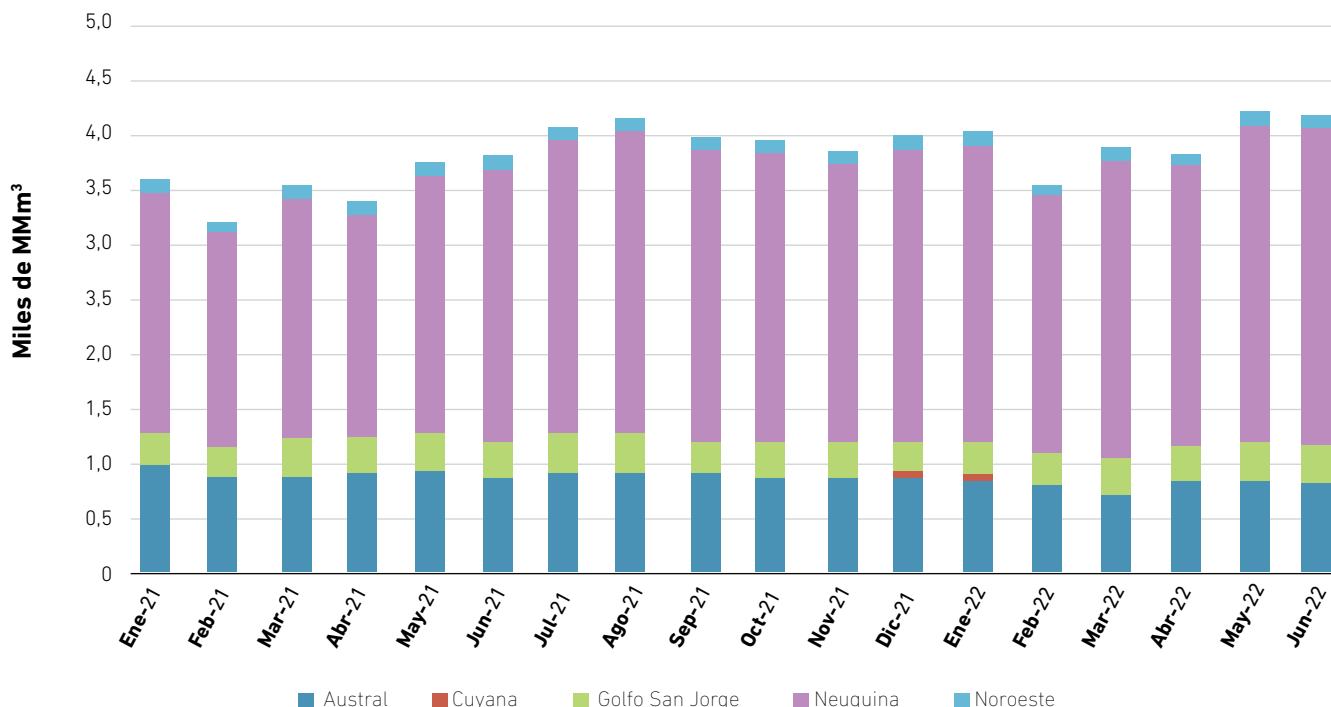
Producción Total y Participación de YPF



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 18 meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.

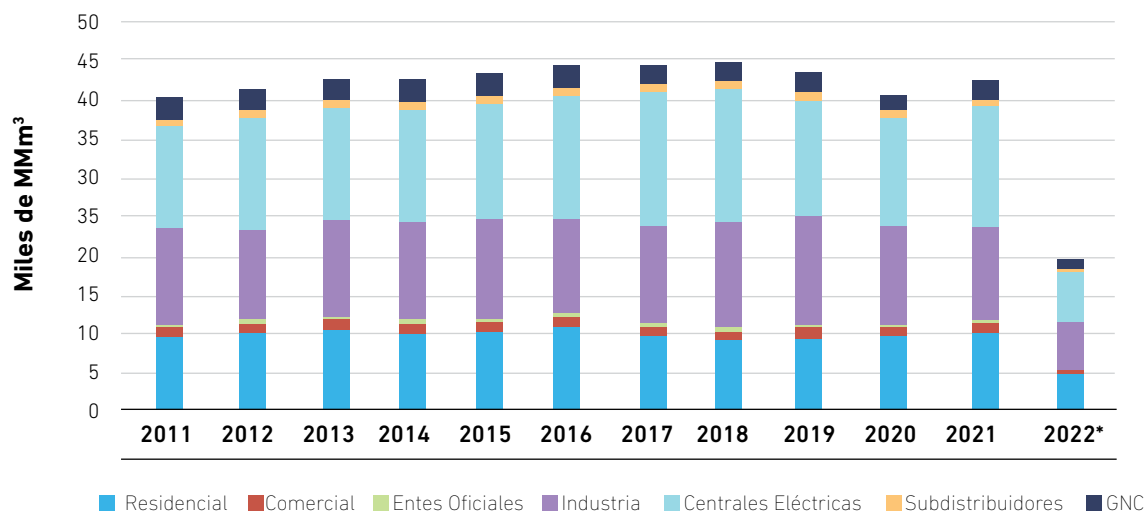
Producción por Cuencas 2021-2022



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.

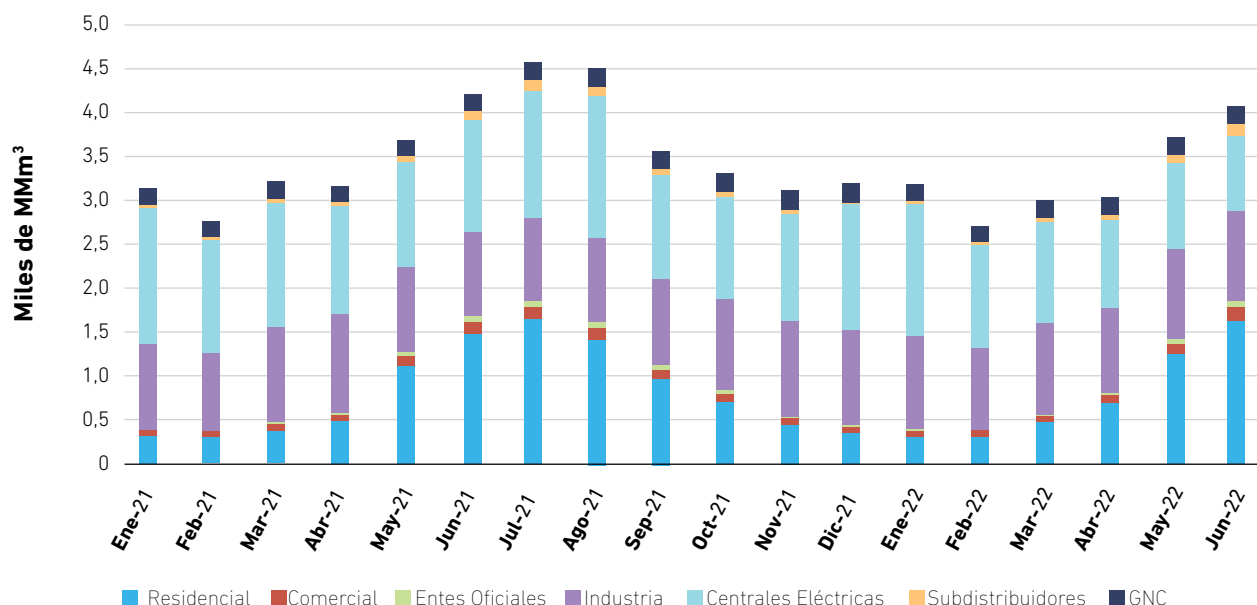
Demanda Histórica por Sector



* Los datos del año 2022 están actualizados hasta el mes de junio.

En el primer semestre de 2022 la demanda fue de 19,8 mil MMm³, en la siguiente figura se pueden observar la demanda mensual de los últimos 18 meses.

Demanda Mensual de Gas por Sector 2021-2022

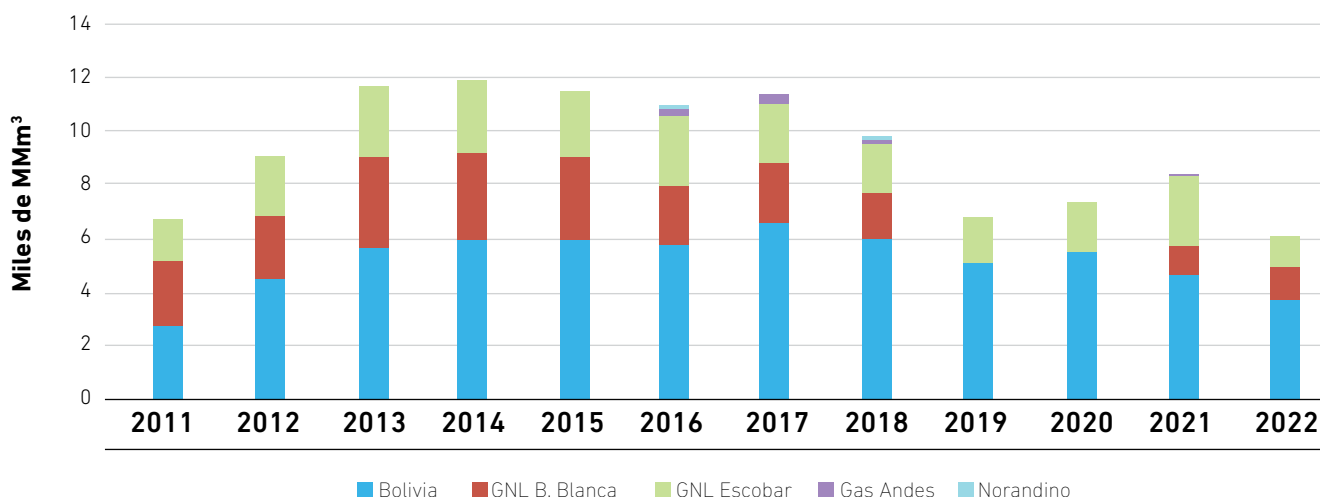


Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 88,3% del consumo total. Respecto del año 2021, la demanda de los primeros seis meses del sector residencial evidenció un aumento del 15,4%, por otra parte, el sector industrial presentó un leve aumento del 0,33%. Finalmente, el consumo de gas por parte de las centrales eléctricas fue un 16,0% inferior respecto del mismo periodo del año pasado.

Importación

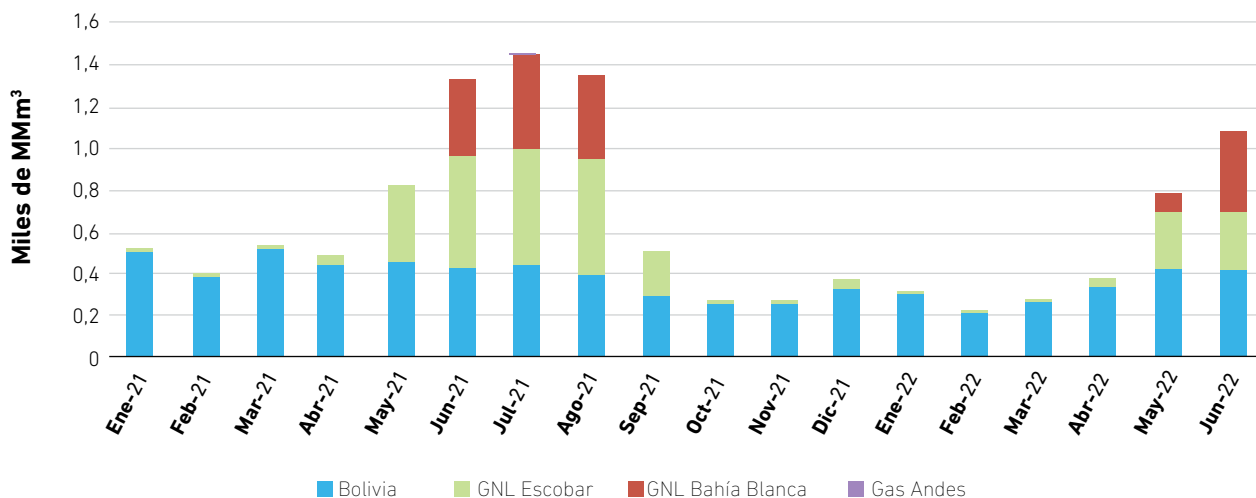
La importación de gas natural en nuestro país proviene de diferentes puntos de conexión al sistema de gas natural, ellos son: Bolivia, gas natural licuado (GNL) de Bahía Blanca, GNL de Escobar, Gas Andes y el Gasoducto Norandino. En la siguiente figura se muestran los últimos 12 años de importaciones de gas incluyendo el primer semestre de 2022.

Importación de Gas 2011-2022



La importación de gas durante el primer semestre de 2022 registró un valor de 3,0 mil MMm³, siendo un 25,4% inferior al mismo periodo del año 2021.

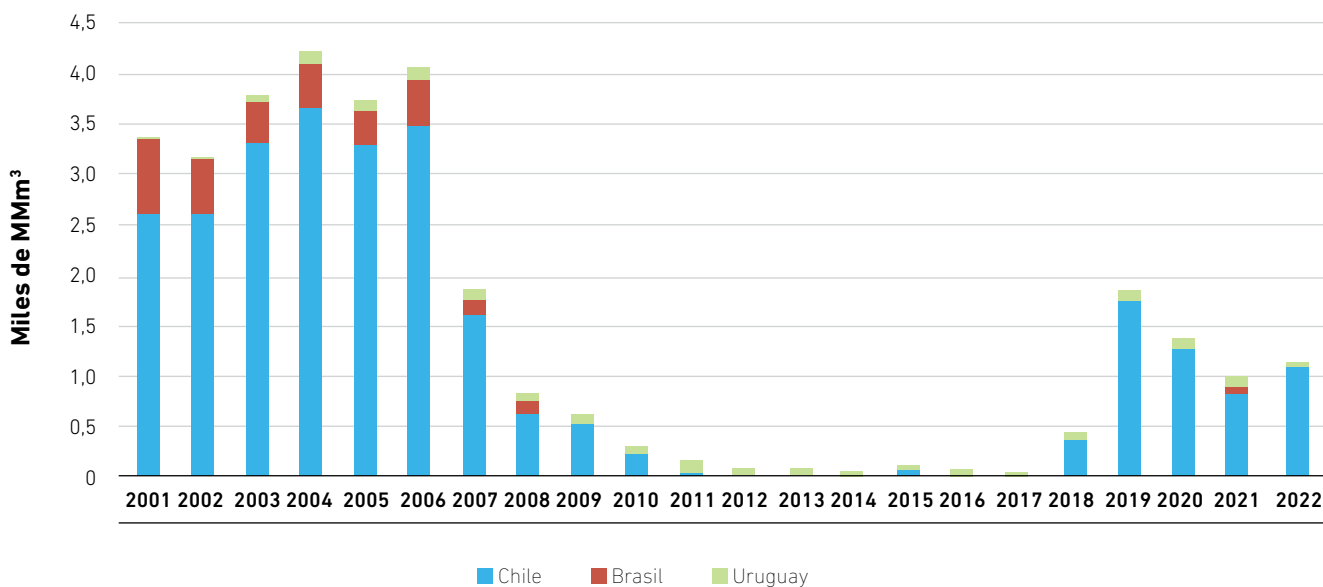
Importaciones Mensuales 2021-2022



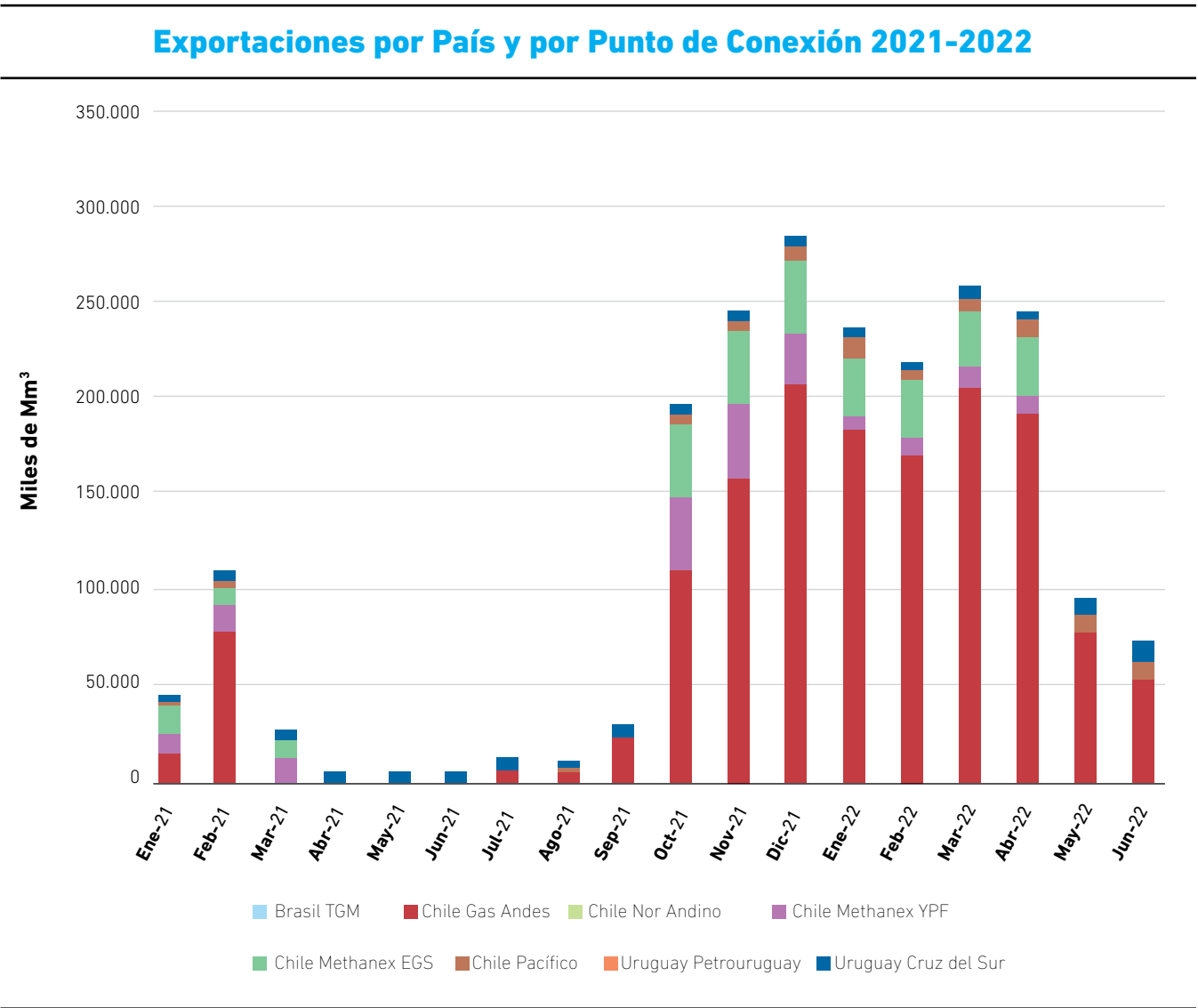
Exportación

Nuestro país exporta gas natural para abastecer a tres países fronterizos: Brasil, Chile y Uruguay. El registro histórico de los últimos veintidos años, incluyendo el primer semestre de 2022, se presenta en la figura a continuación.

Exportaciones Históricas por País de Destino 2001-2022



El volumen exportado en el primer semestre de 2022 fue de 1,13 mil MMm³ siendo un 444% superior en comparación al mismo periodo de 2021. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 18 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.



Evolución de los Precios



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.

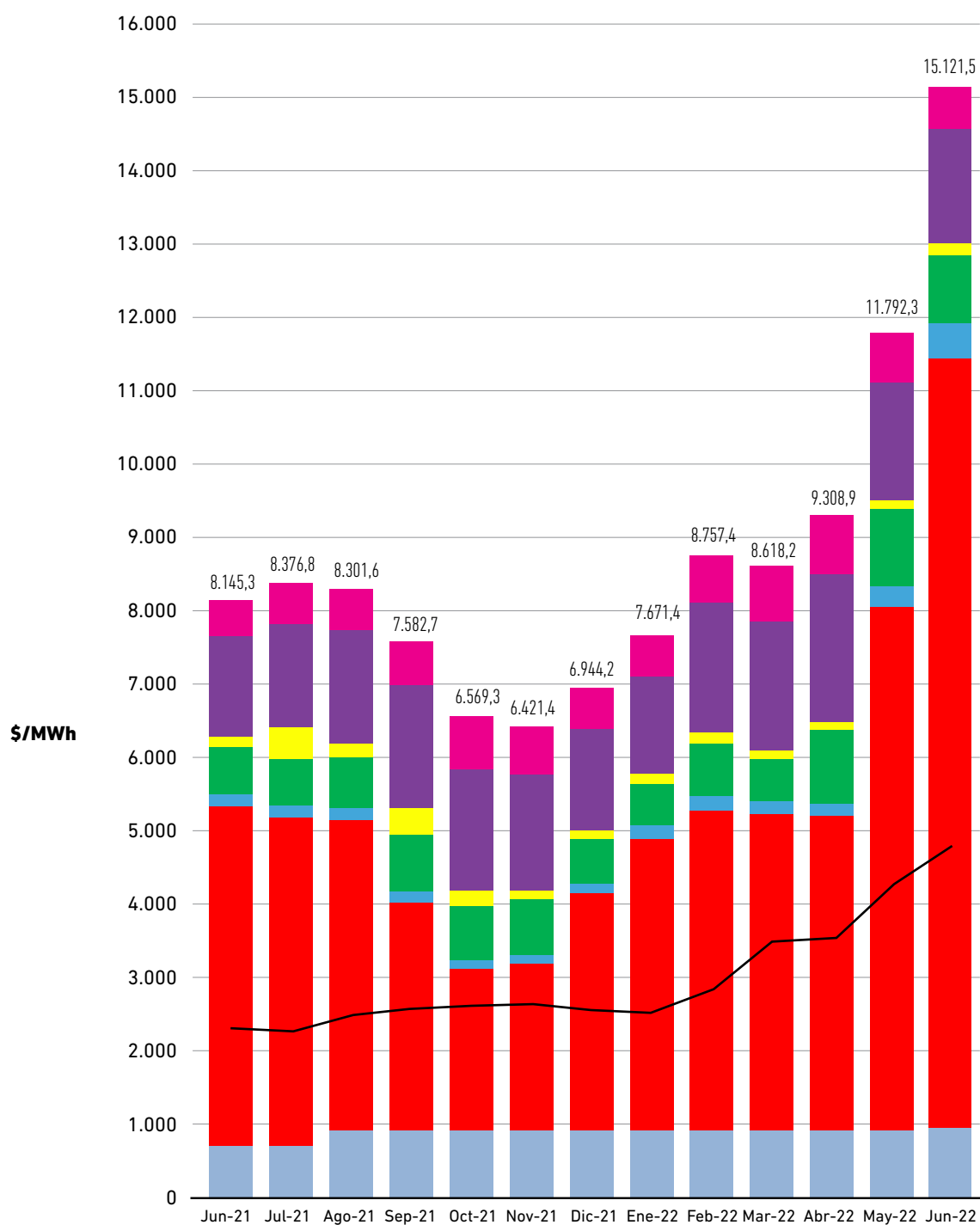
Desde el año 2015, junto con el precio monómico mensual de grandes usuarios, se ha comenzado a presentar el ítem que contempla los contratos de abastecimiento, la demanda de Brasil y la cobertura de la demanda excedente. Los Contratos de Abastecimiento (CA) contemplan el prorratio en la energía total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

En la siguiente figura se muestra cómo fue la evolución de los ítems que componen el precio monómico y el valor medio del precio estacional -sin considerar el transporte-durante los últimos 13 meses. Además, se presenta la evolución del precio estacional medio. Este representa el valor medio que pagan las distribuidoras por la energía que reciben, siendo a su vez trasladado a los usuarios finales de acuerdo con su consumo. El precio monómico de la energía -sin contabilizar el transporte- para este mes fue de 15.121,6 \$/MWh, equivalente a 123,2 U\$S/MWh¹.

¹ Dólar mayorista promedio de junio de 2022 del Banco Central de la República Argentina.

Items del Precio Monómico





23/07/2022

Río Turbio ya aporta energía al Sistema Argentino de Interconexión

La Central Termoeléctrica ya se encuentra entregando energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La empresa Yacimiento Carbonífero Río Turbio (YCRT) informó que en la Central Termoeléctrica 14 Mineros, que es la turbina a vapor más austral del mundo, ya se encuentra entregando energía al Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

“Histórico. Ya estamos generando energía desde Río Turbio, con el funcionamiento del módulo I de la Central Termoeléctrica. Vamos por”, ponderó la empresa a través de un mensaje publicado en su cuenta oficial de la red social Twitter.

A través de un comunicado, se consignó que el módulo I de esta Central construida en la ciudad de Río Turbio, provincia de Santa Cruz; comenzó a entregar energía con una capacidad inicial de entre 30 y 40 MW (megavatios)."

"Durante 90 días la Central alimentada a carbón entregará al Interconectado 30/40 MW en forma continua. Se trata de la primera vez que la Central retoma la generación desde agosto de 2015", remarcaron desde YCRT.

A lo largo de este período de prueba, la Central Termoeléctrica 14 Mineros producirá energía para gran parte de la provincia de Santa Cruz que llegará a las ciudades de Río Turbio, 28 de noviembre, la Cuenca, Calafate y casi la totalidad de Río Gallegos, algo que será posible "con la capacidad parcial de un sólo turbogenerador puesto en funcionamiento con carbón del yacimiento de Río Turbio".

Fuentes de la empresa explicaron que el actual interventor Germán Arribas y el coordinador

general Eduardo Vilchez informaron "los relevamientos finales para concluir el módulo 2 de la Central y llegar a su capacidad de generación completa de 240 megavatios".

"Actualmente, el módulo 2 está en un 60%, aproximadamente, y se planea iniciar los trabajos para terminarlo a fin de 2023. Otros trabajos incluyen el acuerdo de capacitación con la empresa polaca Famur (continuadora de Koparco), a través de convenios entre el Estado Argentino y Polonia, para asistencia en puesta en marcha por un frente largo y dos tuneleras, que se habían comprado en 2013. Los primeros días de agosto van a brindar asistencia a los agentes del yacimiento, esto incrementará la producción", se detalló.

Menor impacto negativo en el medio ambiente

Desde YCRT aseguraron que "la tecnología utilizada en la Central Termoeléctrica 14 Mineros es de avanzada y elimina el riesgo de contaminación". "La planta ha sido desarrollada con los más altos estándares, como manifiestan todos los técnicos de diferentes países que llegan a Río Turbio a colaborar en la finalización de la Central".

"En su construcción hemos tomado como referencia el Programa de Tecnologías Limpias del Carbón que lleva adelante el Departamento de Energía de USA, así como los Documentos de Referencia Europeos de las Mejores Técnicas Disponibles (BREFs) en el ámbito de las grandes instalaciones de combustión, adoptados por la Comisión Europea".

Asimismo, se agregó que la Central dispone de “un sistema de monitoreo continuo de emisiones al cual el Ente Nacional Regulador de la Electricidad (ENRE) contará con acceso directo, tal como disponen las normativas. Es decir que el control de emisiones se realiza no solamente por la Central sino además por un organismo externo”.

“La preservación del medio ambiente es fundamental tanto para la empresa como para

los habitantes de la Cuenca, que habitan el extremo sur de nuestra Patagonia Argentina en armonía con la naturaleza y en largos y duros inviernos al pie de la Cordillera de los Andes. Lograr la generación de energía con la turbina a vapor más austral del planeta es un sueño largamente deseado por Río Turbio y se concreta en el momento en el que nuestro país más lo necesita”, se puntualizó desde esta firma estatal.

Fuente: *Ámbito.*

08/07/2022

El Parlamento europeo vota a favor de que la energía nuclear esté dentro de la taxonomía por su papel en la transición

El pasado 6 de julio el Parlamento europeo desestimó una moción contra la inclusión de la energía nuclear y el gas como actividades económicas medioambientalmente sostenibles. Si el Consejo europeo tampoco se opone, el acto delegado de taxonomía entrará en vigor el 1 de enero de 2023.

El Parlamento Europeo “no se ha opuesto al acto delegado de taxonomía de la Comisión Europea, que incluye -con ciertas condiciones- algunas actividades relacionadas con la energía nuclear y el gas en la lista de actividades económicas medioambientalmente sostenibles a las que se aplica la conocida como ‘taxonomía de la UE’”, explica en un comunicado esta institución.

La Comisión y el Parlamento europeo coinciden en que la energía nuclear es necesaria en la transición

La Comisión Europea considera que la inversión privada en gas y energía nuclear tiene su papel en la transición energética, por lo que ha propuesto que determinadas actividades relacionadas con el gas y la energía nuclear se consideren de transición, ya que contribuyen a mitigar el cambio climático. La inclusión de tales actividades está limitada en el tiempo y ha de cumplir unos requisitos específicos, añade la nota de prensa.

El sector celebra la inclusión de la nuclear en la taxonomía

Foro Nuclear, a través de su presidente Ignacio Araluce, celebra esta decisión de la Eurocámara ya que incide en el relevante papel de la energía nuclear en la transición energética “como fuente que no emite CO₂ y que ofrece estabilidad energética, más aún en un momento estratégico de problemas con los combustibles fósiles”. También recuerda que la energía nuclear es esencial en España al generar año tras año de forma estable y constante más el 20% de electricidad, a la vez que ayuda a cumplir los objetivos climáticos.

Ante preguntas de los medios de comunicación, el portavoz de Foro de la Industria Nuclear Española no cree que vaya a haber, de momento, una modificación del plan de cierre de las centrales nucleares españolas, “pero la inclusión de la energía nuclear en la taxonomía europea da que pensar, no solo a la ciudadanía sino a las instituciones, ya que toda Europa dice que la nuclear es necesaria”, asegura. También

ha vuelto a solicitar al Gobierno de España que relaje la excesiva carga fiscal que sufre el parque nuclear. “Si las centrales nucleares son necesarias, hay que hacerlas viables”, insiste.

Con esta aprobación se reafirma el esencial papel de la energía nuclear como fuente libre de CO₂ y que ofrece seguridad de suministro y estabilidad a la red

El hecho de que la energía nuclear esté incluida en los mecanismos de la taxonomía permite un acceso a una financiación más favorable. Para Foro Nuclear esto repercutirá muy positivamente en países de la Unión Europea (UE) con una clara apuesta nuclear (operación a largo plazo de reactores actualmente en operación y construcción de nuevas unidades) como en Francia, Polonia, República Checa, Finlandia, Eslovaquia, Bulgaria, Países Bajos, entre otros.

El Parlamento europeo ha escuchado a la ciencia

El 25% de la electricidad de la UE es de origen nuclear y el 35,43% de la electricidad libre de emisiones se consigue con esta tecnología. Nucleareurope, que agrupa a todo el sector nuclear europeo, también ha aplaudido la inclusión de la nuclear en la taxonomía ya que, según indican en su comunicado, “se ha escuchado a la ciencia”. En palabras de su director general, Yves Desbazeille, “la ciencia establece claramente que la energía nuclear es sostenible y esencial en la lucha contra el cambio climático. Es fantástico ver que una mayoría en el Parlamento Europeo ha decidido escuchar a los expertos y tomar la decisión correcta”.

Fuente: *Foro Nuclear Español.*

30/05/2022

La construcción del gasoducto Néstor Kirchner generará 6.000 puestos de trabajo

Unirá la formación neuquina de Vaca Muerta con el centro del país. Durante la administración del expresidente Mauricio Macri la obra “fue paralizada”, señaló la directora del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), María de los Ángeles Sacnun.

La construcción del **gasoducto Néstor Kirchner**, que unirá la formación neuquina de Vaca Muerta con el centro del país y cuyo inicio se estima para junio, generará aproximadamente **6.000 puestos de trabajo directos e indirectos**, afirmó la directora del Banco de Inversión y Comercio Exterior (BICE), María de los Ángeles Sacnun.

“La obra no solamente impacta en la balanza comercial sino también en el desarrollo regional y en la generación de empleo, y podemos decir que la inversión de por sí, generará entre empleos directos e indirectos alrededor de 6.000 puestos de trabajo”, precisó la directora del BICE.

Asimismo, Sacnun indicó que “todo el proceso licitatorio ya está en marcha”, y estimó que “en junio estaría iniciándose la obra”, cuyo primer

tramo -desde la localidad de Tratayén, en Neuquén, a Saliqueló, en Buenos Aires- estaría finalizado a tiempo para el invierno de 2023.

“La obra no solamente impacta en la balanza comercial sino también en el desarrollo regional y en la generación de empleo, y podemos decir que la inversión de por sí, generará entre empleos directos e indirectos alrededor de 6.000 puestos de trabajo”.

“Es una decisión política que está en marcha y que tiene recursos y fondos para retomar un proyecto energético al servicio del desarrollo nacional”, enfatizó la funcionaria, quien valoró la obra como un paso para que el BICE “en algún momento se convierta en una banca de desarrollo”.

Asimismo, destacó que el proyecto no solamente será financiado con fondos del Tesoro Nacional sino también con parte de lo recaudado a través del Aporte Solidario y Extraordinario de las grandes fortunas.

El pasado viernes 27 de mayo Energía Argentina (ENARSA) y el BICE firmaron el contrato que conforma el fideicomiso del Fondo de Desarrollo Gasífero Argentino (Fondesgas) que administrará los bienes que se utilizarán para la construcción del gasoducto, mientras que a principios de mayo se concedió a Tenaris el abastecimiento de cañerías.

De esta forma, se cumplió con lo dispuesto por el decreto 76/2022 de febrero último que encomienda a Enarsa (leasa en ese entonces) la construcción del gasoducto y la concesión

de transporte, además de ser el fiduciante del Fondesgas, fondo en donde el BICE actuará como fiduciario.

El proyecto del gasoducto Néstor Kirchner, en su primera etapa, permitirá ampliar en un 25% la capacidad del sistema de transporte de gas natural, por un total de 24 millones de metros cúbicos (m³) de gas diarios, lo cual permitirá reemplazar la importación de combustibles.

En ese sentido, de acuerdo con estimaciones del Ente Regulador del Gas (ENARGAS), se prevé un ahorro "en el corto plazo" en subsidios por US\$ 1.000 millones anuales, a la vez que generará un impacto positivo en la balanza comercial energética por alrededor de US\$ 1.800 millones.

Fuente: www.telam.com.ar

03/05/2022

“China es el país que más centrales nucleares construye y nos ofrece financiamiento”

Jorge Sidelnik, vicepresidente de Nucleoeléctrica Argentina (NASA), se explayó en el plan de acción para los próximos años en materia nuclear

El Gobierno definió un **plan de acción para los próximos años en materia nuclear**. En ese sendero sobresale el proyecto de la cuarta central con tecnología china y financiada por capitales de ese país, lo cual supone no solo grandes desafíos en cuanto a la ingeniería financiera sino también varias incógnitas en términos de cómo los chinos van a gestionar la construcción y puesta en marcha de semejante obra en un contexto cultural tan ajeno. Pero además, el programa nuclear incluye la extensión de la vida útil de Atucha I, una obra que se calcula en 450 millones de dólares y tendría financiamiento del Fondo de Garantía de Sustentabilidad de la ANSES. También hay obras complementarias para ampliar la **capacidad de almacenaje del combustible gastado**, uno de los puntos sensibles de la energía nuclear en términos ambientales.

Sobre los puntos antes mencionados se explayó Jorge Sidelnik, vicepresidente de Nucleoeléctrica Argentina (NASA), empresa estatal que está a cargo de la operación de las tres centrales nucleares del país, Atucha I, Atucha II y Embalse, y de la comercialización en el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) de la energía producida por esas plantas.

-Con 48 años de operación exitosa, Atucha I terminó su vida útil de diseño. En su momento se hicieron estudios y la Autoridad Regulatoria permitió continuar la operación entre 4 y 5 años más para después presentar un plan de mejora en la parte de seguridad y en la operativa. Entonces se constituyó el proyecto de extensión de vida útil de Atucha I, que replica más o menos la extensión de vida útil de Embalse. La intención es tratar de **operar unos veinte años más de calendario**, quince años más de plena potencia.

-En 2024 tendríamos que parar Atucha I y hacer un mantenimiento prolongado de dos años. Mejoraríamos la instrumentación, incluso la eficiencia de la turbina, para después tener veinte años más de operación. La estimación presupuestaria es de unos 450 millones de dólares, de los cuales la mitad sería en moneda extranjera, para comprar repuestos, y la otra mitad sería mano de obra y repuestos nacionales. Como proyecto, la extensión de vida útil de Atucha I cierra desde muchos puntos de vista. Son 360 MW a 450 millones de dólares, es un precio que no se consigue de otra manera. Hay que recordar que Atucha I tuvo su repago a los 25 años, o sea que ya hace 23 años que trabaja gratis, solo con costos de operación y mantenimiento. Además de eso, es un proyecto de gran importancia para la zona, porque implica unas 2 mil personas trabajando y además poder mantener todo el ciclo nuclear.

Por otro lado, en Atucha II necesitamos un almacenamiento en seco, para lo cual la intención es que la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) haga la ingeniería y las

empresas nacionales hagan la fabricación de elementos, montaje y la puesta a punto.

-Cada vez hay menos empresas que hacen reactores nucleares. Están los rusos, ahora los franceses podrían apuntar a hacerlo de nuevo. **Pero China es el país que más centrales construye hoy en día.** Hacerlo adentro del país o afuera desde el punto de vista de la central, en términos de equipamiento, seguridad y calidad, es lo mismo. La central tiene que ser confiable. El tema es lo comercial y la adaptabilidad de la cultura.

China nos da una oportunidad de alto financiamiento. Así para la cuarta central nuclear -Nosotros pondremos gente pero por supuesto que en una inversión tipo llave en mano, los responsables son los chinos. **Para la puesta en marcha, queremos participar activamente, por ahí negociamos hacer la puesta en marcha nosotros.** En cuanto a la operación, tanto en Atucha I como en Embalse, nosotros pusimos un plantel de entre 500 y 700 personas.

Fuente: *Página 12.*

07/04/2022

Argentina avanza con el plan de desarrollar la industria del litio junto a Bolivia

En el marco del memorándum de entendimiento que firmaron ambos países, el ministro Daniel Filmus se reunió con el titular de la cartera de Hidrocarburos y Energías de Bolivia, Franklin Molina Ortiz, para avanzar en un trabajo conjunto para la exploración y explotación del litio.

Los presidentes Alberto Fernández y Luis Arce firmaron un Memorándum de Entendimiento en materia de Cooperación Técnica en Recursos Evaporíticos y Litio el pasado 7 de abril de 2022 en Buenos Aires.

Filmus se reunió con el funcionario boliviano y trazaron una hoja de ruta "para avanzar hacia objetivos específicos que contemplan

la transferencia científica y tecnológica para desarrollar la industria del litio", según explicó Molina luego de la reunión que se realizó en Despacho del Ministerio de Hidrocarburos y Energías, en la ciudad de La Paz.

Asimismo, la autoridad de Bolivia anunció que en el transcurso de las siguientes semanas se tiene

prevista la visita de un equipo de Yacimientos de Litio Bolivianos (YLB) y del Ministerio de Hidrocarburos y Energías de Bolivia (MHE)

a Argentina para seguir avanzando en este proceso.

Fuente: *El inversor energético y minero.*

12/04/2022

Reino Unido da un fuerte impulso a la nuclear con la construcción de ocho nuevos reactores

El Gobierno británico ha presentado el plan **British Energy Security Strategy** en el que recoge su estrategia en materia energética para asegurar su independencia y garantizar el suministro eléctrico. Se basa en el incremento de la generación de energía limpia impulsando el desarrollo de la generación de origen nuclear y renovable.

Reino Unido impulsa el desarrollo de la nuclear y renovables en su estrategia energética para asegurar su independencia, garantizar el suministro y hacer frente a la volatilidad del mercado eléctrico.

El Gobierno británico **propone construir un nuevo reactor nuclear al año en lugar de uno por década como estaba anteriormente previsto.** Prevé la construcción de **ocho nuevas unidades nucleares en esta nueva década incluyendo el desarrollo de Reactores Modulares Pequeños** (SMR por sus siglas en inglés) así como acelerar el avance en la central nuclear Wylfa B en Anglesey, una nueva instalación ya propuesta en 2020.

Además, para asegurar que estos nuevos proyectos cuenten con suficiente financiación **se creará un nuevo organismo gubernamental llamado 'Great British Nuclear'.**

El Gobierno británico prevé el desarrollo de 8 nuevos reactores nucleares que incluyen Reactores Modulares Pequeños (SMR).

Con esta apuesta por energías limpias y asequibles el Reino Unido hace frente a los altos precios y la volatilidad del mercado eléctrico y marca el **objetivo de generar el 95% de la electricidad con bajas emisiones de carbono en**

el horizonte 2030 y que la producción nuclear sea de 24 GW en 2050, lo que representará el 25% de la electricidad demandada.

El objetivo de Reino Unido es generar el 95% de su electricidad con bajas emisiones de carbono para 2030 y que la producción nuclear sea de 24 GW en 2050, lo que representará el 25% de la electricidad demandada.

En palabras del primer ministro británico, **Boris Johnson estos ambiciosos planes reducirán la "dependencia del país de fuentes energéticas expuestas a precios internacionales volátiles que no podemos controlar, de manera que podamos disfrutar de mayor autosuficiencia energética con precios más reducidos".**

Esta Estrategia presentada por el Reino Unido se basa en el **Ten Point Plan for a Green Industrial Revolution** y junto con la Net Zero Strategy atraen la cantidad sin precedentes de 100 mil millones de libras de inversión del sector privado y **la generación de 480.000 nuevos puestos de trabajo.**

Reino Unido cuenta con 11 centrales nucleares en operación y dos unidades más en construcción que en 2020 generaron el 14,5% de la electricidad del país.

Fuente: *Foro Nuclear Español.*

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. Trombotto, V.G.
 Situación del mercado internacional del petróleo. 2004. Castellano, R.A.
 ¿Cómo satisfacer el incremento de demanda energética del siglo XXI? 2004. Notari C.

15

Los planes del gobierno para el sector. 2005. Cameron, D.
 Planeamiento energético. ¿Para qué sirve y cómo se hace? 2005. Rey, F.C.
 La experiencia brasileña en la crisis de energía en el año 2001. 2005. García Lima, A.G.

16

Terminación de la Central Nuclear Atucha II. 2005. Antunez, J.L.
 Competitividad nuclear. 2005. Precensio Deck, F.; Giubergia, J.H. y Coppari, N.R.
 Aprovechamiento de la energía solar en la Argentina y en el mundo. 2005. Durán, J.C. y Godfrin, E.M.

17

Reactivación de la actividad nuclear en la República Argentina. 2006. De Vido, J. (discurso)
 Análisis de la competitividad nuclear en el nuevo escenario energético de la República Argentina. 2006. Precensio Deck, F.; Maur, D.J.; Giubergia, J.H. y Coppari, N.R.
 Propuestas de lineamientos de estrategia energética: enfoque metodológico. 2006. Bouille, D.

18

Tendencias mundiales en generación nucleolétrica. 2006. Coppari, N.R.
Reservas del sistema eléctrico. 2006. Medina, O.
Análisis de costos nivelados de la generación de electricidad en México. 2006. Gustavo Alonso, J.; Ramírez, R. y Palacios, J.C.

19

Aspectos técnico económicos del GNL. 2007. Torino Aráoz, I.
Estudios de localización para el emplazamiento de nuevas centrales nucleares en Argentina. 2007. Barbarán, G.A.
Consideraciones particulares del combustible nuclear. 2007. Rey, F.C.; Ramilo, L.B.; Gómez de Soler, S.M. y Coppari, N.R.

20

Renacimiento de la energía nuclear en el mundo. 2007. Concha Perdomo, I.A.
Nuevos conceptos de reactores nucleares avanzados presentes y futuros. 2007. Solanilla, S.

21

Análisis del sector de refinerías en Argentina con el modelo MESSAGE. 2008. Torino Aráoz, I.; Barbarán, G. y Maur D.
El futuro nuclear del Reino Unido. 2008. Foro de la Industria Nuclear Española

22

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

23

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

24

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

25

Central Nuclear CAREM: otra apuesta argentina al desarrollo de la tecnología nuclear. 2010. Turina, L.
Consolidación de la nucleoelectricidad en el mundo. A cuatro años de la reactivación nuclear en Argentina. 2010. Coppari, N.R.; Giubergia, J.H. y Barbarán, G.A.

26

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

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

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

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

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

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

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

33 Plan Energético 2014 - 2019. Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios
Energía nuclear como alternativa para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero. 2014. Jensen Mariani, S. y Zirulnikow, F.

34 Competitividad de futuras centrales nucleares en Argentina aplicando la metodología INPRO del OIEA en el área de economía. 2014. Coppari, N.R. y Cañadas, V.
Perspectivas de los recursos de uranio y torio para la generación nucleoelectrica. 2014. López, L.

35 Análisis de la infraestructura necesaria para la introducción o ampliación de un sistema de energía nuclear. 2015. Cañadas, V.
Panorama internacional de la energía nuclear. 2015. Jensen Mariani, S.

36 Análisis de adaptación del sistema eléctrico argentino al cambio climático usando el modelo MESSAGE del OIEA. 2015. Jensen Mariani, S.; Biscarra, A.; Colace, S.; Coppari, N.R.; Iglesia, M.Y.; Méndez, C.; Parera, D.; Rey, F.C. y Zirulnikow, F.
Guía para el uso racional de la energía. 2015. Cámara Argentina de Industrias Electrónicas, Electromecánicas y Luminotécnicas

37

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

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

38

Contribución de la energía nuclear para evitar emisiones de gases de efecto invernadero. 2016. Coppari, N.R.

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

39

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

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

40

Evolución de la matriz energética Argentina. 2017. Jensen Mariani, S., Zamora, A. y Rimancus, P.

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

41

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

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

42

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

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

43

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

Los beneficios fiscales en el programa de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables (RenovAr) 2019. 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.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de la Secretaría de Energía Eléctrica, CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., INDEC, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net y Banco Mundial emitidos hasta junio de 2022.

Elaborado por la Subgerencia Planificación Estratégica
Gerencia de Área Coordinación y Gestión 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

