

BOLETÍN ENERGÉTICO 46

2do. Semestre 2020
AÑO XXIII N° 46

FIN DE LA ERA NUCLEAR

EN ALEMANIA



¿DECISIÓN ACERTADA?

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 de Planificación Estratégica, perteneciente a la Gerencia Planificación, Coordinación y Control, Comisión Nacional de Energía Atómica.
Av. Libertador 8250 (C1429BNP) CABA; Centro Atómico Constituyentes, Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires.
Tel: 6772-7526/7641

Coordinación Editorial: Lic. Diego Coppari

Comité Revisor: Ing. Sofía Colace
Ing. Norberto Coppari
Ing. Santiago Jensen
Ing. Pablo Rimancus

Apoyo Técnico: Sr. Facundo Leuzzi
Sra. Mónica Nicolini

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

Diseño y Compaginación: Lic. Andrés Boselli

Impresión: Subgerencia Planificación Estratégica
CAC - CNEA

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

e-mail: sintesis_mem@cnea.gov.ar

Otras publicaciones de CNEA: *Síntesis*. <https://www.cnea.gov.ar/nuclea/handle/10665/803>

Foto de tapa: Desmantelamiento del Reactor de investigación Merlín en Alemania.

(Foto: Forschungszentrum Juelich GmbH)

Número 46 Diciembre 2020

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

Fin de la Era Nuclear en Alemania: ¿Decisión Acertada?	
F. Fraguas y L. Dantoni	4
Eficiencia Energética en la Industria	
G. Dalmaso, V. Matarazzo y P. Rimancus	23
Síntesis Nuclear	39
Demanda de Energía Eléctrica	44
Picos de Potencia	
Potencia Instalada	49
Potencia Instalada por Región y por Fuentes	
Incorporaciones Previstas	
Generación de Energía Eléctrica	55
Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles	
Síntesis de Mercado del Gas Natural	64
Costo Variable de Generación	70
Evolución de los Precios	72
Balance Energético Nacional	73
Noticias	76

Editorial

Dentro de un 2020 fuera de lo común, producto de la pandemia mundial de Covid-19, el impacto negativo en términos económicos y humanos jugó un papel fundamental en el segundo semestre del año, afectando a todos los sectores de la sociedad.

Como es de público conocimiento, la pandemia ha modificado las actividades sociales, comerciales y productivas, arrastrando al sector energético para cubrir las necesidades emergentes de esta nueva realidad. En este sentido, la demanda en los sectores comercial e industrial se ha visto severamente afectada debido a la minimización de actividades impuesta por el ASPO y el consecuente DISPO

después de mitad de año. Durante el segundo semestre las actividades retornaron de modo paulatino, al igual que la demanda, que incluso sobre el final del año alcanzó valores similares a aquellos registrados antes de la cuarentena. Sin embargo, aún hay actividades que no lograron recuperarse. En contraposición, la demanda de electricidad residencial registró valores superiores debido a que las personas pasaron más tiempo en sus hogares, desarrollando actividades laborales mediante la modalidad de teletrabajo.

La otra gran consecuencia energética como producto de la pandemia, fue el menor uso de combustibles fósiles debido a la restricción de actividades. En línea con esto, el sector transporte fue el más afectado, debido a que la movilidad fluvial, terrestre y aérea sufrió fuertes restricciones. A su vez, esto produjo menor contaminación de emisiones de CO₂ y una caída en los precios del petróleo a nivel mundial.

En el ámbito energético a nivel nacional, el segundo semestre de 2020 se ha visto marcado por la designación de Darío Martínez como nuevo Secretario de Energía desde el 26 de agosto, en reemplazo de Sergio Lanziani. La designación de Martínez trajo aparejado, además, que la Secretaría de Energía pasó a estar bajo la órbita del Ministerio de Economía, como parte de una nueva etapa en las políticas del sector, que busca dotar al factor energético de una “visión integral”.

Así, uno de los ejes principales del trabajo de Darío Martínez es la búsqueda de un consenso en torno al futuro la explotación de recursos no convencionales de Vaca Muerta, donde será fundamental articular el diálogo entre las empresas productoras –con YPF a la cabeza–, el gremio petrolero y el Estado Provincial. En este sentido, durante su asunción Martínez especificó que “tenemos que potenciar la producción y el trabajo, y sin energía nada de eso es posible. Desarrollar nuestros recursos energéticos nos va a volver a poner en el camino del crecimiento”.

En línea con esta búsqueda, el 16 de noviembre el Gobierno Nacional puso en marcha el Plan Gas.Ar a través del decreto N° 892/2020. El

objetivo primordial del plan es revertir la fuerte caída que sufrió la producción de gas durante 2020, con un subsidio que compense la caída de las importaciones de combustibles. Así, se busca producir 30.000 millones de m³ de gas argentino en cuatro años, y generar tanto un ahorro fiscal –2.500 millones de dólares, aproximadamente– como uno de divisas, de cerca de 9.200 millones de dólares.

La otra gran consecuencia energética como producto de la pandemia fue el menor uso de combustibles fósiles debido a la restricción de actividades. En línea con esto, el sector transporte fue el más afectado, debido a que la movilidad fluvial, terrestre y aérea sufrió fuertes restricciones. A su vez, esto produjo menor contaminación de emisiones de CO₂ y una caída en los precios del petróleo.

El programa incentiva la inversión y la producción de gas para lograr satisfacer la demanda interna con gas argentino. Además, busca potenciar la generación de empleo y el desarrollo en las regiones productoras, y sustituir tanto las importaciones de Gas Natural Licuado (GNL) como el consumo de combustibles líquidos, generando certidumbre de largo plazo en los sectores de producción y distribución.

En esta primera etapa del Plan Gas.Ar se adjudicaron ofertas realizadas por 16 empresas petroleras y se logró conseguir 67,85 millones de metros cúbicos diarios de gas incremental (casi la totalidad de los 70 millones buscados).

A nivel internacional, uno de los principales sucesos energéticos del semestre ha sido la conexión a la red de la primera unidad Hualong One en el mundo. En este sentido, la Unidad 5 de la Planta de Energía Nuclear de Fuqing, en la provincia china de Fujian, completó la conexión

el 27 de noviembre, con ingreso comercial en febrero de 2021, según anunció la Corporación Nacional Nuclear de China (CNNC) y comenzó a entregar energía a la red en los últimos días del año. Se espera que la Unidad 6 complete el proceso y entre en servicio a fines de 2021.

A su vez, en Gran Bretaña, un consorcio liderado por Rolls Royce considera la construcción de hasta 16 pequeñas centrales nucleares llamadas SMR (Small Modular o Medium-size Reactors), con potencias que llegarían hasta los 300 MW, por todo el país, en un plazo de 20 años, que permitan alcanzar su meta de cero emisiones antes de 2050. En lugar de construir las tradicionales grandes centrales de entre 700 y 1300 MW por unidad, su enfoque se centra en producir módulos prefabricados que puedan usarse en la construcción de centrales pequeñas. Así, buscan resolver uno de los grandes retos de la energía nuclear: la gran inversión inicial y complejidad de los proyectos tradicionales. La primera de estas pequeñas centrales, que compite entre otros con el reactor CAREM de diseño local (actualmente en construcción), entraría en funcionamiento para 2030, y cada una produciría unos 440 megavatios de electricidad.

El Gobierno Nacional puso en marcha el Plan Gas.Ar a través del decreto N° 892/2020. El objetivo primordial del plan es revertir la fuerte caída que sufrió la producción de gas durante 2020, con un subsidio que compense la caída de las importaciones de combustibles. Así, se busca producir 30.000 millones de m³ de gas argentino en cuatro años, y generar tanto un ahorro fiscal –2.500 millones de dólares, aproximadamente– como uno de divisas, de alrededor 9.200 millones de dólares.

Por su parte el director general del OIEA, Rafael Grossi, ponderó el papel de la energía nuclear en la lucha contra el cambio climático. En conversación con el director general de la Nuclear Energy Agency – Organisation for Economic Co-operation and Development (NEA –OCDE), William Magwood, Grossi planteó que “necesitamos energía sin destrozar el planeta” y que, en este sentido, la nuclear es una energía “limpia y estable, que produce el 10% de la electricidad mundial y un tercio de la energía limpia”. Además, aseguró que cada vez son más los países que se interesan por la tecnología nuclear: “existe un gran número de países que apuestan por la energía nuclear y cada vez se acercan más estados interesados por la misma a la Agencia”.

En línea con esto, es importante destacar el caso de Emiratos Árabes Unidos a partir de la reciente puesta en marcha de la primera central nuclear en el mundo árabe. La central nuclear de Barakah, piedra angular del programa de los Emiratos Árabes Unidos, es un proyecto de infraestructura nacional alineado con la estrategia energética del país, que pretende diversificar su cartera en la materia con fuentes más limpias. Una vez que estén totalmente operativas todas las unidades de esta central nuclear producirá aproximadamente un 25 % de las necesidades eléctricas de los EAU, a la vez que evitará la emisión de 21 millones de toneladas de carbono, equivalente a suprimir 3,2 millones de autos de las autopistas y rutas todos los años.

De igual forma, la puesta en marcha de la primera unidad de la central de Barakah (de tecnología coreana APR1400), es un hito que culmina más de una década de planificación estratégica y dedicación, combinadas con la adhesión a los más altos estándares de seguridad.

Así, a pesar de que las consecuencias de la pandemia mundial de Covid-19 aún no están del todo claras, ya se advierten indicios de una recuperación tanto a nivel nacional como internacional, en el marco de un mundo que seguramente funcionará bajo nuevas normas.

Fin de la era nuclear en Alemania: ¿decisión acertada?

Autores: Facundo Fraguas - Leonardo Dantoni .

Introducción: En el año 2011 Alemania anunció un paquete de medidas para poner en marcha su proyecto más ambicioso desde la reunificación: la “Energiewende” (transición energética alemana), que tiene como principal objetivo la migración de su matriz energética hacia un mix basado en energías renovables y el cierre de todas las centrales nucleares del país.

En el presente artículo se analizará la transición energética alemana desde cinco perspectivas:

- 1- Análisis de la inversión realizada.
- 2- Estabilidad del suministro eléctrico alemán.
- 3- Superficie necesaria para generar energía eólica y solar.
- 4- Precio de la energía en Alemania.
- 5- Emisiones de gases de efecto invernadero.

1- Análisis de la inversión realizada en la “revolución energética”

Según un informe de la Oficina Federal de Auditoría alemana, los costos gubernamentales totales de Energiewende no están del todo claros (incluso para los principales ministerios) y la delimitación de las partidas de gastos no se lleva a cabo de forma totalmente coherente. [1]

Otro informe que audita gastos de Energiewende en diferentes Ministerios Federales, afirma, por ejemplo, que el Ministerio de Economía

y Energía “no puede responder claramente a la pregunta sobre el costo de la transición energética para el gobierno” y “no tiene una visión general completa del impacto financiero de la transición energética”. El documento se basa en la información proporcionada por cada departamento ministerial y en su decisión sobre qué medidas se considerarían parte de la transición energética. [2]

Por otra parte, los costos reales de la Energiewende son mucho más altos que la participación del sector público por sí sola. Según el grupo de expertos energéticos Agora Energiewende, la inversión total en energía renovable en todos los sectores de 2000 a 2015 fue de 235.000 millones de euros, lo que corresponde a una media anual de 16.000 millones de euros, y durante la próxima década se espera que la inversión en el sector eléctrico alcance unos 15.000 millones de euros anuales, de los cuales entre 9.000 y 10.000 millones se invertirán en nueva capacidad renovable. [3]

Otros estudios han estimado que Alemania invirtió 25.000 millones de euros en energía renovable en 2016, de los cuales 23.000 millones de euros (92%), fueron abonados por los consumidores a través del recargo por energía renovable en sus facturas de electricidad [4].

Del mismo modo, el Instituto de Economía de la Competencia de Düsseldorf (DICE) ha estimado que el costo total de la Energiewende alcanzará los 520.000 millones de euros para el año 2025, sólo en el sector eléctrico [5].

Por otra parte, por la gran inversión realizada, Alemania para el año 2025 logrará abastecer aproximadamente el 45% de su consumo total con energías renovables. Como la vida útil de estas tecnologías no es prolongada, el gobierno alemán necesitará desembolsar nuevamente una buena cantidad de dinero dentro de los próximos 25 o 30 años, para reemplazar la potencia renovable obsoleta, y deberá prever una gran inversión para la gestión de residuos provenientes de las miles de toneladas de paneles solares gastados.

¿Qué hubiera ocurrido si Alemania invertía esa cantidad de dinero en energía nuclear?

Una central nuclear de 1.100 MWe de potencia neta tiene un costo promedio de 7.700 millones de dólares. Dicha central nuclear opera con un

factor de carga superior al 90% y cuenta con una vida útil de fábrica de 60 años (vida útil que muy probablemente sea extendida).

Si Alemania invertía esos 520.000 millones de euros en energía nuclear, para el año 2025 hubiera finalizado la construcción de 80 centrales nucleares de última generación, las cuales inyectarían anualmente unos 700 TWh de energía, durante un mínimo de 60 años.

Los 700 TWh anuales alcanzarían no sólo para abastecer el 100% del consumo alemán al año 2025, sino que además se podría exportar y abastecer al 100% del consumo de Bélgica, Suiza, Dinamarca y República Checa por 60 años. Al componente energético debemos sumarle el análisis de las emisiones de CO₂, dado que el promedio ponderado de emisiones de las energías renovables representa más del doble de las emisiones provenientes de la energía nuclear. (Si bien la energía eólica y la nuclear liberan aproximadamente la misma masa de CO₂ por unidad de energía generada, la solar fotovoltaica y la biomasa emiten entre 4 y 20 veces más masa de CO₂ que la nuclear, respectivamente). [6].

A continuación se presenta un esquema que resume el análisis realizado:

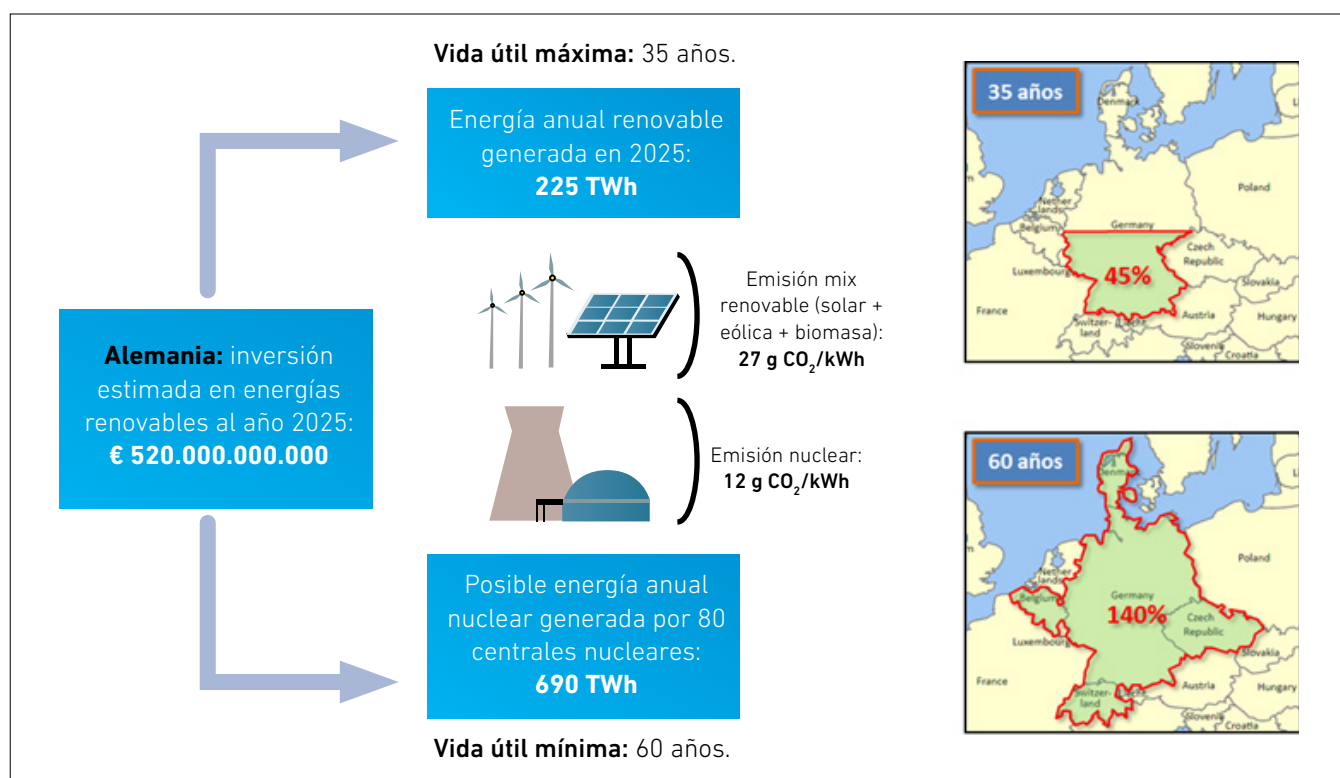


Figura 1: Comparación de inversión Energiewende vs misma inversión en energía nuclear.

2- Estabilidad del suministro eléctrico alemán

El objetivo de todo sistema de suministro de energía eléctrica es el abastecimiento de la demanda de energía, en tiempo real.

Una de las problemáticas actuales es que la energía eléctrica no puede ser almacenada a gran escala de forma eficiente. Esto supone que para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico debe existir un equilibrio dinámico permanente entre la producción y el consumo de energía. Cualquier desequilibrio entre demanda y generación se traduce en un desvío de la frecuencia de la red respecto a su valor nominal, lo que genera una inestabilidad de la misma.

Existen máquinas capaces de regular pequeñas variaciones de frecuencia en las redes de alta tensión, algunas lo logran de manera casi instantánea y otras con una cierta inercia. Principalmente se utilizan turbinas de gas o ciclos combinados, para cumplir una doble función: por un lado, la cobertura de las horas de mayor demanda y por otro el aporte de regulación para afrontar las fluctuaciones de frecuencia de la red, ocasionada principalmente por la intermitencia de las energías renovables (dado que su régimen de funcionamiento depende exclusivamente de las condiciones meteorológicas de cada emplazamiento).

Las condiciones meteorológicas alemanas son muy variables, lo que se traduce en una generación de energía renovable también variable. Un parque eólico puede permanecer parado debido a la falta de viento y pocas horas más tarde operar a su máxima potencia nominal, debido a un aumento del viento. Respecto de la generación solar fotovoltaica, durante la noche no hay aporte de energía, sin embargo, en días soleados opera prácticamente a su potencia

máxima cerca del mediodía. Una consecuencia de este comportamiento es que el factor de utilización de ambas tecnologías es muy bajo (los factores de disponibilidad solar y eólico alemanes en 2019 fueron del 12% y 26% respectivamente).

Por este motivo, es necesario instalar mayor capacidad solar y eólica para lograr los objetivos definidos de participación renovable en la matriz energética. De esta forma el exceso de capacidad instalada renovable produce picos de generación de energía, seguidos de aumentos de frecuencia de la red en los momentos de mayor disponibilidad de viento, mucho sol, o combinación de ambos efectos. Este evento resulta aún mas significativo cuando la demanda de energía es reducida, como en horas nocturnas, domingos o feriados.

En caso contrario, cuando el aumento de generación es muy importante, las reservas de regulación tienen problemas para compensar el exceso de frecuencia. Otra consecuencia de esta variabilidad es que el precio de la energía se desplome, pudiendo alcanzar valores negativos. Estos desequilibrios también afectan los flujos de energía hacia y desde los países vecinos, los cuales han tenido que invertir en protecciones de red y transformadores especiales para mantener la seguridad del suministro eléctrico. Por último, esto genera un desinterés por parte de los inversores en energía en esos países, dada las grandes fluctuaciones de precio ocasionadas por la intermitencia de la generación renovable alemana.

A continuación se presenta una figura de barras sobre los precios de la energía en Alemania: a la izquierda se observa la cantidad de horas anuales con precios negativos y a la derecha el mayor precio negativo que alcanzó la energía en cada año.

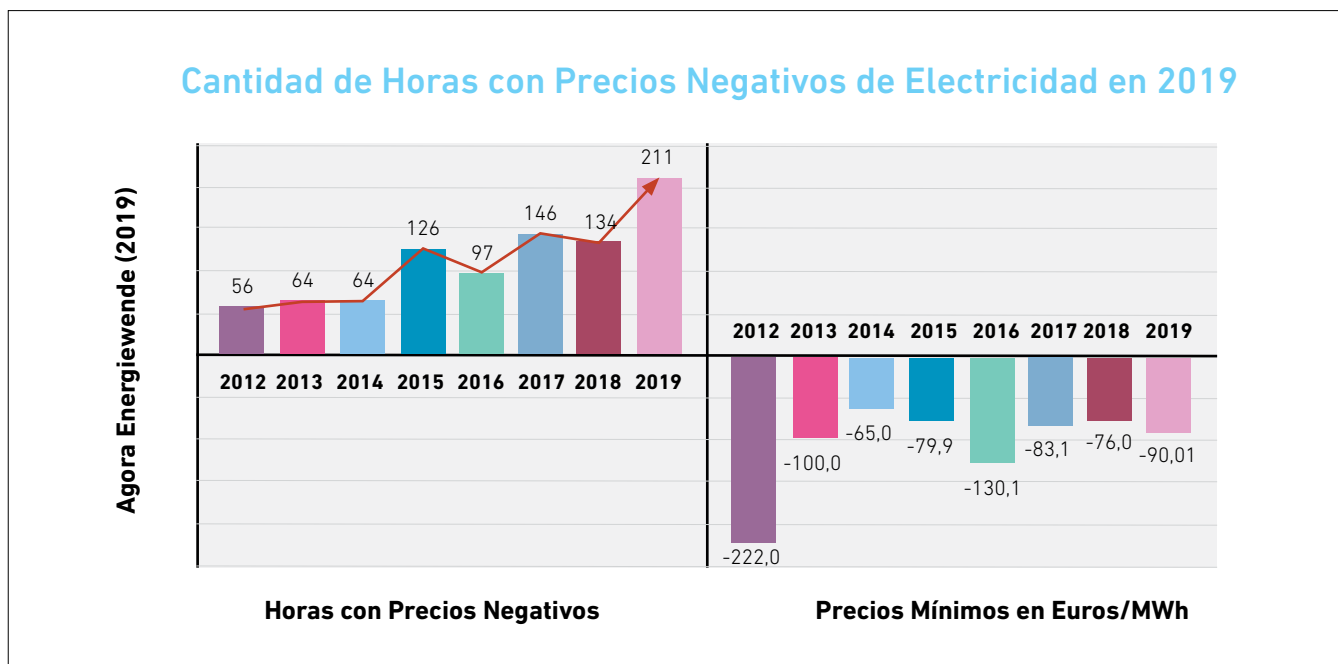


Figura 2: Precios negativos de la energía – Agora: The Energy Transition in the Power Sector 2019.

En cuanto a los errores de previsión de generación renovable, su elevada ocurrencia conduce a una mayor utilización de mecanismos de regulación del sistema, como las turbinas de gas o ciclos combinados. A estas centrales denominadas “respaldo de las energías renovables”, hay que abonarles su disponibilidad de potencia y su generación (factores casualmente no contemplados en el cálculo del costo nivelado solar y eólico).

En este sentido, las turbinas de gas y ciclos combinados han contribuido de forma notable a integrar elevados porcentajes de energías renovables en los sistemas eléctricos, pero su modo de operación ha variado significativamente respecto de sus condiciones de diseño, implicando un mayor riesgo de avería, un incremento de costos de operación y mantenimiento, una reducción de su vida útil, etc. considerando que estas turbinas trabajan con temperaturas de escape muy elevadas, los cambios bruscos y sucesivos de potencia o arranques y paradas, debilitan notablemente la resistencia de los materiales.

Además de esto, debemos mencionar que son tecnologías basadas en la combustión de gas con su posterior liberación de grandes cantidades de gases de efecto invernadero. Es una paradoja,

dado que las energías renovables, cuyo gran objetivo es la reducción de gases de efecto invernadero, utilizan como principal respaldo tecnologías que emiten en promedio unas 30 veces más masa de CO₂ por unidad de energía generada.

En cuanto a la ubicación de la oferta y la demanda, la mayor parte de la capacidad eólica alemana se encuentra en el norte del país, mientras que la mayor parte de la demanda proviene de áreas metropolitanas e industriales del sur. Como resultado, los estados del norte enfrentan excedentes de energía mientras que los del sur experimentan déficits, **desequilibrio que se agravará aún más a medida que se cierren las últimas centrales nucleares del país.**

Debido a esto, continuamente los operadores de la red alemana deben dar la orden de poner en marcha centrales térmicas de respaldo en el sur del país y de sacar de servicio generación eólica. Esto ocurre casi todos los días del año (329 días en 2017). Dichas operaciones tienen un costo de cientos de millones de euros al año, que afrontan los consumidores mediante la tarifa eléctrica.

En relación a las previsiones de generación de energía eólica y solar, estas se calculan para las siguientes 24/48 horas en el caso de los modelos

de corto plazo y para horizonte semanal, mensual y/o anual, en el caso de los modelos de medio y largo plazo. Los sistemas de predicción de generación son fundamentales para que el operador del sistema eléctrico asegure la estabilidad de las redes interconectadas de alta tensión.

De esta forma, realizar una proyección de generación eólica es muy complejo, dado que existe una velocidad de viento inicial mínima para que el aerogenerador arranque y empiece a producir energía. Dicha velocidad se llama velocidad de conexión y tiene un valor comprendido entre 3 y 5 m/s. A partir de esta velocidad, la potencia generada crece

de forma proporcional al cubo de la velocidad del viento, para alcanzar su máxima potencia con velocidades de entre 12 y 15 m/s. Cuando el viento alcanza velocidades comprendidas entre los 20 y 25 m/s (velocidad de corte), los aerogeneradores se detienen automáticamente para evitar posibles daños en su estructura. Esta parada abrupta es muy difícil de predecir y tiene muy poca inercia, lo que dificulta la estabilidad de la red.

A modo de ejemplo, a continuación se presenta una curva de predicción vs generación real eólica en Argentina, realizada por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico (CAMMESA), correspondiente al día 28/11/2020.

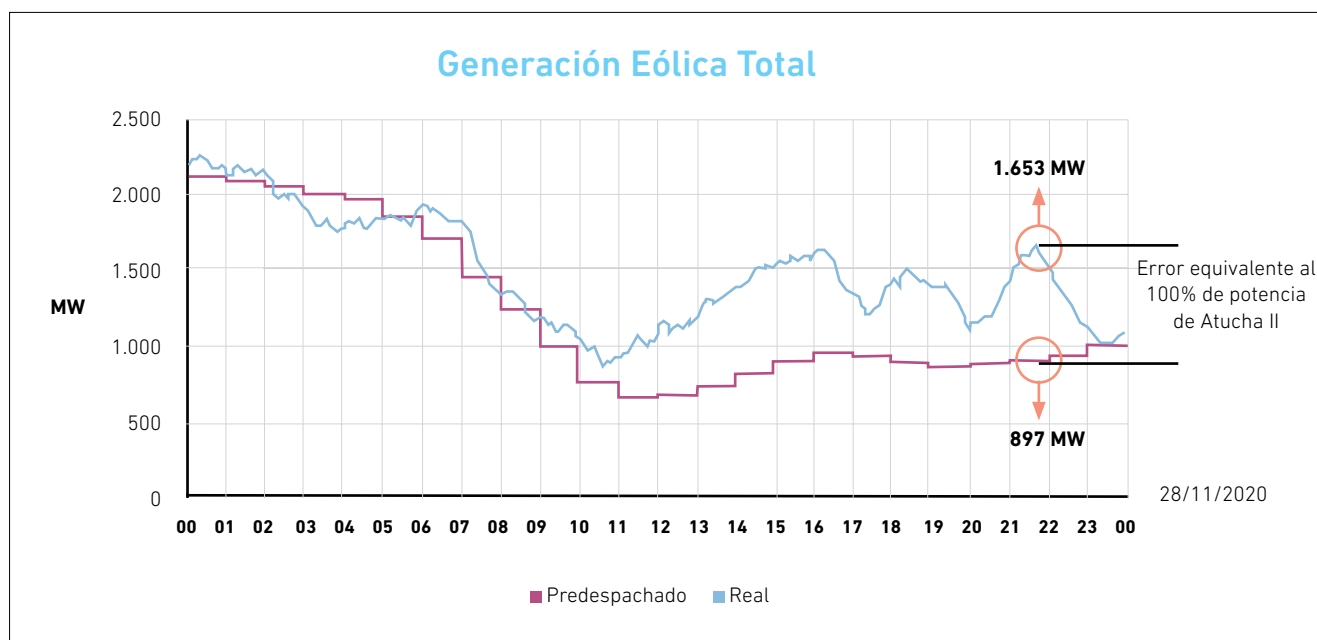


Figura 3: Generación eólica real vs prevista del 28/11/2020 – CAMMESA, portal renovables.

Se observa que el error medio entre estimación y generación real es relativamente bajo, pero existen picos de generación que alcanzan errores de predicción de más de 750 MW, para luego descender abruptamente en unos 90 minutos. La variación de potencia eólica correspondió a un 30% de la potencia total instalada de dicha tecnología en el país (2.623 MW). Se deduce que a mayor potencia instalada, mayor será la amplitud de las intermitencias.

Respecto de la generación solar, tomaremos como ejemplo el eclipse ocurrido en Alemania el 20 de marzo del 2015 con una potencia instalada solar fotovoltaica de 39 GW.

Durante el eclipse se produjo una disminución abrupta de 12 GW de potencia solar en 90 minutos y luego un pico de recuperación de 19 GW en 120 minutos, ambas fluctuaciones correspondientes al 30% y 50%, respectivamente, de la potencia instalada total en ese momento en ese país.

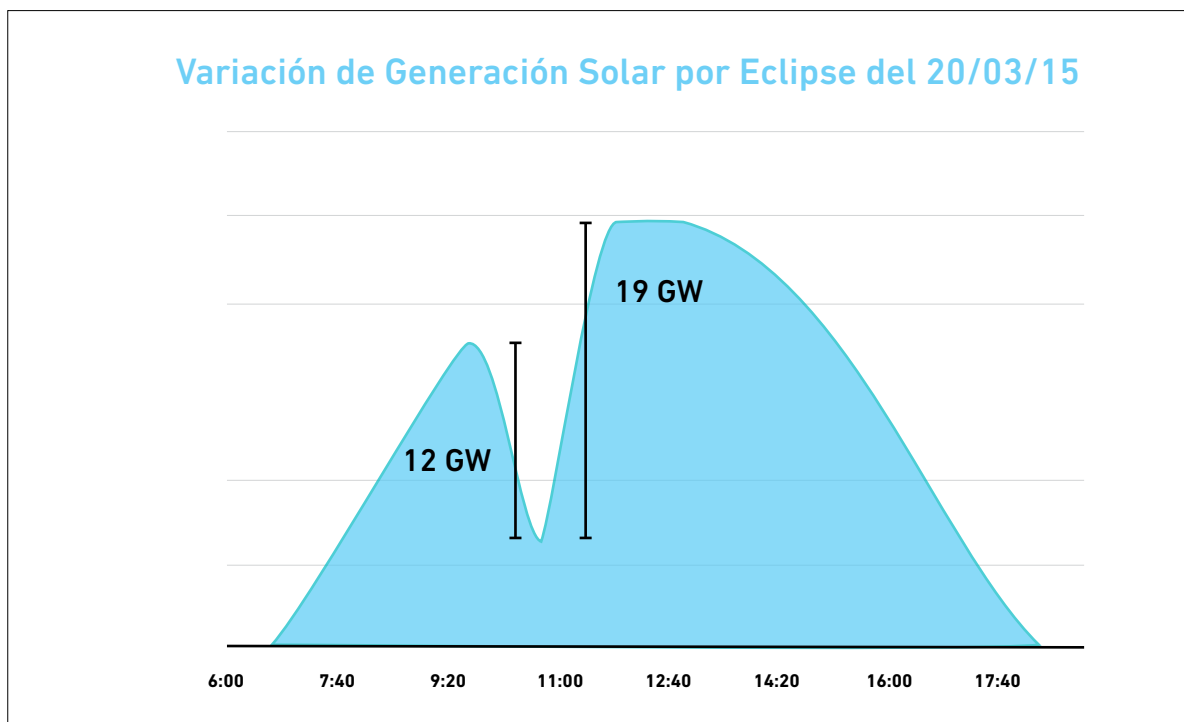


Figura 4: Eclipse solar en Alemania – Agora: The Energy Transition in the Power Sector 2015.

Para tener un punto de comparación, el pico máximo histórico de demanda de potencia total en Argentina fue de 26,3 GW (08/12/2018). Alemania en la recuperación del eclipse inyectó a su red eléctrica lo equivalente al 70% de nuestra potencia histórica máxima, en 120 minutos.

3- Uso de la superficie en generación solar y eólica

Alemania es líder en la instalación de capacidad de energía eólica en Europa, pero la industria nacional ha disminuido abruptamente, lo que llevó la expansión nacional del 2019 al nivel más bajo de los últimos 20 años.

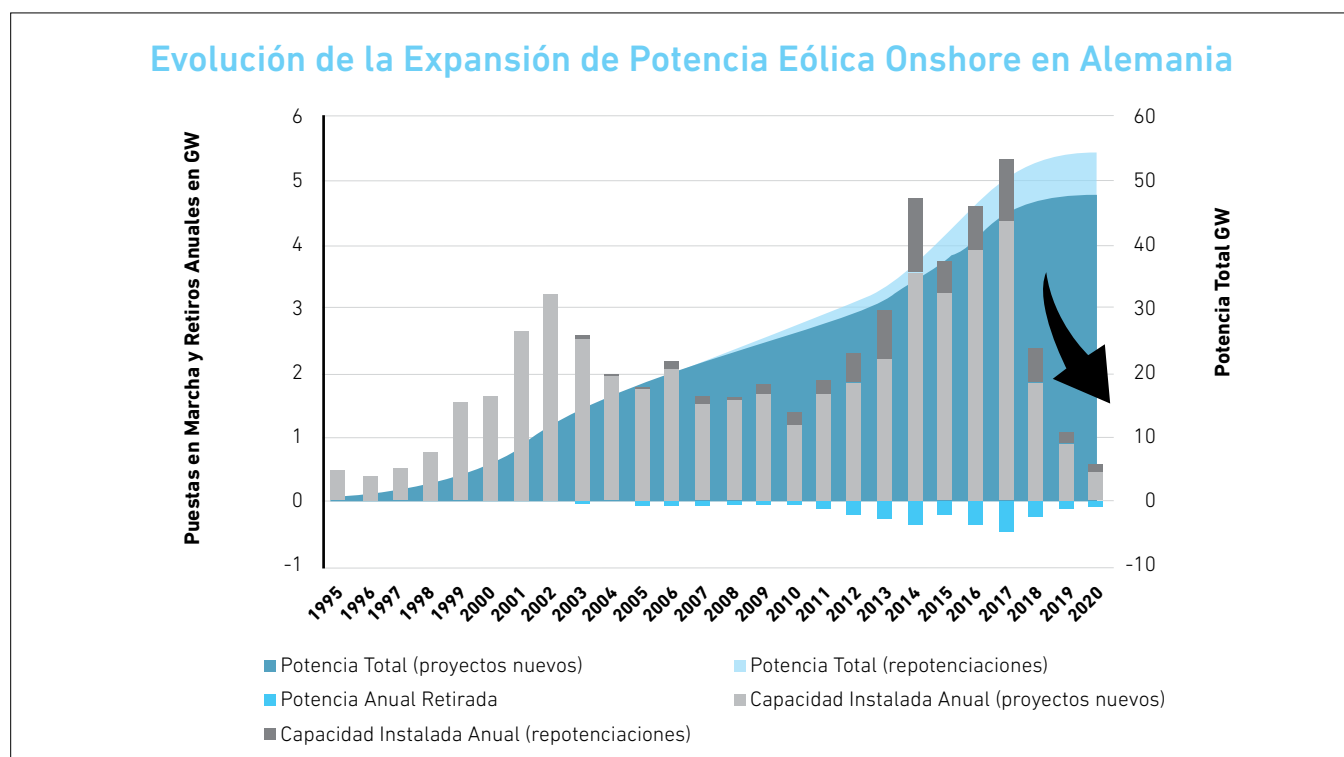


Figura 5: Evolución de la expansión de la energía eólica onshore alemana – Deutsche WindGuard 2020.

Como consecuencia del estudio publicado por VDMA Power Systems [7], alrededor del 27% de los empleos en la industria eólica de Alemania podrían perderse para el año 2030 debido al estancamiento en la instalación de nueva capacidad eólica en tierra.

La mitad de 300.000 empleos de energía eólica en Europa se encuentran en Alemania. Enercon, uno de los mayores fabricantes alemanes de aerogeneradores, en 2019 desafectó a 3.000 empleados, mientras que la caída de la instalación de turbinas también ha afectado a fabricantes rivales, como Vestas y Siemens Gamesa.

El factor predominante que ocasionó la caída de las licencias emitidas en un 70% en tres años, fue la disminución del número de permisos emitidos para instalación de nuevos aerogeneradores onshore. Aproximadamente 11 GW de potencia eólica a instalar fueron cancelados principalmente por restricciones superficiales que imponen una distancia mínima de 1.000 m entre aerogeneradores y áreas residenciales.

Es sabido que debe existir una distancia mínima de separación entre aerogeneradores

de aproximadamente 500 m en promedio (dependiendo del diámetro del rotor y de la orientación respecto del viento predominante), dado que, de no respetarse esa distancia, su eficiencia de generación baja notablemente. Siendo conservadores, un aerogenerador de unos 3 MW de potencia, necesita un terreno libre aproximado de unas 50 hectáreas para no interferir con otros aerogeneradores o con estructuras que provoquen turbulencias en el flujo de aire (ejemplo: árboles, lomas, edificios, etc.).

Considerando que Alemania cuenta al día de hoy con 55 GW de potencia eólica instalada, haciendo un cálculo conservador, esos aerogeneradores requieren una superficie mínima libre de 9.000 km².

Un análisis similar se puede realizar para la energía solar fotovoltaica, si bien es más eficiente en términos de superficie ocupada, rondando en los 40 Watts de potencia por cada metro cuadrado que ocupa (en base a datos de una de las plantas solares más grandes y eficientes del mundo, que cuenta con una potencia instalada de 1 GW y una superficie ocupada de 25 km²).



Figura 6: Kurnool Ultra Mega Solar Park – India: potencia instalada = 1 GW, superficie ocupada = 25 km².

Aplicando para la energía solar fotovoltaica los mismos calculos utilizados para la eólica, se obtiene que para el aprovechamiento de los 45 MW de potencia instalada solar de que dispone alemania se requieren mas de 1.000 km² de superficie.

En conclusión, Alemania al día de hoy dispone de más de 10.000 km² de superficie para generar energía eólica y solar (cerca de un 3% de su superficie total, equivalente a 50 veces la superficie de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires). De este estudio surgen varias cuestiones a analizar: ¿Se podría haber utilizado esa superficie en otras actividades? ¿Está considerado ese costo? ¿Es eficiente proyectar una ocupación superficial de un 5% del total del país para el año 2030 en energía solar y eólica? ¿Es “sustentable” dicha utilización de la superficie?

Otra pregunta que nos parece interesante analizar es:

¿Qué superficie requiere la energía nuclear para producir la misma generación?

La generación solar y eólica alemana correspondientes al año 2019, que ocupa una superficie de 10.000 km², fue de 174 TWh: solar = 48 TWh y eólica = 126 TWh (los factores de disponibilidad solar y eólico alemanes del 2019 fueron de 12% y 26% respectivamente, por cierto, valores bajísimos). [8]

Respetando la analogía realizada anteriormente, para estimar la potencia nuclear por unidad de superficie, recurrimos al análisis de una de las plantas nucleares más grandes del mundo, con una potencia instalada de 8,2 GW, y una superficie ocupada de 1,5 km².



Figura 7: Kashiwazaki-Kariwa - Japón: potencia instalada = 8,2 GW, superficie ocupada = 1,5 km².

Como resultado se obtiene una densidad de potencia de 5 GW/km², pero para ser aún mas conservadores en esta comparación, supongamos una densidad de potencia nuclear de 2.5 GW/km², correspondiente a la mitad de la estimada para esa planta nuclear.

El factor de disponibilidad promedio mundial de dicha tecnología es del 76% [9], al realizar la

conversión de potencia en energía anual, nos da como resultado una densidad energética de 46 TWh por km².

Por lo tanto, la energía nuclear requiere menos de 4 km² de superficie para igualar la generación solar y eólica alemana en 10.000 km². A continuación se presenta una tabla con el resumen de los conceptos analizados:

Ítem a comparar	Mix energía solar – eólica en Alemania	Comparación con energía nuclear
Potencia por unidad de superficie ocupada	≈ 0,0067 GW / km ²	≈ 2,5 GW / km ²
Energía anual por unidad de superficie ocupada	≈ 0,0116 TWh / km ²	≈ 46 TWh / km ²
Superficie total ocupada para generar 174 TWh anuales	≈ 10.000 km ²	≈ 4 km ²

Se concluye que la energía nuclear requiere ocupar 2.500 veces menos superficie que la solar y eólica alemanas, como puede apreciarse en la siguiente comparación ilustrativa de las superficies requeridas por estas tecnologías.

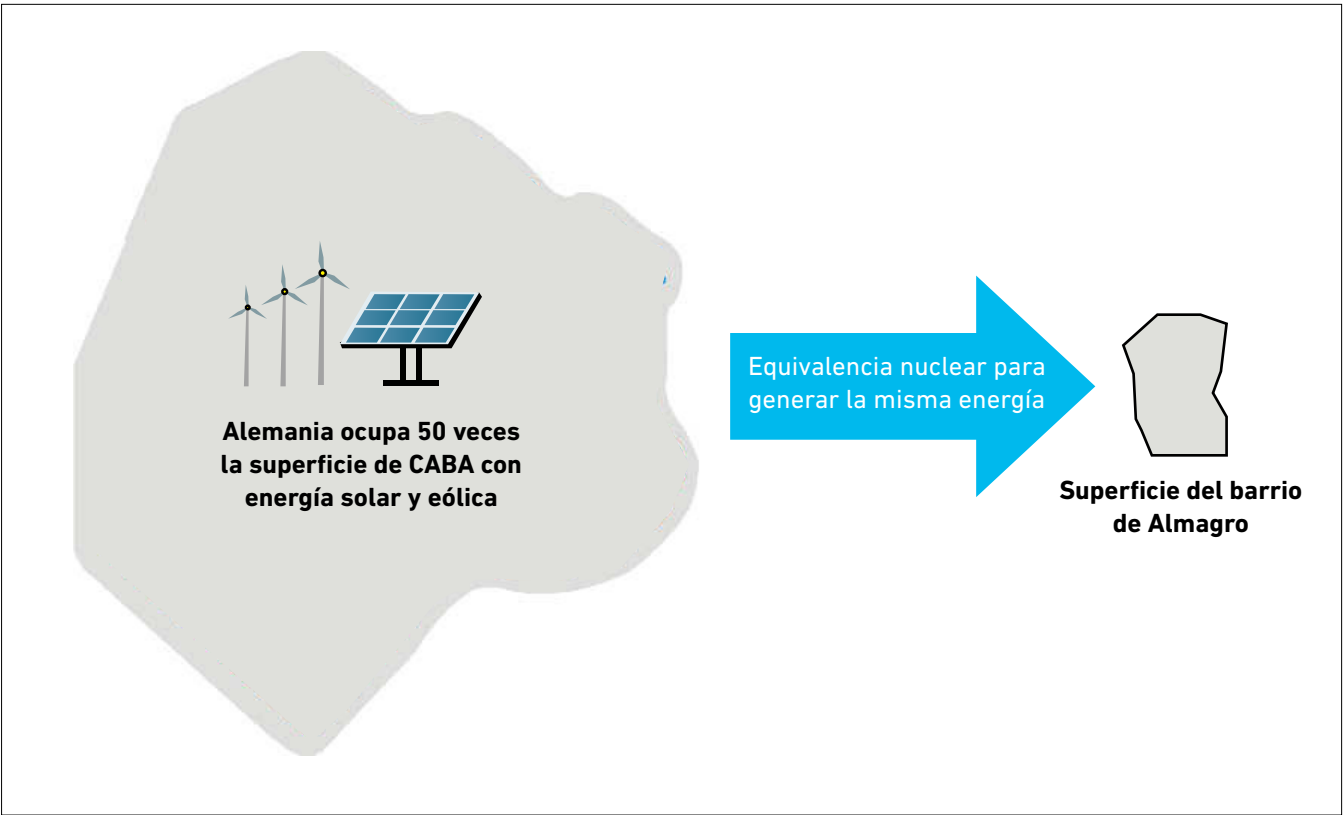


Figura 8: Comparación ilustrativa entre superficie ocupada por instalaciones eólicas y solares en Alemania vs superficie necesaria para generar la misma energía de manera nuclear - Elaboración propia.

4- Precio de la energía en Alemania

Los hogares y la industria alemana pagan uno de los precios de electricidad más altos de los países miembros de la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés), principalmente debido a impuestos incluidos en las tarifas para subsidiar a las energías renovables. Alemania

fue el tercer país más caro en 2018, en términos de precios de la electricidad de la industria, con un 48% de impuestos sobre el costo total, siendo por lejos el país con más alto porcentaje de impuestos entre los miembros de la IEA. [10]

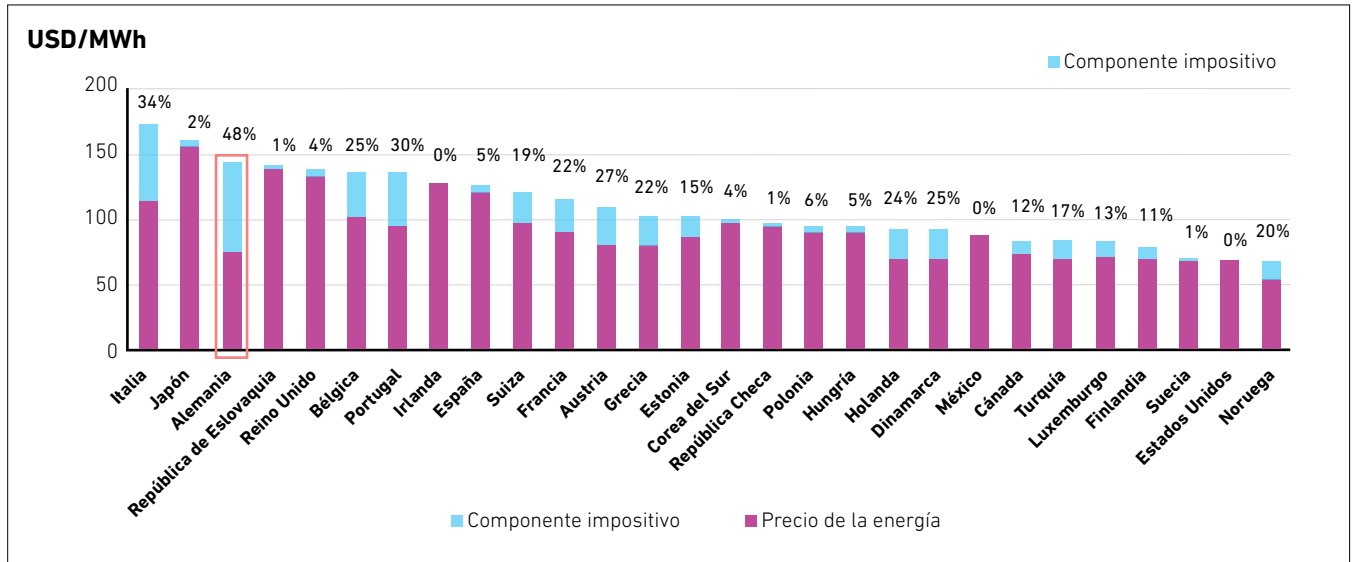


Figura 9: Precios de la energía para la industria en países miembros de la IEA - 2018.

Respecto de la electricidad que pagaron los hogares en 2018, Alemania fue el segundo país más caro detrás de Dinamarca y con una carga impositiva del 54%.

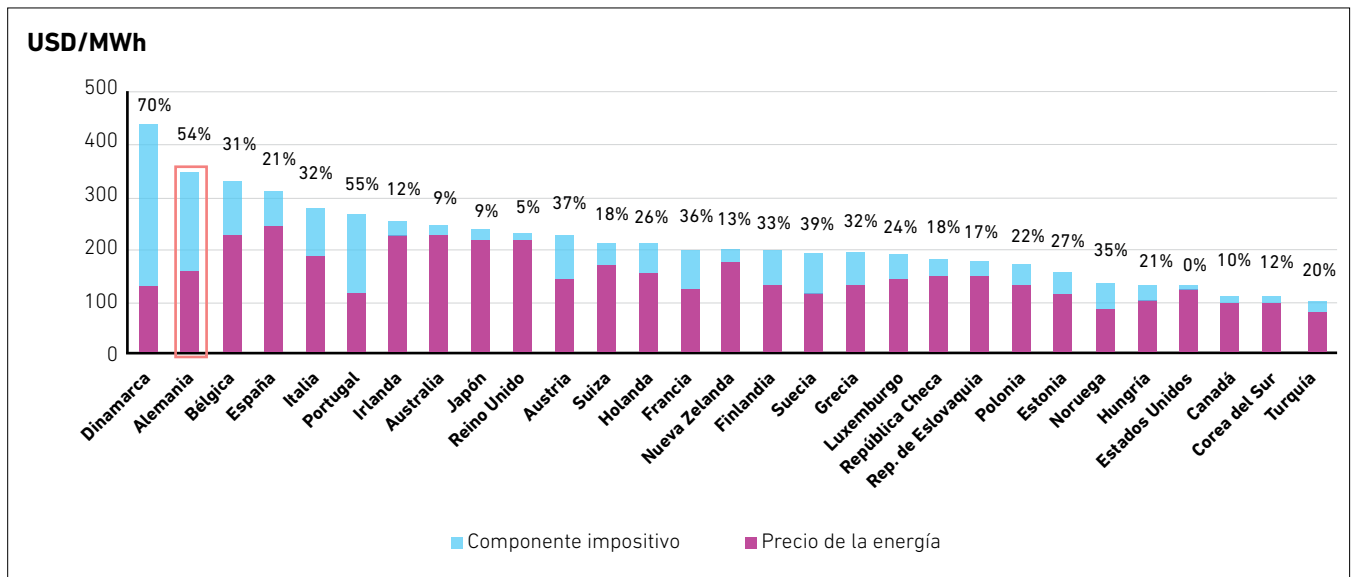


Figura 10: Precios de la energía hogareña en países miembros de la Agencia Internacional de Energía – 2018.

En comparación con países limítrofes miembros de la IEA, el incremento del precio de la electricidad en Alemania ha sido considerablemente superior en la última década, como consecuencia de la gran inclusión de tecnologías renovables a su

matriz energética. Los precios de la electricidad en Alemania, tanto para la industria como para los hogares, aumentaron más de un 300% en los últimos 20 años.

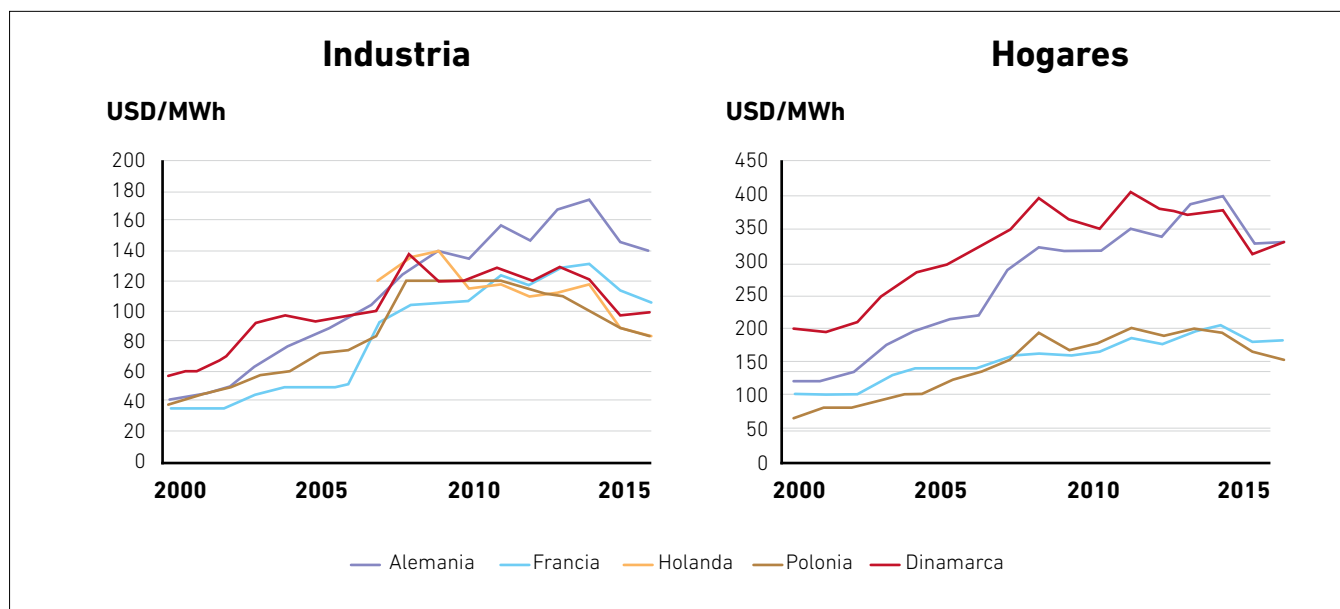


Figura 11: Evolución del precio de la energía industrial y hogareña en Alemania.

Por otra parte, Alemania tenía en servicio 17 centrales nucleares antes de iniciar formalmente con su revolución energética, mientras que al día de hoy cuenta con seis centrales nucleares operativas y proyecta cerrarlas definitivamente para el año 2022. Cabe aclarar que esta decisión fue exclusivamente política, dado que las centrales nucleares operativas alemanas fueron revisadas exhaustivamente luego del accidente de Fukushima (stresstest),

dando resultados positivos en cuanto a la seguridad de las mismas [11]. Desde el punto de vista operativo demostraron factores de disponibilidad promedio superiores al 85% y costos de operación y mantenimiento, sumado al costo de combustible, tres veces inferiores a la generación con carbón (tecnología altamente contaminante que Alemania decidió conservar, siendo la más importante en el país, con una participación del 38% sobre el total).

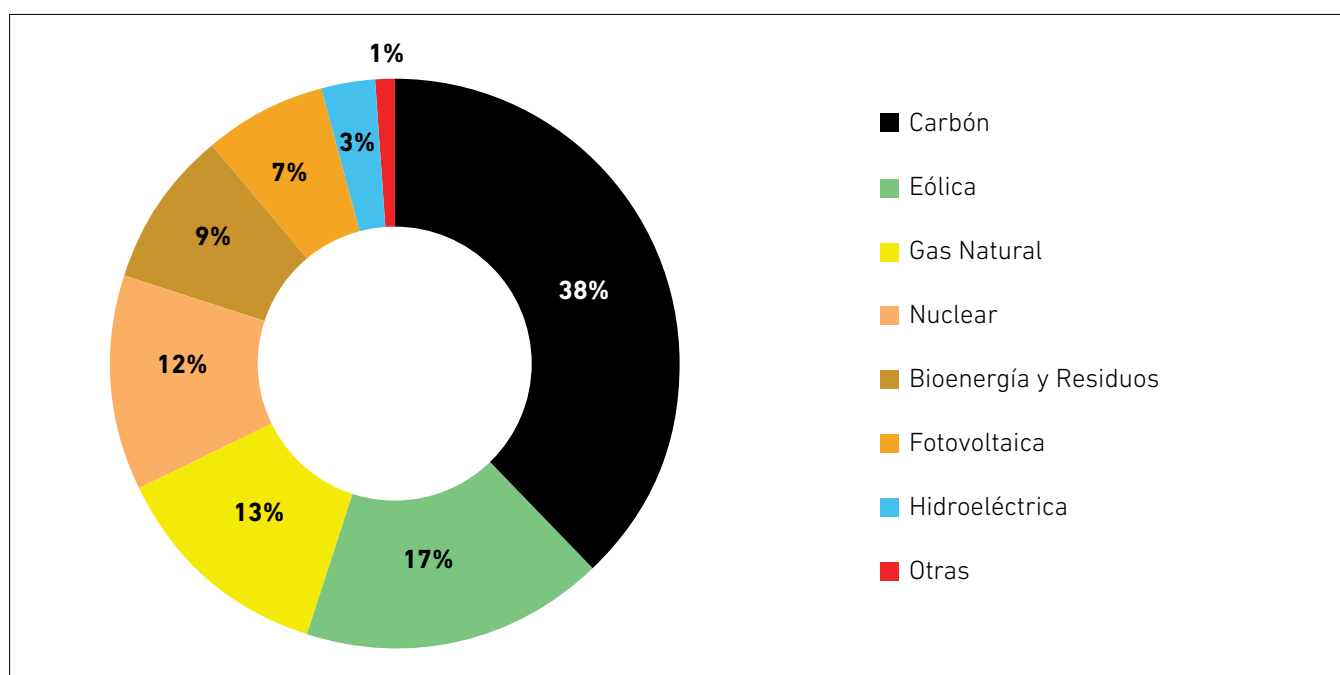


Figura 12: Matriz de generación alemana – IEA 2019.

Considerando que la energía nuclear sacada de servicio desde el año 2011 fue reemplazada principalmente por energías renovables, esta decisión, produjo un incremento en el costo de generación de energía en Alemania, dado que cerraron centrales nucleares cuyo capital inicial estaba amortizado, para instalar y poner en servicio nueva energía renovable (costo que

abonan los usuarios mediante su factura de electricidad).

Según IEA, la evolución de los costos licitados de energía eólica y solar en Alemania, cambiaron su tendencia a la baja como se muestra a continuación:

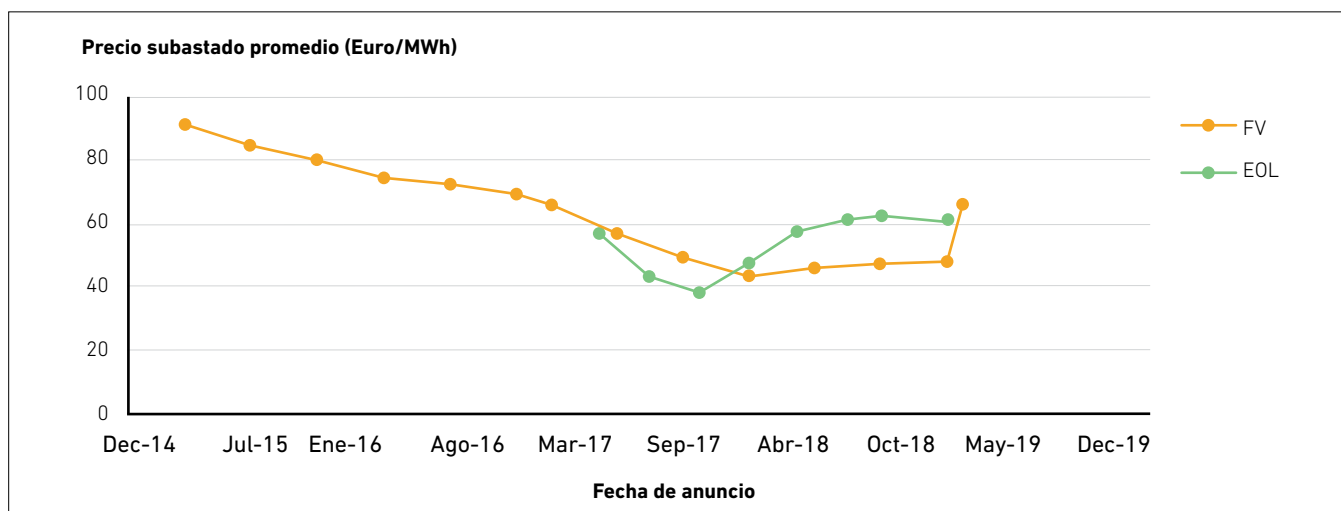


Figura 13: Evolución de los precios de licitaciones de energía solar y eólica en Alemania - IEA.

Sumado a esto, un reciente informe publicado también por la misma agencia, compara los costos nivelados de las diferentes tecnologías de generación, cuyos resultados se presentan a continuación:

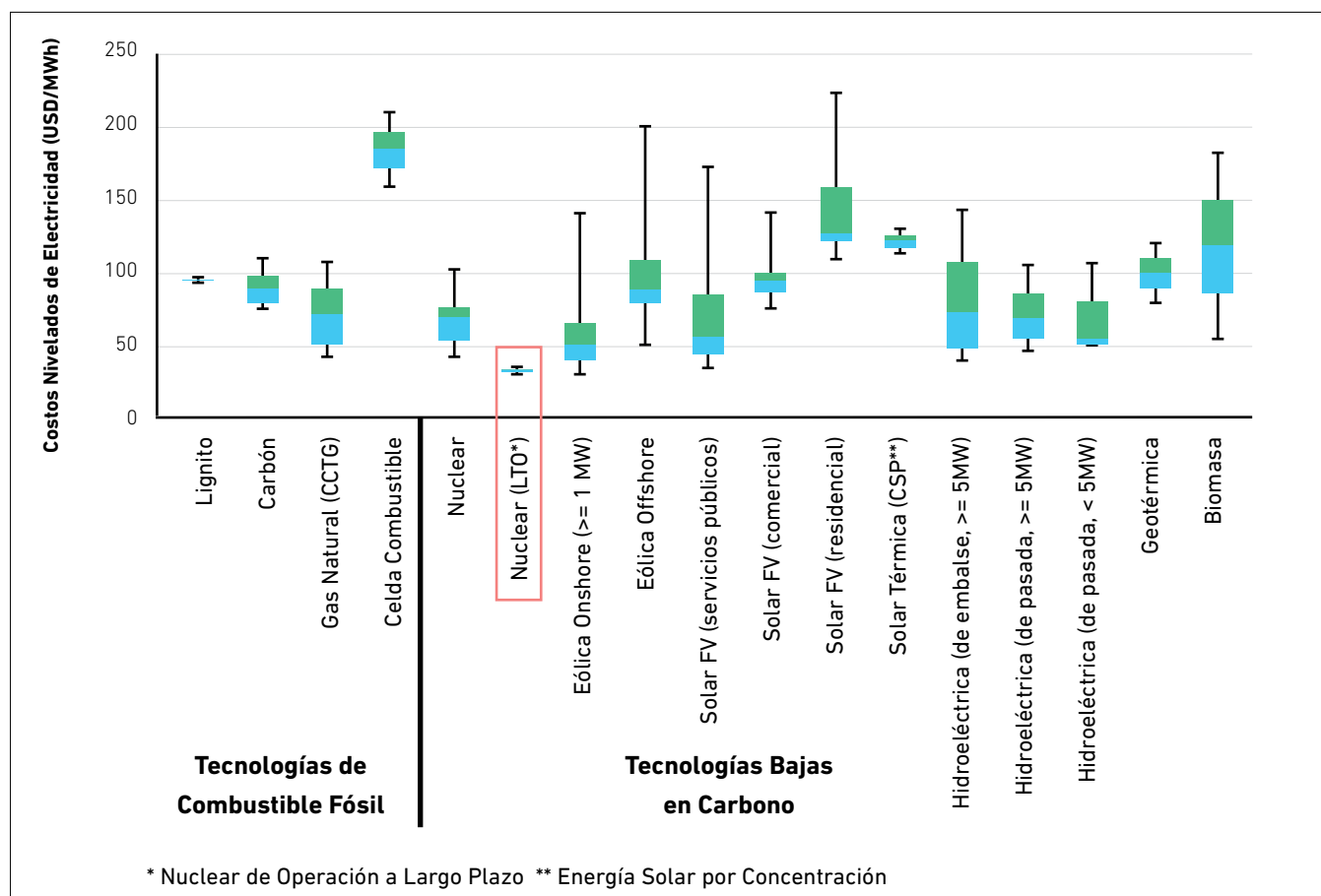


Figura 14: Comparación de costos nivelados – IEA: “Projected Costs of Generating Electricity 2020”.

Como puede apreciarse en la figura anterior, el costo de generación más barato es el de las centrales nucleares a las cuales se les extiende la vida operativa (LTO = Long Term Operation). Generar 1 MWh de esta manera cuesta en promedio la mitad de lo que cuesta generarlo con energía solar fotovoltaica. Sumado esto y en base al estudio publicado por el Grupo Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático [6], la energía nuclear emite cuatro veces menos masa de CO₂ que la energía solar fotovoltaica.

En la misma figura también se observa que la energía nuclear LTO es aproximadamente tres veces más barata que el carbón, tiene un factor de carga muy superior y emite unas 70 veces menos masa de CO₂ por unidad de energía generada.

Por lo tanto, si Alemania hubiera mantenido en servicio sus 17 centrales nucleares y les extendía su vida operativa, no sólo hubiera logrado costos de energía más competitivos, los cuales ubican hoy al país como el segundo más caro de IEA luego de Dinamarca, sino también las emisiones

de CO₂ hubieran sido significativamente menores a las actuales.

5- Emisión de gases de efecto invernadero: Alemania vs Francia

La comparación entre Francia y Alemania en materia de energía es muy habitual, dado que ambos son países con costumbres de consumo similares, son limítrofes, ambos son miembros de la Agencia Internacional de Energía, pero difieren en sus políticas energéticas.

Francia es por lejos el país con mayor participación nuclear del mundo. Actualmente lidera el ranking con una participación nuclear del 70%, seguido por Ucrania y Eslovaquia, ambos países con una participación nuclear del 54%, según datos de PRIS-IAEA.

Por otro lado, Alemania es el referente mundial en la transformación energética hacia las energías renovables, cuyo principal objetivo es la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

A continuación se presenta la participación de las diferentes tecnologías en ambos países:

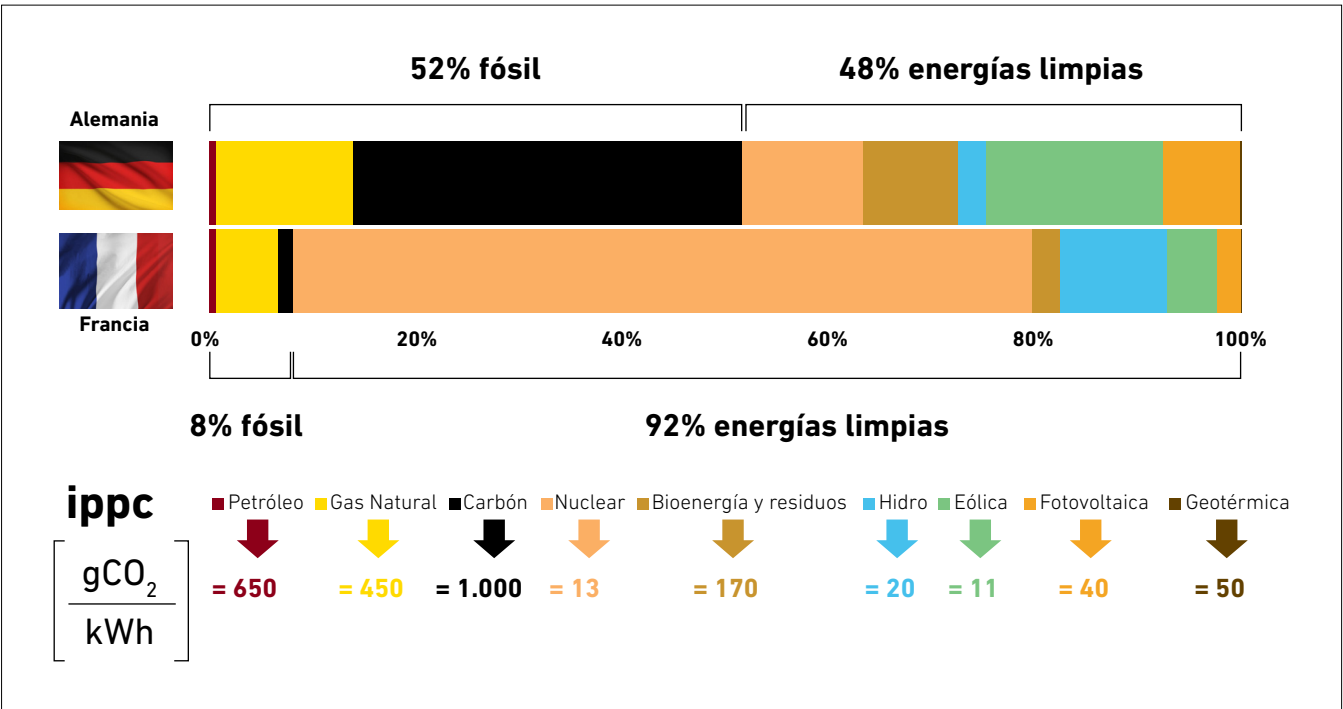


Figura 15: Participación de tecnologías en Alemania y Francia – IEA 2018.

De la figura precedente se observa una gran participación de combustibles fósiles en Alemania, lo que supone una mayor liberación de gases de efecto invernadero a la atmósfera. En cambio Francia, gracias a su gran participación nuclear, solo cuenta con una potencia instalada fósil del 8%.

Por otra parte, ya se ha mencionado que Alemania planea cerrar todas sus centrales nucleares para el año 2022, reemplazando las existentes en gran parte por energías fósiles, dado que difícilmente se logren instalar 8 GW de potencia renovable en menos de dos años, valores tampoco compensables con medidas de eficiencia energética.

Además, en la parte inferior de la figura se puede observar cuánta masa de CO₂ emite cada tecnología para generar la misma cantidad de energía [6]. Con lo cual, Alemania ha decidido cerrar una de las dos tecnologías que menos CO₂ emiten a la atmósfera.

Si la suposición es correcta, Alemania debería emitir más masa de dióxido de carbono que Francia, por unidad de energía generada. Para realizar un análisis válido, es necesario comparar las emisiones de CO₂ de cada país, pero bajo un denominador común. El más utilizado suele ser la cantidad de habitantes. Veamos qué información suministra IEA para cada país.

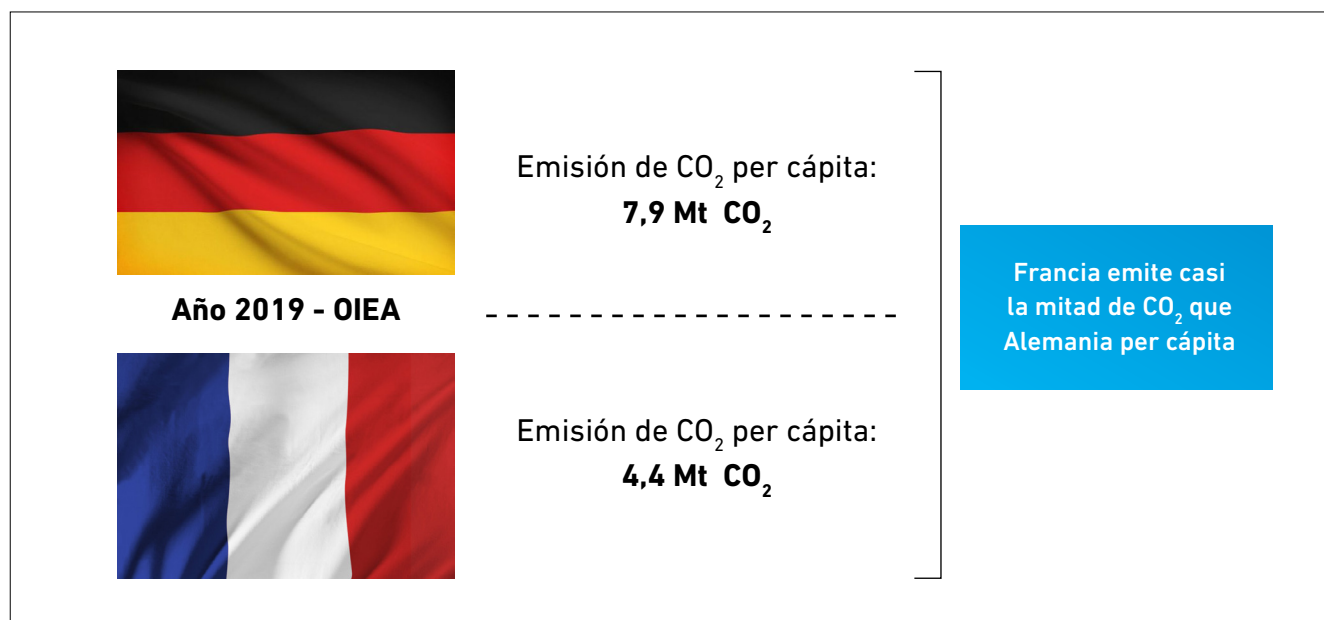


Figura 16: Comparación de masa de CO₂ per cápita - Elaboración propia en base a datos de IEA 2018.

Respecto de esta comparación, mucha gente puede pensar que no es válida, dado que las costumbres de cada país pueden diferir. Por ejemplo, un habitante de Alemania puede consumir más energía que un habitante de Francia, entonces sería lógico que las emisiones de CO₂ del país que más energía genere, sean las más altas.

Esto podría ser válido si Alemania generara más energía por habitante que Francia. Pero ocurre lo contrario: en 2018 Alemania generó

111,7 Mtoe de energía para una población de unos 80.000.000 de habitantes, mientras que Francia generó 135,5 Mtoe para 67.000.000 de habitantes (el consumo de energía per cápita de Francia es un 40% superior al de Alemania).

Sin embargo, para complementar el análisis y despejar posibles dudas respecto de la población, recurrimos nuevamente a IEA para comparar las emisiones de CO₂ de cada país, pero ahora respecto de una unidad de energía generada.

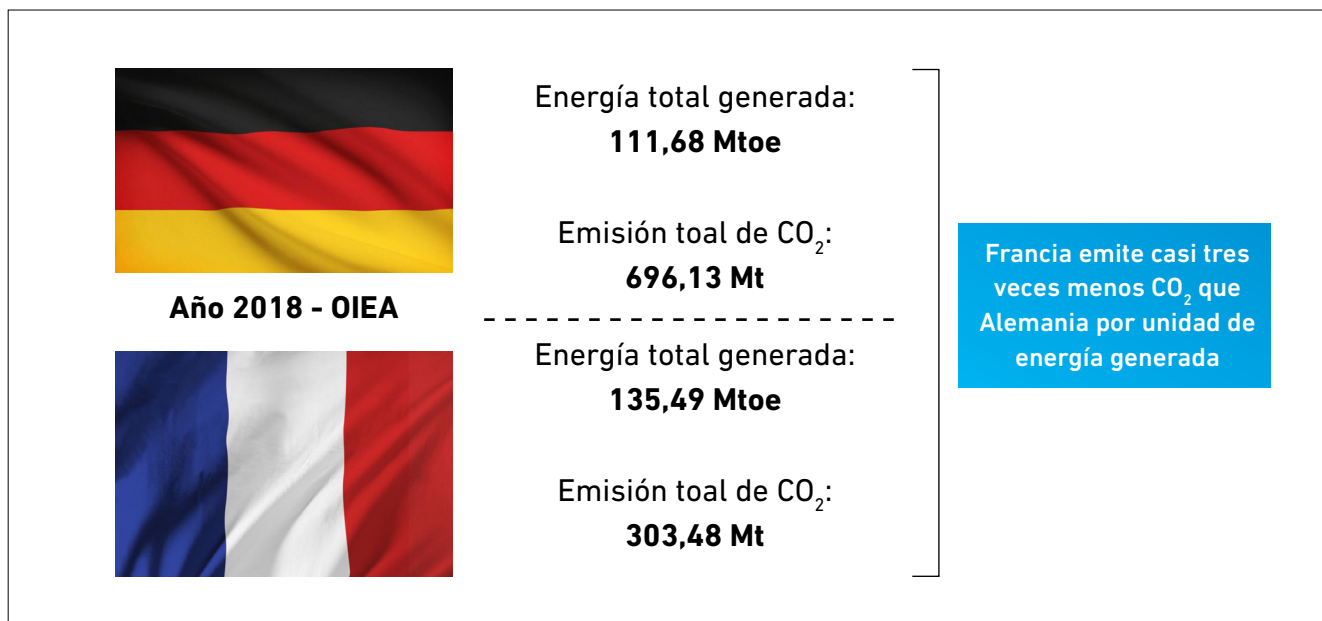


Figura 16: Comparación de masa de CO₂ por unidad de energía generada
Elaboración propia en base a datos de OIEA 2018.

El resultado es contundente, vimos que Alemania está haciendo una gran revolución energética con una inversión de más de 500.000 millones de euros, con el principal objetivo de reducir sus emisiones de CO₂, mientras que Francia a base de energía nuclear, logra emitir un 65% menos masa de CO₂ por unidad de energía generada.

Conclusiones y cierre

De todo lo presentado en el artículo surge que las medidas que guían la transición energética alemana, la eliminación de la energía nuclear no guarda relación con ninguno de los objetivos planteados y, no solo eso, sino que además atenta contra ellos.

Para entender la decisión alemana del cierre nuclear, es necesario remontarse cuatro décadas atrás hasta los orígenes del movimiento Energiewende.

En febrero de 1975, centenares de activistas antinucleares alemanes ocuparon los terrenos donde se proyectaba construir la central nuclear de Wyl. La ocupación se prolongó por ocho meses. Finalmente, el inicio de las obras fue paralizado el 21 de marzo por orden judicial, y el 14 de marzo de 1977 se descartó definitivamente su construcción. La ocupación de Wyl constituyó el nacimiento del poderoso movimiento antinuclear alemán.

Con el paso del tiempo, estos grupos de protesta cobraron cada vez más relevancia y, sumado a los nuevos movimientos sociales (pacifismo, ecologismo, etc.), formaron un nuevo partido político denominado "Los Verdes"¹. Este partido tuvo una gran influencia tanto en el impulso de la transición energética como en el curso que tomarían dichas políticas.

En 1986 el accidente nuclear de Chernobyl dañó severamente la opinión pública sobre la seguridad nuclear y al mismo tiempo potenció el apoyo del electorado alemán hacia el partido de Los Verdes. Para el año 1998 su crecimiento fue tal que por primera vez formaron gobierno en coalición con el Partido Socialdemócrata, fórmula que se repetiría nuevamente en el 2002.

Ya en el gobierno, Los Verdes avanzaron con el intento de desmantelamiento nuclear, donde se acordó la retirada progresiva de dicha tecnología, poniendo un límite a la vida útil de las centrales nucleares a 32 años, además de prohibir la construcción de nuevas unidades.

En el año 2010 con Angela Merkel como canciller, el gobierno alemán decidió ampliar la vida operativa de las centrales nucleares hasta un máximo de 40 años para las que iniciaron su operación antes 1980, y de 46 por años para las posteriores a esa fecha.

¹ Alianza 90 / Los Verdes (en alemán: Bündnis 90 / Die Grünen, abreviado B90/GRÜNE) es un partido político alemán fundado el 13 de enero de 1980.

Luego de estas medidas y con una relativa calma social respecto de la energía nuclear, ocurrió el accidente en la central de Fukushima el 11 de marzo de 2011.

Merkel, acorralada por el resurgimiento de Los Verdes y con el objeto de captar al electorado antinuclear, rápidamente decidió dar marcha atrás con la medida del 2010 y sentenció definitivamente a la energía nuclear ordenando el cierre paulatino de todas las unidades operativas.

Alemania, cegada en su afán de construir una utopía renovable antinuclear, ha perdido el foco sobre el resto de los objetivos de la transición energética. La burbuja de crecimiento exponencial que han tenido las renovables en los últimos años ha requerido cuantiosas sumas de dinero que pesan sobre los bolsillos de los consumidores domésticos.

Anualmente el Instituto de Estudios Avanzados de Sostenibilidad (IASS, por sus siglas en inglés) monitorea a gran escala la percepción de la sociedad sobre el manejo de la Energiewende. En 2019 el resultado fue lapidario desde el punto de vista de los costos: el 78% de los encuestados dijo que la Energiewende era costosa, el 66% la consideró “caótica”, el 56% pensó que era injusta y el 51% la encontró “elitista”. [12]

Contrariamente a la imagen que se pretendió vender sobre la transición energética, las emisiones de CO₂ de Alemania por unidad de energía generada se encuentran entre las más altas de Europa. El ranking es liderado por Italia, país que decidió cerrar sus cuatro centrales nucleares operativas entre los años 1982 y 1990.

Otro dato interesante para considerar es que Alemania emite casi tres veces más masa de CO₂ para generar una unidad de energía eléctrica, que los Estados Unidos.

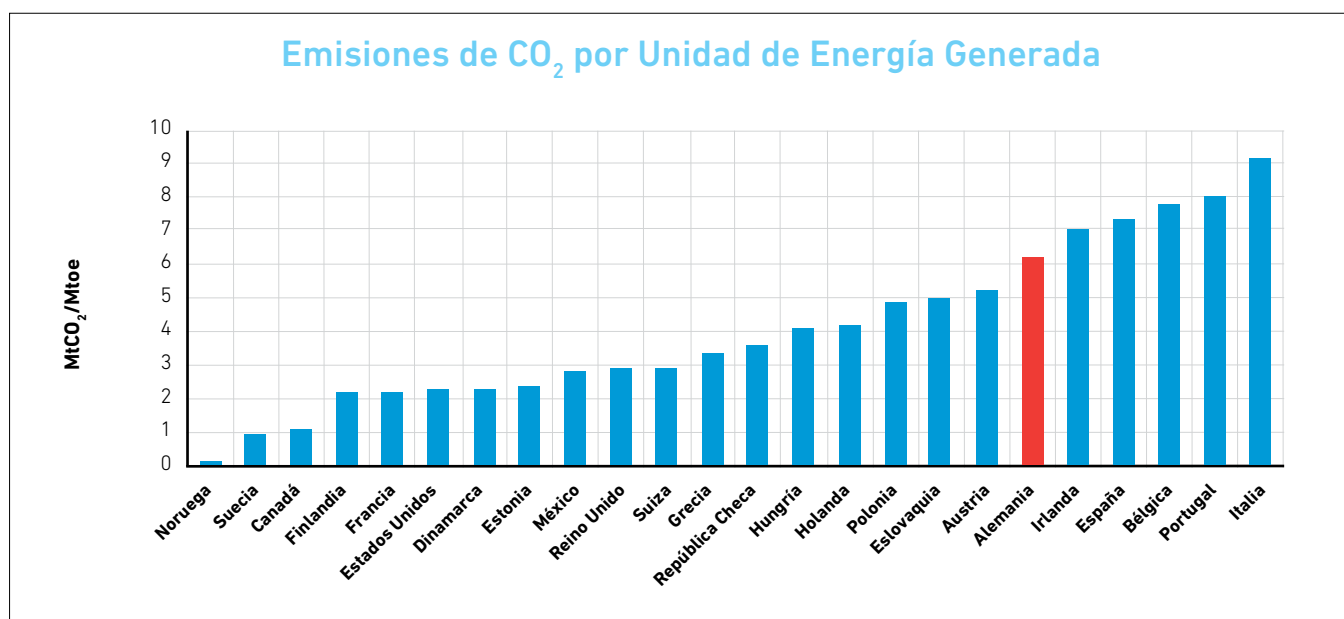


Figura 17: Comparación de masa de CO₂ por unidad de energía generada de países miembros de IEA
Elaboración propia en base a datos de OIEA - 2018.

Resulta notable como otros países de Europa están avanzando más rápidamente en la lucha contra el cambio climático en comparación con Alemania, la cuna de la revolución energética. Un ejemplo de ello lo constituye Suecia, según la IEA “Suecia está liderando el camino hacia una economía baja en carbono (...) la generación de electricidad está prácticamente descarbonizada”.

El país escandinavo disminuyó sus emisiones de CO₂ en un 33,7% respecto del año 1990, mientras que Alemania lo hizo en un 25,9%. Cabe destacar que Suecia tiene como principal fuente de generación a la energía nuclear, con una participación del 34%. Otro ejemplo a considerar es el caso de Eslovaquia, que ha logrado una reducción de emisiones del 42,3% respecto

del año 1990, gracias a la puesta en marcha de dos nuevas centrales nucleares en los años 1998 y 1999 respectivamente, totalizando en la actualidad cuatro unidades operativas con una participación nuclear del 54%.

Retomando los conceptos analizados en el presente trabajo, vimos que Alemania ha logrado instalar gran capacidad renovable, pero a costas de una inversión sin precedentes, gasto que sería imposible afrontar para la gran mayoría de los países del mundo. Por otro lado, Alemania puso a disposición de la generación renovable aproximadamente un 3% de su superficie total.

En cuanto a la estabilidad del suministro eléctrico, se evidencia que la gran intermitencia de la generación renovable obliga a mantener centrales de gas a su disposición y produce grandes fluctuaciones en el precio de la energía, afectando a su vez a países limítrofes. Para disminuir estos inconvenientes Alemania deberá invertir una gran suma de dinero extra en sus redes de media y alta tensión, dinero que abonarían los usuarios (recordemos que los usuarios alemanes ya cuentan con uno de los costos de la energía más altos de Europa y de los

países miembros de la Agencia Internacional de Energía).

Desde nuestro punto de vista, el aspecto más importante a analizar es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, dado que constituye la principal justificación de la transición energética alemana. Vimos que la decisión de cerrar las centrales nucleares operativas es totalmente contraproducente con el cumplimiento de dicho objetivo.

Analizando el ranking de países que menos CO₂ liberan respecto de la energía que generan, Noruega es el más limpio, dado que cuenta con menos del 2% de energía a base de fósiles y con más del 90% de generación hidráulica. Esta característica no es fácilmente extrapolable al resto de los países, principalmente debido la escasez del recurso hídrico.

Las cuatro matrices energéticas siguientes en cuanto a la baja emisión de CO₂ por unidad de energía, son: Suecia, Canadá, Finlandia y Francia. Un factor común en estos países es la gran participación nuclear, como se presenta a continuación.

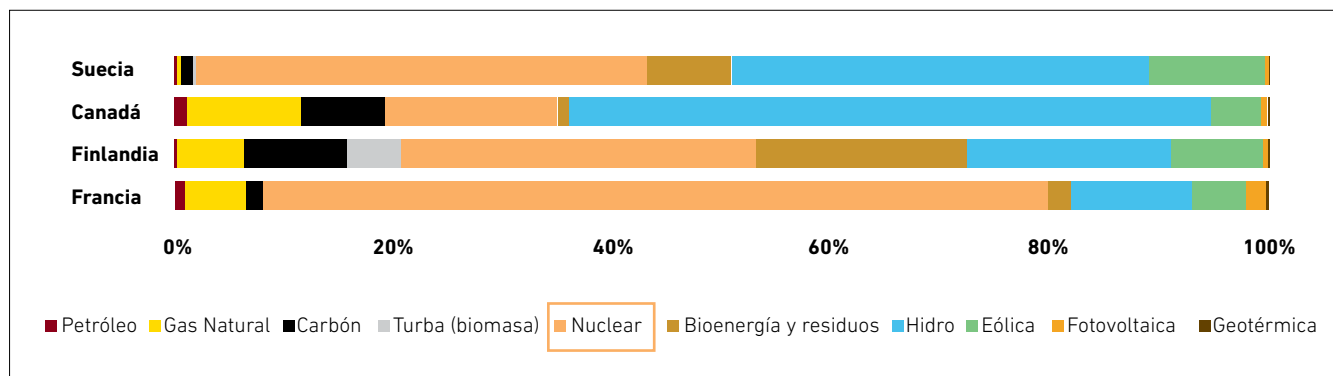


Figura 18: Comparación de masa de CO₂ por unidad de energía generada en países miembros de IEA
Elaboración propia en base a datos de OIEA 2018.

Podemos afirmar que la transición energética alemana es un proceso muy complejo, el cual no puede ser extrapolado a otros países de manera directa, ya que cada región, según su nivel de desarrollo, tiene una matriz energética única. Dicha matriz depende de varios factores, como la disponibilidad de recursos energéticos, las capacidades tecnológicas, las dinámicas de demanda energética, la posibilidad de inversión

de capital, las características geográficas y la diversidad cultural. Sin embargo, estudiar cómo se están llevando adelante diversos modelos de transición, es importante para analizar cuál debe ser el camino más eficiente para que países con menos recursos puedan satisfacer su demanda energética, y a su vez cumpliendo con sus compromisos medioambientales.

La Argentina, como país en desarrollo, no escapa del presente análisis. La Cumbre sobre Cambio Climático del 12/12/2020, organizada por Naciones Unidas, tuvo la participación del presidente Alberto Fernández, quien anunció un “mayor compromiso por parte de la Argentina en reducir las emisiones de gases de efecto invernadero”.

Según adelantó en su discurso, dentro de las nuevas metas propuestas con miras al año 2030, la Argentina limitará sus emisiones de gases de efecto invernadero a un nivel 25,7 %, un número inferior al comprometido por el país en 2015.

Asimismo, el presidente garantizó el compromiso de la Argentina en presentar una “estrategia de desarrollo con bajas emisiones a largo plazo, con el objetivo de alcanzar un desarrollo neutral en carbono en 2050, y a elaborar un Plan Nacional de Adaptación y Mitigación claro y ambicioso”.

La proyección del actual gobierno nacional se basa en la recuperación del país mediante el crecimiento y reactivación económica. Para lograr ese urgente objetivo, es necesario volver a impulsar a todos los sectores de la industria nacional, tan golpeada en los últimos años. La industria energética no escapa del presente análisis, dado que una reactivación, tanto industrial como económica, inevitablemente trae aparejados mayores consumos de energía.

La energía más costosa es la que no se genera, por lo tanto, debemos planificar cómo vamos a generar esa nueva energía necesaria y a su vez cumplir con el compromiso asumido por el presidente Alberto Fernández ante la Naciones Unidas, respecto de la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero.

La Argentina cuenta con una matriz energética a base de combustibles fósiles, siendo la participación de gas, petróleo y carbón superior al 70% sobre la generación total. Si buscamos disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero, es indispensable apostar a una tecnología limpia, eficiente, barata, segura, confiable, y por sobre todas las cosas que impulse la industria nacional.

La República Argentina es un país pionero en el área nuclear con una demostrada experiencia en el rubro, cuenta con 46 años de operación exitosa de centrales nucleares y con más de 70 años de experiencia en investigación y desarrollo de tecnología nuclear en diferentes ámbitos y aplicaciones.

La Argentina posee, además, la capacidad para diseñar, desarrollar y construir reactores nucleares de investigación y plantas de producción de radioisótopos, algunos de los cuales ya han sido instalados en el país y otros han sido vendidos e instalados en el exterior (Perú, Australia, Egipto, Argelia, etc.). Además, Argentina ha firmado contrato con Arabia Saudita y con Holanda para la exportación de reactores de investigación y se encuentran en proceso de construcción una planta de medicina nuclear en Bolivia y otra en la India).

En la actualidad se está construyendo el Reactor Multipropósito RA-10 en el Centro Atómico Ezeiza, mediante el cual se aumentará la producción de radioisótopos para su utilización nacional y para exportación, como así también se realizarán múltiples ensayos de materiales, medicina nuclear e industria.

A su vez, se encuentra en proceso de construcción una central nuclear modular de potencia de diseño íntegramente local, denominada Reactor CAREM (Central Argentina de Elementos Modulares). El inicio de construcción se dio en febrero del año 2014, convirtiendo a la Argentina en el primer país del mundo en comenzar la construcción de un reactor nuclear modular.

Adicionalmente en el año 2014, además de poner en marcha la Central Nuclear Atucha II, la Argentina ha demostrado la capacidad de enriquecer uranio, convirtiéndose en uno de los once países del mundo que cuentan con dicha tecnología.

Respecto de la inminente necesidad de generar nueva energía limpia, se encuentran muy avanzadas las negociaciones para iniciar la construcción de una cuarta central nuclear de potencia en el Complejo Nuclear Atucha

con tecnología de última generación; y existe una probabilidad de que se retomen las negociaciones para la construcción de una central nuclear adicional a ésta, la cual en 2017 fue cancelada por decisiones políticas.

De iniciarse la obra de una nueva central nuclear en el país, se estima que se generen unos 12.000 puestos de trabajo directos e indirectos, considerando tanto los empleos en la central como en la industria satélite, con más de 130 empresas calificadas, las cuales proveerán de insumos y servicios para la construcción y puesta en marcha del proyecto.

Si la Argentina incorpora nuevas centrales nucleares a la matriz de generación nacional, no sólo podrá abastecer la creciente demanda energética, sino que la energía generada será limpia, confiable y segura; garantizando un abastecimiento energético por más de 60 años, con un factor de carga superior al 90% y lo más importante, permitiendo reactivar una industria que tanto orgullo le representó a la República Argentina durante los últimos 70 años.

Respecto de la situación nuclear a nivel global, actualmente se encuentran operativas 443 centrales nucleares y 52 en construcción. Potencias como China, India, Corea del Sur y Rusia lideran el ranking de los países con más centrales nucleares en construcción, con 11, 7, 4 y 3 unidades respectivamente.

Entonces, el fin de la era nuclear en Alemania, ¿fue una decisión acertada?

Referencias:

- [1] European Commission (2018) Case Study Report Energiewende
 - The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2016) Budget Departmental.
 - The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy (2017) Departmental budget.
- [2] Bundesrechnungshof (2017) Advisory Report to the Budget Committee of the German Parliament.
- [3] y [4] Agora- Energiewende (2017) The Energiewende in a nutshell 10 Q&A on the German energy transition.
- [5] Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM) (2016) EEG & Co. treiben Energiewendekosten auf 520 Milliarden Euro.
- [6] Grupo Intergubernamental de Expertos en Cambio

- Climático (2014). Reporte WG3 – AR5 Cap 7
- [7] <https://ps.vdma.org/viewer/-/v2article/render/43573191>
- [8] <https://www.iea.org/countries/germany>
- [9] PRIS – IAEA
- [10] IEA – Germany, Energy Policy Review – 2020
- [11] Federal Ministry for the Environment Nature Conservation and Nuclear Safety. EU Stresstest National Report of Germany – 2011.
- [12] IASS – Social Sustainability Barometer for the Energiewende - 2019

Eficiencia energética en la industria

Autores: Germán Dalmaso, Victoria Matarazzo y Pablo Rimancus.

Introducción: La industria es el segundo sector que más cantidad de energía consume en el mundo (cerca del 25% de la energía entregada), apenas por detrás del sector transporte (IEA, 2020)¹. Ello demuestra la importancia de aumentar los esfuerzos para mejorar la eficiencia energética en este sector para permitir un crecimiento del mismo sin un mayor consumo de energía. La Eficiencia Energética (EE) en la industria permite además mejorar la productividad, la seguridad energética, reducir los costos de producción y la contaminación del sector para mitigar el cambio climático.

En línea con la descripción anterior, se menciona a grandes rasgos la composición del sector y se plantearán los lineamientos estratégicos necesarios para la implementación de una política de EE, y cómo es posible fomentar las inversiones en esta actividad.

Definiciones y características

La eficiencia energética es medida como el cociente entre la energía útil mínima necesaria para satisfacer un uso final con cierta tecnología y la energía total que es consumida por esa tecnología para tal fin, incluyendo las pérdidas. En otras palabras, es la relación entre la cantidad de energía necesaria para hacer funcionar una tecnología (por ejemplo un calentador, un motor, una luminaria) y el servicio útil final (calentamiento, potencia de un motor, iluminación) que provee dicha tecnología.

La EE incorpora dos conceptos: **eficiencia energética** técnica para dispositivos de conversión (energía útil/energía final), y **performance energética** (energía que ingresa/energía útil) para dispositivos pasivos como edificios y otros ambientes, donde se requiere de un servicio como el de climatización.

Para comprender el concepto de reducir el consumo de energía, resulta importante definirla: la energía es el trabajo obtenido por ciertos dispositivos, extraída de energéticos tales como la electricidad, combustibles de todo tipo, como así también vapor, calor, aire comprimido, entre otros medios, que resultan necesarios -en este caso en la industria-, para el funcionamiento de diversos procesos y servicios.

¹ Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés).

En la industria en particular, la EE consiste en una serie de mejoras en equipos, procesos y prácticas en los distintos subsectores, con el objetivo último de tender a un menor consumo de energía para obtener un resultado deseado. Se deberá determinar la línea de base, y en lo posible analizar similitudes y diferencias entre distintos sectores industriales y en otras regiones.

A escala país o regional, es común emplear la **Intensidad Energética** como indicador, que da cuenta de eficiencia energética de una economía, o bien en este caso de un sector como es la industria. Para ello se analiza la participación de energía sobre el Producto Bruto Interno (PBI), desde el uso total de energía industrial por PBI hasta la energía por producción para cada subsector. En cuanto a sus unidades, usualmente se emplean toneladas equivalentes de petróleo (tep) por unidad de PBI (tep/1.000 U\$S), o megajoule por dólar (MJ/U\$S).

Intensidad energética sector = (Demanda de Energía sector) / PBI sector

La forma de interpretar este indicador es que cuanto menor sea su valor, más eficiente resulta la obtención de una unidad de PBI en términos de consumo energético.

Otro indicador recíproco denominado **productividad energética**, surge del cociente inverso que es la participación del PBI por unidad de energía consumida. Esta métrica provee información sobre la competitividad de un país, su desempeño ambiental y las oportunidades de mejora. Ambos indicadores, intensidad y productividad energética, son utilizados como índices generales de la eficiencia energética de un país.

Por ejemplo, la intensidad es particularmente alta en países como Finlandia (13 MJ/U\$S), donde la industria del papel tiene una gran participación con casi el 60% del consumo energético de manufactura en el año 2017.

Por otra parte, la intensidad de la manufactura se ha visto reducida en muchos de los países desarrollados. Tal es el caso de EE.UU. donde se redujo en un 44% en el periodo 2000-2017, producto de mejoras en la eficiencia en la industria química y de metales básicos, pero también por una mayor participación de sectores menos intensivos en términos energéticos como el de la maquinaria.

En la Figura 1 se vuelcan valores de intensidades característicos para distintos subsectores industriales en países de la Agencia Internacional de Energía.

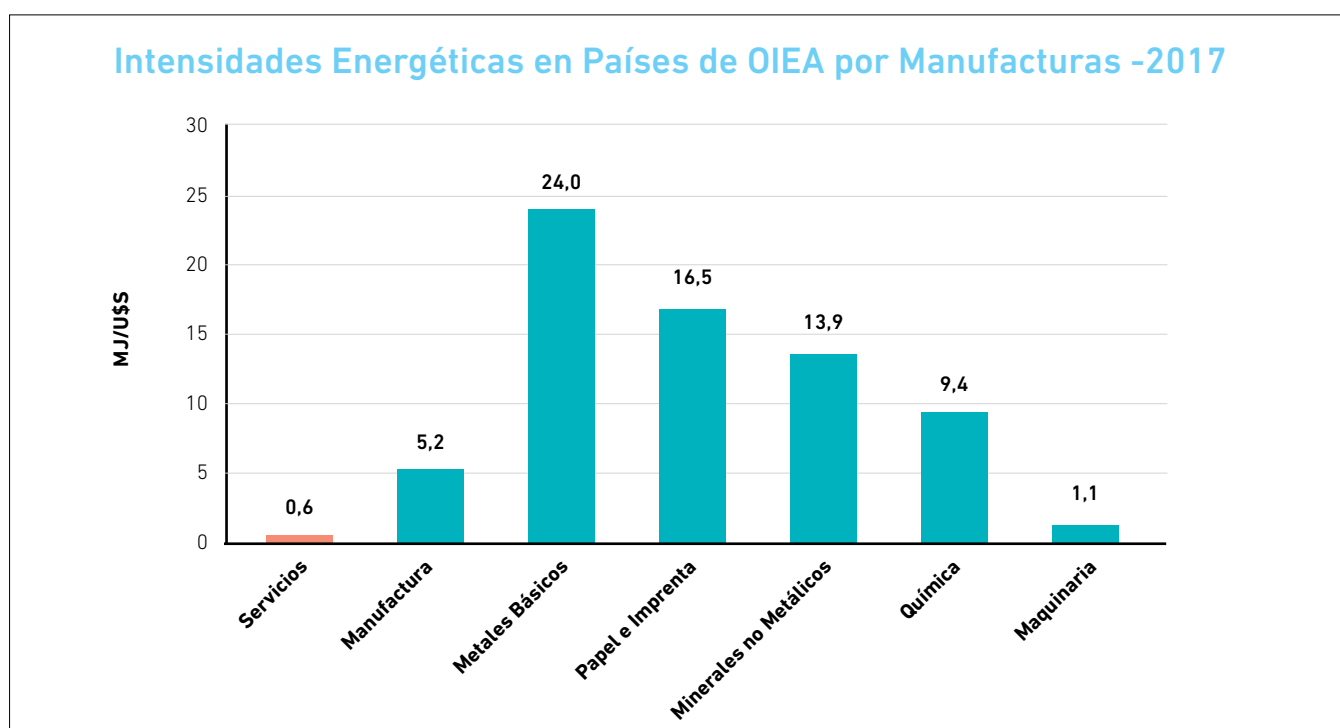


Figura 1: Intensidades energéticas por subsector industrial.

¿La intensidad energética es un indicador de EE? En ciertos casos esto es así, ya que a nivel agregado representa la energía requerida para satisfacer las demandas energéticas. No obstante, en un país con una intensidad energética relativamente baja esto no implica necesariamente una alta EE, como tampoco siempre es válido el recíproco (una reducción en la intensidad energética puede no explicarse por EE), ya que entran en juego factores tales como:

- **Estructura de la economía** (participación de industrias energointensivas). Una mayor proporción del sector servicios y menor para la industria, o una caída de la industria pesada y aumento de la liviana, pueden dar lugar a una disminución de la intensidad energética, sin necesariamente producir un aumento en la EE.
- **Condiciones climáticas**, que implican distintas demandas para procesos de calentamiento o refrigeración.
- Factores como el **reemplazo de combustibles** y otros de naturaleza económica-financiera.

Caracterización de las industrias y sus requerimientos de energía

A pesar de la gran diversidad de industrias, el sector puede desagregarse en tres categorías generales en cuanto a sus requerimientos energéticos: **manufactura energointensiva, manufactura no energointensiva, y no manufactura**. La Tabla 1 proporciona un listado de industrias representativas de las tres categorías generales.

La energía es utilizada en este sector para múltiples propósitos, como ser ensambles, vapor y cogeneración (generación combinada de electricidad y calor), calor y frío de procesos, iluminación, como también calefacción y aire acondicionado para las instalaciones. Ciertos energéticos son, además, empleados como materia prima: el gas natural para la producción de agroquímicos, y líquidos de gas natural junto a productos del petróleo para producir químicos orgánicos y plásticos, entre otros usos. En la Tabla 1 se indican las industrias representativas por agrupación industrial.

Agrupación Industrial	Industrias Representativas
Manufactura Energointensiva	Alimentos: comida, bebidas y tabaco. Hierro y acero, metales no ferrosos: aluminio, cobre, zinc, entre otros. Manufactura del papel. Minerales no metálicos: cemento, vidrio, cal y cerámicos varios Químicos básicos: orgánicos (etileno, propileno, etc.), químicos inorgánicos, resinas. Refinerías: de petróleo y productos del carbón.
Manufactura no Energointensiva	Otras industrias: que incluye productos metálicos durables (utensilios, maquinaria, electrónica, equipos de transporte, materiales eléctricos). Otros químicos: industria farmacéutica, pintura y revestimientos, adhesivos y detergentes.
No manufactura	Minería, agricultura, construcción, actividades forestales y pesca.

Tabla 1: Clasificación de industrias por categorías.

Fuente: Base a datos de OIEA.

De todo lo mencionado surge que la energía consumida por la industria varía en cada región de la mano de las diferencias en la producción, la intensidad energética (medida como energía consumida por unidad de producción bruta), la composición de las industrias y el grado de desarrollo tecnológico. Así, cuatro industrias consumen casi 2/3 del uso de energía en la industria: química y petroquímica, hierro y acero, minerales no metálicos, y papel y pulpa.

En términos de combustibles utilizados, el gas natural y la electricidad son los energéticos de mayor crecimiento en la región OCDE (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos)². Este incremento es atribuible al aumento de su uso en sectores industriales no energointensivos, que hacen aproximadamente al 30-36% del consumo total industrial de los países OCDE y no OCDE.

Las industrias energointensivas previamente enunciadas (alimentos, pulpa y papel, químicos básicos, refinería, hierro y acero, entre otros) representan en su conjunto cerca del 50% de la energía que consume el sector, tanto para los países de la OCDE como no OCDE. Así, las cantidades y el mix de energéticos que demandará el sector a futuro estarán vinculados en gran medida por las actividades de dichas industrias.

Por ejemplo, en los países industrializados de la OCDE, el aumento en la participación de la electricidad en la industria está vinculada con la sustitución de combustibles en determinados procesos. Algunos ejemplos son el reemplazo de altos hornos ineficientes por hornos de arco eléctrico, como también el desarrollo de nuevos usos para la electricidad en industrias con una automatización en aumento.

A continuación se listan estadísticas que describen el consumo de energía en la industria:

- El 60% del consumo eléctrico de la industria del mundo corresponde a motores eléctricos.

- El 38% de la energía es utilizada para generar vapor.

- Entre un 20-50% de la energía que ingresa a la industria se pierde como calor residual en forma de gases de combustión, agua de enfriamiento, entre otros.

Oportunidades de la EE en los principales sectores

A partir de lo expresado anteriormente, es posible reducir el consumo energético de varias maneras, como ser: mejoras en los procesos para reducir pérdidas y recuperar parte de la energía no aprovechada (en general calor de procesos), incrementar el uso de la cogeneración, y reciclar materiales, entre otras acciones.

A su vez, una de las herramientas de mayor éxito para tomar acciones sobre la EE en la industria es abordada por la gestión de la energía, que se puede describir como un conjunto de procesos y herramientas para gestionar la demanda de energía dentro de las organizaciones. Incluye gestionar los procesos de mejora de EE, como también los costos de energía y los riesgos asociados. La norma ISO 50001 es el estándar internacional y su uso debe incentivarse particularmente en la industria.

Todas las agrupaciones industriales cuentan con oportunidades de mejora, con abundantes fuentes de información que dan detalle de los procesos, sistemas y equipos sobre los cuales tomar acciones. La industria manufacturera puede mejorar su EE entre un 18% y 26% aplicando tecnologías disponibles, y efectivas en términos de costos (IEA, 2007).

¿Cuál es el potencial para mejorar la EE? Se debe tener en consideración las particularidades de las economías regionales, nacionales, los sectores económicos y los subsectores industriales. Asimismo, muchos estudios emplean diferentes metodologías y definiciones de “**potencial**”, por lo que resulta importante hacer una distinción entre tres tipos principales de potenciales para mejorar la EE:

² International Energy Outlook, 2016.

- **Económico:** es aquel que es posible utilizando las tecnologías disponibles y resulta efectivo en términos de costos.

- **Técnico** es el técnicamente posible con los mejores avances tecnológicos, sin tener en cuenta los costos; y, por último,

- El **potencial teórico**, que llega hasta los límites teóricos sin importar si la tecnología existe o no aún.

Por otra parte, las llamadas “**mejores prácticas**” constituyen métodos o técnicas que han sido generalmente aceptadas como superiores frente a otras alternativas, al producir resultados superiores. Así, a través de la experiencia e investigación se ha probado que conducen al objetivo deseado con el mínimo uso de los recursos, resultando eficiente, económica y técnicamente factibles.

Algunas de las medidas que pueden implementarse:

Motores eléctricos: representan el 60% del consumo eléctrico de la industria en todo el mundo, y por ello evaluar su condición puede resultar prioritario. Se encuentran en bombas, ventiladores, compresores y en general forman parte de sistemas mayores. Entre las medidas se pueden incluir: utilizar los motores más eficientes; alinear correctamente las bombas y motores, reemplazarlos en caso de sobredimensionamiento, e instalar variadores de velocidad.

Sistemas de vapor: proveen calor de procesos. Pueden ser: por calor directo, a base de vapor, o a base de agua caliente. Su elección queda definida principalmente por el tipo de proceso y los usos y prácticas usuales en cada industria. De forma general, las aplicaciones de alta temperatura como la producción de acero, cemento, cerámicos y ciertos procesos químicos utilizan fuego directo. En este caso, algunas oportunidades para reducir el consumo de energía son: un mejor control de los procesos asegurando que no se encuentran activos más allá de lo necesario para alcanzar el objetivo deseado; y/o la utilización del calor mediante la recuperación de la energía de los gases de combustión, reduciendo así la energía cedida al ambiente.

Minimizar el número de transformaciones de calor: el vapor se genera en una caldera, con una eficiencia máxima de 80-85%, el restante 15-20% se pierde por chimenea. Adicionalmente, cada vez que la energía es transformada de una forma de energía a otra, parte de ella se pierde. En la industria, especialmente en las aplicaciones de baja temperatura, el vapor es utilizado para generar agua caliente, es decir que la energía térmica es transformada dos veces. En algunas industrias como la alimenticia, el agua caliente por lo general se usa para generar agua a menor temperatura, y la eficiencia térmica resulta ser aún inferior.

- **Evitar las transformaciones de una forma de energía a otra cuando no sea necesario:** Las aplicaciones de fuego directo, por ejemplo, requieren un solo proceso de conversión. De esta forma, puede realizarse el calentamiento de agua directamente, en lugar de hacerlo por medio de vapor. Por ello, se deben explorar las oportunidades de minimizar el número de procesos de transferencia de calor.

- **Mejoras en aislación:** todo equipamiento que tenga una superficie a una temperatura mayor a la del ambiente perderá calor. Incluir materiales aislantes a tuberías expuestas e instalaciones vinculadas es una práctica común en la industria, que puede extenderse aún más.

- **Minimizar calentamiento y enfriamiento simultáneos,** que se da en algunos procesos por fallas en los sistemas de control, entre otras razones.

- **Reutilizar agua y condensado,** sobre todo en las grandes instalaciones industriales, el condensado (el agua que resulta de utilizar vapor en los procesos de calentamiento), en muchos casos es drenado directamente en vez de retornar a la caldera y ser reutilizado. Desecharlo cuando se mantiene aún caliente es perder no solo energía sino también el agua y los químicos usados para su tratamiento.

- **Precalentar el agua y aire,** que puede reducir el consumo de combustible a quemar entre un 0,5% y 2%.

Si bien en muchos casos las modificaciones deseadas no serán posibles en términos de costos, sería conveniente que las ideas se mantuvieran para futuras modificaciones o cuando se deban construir nuevas instalaciones.

Los programas deben comenzar con el nivel de limpieza (apagar dispositivos cuando no se usan, reducir desperdicios, fugas, tiempos de inactividad), continuar con sistemas de control (hacer coincidir la máquina más eficiente con la demanda real, reducir el exceso de flujos), con las modificaciones simples (usar intercambiadores de calor, sistemas de circuito cerrado), con la integración de procesos (recuperación de calor de un proceso para ser reutilizado en otro), y finalmente con procesos alternativos (cambios en el diseño de procesos o suministro de energía), donde los ahorros energéticos pueden ser mayores, pero también lo serán las inversiones necesarias para financiarlas.

Barreras para implementar la Eficiencia Energética

Las barreras importantes desde la perspectiva macro gubernamental se refieren, por un lado, a la falta de apreciación del valor de la EE para mejorar la productividad y la economía, por el otro, se genera un sesgo que puede darse en varios profesionales de la energía y los responsables políticos hacia las opciones de suministro de energía, es decir un sesgo hacia la oferta.

Otras de las barreras de gobierno se verifica a través de la falta de datos que presenta la EE, que se manifiesta en la suma de decisiones en el ámbito de la microeconomía que afecta a la economía general, debido a la dificultad para

recopilar datos sobre lo que está sucediendo realmente dentro de las diferentes empresas. Para resolverlo, los responsables políticos deben determinar qué fuentes de datos están disponibles y son pertinentes y establecer diferentes mecanismos apropiados de recopilación de información.

En relación a las barreras que pueden presentar las regulaciones de los servicios públicos se encuentra por ejemplo la recompensa a las empresas de acuerdo con sus costos de capital sin incentivar las inversiones en ee. también se manifiestan estas dificultades cuando las regulaciones impiden o encarecen la conexión de tecnologías de generación local, como en las tecnologías de cogeneración (calor y energía eléctrica de forma combinada).

Así, los precios y subvenciones de la energía que se realizan masivamente por motivos sociales y económicos, se deberían focalizar a casos particulares de sectores de necesidades ineludibles, dado que los bajos precios de la energía que no se corresponden con sus costos, reducen los incentivos para que los consumidores y la industria inviertan en electrodomésticos y equipos eficientes energéticamente.

En este sentido, la revista Harvard Business Review en el año 2013 presentó las diez barreras **desde las perspectivas organizacionales/ empresariales** que obstaculizan el progreso de la EE en las empresas. Las siete primeras son internas y están relacionadas con la alta dirección y son controlables por la propia organización, mientras que las tres restantes son externas y de responsabilidad directa o influencia gubernamental.

Internas	1.- No evaluar los efectos secundarios y/o las consecuencias de no actuar ante el problema. 2.- Incertidumbre sobre la viabilidad de los proyectos de ahorro de energía propuestos. 3.- Actitudes de liderazgo para evitar nuevos costos. 4.- Colaboración insuficiente entre las partes interesadas de la empresa. 5.- Cultura corporativa resistente a nuevas ideas de mejora. 6.- Restricciones financieras. 7.- Poca innovación de los proveedores y socios comerciales existentes.
Externas	1.- Proveedores de energía que desean mantener el estado actual de sus servicios. 2.- El número y la complejidad de las regulaciones. 3.- Falta de financiación gubernamental.

Una investigación significativa acerca de la gestión de la energía en las empresas, que efectúa una aclaración sobre el debate de estas barreras, es el trabajo de Cooreman referente a la adecuación estratégica de la EE.

Esta idea surge de un párrafo de la página 68 del documento siguiente: Fawkes, E., Oung, k. & Thorpe, D. (2016). Best Practices and Case Studies for Industrial Energy Efficiency Improvement. An Introduction for Policy Makers. Copenhagen: Copenhagen Centre on Energy Efficiency.

- La rentabilidad juega un papel importante, pero no decisivo en la decisión de inversión.
- La fase de diagnóstico es crucial.
- Existe competencia interna entre los proyectos de inversión.
- Los proyectos de inversión que se consideran más estratégicos ganan la competencia dentro de la organización.

de Base	Tomadores de decisiones tienen falta de información o desconocen la existencia de una opción de EE como un proyecto de inversión.
de Síntomas	Costos ocultos, acceso al capital, riesgo (o percepción de riesgo).
Reales	Falta de un imperativo estratégico para invertir en medidas de EE.
Ocultas	Factores culturales dentro de la organización.

En este sentido, es necesario señalar que los responsables en la formulación de las políticas públicas deben conocer plenamente las barreras que dificultan la inversión en EE en el sector industrial. Para ello, se deben diseñar e implementar políticas y programas que ayuden a las empresas a superar las barreras, bajo su control gubernamental o influencia.

Lineamientos para el desarrollo de políticas públicas en la materia

El gobierno de cada Estado debe contemplar el marco institucional para diseñar una política estratégica de EE. Para ello deben establecerse instituciones apropiadas y capacitadas para planificar, implementar, monitorear y hacer cumplir políticas, planes de acción y estrategias. Esto implica establecer un departamento gubernamental, agencias (autónomas/semiautónomas) o un ministerio. Teniendo en cuenta que la EE suele traspasar varios límites departamentales o ministeriales tradicionales, como energía, industria, transporte, economía y construcción.

Una posibilidad a evaluar para reducir brechas o problemáticas para la expansión de la misma como política nacional, es generar un consejo nacional intergubernamental que abarque los ministerios relativos a la temáticas mencionadas coordinadas por un ministerio de energía con una secretaría, departamento o agencia de EE como ente coordinador y el ministro de esa cartera como presidente del consejo, para la aplicación concreta en cada área de gobierno del desarrollo de políticas que contemplen como insumo o resultado la EE.

Estas agencias u organizaciones conformadas por consejos multisectoriales deben tener presente factores nacionales, regionales y económicos, como guía para la orientación sobre las decisiones a tomar en esta temática, como ser:

- El consumo de energía en el sector industrial.

- La estructura de la industria.
- La intensidad energética promedio de las empresas y proporción de estas en las PyMes (pequeñas y medianas) y grandes empresas.
- La disponibilidad de recursos financieros y humanos en las empresas.
- El grado de presencia de las empresas en el mercado global.

Los lineamientos para una política de EE industrial se pueden clasificar en cuatro categorías:

- 1 - De fomento de las capacidades basadas en la información;
- 2 - Institucionales, regulatorias y legales;
- 3 - Económica: financiera y fiscales;
- 4 - De aceleración de la innovación tecnológica.

1 - De fomento de las capacidades basadas en la información

Se busca crear y mejorar el conocimiento y las capacidades de la industria para desarrollar e implementar programas eficaces, así como la de otros actores, como empresas de servicios energéticos, proveedores de tecnologías y el sector financiero. Se centra en brindar información generalmente cohesionada y sintetizada a nivel gubernamental para su utilización tanto en políticas de gobierno hacia las empresas o en el uso interno empresarial en vistas a la necesidad de invertir en EE, su potencial, sus beneficios, así como para mejorar la eficiencia e incrementar la capacidad en la gestión energética.

Programas de comunicación y difusión: se debe preguntar acerca de la motivación para actuar (¿por qué hacer algo?), que hacer en términos de sistemas de gestión, normas ISO 50001 (Sistemas de gestión de la energía), técnicas específicas como medición y verificación y asesoramiento específico sobre como implementar sistemas y tecnologías de gestión.

Etiquetado de producto: proporciona información a los usuarios finales, sobre la eficiencia energética del producto evaluado.

Por ejemplo, la Directiva sobre Etiquetado Energético 2010/2030 de la Unión Europea señala una amplia variedad de productos para su etiquetado pertenecientes al sector industrial, como: motores, bombas, ventiladores; transformadores de distribución y potencia; unidades de aire acondicionado, computadoras, entre otros.

Programas de formación: permiten desarrollar capacidades para comprender, ampliar e implementar oportunidades y su valor para las empresas como una forma fundamental de ir más allá de la información. Se puede crear una cartera de formación descentralizada en cada país, como en el caso del Instituto de Energía del Reino Unido, que ofrece diferentes niveles de certificaciones para nombrar al personal de las empresas como gestores de energía, de acuerdo a las responsabilidades definidas en el interior de la estructura organizativa.

También se pueden citar a las redes de aprendizaje como una metodología que implica un espacio de colaboración con actores que persiguen un objetivo común, intercambiando experiencias así como el acompañamiento técnico brindado por expertos en la materia. Estas redes tienen por objetivo perfeccionar el desempeño energético de los participantes, implementando un Sistema de Gestión de la Energía (SGEN). En países como Suiza, Alemania y México demostraron ser una metodología eficiente para optimizar el desempeño energético de las empresas participantes, tanto en el sector industrial como en el público.

Otras de las acciones que se pueden promover, es alentar a las empresas/marcas líderes en ser los primeros en implementar medidas y ejecutar proyectos pilotos o de demostración. Algunas empresas eligen asumir este papel porque reconocen la necesidad de mejorar su imagen de cara a los consumidores, debido al simbolismo del “no derroche” que aparece asociado con esta imagen, incrementar su público y demostrar su liderazgo en estas medidas.

Fomento del uso de las normas ISO 50001: se busca fortalecer a través programas de rendimientos energéticos, donde por ejemplo

en Estados Unidos se premian a empresas de acuerdo a determinados criterios de mejora.

Programas de reconocimientos y recompensas: brindan publicidad y premios a las personas, equipos y empresas que producen excelentes resultados. Por ejemplo la Agencia Alemana de Energía tiene como uno de sus criterios fundamentales para la premiación la transferibilidad de una medida de EE en el mismo u en otro sector industrial.

2 - Institucionales, regulatorias y legales

Se centran en regular la actividad al imponer o prohibir ciertos cursos de acción en estándares de energía. Existe aquí un menú de posibilidades como ser acuerdos voluntarios, medidas obligatorias, estándares mínimos de rendimiento energético (como normas de mínimos de rendimiento energético para equipos motores y electrodomésticos mediante la actualización regular de los estándares de prueba y protocolos de medición y medidas para acelerar la transformación del mercado), y obligaciones de proveedores de energía de invertir en EE. Estas opciones en la práctica pueden combinarse.

Acuerdos: las agencias gubernamentales pueden instaurar acuerdos voluntarios con empresas o subsectores para establecer objetivos de EE. En estos casos el nivel del objetivo acordado requiere de una base de evidencia sólida para el entorno del objetivo, basado en un conocimiento detallado de la industria y su potencial técnico y económico.

Medidas obligatorias: se requiere que las empresas alcancen niveles estipulados de rendimiento dentro de un cierto período. Entre las acciones se mencionan:

- Las **auditorías internas**, es decir el control y evaluación de parte del gobierno sobre los planes mínimos obligatorios a cumplir por las empresas;

- Los **gestores de energía**, que son los administradores internos de las empresas para el desarrollo de las políticas de EE en la industria, es decir una persona encargada, un

equipo multidisciplinario o un departamento especializado;

- Los informes, que se solicitan para la evaluación de los compromisos legales

- La adopción de estándares como la norma ISO 50001.

3 - Económica: Financiera y Fiscales

Actualmente, OIEA informa que aproximadamente el 60% de las inversiones en EE se basan en el autofinanciamiento, y la mayoría restante se financia mediante préstamos. Por este motivo, existe la necesidad de un aumento significativo del financiamiento por parte de terceros. Esto permite a las empresas tener una mayor inversión inicial para la adquisición de bienes y servicios desde el momento cero. En caso contrario, estas utilizan sus propios fondos para invertir en EE en vez de adquirir otras fuentes de financiamiento. Algunos de estos mecanismos se podrían realizar a través de mercados de valores con diversos instrumentos como por ejemplo los bonos, entre otras herramientas de financiación.

Para que esto suceda, las autoridades gubernamentales deben enviar señales políticas confiables y garantizar que las inversiones en EE obtengan una rentabilidad ajustada al riesgo de cada empresa. Estas inversiones tienen que ser lo suficientemente atractivas para cada una de las firmas. De esta manera, las empresas se encuentran incentivadas para ser más eficientes y no deben desembolsar su capital en el momento inicial sino tomar deuda.

Algunas características relevantes de la EE: es de naturaleza técnica y es complejo comprender sus beneficios; dada la dificultad para medir los resultados por su intangibilidad (a diferencia de la financiación de los proyectos de inversión) ya que la tecnología real involucrada a menudo pasa desapercibida,

Los responsables políticos de un país, para beneficiar el sector industrial, pueden elegir entre tres enfoques que permiten aumentar los flujos de inversión en EE.

- Reducir riesgos.
- Incrementar los fondos disponibles.
- Mejorar la rentabilidad financiera: En este enfoque se puede establecer algunas medidas tales como:

- Reducir los costos de inversión, ya sea mediante subvenciones o una medida fiscal para bajar los impuestos o el costo del equipo.
- Eliminar o reformar los subsidios al precio de la energía.
- Reducir los costos de financiamiento, ofreciendo bajas tasas de interés (posiblemente utilizando el acceso a deuda pública de bajo costo).
- Reducir los costos de transacción mediante la adopción o promoción de procedimientos estandarizados de evaluación y suscripción.

Algunos países implementan medidas fiscales para aumentar las inversiones en tecnologías específicas para mejorar la EE en los proyectos. Las desgravaciones fiscales permiten fomentar la inversión e incrementar la rentabilidad financiera de las industrias. Las medidas que se pueden implementar son:

- Aumento de las asignaciones de capital de las empresas³.
- Impuestos energéticos reducidos vinculados a inversiones y/o acciones específicas.
- Reducción de impuestos sobre equipos de EE.
- Precios e impuestos de la energía.
- Subsidios.

Se mencionan a continuación ejemplos de países que implementaron algunas medidas mencionadas anteriormente y los resultados obtenidos:

³ Es lo que una empresa hace con sus beneficios y/o el dinero que posee. Es la combinación de un portafolio compuesto por un activo libre de riesgo y un activo con riesgo.

Reino Unido: el enfoque de aumento de las asignaciones de capital de las empresas se encuentra asociado con la gestión de medidas fiscales a través de listas que permitan las mejoras en tecnologías, soluciones y/o procesos. Estas listas deberán estar actualizadas por una agencia nacional de EE o institución similar.

La consultora independiente The Carbon Trust⁴ mantiene la lista de los productos de tecnología energética. Las empresas pueden amortizar el 100% del costo de una nueva planta o maquinaria en el año financiero que realizaron la compra, siempre que cumplan con los requisitos establecidos por la agencia. Los criterios de EE para su inclusión se enumeran en la lista de cada tipo de producto y se ponen a disposición del público (UK DECC, 2014). Esto proporciona un incentivo para que los fabricantes desarrollen productos más eficientes.

Las asignaciones de capital mejoradas son efectivas, y las empresas que compran el/los equipo/s deben ser responsables de pagar los impuestos correspondientes (Corporation Tax)⁵. En la práctica, muchas empresas no pagan el impuesto de sociedades porque utilizan otras exenciones fiscales. Por este motivo, un enfoque alternativo es reducir los impuestos a la energía o los impuestos que se cobran por la compra de equipos de EE en el Impuesto al Valor Agregado (IVA).

Una alternativa es disminuir los impuestos en la compra de equipos energéticamente eficientes. Esto permite reducir el costo de capital e incrementar la rentabilidad financiera. Los países aplican un sistema de impuesto sobre los equipos domésticos de EE, como los sistemas de calefacción eficientes o el doble acristalamiento. En estas condiciones, el tribunal de justicia de las comunidades europeas informó que estos criterios contravienen las normas de la Unión Europea y se encuentran sujetos a cambios.

Suecia: el programa voluntario para mejorar la EE en la industria intensiva en energía, es un ejemplo en el que la medida fiscal es una exención de impuestos sobre la energía, sujeta a que la empresa implemente medidas específicas.

En 2005 se introdujo un impuesto a la electricidad industrial en virtud de la Ley de EE para las industrias intensivas en energía. Este es un esquema que permite la exención monetaria para las industrias intensivas en energía, si implementan un sistema de gestión de energía ISO 50001 certificado externamente y demuestran una mejora de la eficiencia eléctrica. Se considera que una empresa consume mucha energía si tiene costos energéticos de al menos el 3% del valor de la producción de la empresa o si los impuestos sobre la energía, el CO₂ y el S₂ de la empresa representan al menos el 0,5% del valor añadido de la empresa. Las empresas se comprometen a realizar las siguientes actividades durante un período de cinco años:

⁴ La agencia tiene la misión declarada de acelerar el movimiento hacia una economía sostenible y baja en carbono.

⁵ Impuesto de sociedades o impuesto sobre la renta en Reino Unido.

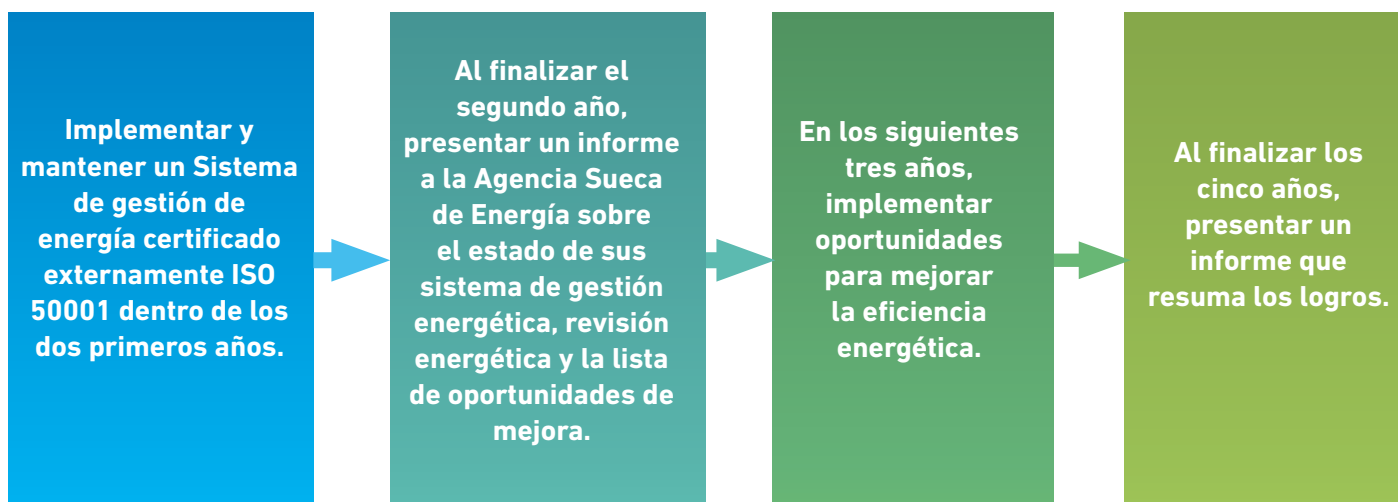


Figura 2: Programa para mejorar la Eficiencia Energética en Suecia.

Unión Europea: en 2004, los bajos precios de la energía fueron una barrera para mejorar la EE en todos los sectores y estableció un marco común y tasas mínimas para gravar los combustibles para: motores, calefacción y generación eléctrica (es el caso del programa sueco que se menciona anteriormente).

Filipinas: Un método para reducir los costos de capital y mejorar el rendimiento financiero de la inversión en EE, es otorgar subvenciones para determinados equipos a través del gasto público del país. Por ejemplo, el Proyecto de subvenciones en EE de enfriadores es un Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL)⁶ que genera ingresos en forma de Reducciones de Emisiones de Carbono (CER)⁷, y resguarda el costo de las subvenciones y la administración del programa. Este proyecto de EE de enfriadores es un programa de 10 años que se encuentra respaldado por el Banco Mundial (BM) y el Fondo para el Medio Ambiente Mundial⁸ y cuenta con cuatro componentes: subvención para el reemplazo de enfriadores; medición, seguimiento y verificación (MMV); estándares de desempeño y asistencia técnica; y gestión de proyectos.

Además, las empresas del país pueden elegir entre dos incentivos financieros al reemplazar enfriadores por otros nuevos de bajo consumo energético. Una opción es recibir una subvención inicial del 15% del costo del nuevo enfriador a cambio de renunciar a los futuros ingresos financieros del carbono en forma de CER, y la otra opción es recibir del 75% al 80% de los ingresos que se pueden obtener de la venta de reducciones de emisiones de carbono. En esta última alternativa, entre el 20% y el 25% de los ingresos del CER se utilizan para cubrir el costo de administración, informes de gestión financiera, marketing y otros costos del MDL.

⁶ Es un procedimiento contemplado en el Protocolo de Kyoto (PK) en el cual países desarrollados pueden financiar proyectos de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) dentro de países en desarrollo, y recibir a cambio Certificados de Reducción de Emisiones de carbono (CER), por su siglas en inglés) aplicables a cumplir con su propio compromiso de reducción.

⁷ Equivale a una tonelada de CO₂eq reducida en la atmósfera como consecuencia de un proyecto MDL.

⁸ El Fondo para el Medio Ambiente Mundial (FMAM o GEF, por sus siglas en inglés).

Por otro lado, si el precio de la energía es bajo genera otra barrera para el mejoramiento de la EE en las industrias. Por este motivo, en los países con precios de energía subsidiados, es conveniente eliminarlos y cambiarlos a los precios de mercado para que sea atractivo invertir en EE. Esto permite que el precio de la energía

puede incrementarse mediante impuestos tal como se menciona en los ejemplos de párrafos anteriores.

● **Reducir riesgos:** En este segundo enfoque mencionado se puede lograr mediante los siguientes criterios:

- Mecanismos como garantías de préstamos o fondos de reserva de primera pérdida.
- Procesos estandarizados de desarrollo y documentación para reducir la variabilidad de los resultados.
- Recopilación y distribución de datos de desempeño del proyecto para brindar a los inversionistas un mejor conocimiento sobre el desempeño real.

Las inversiones en EE son consideradas riesgosas para algunos inversionistas. Tales riesgos se pueden disminuir a través de diferentes mecanismos y deben ser garantizados por las autoridades gubernamentales.

Por otro lado, existen mecanismos de recaudación por parte de los inversores que mediante impuestos o facturación recuperan

los desembolsos, por ejemplo cuando los usuarios finales tienen que pagar impuestos a la propiedad y/o facturas de energía.

● **Incrementar los fondos disponibles:** corresponde a los fondos dedicados a la eficiencia energética que se pueden incrementar, donde se consideran los siguientes criterios:

- Agrupar varios proyectos pequeños para proporcionar un número menor de ofertas de alto valor que serán más atractivas para los prestamistas.
- Exigir la implementación obligatoria de estándares mínimos de desempeño energético o los resultados de auditorías energéticas.
- Exigir programas de inversión en servicios públicos.
- Habilitar mecanismos de cobranza de bajo costo y bajo riesgo, por ejemplo: Propiedad de energía limpia y pago en facturas.

Algunos países establecen fondos especializados en EE para disminuir la dificultad en la falta de financiación, como se menciona a continuación:

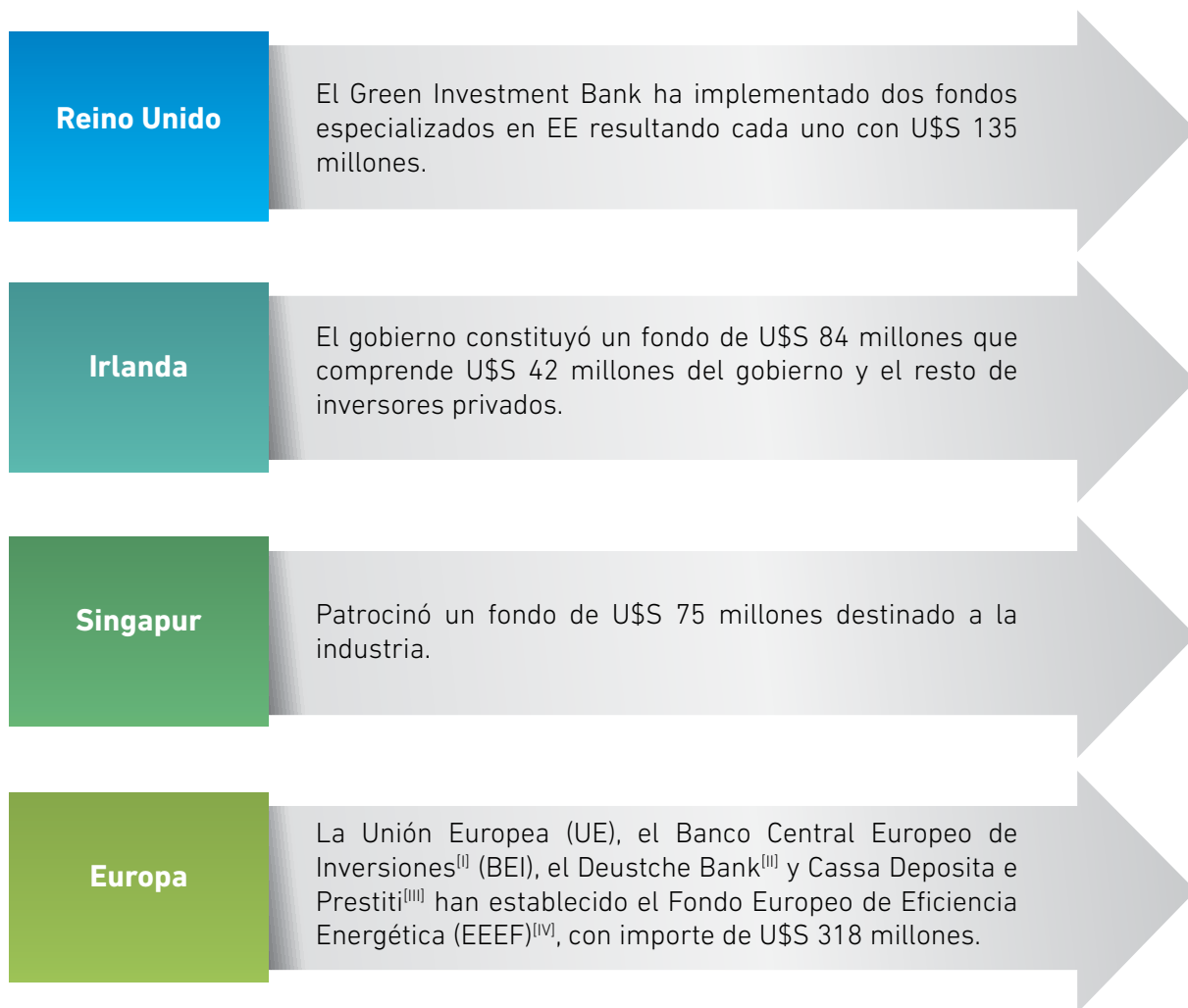


Figura 3: Fondos especializados para mejorar la Eficiencia Energética.

Nota 1: Los valores monetarios son expresados en U\$S equivalentes a diciembre de 2017.

Nota 2: [I] Es un órgano financiero comunitario de la Unión Europea. / [II] Compañía global de servicios bancarios y financieros. / [III] Banco de inversión italiano fundado en 1850 en Turín. / [IV] El EEEE, tiene como misión apoyar los objetivos de la Unión Europea en promover un mercado sostenible de energía y de protección del clima.

La evolución exitosa de fondos de EE, requiere un esfuerzo considerable para apoyar el desarrollo de proyectos rentables y de alta calidad. Estos fondos permiten incrementar el capital disponible de las empresas industriales. Por este motivo, es necesario mejorar la estandarización del desarrollo y documentación de los proyectos de EE para evitar otra barrera en la inversión de terceros tanto privada como pública.

4 - De aceleración de la innovación tecnológica

Existe un gran potencial para incrementar y mejorar la EE con inversiones rentables utilizando tecnologías probadas existentes. Es decir, sin desarrollar nuevas, simplemente

aumentando la adopción de las mismas, de carácter económicas y maduras. Sin embargo, la tecnología mejora de manera continua y las mayorías de las nuevas tecnologías tienden a ser más eficientes energéticamente que las reemplazadas. La evolución de estas, gestionadas en los programas de I+D, deben impulsarse con una gran participación de la industria cliente en respuesta a lo que observa cómo sus propias necesidades.

Por otra parte, el interés de los responsables políticos a nivel mundial en la innovación energética ha aumentado durante la última década, debido principalmente a preocupaciones

sobre el cambio climático. Entre los países miembros de la IEA el gasto en I+D del sector público en 2011 fue de U\$S 17.200 millones en comparación a los U\$S 10.000 millones a mediados de la década del '90.

Situación en Argentina

En el país se vienen desarrollando una serie de programas y proyectos para fomentar la eficiencia energética en la industria, que se encuadran en tres grandes iniciativas. Estas son:

Redes de Aprendizaje de Eficiencia Energética (RdA)

Esta iniciativa surge de la mano del Proyecto de Cooperación Europea "Eficiencia Energética en Argentina", desarrollado en conjunto con la Secretaría de Energía de Argentina, en las provincias de Santa Fe, Tucumán, Córdoba, Buenos Aires (Parque Industrial del Pilar) y Misiones. Originalmente ideadas en Suiza, las RdA han sido ampliamente aplicadas en países como Alemania, y en Argentina participan más de 60 firmas de diferentes sectores industriales.

Diagnósticos Sectoriales

Proyecto que brinda asistencia a la Secretaría de Energía para desarrollar un Plan Nacional de Eficiencia Energética. En él se propone compilar medidas y políticas de EE, que se clasifican por ahorro de energía, su potencial y rentabilidad, junto a la identificación de las barreras en los diferentes sectores. Como resultado, se espera una caracterización de los sectores productivos, con sus consumos asociados, y poder definir medidas a tomar de acuerdo a la información disponible. Entre los sectores industriales alcanzados, se encuentran las tres actividades primarias (Agricultura, Ganadería, Silvicultura y Pesca; Minería; y Producción de petróleo y gas natural), junto a diez subsectores de la manufactura. A la fecha se cuenta con múltiples informes de diagnóstico sectorial con resultados positivos.

Balance de Energía Útil

El estudio permitirá saber qué fuentes de energía consumen las distintas ramas industriales, y cuáles son los usos y equipos de consumo. Es un análisis estadístico, basado en relevamientos de campo, que permite trazar la línea de base sobre

la cual el Estado Nacional y los distintos Estados Provinciales elaborarán distintas políticas de eficiencia energética públicas que contribuyan a mejorar la EE industrial. En una primera fase se relevará el consumo de energía por fuentes y usos de los 400 establecimientos de la industria manufacturera que más energía consumen en el país.

Conclusiones

Hay que destacar que mejorar la eficiencia en la industria es una decisión conveniente que todos los países pueden implementar ante los problemas de índole energética. Estos incluyen la necesidad de mejorar la seguridad energética y reducir los impactos ambientales a nivel local y global. Tomar acciones sobre este sector debe considerarse como un componente fundamental de los esfuerzos a nivel mundial para evitar que la temperatura del planeta supere los 1,5°C por encima de los valores preindustriales.

Los beneficios de la EE impactan positivamente en varios actores: las organizaciones que llevan adelante las mejoras, el sistema de suministro energético, y sobre la economía como un todo. Además, da lugar a beneficios tales como una disminución de los costos de energía y una menor exposición a la volatilidad de precios, junto con otros beneficios no asociados con la energía como mejoras en la productividad, mayor vinculación de los empleados, creación de empleos y mejoras en la salud y el bienestar.

Es importante que las políticas gubernamentales muestren y promulguen apoyo a la EE. En este sentido, los gobiernos deben, por un lado, involucrarse en resolver las barreras macro para contribuir al desarrollo económico, la seguridad energética y la reducción del impacto ambiental; y por el otro, idear y ejecutar líneas políticas que brinden soporte y los mecanismos necesarios a las empresas industriales para reducir sus barreras internas, mejorando sus márgenes de rentabilidad y productividad a través de la misma.

Es primordial que las organizaciones tengan presente la incorporación de una matriz de madurez energética en su sistema de gestión de energía, para mejorar la EE de cada empresa.

Sin embargo, donde se debe considerar el costo de capital por las inversiones requeridas, las decisiones políticas y la tasa de inversión en proyectos de EE, deberían ser objetivos prioritarios en los proyectos.

En este camino de la EE, la promoción de la norma ISO 50001 puede incrementar el desarrollo de proyectos asociados, pero todos estos deben ser financiados y encontrar los dispositivos precisos para disminuir el riesgo y que sean rentables.

Como reflexión final, los múltiples beneficios enumerados (económicos, ambientales, de seguridad energética, entre otros), refuerzan que la eficiencia energética pueda considerarse, de acuerdo a diferentes organismos internacionales especializados en energía en la actualidad, como el primer combustible de los sistemas energéticos sostenibles y tenerse en cuenta prioritariamente en la planificación energética de los países.

Referencias:

- [1] OIEA. (2020). Energy Efficiency Indicators. Statistics report. París: Autor. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/energy-efficiency-indicators>
- [2] The Royal Society. (2020, 7 de octubre). Nuclear cogeneration: civil nuclear in a low-carbon future. Recuperado de <https://royalsociety.org/topics-policy/projects/low-carbon-energy-programme/nuclear-cogeneration/>
- [3] OIEA. (2019). Multiple Benefits of Energy Efficiency. From "hidden fuel" to "first fuel". París: Autor. Recuperado de <https://www.iea.org/reports/multiple-benefits-of-energy-efficiency/productivity>
- [4] U.S. Energy Information Administration. (2016). International Energy Outlook.
- [5] Fawkes, E., Oung, k. & Thorpe, D. (2016). Best Practices and Case Studies for Industrial Energy Efficiency Improvement. An Introduction for Policy Makers. Copenhagen: Copenhagen Centre on Energy Efficiency.
- [6] Redes de aprendizaje de eficiencia energética. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/eficiencia-energetica/eficiencia-energetica-en-sectores-productivos/redes-de-aprendizaje-de-eficiencia-energetica>
- [7] Enef. Recuperado de <https://www.enef.com.ar/>

[8] Ministerio de Energía y Minería de La Nación. Fondo Argentino de Eficiencia Energética (FAEE). Recuperado de <https://www.minem.gob.ar/>

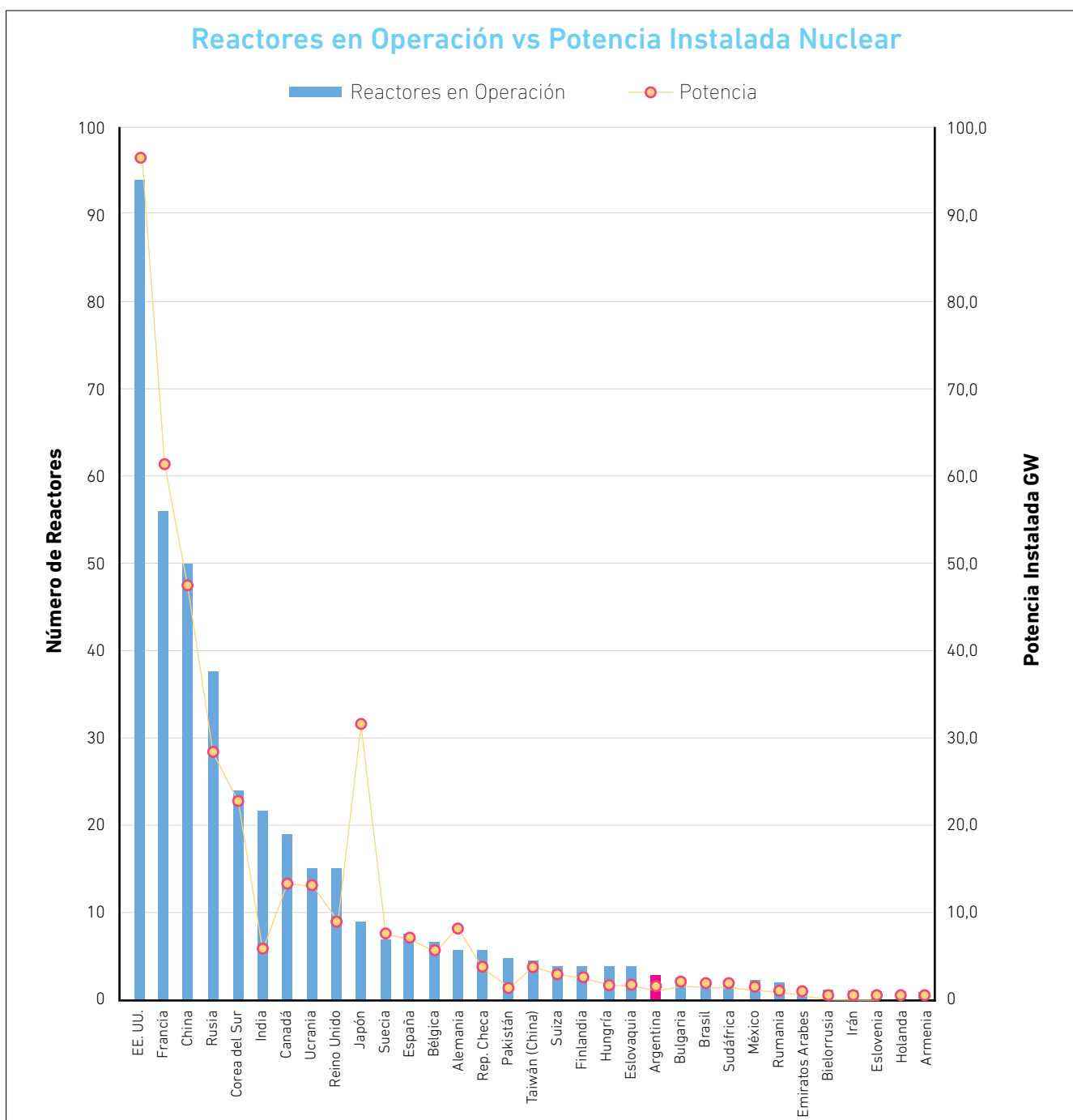
[9] Ministerio de Energía y Minería de La Nación. FAQs-FAEE. Recuperado de <https://scripts.minem.gob.ar/octopus/archivos.php?file=7537>

[10] American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE). Recuperado de <https://www.aceee.org/>

Síntesis Nuclear

Reactores nucleares en operación

A diciembre de 2020 se encuentran operables 443 reactores de generación nucleoelectrica en 33 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 393.345 MW. A continuación se muestra la cantidad de reactores en operación y la potencia instalada nucleoelectrica por país.



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2020.

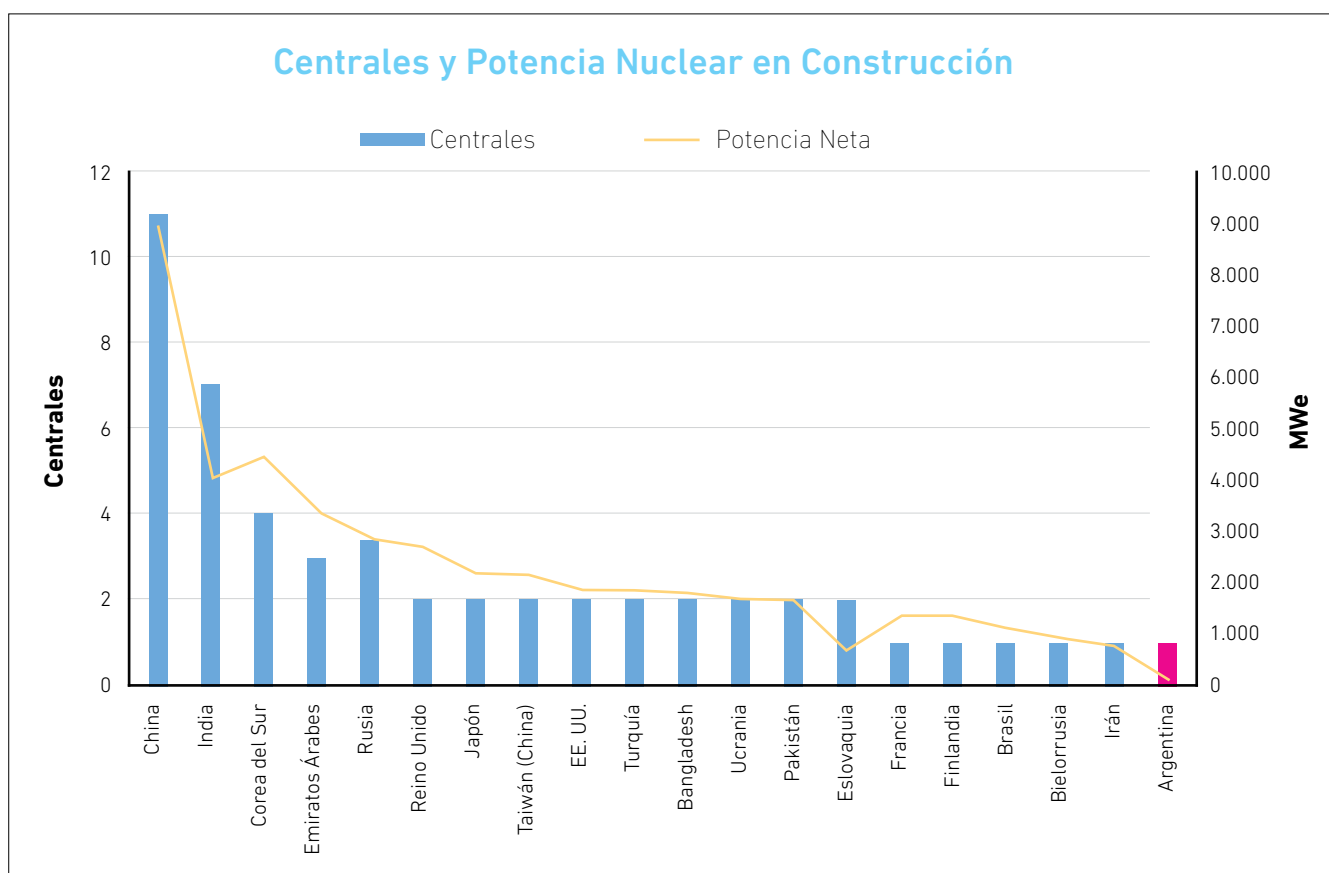
Fuente: PRIS. OIEA.

Como puede observarse en la figura, el país con mayor cantidad de reactores es EE.UU., el cual tiene 94 unidades operativas, seguido por Francia con 56, China con 54 en total (50 en el continente y 4 en Taiwán) y Rusia con 38. Luego le siguen Corea del Sur con 24, India con 22 y Canadá con 19.

Japón tiene actualmente 33 reactores instalados de los cuales únicamente nueve operan efectivamente (Takahama 3 y 4, Ikata 3, Sendai 1 y 2, Genkai 3 y 4 y Ohi 3 y 4).

En el caso de Japón, cabe destacar que luego del accidente ocurrido en Fukushima en marzo de 2011 se detuvo la operación de la totalidad de las centrales nucleares del país para someterlas a un proceso de evaluación estricto de la seguridad por parte del ente regulador japonés de la actividad nuclear (NRA). A partir del año 2013, este organismo comenzó a autorizar el reinicio de la actividad en algunas centrales, que recién a fines de 2015 comenzaron a operar. Es por esto que, a pesar de tener 33 reactores nucleares operables, sólo nueve de ellos se encuentran efectivamente en operación. Además, el gobierno japonés estableció un orden de prioridad para el reinicio de actividades de las centrales en función de las necesidades de energía eléctrica de las diferentes zonas del país.

Reactores en construcción



Nota: Datos actualizados a diciembre de 2020.

Fuente: PRIS. OIEA.

A diciembre de 2020 hay 52 reactores nucleares en construcción en el mundo. China es el país con mayor cantidad de unidades en construcción (once unidades, sumadas a dos de Taiwán), por lo que puede considerarse como el país más activo de la industria nuclear al presente. Estas futuras incorporaciones suman un total de 13.406 MWe de potencia adicional al parque de generación chino.

Estas 13 unidades que están siendo construidas representan el 24,2% de la capacidad en construcción a nivel mundial.

Otro país que realiza una gran apuesta por la nucleoelectricidad es India, el cual cuenta con siete reactores en construcción (4.824 MWe), un 8,7% del total.

Por otra parte, Corea del Sur le sigue con cuatro reactores en construcción (5.360 MWe). Este país administra el 9,7% de la potencia en construcción mundial.

En el caso de Argentina, se volvió a priorizar la construcción del prototipo de reactor CAREM de 32 MWe desde el año 2014.

Tecnologías de Generación

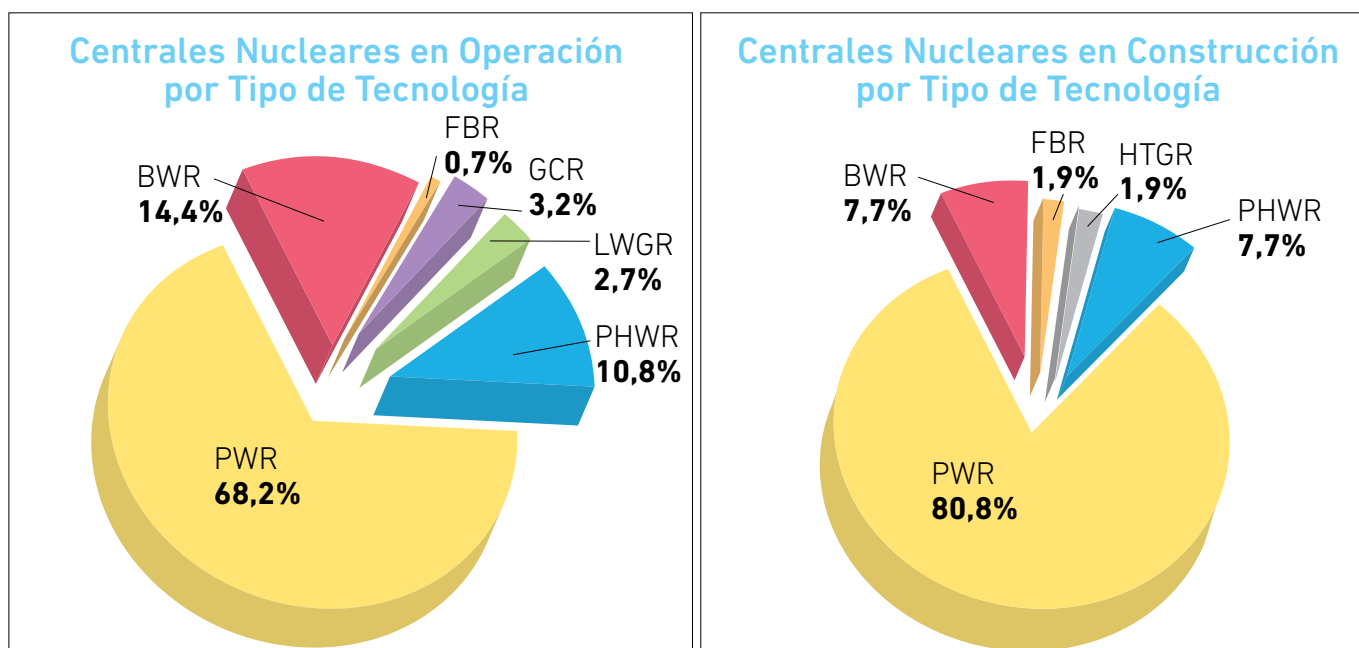
De los 419 reactores que actualmente están en operación, los que utilizan uranio enriquecido y agua liviana tanto como moderador como refrigerante, tienen la mayor participación a nivel mundial. Estos reactores se dividen en dos tipos principales: Reactores de Agua a Presión (PWR por sus siglas en inglés); y Reactores de Agua en Ebullición (BWR por sus siglas en inglés) que representan el 68,2% (302 reactores) y el 14,4% (64 reactores) respectivamente.

La tecnología de Reactores de uranio natural y Agua Pesada a Presión (PHWR) ocupa el segundo lugar con 48 unidades, lo que equivale a 10,8% del total. Canadá es el país con mayor cantidad de reactores de este tipo (19) seguido por India (18) y luego siguen Argentina y Corea del Sur con tres reactores cada uno, China y Rumania con dos cada uno y Pakistán con una sola unidad. La Central Nuclear Atucha I cambió su combustible en 1994 por uranio levemente enriquecido (0,85%).

Un 2,7% de los reactores en el mundo utilizan agua liviana como refrigerante y grafito como moderador (LWGR), totalizando en 12 unidades. Mientras que un 3,2% son de tecnología de refrigeración con gas (GCR), con un total de 14 reactores.

Por último, solamente tres unidades (0,7%) corresponden a reactores rápidos (FBR). Esta tecnología se caracteriza por funcionar con un espectro de neutrones rápidos en lugar de térmicos (como todos los anteriores) para la consecución de la fisión. El refrigerante suele ser sodio o plomo líquidos y este tipo de reactores no necesita moderador.

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



RESUMEN AÑO 2020

Nuevas Conexiones a la Red

En el año 2020 a nivel mundial comenzaron a operar cinco reactores, de los cuales dos fueron construidos en China, uno fue hecho en Bielorrusia, otro en Emiratos Árabes Unidos y el restante en Rusia. En total se adicionaron 5.521 MWe de potencia nueva instalada. Tanto el reactor de Bielorrusia como el de Emiratos Árabes son los primeros en entrar en operación del país, incorporando definitivamente a dichas naciones a la generación nucleoelectrica mundial.

Central	Potencia (MW)	Tipo	Modelo	País	Fecha
TIANWAN-5	1.000	PWR	CNP-1000	CHINA	08/08/2020
BARAKAH-1	1.345	PWR	APR-1400	EMIRATOS ÁRABES	19/08/2020
LENINGRAD 2-2	1.066	PWR	VVER V-491	RUSIA	22/10/2020
BELARUSIAN-1	1.110	PWR	VVER V-491	BIELORRUSIA	03/11/2020
FUQING-5	1.000	PWR	HPR1000	CHINA	27/11/2020

Centrales Cerradas

En relación a los cierres de instalaciones nucleoelectricas, se detuvo definitivamente la operación de cinco unidades. De ellas, dos corresponden a EE.UU., dos a Francia y una a Rusia, resultando en un total de 4.284 MWe de potencia que salió de servicio.

Central	Potencia (MWe)	Tipo	Modelo	País	Fecha
FESSENHEIM-1	880	PWR	CP0	FRANCIA	22/02/2020
INDIAN POINT-2	998	PWR	WH 4LP (DRYAMB)	EE.UU.	30/04/2020
FESSENHEIM-2	880	PWR	CP0	FRANCIA	30/06/2020
DUANE ARNOLD-1	601	BWR	BWR-4 (Mark 1)	EE.UU.	12/10/2020
LENINGRAD-2	925	LWGR	RBMK-1000	RUSIA	10/11/2020

Nuevos Inicios de Construcción

A nivel mundial se comenzaron las obras de tres nuevas unidades, dos ubicadas en China y una en Turquía. Cabe destacar que, en el caso de Turquía, se comienza la construcción del segundo reactor en el país, lo cual reafirma su compromiso por seguir apostando a la tecnología nuclear. Con estos reactores se espera adicionar 3.356 MWe de nueva potencia nucleoelectrica.

Central	Potencia (MWe)	Tipo	Modelo	País	Fecha
AKKUYU-2	1.114	PWR	VVER V-509	TURQUÍA	08/04/2020
ZHANGZHOU-2	1.126	PWR	HPR1000	CHINA	04/09/2020
ITAIPINGLING-2	1.116	PWR	HPR1000	CHINA	15/10/2020

Generación Nucleoeléctrica Histórica

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

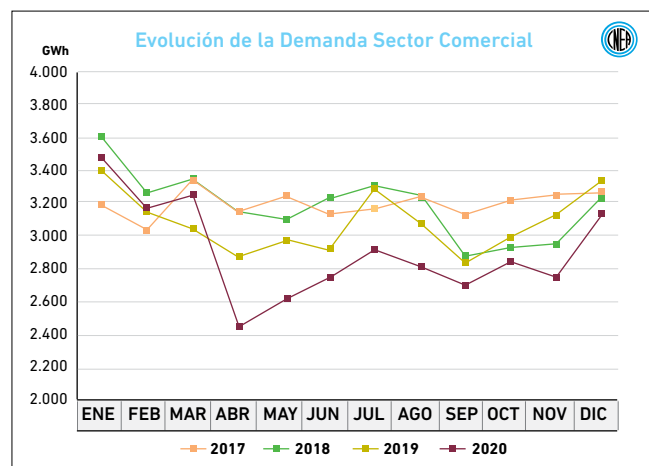
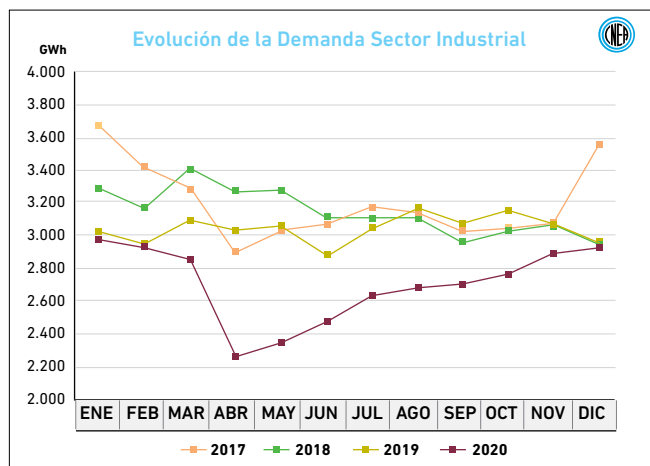
Año	Central Nuclear Atucha I Factor Disp. %	Central Nuclear Embalse Factor Disp. %	Central Nuclear Atucha II Factor Disp. %	Energía Bruta generada por CNA I MWh	Energía Bruta generada por CNE MWh	Energía Bruta generada por CNA II MWh	Energía Bruta generada por CNA I - CNA II - CNE MWh	Factor de Disp. Total en el SADI %
1998	80,95	86,72	-	2.531.503	4.921.325	-	7.452.828	84,67
1999	47,65	99,07	-	1.490.158	5.615.818	-	7.105.976	80,81
2000	57,00	77,21	-	1.787.473	4.389.617	-	6.177.090	70,03
2001	48,66	97,56	-	1.521.612	5.537.026	-	7.058.638	80,19
2002	34,44	83,92	-	1.077.094	4.743.720	-	5.820.814	66,34
2003	68,82	95,42	-	2.152.220	5.414.069	-	7.566.289	85,97
2004	92,58	87,33	-	2.903.329	4.965.274	-	7.868.603	89,19
2005	68,19	83,39	-	2.132.622	4.724.404	-	6.857.026	77,99
2006	71,34	96,37	-	2.231.018	5.459.891	-	7.690.909	87,48
2007	92,47	76,21	-	2.891.410	4.325.818	-	7.217.228	81,99
2008	84,13	82,96	-	2.638.118	4.722.270	-	7.360.388	83,38
2009	81,68	98,82	-	2.554.541	5.607.128	-	8.161.669	92,73
2010	94,64	74,19	-	2.959.589	4.211.296	-	8.161.669	81,45
2011	79,30	68,55	-	2.479.958	3.890.946	-	7.170.885	72,37
2012	83,76	65,84	-	2.647.423	3.747.738	-	6.370.904	72,08
2013	82,43	69,14	-	2.613.969	3.592.930	-	6.206.899	73,90
2014	88,66	79,97	36,87	2.811.631	1.698.477	1.245.935	5.756.043	70,31
2015	65,94	80,00	66,45	2.090.972	710.996	3.638.610	7.138.848	71,35
2016	81,89	0*	85,50	2.604.083	0*	5.594.889	8.198.972	53,74
2017	79,88	0*	55,59	2.533.015	0*	3.628.220	6.161.235	40,08
2018	76,81	0*	69,10	2.435.764	0*	4.509.544	6.945.308	45,18
2019	80,88	71,53	31,35**	2.564.699	4.106.072	2.046.195	8.716.966	56,46
2020	89,94	92,02	41,89**	2.859.810	5.302.370	2.741.554	10.903.734	70,41

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

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

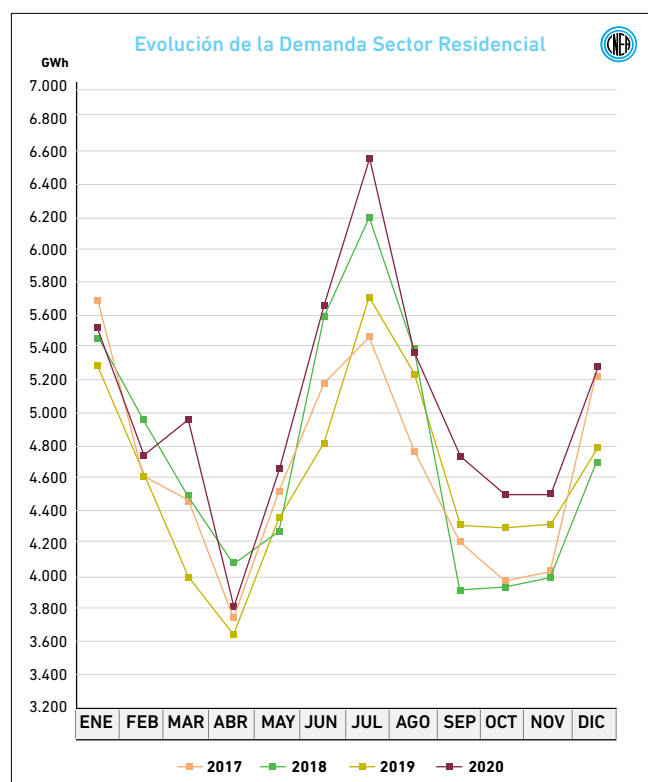
Demanda de Energía Eléctrica

La demanda del país del segundo semestre del año 2020 fue 2,1% menor a la de igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la demanda de energía eléctrica por sectores y regiones de consumo de los meses corridos del año 2020.

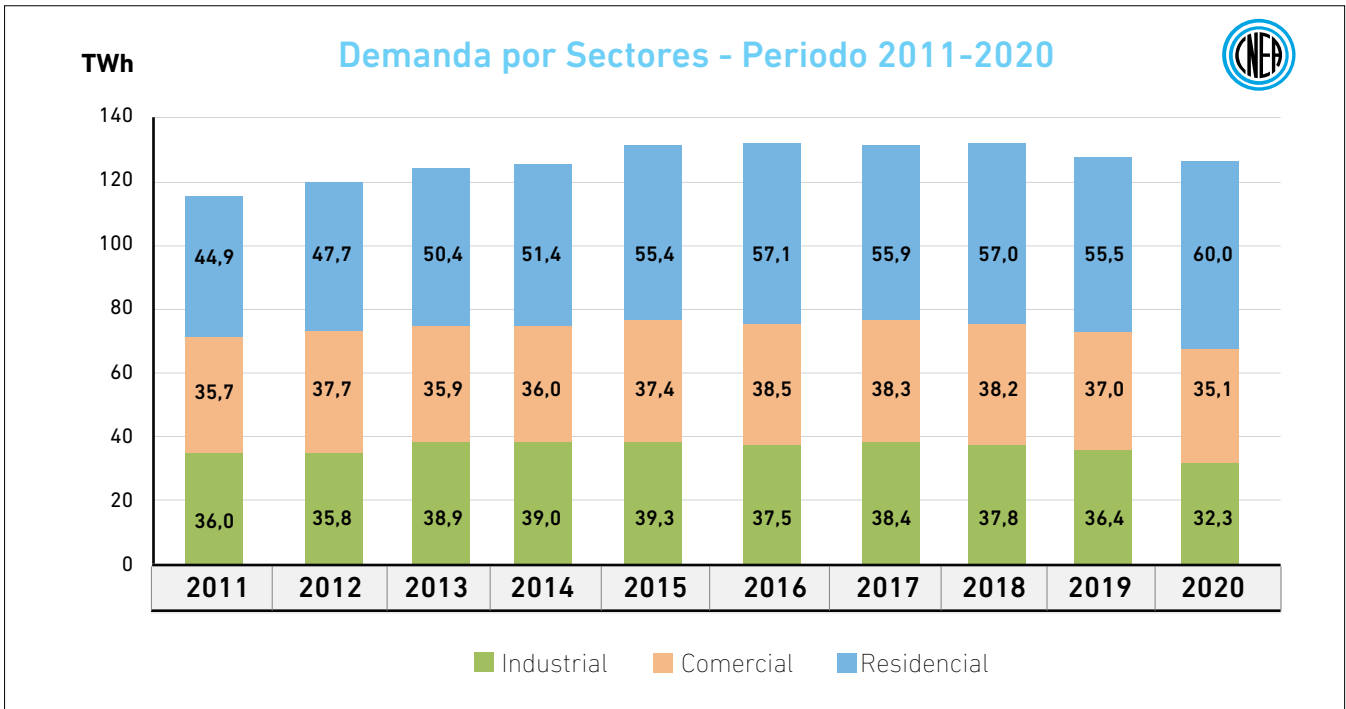


Como puede apreciarse en las figuras la demanda del sector industrial disminuyó a partir de marzo, con un pico pronunciado en el mes de abril y a partir de ese momento una recuperación, hasta obtener en diciembre valores similares a los de años anteriores. Por su parte la demanda comercial disminuyó en abril y luego comenzó a recuperarse hasta el mes de julio y luego con oscilaciones hasta el mes de diciembre, pero siempre por debajo de los últimos tres años.

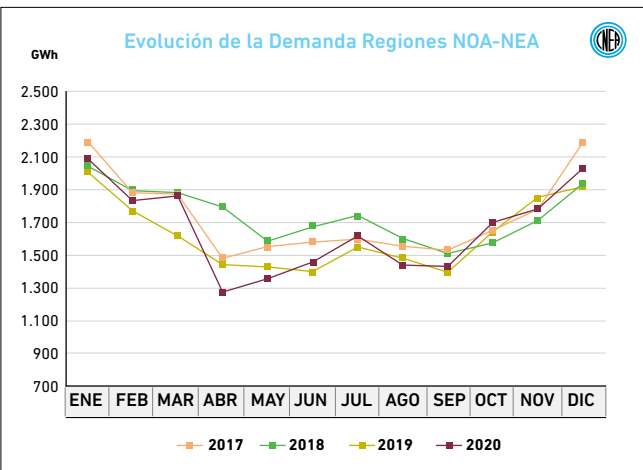
La demanda residencial en cambio, mostró un aumento desde el mes de marzo debido a que las restricciones de circulación, por la pandemia de Covid-19, obligaron a la población a realizar sus actividades desde sus hogares, superando en casi todos los meses a las demandas de los últimos tres años.



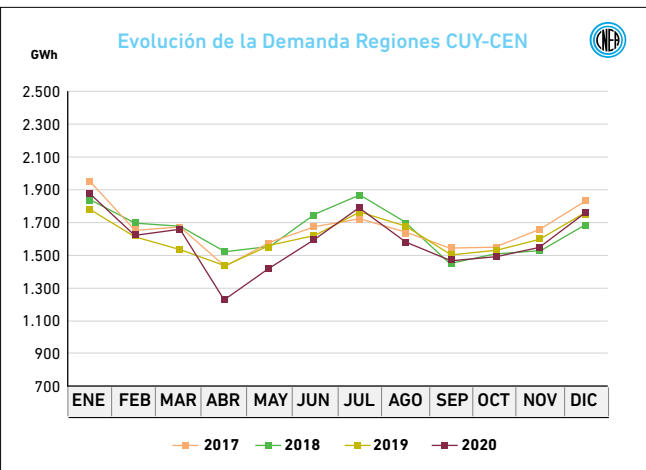
A continuación se presenta la demanda por sectores en el periodo comprendido entre los años 2011-2020.



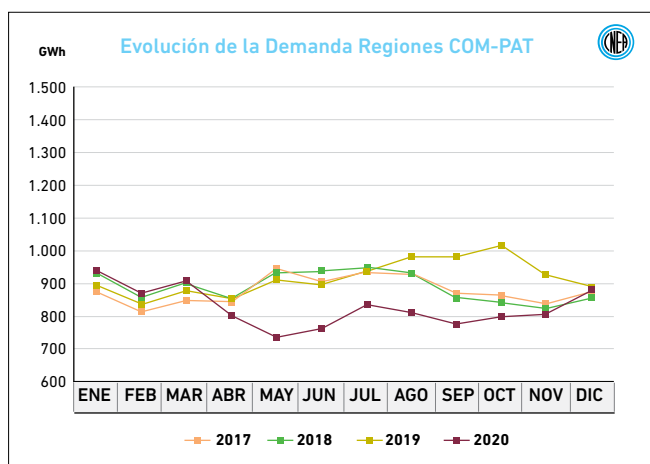
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas de los últimos cuatro años. Se puede apreciar que la caída de la demanda en el año 2020 fue mas brusca que la de los años anteriores. Esto se debió, a la interrupción de algunas actividades como medida sanitaria frente a la pandemia del Covid 19. También se puede apreciar que a partir de que estas actividades se fueron permitiendo la demanda fue creciendo hasta alcanzar a fin de año valores similares a los de los años previos.



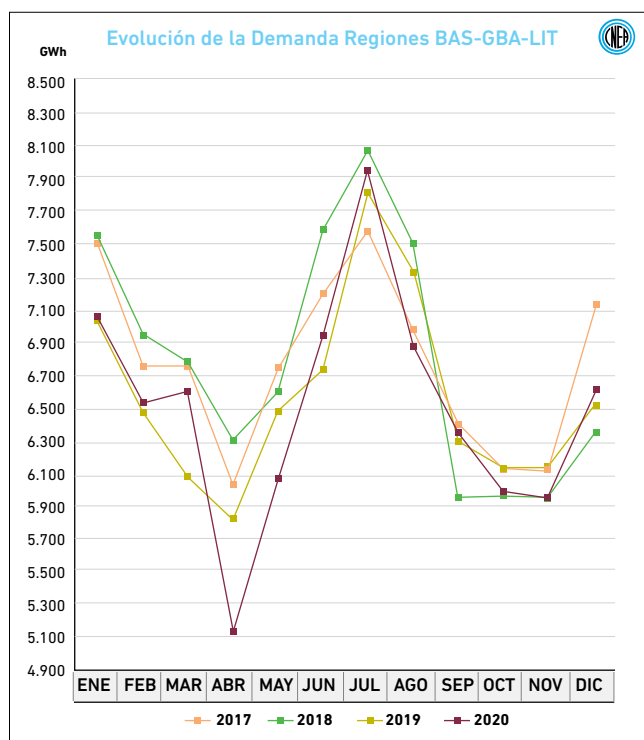
Nota: NOA: Noroeste Argentino; NEA: Noreste Argentino



Nota: CUY: Cuyo; CEN: Centro

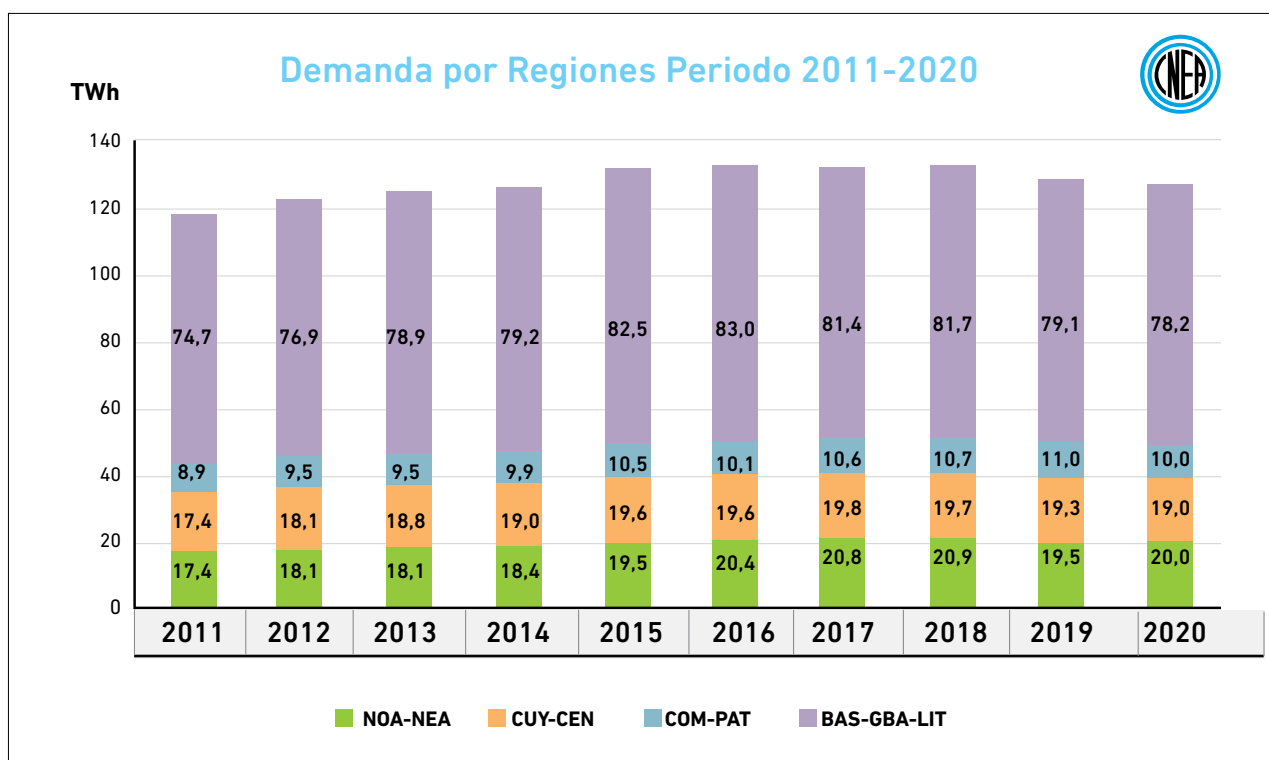


Nota: COM: Caomahue ; PAT: Patagonia



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

En la siguiente figura se presenta la evolución de la demanda por regiones para el periodo 2011-2020.

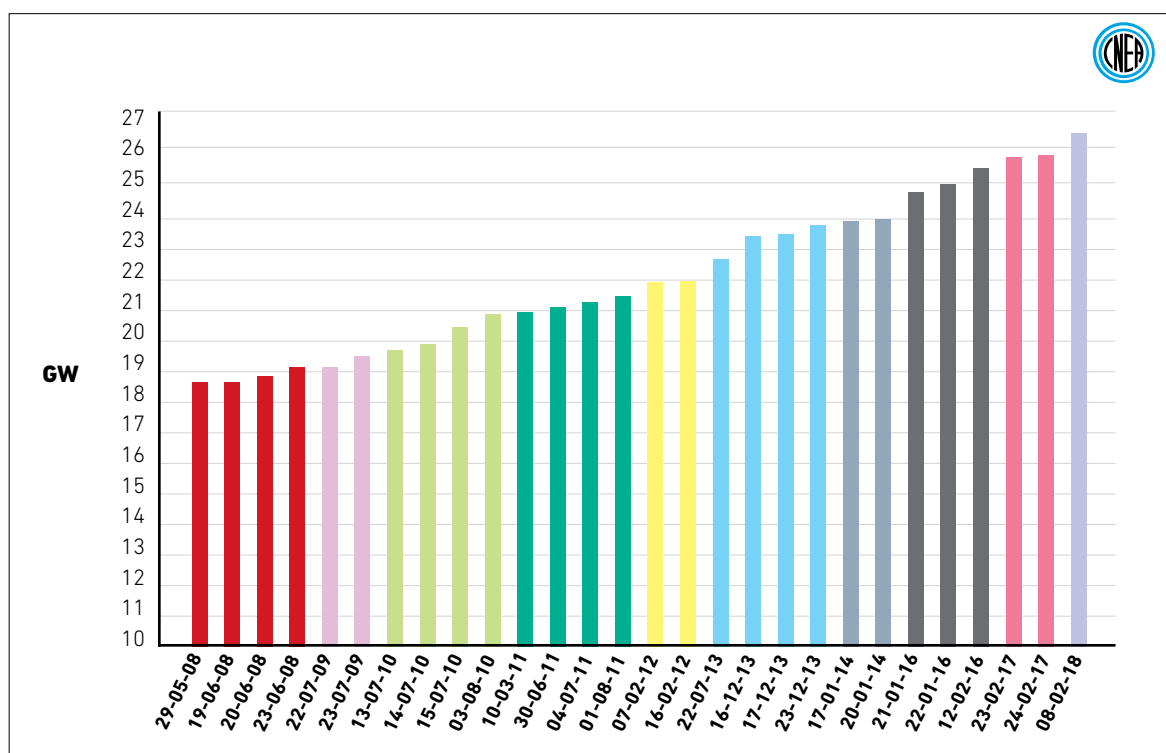


Demanda Máxima de Potencia

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

Registro Histórico de Picos de Potencia

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



Cubrimiento del Pico Máximo de Potencia

8 de febrero del 2018 a las 15:35 hs	Valores en MW
Generación Nuclear	912
Generación Térmica	17.023
Generación Hidráulica	8.335
Generación Renovable	50
Generación Total	26.320
Importación de Paraguay	0
Importación de Brasil	0
Exportación a Brasil	0
Importación de Uruguay	0
Exportación a Uruguay	0
Demanda Total SADI	26.320
Reserva Rotante (RPF+RSF+RRO)	1.895

Temperatura Promedio GBA + Litoral					36,9 °C
Generación Térmica Limitada o Indisponible [MW]					
Tipo	Por Combustible	Máquinas F/S por Mapros*	Por Problemas Técnicos		Total
			en Máq. F/S**	en Máq. E/S***	
TV	88	0	963	369	1.420
TG	216	107	1.561	581	2.465
CC	96	0	91	604	791
Total	400	107	2.615	1.554	4.676

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

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

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

* Mantenimientos Programados.

** En Máquinas Fuera de Servicio.

*** En Máquinas Entrada en Servicio.

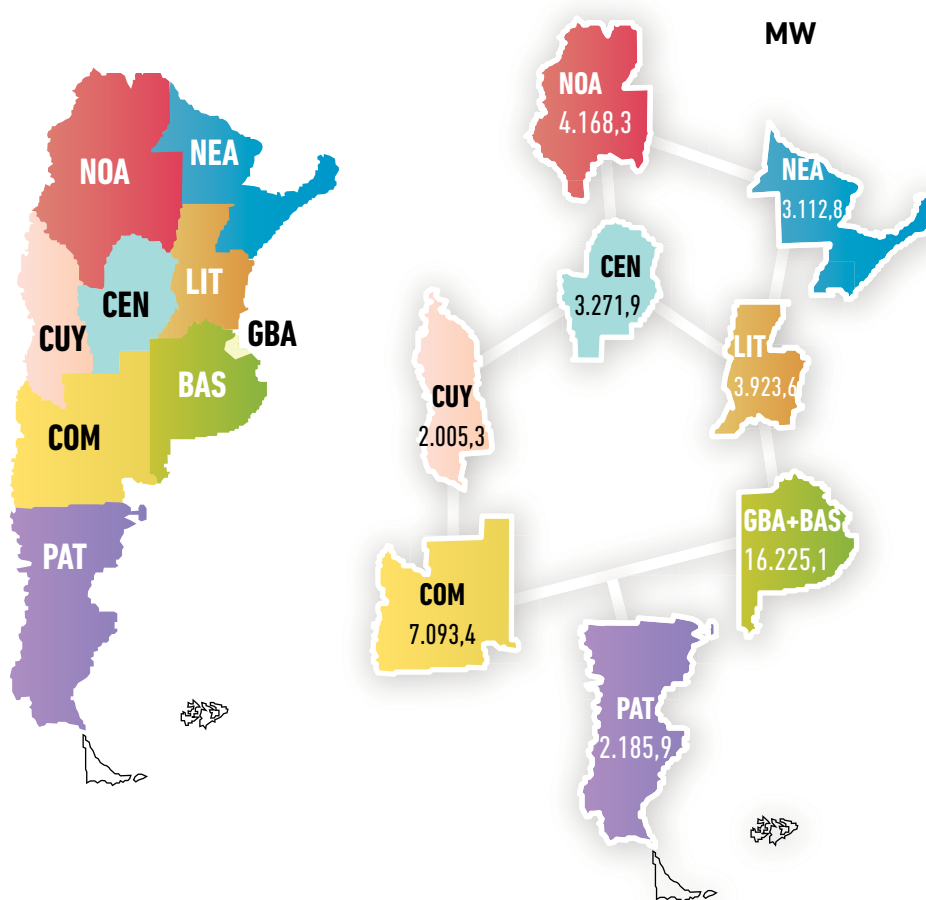
Abastecimiento del Pico por Tipo de Tecnología

Potencia Instalada

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

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

A la derecha del mapa pueden observarse las diferentes regiones del país y las vinculaciones existentes entre ellas, junto a su potencia instalada en MW a diciembre del 2020.



La potencia bruta total instalada al 31 de diciembre del año 2020 en el SADI fue de **41.986,3 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 del mismo año, clasifica las hidráulicas de hasta 50 MW como renovables, en la tabla siguiente se seguirán contabilizando bajo la categoría de hidráulicas. De la misma forma, los biocombustibles se incluyen dentro de la categoría de generación térmica.

A continuación se presenta la potencia instalada en MW al 31 de diciembre del año 2020 clasificada por región y tipo de equipo.

REGIÓN	TV	TG	CC	DI	TER	NUC	HID	FV	EOL	BG	BM	TOTAL
CUYO	120,0	113,8	385,5	40,0	659,3	-	1.140,7	205,3	-	-	-	2.005,3
COM	-	500,9	1.489,6	81,0	2.071,5	-	4.768,7	-	253,2	-	-	7.093,4
NOA	261,0	724,6	1.944,7	326,6	3.292,9	-	219,7	492,5	158,2	3,0	2,0	4.168,3
CENTRO	-	626,0	789,2	50,6	1.465,8	683,0	918,0	61,2	127,8	15,5	0,6	3.271,9
GBA	2.110,0	1.566,1	4.105,9	254,0	8.036,0	-	-	-	-	21,9	-	8.057,9
BAS	1.543,2	1.919,6	2.220,0	248,5	5.931,3	1.107,0	-	-	1.124,5	4,4	-	8.167,2
LIT	217,0	549,5	1.833,7	318,6	2.968,8	-	945,0	-	-	9,8	-	3.923,6
NEA	-	12,0	-	304,8	316,8	-	2.745,0	-	-	-	51,0	3.112,8
PAT	-	286,0	301,1	32,5	619,6	-	606,8	-	959,5	-	-	2.185,9
SIN	4.251,2	6.298,5	13.119,7	1.692,6	25.362,0	1.790,0	11.343,9	759,0	2.623,2	54,6	53,6	41.986,3
Porcentaje					60,41	4,26	27,02	1,81	6,24	0,13	0,13	100,0
ACUMULADO 2020	-	-727,6	1.875,1	39,2	1.186,7	-	33,6	319,8	1.014,6	12,5	51,6	2.618,8

En el segundo semestre de 2020 se incorporaron al SADI 1.869,7 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 131 MW. Las principales diferencias respecto a junio de 2020 son:

CUY:

- Ingresó el Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (P.A.H.) Canal Cacique Guaymallén, con tres saltos de 1,2 MW cada uno, totalizando 3,6 MW en la región.

COM:

- Se repotenció el Parque Eólico (P.E.) Vientos Neuquinos I, con una adición de potencia de 69,3 MW, lo que se tradujo en una potencia total de la central de 100,5 MW.

NOA:

- La Central Térmica (C.T.) Bracho se reconvirtió de turbina de gas (TG) a ciclo combinado (CC), con lo cual se descuentan 274 MW de potencia en turbinas de gas y se adicionan 473 MW a ciclos combinados, debido al ingreso de la turbina de vapor de 199 MW.
- Se produjo el ingreso de los Parques Fotovoltaicos (P.F.) Cauchari 1, 2 y 3, cada uno de 100 MW, adicionando así 300 MW de potencia.

CEN:

- Las TG de las C.T. Villa María pasaron a ser CC con el ingreso de la turbina de vapor de 55,6 MW, con lo cual se descuentan 49,5 MW de potencia en turbinas de gas y se adicionan 105,1 MW a ciclos combinados.

- Se produjo la repotenciación de motores diésel pertenecientes a la C.T. Generación EPEC, con una adición de potencia de 5,3 MW. Así, la central alcanzó una potencia total de 10,5 MW.
- Ingresó tecnología de biogás (BG) correspondiente a la C.T. ENRECO, adicionando 2 MW.
- Se produjo el ingreso de la C.T. Bio Energía Yanquetruz II con máquinas a biogás de 0,8 MW.

GBA:

- Se repotenció el CC perteneciente a la C.T. Genelba, adicionando así 193,6 MW, para alcanzar una potencia total de 381,2 MW.
- Se produjo el ingreso de la C.T. YPF La Plata Cogeneración, de tecnología CC, adicionando 90,2 MW de potencia.
- Se llevó a cabo la repotenciación de CC pertenecientes a la C.T. Genelba - Petrobras, adicionando 10,8 MW, lo que se tradujo en una potencia total de la central de 684,4 MW.

BAS:

- Se produjo la repotenciación del Parque Eólico (P.E) Mataco 3 Picos, a partir de la habilitación de 11 aerogeneradores de 4,2 MW. Así, se adicionaron 46,2 MW, alcanzando una potencia total de 203,4 MW.
- Las unidades TG pertenecientes a la Central Térmica (C.T.) Rojo pasaron a ser CC, debido a la incorporación de la turbina de vapor de 57,1 MW, descontando 50,6 MW en turbinas de gas y adicionando una potencia total de 107,7 MW en CC.
- Ingresó la C.T. de BG Pacuca Bioenergía, de 1 MW.
- Se produjo el ingreso del Parque Eólico (P.E.) Los Teros, de 118,7 MW y luego se adicionaron 3,9 MW, totalizando 122,6 MW.
- Ingresó el P.E. Vientos La Genoveva, de 50,4 MW y luego se adicionaron 33,6 MW, totalizando 84 MW.
- Ingresó la Central Térmica (C.T.) General Alvear, adicionando 1 MW de potencia de biogás al sistema.
- Se produjo la repotenciación de la Central Térmica (C.T.) Barker, con una adición de potencia de 54,9 MW con la turbina de vapor. Así, la central alcanzó los 247,8 MW como CC y descontando 192,9 MW de turbinas de gas.
- Se produjo el ingreso del Parque Eólico (P.E.) Miramar, adicionando 98,6 MW a la región.
- Ingresó el P.E. Vientos del Secano, sumando un total de 50 MW.
- Se repotenció el P.E. La Genoveva I Ren 2, adicionando 4,2 MW. De esta forma la central alcanzó una potencia total de 88,2 MW.
- Se produjo la salida de TG pertenecientes a la Central Térmica (C.T.) Olavarría, sustrayendo así 38,8 MW a la región.
- Se retiraron máquinas TG correspondientes a la C.T. Las Armas, totalizando una disminución de potencia de 10,4 MW.

LIT:

- Ingresó la C.T a BG Venado Tuerto, de 2,1 MW.
- Se produjo el ingreso de la C.T. Terminal 6 Cogeneración Puerto, de tecnología TG, adicionando 269,5 MW de potencia.
- Se retiraron máquinas TG correspondientes a las C.T. Concepción del Uruguay I y II, totalizando disminuciones de potencia de 20,7 y 21,1 MW, respectivamente.
- Se produjo la salida de la turbina de gas de la C.T. Paraná, de 40 MW de potencia.

NEA:

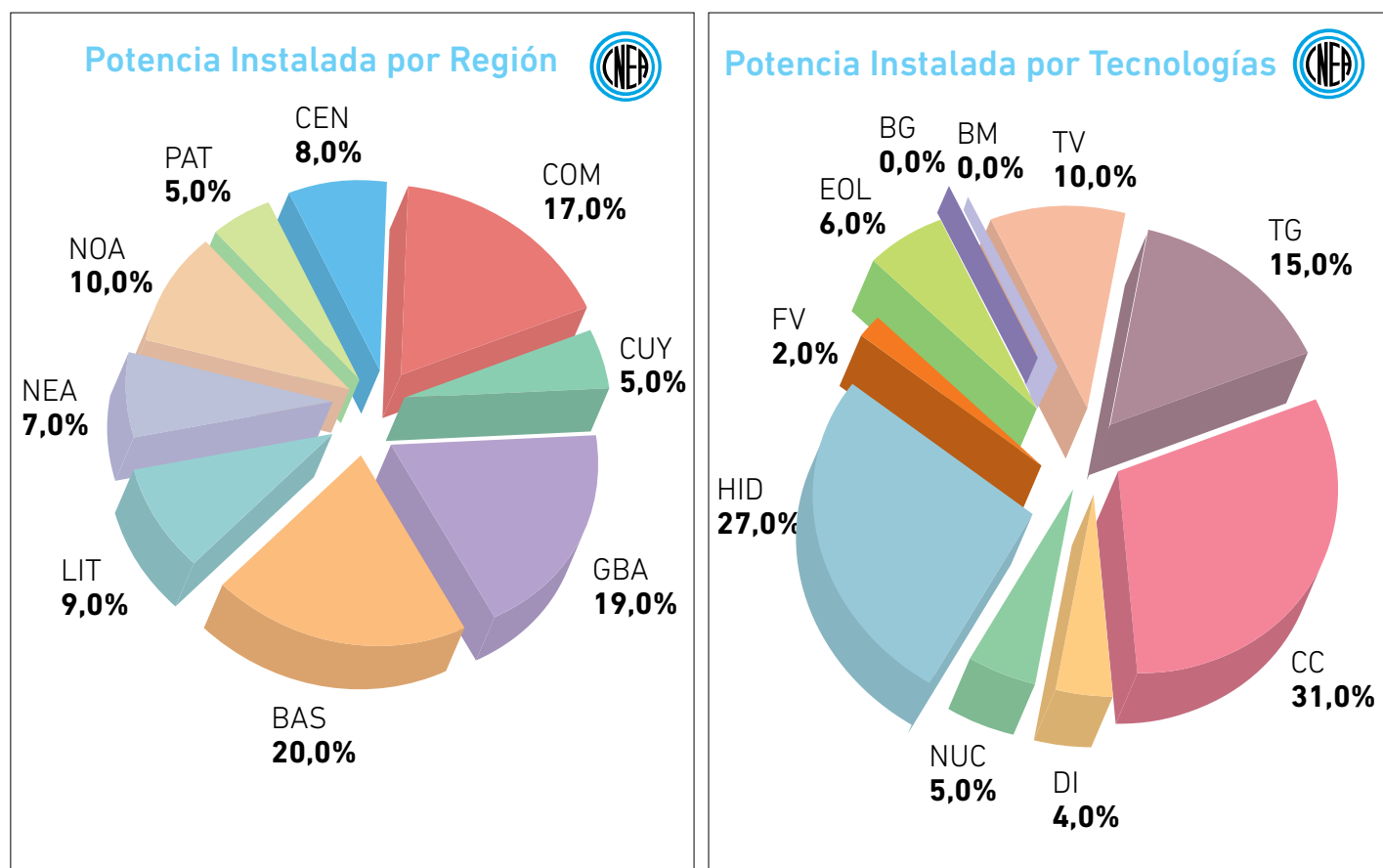
- Se produjo la repotenciación de motores diésel pertenecientes a la C.T. EMSA Generación en 0,3 MW, alcanzando un total de 2,4 MW.

- Se produjo el ingreso de la de la C.T. Biomasa Garruchos, adicionando así 32 MW de potencia al sistema.
- Se repotenció la C.T. Biomasa Garruchos, adicionando 4 MW. De esta forma la central alcanzó una potencia total de 36 MW.
- Ingresó la C.T. Biomasa Santa Rosa Corrientes, sumando un total de 15 MW.

PAT:

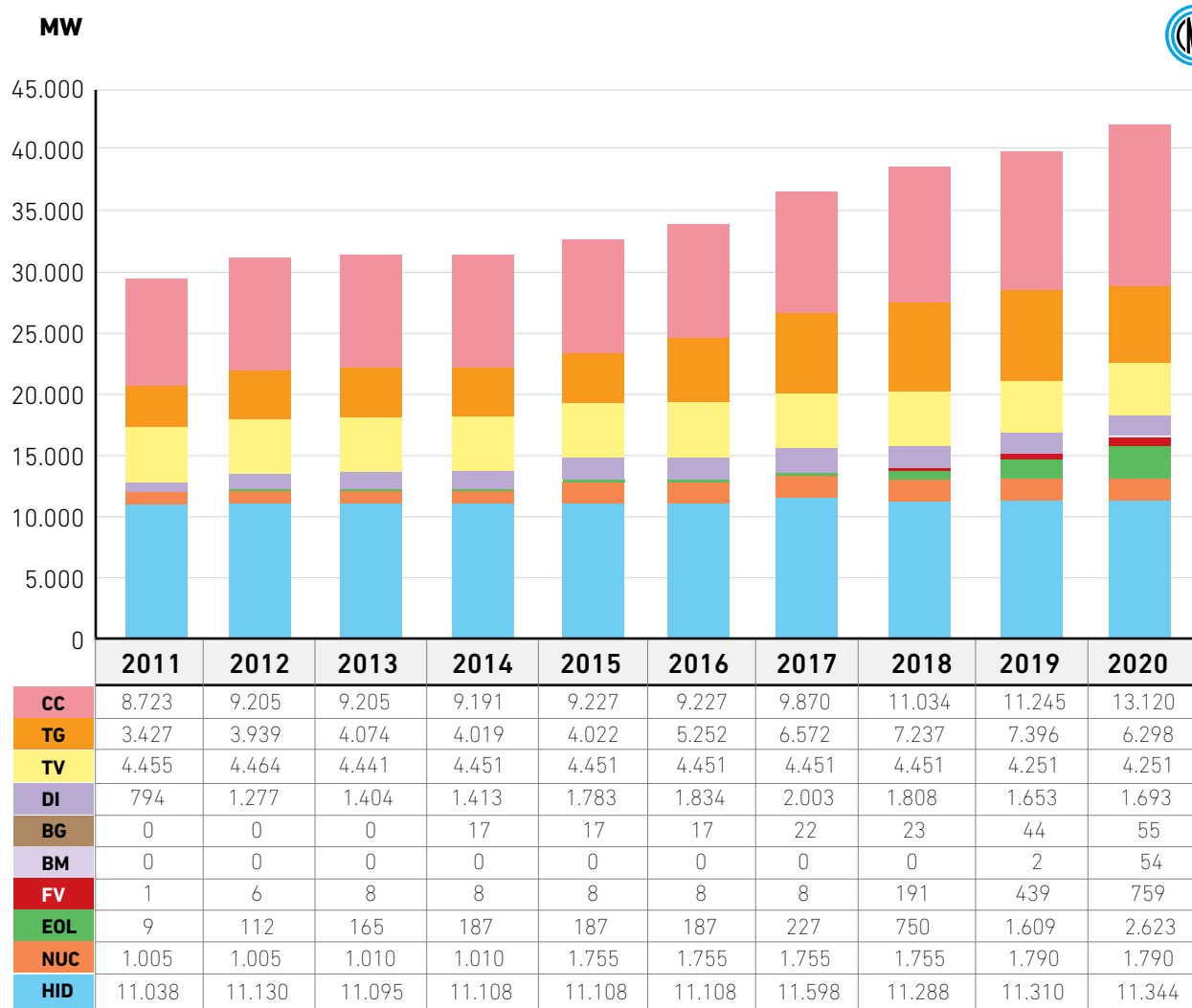
- Se produjo el ingreso de la C.T. Santa Cruz – Río Gallegos SPSE, de 4,5 MW.
- Se llevó a cabo la repotenciación de la C.T. Río Chico, adicionando 15 MW, lo que se tradujo en una potencia total de la central de 50 MW.
- Se produjo el ingreso de la Central Eólica Malaspina I, adicionando 50,4 MW de potencia.
- Se repotenciaron motores diésel pertenecientes a la C.T. Santa Cruz – Río Gallegos SPSE, adicionando 28 MW. De esta forma la central alcanzó una potencia total de 32,5 MW.

A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a diciembre del 2020.



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 SADI y por su magnitud no se incluyen en este informe.

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



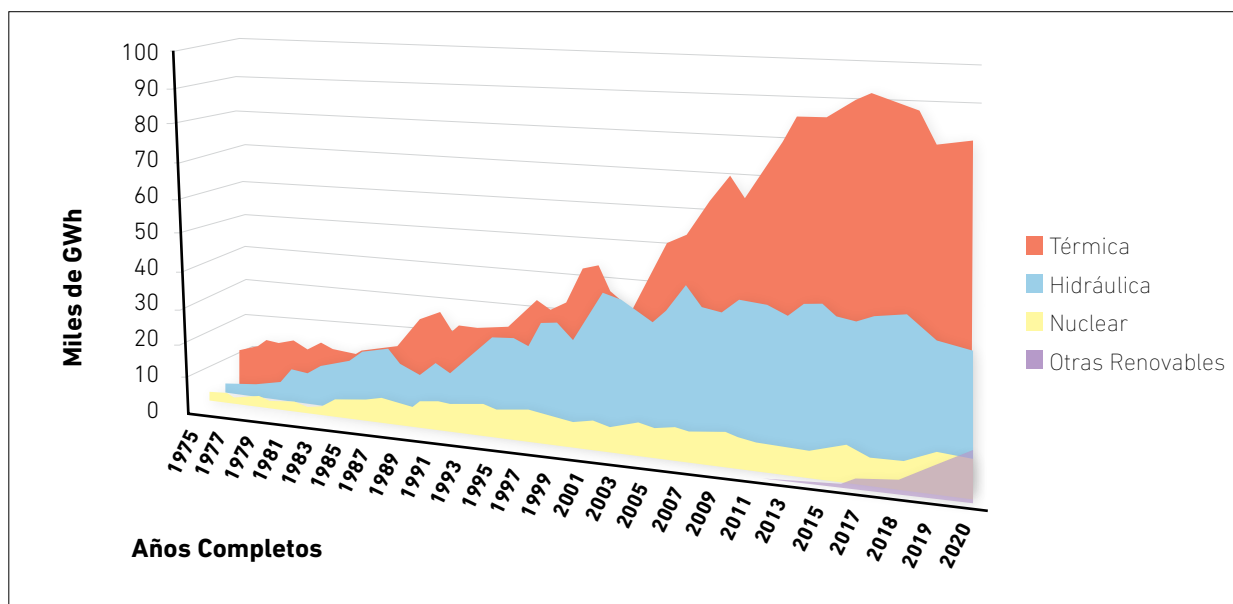
Incorporaciones Previstas

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

- Potencia térmica ingresante hasta fin de octubre 2021: 273 MW, principalmente RES 287/2017 (TER6TV21, EZEITG04, MMARTG08).
- Potencia Otras Renovables que ingresa hasta octubre 2021: 715 MW (Mater 51 MW).
 - Eólico: 320 MW,
 - Solar: 350 MW,
 - Bio Combustibles: 43 MW,
 - Hidráulica: 2 MW.

Central	Máquina	Tipo Generación	Resolución /Programa	Potencia MW	Fecha prevista de ingreso
C.T. BIOMASA UNITAN. Puerto Tirol	TIROTV01	TV	RenovAr 2.0	9,0	13/03/2021
C.T. AB ENERGIA. 25 DE MAYO . LA PAMPA	ABBGDI01	DI	RenovAr 2.0	2,0	15/03/2021
Central Eólica KOSTEN	KOSTE001	EO	RenovAr 1	24,0	15/03/2021
P.A.H. SALTO 11 CANAL CACIQUE GUAYMALLEN	GU11HI01	HI	RenovAr 2.0	0,3	15/03/2021
P.A.H. SALTO 11 CANAL CACIQUE GUAYMALLEN	GU11HI02	HI	RenovAr 2.0	0,3	15/03/2021
Parque eólico Chubut norte II	CHN2EO01	EO		26,3	15/03/2021
CT MANANTIALES BEHR II	MBE2DI01	DI		58,8	15/03/2021
C.T. BM MM BIOENERGIA. Cerro Azul.	CAZUTV01	TV	RenovAr 2.0	3,0	23/03/2021
C.T. VENADO TUERTO. BM. GLOBAL DOMINION ACCES	VTBMTV01	TV	RenovAr 2.0	7,0	23/03/2021
EOLICO LOMA BLANCA VI	LOM6EO01	EO	RenovAr 1.5	100,0	23/03/2021
Parque Eólico Los Teros II (MATER)	TER2EO01	EO	Mater	49,8	24/03/2021
C.T. RESENER I	RES1DI01	DI	RenovAr 2.0	0,7	26/03/2021
C.T.Biogás Ricardone	RICADI01	DI	RenovAr 1	1,6	31/03/2021
CT LOMA DE LA LATA MOTORES	LDLMDI01	DI		7,5	12/04/2021
P.A.H. BOCA DEL RIO	BRI0HI01	HI	RenovAr 2.0	0,3	24/04/2021
P.A.H. BOCA DEL RIO	BRI0HI02	HI	RenovAr 2.0	0,3	24/04/2021
P.A.H. CRUZ DEL EJE	CREJHI01	HI	RenovAr 2.0	0,3	24/04/2021
P.A.H. CRUZ DEL EJE	CREJHI02	HI	RenovAr 2.0	0,3	24/04/2021
P.A.H. SALTO DE LA LOMA	SALOHI02	HI	RenovAr 2.0	0,6	24/04/2021
C.T. ARREBEEF ENERGIA	ABEFDI01	DI	RenovAr 2.0	1,5	15/05/2021
P.E. Cañadón León	LEONE001	EO	RenovAr 2.0	99,0	15/05/2021
P.S. GUAÑIZUIL II A	GZ2AFV01	FV	RenovAr 2.0	100,0	15/05/2021
P.E. Cañadón León Ampliación	LEO1EO01	EO		21,0	15/05/2021
CT LOMA DE LA LATA MOTORES	LDLMDI01	DI		7,5	17/05/2021
La Puna	LPUNFV01	FV	RenovAr 1	100,0	20/05/2021
C.T. GENERAL VILLEGAS. BG.	VGABDI01	DI	RenovAr 2.0	1,2	21/05/2021
C.T. GONZALEZ CATAN. BRS	GCRSDI01	DI	RenovAr 2.0	5,0	22/05/2021
P.S. ALTIPLANO I	ALT1FV01	FV	RenovAr 2.0	100,0	25/05/2021
C.T. POLLOS SAN MATEO	PSMADI01	DI	RenovAr 2.0	2,4	01/07/2021
C.T. RICARDONE II	RIC2DI01	DI	RenovAr 2.0	3,1	09/07/2021
P.S. LOS ZORRITOS	LZORFV01	FV	RenovAr 2.0	49,5	15/07/2021
Proyecto Solar Los Diaguitas	DIAGFV01	FV	Mater	1,0	15/07/2021
Cogeneración Terminal 6 San Lorenzo	TER6TV21	TV	Res 287	100,0	31/07/2021
C.T. BOMBAL BIOGAS	BOMBDI01	DI	RenovAr 2.0	1,2	30/08/2021
Maranzana	MMARTG08	TG	Res 287	47,5	20/09/2021
C.T. EL MANGRULLO. SALADILLO. BSAS	MANGDI01	DI	RenovAr 2.0	2,0	22/09/2021
C.T. SANTIAGO ENERGÍAS RENOVABLES. LOS AMORES S.A.	LAMODI01	DI	RenovAr 2.0	3,0	10/10/2021
CT EZEIZA	EZEITG04	TG	Res 287	52,0	11/10/2021

Generación de Energía Eléctrica



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

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

Año	Térmica GWh	%	Hidráulica GWh	%	Nuclear GWh	%	Otras Renovables GWh	%	Total GWh
1998	33.651,4	47,26	30.100,7	42,27	7.452,8	10,47	-	-	71.204,9
1999	43.685,9	57,35	25.382,5	33,32	7.106,0	9,33	-	-	76.174,4
2000	44.611,9	53,98	31.863,2	38,55	6.177,1	7,47	-	-	82.652,2
2001	37.601,7	44,38	40.057,5	47,28	7.058,6	8,33	-	-	84.717,8
2002	33.629,4	43,28	38.259,8	49,23	5.820,8	7,49	-	-	77.710,0
2003	413.34,2	49,26	35.014,1	41,73	7.566,3	9,02	-	-	83.914,6
2004	51.060,7	55,74	32.674,0	35,67	7.868,6	8,59	-	-	91.603,3
2005	53.280,5	55,02	36.699,7	37,90	6.857,0	7,08	-	-	96.837,2
2006	57.400,8	53,00	43.212,6	39,90	7.690,9	7,10	-	-	108.304,3
2007	64.785,2	58,85	38.080,7	34,59	7.217,2	6,56	-	-	110.083,1
2008	70.734,0	61,13	37.622,3	32,51	7.360,4	6,36	--	-	115.716,7
2009	65.360,4	56,97	41.211,7	35,9	8.161,7	7,11	-	-	114.733,8
2010	71.819,8	59,92	40.874,4	34,10	7.170,9	5,98	-	-	119.865,1
2011	78.876,4	62,98	39.977,7	31,92	6.370,9	5,09	13,1	-	125.238,1
2012	87.538,1	66,54	37.307,2	28,36	6.361,2	4,84	350,1	0,27	131.556,6
2013	87.362,4	64,58	41.234,8	30,48	6.206,9	4,58	456,8	0,33	135.260,9
2014	88.246,8	64,93	41.298,0	30,39	5.756,0	4,24	614,0	0,45	135.914,9
2015	91.853,4	66,50	38.492,9	27,87	7.138,8	5,17	650,4	0,47	138.135,5
2016	93.795,9	66,45	37.838,6	26,81	8.199,0	5,81	1.313,9	0,93	141.147,4
2017	90.319,0	65,10	39.575,0	28,52	6.161,2	4,44	2.684,0	1,93	138.739,2
2018	87.725,3	63,81	39.952,1	29,06	6.452,9	4,69	3.353,6	2,44	137.483,9
2019	80.525,0	60,24	36.557,0	27,35	8.717,0	6,52	7.864,0	5,88	133.483,9
2020	82.333,2	61,40	29.093,5	21,70	10.010,9	7,50	12.733,7	9,50	134.171,2

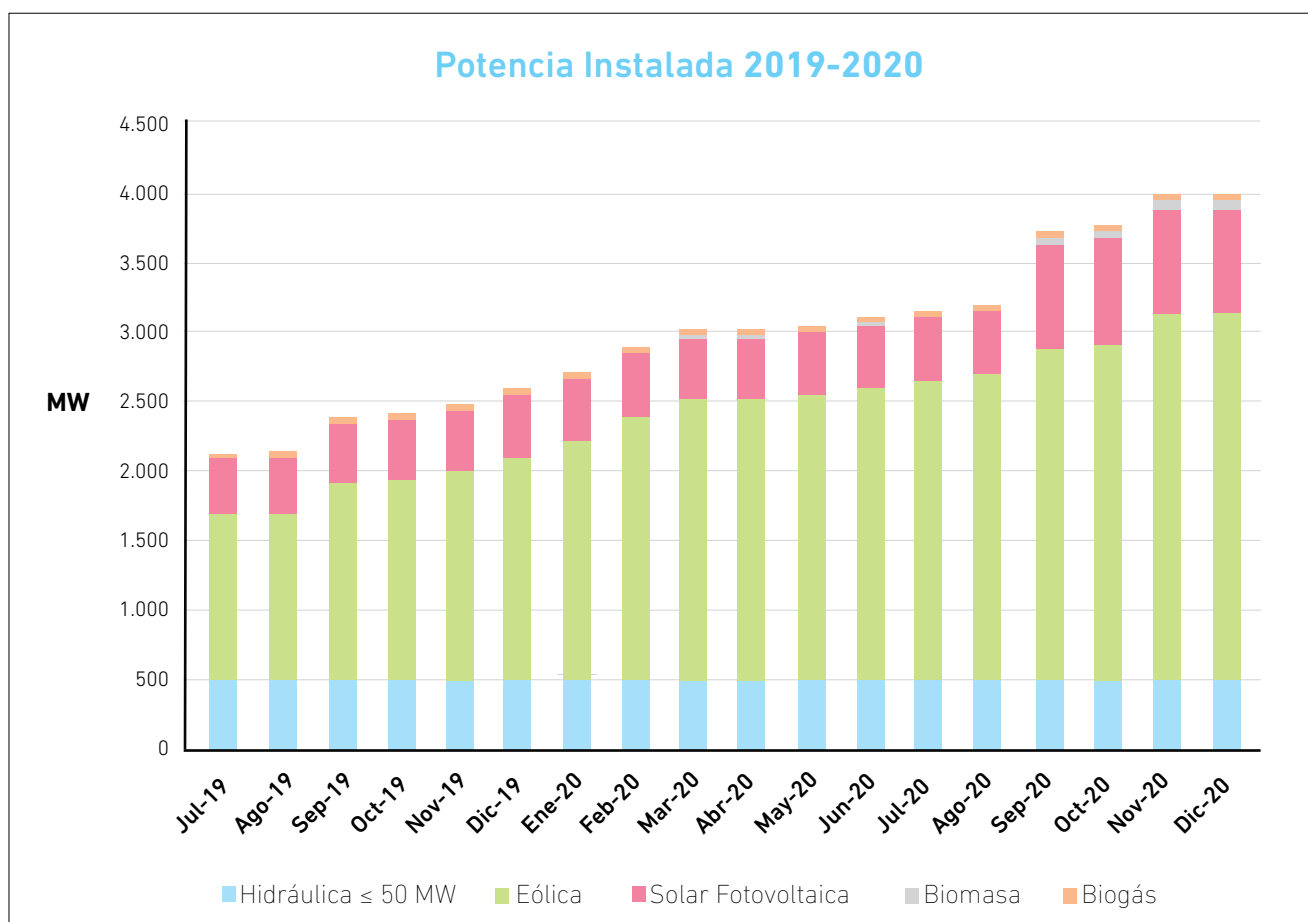
Otras Energías Renovables

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

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

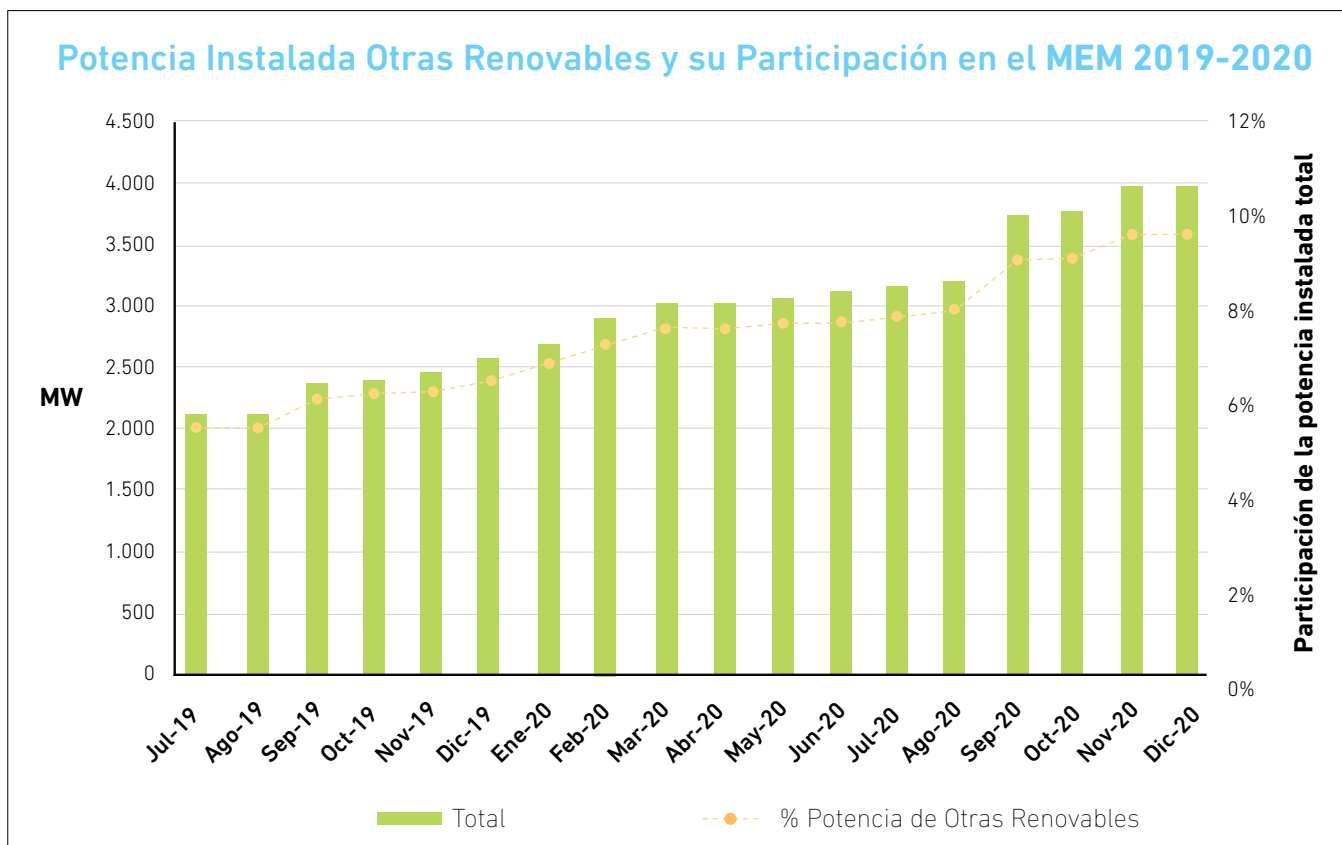
En el año 2020 se incorporaron 1.410 MW de tecnología renovable. La misma se descompone en 1.014,5 MW de parques eólicos; 319,7 MW de parques fotovoltaicos; 51,6 MW de tecnología de biomasa; 12,5 MW de generación mediante biogás y 11,6 MW de centrales hidráulicas de hasta 50MW.

A continuación, se muestra el aumento de potencia instalada en el periodo comprendido de los últimos 18 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Al finalizar el año 2020 la potencia instalada de energías renovables representa el 9,5% respecto de la potencia instalada total.



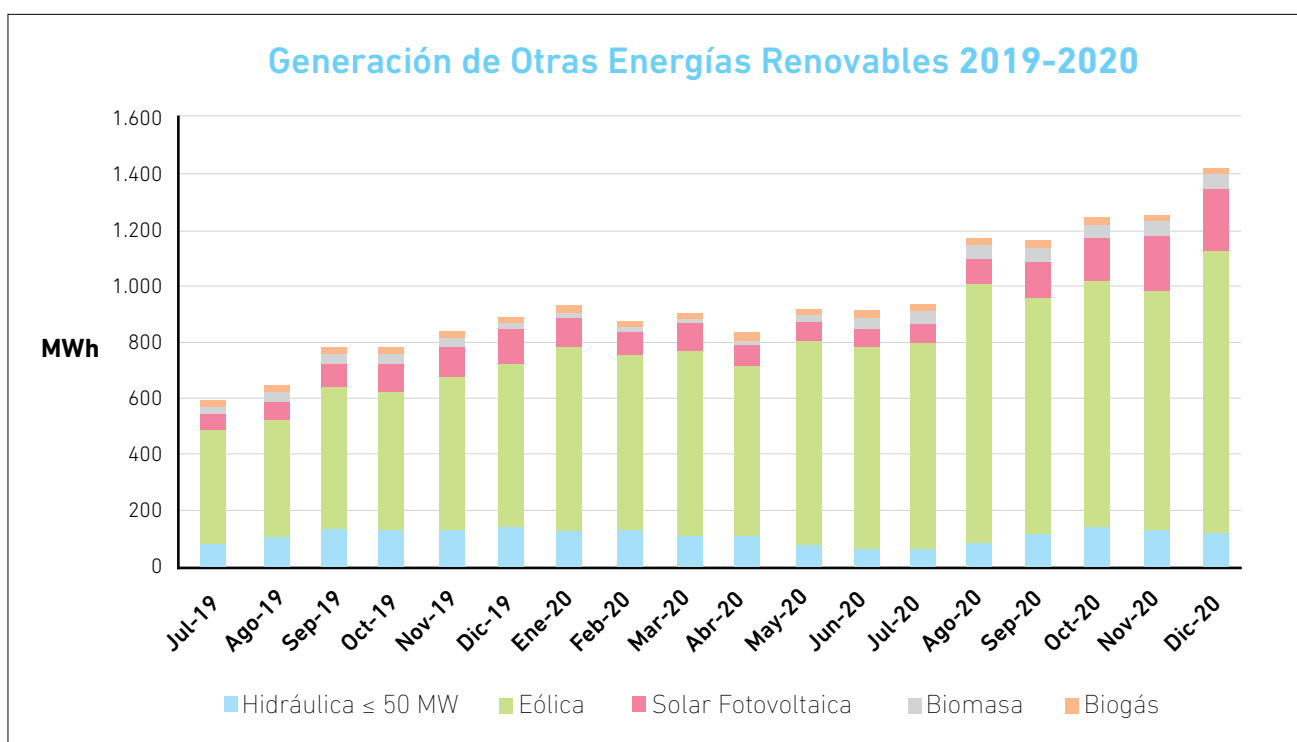
Potencia instalada por tecnología 2019-2020

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



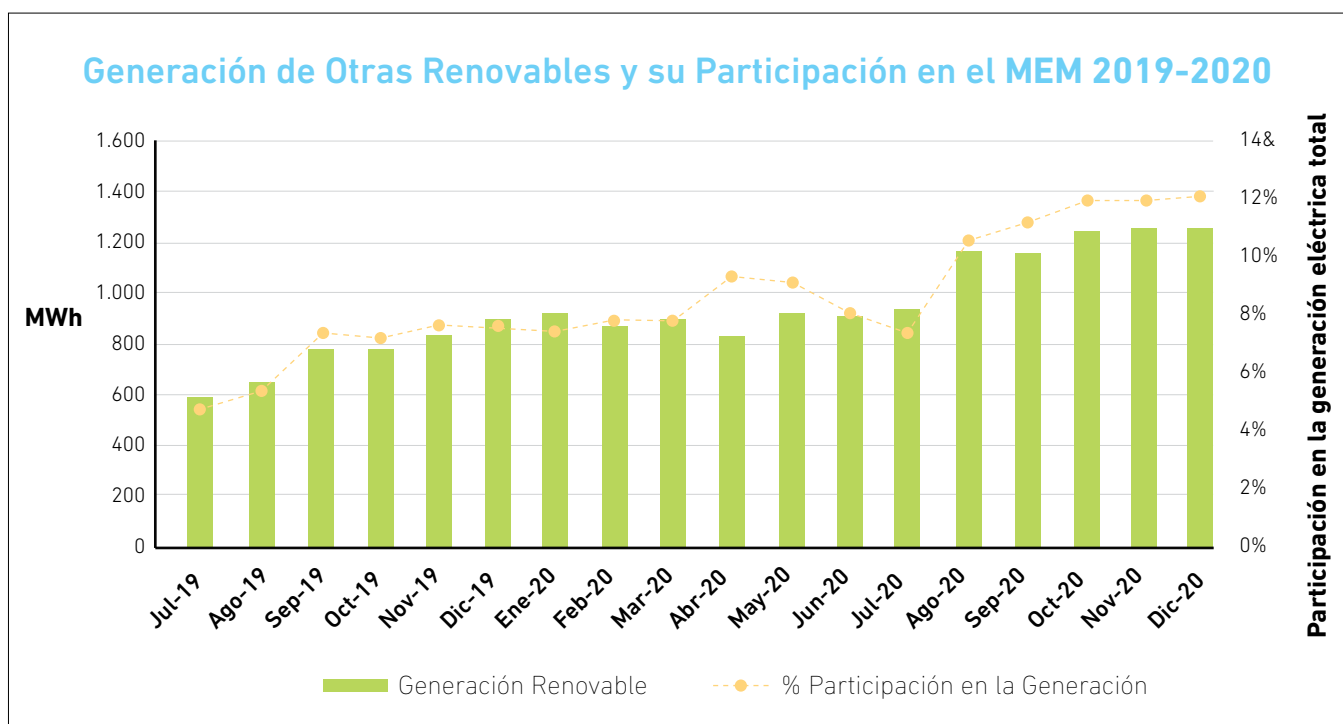
Potencia instalada de Otras Renovables y participación en la potencia instalada total

La generación renovable registró en el año 2020 un valor de 12.636 MWh, representando un crecimiento del 66% respecto del 2019. La participación en la generación aumentó de un 7,7% en diciembre de 2019 a un 12,3% en diciembre de 2020. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 18 meses.



Generación de Otras Renovables 2019-2020

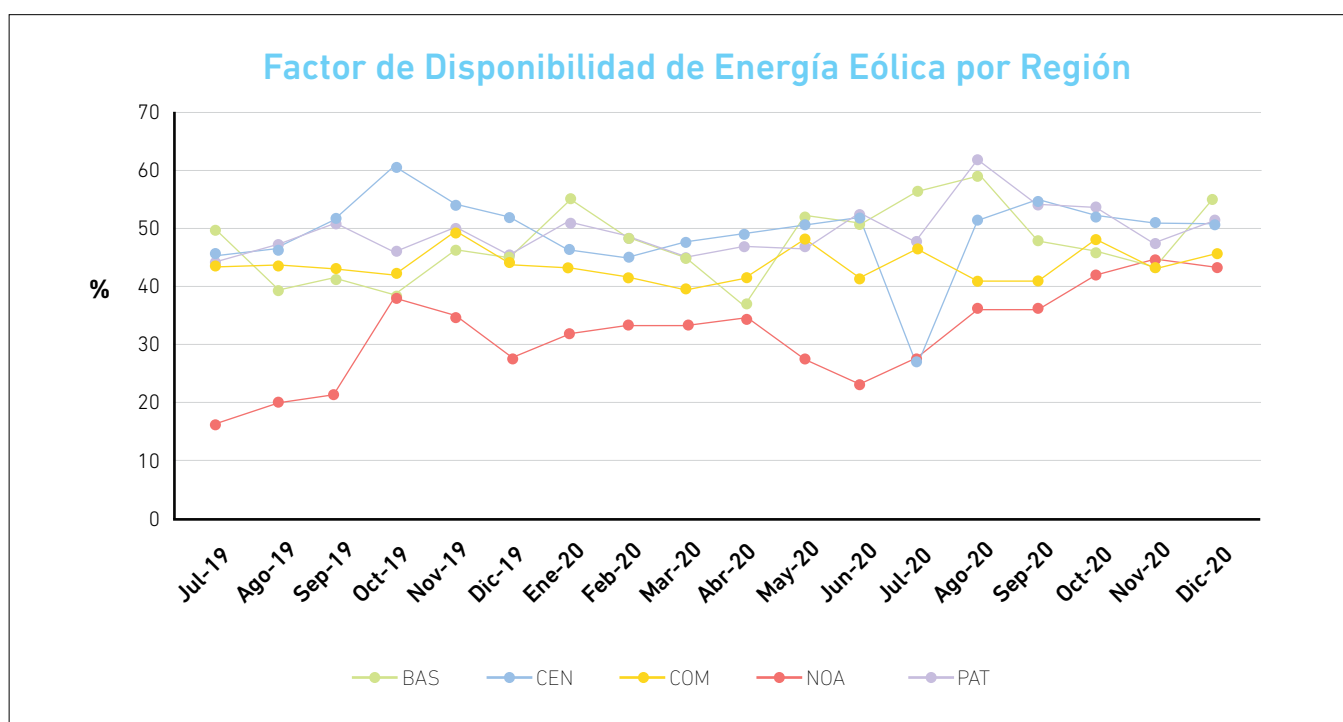
En la figura posterior se observa cómo evolucionó la participación porcentual en lo que respecta a la generación sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los últimos 18 meses.



Participación de la Potencia y generación de Otras Renovables.

Energía Eólica

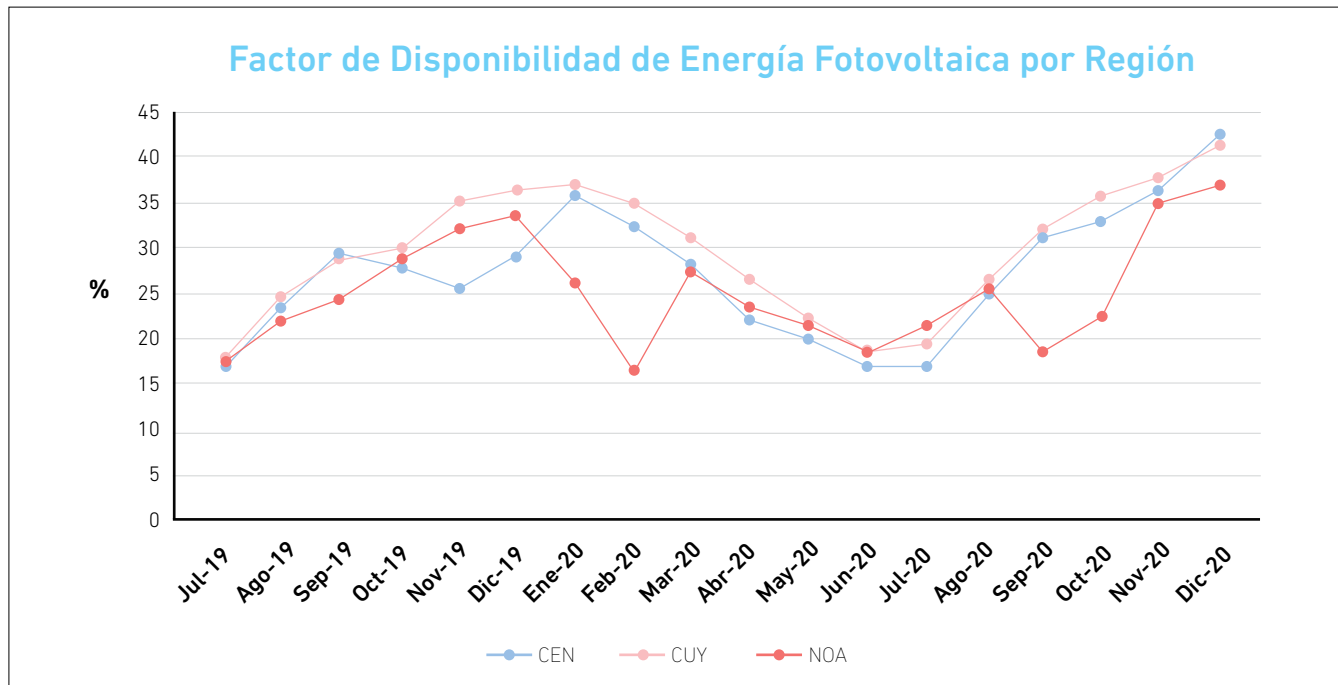
A diciembre de 2020 se contaba con 2.623,1 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de otras energías renovables representando un 66% de la misma. Los parques eólicos se encuentran en las provincias de Buenos Aires, Córdoba, Chubut, La Rioja, Santiago del Estero y La Pampa. En la siguiente figura se observa el factor de disponibilidad de cada región eléctrica durante los últimos 18 meses. El factor de disponibilidad promedio de esta tecnología fue para el año 2020 de 45,4% a nivel nacional.



Disponibilidad fotovoltaica por región

Energía Fotovoltaica

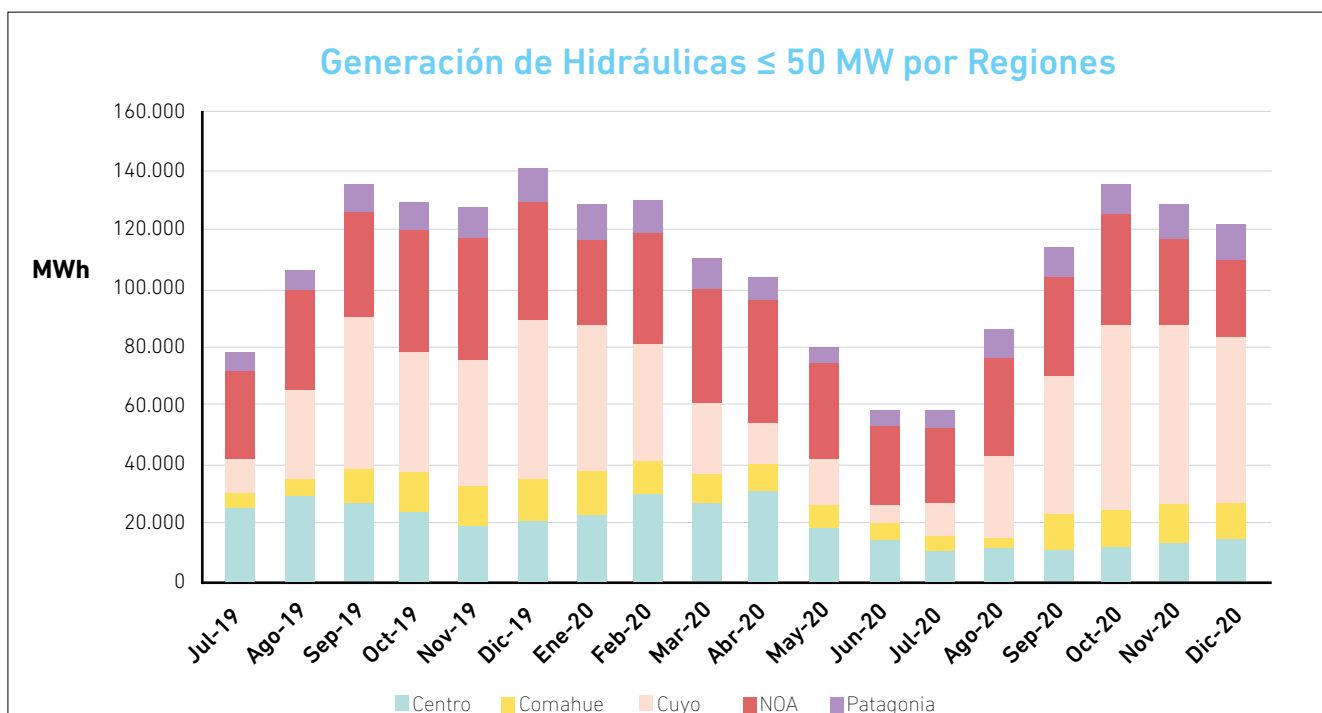
En nuestro país, a diciembre de 2020, se encuentran conectados 759 MW al SADI de tecnología de generación fotovoltaica. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en la regiones de Cuyo, NOA y Centro, alcanzando un 19% de la potencia renovable instalada total. En las siguientes figuras se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas. El factor de disponibilidad promedio a nivel nacional para el año 2020 fue de 27,44%.



Disponibilidad fotovoltaica por región

Generación de Otras Renovables de centrales hidráulicas hasta 50 MW

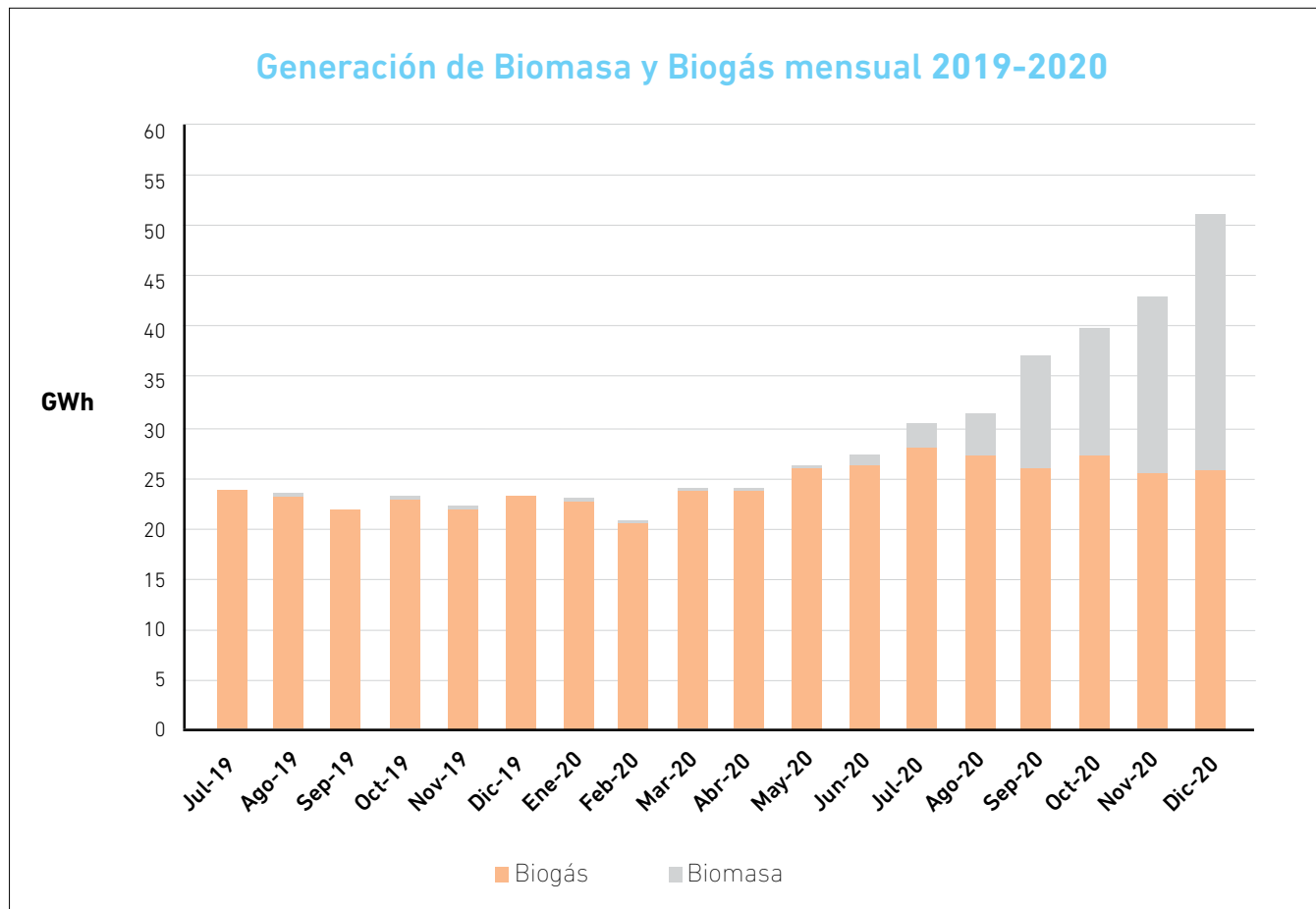
A fines de 2020 se contabilizan instalados 509,6 MW de dicha tecnología, alcanzando un 12,7% de la potencia de Otras Renovables instalada total. En la siguiente figura se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 18 meses. Durante el 2020 la generación hidráulica renovable cayó un 14% respecto al año 2019.



Biomasa y Biogás

En cuanto a la generación renovable de biomasa y biogás en nuestro país, a diciembre de 2020, se encuentran instalados 108,2 MW de ambas tecnologías. Dentro de esta potencia, la tecnología de biomasa representa 53,6 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 54,6 MW.

Su generación mensual durante los últimos 18 meses se comportó de la siguiente manera:



Consumo de Combustibles y Emisiones de CO₂



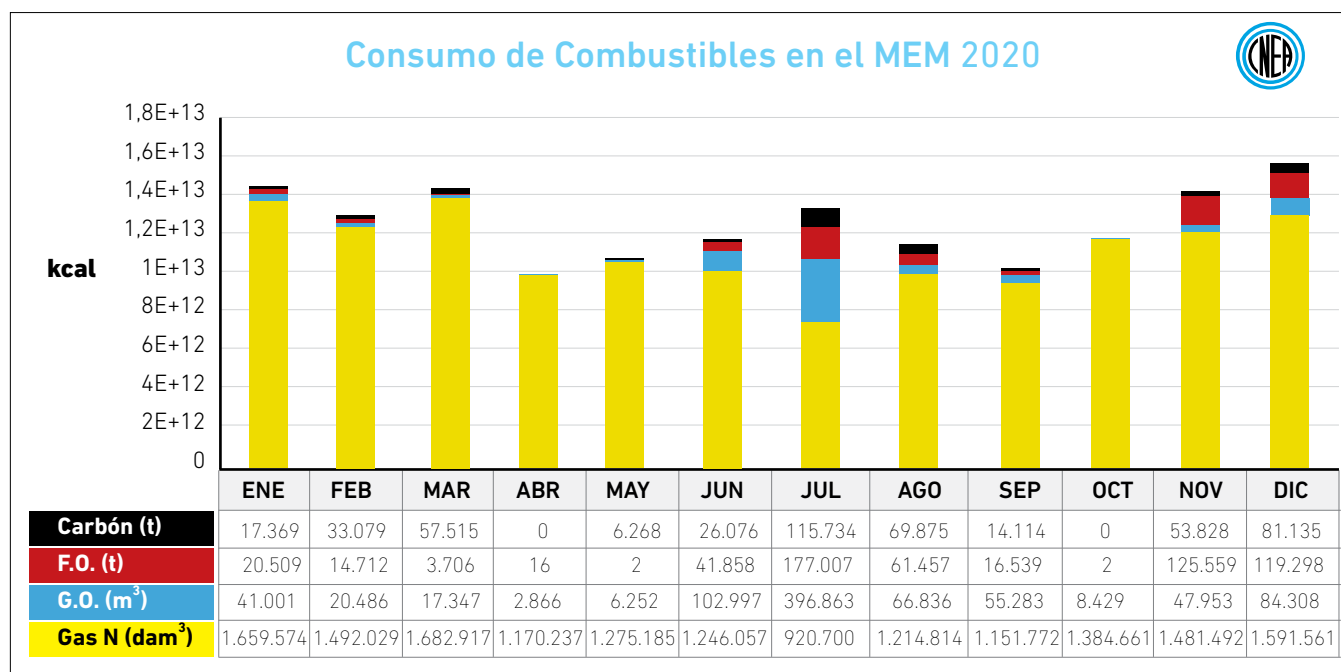
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el segundo semestre del 2020 resultó un 2,6% superior al mismo semestre del año anterior.

Este semestre, como se observa en la tabla, hay una disminución en el consumo de gas natural del 8,4%. Por otra parte, se evidencia aumento del consumo de gas oil del 134%, 332% en el de fuel oil, y un 114% en el carbón.

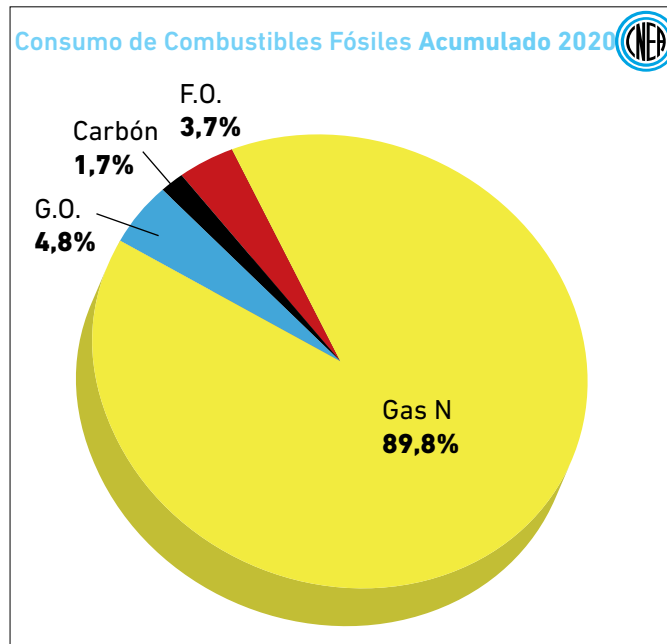
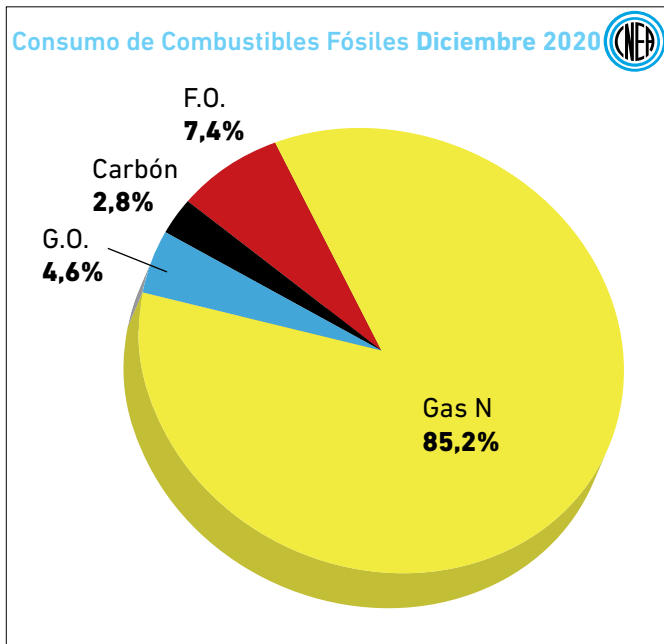
En la tabla a continuación se presentan los consumos de estos combustibles, para el segundo semestre de los años 2019 y 2020.

Combustible	Segundo Semestre 2019	Segundo Semestre 2020
GO [m ³]	282.672	661.562
Gas N [dam ³]	8.480.100	7.767.403
FO [t]	115.522	498.993
Carbón [t]	156.230	334.682

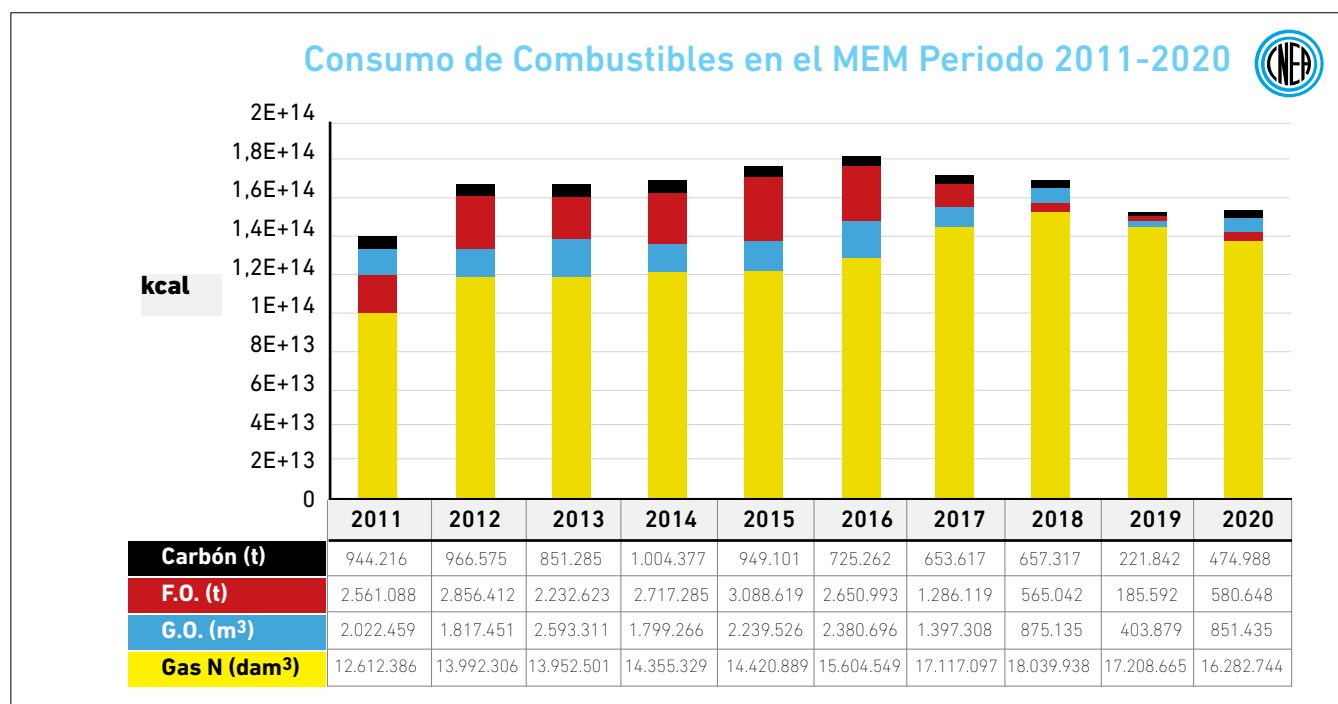
A continuación se presenta el consumo de combustibles fósiles durante el año 2020. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas. Como puede observarse en el mes de julio, el gas natural fue remplazado por una importante cantidad de combustibles líquidos, ya que su uso es prioritario para el sector residencial para calefacción.



En las siguientes figuras se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad a diciembre de 2020 y el acumulado durante el año 2020 respectivamente.



En la siguiente figura se presenta la evolución del consumo de combustibles para el periodo 2011-2020.

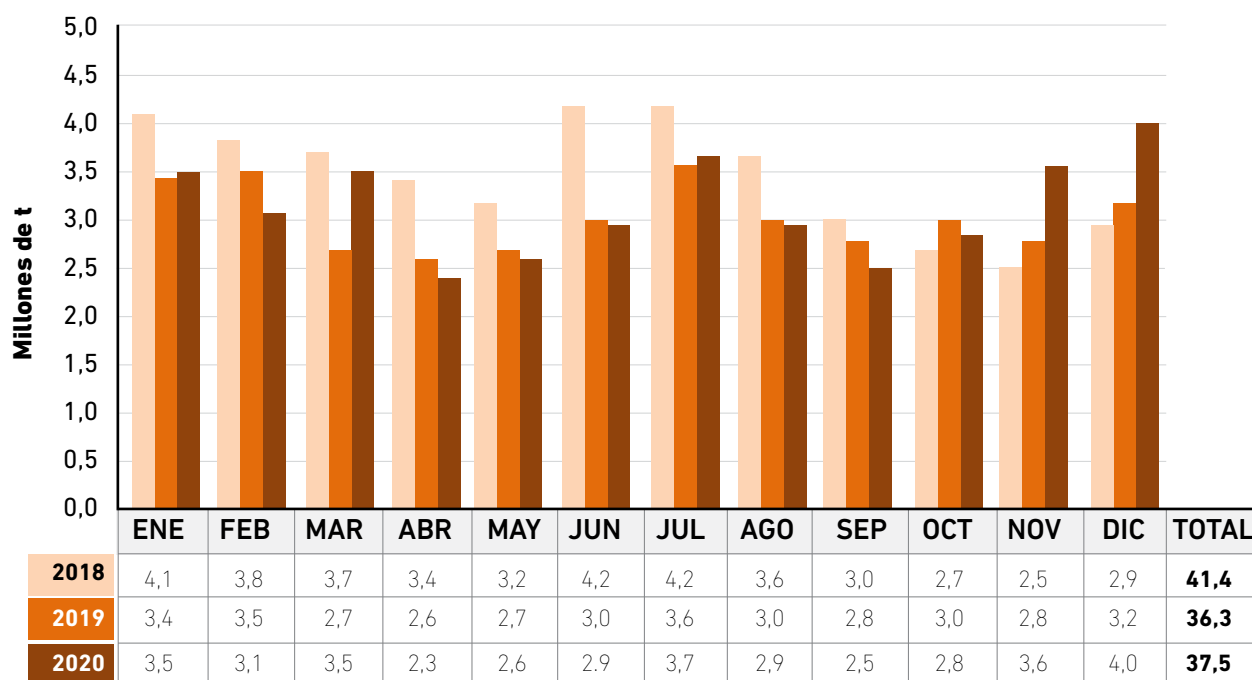


En la figura puede observarse una disminución del consumo de combustibles fósiles totales en los últimos cuatro años y un aumento de la participación del gas natural y la consecuente reducción de combustibles líquidos.

Emisiones de CO₂

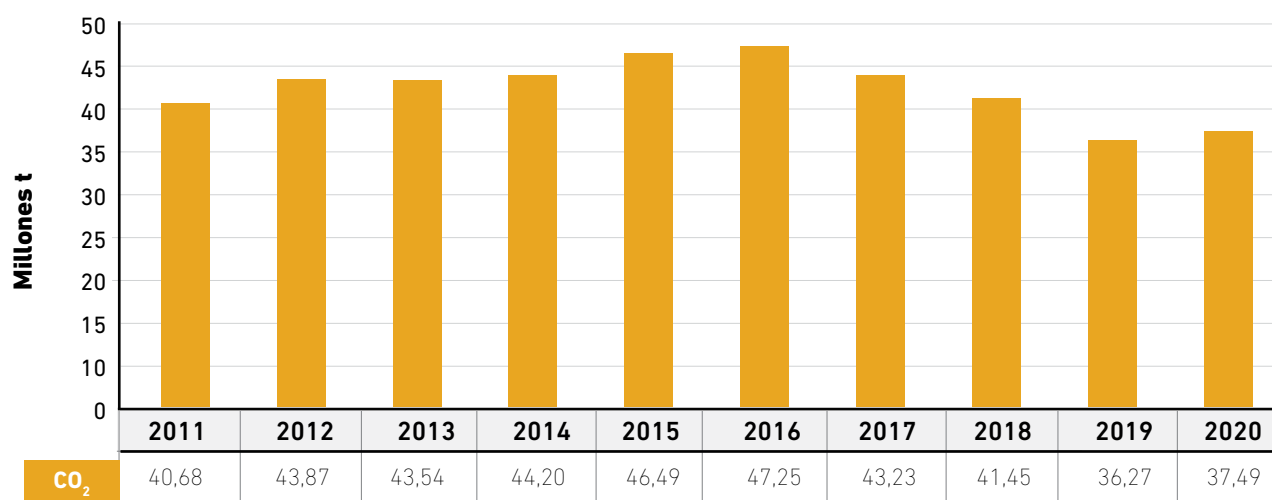
Se pueden observar en la siguiente figura las emisiones de CO₂ en millones de toneladas derivadas de la quema de combustibles fósiles en los equipos generadores vinculados al MEM desde el año 2018 a la fecha.

Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional



Este semestre aumentaron un 6,7% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior, debido principalmente al mayor uso de combustibles líquidos utilizados en la generación térmica. En la figura a continuación se presenta la evolución de los últimos diez años.

Evolución de las Emisiones de CO₂ en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional



Síntesis del Mercado del Gas Natural

Resumen

Durante el 2020, la producción total de gas fue de 45,09 mil MMm³, 8,7% inferior respecto al año 2019. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 61% promedio de participación. La producción no convencional de gas contabilizó 18,89 mil MMm³, representando un 42% de la producción total.

La demanda de los diferentes sectores presentó un consumo de 40,72 mil MMm³. Representando una caída del 5,7% respecto del año 2019.

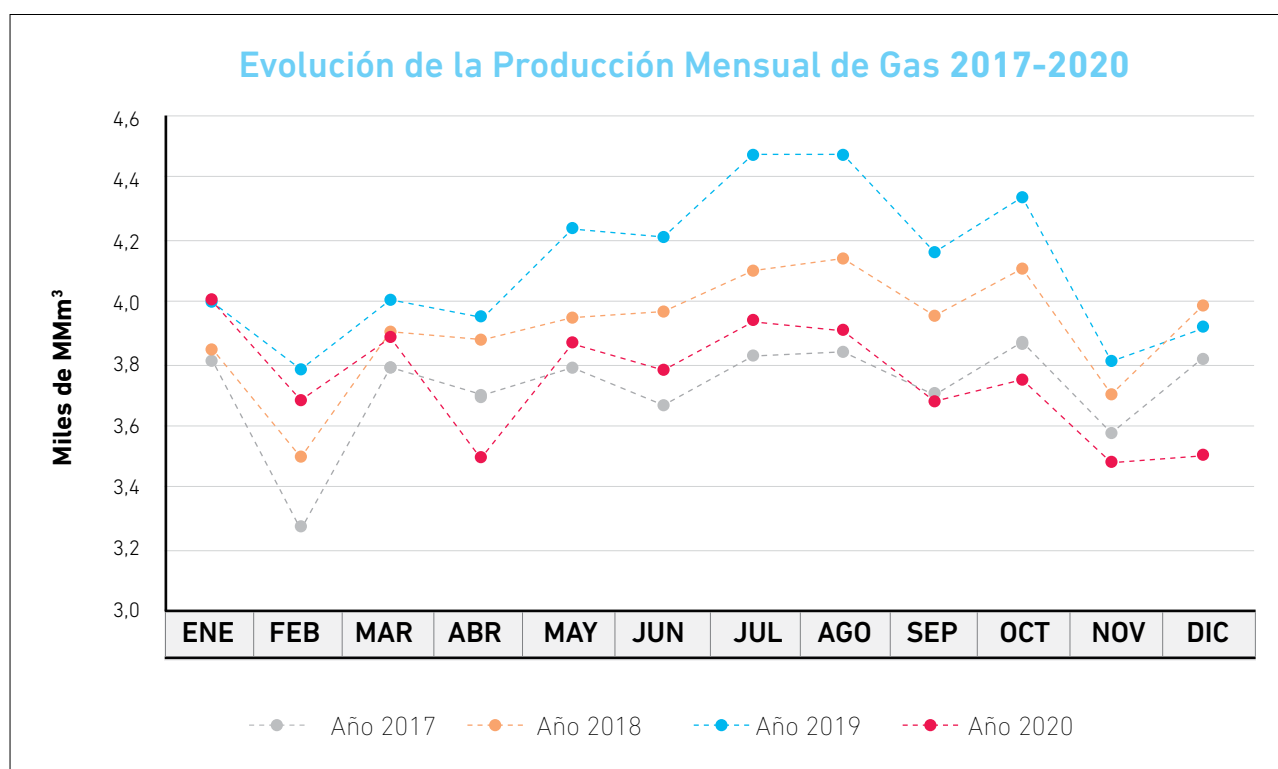
Las importaciones durante el primer semestre de 2020 representaron un volumen de 7,4 mil MMm³. Se produjo un aumento del 7,8% respecto al año 2019. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia.

Las exportaciones registradas durante el 2020 evidencian un volumen de 1,35 mil MMm³ siendo este valor un 30% inferior al año 2019.

OFERTA DE GAS

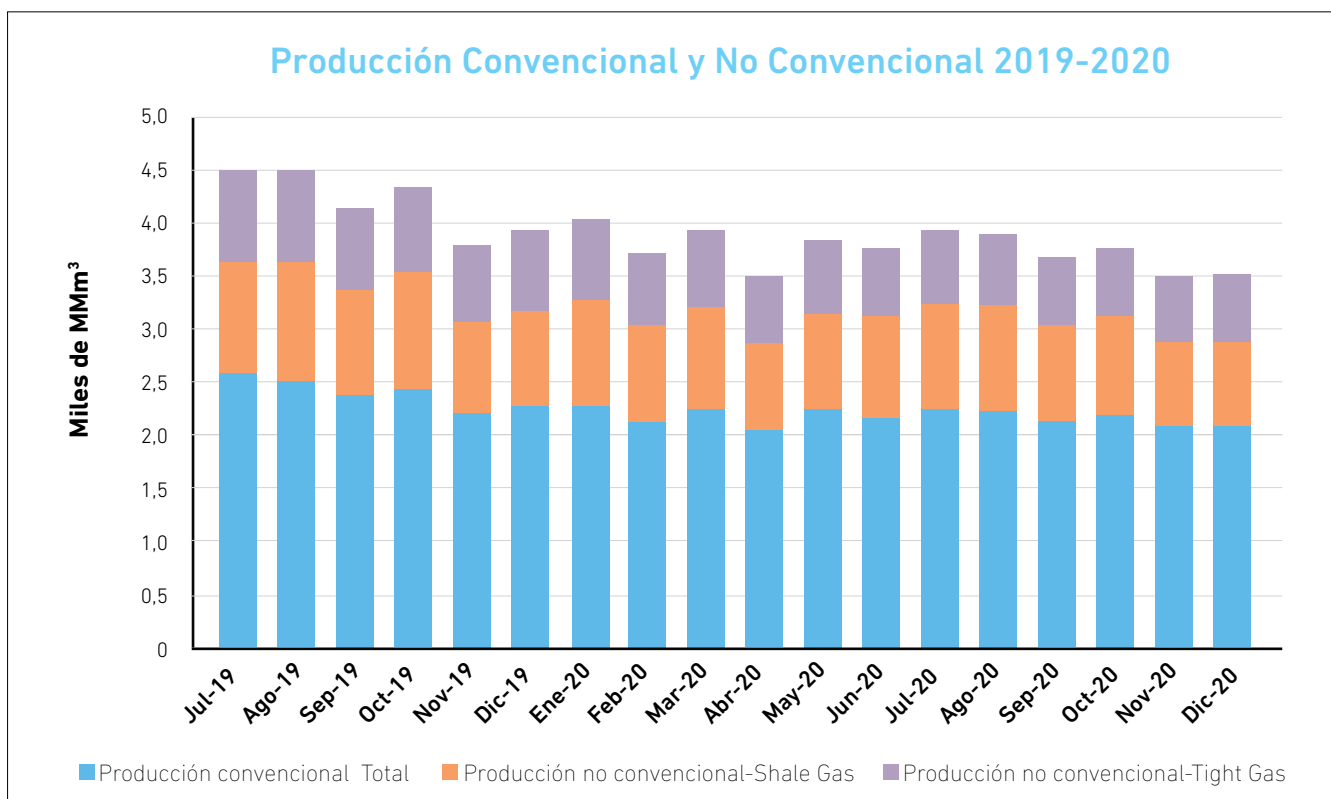
Producción total

La producción de gas del 2020 arrojó un valor de 45,09 mil MMm³, se observa un descenso del 8,7% respecto del mismo periodo del año 2019. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años. El año 2020 fue el de menor producción de los últimos tres años.



Producción convencional y no convencional

En la siguiente figura se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 18 meses. En el mismo se puede ver la magnitud que la misma representa dentro de la producción total. Durante el año 2020 la producción de gas no convencional disminuyó un 8% respecto de 2019.

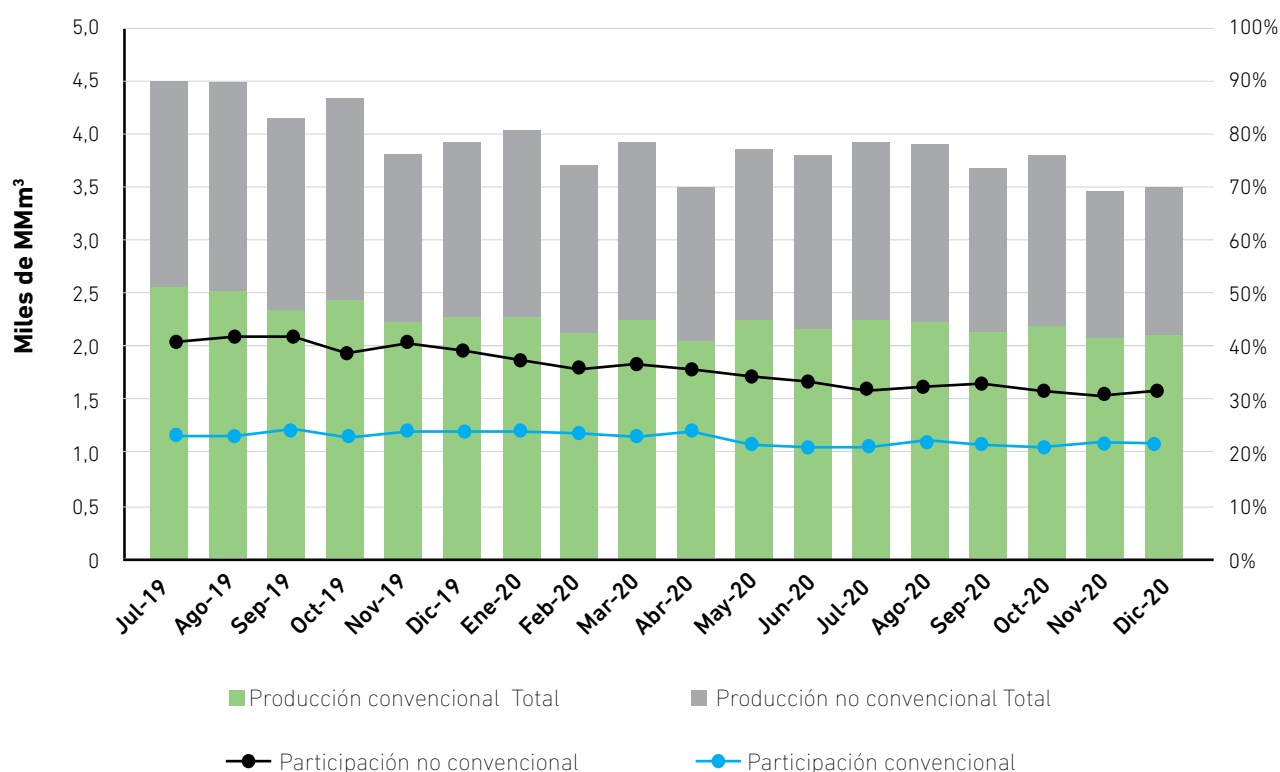


Y.P.F. en la producción convencional y no convencional de gas

Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF desde el año 2012, fecha en la que se sancionó la Ley N° 26.741 que tiene como objetivo impulsar la producción de gas. Durante el 2020 logró alcanzar un promedio de participación del 23% en la producción convencional total y un 34% en la producción no convencional de gas.

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

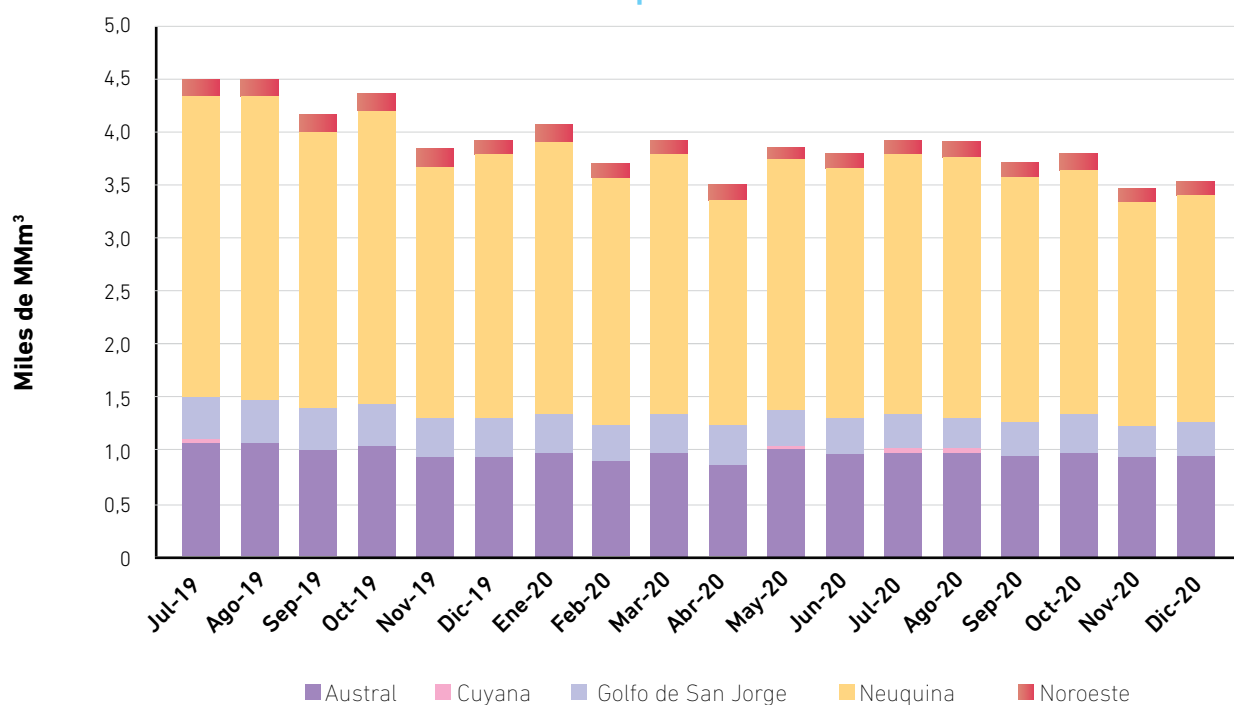
Participación de YPF en la Producción Convencional y No Convencional



Producción por cuencas

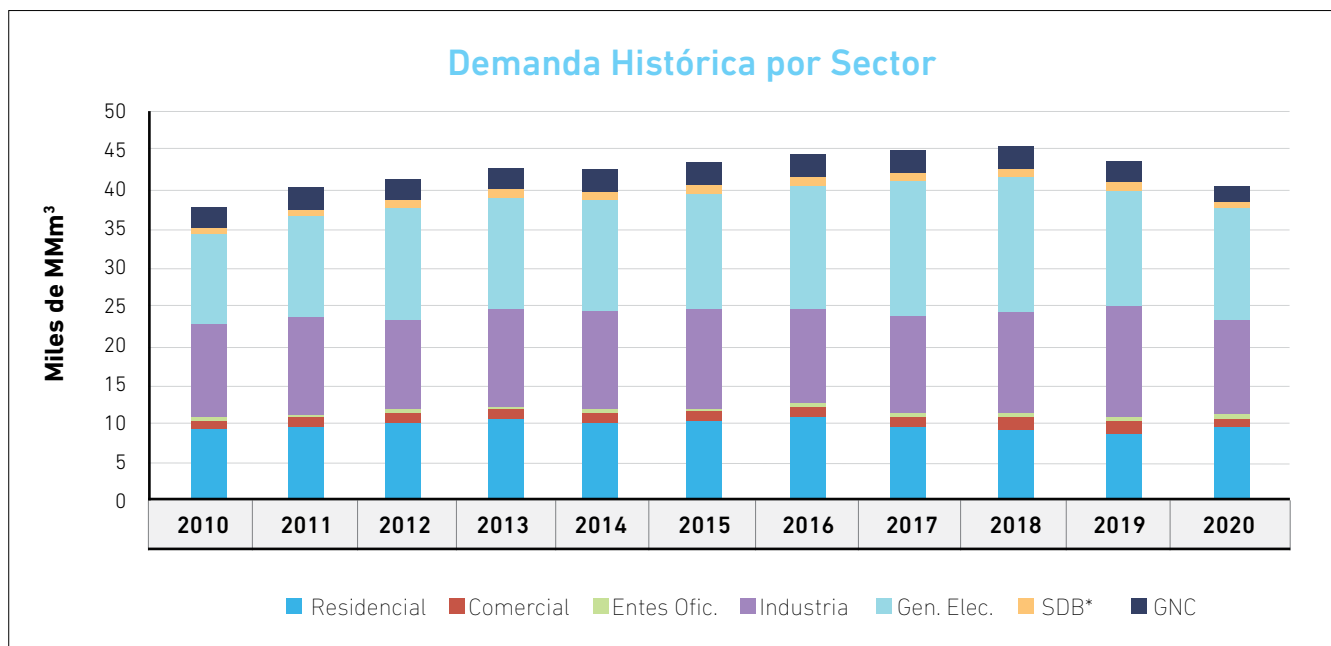
Argentina posee cinco cuencas con capacidad productiva de gas, ellas son las cuencas Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge, Cuyana y Austral. Durante los últimos 18 meses la producción obtuvo el siguiente desempeño.

Producción de Gas por Cuencas 2019-2020



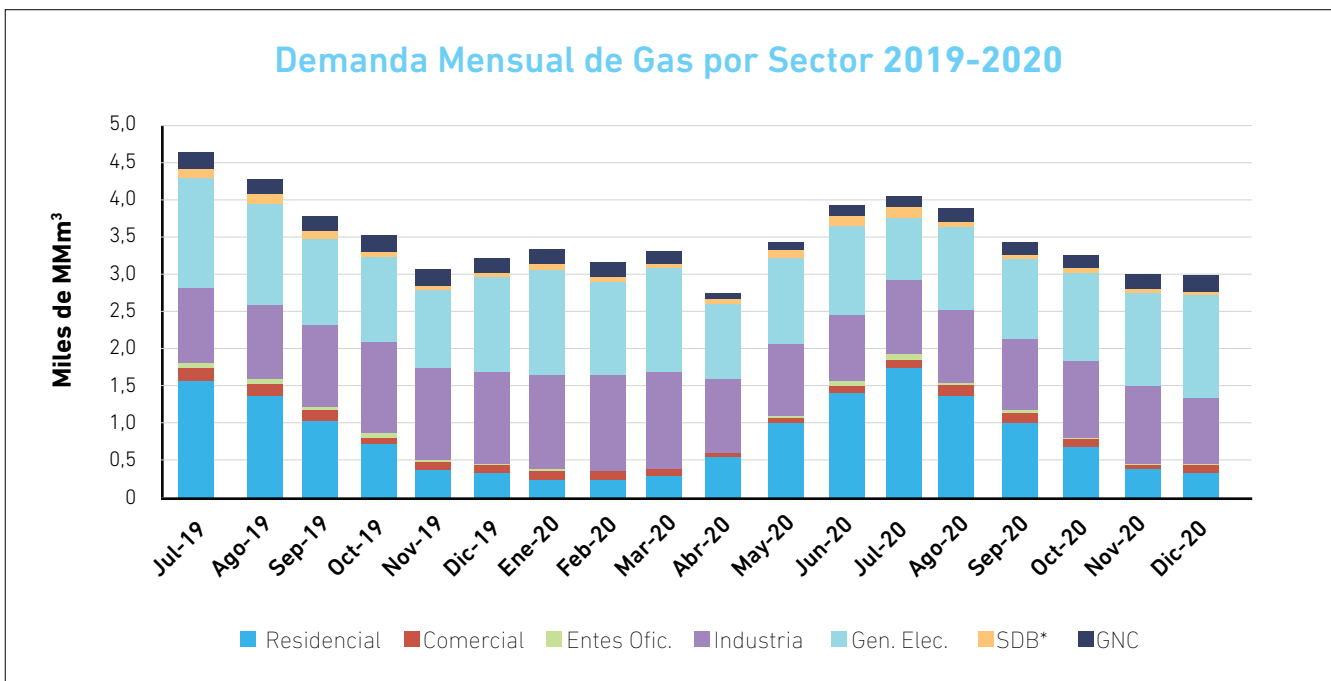
Demanda

La demanda de gas en nuestro país según los datos suministrados por ENARGAS, se divide en consumidores del tipo Residencial, Comercial, Entes Oficiales, Industria, Centrales de Generación Eléctrica, Sub-Distribuidores (SDB) y Gas Natural Comprimido (GNC). Respecto de los últimos 15 años se observa la siguiente fluctuación de la demanda total.



* Subdistribuidores.

La demanda del año 2020 presenta un acumulado de 40,72 mil MMm³, en la siguiente figura se pueden observar los valores desde julio de 2019 hasta el mes de diciembre de 2020.

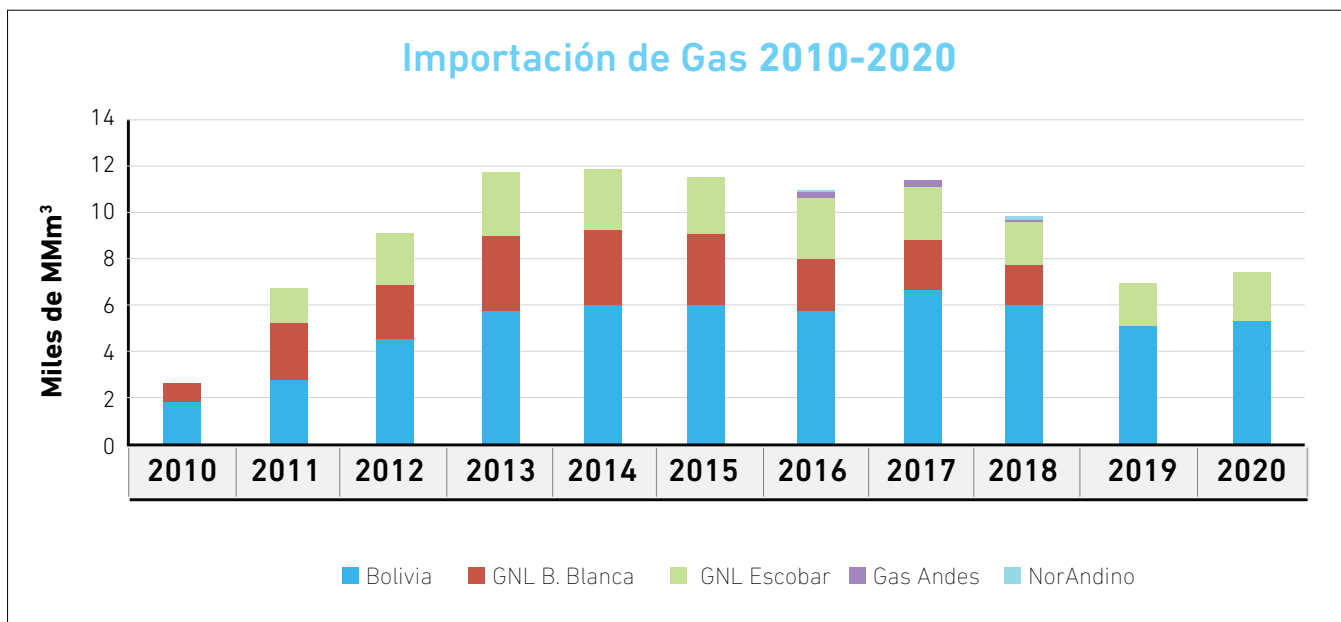


* Subdistribuidores.

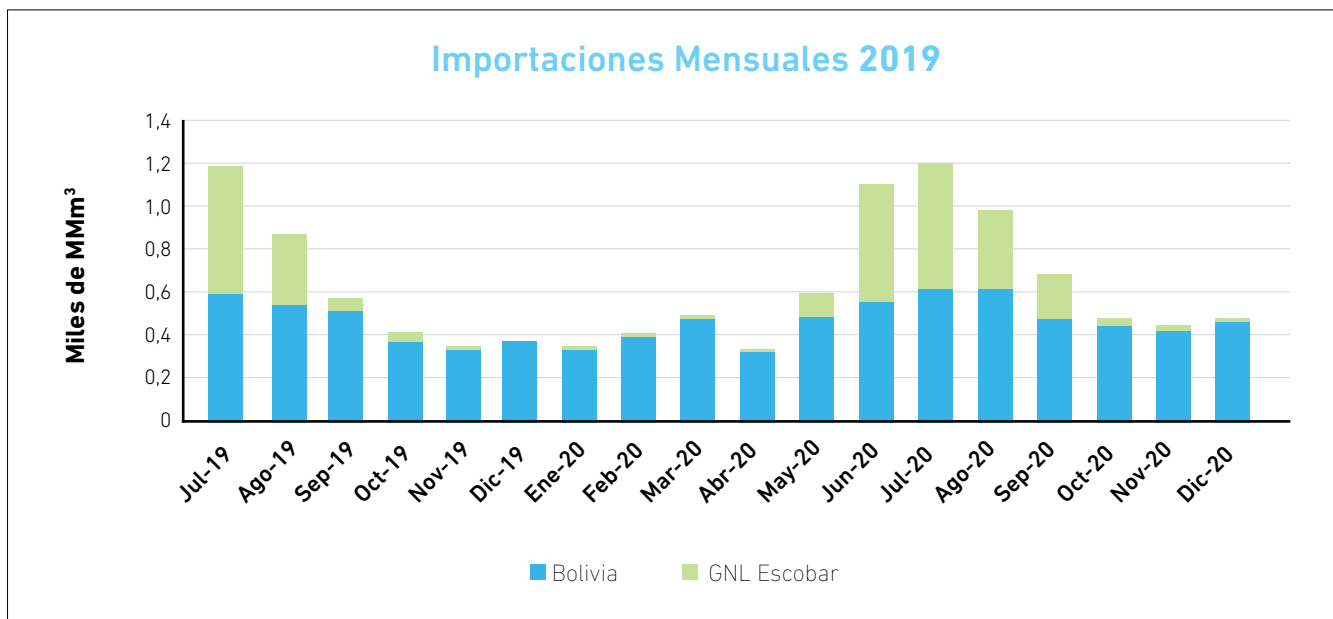
Los tres principales sectores de la demanda son el Industrial, Residencial y las Centrales de generación eléctrica que representan aproximadamente el 90% del consumo total. Respecto del año 2019, el sector residencial evidencio un aumento del 4,3%, el sector industrial presento una caída del 5,3% y las centrales eléctricas fueron 6,1% inferior respecto al año pasado.

3) IMPORTACIÓN

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

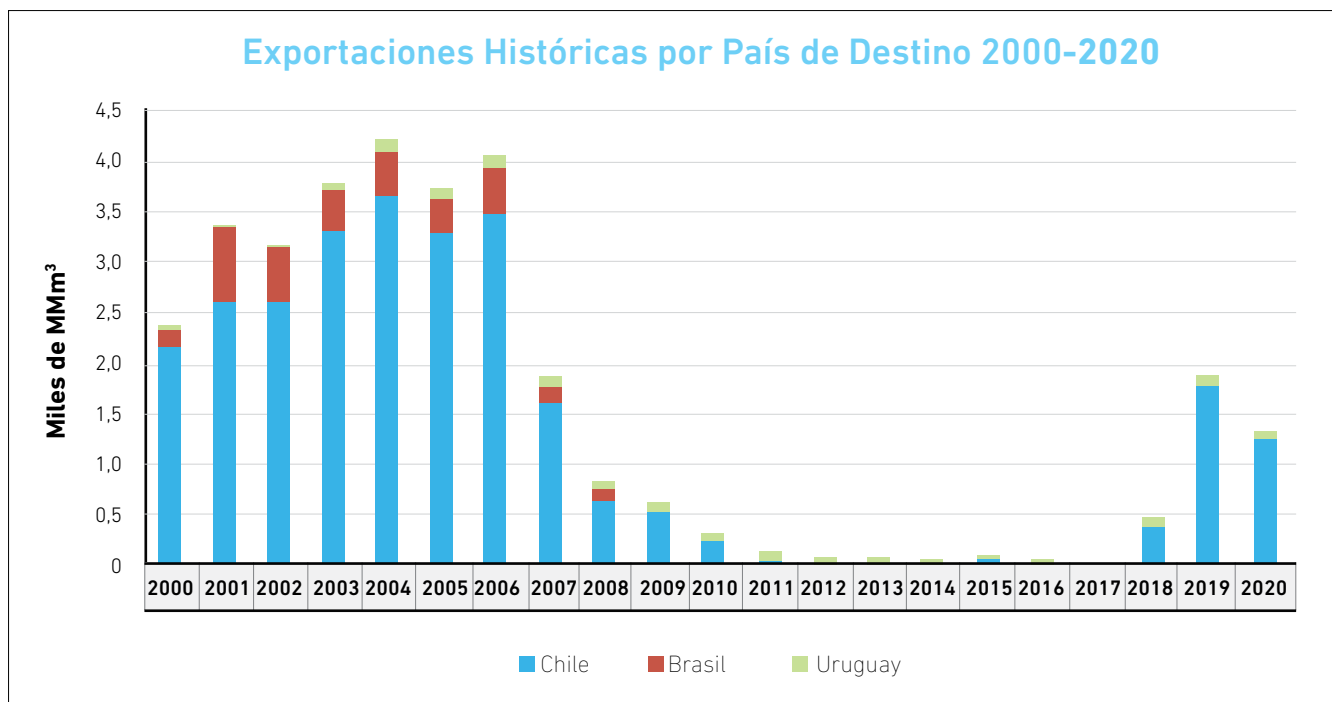


La importación de gas durante el 2020 registró un valor de 7,4 mil MMm³, siendo un 7,8% superior al año 2019. Como se puede observar en la siguiente figura, que muestra los últimos 18 meses, la importación se realizó únicamente desde Bolivia y GNL escobar, ya que por el resto de los puntos de conexión fue nula.

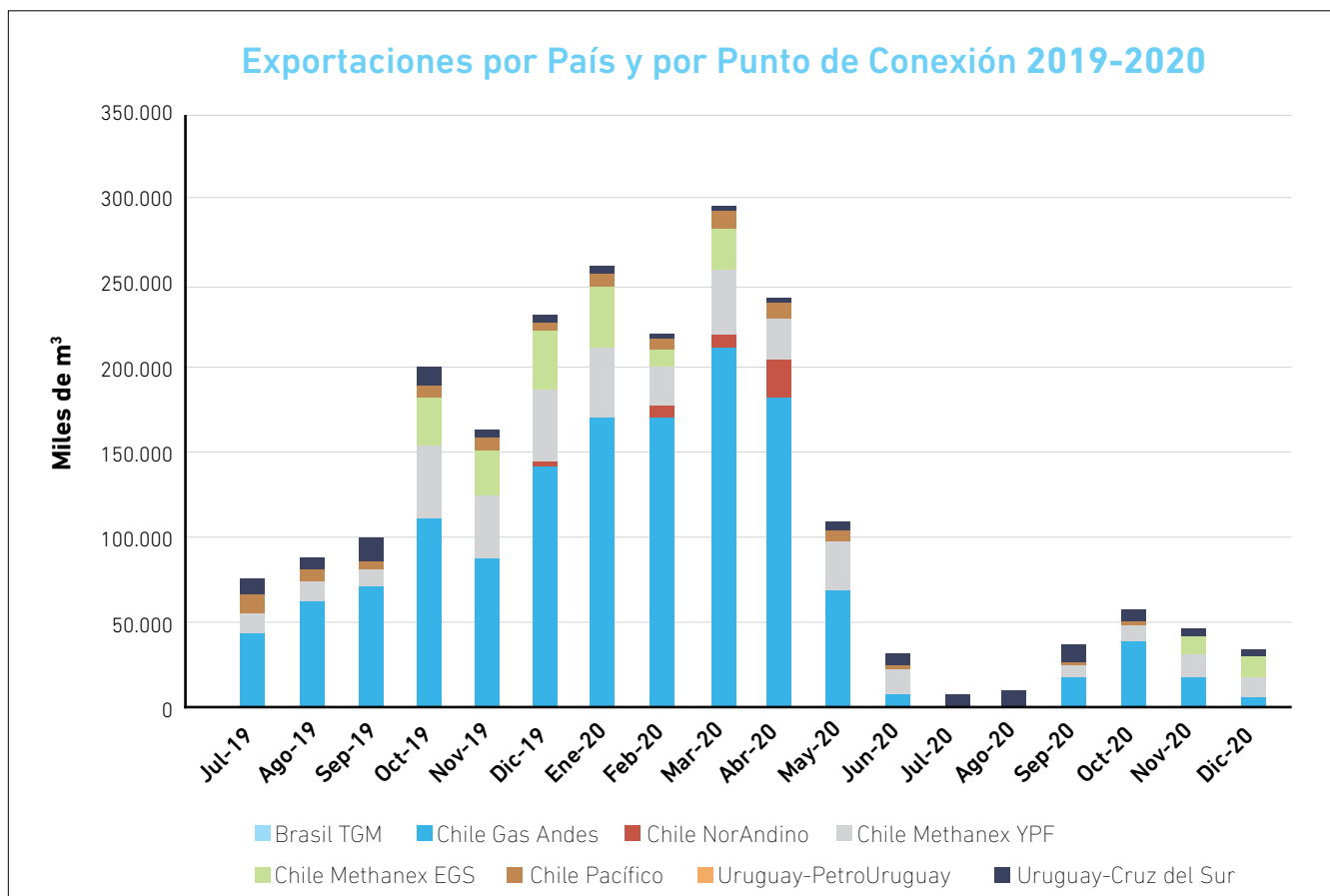


4) EXPORTACIÓN

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



Durante el 2020 se registró un volumen de 1,35 mil MM m³ siendo un 30% inferior en comparación al mismo periodo del año 2019. En la siguiente figura se pueden observar las exportaciones realizadas durante los últimos 18 meses a los diferentes países con sus respectivos gasoductos.



Costo Variable de Generación



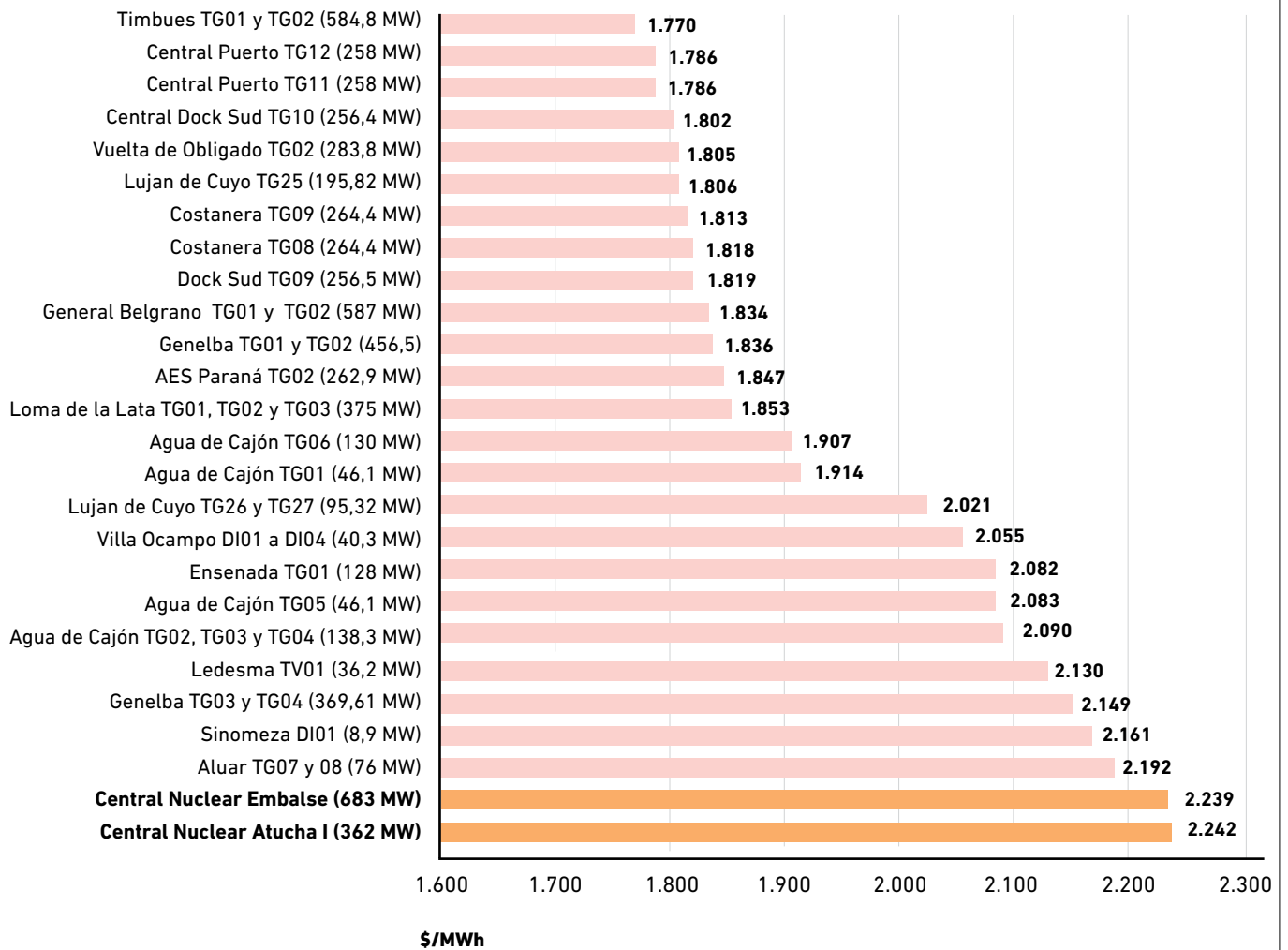
Debido a que la demanda presenta importantes variaciones a lo largo del día, CAMMESA debe realizar el despacho óptimo de la oferta disponible en el mercado, teniendo en cuenta: las restricciones de la red de transporte eléctrico modelada, la disponibilidad de combustibles y de agua en los embalses, y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

La disponibilidad de gas natural constituye la variable más relevante que afecta la operatoria del sistema, tanto en lo que respecta a costos, como a riesgos de abastecimiento. Frente a la escasez de suministro de gas, se debe emplear gas oil como combustible sustituto en las turbinas de gas y en los ciclos combinados, y fuel oil como combustible sustituto en las turbinas de vapor. Esta modificación puede alterar el orden de despacho horario pero no el precio de mercado, ya que para la fijación de este valor se considera como si las máquinas quemaran solo gas natural.

Por su parte, los valores de los “Sobrecostos Transitorios de Despacho” y el “Sobrecosto de Combustible” constituyen la incidencia en ese promedio ponderado de lo que perciben exclusivamente los generadores que consumen combustibles líquidos. Estos conceptos junto con el de “Energía Adicional” están asociados al valor de la energía y con el valor de la potencia puesta a disposición (“Adicional de Potencia”) componen el “Precio Monómico”.

En principio, y para dar una idea del orden de prioridad con el cual las máquinas térmicas cubren la demanda del SADI, se presenta la tabla con la lista de mérito de las primeras 26 unidades luego de considerar las centrales hidráulicas de base. En este Boletín se tomaron estrictamente las máquinas como son declaradas ante CAMMESA y corresponde al ordenamiento de máquinas para la sanción de precios según Res. SE N° 240/03, siendo los valores referidos a los alcanzados el día 31/12/2020 a las 15:00 hs.

Orden de Despacho Térmico Diciembre 2020



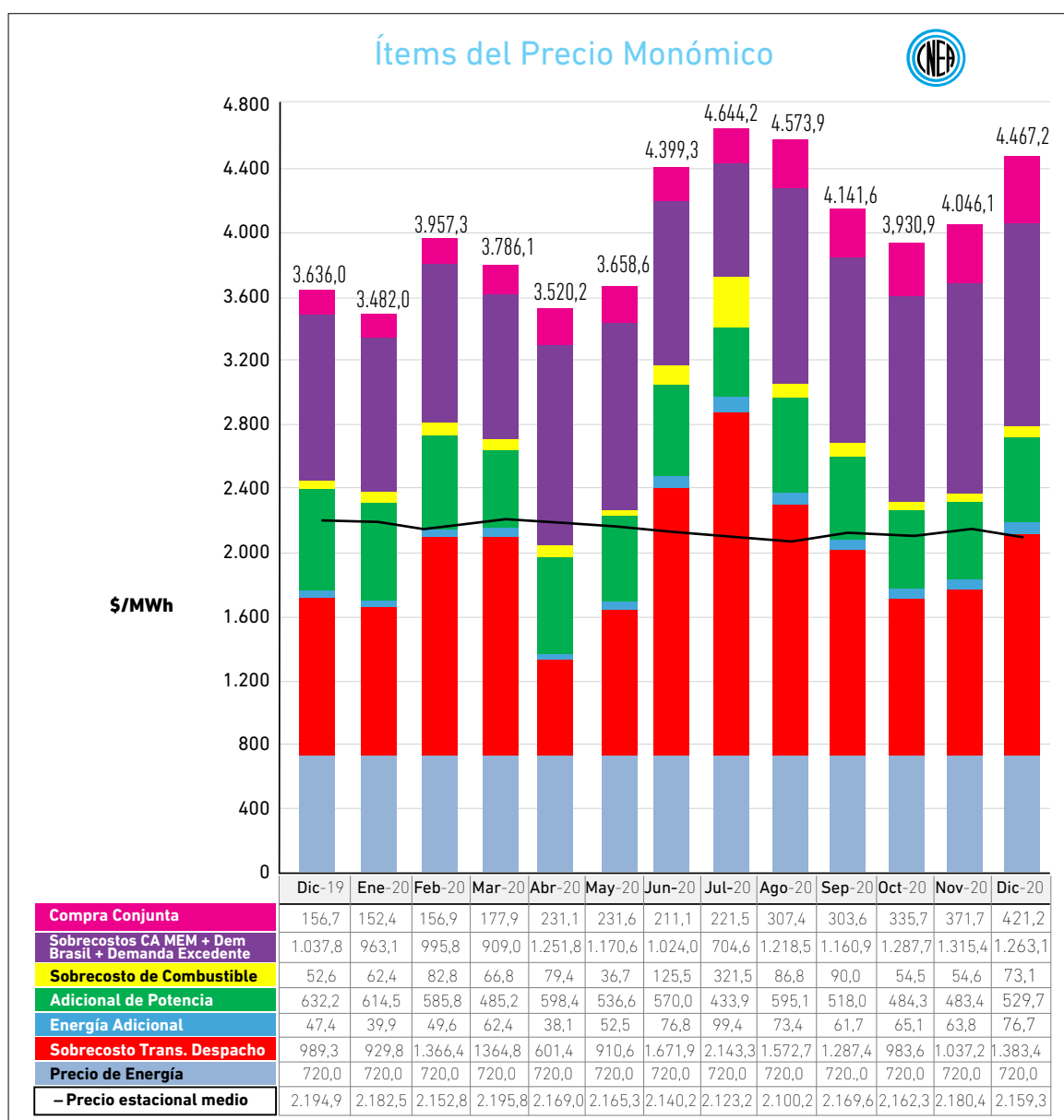
La central Atucha II no figura en el listado de despacho de ese día ya que se encontraba fuera de servicio por mantenimiento correctivo.

Evolución de los Precios

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

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

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



Balance Energético Nacional

Cada año la Secretaría de Energía, perteneciente al Ministerio de Hacienda, se encarga de recolectar la información para la confección de un balance energético del país. Este se divide en oferta, centros de transformación y consumo por formas de energía.

A diciembre de 2020, el último balance disponible es el del año 2019 como se muestra en las figuras a continuación. La primer figura corresponde a energía primaria, y la otra a la energía secundaria.

 Secretaría de Energía BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL AÑO 2019 - REVISIÓN 0 UNIDADES: miles de TEP		OFERTA							CENTROS DE TRANSFORMACIÓN										CONSUMO																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
		PRODUCCIÓN	IMPORTACIÓN	VARIACIÓN DE STOCK	EXPORTACIÓN Y BUNKER	NO APROVECHADO	PÉRDIDAS	AJUSTES	OFERTA INTERNA	CENTRALES ELÉCTRICAS		PLANTAS DE TRATAMIENTO DE GAS	REFINERÍAS	ACEITERAS Y DESTILERÍAS	COQUERÍAS	CARBONERAS	ALTOS HORNOS	CONSUMO PROPIO	CONSUMO FINAL																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																				
										SERVICIO PÚBLICO	AUTOPRODUCCIÓN								NO ENERGÉTICO	RESIDENCIAL	COMERCIAL Y PÚBLICO	TRANSPORTE	AGROPECUARIO	INDUSTRIA	TOTAL																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
FORMAS DE ENERGÍA																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																							

PRIMARIA

BALANCE ENERGÉTICO NACIONAL
AÑO 2019 - REVISIÓN 0

UNIDADES: miles de TEP

FORMAS DE ENERGÍA

SECUNDARIA	Energía Eléctrica	12.000	941	-	-22	-	-1.794	-	11.124	10.662	1.337	-	-	-	-	-	-	-	-321	-	3.713	2.678	45	76	4.290	10.803
	Gas Distribuido por Redes	33.034	5.698	18	-231	-134	-3.195	-	35.190	-12.537	-2.419	33.034	-	-	-	-	-	-	-774	-	8.474	1.208	2.043	-	7.734	19.460
	Gas de Refinería	1.099	-	-	-	-	-	-51	1.048	-	-58	-	1.099	-	-	-	-	-	-990	-	-	-	-	-	-	-
	Gas Licuado	3.045	-	-7	-1.346	-	-	-	1.692	-	-	2.195	851	-	-	-	-	-	-37	-	1.192	199	-	83	182	1.655
	Gasolina Natural	1.009	-	-	-280	-	-	69	798	-	-	1.009	-798	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Otras Naftas	678	113	5	-595	-	-	48	250	-	-	-	678	-	-	-	-	-	-	250	-	-	-	-	-	250
	Motonafta Total	5.756	391	29	-	-	-	-	6.176	-	-	-	5.756	-	-	-	-	-	-0	-	-	-	-	-	-	6.176
	Kerosene y Aerokerosene	1.548	224	-3	-1.145	-	-	-	624	-	-	-	1.548	-	-	-	-	-	-	-	9	-	615	-	-	624
	Diesel Oil + Gas Oil	8.572	1.978	159	-111	-	-	-	10.598	-348	-69	-	8.572	-	-	-	-	-	-5	-	102	6.716	3.256	102	10.176	10.176
	Fuel Oil	2.096	-	47	-1.215	-	-	202	1.130	-182	-157	-	2.096	-	-	-	-	-	-418	-	52	71	101	149	373	373
	Carbón Residual	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	No Energético	2.662	114	-6	-89	-	-	-	2.680	-	-	1.457	704	-	16	-	486	-	2.680	-	-	-	-	-	-	2.680
	Gas de Coquería	78	-	-	-	-	-	-	78	-	-12	-	-	-	78	-	-	-66	-	-	-	-	-	-	-	-
	Gas de Alto Horno	517	-	-	-	-	-	-	517	-	-160	-	-	-	-	-	517	-357	-	-	-	-	-	-	-	-
	Coque	1.384	-	-	-	-	-	-	1.384	-	-	-	994	-	390	-	-1.056	-	328	-	-	-	-	-	-	328
	Carbón de Leña	288	-	-	-	-	-	-	288	-	-	-	-	-	-	-	288	-	-	-	173	115	-	-	-	288
	Bioetanol	544	-	-	-	-	-	-	539	-	-	-	-	-	544	-	-	-	-	-	-	-	539	-	-	539
Biodiesel	1.911	-	-	-903	-	-	-	1.012	-	-	-	-	-	1.911	-	-	-	-	-	-	-	1.012	-	-	1.012	
TOTAL II	76.220	9.460	242	-5.938	-134	-4.989	267	75.128	-13.047	-2.875	-	798	-	-	-	-1.056	-2.949	3.258	13.561	4.354	17.218	3.516	12.457	54.364	55.685	
										ENERGÍA PRIMARIA + SECUNDARIA																

BALANCE DE TRANSFORMACIÓN

INSUMOS	ENERGÍA PRIMARIA	-5.844	-766	-37.694	-23.612	-2.552	-519	-425	-
	ENERGÍA SECUNDARIA	-13.067	-2.875	-	-798	-	-	-	-1.056
	TOTAL	-18.911	-3.641	-37.694	-24.410	-2.552	-519	-425	-1.056
	PRODUCCIÓN	10.662	1.337	37.694	22.298	2.455	483	288	1.003
	PÉRDIDAS	8.248	2.304	-0	2.112	98	36	138	53



27/11/2020

CHINA/REACTOR AUTÓCTONO HUALONG UNO DE FUQING-5 CONECTADO A LA RED

La planta de energía nuclear Fuqing-5 Hualong One en la provincia de Fujian, sureste de China, fue conectada a la red nacional por primera vez a las 00:41 del 27 de noviembre del 2020, según un comunicado de la Corporación Nuclear Nacional de China (CNNC).

En octubre el Fuqing-5 se convirtió en la primera unidad de reactor del diseño nacional chino Hualong One en lograr la primera criticidad.

La CNNC dijo que todos los indicadores técnicos de la unidad cumplían con los requisitos de diseño. Esto ha allanado el camino para la posterior operación comercial, prevista antes de fines de 2020, según informes anteriores.

Fuqing-5, cuya construcción comenzó en mayo de 2015, es la primera de dos unidades Hualong One que se están construyendo en el emplazamiento. La construcción de su unidad gemela, Fuqing-6, comenzó en diciembre de 2015.

El Hualong One, o HPR1000, es un reactor de agua presurizada de tres circuitos. Incorpora elementos de los diseños de reactores ACP1000 de CNNC y ACPR1000 + de China General Nuclear (CGN).

Según las estadísticas de la Agencia Internacional de Energía Atómica, hay siete unidades Hualong One en construcción en China, incluidas las Fuqing-5 y Fuqing-6.

La CNNC comenzó la construcción de la primera de dos unidades Hualong One en Taipingling en la provincia de Guangdong, sur de China, en diciembre de 2019. La CNNC está construyendo dos unidades en Zhangzhou en la provincia de Fujian, este de China, mientras que la CGN está construyendo dos en Fangchenggang en la provincia de Guangxi en el sur del país.

Hay dos unidades Hualong One en construcción en Kanupp, Pakistán. Estos son los primeros de su tipo que se construyen fuera de China.

Fuente: *Nucnet.*

LA AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA PIDE CERO EMISIONES CO₂ PARA EL 2050

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) aseguró que la pandemia de Covid-19 ha hecho tambalear al mundo de la energía.

La AIE reclamó un mayor esfuerzo para lograr una reducción continuada de las emisiones de gases de efecto invernadero y planteó por primera vez un horizonte de neutralidad de “cero emisiones netas” de CO₂ en el 2050.

En su informe anual publicado el 13 de noviembre, la AIE aseguró que la pandemia de Covid-19 ha hecho tambalear al mundo de la energía: las últimas previsiones de la AIE recogen una caída de la demanda de un 5% este año, una reducción de las emisiones de CO₂ relacionadas con el sector energético de un 7% y la inversión en esta área descenderá un 18%.

Igualmente, el petróleo (-8%) y el carbón (-7%) retroceden mientras las renovables salen mejor paradas. Más allá de esta crisis, la AIE reclama un mayor compromiso en la reducción de emisiones. “A pesar de la caída récord de este año, los estados tienen todavía mucho por hacer para lograr un descenso decisivo de las emisiones mundiales”, recordó su director ejecutivo, Fatih Birol.

“Solo podremos corregir la tendencia actual de emisiones con cambios estructurales en nuestra manera de producir y consumir”, añadió Birol.

Como cada año, en sus más de 450 páginas, el informe de la AIE presenta una serie de escenarios de futuro. A partir de las políticas y los compromisos existentes, y de la previsión de una recuperación económica más tardía, la AIE concluye que la bajada en las emisiones no se mantendrá más allá del 2020.

La AIE ha decidido presentar un nuevo horizonte: “Cero emisiones netas” de aquí a 2050 (NZE2050, en inglés), más ambicioso que su escenario de “desarrollo sostenible” de 2019.

Algunas empresas, países y regiones, empezando por la Unión Europea (UE), se han fijado un objetivo de neutralidad de carbono para mediados de este siglo para limitar el cambio climático. Se busca reducir las emisiones de CO₂ al mínimo y compensar el resto mediante diferentes sistemas de absorción (bosques, plantas, captura y almacenamiento de carbono...).

Sin embargo, alcanzar este horizonte de neutralidad de carbono supone aplicar una serie de acciones radicales en los próximos diez años.

Por ejemplo, para reducir las emisiones un 40% en 2030 habría que conseguir que las fuentes de generación de electricidad con bajas emisiones, como las renovables, representen el 75% de la producción (por menos del 40% en 2019), y que más del 50% de los automóviles vendidos en el mundo sean eléctricos (por un 2,5%, actualmente).

“La descarbonización de la electricidad, es una mayor ganancia en la eficacia energética y los cambios de hábitos van a tener un papel importante, así como la aceleración en el desarrollo de tecnologías como los electrolizadores para producir hidrógeno o los pequeños reactores [nucleares] modulares”, informa la AIE.

La Agencia insiste en que todos los actores tienen que implicarse en este esfuerzo sin precedentes: gobiernos, empresas, sector financiero y también los ciudadanos, que tendrán que empezar a tomar decisiones sobre la manera en la que viajan o calientan sus hogares.

Encargada de asesorar a los países desarrollados sobre su política energética, la AIE ha sido a menudo criticada por los defensores del medio

ambición climática, el peso que da al gas como energía de transición o, incluso, la esperanza que deposita en tecnologías como la captura y almacenamiento de carbono.

Y este nuevo informe está lejos de contentar a algunas ONG de defensa del medio ambiente. “El programa NZE2050 de la AIE se queda a medio camino, es una perspectiva incompleta, limitada a diez años y que sigue apostando por las energías fósiles al tiempo que cree en el desarrollo de tecnologías todavía en duda”, lamentaron las organizaciones Reclaim Finance y Oil Change International.

“Es un primer paso insuficiente porque mientras no se ponga en el centro de este tipo de informes el objetivo de limitar el calentamiento global a 1,5°C, la AIE seguirá protegiendo los intereses de la industria de los combustibles fósiles y será un freno a la acción por el clima”, criticó Romain Loualalen de Oil Change International.

Fuente: *Ámbito.*

09/10/2020

SIN ENERGÍA NUCLEAR, EL DESAFÍO CLIMÁTICO MUNDIAL SE VOLVERÁ MUCHO MÁS DIFÍCIL

La crisis de Covid-19 no solo provocó un impacto sin precedentes en la economía mundial. También subrayó la escala del desafío climático que enfrentamos: incluso en la profunda recesión actual, las emisiones globales de carbono siguen siendo insostenibles.

Si el mundo cumplirá los objetivos climáticos y de seguridad energética, la energía limpia debe estar en los esfuerzos centrales de recuperación económica posteriores al Covid-19. El fuerte crecimiento de la energía eólica y solar y del uso de automóviles eléctricos nos da motivos de esperanza, al igual que la promesa de tecnologías emergentes como la captura de hidrógeno y carbono. Pero la escala del desafío significa que no podemos permitirnos el lujo de excluir ninguna tecnología disponible, incluida la energía nuclear —la segunda fuente de electricidad más grande baja en carbono del mundo después de la energía hidroeléctrica—.

El sector energético es la clave para la transición a energías limpias. Es la fuente más grande de emisiones globales porque la mayor parte de la electricidad se genera a partir de combustibles fósiles. Al expandir significativamente la cantidad de electricidad producida a partir de fuentes bajas en carbono, podemos ayudar a reducir las emisiones no solo de la generación

de energía, sino también de sectores como el transporte, donde la electricidad baja en carbono ahora puede alimentar automóviles, camiones y autobuses.

Este es un compromiso importante. La generación de electricidad baja en carbono deberá triplicarse para el año 2040 para encaminar al mundo hacia los objetivos energéticos y climáticos. Esto es el equivalente a agregar anualmente el sistema eléctrico de Japón entero a la red global. Es muy difícil ver cómo es posible realizar esto sin una contribución considerable de la energía nuclear.

La energía nuclear generó una cantidad de electricidad casi récord en 2019, superada sólo por el año 2006. Pero la industria de la energía nuclear corre el riesgo de sufrir un declive significativo si no se realizan más inversiones en nuevas centrales nucleares y se extiende la vida útil de las existentes.

Actualmente, las centrales nucleares generan el 10% de la electricidad mundial. Pero producen casi un tercio de la electricidad baja en carbono total. El flujo estable de energía que producen es vital para garantizar un suministro de energía confiable en muchos países. Eso quedó claro durante los confinamientos recientes, cuando la energía nuclear y las energías renovables eran las fuentes de generación de energía más resistentes a nivel mundial. Ninguna central nuclear tuvo que cerrar debido al Covid-19.

Algunos proyectos nucleares en Europa y Norteamérica, donde el 20% de la electricidad es de fuentes nucleares, se han visto plagados de dificultades tanto financieras como administrativas. Pero China, India y Emiratos Árabes Unidos se encuentran entre los países que poseen programas exitosos de construcción de nuevas centrales. En algunos países, las plantas de centrales nucleares que podrían haber funcionado en los próximos años fueron cerradas debido a decisiones políticas o a condiciones desfavorables de mercado. En muchos de esos casos, los combustibles fósiles reemplazaron una parte considerable del vacío que esto acarreó en el suministro de energía, aumentando el desafío para las emisiones que enfrentamos ahora.

Algunos países han tomado la decisión soberana de abstenerse de utilizar generación nuclear. Sin embargo, los países que prevén un papel para la energía nuclear en su oferta de energías limpias representan una gran proporción tanto del consumo como de las emisiones mundiales de energía. Para los gobiernos de estos países, recomendamos tres prioridades principales:

Preservar: La flota de reactores en países que fueron los primeros en adoptar la energía nuclear está envejeciendo, pero la vida útil de la mayoría de los reactores puede extenderse a 60 años, de manera segura y rentable. Hacerlo proporcionaría un tiempo valioso para ampliar nuevos proyectos de generación eléctrica con bajas emisiones de carbono. Desafortunadamente, no hay garantía de que se produzcan estas extensiones de vida útil. Esto se debe a que las reglamentaciones

de muchos países no ponen precio al valor que proporcionan las tecnologías de energía limpia, incluida la nuclear, en términos de energía con bajas emisiones de carbono y seguridad eléctrica.

Renovar: Incluso con la extensión de la vida útil de las plantas nucleares existentes, será necesario construir nuevas. Los diseños más recientes tienen características operativas y de seguridad superiores, pero requieren una inversión inicial importante que tarda años en rendir frutos. Los gobiernos podrían apoyar de manera proactiva el financiamiento de estas altas inversiones iniciales mediante contratos a largo plazo, garantías de capital e incluso inversiones directas. Sin poner en peligro la seguridad, deben asegurarse que los procedimientos de concesión de licencias no generen demoras innecesarias.

Innovar: Las nuevas tecnologías de energía nuclear, como los pequeños reactores modulares y los grandes reactores avanzados, ofrecen ventajas operativas y de seguridad, requieren menos inversión inicial y serán más fáciles de integrar en los sistemas eléctricos. El sector privado se encuentra interesado en estas tecnologías, pero las políticas gubernamentales serán las cruciales para su desarrollo. Si bien el objetivo principal de la energía nuclear es la generación de energía, las nuevas tecnologías podrían permitirle desempeñar un papel más amplio en las transiciones de energía limpia, como la producción de hidrógeno con bajo contenido de carbono para la producción de acero, el transporte marítimo y otras industrias.

Las actuales tasas de interés históricamente bajas brindan una oportunidad única para financiar inversiones en energía nuclear y otras tecnologías de energía limpia. No se debe desperdiciar esta oportunidad.

La energía nuclear tiene un papel claro que desempeñar en la reducción de las emisiones globales. Los desafíos relacionados con la seguridad y la gestión de desechos afectan negativamente la aceptación pública en algunos países. Pero el mundo ya cuenta con instituciones

y tecnologías adecuadas para abordar estas preocupaciones. Dada la escala y la urgencia del desafío climático, no podemos darnos el lujo de

excluir la energía nuclear de las herramientas a nuestra disposición.

Fuente: CNN.

12/01/2021

EL GOBIERNO AUTORIZÓ LA LLEGADA DE 500 AUTOS HÍBRIDOS Y ELÉCTRICOS PARA LA PRIMERA MITAD DE 2021

Durante 2020 las ventas de autos electrificados, que contempla a los híbridos y a los 100% eléctricos, aumentaron en casi un 54% en el mercado argentino respecto de 2019.

Y aunque representa todavía un número bajo en cantidad de unidades (2.383) comparado con otros países, muestra la tendencia que sigue la transformación de la industria automotriz.

Pero esa transformación depende en gran medida de una política de estado que acompañe y favorezca el desarrollo de la tecnología. Japón, Estados Unidos y países europeos han acompañado esa evolución. Lo demuestra Noruega, que en 2020 se convirtió en la primera nación en la que se venden más autos electrificados que de combustión.

En nuestro país ese impulso está dado por las mejoras arancelarias que reciben las empresas para importar esos modelos que son más amigables con el medio ambiente.

Esos cupos los asigna el Gobierno a través del Ministerio de Desarrollo Productivo, que ya determinó cuáles son los modelos que podrán entrar al país con el beneficio impositivo.

Cualquier modelo importado que no provenga de Brasil o México, países con los que hay acuerdo de libre comercio, debe abonar un 35% de arancel de importación.

En el caso de los vehículos híbridos, esa tasa se reduce hasta el 5%, mientras que para ingresar un auto 100% eléctrico el arancel baja hasta el 2%.

El año pasado el modelo electrificado en la Argentina fue el Toyota Corolla, pero como este modelo llega de Brasil está exento de abonar cualquier arancel.

Sin embargo, es la marca japonesa la que más permisos recibió para traer vehículos electrificados para la primera mitad del 2021 según se publicó en el Boletín Oficial.

Toyota Argentina recibió la autorización para traer al país un total de 280 unidades repartidos entre los modelos RAV4 Hybrid (106 ejemplares) y C-HR (57) y los Lexus (la marca de lujo de Toyota) UX250h (82), NX300h (25), RX450h (9) y GS450h (1).

La otra que recibió una partida importante fue Ford, a la que se le asignó un cupo de 100 ejemplares del Kuga Hybrid. Por el momento no figura el Mondeo Hybrid, cuya versión Titanium debería llegar este año. Pero como es fabricado en México no se lo carga con arancel de importación.

Volkswagen Argentina recibió otro cupo importante pero lo materializará a través de modelos de su marca de lujo Audi. Será para principalmente modelos con tecnología Mild-Hybrid o de "hibridación leve": Q7 (22 unidades), Q8 (15), A6 (10), A6 Allroad (9) y A7 Sportback (1).

También está previsto que lleguen 12 unidades del Audi e-tron, el SUV 100% eléctrico que se presentó en nuestro mercado a finales del 2020.

Renault Argentina está dentro de la lista y es la única que lo hará para importar vehículos eléctricos puros: 12 unidades serán del Kangoo ZE, el primer vehículo eléctrico que llegó a nuestro mercado, y otros seis para el Zoe, el compacto que la marca francesa lanzará este año en el mercado local.

La última marca que cierra el listado de beneficiadas para importar vehículos "verdes"

es Mercedes-Benz, que tiene asignadas 33 unidades para su GLC 300e 4Matic, el SUV híbrido enchufable.

Esta lista debería renovarse a mitad de año para anunciar cuáles serán los modelos electrificados que llegarán en la segunda mitad de 2021 con los aranceles preferenciales.

Fuente: *Clarín.*

01/10/2020

ENERGÍA NUCLEAR: EN PLENA PANDEMIA, BRASIL EXPORTA URANIO ENRIQUECIDO A LA ARGENTINA CON FUERTES MEDIDAS DE SEGURIDAD

Debido a la pandemia del coronavirus se implementó un verdadero aparato de seguridad logística para transportar el componente nuclear.

Los reactores nucleares de Argentina serán alimentados por cuarta vez con uranio brasileño enriquecido. Se espera que la cuarta exportación de uranio enriquecido tenga lugar a fines de 2020 o principios de 2021, según la empresa estatal Industrias Nucleares do Brasil (INB), del Ministerio de Minas y Energía. El volumen de exportación y el valor del negocio son confidenciales.

La tercera exportación, en mayo de 2020, fue de uranio enriquecido al 4,15%, en forma de polvo de UO_2 , destinado a los reactores nucleares de Atucha y al modular CAREM-25. En tiempos de pandemia del coronavirus (Covid-19), el transporte implicó un verdadero aparato logístico de seguridad. El cargamento salió el 7 de mayo de la Fábrica de Combustibles Nucleares (FCN), en el municipio de Resende, en el estado de Rio de Janeiro (RJ), y fue entregado a Combustibles

Nucleares Argentinos (CONUAR) cuatro días después.

Para tener una idea, la operación movilizó instituciones federales, estatales y municipales, como la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN), el Ministerio de Relaciones Exteriores, la Oficina de Seguridad Institucional (GSI), el Ministerio de Minas y Energía, el Ministerio de Justicia, la Policía Federal de Rutas (PRF), bajo la coordinación del Centro Integrado de Comando y Control Nacional, en Brasilia. Los técnicos de INB realizaron la seguridad física y radiológica del viaje a Argentina.

Las exportaciones anteriores se produjeron en 2016 y 2018. En la primera se entregaron 4.100 kg de uranio enriquecido al 1,9%, 2,6% y 3,1% por un monto de 4.378.190 dólares. En la segunda, la cantidad vendida fue de 1.500 kg de polvo de UO_2 , al 4,15%.

La dirección de INB quiere consolidar la empresa como un proveedor calificado de CONUAR, con vistas a futuros negocios. En el territorio brasileño hay mucho uranio. Pero hay un largo camino para llegar a obtener el producto en las condiciones para su enriquecimiento.

Brasil tiene una de las mayores reservas de uranio del mundo. Ya ha ocupado el quinto lugar en el ranking de la Agencia Internacional de Energía Atómica, pero en 2017 cayó al noveno, lo que sigue siendo bastante significativo. Sin embargo, como no se conoce la extensión de estos recursos, el país puede tener mucho más uranio que lo que se contabiliza hasta ahora.

Hoy, los recursos nacionales se estiman en 244.788 toneladas de concentrado de uranio (U_3O_8). De este total, el 32,5% se encuentra en Santa Quitéria, en el estado de Ceará, y el 40,6%, en Caetité, en el estado de Bahía. Son dos grandes yacimientos, en estados conocidos como uraníferos, en los que hay varias áreas potenciales para ser exploradas.

En Caetité, Bahía, el gobierno quiere comenzar pronto a trabajar en la Mina do Engenho. Para ello, firmó un contrato con la empresa Tracomal Terraplenagem e Construções Machado, para la realización de los servicios de minería. Las negociaciones comenzaron en 2017, pero INB enfrentó demandas de la CNEN y el Ibama (Instituto Brasileño del Medio Ambiente y Recursos Naturales Renovables).

En Santa Quitéria, Ceará, es distinto. Para poder llevar a cabo el proyecto de la Mina de Itataia, estancado durante décadas, INB se asoció a la empresa privada Galvani. Juntas constituyeron el Consorcio Santa Quitéria, para extraer uranio asociado a fosfato. Se espera que el emprendimiento empiece a funcionar en 2024,

con una producción de hasta 1.600 toneladas de yellow cake por año, con la aplicación de la tecnología de separación de fosfato de uranio.

Las licencias están siendo estudiadas en la CNEN y el Ibama, pero el ministro de Minas y Energía, Bento de Albuquerque, se reunió hace poco con las dos empresas que conforman el consorcio, lo que representa un respaldo al nuevo modelo de negocio. Cabe recordar que, en Brasil, la extracción de uranio sigue siendo monopolio del Estado.

En Caetité, además de las potenciales minas a explorar, INB mantiene la Unidad de Concentración de Uranio (URA), la única minería de uranio en actividad en el país. En esta unidad se realizan las dos primeras etapas del ciclo del combustible nuclear: la minería y el procesamiento del mineral, que da como resultado un producto llamado concentrado de uranio o yellow cake.

La URA ocupa una superficie de 1.700 hectáreas en esa región, que posee recursos que alcanzan las 99.100 toneladas de uranio y donde se identifican 17 yacimientos minerales, según INB. Entre 2000 y 2015, la URA produjo 3.750 toneladas de concentrado de uranio de minería a cielo abierto en la Mina Cachoeira, que se cerró en 2009 por falta de seguridad.

“La reanudación de las exportaciones a Argentina representa, no solo para INB, sino también para Brasil, una clara demostración de que el país va por buen camino en su búsqueda de convertirse, en el futuro, en un actor del mercado mundial de uranio”, dijo el presidente de la empresa estatal, Carlos Freire Moreira.

Fuente: *Clarín*.

JUJUY RETOMA SUS PROYECTOS PARA CAMBIAR LA MATRIZ ENERGÉTICA EN BASE A RENOVABLES

La empresa provincial Jujuy Energía y Minería (JEMSE) retomó el proceso de desarrollo de un conjunto de proyectos que permitan diversificar su matriz energética, a partir de la reciente puesta en marcha del parque Solar Cauchari, lo que incluye la innovación y agregado de valor de sus recursos.

Así lo planteó el presidente del JEMSE, Felipe Albornoz, en una entrevista en la que reseñó que “se trata de iniciativas de innovación tecnológica que tienen el objetivo de generar empleo y recursos genuinos en la provincia y sus comunidades, pero también aportar a nueva matriz productiva de Jujuy”.

El punto de partida de los proyectos es el parque solar Cauchari, un desarrollo de 300 MW a 4.200 metros de altura que entró en operación comercial el 26 de septiembre mediante la habilitación de CAMMESA y que está, a la vez, en pleno proceso de puesta a punto para alcanzar su mayor eficiencia para comienzos de 2021.

Albornoz explicó que la provincia está encarando el proceso de refinanciación del bono verde que se colocó en el mercado internacional para complementar el financiamiento del Eximbank de China para la construcción de la planta por U\$S 300 millones.

“El nivel de facturación mensual que alcance el parque por la generación de energía en los próximos tres meses, al conocer el grado de producción y eficiencia, y el resultado de la refinanciación del bono van a permitir diagramar los números finales para hacer frente a las obligaciones que contrajo la empresa”, explicó el directivo.

Pero, a la vez, JEMSE decidió avanzar, en esta etapa de salida gradual de las restricciones por la pandemia, con la ampliación del parque para sumar otros 200 MW —para llevarlo a un total de 500 MW— que se denominará Cauchari IV

y V, y que requerirá la aprobación del contrato con CAMMESA y la negociación de condiciones con el Eximbank, además de las garantías y los respaldos de la obra.

“Ya está la experiencia, el *know how*, sólo cambiaría un poco la tecnología por el desarrollo que registró la industria en estos años, con lo que pasaríamos a tener una planta de 500 MW única en el país y en la región”, explicó Albornoz, al insistir en la necesidad de “calzar los futuros ingresos para armar un flujo más equilibrado”.

La intención del proyecto es que “este gran desarrollo que realiza la provincia contribuya a modernizar y transformar la matriz energética de Jujuy, pero a la vez que el sector privado rápidamente pueda aprovechar el recurso con la transmisión de experiencia a pequeñas plantas, parques o generadores”.

Pero además de Cauchari, JEMSE desarrolla otros proyectos estrechamente vinculados con sus recursos, como la conversión de autobuses diésel a buses eléctricos del sistema de transporte público de San Salvador de Jujuy, con la asistencia técnica del Centro Tecnológico Aeroespacial (CTA) de la Universidad Nacional de La Plata (UNLP).

“La idea es desarrollar un prototipo de transformación de los autobuses diésel a otro sistema eléctrico a partir de baterías de litio, un trabajo de dos años en el que se va a desarrollar el conocimiento y la tecnología necesarios para transformar el parque automotor del sistema público jujeño y después trasladarlo a la región y el país”, planteó.

En sintonía con la premisa del Gobierno Nacional a través del Ministerio de Desarrollo productivo de promover la electromovilidad y el agregado de valor de los recursos naturales, JEMSE también encara la fábrica de baterías de litio, a través de una unidad de negocios llamada Jujuy Litio.

“Esta unidad tiene como principal objetivo agregar valor en la cadena de producción del carbonato de litio, generando un desarrollo de proveedores locales e inversión internacional en la provincia, y se va a convertir en el eje central para el proyecto de transformación del parque automotor público”, explicó el titular de la empresa provincial energética.

En cuanto al recurso primario, Albornoz destacó que los dos proyectos importantes de litio que están produciendo en la provincia —Sales de Jujuy y Exar— están en “una etapa de recuperación del impacto negativo de la pandemia que redujo sensiblemente el precio internacional del carbonato de litio y obligó a bajar la producción para cumplir con los protocolos sanitarios vigentes”.

A la vez, en la región de las Salinas Grandes, la empresa pública impulsó con la Universidad de Jujuy la Caracterización Hidrogeológica de la Cuenca Salinas Grandes-Guayatayoc, lo que “permitirá contar con la información sobre

el impacto de la minería en esa zona, y las posibilidades que se abren a la ganadería o agricultura”.

En otro convenio con el centro de investigación rionegrino INVAP, la empresa jujeña encarará el desarrollo y construcción de una Planta de Energía Termo Solar Hibridizada, que brindará “mayor cantidad de energía y mayor calidad de manera sostenida durante todo el día”.

Se trata del uso de la energía térmica del sol, utilizando una tecnología que permita aprovechar sales y utilizarlas para una fuente caliente para generar vapor, lo que explica su carácter híbrido.

En similar sentido, está en desarrollo el Proyecto de Generación Distribuida Solar Fotovoltaica que consta de doce plantas solares en distintos puntos de la provincia, para inyectar energía renovable a la línea de alta tensión de Jujuy.

“Se diagramaron un conjunto de plantas mucho más chicas con ubicación estratégica, esperando la aprobación definitiva y el financiamiento para hacer el calce de lo que se produzca en estas plantas para la venta a las distribuidoras”, explicó Albornoz.

Fuente: *Télam*.

09/09/2020

POLONIA DA UN GIRO MÁS VERDE: INVERTIRÁ 63.000 MILLONES EN NUCLEAR Y EÓLICA MARINA A 2040 PARA ACELERAR SU SALIDA DEL CARBÓN

Polonia quiere ser más verde. El Gobierno polaco ha presentado unos nuevos objetivos de transición energética con los que pretende acelerar su salida del carbón, principal fuente eléctrica del país.

Ahora, el objetivo de Polonia es que la producción eléctrica con carbón caiga al 37-56% en 2030 y al 11-28% en 2040, dependiendo de los costos de emisión de carbono. En noviembre de 2019, Polonia esperaba que la proporción de carbón fuera del 56% al 60% en 2030 y del 28% en 2040.

Para ello Polonia quiere apostar por la energía nuclear y las renovables. Concretamente, el Ministerio del Clima del país ha avanzado que Polonia planea invertir 150.000 millones de zlotys (33.700 millones de euros) para construir sus

primeras plantas de energía nuclear, con entre 6 y 9 GW de capacidad. La primera instalación de 1-1,6 GW de capacidad estaría en funcionamiento para 2033.

También planea construir de 8 a 11 GW de capacidad eólica marina para 2040 con una inversión estimada de 130.000 millones de zlotys (29.300 millones de euros). Según las previsiones del Gobierno que dirige el partido Ley y Justicia, el desarrollo de instalaciones de energía renovable y nuclear creará 300.000 puestos de trabajo.

Se trata de un avance muy importante para tratar de abandonar el carbón, pero a la ONG Greenpeace no le parece suficiente porque no pone fecha a la salida definitiva del carbón y supone mantener una alta participación de la

energía de carbón en la producción de energía en 2030.

Polonia se ha visto obligada a aumentar sus objetivos climáticos tras ver cómo la crisis de la Covid-19 y el impuesto al CO₂ han dejado al carbón en una situación complicada.

Aun así, ya está planeando junto a los sindicatos cómo abordar la transición justa en todo el país, y así poder ir reduciendo el sector de la minería del carbón. Se espera que para finales de septiembre se conozca dicho plan para el que Polonia destinará al menos los más de 13.000 millones que percibirá del fondo de la UE para esta transición justa.

Fuente: *El Periódico de la Energía.*

Artículos Publicados en estos 23 Años



02

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

03

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

04

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

05

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

06

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

07

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

08

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

09

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

10

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

11

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

12

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

13

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

14

Complejo Hidroeléctrico Río Grande. Central en caverna de acumulación por bombeo. 2004. Trombotto, V.G.
 Situación del mercado internacional del petróleo. 2004. Castellano, R.A.
 ¿Cómo satisfacer el incremento de demanda energética del siglo XXI? 2004. Notari C.

15

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

16

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

17

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

18

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

19

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

20

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

21

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

22

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

23

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

24

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

25

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

26

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

37

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

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

38

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

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

39

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

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

40

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

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

41

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

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

42

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

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

43

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

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

44

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

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

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

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, V., Matarazzo V. y Rimancus, P.

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de la Secretaría de Energía Eléctrica, CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., INDEC, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net y Banco Mundial emitidos hasta diciembre de 2020.

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

Comisión Nacional de Energía Atómica

Av. Libertador 8250 (C1429BNP), CABA

Centro Atómico Constituyentes

Av. General Paz 1499 (B1650KNA), San Martín, Buenos Aires

Tel: 54-011-6772-7526/7869

Fax: 54-011-6772-7526

email:

sintesis_mem@cnea.gov.ar

