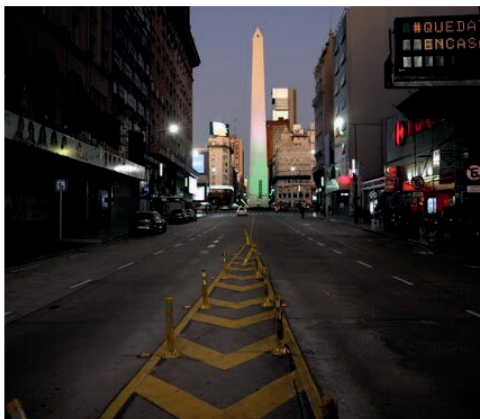


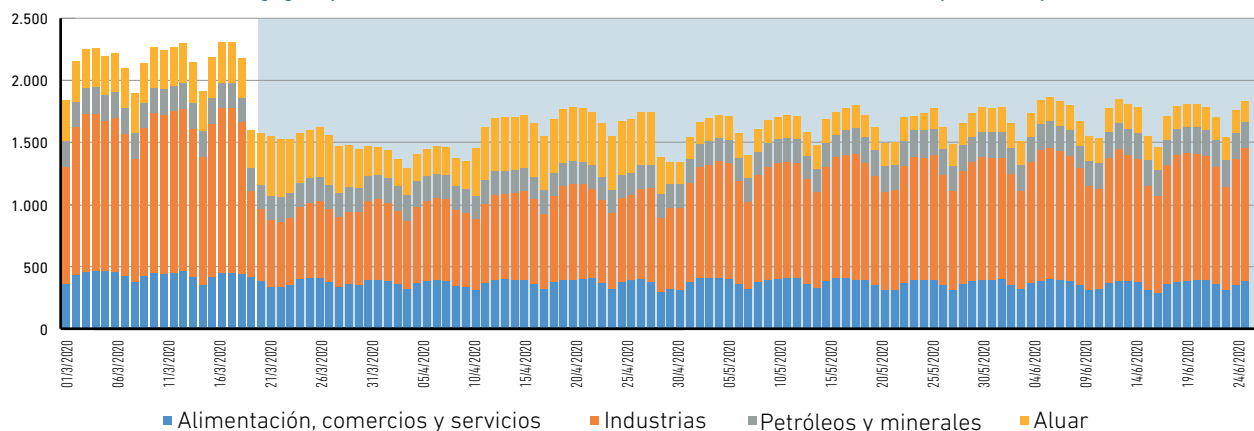
# BOLETÍN ENERGÉTICO 45

1er. Semestre 2020  
AÑO XXIII N° 45



## Demanda total Marzo/Junio 2020 (MW)

Datos base => horarios de 390 GUMAs - 01 de Marzo al 30 de Junio - cuarentena desde viernes 20 de Marzo  
Datos agregados por RAMA: ALIMENTACIÓN, COMERCIO Y SERVICIOS, INDUSTRIA (s/ALUAR), PETRÓLEO y MINERALES y ALUAR



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](mailto:sintesis_mem@cnea.gov.ar)

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

**La foto de tapa de CAMMESA es del año 2019. Gentileza de Ariel Trevisan.**

**Número 45 Julio 2020**

ISSN 1668-1525



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

## Contenido

|                                                                                                                                                     |           |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Demanda eléctrica bajo el efecto del COVID-19</b> F. Gómez, V. Matarazzo, C. Mora.                                                               | <b>3</b>  |
| <b>Impacto socioeconómico producto del cierre de centrales nucleares</b><br>G. Dalmaso, P. Rimancus                                                 | <b>23</b> |
| <b>Análisis comparativo de los costos de transporte y energía de respaldo para las tecnologías eólica y solar en argentina</b> S. Jensen, A. Zamora | <b>41</b> |
| <b>Síntesis Nuclear</b>                                                                                                                             | <b>55</b> |
| <b>Demanda de Energía Eléctrica</b><br>Picos de Potencia                                                                                            | <b>63</b> |
| <b>Potencia Instalada</b><br>Potencia instalada por región y por fuentes<br>Incorporaciones previstas                                               | <b>69</b> |
| <b>Generación de Energía Eléctrica</b><br>Emisiones de Dióxido de Carbono y Consumo de Combustibles                                                 | <b>73</b> |
| <b>Síntesis de Mercado del Gas Natural</b>                                                                                                          | <b>82</b> |
| <b>Costo Variable de Generación</b>                                                                                                                 | <b>88</b> |
| <b>Evolución de los Precios</b>                                                                                                                     | <b>89</b> |
| <b>Noticias</b>                                                                                                                                     | <b>90</b> |

## Editorial

El primer semestre de 2020 finalizó dentro de un marco completamente atípico, producto de la pandemia mundial originada por el virus COVID-19, que obligó a una gran cantidad de países del mundo a tomar medidas drásticas tales como el confinamiento con su impacto en la actividad económica. Los resultados definitivos de dicha pandemia, tanto en términos económicos como de vidas humanas, aún no están claros, pero se vislumbra un panorama en el cual el mundo deberá aprender a funcionar de una forma distinta. Debido a la profundidad de la temática en cuestión, el Boletín Energético N° 45 tendrá un apartado especial en el que se analicen las consecuencias del COVID-19 en la demanda de energía eléctrica a nivel nacional.

Por otra parte se produjo a nivel mundial, en abril, como resultado del exceso de oferta y la caída de la demanda, un derrumbe en el precio internacional del petróleo que generó un cimbronazo en la economía mundial pues llegó a tener valores negativos.

En este sentido la caída del precio del barril WTI, que alcanzó precios negativos el día 20 de abril, se dio entre otros factores por las características propias del mercado estadounidense en relación a cómo se liquidan los contratos futuros en la Bolsa de Materias Primas de Nueva York (NYMEX).

A su vez, otros precios de referencia como el del barril Brent (del mar del norte, que es el utilizado como referencia en Argentina) también se vio afectado por la fuerte caída en la demanda, producto tanto del cierre de fronteras –con la consecuente parálisis de los vuelos (fuertes consumidores de combustibles)– como por el efecto de las cuarentenas que cada país, a su manera, estableció para enfrentar la pandemia mundial del COVID-19.

En materia de generación nuclear internacional, China anunció que la central nuclear Fuqing-5 comenzará a operar comercialmente a fin de año, de acuerdo a la programación estimada por la empresa China National Nuclear Power Co L.t.d. Esta noticia tiene para nuestro país una relevancia especial pues esta central es la de referencia para la construcción de la que se está negociando para Argentina (Hualong 1). Por otra parte, en Turquía, comenzaron las obras para la construcción de la central Akkuyu-2, con el primer vertido de hormigón. En este sentido, se informó que Akkuyu-2 comenzará a operar comercialmente en 2024, un año después que la central Akkuyu-1, cuyas obras comenzaron en marzo de 2019.

A nivel nacional, si bien la pandemia ha generado una interrupción en todo proyecto posible, el área de la energía nuclear ha recibido una buena noticia en vistas al futuro. Es que en una asamblea de accionistas en la que participó el Secretario de Energía del Ministerio de Desarrollo Productivo de la Nación, Sergio Lanziani, se instruyó a NA-SA la re-creación de la Unidad de Gestión

de Proyectos Nucleares (UPN), lo que vuelve a poner a la empresa en un lugar preponderante como arquitecto constructor y gerenciador de proyectos nucleares. Cabe recordar, en ese sentido, la importancia de la UPN en la finalización de construcción de la Central Nuclear Atucha II, así como su puesta en marcha. Además, en el año 2016 inició los trabajos del Proyecto CAREM-25, en conjunto con la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA). Con la re-creación de la UPN se espera, a futuro, una evolución del Plan Nuclear Argentino, con futuros proyectos que posicionen a la opción nuclear.

Por otra parte, es importante destacar el aniversario número 70 de CNEA, el cual ocurrió el 31 de mayo pasado. Desde la creación de CNEA, en 1950, se dio inicio en el país a la investigación y el desarrollo tecnológico para el uso pacífico de la energía nuclear en la matriz de generación.

En la misma sintonía, el pasado 24 de junio se cumplieron 46 años del inicio de la operación comercial de la Central Nuclear Atucha I, primera central nuclear de Latinoamérica, y al día de hoy mantiene su funcionamiento. Por caso, durante los meses de aislamiento social preventivo obligatorio la central generó 796.492 MWh, lo que refleja su excelencia operativa. La planta está siendo preparada, por otra parte, para extender su vida útil.

En materia de generación hidroeléctrica, comenzaron los primeros trabajos en relación con la construcción de la primer parte de la ampliación de la represa hidroeléctrica binacional Yacyretá con la instalación de 5 nuevas turbinas de 54,6 MW cada una en el vertedero del brazo Aña Cuá. En los planes, la obra finalizará a mediados de 2024 y, con 276 MW, se prevé un incremento del aprovechamiento hídrico que resulte en un aumento de la generación de energía en un 9%, sin la necesidad de modificar la cota ni incrementar la superficie del embalse ni realizar obras adicionales.

Así, el primer semestre de 2020 se ha desarrollado de un marco completamente inusual, cuyas consecuencias aún no están claras y debido al cual, se espera, el segundo semestre del año se de en circunstancias similares.

# Demanda eléctrica bajo el efecto COVID-19

**Autores:** Fabián Gómez, Victoria Matarazzo, Carlos Mora.

## Introducción

El 30 de enero de 2020, el comité de emergencias del reglamento sanitario internacional de la Organización Mundial de la Salud (OMS) declaró la Emergencia de Salud Internacional a raíz del brote del coronavirus tipo 2 del síndrome respiratorio agudo grave (SARS-COV-2 por sus siglas en inglés) causante de la enfermedad por coronavirus de 2019 (COVID-19 por sus siglas en inglés).

En la República Argentina, el 3 de marzo se confirmó el primer caso de COVID-19 en un paciente varón de 43 años quien había regresado el primero de marzo desde Barcelona, España vía escala en Milán, Italia. En consecuencia, se empezaron a tomar medidas preventivas para evitar la propagación del virus SARS-COV-2 en las distintas provincias. El 11 de marzo, en virtud de que 114 países ya registraban contagios, la OMS declaró oficialmente la pandemia.

En base a lo anterior, el 12 de marzo, mediante Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) 260/2020, se declaró la emergencia sanitaria en el país y se empezaron a implementar mecanismos de aislamiento a aquellas personas que en los últimos quince días hubiesen ingresado en el territorio nacional provenientes de países que registren contagios. Además, se suspendieron los vuelos regulares, operando los últimos vuelos comerciales el 18 de marzo. El 15 de marzo el presidente de la nación mencionó que

se analizaba «parar la Argentina por diez días» y recomendó a los argentinos quedarse en sus casas. Cabe destacar que desde el lunes 16 de marzo gran parte del sector público inició sus actividades por teletrabajo, y se recomendó a personas pertenecientes a grupos de riesgo no asistir a sus trabajos si no era necesario.

Por otra parte, el 16 de marzo la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur fue la primera en decretar la cuarentena en su territorio. Dos días después se sumaron Chaco, Jujuy, Mendoza, Salta, Santa Fe, Santiago del Estero y Misiones.

En sintonía con lo anterior, se suspendieron todos los eventos masivos, tales como recitales, cines, vacaciones de semana santa en la costa, entre otros. Como dato no menor, el 17 de marzo, la Asociación del Fútbol Argentino anunció la suspensión de las actividades en todas sus categorías hasta el 31 de marzo.

En dicho sentido, el Presidente de la Nación firmó el Decreto de Necesidad y Urgencia (DNU) Nro. 297/2020 denominado "Aislamiento Social, Preventivo y Obligatorio (ASPO)", el cual comenzó a regir a partir de las 00:00 del 20 de marzo de 2020 hasta el 31 de marzo, renovándose sucesivas veces y encontrándose vigente hasta la fecha en gran parte del país. El ASPO es comúnmente llamado y conocido como "cuarentena". Esta medida forma parte de una política de salud cuyo objetivo es mitigar los efectos del CoViD-19. El aislamiento sanitario no solo tiene como objetivo prevenir los contagios e identificar brotes y aislarlos, sino que también ha permitido ganar tiempo para preparar protocolos sanitarios en centros de trabajo, dotar de equipos e insumos médicos para abastecer la infraestructura sanitaria, hacer investigación en tratamientos experimentales y otras actividades relacionadas. En síntesis, aplanar la curva de

contagios en el tiempo para recuperar capacidad de afrontar el pico de contagios sin que colapse el sistema sanitario.

No obstante estas medidas enfriaron la economía y esto se ve reflejado en la demanda de energía eléctrica, y que se describirá a continuación. Para ello se evalúa el periodo comprendido entre los meses de marzo y fines de junio. A tal fin, los valores de demanda se comparan con los correspondientes a la misma semana del año 2019 e incluso de años anteriores.

En el DNU 297/2020 se establecen cinco fases: Aislamiento Estricto, Aislamiento Administrado, Segmentación Geográfica, Reapertura Progresiva y Nueva Normalidad. A continuación, se visualiza en la Tabla 1 las características de cada una de las fases.

|                           | FASES                |                          |                                          |                         |                                            |
|---------------------------|----------------------|--------------------------|------------------------------------------|-------------------------|--------------------------------------------|
|                           | Aislamiento Estricto | Aislamiento Administrado | Segmentación Geográfica                  | Reapertura Progresiva   | Nueva Normalidad                           |
| <b>Autorizados</b>        | Servicios esenciales | Nuevas autorizaciones    | Excepciones provinciales                 | Reapertura provinciales | Con hábitos de higiene y cuidado sostenido |
| <b>Prohibiciones</b>      | Todo el resto        | Nacionales               | Nacionales                               | Nacionales-Locales      | Nacionales-Locales                         |
| <b>Movilidad</b>          | Hasta 10%            | Hasta 25%                | Hasta 50%                                | Hasta 75%               | Hasta 75%                                  |
| <b>Tiempo duplicación</b> | Menos de 5 días      | 5 a 15 días              | 15 a 25 días                             | Más de 25 días          | -                                          |
| <b>Geográfico</b>         | Homogéneo            | Excepciones nacionales   | Segmentación por criterio epidemiológico | Restricciones locales   | Homogéneo                                  |

**Tabla 1: Fases de aislamiento.**

Fuente: Elaboración en base a presentaciones periódicas de Presidencia de la Nación.

A continuación se muestra el calendario de los días de las diferentes etapas de la cuarentena en el país. Los colores de cada una de ellas se mantendrán a lo largo del texto para facilitar la identificación.

|       | 1                                      | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7                            | 8 | 9 | 10 | 11                           | 12                            | 13 | 14 | 15 | 16 | 17 | 18 | 19 | 20                                 | 21                     | 22 | 23      | 24 | 25 | 26 | 27 | 28 | 29 | 30 | 31 |
|-------|----------------------------------------|---|---|---|---|---|------------------------------|---|---|----|------------------------------|-------------------------------|----|----|----|----|----|----|----|------------------------------------|------------------------|----|---------|----|----|----|----|----|----|----|----|
| Marzo |                                        |   |   |   |   |   |                              |   |   |    |                              |                               |    |    |    |    |    |    |    | Etapa 1 desde el 20 al 31 de marzo |                        |    |         |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Abril | Etapa 2 del 1 al 12 de abril           |   |   |   |   |   |                              |   |   |    |                              | Etapa 3 del 13 al 26 de abril |    |    |    |    |    |    |    |                                    |                        |    | Etapa 4 |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Mayo  | del 27 de abril al 10 de mayo          |   |   |   |   |   |                              |   |   |    | Etapa 5 del 11 al 24 de mayo |                               |    |    |    |    |    |    |    |                                    | Etapa 6 del 25 de mayo |    |         |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Junio | al 7 de junio                          |   |   |   |   |   | Etapa 7 del 8 al 28 de junio |   |   |    |                              |                               |    |    |    |    |    |    |    |                                    |                        |    |         |    |    |    |    |    |    |    |    |
| Julio | Etapa 8 del 29 de junio al 18 de julio |   |   |   |   |   |                              |   |   |    |                              |                               |    |    |    |    |    |    |    |                                    |                        |    |         |    |    |    |    |    |    |    |    |

**Tabla 2: Etapas de la cuarentena.**

Fuente: Elaboración propia.

Las tres primeras fases de la cuarentena comulgaron en todo el territorio nacional en forma simultánea. A partir de ese momento, los gobernadores e intendentes de cada jurisdicción, siempre con la autorización final del Poder Ejecutivo Nacional, fueron quienes decidieron la forma de proseguir en ASPO de manera provincial y local. En forma general se destacó la división en dos zonas: Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el resto del país.

El resto del país, en general, salvo excepciones como por ejemplo las provincias de Chaco y Río Negro, lograron llegar a la Fase 5 el 30 de junio. En otras jurisdicciones tuvieron retrocesos,

pero luego pudieron avanzar a fases menos restrictivas.

El AMBA es la zona urbana común que conforman la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA<sup>1</sup>) y 40 municipios de la Provincia de Buenos Aires, como se aprecia en la Figura 1. Se extiende desde Zárate hasta La Plata, con límite físico en el Río de la Plata y la Ruta Provincial 6, tiene una superficie de 13.285 km<sup>2</sup>. Según el censo de 2010, cuenta con más de 14.500.000 habitantes, que representan más del 35% del total de la Argentina.

A fin de contextualizar, se muestran en la siguiente figura los límites del AMBA:



**Figura 1: CABA y municipios que componen el AMBA.**

Fuente: Elaboración propia.

<sup>1</sup> Gobierno de la Ciudad Autónoma de Buenos Aires.

<https://www.buenosaires.gob.ar/gobierno/unidades%20de%20proyectos%20especiales%20y%20puerto/que-es-amba>

## Actividad Económica

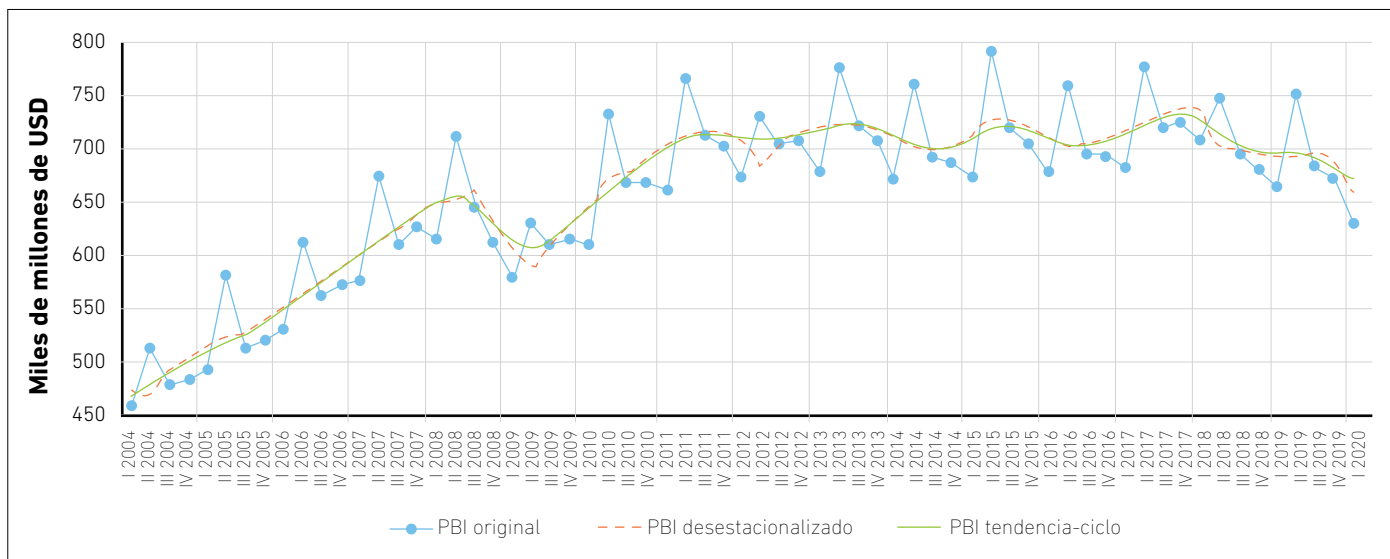
En general la economía y la demanda eléctrica van de la mano, es decir que si hay bienestar hay más demanda de energía y viceversa. Por esta razón primero analizaremos los indicadores económicos para luego ver su correlato con la demanda energética. En el análisis del Instituto Nacional de Estadística y Censos (INDEC) se muestra una caída del Producto Bruto Interno (PBI) para el primer semestre del año. A su vez, en el estudio del Banco Central de la República Argentina (BCRA), en el Relevamiento de Expectativas de Mercado (REM) se prevé una fuerte contracción del PBI real para 2020 de 9,5%.

Para el primer trimestre, en la estimación preliminar del INDEC, el PBI se contrajo un 5,4% con respecto al mismo período del año anterior. Este arrojó una variación negativa de 4,8%, con respecto al cuarto trimestre de 2019,

desestacionalizado. Las importaciones de bienes y servicios reales tuvieron una disminución 16,0%. Esto se debió a la disminución de los insumos que requieren las actividades, para producir en la cuarentena, por la reducción del consumo. A su vez, las exportaciones de bienes y servicios reales registraron un descenso del 4,7%.

Dichos resultados no fueron producto exclusivamente de la cuarentena, ya que el ASPO comenzó a mediados de marzo, y las actividades fueron cesando dependiendo el rubro. A la fecha del cierre de esta edición, no se encuentra publicada aún la información del PBI para el segundo trimestre.

A continuación se muestra la evolución del PBI en miles de millones de dólares estadounidenses a precios de 2004. El periodo corresponde desde 2004 al primer cuatrimestre de 2020.



**Figura 2: Evolución del PBI periodo 2004 a 2020.**

Fuente: INDEC, Dirección Nacional de Cuentas Nacionales.

En el informe preliminar del Estimador Mensual de Actividad Económica (EMAE) se registran diferentes caídas según las actividades económicas:

- En marzo se registró una caída del 11,5% respecto al mismo mes de 2019, y de 9,8% con respecto a febrero en su medición desestacionalizada. Las actividades económicas con mayor incidencia fueron: Industria Manufacturera y Construcción con una caída del 15,5% y 46,5% interanual (i.a.), respectivamente. Mientras que el sector de Electricidad, Gas y

Agua tuvo una suba del 6,7% i.a.

- En abril se observó una caída del 26,4% respecto al mismo mes de 2019 y de 17,5% con respecto a marzo en su medición desestacionalizada. Para los primeros cuatro meses del 2020, las actividades económicas con mayor incidencia fueron: Construcción (con una caída del 86,4%) y Hoteles y Restaurantes (85,6%) i.a., respectivamente. La Industria Manufacturera se contrajo en 34,4% y el comercio en 27,0% i.a., mientras que el sector de Electricidad, Gas y Agua la caída fue del 8,3% i.a.

- En mayo se obtuvo una variación de -20,6% respecto al mismo mes del año anterior, al mismo tiempo que se registró un incremento de 10% respecto al mes anterior. De esta forma, en los primeros cinco meses del año el EMAE acumuló una caída de 13,2% con relación al mismo período de 2019. La actividad más afectada fue Hoteles y Restaurantes, con una caída del 74,3% i.a. Además, otras actividades

de servicios comunitarios, sociales y personales tuvieron una caída del 72,1% i.a., mientras que la construcción cayó -62,2% i.a.

En el nivel general del Índice de Precios al Consumidor (IPC) representativo del total de hogares del país, se registraron las siguientes variaciones con respecto al mes anterior:

| Meses | Inflación % |
|-------|-------------|
| Marzo | 3,3         |
| Abril | 1,5         |
| Mayo  | 1,5         |
| Junio | 2,2         |

**Tabla 3: Inflación mensual.**

Fuente: Elaboración propia con Información de INDEC.

- En mayo de 2020, la variación porcentual a nivel nacional fue de 1,5% (mensual), 43,4% (interanual), y 11,1% (acumulada).

- En junio, la variación porcentual a nivel nacional fue de 2,2% (mensual), 42,8% (interanual), y 13,6% (acumulada).

- Para los próximos meses se espera un aumento mayor del nivel general de precios, una vez finalizado el ASPO.

El índice de producción industrial manufacturero<sup>2</sup> es un relevamiento de todas las actividades económicas que conforman el sector de la industria manufacturera del país y mide su evolución mensual,

- En abril, desplegó una baja de 33,5% respecto al mismo mes del año anterior. Este primer cuatrimestre mostró una disminución de 13,5% con respecto a 2019. El índice desestacionalizado mostró una variación negativa de 18,3% respecto al mes anterior.

- En mayo se observó una baja de 26,4% respecto a igual mes de 2019. El acumulado enero-mayo de 2020 presentó una disminución de 16,3% respecto a igual período del año

anterior. El 38,6% de los establecimientos pudo operar con normalidad en mayo, mientras que el 50,3% operó parcialmente y el 11,1% de los locales no tuvo actividad productiva.

Por su parte en el Indicador sintético de la actividad de la construcción (ISAC) registro el siguiente comportamiento,

- En abril de 2020, se reflejó una caída de 75,6% con relación al mismo mes del año anterior. El acumulado del primer cuatrimestre del presente año mostró una disminución de 40,2% respecto a igual período de 2019.

- En mayo, se observó una caída de 48,6% respecto a igual mes de 2019. El acumulado de enero a mayo de 2020 presentó una disminución de 42,2% respecto a igual período del año anterior.

- Asimismo, este índice de la serie desestacionalizada, en mayo, recuperó parte de la retracción acumulada en el período marzo-abril. Esto llevó a que, en abril, el valor fuese un 67% inferior al de febrero, antes del ASPO. Además, en mayo se recuperó alrededor del 50% de la baja mencionada, con un nivel del 34% inferior a febrero.

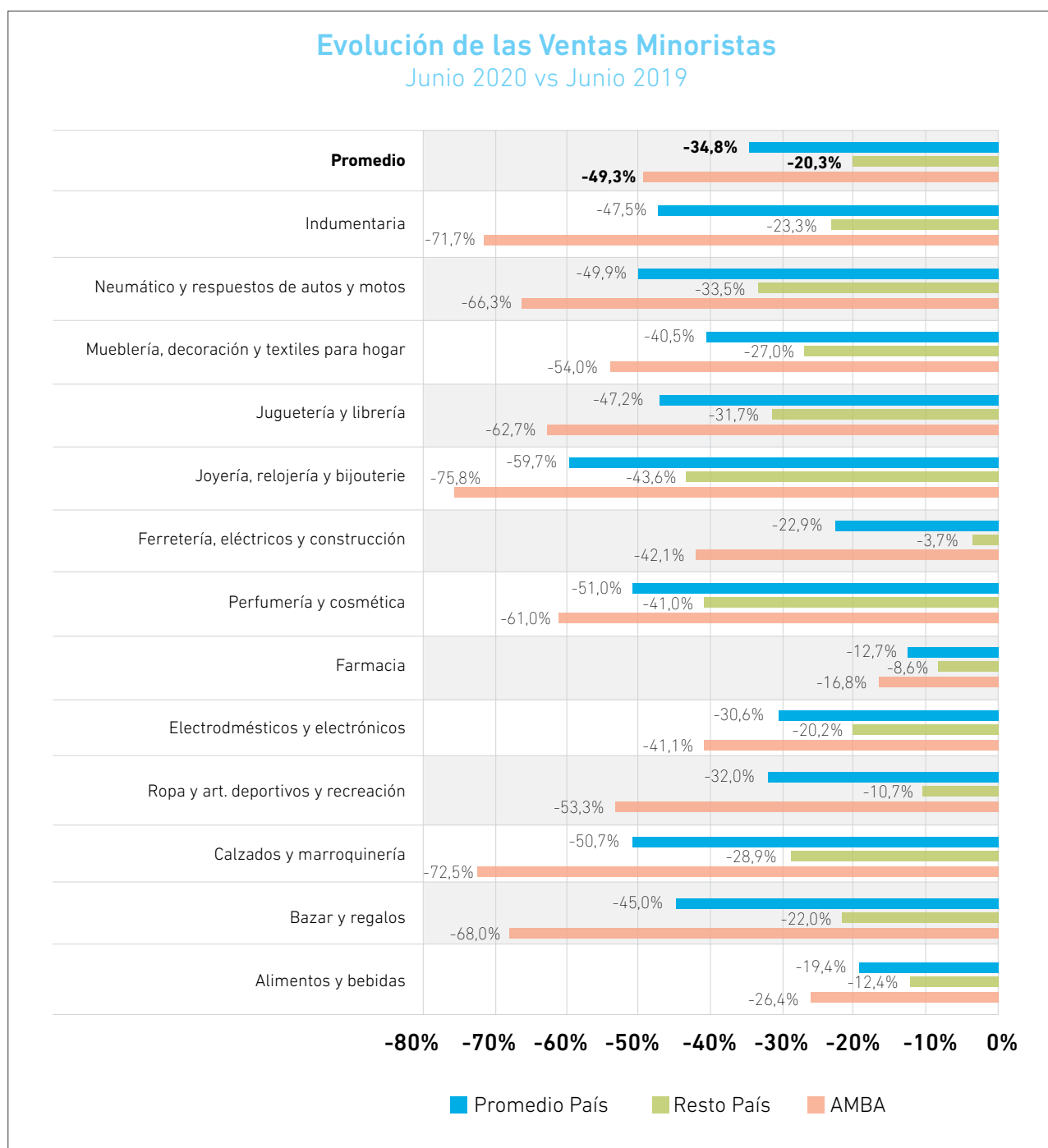
<sup>2</sup> INDEC relevó más de 1.300 empresas, solo un tercio de los locales de las industrias manufactureras pudo operar con normalidad en abril, mientras que los dos tercios restantes, o no operaron o solo pudieron hacerlo parcialmente.

La Confederación Argentina de la Mediana Empresa (CAME) observó una disminución del consumo de la sociedad por producto de los ingresos parciales adquiridos en estos meses. Muchos comercios implementaron las ventas por internet, pero se ha observado que los ingresos no son suficientes para cubrir los costos de funcionamiento comercial.

- Las cantidades vendidas por los comercios minoristas descendieron 50,8% en mayo frente a igual mes de 2019. Los mayores

afectados fueron: relojerías, joyerías y bijouterie (-75,6%), indumentaria (-77,5%) y mueblerías, decoración y artículos para el hogar (-73,2%).

- En junio las cantidades vendidas por los negocios minoristas cayeron 34,8% frente a igual mes de 2019. En el AMBA este número llegó al 49,3% mientras que en el resto del país a 20,3%. En el siguiente gráfico se detallan las caídas porcentuales por rubros, considerando a las cantidades como unidad de medida.



**Figura 3: Evolución de ventas por rubros.**

Fuente: Confederación Argentina de la Mediana Empresa.

En la siguiente imagen se muestra la variación anual de las actividades i.a. del país para abril 2020.

### Estimador mensual de actividad económica (EMAE) por sector

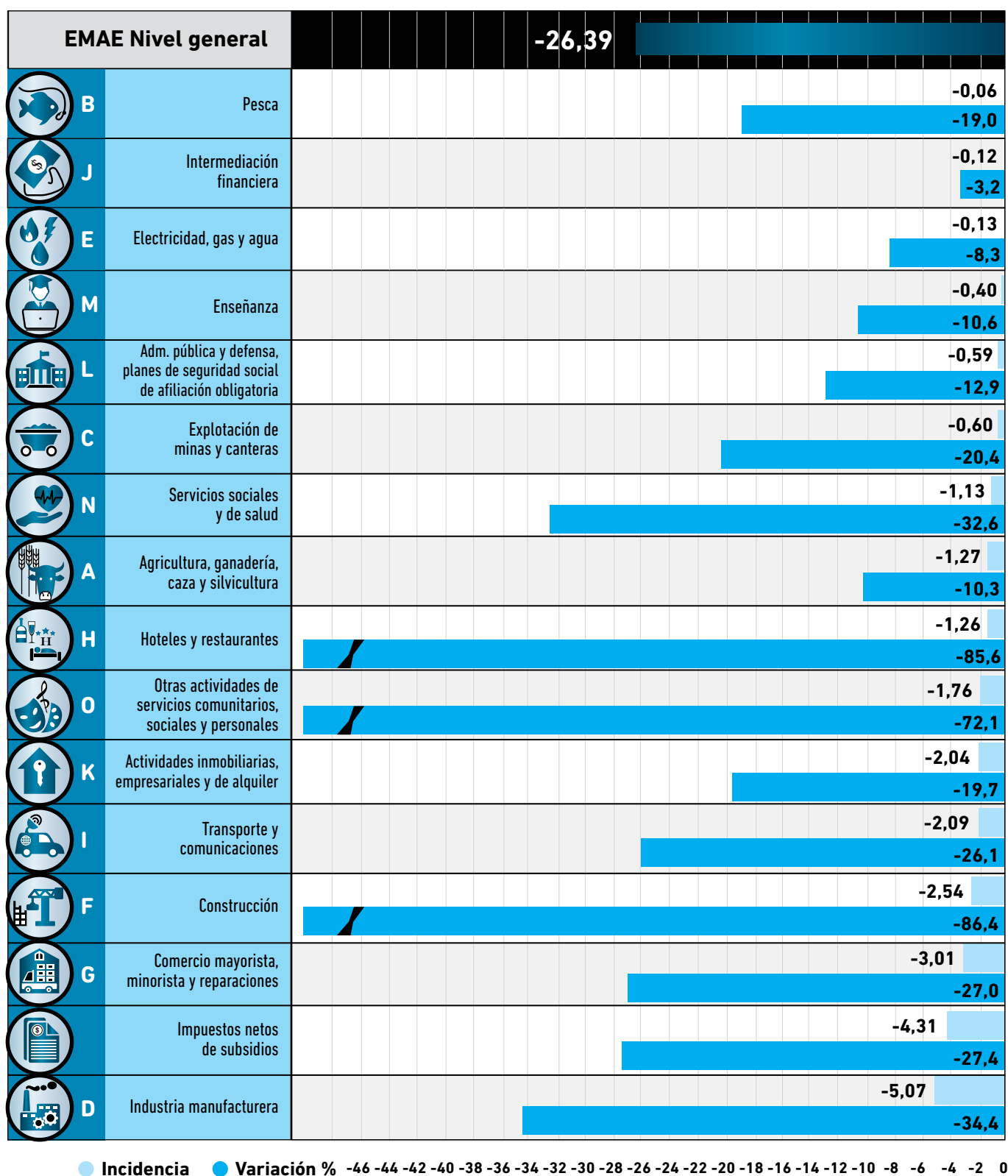
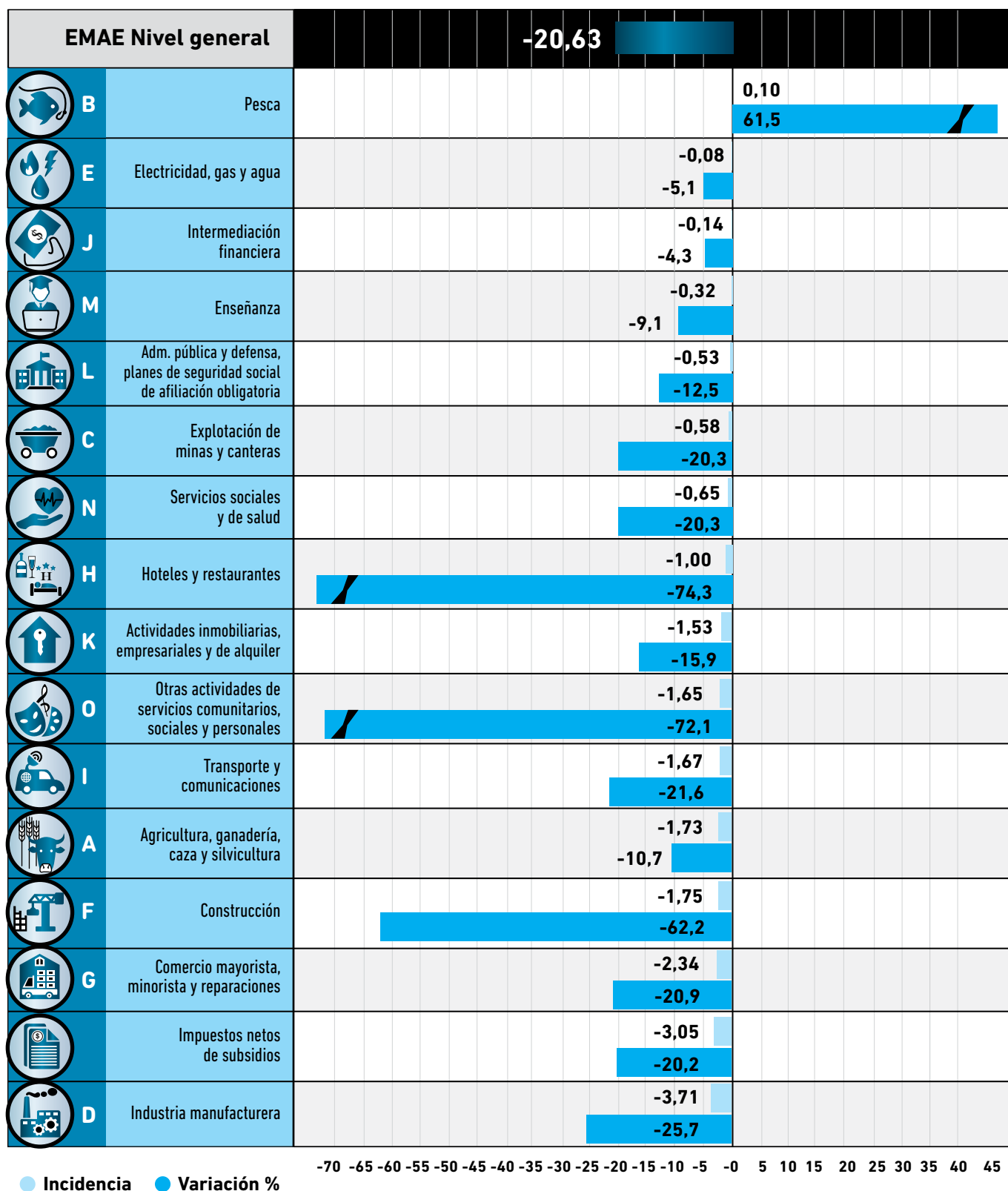


Figura 4. Estimador mensual de actividad económica por sector, variaciones anuales e incidencias en abril de 2020.

Fuente: INDEC.

En la siguiente imagen se muestra la variación anual de las actividades i.a. del país para mayo 2020.

### Estimador mensual de actividad económica (EMAE) por sector



**Figura 5: Estimador mensual de actividad económica por sector de actividad económica, variaciones anuales e incidencias en mayo de 2020.**

Fuente: INDEC.

Hasta ahora se ha presentado un pantallazo de lo ocurrido a nivel económico en el país producto de la cuarentena. Principalmente se ha observado una reducción en las actividades de bienes y servicios desde el comienzo de ASPO. Por otro lado, es bien sabido que el consumo de energía y la demanda de potencia eléctrica están directamente correlacionados con la actividad económica (además de la población). Se evidencia que la caída en la actividad económica refleja de forma inmediata la disminución del consumo de energía y la demanda de potencia eléctrica.

Para ello se realizó un análisis desde tres aristas que se complementan unas con otras:

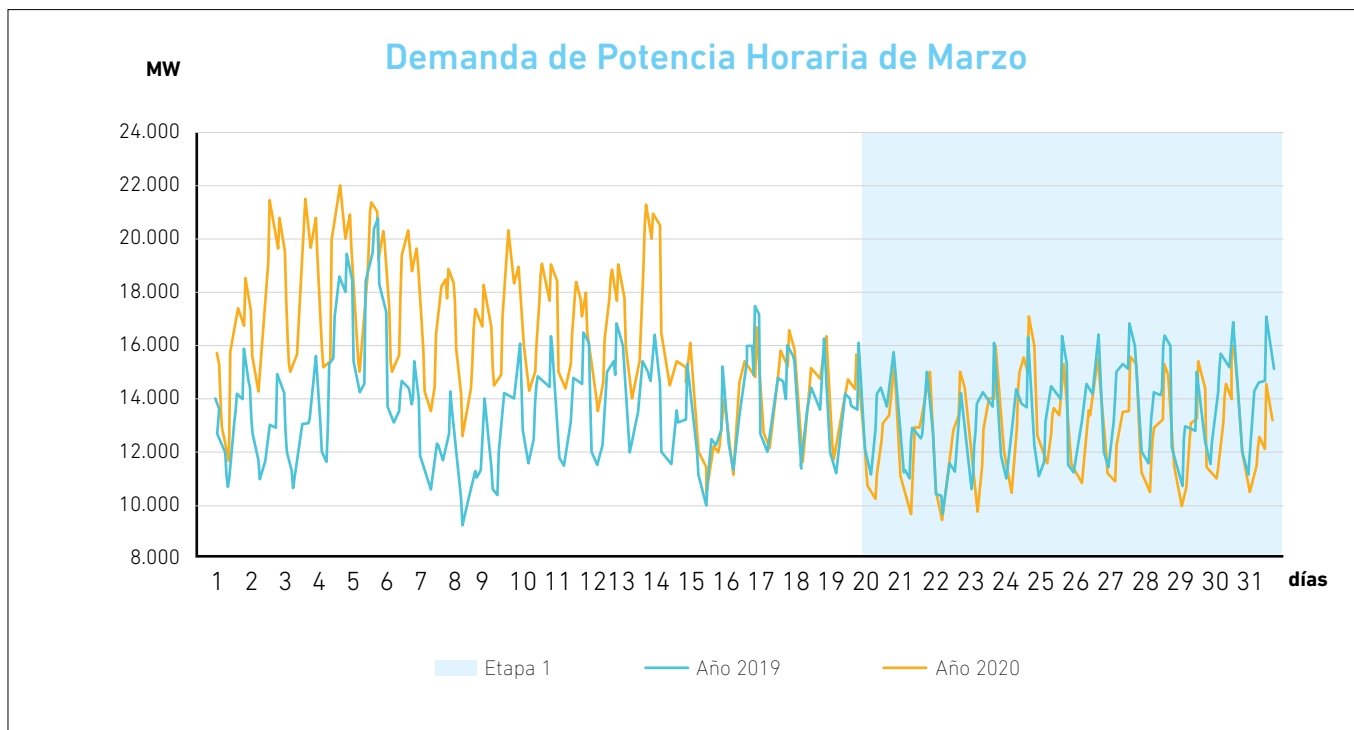
- Comportamiento de la curva de demanda horaria de potencia eléctrica.
- Evaluación del consumo de energía eléctrica en la industria.
- Análisis del consumo de energía eléctrica por regiones.

A lo largo de cada análisis se comenta cuál fue la influencia de cada etapa de la cuarentena sobre el consumo de energía eléctrica.

### **Comportamiento de la curva de demanda horaria de potencia eléctrica a nivel país**

En este apartado se evaluaron los valores de la demanda horaria de potencia eléctrica del Sistema Argentino de Interconexión (SADI) para el ASPO, en contraste con los valores del año 2019. Se buscó realizar un análisis mensual que permita comparar las curvas de demanda y explicar los cambios observados en la forma de los perfiles de carga debido principalmente a cambios de hábitos en los consumos residenciales y a la caída de consumo de energía en sectores industriales y comerciales.

En la Figura 6 correspondiente al mes de marzo se puede observar que los valores del año 2020 fueron superiores a los del año 2019 en los días previos al inicio de la cuarentena, y después de la segunda semana del mes disminuyeron a valores comparables al año anterior.



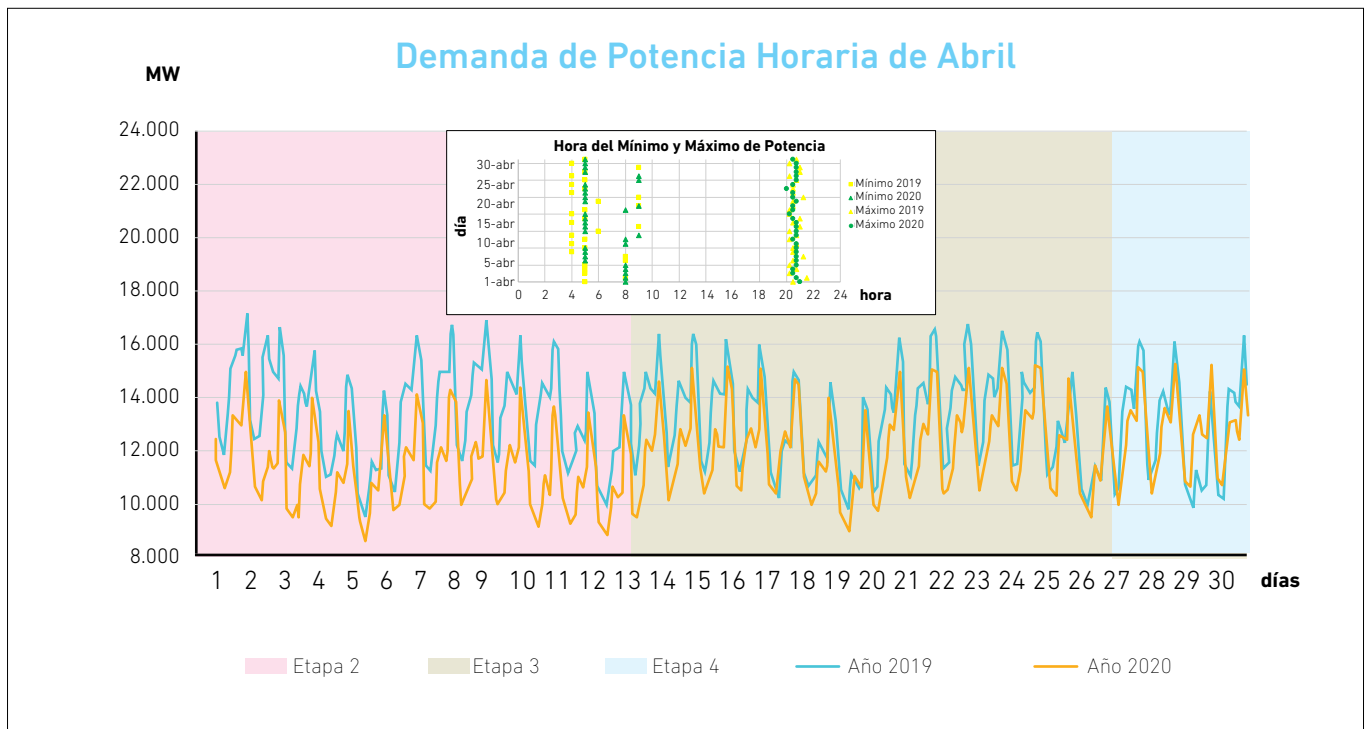
**Figura 6: Demanda de potencia eléctrica horaria del SADI en el mes de marzo.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Cabe destacar que desde el lunes 16 de marzo el sector público inició sus actividades por teletrabajo y se registraba, por ende, una menor demanda de potencia. Algunas provincias fueron limitando distintas actividades a mediados de marzo hasta que, mediante DNU 297/2020,

comenzó a regir el ASPO a nivel nacional en su primera etapa desde el 20 hasta el 31 de marzo.

En cuanto al mes de abril, presentado en la Figura 7, se encuentra que durante este la curva de demanda de potencia fue menor respecto al mismo periodo del año 2019.



**Figura 7: Demanda de potencia eléctrica horaria del SADI en las etapas 2 y 3 de la cuarentena.**

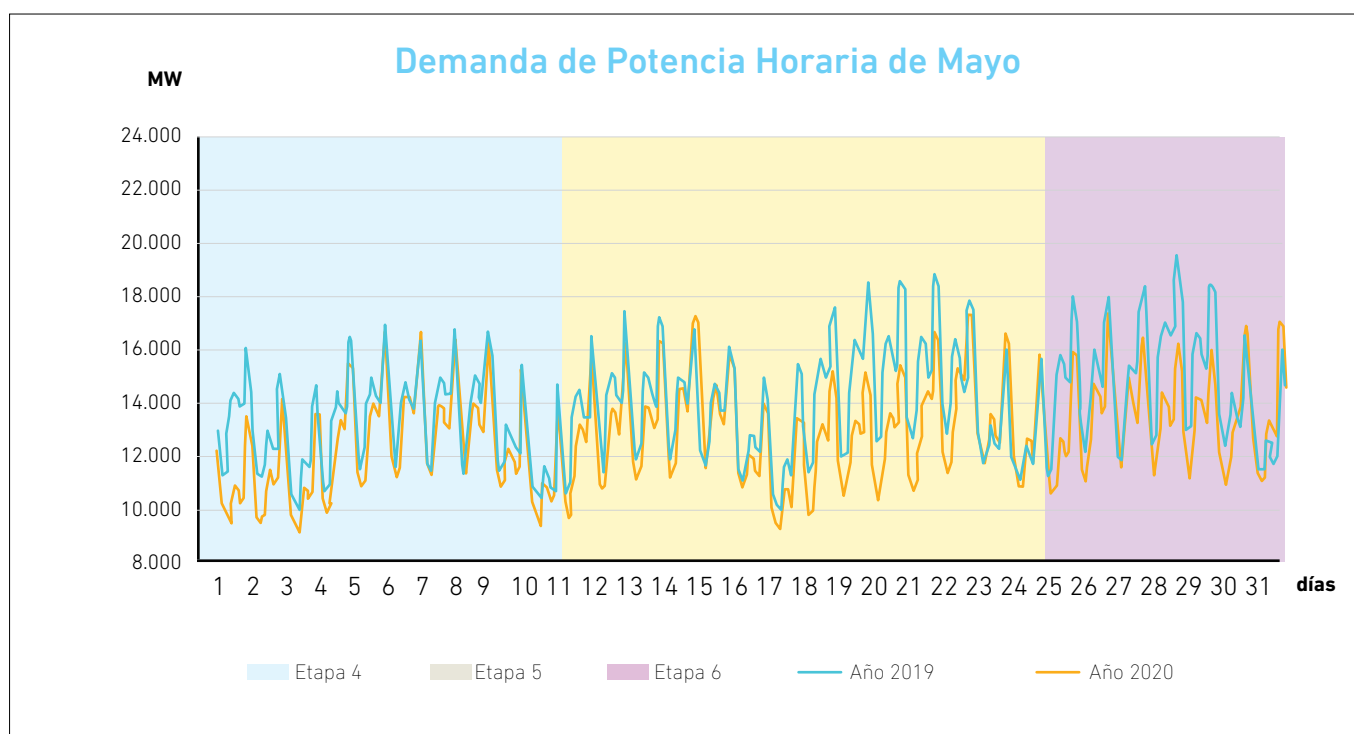
Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Durante las Etapas 2 y 3 se presentó una movilidad entre 10 y 25%. En estas, además de las actividades permitidas en la Etapa 1, se sumaron los sectores vinculados a la venta de materiales de construcción, la industria minera, aplicaciones nucleares y forestal, la fabricación de maquinaria agrícola, el comercio exterior, mutuales y cooperativas de crédito. Se habilitó el permiso de circulación. En cuanto a la demanda de potencia eléctrica, se observa en la Figura 7 que el mínimo se desplazó en algunos casos tres horas al inicio del día. En general, el consumo de energía bajó sustancialmente, y el pico máximo de potencia eléctrica de la noche no llegó a superar en ningún caso los valores del año 2019. Se observa un segundo pico a las 15 horas, asociado a la actividad industrial.

Luego del 13 de abril, la mayor parte del país fue avanzando de etapas la cuarentena estricta,

pero algunas áreas urbanas con probabilidad de alto contagio la mantuvieron. En esta etapa solo permanecieron en cuarentena estricta los aglomerados urbanos de más de 500 mil habitantes. Se estima que la movilidad fue entre el 25 al 50%. Se levantaron restricciones a la obra pública, los bancos empezaron a atender al público mediante sistema de turnos, los talleres mecánicos y gomerías retomaron su actividad. Además, se permitió la venta de artículos de librería e insumos informáticos.

En el mes de mayo, presentado en la Figura 8, se observa que la curva correspondiente a 2020 tiene un comportamiento similar al de 2019, sin embargo, hay una disminución significativa que, dependiendo del día de la semana, oscila entre 1.500 y 2.300 MW, asociado a industria y servicios.



**Figura 8: Demanda de potencia eléctrica horaria del SADI en el mes de mayo.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

En cuanto a la hora de inicio del día se puede observar que volvió a los valores típicos debido a que diferentes lugares del país comenzaron a avanzar en las fases de la cuarentena, y muchas actividades de la economía empezaron a funcionar con una relativa normalidad. En la curva que muestra el período del 1 al 10 de mayo se visualiza que la misma es similar en su forma para ambos años (nivel similar de las actividades económicas).

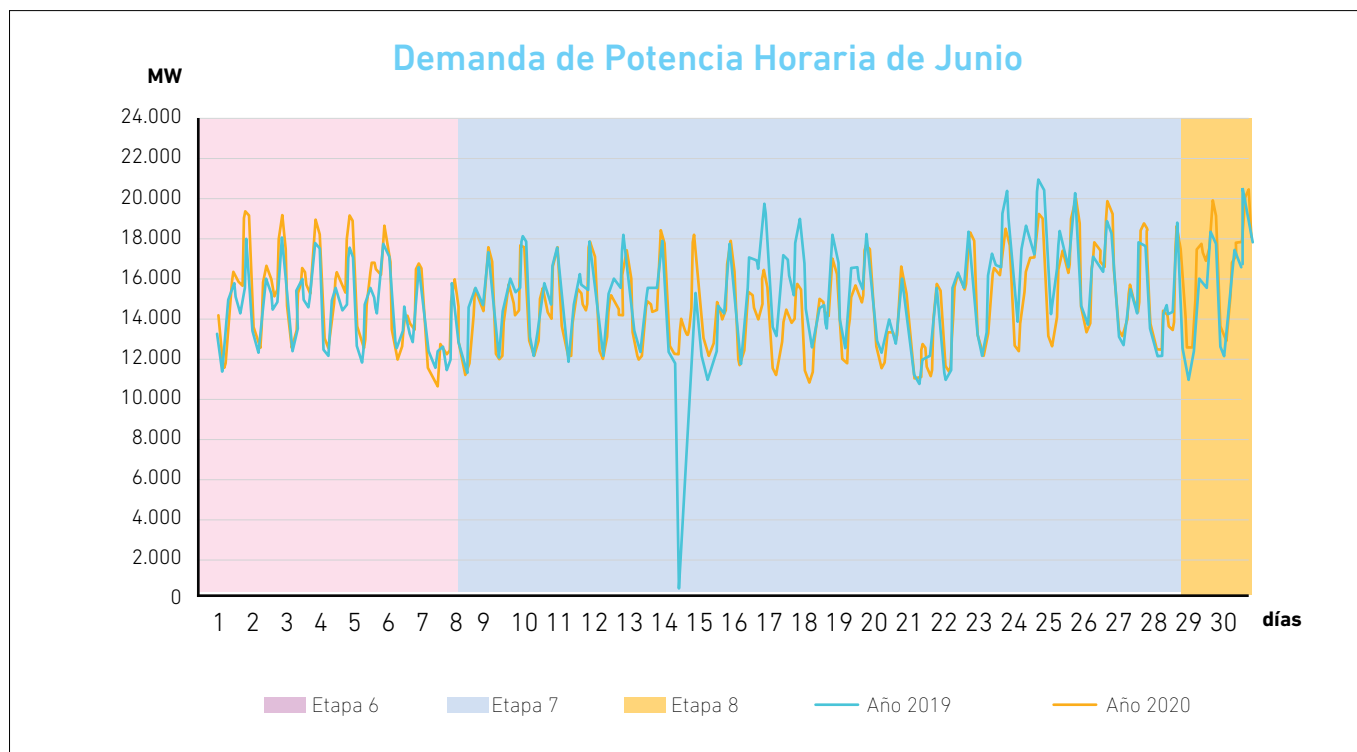
Las Etapas 5 y 6 del ASPO corresponde a la fase de reapertura progresiva. En esta etapa gran parte de las actividades relacionadas a bienes y servicios retomaron sus tareas, y se estima que la movilidad alcanzó valores de entre un 50 y un 75%. Asimismo, permanecieron en Fase 3 el AMBA y Chaco, Chubut y Córdoba. En esta etapa gran parte de la economía se reactivó, lo que causó un aumento en la demanda de potencia eléctrica comparable en muchos casos al año anterior.

El día 4 de junio, el presidente Fernández anunció que 18 provincias avanzaban de fase

sobre su territorio y pasaban a un régimen de distanciamiento con protocolos sanitarios. Inicialmente, solo cuatro áreas urbanas mantuvieron el aislamiento: el AMBA, el Departamento San Fernando de la Provincia del Chaco, el Departamento Rawson de la Provincia de Chubut y el Área Metropolitana Córdoba. Posteriormente nuevos brotes obligaron a varias ciudades a volver al aislamiento. Se pueden mencionar como ejemplo los departamentos de Bariloche y General Roca de la Provincia de Río Negro.

Esta medida, que permitió que 18 provincias durante la Etapa 7 empezaran a volver a la nueva normalidad, trajo consigo la reactivación de sectores industriales y comerciales, lo que se reflejó de forma inmediata en la recuperación de la demanda en todo el mes de junio. Esto se puede observar en la Figura 9<sup>3</sup>, en la que se puede ver que la curva de potencia recupera tanto el perfil de demanda como los niveles de energía consumida comparable al año 2019.

<sup>3</sup> La caída abrupta en la demanda de 2019 se debe al corte nacional ocurrido el 16 de junio. En la figura se representa el día 14 por el desfase de dos días usado en este análisis para comparar el mismo día de semana.



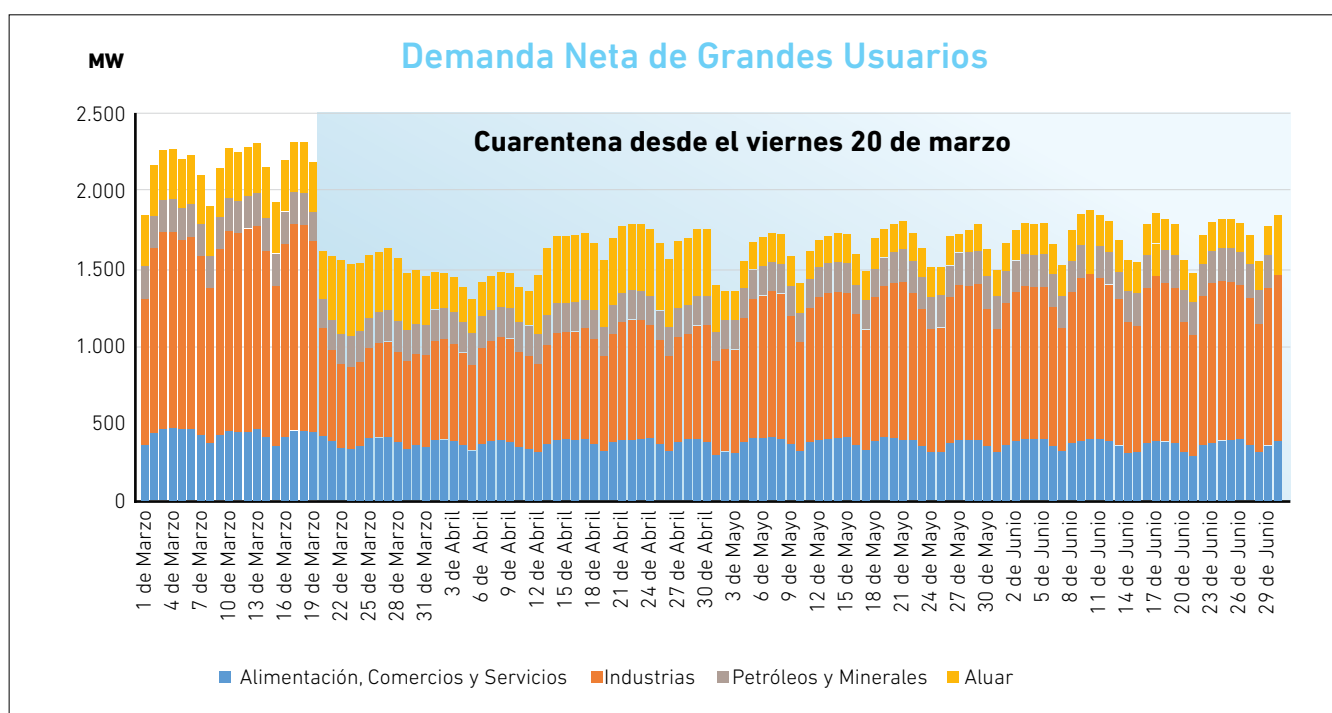
**Figura 9: Demanda de potencia eléctrica horaria del SADI en el mes de junio.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Un sector de la actividad económica que consume una importante cantidad de energía eléctrica es el industrial. Es por esto que se realiza un análisis específico de este sector para evaluar el impacto en el consumo de energía eléctrica debido a la cuarentena.

### Evaluación del consumo de energía eléctrica de los Grandes usuarios

En cuanto a la demanda por sectores la visualización de los datos se hará en todo el periodo, ya que así se puede tener una mejor visualización de todo lo ocurrido en las distintas etapas. En la Figura 10 se presenta la evolución de la demanda neta de Grandes Usuarios durante el semestre de marzo a junio de 2020.



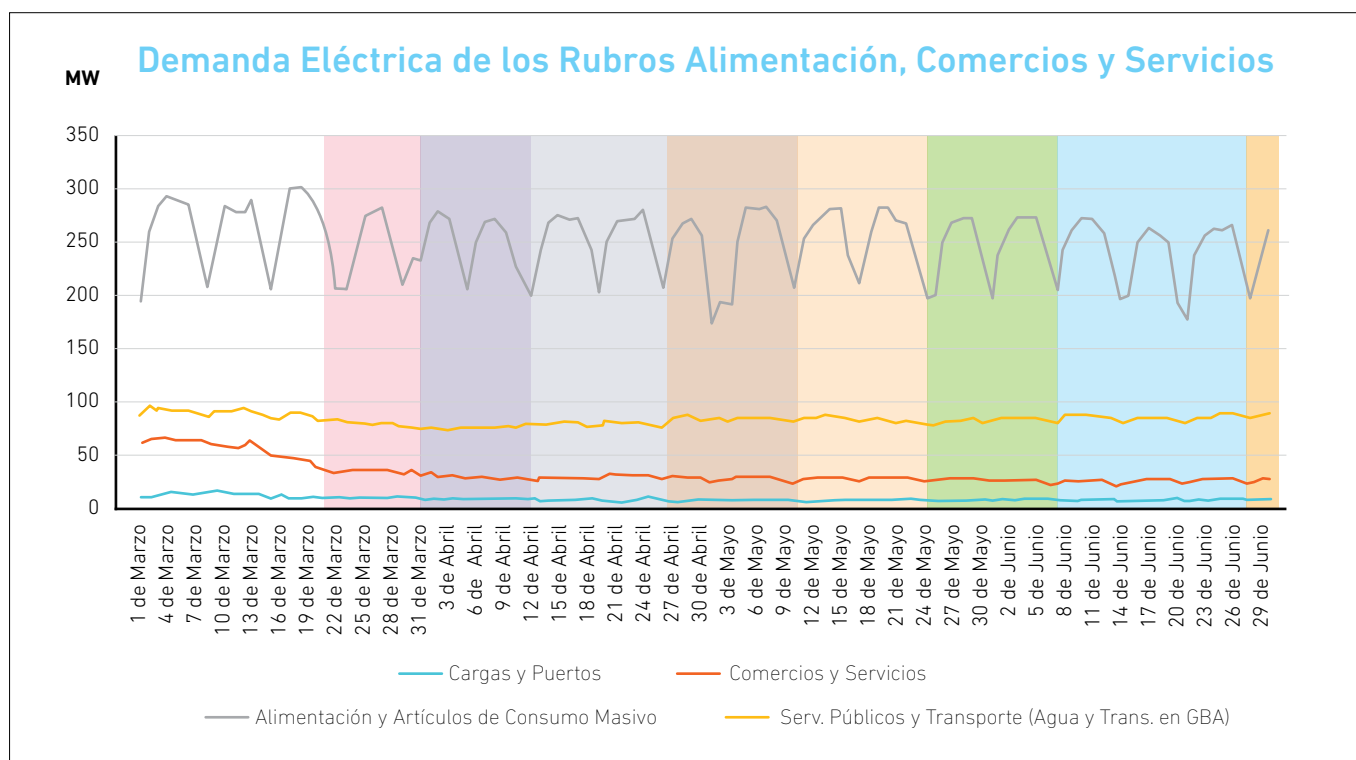
**Figura 10: Demanda eléctrica por sectores.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Como se puede observar, el descenso es considerable a partir del 20 de marzo, siendo el sector industrial el de mayor cambio en la demanda. Para divisar correctamente los comportamientos se procede a analizar cada sector de manera individual, para lo cual se desagrega la información y se superpone sobre de las diferentes etapas de ASPO, indicadas cada una con un color diferente de acuerdo con lo mencionado en la Figura 10.

### Alimentación, Comercios y Servicios

Este sector se compone por los siguientes cuatro agrupamientos: Cargas y Puertos; Comercios y Servicios; Alimentación y Artículos de Consumo Masivo; y Servicios Públicos y de Transporte. En la Figura 11 se presenta la evolución de cada grupo sobre las diferentes etapas de aislamiento.



**Figura 11: Demanda eléctrica del sector alimentación, comercios y servicios.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

Los Puertos y Cargas tienen la menor variación dentro de este sector. Desde el momento de iniciarse la Etapa 1 y hasta el último valor obtenido, el comportamiento ha sido constante para el periodo.

Los Comercios y Servicios presentaban una marcada tendencia a la baja a principios del mes de marzo, que luego se desaceleró al inicio de la Etapa 3 del ASPO. El cierre de los comercios ha sido el principal director de la tendencia de este subgrupo.

La demanda del sector Servicios Públicos y Transporte comenzó a descender a principio del mes de marzo, acentuándose la baja a partir del inicio de la Etapa 1 del ASPO. A partir del

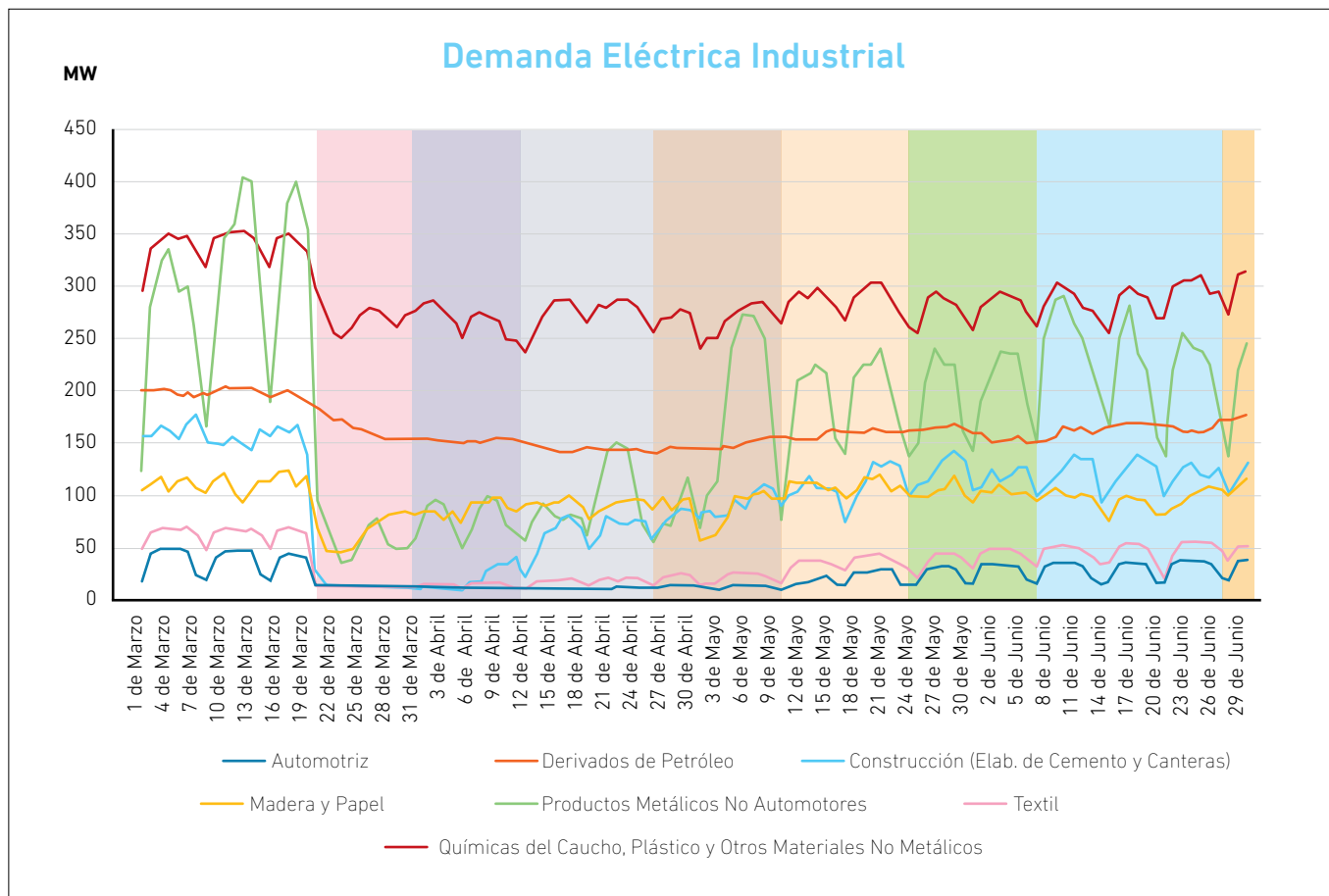
comienzo de la Etapa 2 se presentó una leve alza -debido al incremento del movimiento y la flexibilización- hasta alcanzar el máximo durante el fin de la Etapa 4. Posteriormente, los valores se mantuvieron constantes.

Alimentación y Artículos de Consumo es el sector de mayor demanda. Su comportamiento presentó una tendencia a la baja durante el ASPO. En las dos primeras etapas la baja fue más pronunciada, luego se registró una leve recuperación hasta la Etapa 5 para volver a caer. Los valores más bajos se presentaron el 1 de mayo en la Etapa 4 y el 20 de junio en la Etapa 7, ambos feriados nacionales.

## Industrial

Este sector se compone por la Industria Automotriz; Derivados de Petróleo; Construcción (Elaboración de Cementos y Canteras); Madera y Papel; Productos Metálicos No Automotores;

Textil y Químicas del Caucho, Plástico y Otros Materiales Minerales No Metálicos. En la Figura 12 se presenta la evolución de estas siete industrias durante las diferentes etapas del ASPO.



**Figura 12: Demanda eléctrica del sector industrias.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

El sector Automotriz presenta la disminución más marcada con el inicio de la Etapa 1, esto coincide con las bajas que muestra el sector los fines de semana. En el mes de marzo se produjeron 19.164 unidades, cerca de un 65% con respecto a la producción del mismo mes de 2019. Durante el mes de abril se marcó un hito histórico en la historia automotriz nacional, ya que no se produjo ninguna unidad. A partir de mayo (Etapa 5 en adelante) se retomó la producción y se logró alcanzar un total de 4.802 unidades, lo que representa un 16% de la producción en mayo 2019<sup>4</sup>.

Los Derivados de Petróleo disminuyeron la demanda cerca de un 25% en el inicio del ASPO,

presentando su mínimo en la Etapa 3, para luego comenzar a aumentar hasta la última etapa relevada. Sin embargo, no se llegó a igualar los valores de marzo de 2020.

La Construcción presentó la caída más abrupta en el inicio de la Etapa 1: por la naturaleza energointensiva de la producción de cemento, sufrió una baja del orden del 90% de la demanda de potencia, y se mantuvo en ese orden hasta mediados de la segunda etapa. La recuperación de la demanda en dicho sector fue una de las más pronunciadas, sin embargo, alcanzó un nuevo máximo en la sexta etapa sin volver a los valores de marzo.

La producción de Madera y Papel fue la segunda en tener una caída abrupta, del orden del 60% al iniciarse la Etapa 1. A partir del mínimo en el inicio de dicha etapa, comenzó una recuperación de la demanda, y en la quinta etapa se recuperaron los valores que tenía en marzo. Sin embargo, en la sexta etapa se presentó una nueva caída. En la gráfica se observa un valle pronunciado en la Etapa 4, coincidente con el feriado del 1 de mayo.

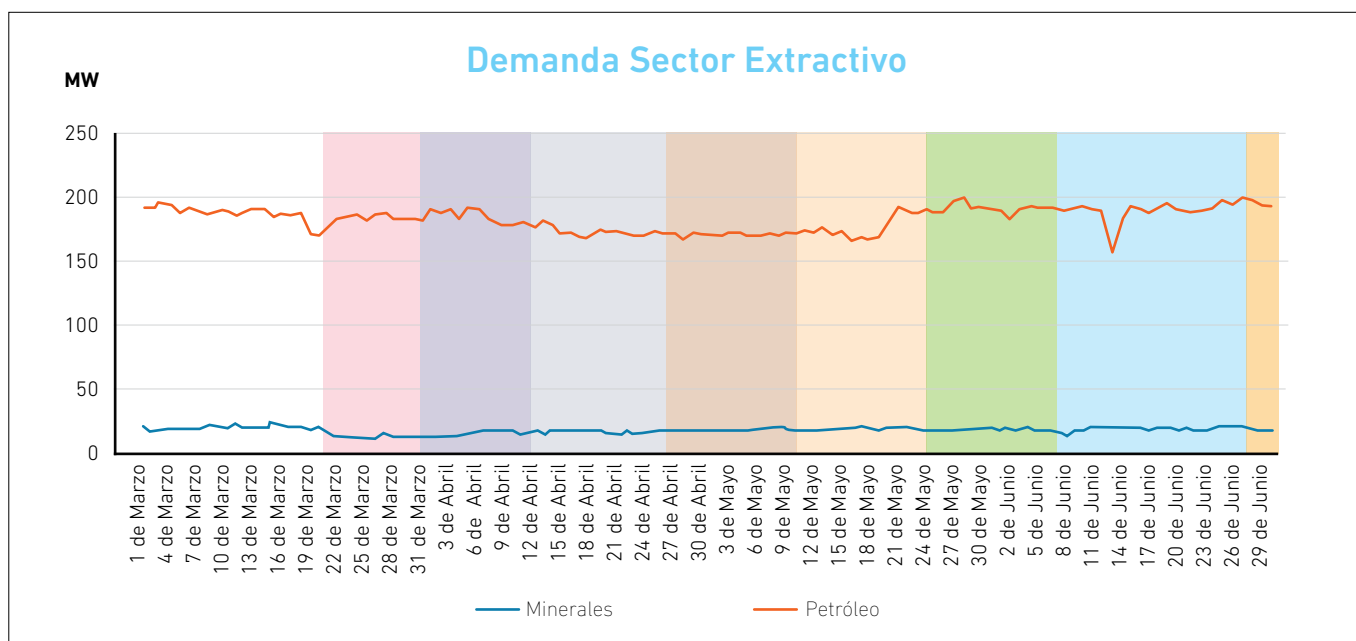
Los Productos Metálicos No Automotores presentaron una actividad marcada por los días hábiles, teniendo bajas acentuadas los fines de semanas y feriados. A comienzo de la Etapa 1 este sector sufrió una caída del orden del 90%, llegando así al valor más bajo durante el ASPO. A partir del mínimo alcanzado, comenzó un periodo de recuperación con poca diferencia entre días hábiles y no hábiles hasta la Etapa 3; desde la cuarta etapa en adelante se aceleró la recuperación, aumentando la actividad los días hábiles y llegando a sus máximos en la Etapa 7, donde alcanzó un 75% de los valores de marzo.

El sector Textil presentó un comportamiento de rápida caída al inicio de la Etapa 1, manteniendo un valle mínimo durante las dos primeras etapas, luego comenzó una recuperación lenta hasta que, a fines de la sexta etapa, consiguió valores similares a los de marzo. Este sector en el mes de abril, cuando presentó su mayor baja, tenía una tasa de uso de capacidad del orden del 4,2<sup>5</sup>% superando valores históricos.

El sector de Químicas del Caucho, Plástico Y Otros Materiales Minerales No Metálicos, tuvo una caída del 30% de la demanda en el inicio de la primera etapa. Esta industria mantiene una demanda del mismo orden del inicio del ASPO sin presentar saltos positivos significativos.

### Extracción

Este sector se compone por las actividades de extracción de Minerales y Petróleo. En la Figura 13 se presenta la evolución de estas dos industrias durante las diferentes etapas del ASPO.



**Figura 13: Demanda eléctrica del sector petroleros y minerales.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

El sector extractivo de Argentina fue de los más estables en la demanda. El sector petrolero mostró una leve baja desde el inicio de la Etapa 1 del ASPO, que se mantuvo hasta mediados de la Etapa 5, cuando comenzó a retomar los valores iniciales.

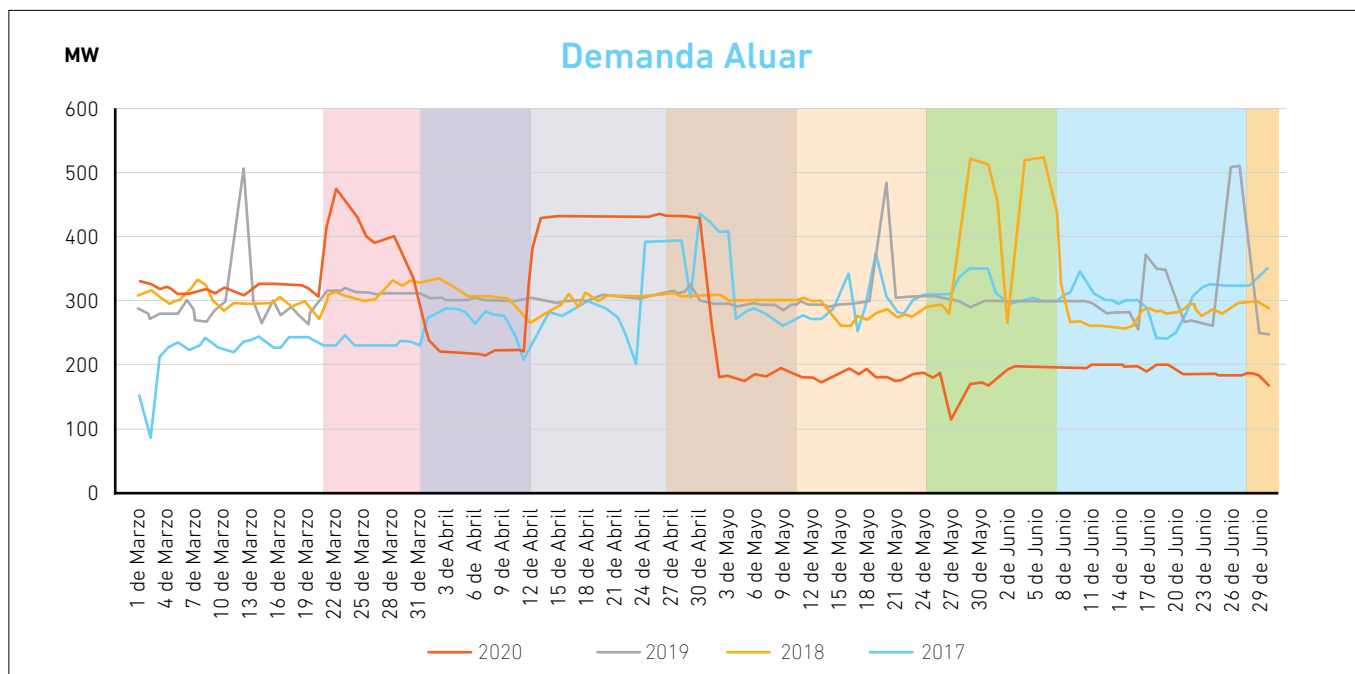
El sector de Extracción de Minerales presentó una demanda del orden del 10% respecto de la actividad petrolera. Esta presentó una leve caída durante la primera etapa, alcanzando el mínimo y repuntando durante ese periodo de tiempo hasta recuperar los valores iniciales en la Etapa 4.

<sup>5</sup> [https://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/capacidad\\_06\\_20BA5CA59AC4.pdf](https://www.indec.gov.ar/uploads/informesdeprensa/capacidad_06_20BA5CA59AC4.pdf)

## Aluar

Es una planta productora de aluminio energointensiva y tiene la particularidad de que exporta cerca del 70% de su producción, con lo cual la variación en la demanda se produce

por condiciones nacionales y especialmente internacionales. A fin de comprender el comportamiento de la planta, en la Figura 14 se contrastan los datos contra años anteriores.



**Figura 14: Demanda eléctrica del sector Aluar.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

En el año 2020, Aluar presentaba una demanda promedio para el mes de marzo, sin embargo, al inicio de la Etapa 1 se produjo un incremento de la demanda por encima de la media. Luego, en la Etapa 2, esta se redujo por debajo de la media, mientras que en la Etapa 3 se registró un consumo por encima de la media hasta la Etapa 4, en la que los valores se mantuvieron por debajo de la media.

De acuerdo a lo informado por la empresa, la tasa de utilización de la capacidad actual es del 50%, por lo que se espera que a partir de la Etapa 4 en adelante se mantenga la demanda en esos niveles hasta que se retome la producción<sup>6</sup>.

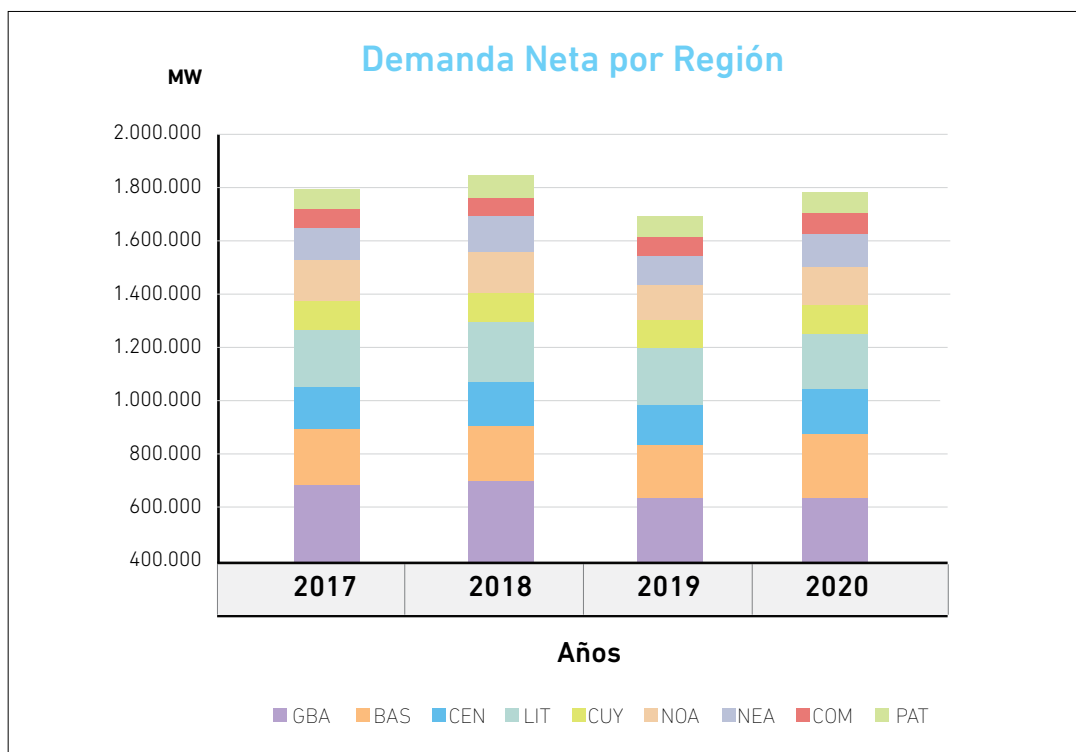
Es importante destacar que las diferentes industrias analizadas a través de los datos de grandes usuarios corresponden a todo el país. Tomando en cuenta que hubo provincias que

transitaron de forma distinta la cuarentena, resulta interesante analizar cómo fue la evolución del consumo de energía eléctrica en las distintas regiones del país. El siguiente análisis consistirá en analizar como fue el comportamiento del consumo de energía eléctrica total en las distintas regiones operativas del SADI llevadas por CAMMESA.

### Análisis del consumo de energía eléctrica por regiones

Las provincias del país, en cada etapa del ASPO, se encontraron en diferentes fases. Para analizar las regiones se realizó un análisis de la demanda neta para cada una de las regiones eléctricas.

En la Figura 15 se muestra la evolución de la demanda para el periodo 2017 a 2020, para los meses de marzo, abril, mayo y junio.



**Figura 15: Demanda por regiones de marzo a junio desde 2017 a 2020.**

Fuente: Elaboración propia con datos de CAMMESA.

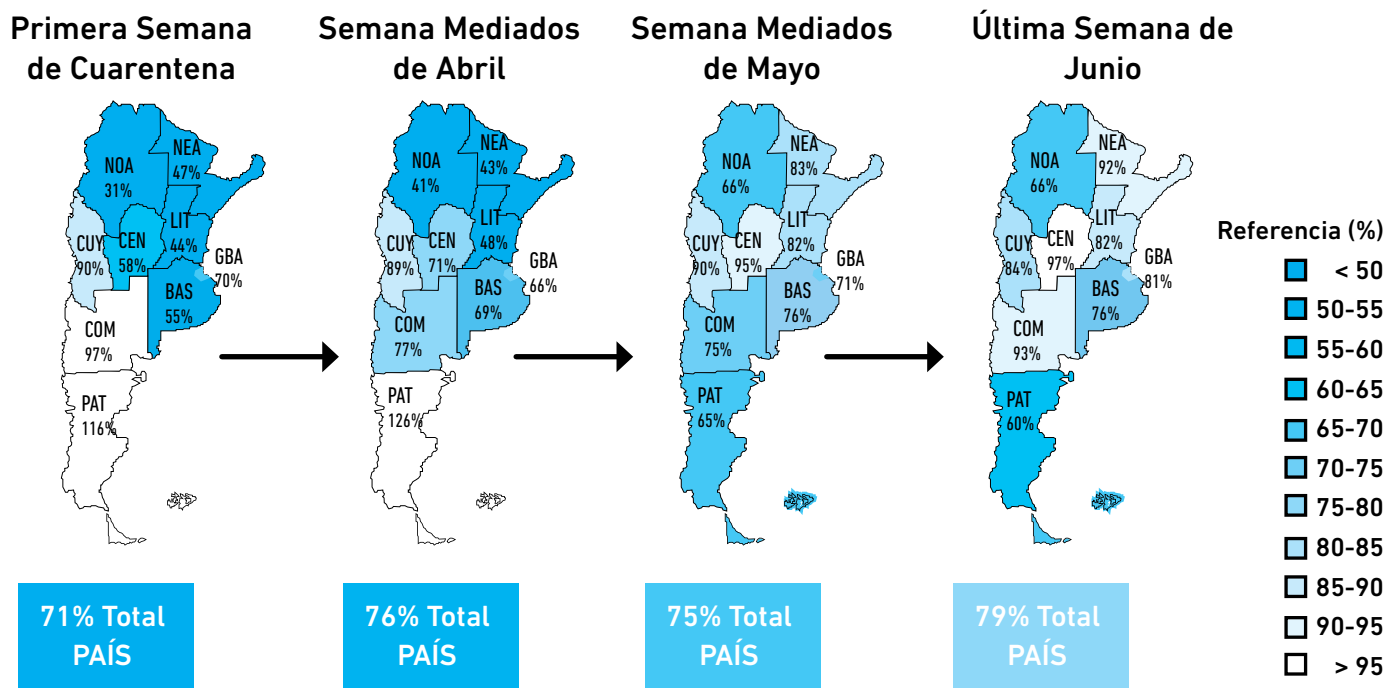
**Nota:** **GBA:** Gran Buenos Aires, **BAS:** Buenos Aires, **LIT:** Litoral, **CUY:** Cuyo, **NOA:** Noroeste, **NEA:** Noreste, **COM:** Comahue, **PAT:** Patagonia.

De acuerdo a lo observado, para el cuatrimestre marzo-junio, la demanda presentó un aumento interanual del 3% para el año 2018, luego en 2019 se produjo una caída del 8%, y se recuperó un 5% para el 2020. Se podría haber esperado que los valores presentaran una baja para el año 2020 debido a las condiciones del entorno, sin embargo se produjo un alza.

Los cambios más significativos al alza se produjeron en la región de la provincia de

Buenos Aires, que aumentó en el orden del 17% interanual, seguida de Comahue con un 12% y luego Centro y NEA con un 11%. La región de la Patagonia presentó una baja del orden del 2% y el resto se mantuvieron.

En la Figura 16 se presenta la evolución de la demanda respecto del estado previo a comenzar el ASPO.



**Figura 16: Porcentaje de demanda en relación a la demanda previa cuarentena.**

Fuente: CAMMESA.

Debido a la distribución geográfica, el movimiento de población y las distintas fuentes de propagación del virus CoVID, en cada una de las regiones transcurrieron las etapas con diferentes grados de actividad.

A nivel nacional se interpreta que las regiones NOA, NEA, LIT, CEN, BAS y GBA son las que sufrieron la mayor baja de la demanda en la primera semana de aislamiento. A partir de mediados de abril comenzó la recuperación de la actividad, con especial foco en BAS y CEN debido a la actividad manufacturera. Para el último mes NEA y CEN son las regiones que presentaron un mayor aumento de actividades.

Las regiones CUY y COM mantuvieron un nivel más estable en cuanto a las variaciones en los distintos meses.

La región PAT, en principio, registró un aumento en la demanda, su actividad no se vio afectada al principio del ASPO y hasta mayo. Sin embargo,

a mediados de dicho mes los valores de la demanda descendieron considerablemente debido a las medidas tomadas y los protocolos.

Finalmente, en el DNU 576/2020 de fecha 29 de junio, mediante su Artículo 12 se prorrogó la cuarentena en AMBA, Chaco, Neuquén (Aglomerado Urbano de Neuquén) y Río Negro (General Roca). Además, se estableció en el Artículo 4 el Distanciamiento Social, Preventivo y Obligatorio (DSPO) en el resto del territorio: Catamarca, Chubut, Córdoba, Corrientes, Entre Ríos, Formosa, Jujuy, La Pampa, La Rioja, Mendoza, Misiones, Salta, San Juan, San Luis, Santa Cruz, Santa Fe, Santiago del Estero, Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur y Tucumán (19 distritos autónomos sobre 24).

A continuación, se detalla en la Tabla 4 el periodo en que estuvieron en cuarentena las distintas regiones del país, y si la misma continúa o no al 30 de junio de 2020.

| Provincia                                                                                            | Ciudades                         | Desde      | Hasta      | ASPO       |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------|------------|------------|------------|
|  Buenos Aires       | AMBA                             | 20-03-2020 | 17-07-2020 | Vigente    |
|  Buenos Aires       | San Pedro                        | 20-03-2020 | 07-07-2020 | Finalizado |
|  Buenos Aires       | Buenos Aires (Resto)             | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Vigente    |
|  Catamarca          | Todas                            | 20-03-2020 | 12-07-2020 | Finalizado |
|  Chaco              | Chaco (Resto)                    | 18-03-2020 | 17-07-2020 | Finalizado |
|  Chaco              | Departamento de San Fernando     | 18-03-2020 | 17-07-2020 | Vigente    |
|  Chubut             | Departamento Rawson              | 18-03-2020 | 30-06-2020 | Finalizado |
|  Chubut             | Comodoro Rivadavia               | 18-03-2020 | 01-07-2020 | Finalizado |
|  Chubut             | Resto                            | 18-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  C. de Buenos Aires | CABA                             | 20-03-2020 | 17-07-2020 | Vigente    |
|  Córdoba            | Área Metropolitana Córdoba       | 20-03-2020 | 19-07-2020 | Finalizado |
|  Córdoba            | Traslasierra y Punilla           | 20-03-2020 | 03-07-2020 | Finalizado |
|  Córdoba            | Resto                            | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Corrientes       | Saladas                          | 20-03-2020 | 09-07-2020 | Finalizado |
|  Corrientes       | Resto                            | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Entre Ríos       | Colón, San José y Liebig         | 20-03-2020 | 03-07-2020 | Finalizado |
|  Entre Ríos       | Resto                            | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Formosa          | Todas                            | 20-03-2020 | 24-05-2020 | Finalizado |
|  Jujuy            | Todas                            | 18-03-2020 | 27-06-2020 | Vigente    |
|  La Pampa         | Todas                            | 20-03-2020 | 28-05-2020 | Finalizado |
|  La Rioja         | Todas                            | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Mendoza          | Todas                            | 18-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Misiones         | Todas                            | 18-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Neuquén          | Neuquén-Plottier-Centenario      | 20-03-2020 | 01-07-2020 | Finalizado |
|  Neuquén          | Resto                            | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Río Negro        | General Roca                     | 20-03-2020 | 19-07-2020 | Finalizado |
|  Río Negro        | Resto                            | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Salta            | (Güemes, D. de Orán y S. Martín) | 18-03-2020 | 10-07-2020 | Finalizado |
|  Salta            | Resto                            | 18-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |

**Tabla 3: Estado del ASPO en las regiones del país al 30-06-2020.**

| Provincia                                                                                             | Ciudades                | Desde      | Hasta      | ASPO       |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------|------------|------------|------------|
|  San Juan            | Todas                   | 20-03-2020 | 23-05-2020 | Finalizado |
|  San Luis            | San Luis                | 20-03-2020 | 09-07-2020 | Finalizado |
|  San Luis            | Resto                   | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Santa Cruz          | Todas                   | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Santa Fe            | Santa Rosa de Calchines | 18-03-2020 | 27-06-2020 | Finalizado |
|  Santa Fe            | Carreras y Ceres        | 18-03-2020 | 03-07-2020 | Finalizado |
|  Santa Fe            | Resto                   | 18-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Santiago del Estero | Todas                   | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Tierra del Fuego    | Todas                   | 16-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |
|  Tucumán             | Todas                   | 20-03-2020 | 05-06-2020 | Finalizado |

**Tabla 3: Estado del ASPO en las regiones del país al 30-06-2020.**

### Comentarios finales

A lo largo de los distintos análisis fue posible observar cuál ha sido el impacto de la política sanitaria de aislamiento para prevenir contagios masivos del SARS-CoV-2 en primera instancia, observando el efecto directo sobre la economía y luego desde la mirada del consumo de energía eléctrica. Se ha podido verificar que, en efecto, existe una correlación directa e inmediata entre la economía y el consumo de energía. En este caso el sector más afectado de la economía ha sido el industrial.

**Ing. Fabián Gómez**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. GESTIÓN ESTRATÉGICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

**Lic. Victoria Matarazzo**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. GESTIÓN ESTRATÉGICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

**Lic. Carlos Mora**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. GESTIÓN ESTRATÉGICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

# Impacto socioeconómico producto del cierre de centrales nucleares

**Autores:** Germán Dalmasso, Pablo Rimancus.

## Introducción

Este artículo tiene como objetivo dar a conocer el complejo entramado económico y social que es sostenido en una región gracias a la presencia de una central de generación nucleoelectrica.

Mediante un proceso de presentación de casos representativos en el mundo, se evaluará cómo ese entramado se ve afectado por los procesos de cierre y desmantelamiento cuando no se planifican e implementan estrategias de abordaje territorial acertadas para mitigar los impactos negativos, o revalorizar las oportunidades que se pueden presentar. Se abordarán los principales efectos y externalidades producidos por el cierre de centrales nucleares, y una descripción de la dinámica de las consecuencias concretas y potenciales de la problemática.

### ¿Qué entendemos por impacto socioeconómico?

Para comprender este concepto, primero se define el sentido que se le atribuye en este artículo a los conceptos de sociedad y economía.

Por sociedad se entiende a un conjunto de personas que comparten fines, preocupaciones y costumbres, y que interactúan entre sí

constituyendo una comunidad. Esa comunidad, según su alcance, puede ser local, subnacional, nacional, regional e internacional.

Por su parte, la economía es la ciencia que se ocupa de administrar la distribución de los recursos disponibles para la satisfacción de las necesidades de las personas y la sociedad en su conjunto. La satisfacción de necesidades materiales (alimentos, vestimenta, vivienda) y no materiales (educación, actividades recreativas, ocio, etc.) de una sociedad obliga a sus miembros a llevar a cabo actividades productivas, mediante las cuáles se obtienen los bienes y servicios que se demandan. A partir de lo mencionado, la economía estudia la asignación más conveniente de los recursos producidos por la sociedad o los obtenidos de la naturaleza, ambos escasos, para tratar de obtener un conjunto ordenado de objetivos.

Por lo tanto, basándose en estos conceptos, se presenta un análisis del impacto socioeconómico sobre una sociedad, atribuible al cierre y desmantelamiento de las centrales nucleares, el cual afecta positiva o negativamente a una comunidad en cuanto a la producción de bienes y servicios, los empleos, las actividades y los modos de vida derivados de la operación de dichas unidades. Una vez identificados los impactos, se analizaron diferentes estrategias para mitigarlos, minimizarlos o ser revalorizados de acuerdo a las particularidades de cada comunidad afectada.

### **Importancia del cierre y desmantelamiento de una central nuclear para la comunidad local y regional**

Para explicar su importancia se deben señalar los efectos virtuosos generados durante la operación de una central, que abarca a la actividad económica, al empleo y a la infraestructura general sobre la comunidad. La presencia de una central nuclear produce diferentes efectos en su comunidad local:

El **efecto directo** se vincula con la inyección inicial de ingresos de capital y gastos corrientes en las actividades de producción que lleva adelante la industria nuclear. Está vinculado a su vez con el empleo directo, personas contratadas en una relación laboral directa con la organización que opera la central.

También está el **efecto indirecto**, relacionados al incremento de la producción y/o creación de actividades/sectores estrechamente afectados por la inversión y el gasto demandado por la operación de la central, que da lugar al requerimiento de insumos, materias primas, equipos y tecnología (montajes mecánicos, eléctricos y electromecánicos, montajes de cañerías, servicios de ingeniería y provisión de herramientas especiales, cañerías, y muchos otros). Este efecto origina una serie de empleos indirectos que son generados por las empresas auxiliares que prestan servicios a la central nuclear (personal de PyMes e industrias proveedoras de equipos e insumos, personal de seguridad y limpieza, entre otros).

Finalmente se tiene el **efecto inducido**, desencadenado por los otros dos, consecuencia del aumento de producción, que impulsará un mayor número de empleos (comercios mayoristas y minoristas, construcción, transporte). Se crea un número significativo de empleos inducidos generados por los efectos directos e indirectos volcados al consumo de la comunidad local. En cuanto a la infraestructura, la comunidad se ve favorecida por el incremento de la actividad, creándose escuelas de formación de oficios, centros de investigación, centros de salud y de servicios sociales, entre otros, que son posibles en gran medida por el incremento de ingresos fiscales.

En este sentido, lo expuesto es un ejemplo de evaluar el impacto económico bajo la metodología "Input-Output", que consiste en definir un grupo de relaciones que reflejen las conexiones dentro del marco de producción; y no es casual este resultado en la actividad nuclear. El físico y tecnólogo Jorge Sábato<sup>1</sup> señalaba a la energía nuclear, y más precisamente a las centrales nucleares, como "una industria que industrializa", no solo porque requiere un variado soporte industrial para existir sino también porque la energía que entrega es justamente la que necesita la industria, en calidad y constancia.

Identificado el impacto económico y social de una central, junto a las especificaciones de seguridad propias de la industria nuclear, se entenderá el abordaje especial que se tiene en cuenta a la hora de evaluar el cierre y el desmantelamiento de una central. Pero, antes de proseguir se debe explicar por qué se cierran las centrales nucleares. Fundamentalmente y como ocurren con otras tecnologías de generación eléctrica, el cierre de centrales nucleares suele estar asociado al final de su propia vida útil o al de su plan de extensión de operación. Es el caso generalizado, aunque también se pueden dar otras circunstancias que hagan inviable la operación tanto por razones técnicas, económicas, ambientales y/o políticas (caso Alemania). Sin embargo, esto no significa el fin de las actividades que en una central se deban realizar, sino que marca el inicio de una nueva etapa de la vida denominada desmantelamiento.

El **desmantelamiento** de una central nuclear puede definirse como el conjunto de acciones y procesos tanto de carácter técnico como administrativo que, tras su retirada definitiva del servicio, se encarga de eliminar progresivamente la radiactividad remanente que pueda permanecer en las zonas afectadas por su antigua operación.

Teniendo presente lo descrito anteriormente, es evidente que sin una estrategia que amortigüe, en forma sostenida, la caída económica y social de la comunidad local, tendrán consecuencias significativas.

Para evaluar el **impacto en la comunidad local**, existe una variedad considerable de características singulares en relación a la cercanía o lejanía de la instalación nuclear a áreas urbanas o remotas. Esto hace que los impactos se deban estimar en función de diversas variables, las cuales pueden agruparse de acuerdo a categorías fundamentales: **mano de obra, actividad económica, cambios demográficos, servicios, política y requisitos de financiación.**

**En cuanto al empleo** en el sitio nuclear, es de vital importancia establecer una estrategia detallada del cierre y desmantelamiento de la central, un plan de comunicación y un desarrollo de políticas de recursos humanos, teniendo en cuenta la importancia del capital humano requerido en todo el proceso; tanto durante la operación, como

en su desmantelamiento, y en las consecuencias de una cadena de despidos en la comunidad.

Hay diferentes dimensiones al analizar cómo se ve afectado el empleo de la central. Una de ellas son los problemas psicológicos causados por el cierre, los cuáles pueden causar frustración si no se perciben razones técnicas que lo fundamenten; incertidumbre de perder la fuente laboral; pérdida de identidad proporcionada por el trabajo; y el estrés que este conjunto de elementos puede causar.

La segunda dimensión de análisis son los problemas de retribuciones personales y familiares debido a la reducción de ingresos en el hogar, la posibilidad de tener que emigrar y distanciarse de sus hogares, las perspectivas de trabajo y carreras inciertas o la incertidumbre sobre la duración de su empleo, solo por citar algunos ejemplos.

**Un ejemplo del impacto en la mano de obra local** fue el producido tras el cierre de la central nuclear de Vandellós I (480 MWe) en España en el año 1989<sup>2</sup>. Se perdieron casi 300 empleos directos en una comunidad de unos 4.000 habitantes, 7,5% con respecto a la población total, contabilizando la población económicamente activa e inactiva. En relación a la población ocupada de Vandellós, el porcentaje crece aún más, con sus consecuencias negativas en el empleo general de la comunidad.



**Figura 1: Central nuclear Vandellós-I operativa (a) y durante su desmantelamiento en 2008 (b).**

<sup>2</sup> Se transfirió a Enresa la responsabilidad del proceso de desmantelamiento de la central. Enresa es la organización del estado español responsable de la gestión de Residuos radiactivos y del proceso de desmantelamiento de centrales.

Puede ocurrir también que la creación de nuevos puestos de trabajo en otras actividades traiga aparejadas diversas consecuencias negativas adicionales. Por ejemplo si las remuneraciones de los nuevos empleos resultan inferiores a los de la industria nuclear, la economía local se verá afectada en varios aspectos: puede aumentar el número de desocupados; generar una caída en el gasto a medida que los residentes reaccionan ante la incertidumbre causada por el cierre;

la posible emigración de familias que podría generar un excedente de viviendas y una caída en el valor de las propiedades, entre muchos otros problemas, tanto esperables como inesperables, difíciles de cuantificar y predecir.

**Un ejemplo del impacto en la economía local** es el cierre del reactor 2 (490 MWe) del complejo nuclear Wylfa en el año 2012, situado en Gales, Reino Unido:



**Figura 2: Central nuclear Wylfa.**

Fuente: John Martin Davies/Alamy Stock Photo – Carbon Brief.

El cierre planificado de este reactor sumado al de la unidad 1 (490 MWe) en el año 2015, fue decisivo para que la planta de aluminio Anglesey Aluminium Metal (AAM) suspendiera sus actividades definitivamente en 2009, lo que produjo un impacto profundo y duradero en la economía del lugar. AAM dependía en gran medida del suministro eléctrico de Wylfa, al contar con una conexión directa desde el sitio. El cierre de Wylfa conduciría a un aumento tanto en el costo unitario de la electricidad de la planta de aluminio como en los costos de transmisión desde la red nacional a esa región. Finalmente, el mayor costo de la energía en el lugar no solo impactó en las empresas existentes o las que se pretendieran instalar a futuro para mitigar la salida de otras empresas, sino en el incremento en el costo de vida de los usuarios por el aumento de precios de la electricidad local.

**Otro caso de impacto económico local es el de Alemania** a través de su plan de transición energética Energiewende, que implica llevar adelante cambios rotundos en su sistema energético. Ha acordado, entre otras medidas, una mayor participación de energías renovables intermitentes, y el retiro planificado de todas sus centrales nucleares para el año 2022. Sumas millonarias se destinaron para ampliar la capacidad instalada eólica, solar y de otras Energías Renovables Intermitentes (ERI), cuya generación variable es compensada con una mayor generación fósil (carbón y gas natural fundamentalmente), con el consiguiente aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero.

**Con respecto a los cambios demográficos,** las consecuencias pueden ser variadas: la falta de perspectiva de empleo local para los jóvenes, que conduce a la búsqueda en otros lugares;

la migración de familias enteras del área para ampliar sus posibilidades de desarrollo; un aumento en la edad promedio de la población estable dentro de la comunidad; las posibles dificultades para atraer nuevos residentes en el área (en caso de existir una percepción negativa en la comunidad y la planificación del desmantelamiento), etc.

**En la dimensión relacionada con la disponibilidad de servicios** en la comunidad, las consecuencias del cierre de una central pueden llevar a una pérdida de servicios esenciales prestados anteriormente por la misma o vinculados al impacto de esta industria, como la calefacción distrital<sup>3</sup>; el uso reducido del transporte local, así como los servicios sociales que resultan más difíciles de sostener. Incluso algunos inversores pueden ser reacios a invertir en nuevos servicios o mejoras de estos.

**En la categoría política y requisitos de financiación,** puede haber incertidumbre acerca de quiénes serán los responsables de financiar las medidas para mitigar los impactos indeseables del cierre, o dificultades para proporcionar los fondos de apoyo necesarios. Por otra parte, un aumento en el número de desocupados puede requerir una ampliación de los servicios prestados localmente demandando fondos específicos. Por último, si los ingresos de la comunidad caen seguramente disminuyan los ingresos correspondientes; mientras que

los impuestos locales abonados por la central pueden disminuir o cesar por completo.

**Y aun así, los efectos socioeconómicos de un cierre pueden extenderse más allá de la comunidad local,** alcanzando a la economía regional. Por ejemplo, las inversiones en una comunidad afectada pueden conducir a la pérdida de oportunidades o incluso de empleos en otras poblaciones vinculadas o a la inversa, que una iniciativa pensada para mejorar la economía local, actuando como multiplicador del empleo, funcione en la práctica en sentido contrario y a favor de otra zona. En este caso se dará un ejemplo de una política de financiación:

**La central Dounreay (250 MWe) en Reino Unido,** estaba instalada en un área remota, donde empleaba el mayor número de personas por central nuclear del estado nombrado (junto a Sellafield). Una de las iniciativas abordadas durante el desmantelamiento para el desarrollo de la ciudad fue mejorar la infraestructura de transporte. Esto produjo que los residentes de ciudades vecinas y de la misma ciudad pudieran trasladarse con facilidad a la ciudad de Inverness (cercana a Dounreay), y como resultado los habitantes de la comunidad de la central redujeron sus gastos en los negocios locales, iniciativa que tuvo un claro impacto indeseado entre los comerciantes minoristas locales. Este ejemplo muestra una pérdida de ingresos fiscales, cuando la idea original



**Figura 3: Central nuclear Dounreay.**

Fuente: [www.timesandstar.co.uk](http://www.timesandstar.co.uk).

<sup>3</sup> Calefacción distrital: a través de un sistema de tuberías aisladas, parte del calor generado en una central es inyectado a una red de calefacción urbana en una comunidad cercana.

era precisamente la opuesta: aumentar el movimiento y las compras dentro de la ciudad, y con ello acrecentar los ingresos que fueron reducidos por el cierre de la central.

**Con respecto al impacto en un país o en una comunidad más amplia,** las problemáticas son similares a las observadas para la comunidad local, pero con un grado de afectación diferente. Esto se debe al menor golpe que, en general, sentirá la totalidad de la población nacional o regional.

Debe destacarse que los impactos sobre la mano de obra, la comunidad local, regional y nacional variarán de acuerdo a la capacidad de la central, su ubicación (en un área remota o urbana), las características del sitio (una o varias unidades, o en presencia de múltiples instalaciones nucleares incluyendo a las mismas centrales), las características del país, su desarrollo y su contexto socioeconómico, tecnológico, jurídico y cultural. No es posible hacer una generalización, ya que se deberá analizar cada caso de cierre y desmantelamiento según las particularidades del país, región y/o comunidad. Incluso un país puede tener unas pocas centrales con una participación relativamente menor en la matriz eléctrica nacional, y sin embargo constituir una actividad estratégica para dicho país.

Por mencionar un caso típico que sucede a nivel mundial, un país puede resultar seriamente afectado por el cierre de una central nuclear de gran potencia, que implica no solo una reducción importante en la capacidad de suministro eléctrico, sino que podría llevar al aumento de los precios de este servicio (al ser reemplazadas por energías renovables intermitentes – ERI), menores exportaciones de energía eléctrica y/o mayores importaciones con las consecuentes implicaciones para su economía.

Estas situaciones pueden aumentar la presión para reemplazar la generación no suministrada en un sitio por nueva capacidad nuclear o de otra naturaleza. Puede suceder también que la pérdida de oferta eléctrica nuclear en una región (y sus empleos asociados) se produzca en simultáneo a la apertura de una nueva unidad nuclear en otra región de esa nación. Deberá haber en consecuencia decisiones estratégicas,

políticas y económicas que armonicen una respuesta lo más conveniente posible para el país y sus regiones (la que retira una central y aquella que la incorpora).

**Por otra parte, las categorías de los impactos socioeconómicos a escala regional y nacional** se agrupan de forma similar a lo enunciado para las comunidades locales: mano de obra, economía a nivel nacional, financiación del cierre y desmantelamiento, infraestructura y relaciones públicas.

Respecto a la mano de obra, el impacto directo en una comunidad regional o nacional puede ser reducido en relación al total, pero significativo en el ámbito de la central en cuanto al empleo directo, indirecto e inducido, dependiendo como se indicó anteriormente de las características de cada sitio. Puede ocurrir incluso que una característica de una variable o categoría, en este caso de la mano de obra, revalorice su importancia en la toma de decisiones. De esta forma, la calificación, la disponibilidad de capital humano y/o la experiencia a partir de la especialización pueden ser consideraciones de enorme influencia.

Un ejemplo de las características de los recursos humanos y su influencia en el proceso de desmantelamiento es el de **la unidad 1 de la central nuclear Ignalina (1.360 MWe) de Lituania**, cuyo plan final de desmantelamiento comenzó en el año 2002 y su cierre definitivo en el 2004. Se investigaron dos estrategias de desmantelamiento, uno diferido, con un período de enfriamiento de 35 años, y un desmantelamiento inmediato. Se realizaron estimaciones sobre los principales problemas: mano de obra, finanzas y características radiológicas. El primer plan se basó en el desmantelamiento diferido, dado que este tenía beneficios desde el punto de vista de la seguridad, los costos y la gestión de los residuos. Pero finalmente las autoridades optaron por el desmantelamiento inmediato debido a las consecuencias sociales para la región, dado que la disponibilidad de mano de obra adecuada es una de las principales limitantes en los proyectos de desmantelamiento. Este país no dispone de otras instalaciones nucleares ni instituciones especializadas, factores que podrían dificultar el poder contar con especialistas luego de 35 años de desmantelamiento.



**Figura 4: Central nuclear Ignalina.**

Fuente: DELFI / Orestas Gurevičius - lithuaniatribune.com.

En este ejemplo se infiere que la falta de personal calificado a futuro en un país resulta determinante para la selección del tipo de desmantelamiento a realizar.

**En la economía nacional** se presentan impactos tales como la pérdida de ingresos por la venta de energía eléctrica u otros productos a países vecinos o la viabilidad de otras industrias nacionales debido a la pérdida de la generación nucleoelectrica. Como ejemplo: los proveedores de tecnología e insumos, el sector industrial de desarrollo y análisis de materiales de altos estándares de calidad ligados a la industria nuclear, entre otros.

**Un ejemplo de impacto regional (y local) sobre la economía fue evaluado en Rusia**, en base a un hipotético escenario extremo y sus consecuencias socioeconómicas. Este escenario consistió en suponer el cierre inmediato y repentino de todas las unidades de la central nuclear de Leningrado, a 80 km de San Petersburgo, que dio como resultado lo siguiente: 50% de escasez de electricidad en la región de San Petersburgo; una pérdida del 23% de empleo en la población de Sosnovy Bor (comunidad directa de la central); la pérdida de la capacidad de calefacción urbana;

una caída en la producción económica bruta de la ciudad en un 3,3% y un recorte en los ingresos municipales del 2,5%; un shock económico para más de 200 compañías externas contratadas por la central nuclear.

Este ejemplo da a entender cuáles podrían ser las implicancias económicas negativas en el caso de aplicar un plan de tales características en una región muy poblada, sin haber realizado una planificación adecuada.

**Con respecto a la financiación del desmantelamiento** se pueden presentar impactos debido a fondos insuficientes tanto para el desmantelamiento como para la remediación del sitio, y también requerirse fondos adicionales para mitigar el impacto socioeconómico del cierre de las instalaciones; falta de claridad en la responsabilidad de la financiación, o la organización pertinente puede no tener poderes suficientes para hacer frente a cualquier faltante de fondos; solo por mencionar algunos casos posibles.

**En cuanto a la infraestructura** sus impactos pueden estar dados por la necesidad de reestructurar o ajustar los sistemas existentes,

como la red eléctrica o el sistema de calefacción distrital (si una o varias centrales son retiradas); la pérdida de capacidades clave en investigación nuclear e instituciones médicas, y en la educación técnica que proporciona la central, entre otros impactos.

**En materia de relaciones públicas** los impactos pueden evidenciarse en la mala gestión de las comunicaciones con la comunidad acerca de los procesos de cierre y desmantelamiento. Así, pueden presentarse problemas más amplios de sostenibilidad al inicio de las actividades de cierre, desmantelamiento y gestión de residuos que requieran ser analizados, administrados y difundidos por medio de un plan de comunicaciones efectivo.

### **Particularidades de las centrales nucleares frente a otras industrias**

Las centrales nucleares son unidades de producción de energía de gran complejidad que presentan particularidades únicas en comparación a cualquier otro tipo de instalación industrial. Es importante tomar conocimiento de estos aspectos, ya que ayudan a explicar las características de la mano de obra específica de la central y la dinámica de la actividad económica del sitio. Algunos aspectos que vale la pena resaltar se listan a continuación:

**Mano de obra:** Las centrales nucleares suelen tener mayores requerimientos de personal, y de alta especialización, en comparación a otras industrias energéticas. En Estados Unidos, por ejemplo, con una matriz eléctrica ampliamente diversificada en variedad de tecnologías se ha estimado que, por cada 1.000 MW de capacidad eléctrica, una central nuclear cuenta con un promedio de 500 trabajadores, muy por encima de las centrales a carbón mineral (190), hidroeléctricas (120), parques eólicos (90) y unidades que emplean gas natural (60)<sup>4</sup>, para todas ellas a igual potencia instalada.

**Localización:** No suelen estar emplazadas en sitios comunes a otras industrias. Por otra parte, debido a razones de seguridad, y en algunos casos para hacer uso de una fuente fría

natural (ríos, lagos o el mar) para abastecer los requerimientos de agua de refrigeración (si no se usan torres de enfriamiento), es común encontrar estas unidades alejadas de grandes centros urbanos, además de los requerimientos de seguridad preestablecidos.

**Acondicionamiento:** A diferencia de otras industrias que no requieren descontaminación, y que tras su cierre es factible reutilizar prácticamente la totalidad de las estructuras y equipos para otras actividades, con una unidad de tipo nuclear esto suele resultar dificultoso, costoso y en muchos casos inviable.

**Asistencia:** La Autoridad Regulatoria Nuclear tiene fundamentalmente la tarea de garantizar que el operador de la central cumpla con distintas regulaciones (en cuanto a construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento en condiciones seguras), en general los países no disponen de una agencia encargada de ayudar directa o indirectamente, y con la anticipación necesaria, a las comunidades que enfrentan el cierre de una central nuclear. Estados Unidos y Canadá, primer y octavo país con mayor número de reactores respectivamente a junio de 2020, cuentan por ejemplo con organismos que abordan los desafíos que trae aparejado el cierre de una central nuclear (Institute for Nuclear Host Communities, y Canadian Association of Nuclear Host Communities).

**Condiciones de mercado:** Las presiones de cierre se sienten con mayor intensidad en aquellas centrales nucleares que operan en mercados energéticos desregulados, como ocurre en Estados Unidos por ejemplo. Las unidades que se encuentran en mercados regulados afrontan en parte desafíos similares, pero dada su estructura y el apoyo estatal se hallan en cierto modo más protegidas ante estos efectos.

**Combustibles gastados:** No existe un análogo en otras industrias referido a la gestión segura de combustibles nucleares gastados y otros materiales radiactivos en el sitio de la central. Es posible además su reprocesamiento, dado su alto contenido energético remanente, para ser

nuevamente utilizados en las centrales. Por otra parte, si bien muchas industrias pueden producir impactos ambientales a través de la descarga de distintos efluentes, la normativa específica de la energía nuclear no admite la posibilidad de autorizar la liberación de estas sustancias sin la correspondiente descontaminación y mitigación.

### Estrategias de desmantelamiento de centrales nucleares y sus impactos

Cuando un reactor se retira de servicio de forma permanente entra en el proceso de desmantelamiento, el cual requiere que el sitio de su emplazamiento regrese a un estado radiológico neutral dentro de los 60 años (en promedio) posteriores al cierre. A grandes rasgos se han desarrollado dos enfoques para este tipo de procesos en reactores comerciales:

**Desmantelamiento Inmediato**, que comienza con la descontaminación y demolición poco después del cierre (conllea de 5 a 10 años).

**Desmantelamiento Diferido**, que permite que la radiactividad decaiga a niveles específicos antes de comenzar con las principales actividades (requiere de 50 a 55 años).

En la tabla siguiente se describirá a rasgos generales qué etapas componen un proceso de desmantelamiento, en este caso inmediato, con sus respectivas necesidades de mano de obra. Se tomará como ejemplo el caso de la central Pilgrim, en Estados Unidos.

| Etapa                            | Duración           | Detalles                                                                                                                                                                       |
|----------------------------------|--------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Anuncio                          | 6-12 meses previos | Mano de Obra (M.O.) operativa normal.                                                                                                                                          |
| Cierre                           | -                  | M.O. operativa, pero disminuyendo por retiros o traslados tras anunciar el cierre.                                                                                             |
| Combustible caliente             | Años 1-2           | M.O. necesaria cuando la unidad ya no produce energía. Actividades limitadas a la gestión del combustible gastado (incluido el "combustible caliente" recientemente retirado). |
| Combustible frío                 | Años 3-6           | M.O. requerida luego de que los elementos combustibles (EE.CC.) se enfriaron para su almacenamiento en seco, con algunos EE.CC. aún en piletas.                                |
| ISFSI <sup>5</sup> , en adelante | Años 6+            | M.O. requerida luego de que todos los EE.CC. han sido acondicionados para almacenamiento en seco.                                                                              |

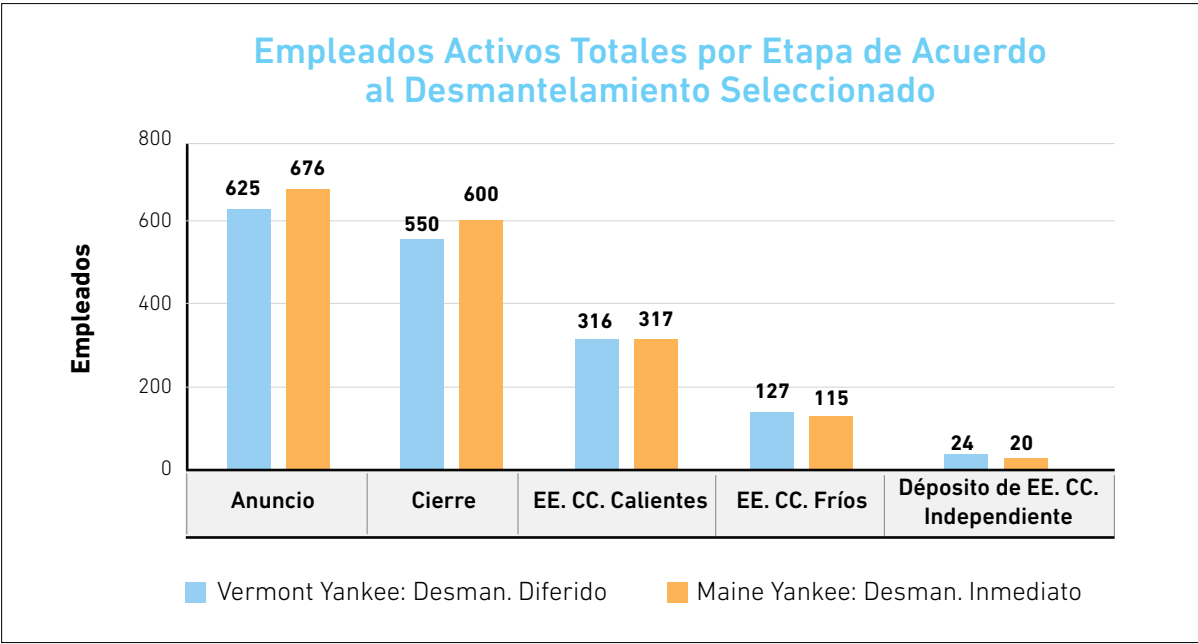
**Tabla 1: Fases de reducción de personal en el cierre de centrales nucleares.**

Fuente: The Pilgrim Nuclear Power Station Study. Año 2015.

Continuando con los ejemplos, se presentan las necesidades de mano de obra durante el desmantelamiento de dos centrales en Estados Unidos, Maine Yankee (900 MWe, detenida en 1996) y Vermont Yankee (620 MWe, detenida en

2014), a lo largo de las cinco fases descritas anteriormente. Estas unidades han optado por estrategias de desmantelamiento distintas, inmediato y diferido respectivamente.

<sup>5</sup> ISFSI (Independent Spent Fuel Storage Installation), Instalación Independiente de Almacenamiento de Combustible Gastado. Es un depósito que se construye para almacenar combustible nuclear usado hasta que el gobierno nacional obtenga un depósito permanente apropiado. Se consideran instalaciones independientes que tienen sus propias licencias y deben ser mantenidas por los responsables de las centrales de acuerdo a las indicaciones de la autoridad regulatoria.



**Figura 5: Necesidades de personal durante desmantelamiento.**  
 Fuente: The Pilgrim Nuclear Power Station Study. Año 2015.

A partir de la experiencia en estas dos centrales, se observa que la cantidad de personal ha sido similar en ambos casos para cada etapa. Estos valores, estimativos, permiten tomar noción de la cantidad de personal que continuará en actividad para lograr una gestión segura de las operaciones post cierre.

Por último, la estrategia de desmantelamiento elegida como puede apreciarse en la siguiente tabla, trae también aparejado un impacto social y económico, que de acuerdo a cuál se haya seleccionado incluye:

| Ventajas de las estrategias de desmantelamiento sobre los impactos socioeconómicos |                                                                                                                                                                                                                                                                                                    |
|------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Desmantelamiento INMEDIATO                                                         | <b>Económico:</b> A largo plazo se puede alcanzar un descuento significativo de los costos iniciales, disminuyendo su incidencia. Reduce incertidumbre de futuras condiciones de mercado, efectos inflacionarios y potenciales desastres naturales que puedan afectar su realización en el futuro. |
|                                                                                    | <b>Social:</b> El sitio vuelve a estar disponible para cualquier otro uso una vez realizado el procedimiento, lo que brinda valor a la región (uso industrial o recreativo).                                                                                                                       |
| Desmantelamiento DIFERIDO                                                          | <b>Económico:</b> los costos y complejidad del proyecto se reducen a medida que la radiactividad disminuye. Logra que el fondo destinado al decomisionado aumente sustancialmente entre el cierre y el desmantelamiento.                                                                           |
|                                                                                    | <b>Social:</b> da lugar a que una cantidad mayor de infraestructura se mantenga luego de la descontaminación. Con el paso de los años se reduce la oposición pública asociada con el transporte de materiales fuera del sitio.                                                                     |

**Tabla 2: Estrategias de desmantelamiento y su impacto socioeconómico.**  
 Fuente: The Pilgrim Nuclear Power Station Study. Año 2015.

### **Análisis de caso: cierre de la central Pilgrim (EE.UU.)**

La central Pilgrim ubicada en Plymouth, Estados Unidos (de tipo BWR, 677 MWe) se encontró operativa entre los años 1972 y 2019. De acuerdo a la empresa propietaria, las causas del cierre se debieron a condiciones de mercado y a un incremento en los costos. Independientemente de las razones, este caso resulta interesante dada la repercusión pública que ha tenido en su

país y por disponer de un estudio que detalla los impactos socioeconómicos que resultarían del cierre titulado “The Pilgrim Nuclear Station Study – A Socio-economic Analysis and Closure Transition Guide Book”, publicado en el año 2015. A continuación se volcarán algunos detalles relevantes de dicho trabajo, lo que resulta valioso para tomar dimensión de las consecuencias que traería aparejado el cierre de una unidad nuclear en tiempos recientes.



**Figura 6: Central nuclear Pilgrim.**

Fuente: Keith Bedford/Globe Staff/File/Globe Staff- [www.bostonglobe.com](http://www.bostonglobe.com).

**Los impactos positivos en Plymouth.** La actividad de esta central dio lugar a una serie de beneficios socioeconómicos en Plymouth y la región en general, traducidos en empleos, salarios, gastos de los hogares, compras de propiedades, gastos de negocio a negocio, ingresos municipales y apoyo a diversas instituciones.

Esta unidad operaba en un condado económicamente diverso que cuenta con gran variedad de industrias manufactureras, de servicios, disponibilidad de profesionales, de transporte, locales mayoristas, junto a un importante sector de servicios públicos. Por esta razón la economía regional logró satisfacer

muchas de las necesidades regulares tanto de la central como de la mano de obra requerida asentada en el lugar. Además, el hecho de contar con una central operativa hizo posible que estos sectores ampliaran su actividad. Algunos de estos sectores fueron dinamizados a tiempo completo, o medianamente regular, y otros por temporadas.

Los ingresos totales generados por la central Pilgrim en 2014 alcanzaron aproximadamente USD 440 millones, a lo que se debe descontar distintas asignaciones como beneficios corporativos y para los accionistas, costos de operación y mantenimiento, de combustible

y otros conceptos. Todos los beneficios socioeconómicos que son transferidos desde Pilgrim al área local y regional están de una u otra manera vinculados a la cuantificación económica de la comercialización de energía. En términos de mano de obra, Pilgrim generó 586 empleados directos que trabajaron en la central, y cerca de 600 empleos indirectos.

Los impactos directos de la central y estimaciones de los impactos secundarios, producto de la actividad de las empresas y los gastos en los hogares causados por los desembolsos de Pilgrim, son cuantificados en términos económicos a continuación:

| MM USD                     | IMPACTOS                                                 |
|----------------------------|----------------------------------------------------------|
| <b>Impactos Directos</b>   |                                                          |
| 440                        | Energía suministrada al mercado mayorista eléctrico      |
| 77                         | Salarios y beneficios para el personal                   |
| 60                         | Gastos en bienes y servicios al sudeste de Massachusetts |
| 17,4                       | Impuestos nacionales y municipales, entre otros aportes  |
| 0,3                        | Aportes de caridad                                       |
| <b>Impactos Indirectos</b> |                                                          |
| 105                        | Resultados económicos adicionales atribuibles a Pilgrim  |
| 30                         | Salarios y beneficios de empleos indirectos              |

**Tabla 3. Impactos positivos desagregados**

Fuente: The Pilgrim Nuclear Power Station Study. Año 2015.

En cuanto a aportes al municipio, la central también contribuyó con fondos para los planes de emergencia radiológica. En ciertas ocasiones los municipios reasignaron los fondos para afrontar otras emergencias tales como las producidas por desastres climáticos, destinándolos a trabajos de mantenimiento, contratación de personal y asistencia a la población. Se realizan además aportes regulares y donaciones para actividades ambientales, educativas y sociales en la región.

Por su parte la recarga de combustibles también produce beneficios económicos al lugar. Las centrales nucleares de agua en ebullición (BWR), como Pilgrim, y de agua presurizada (PWR) requieren salir de servicio cada 18-24 meses para permitir el recambio de combustibles, tareas que demandan aproximadamente un mes de trabajo. Durante los 30-40 días que insumen estas tareas, gran cantidad de contratistas se incorporan a la mano de obra de la central, con trabajadores provenientes en gran parte de otras regiones, y una porción de sus ingresos son volcados a la economía local/regional. En cuanto

al plantel regular, este permanece activo, ya que la interrupción de la operación permite realizar ciertas reparaciones e inspecciones, que de otro modo sería difícil de llevar adelante.

**El cierre de la central redujo inmediatamente muchos de estos impactos positivos.** Los niveles de empleo disminuirían aproximadamente a la mitad en el año posterior al cierre, con reducciones adicionales en los años siguientes hasta que la unidad necesita a no más de una veintena de personas tras cinco a siete años: es decir con una reducción de la mano de obra de más del 95%. Los gastos locales también disminuirían, ya que menos componentes necesitarían inspección, mantenimiento o reemplazo. Las donaciones y otras contribuciones cesarían, al igual que los aportes para los planes de emergencia a nivel regional y municipal.

En simultáneo, otras fuentes de actividad económica en Plymouth y las ciudades vecinas también comenzarían a desacelerarse, ya

que las industrias estrechamente vinculadas a la operación de Pilgrim se ajustarían a la disminución de la demanda y los hogares que dependen directa o indirectamente de la central para definir sus presupuestos y gastos.

Cualquiera sea su ocupación, además, casi todos los empleados de una central nuclear cuentan con ingresos superiores con respecto a otros puestos similares en otras industrias locales. Es factible que aquellos empleados con puestos gerenciales, responsables de supervisión u otras tareas específicas de la industria busquen empleo en otra actividad, u otra central nuclear, lo que probablemente implique alejarse del área. Los empleados que realizan tareas más generales en la instalación, por su parte, tienen menos probabilidades de reinserirse en otros eslabones de la industria nuclear, por lo que la opción más factible suele ser la búsqueda de un trabajo similar en la misma región.

Por lo tanto, el cierre de la central produciría un impacto que va mucho más allá de los efectos directos de las operaciones de la unidad. Además de la industria y todo el entramado comercial del lugar, otras actividades se verían muy afectadas, como los servicios de atención médica, las instituciones bancarias, los restaurantes y muchos otros servicios en la región. Estos rubros, a diferencia de otras actividades regionales como el turismo y la agricultura, no son estacionales ni cíclicos y brindan a la región una gran estabilidad económica.

### **Estrategias y planes implementados para moderar los impactos negativos sobre la comunidad.**

Para pensar en estrategias que fortalezcan la posición de la comunidad, estas deben abarcar la planificación del cierre y el proceso de desmantelamiento de las unidades nucleares. Así se busca poder evaluar áreas potencialmente reutilizables para fines industriales u otros, en la administración del capital humano que aporte sostenibilidad en el desmantelamiento, y en la liberación de mano de obra capacitada para otros emprendimientos, así como su influencia directa e inducida en las actividades económicas de la comunidad local y regional.

Una buena planificación del cierre y desmantelamiento cumple una doble función: por un lado, se compone de un proceso riguroso y ordenado para eliminar progresivamente la radiactividad remanente y concretar el retiro definitivo de la central, y por otro, ayudar al desarrollo socioeconómico de la comunidad afectada por el cierre a partir de diferentes estrategias. Esto es llevar adelante **un Plan de Desarrollo Sostenible (PDS)** a nivel comunitario. Este PDS se basa en **tres pilares: sostenibilidad ambiental, social y económica**. Así, una comunidad sostenible es aquella en la que las actividades emprendidas por la generación actual no impiden que las generaciones futuras puedan desarrollarse.

La preparación de un PDS requerirá un equipo multidisciplinario que incluya representantes del operador, de políticos locales y sus estructuras institucionales de administración especializadas, colectivos de trabajadores, actores sociales de la comunidad y especialistas en diversas áreas científicas. También podrán ser partícipes, según el caso y el país, las instancias políticas regionales y nacionales. Este plan debe ser el producto de un proceso que incluya consultas a todas las partes intervinientes y afectadas, como su población.

En la preparación del plan es necesario un conocimiento detallado de la línea de base socioeconómica actual para el área y una idea de cómo la comunidad debería desarrollarse a medida que disminuye la dependencia de la instalación nuclear.

### **Los tres elementos principales para preparar un PDS son:**

**a) Línea de base socioeconómica.** Implica que debe haber una comprensión de la demografía, la economía, las empresas y la base de activos de la comunidad o región.

En relación a la demografía es necesario obtener información sobre tendencias más que una fotografía de un momento particular. Por otra parte, la economía local (y/o regional) está directamente influenciada por la cantidad

de dinero que inyectan en la comunidad todas las empresas del área y también por factores externos como la política fiscal nacional y las tendencias internacionales (precio del petróleo, etc.). En cuanto a la base de activos, hay que tener presente que las empresas que se incorporen, deben comprender las calificaciones y especialidades de la mano de obra que va dejando gradualmente las instalaciones nucleares, y ofrecerles trabajos y salarios acordes a los anteriores. En este sentido la comunidad intentará mantener o ampliar el nivel de desarrollo económico y bienestar local.

**b) Creación de una visión acordada para y con la comunidad tras el cierre de la central.** Es un

proceso que requiere consultas, donde se deben encontrar formas de invitar a la comunidad local para brindar su opinión sobre su visión a futuro. Es posible que se deban sugerir ideas sobre los nuevos tipos de empleo para los que la mano de obra esté capacitada. Aquí se pueden realizar listas de sugerencias prácticas y tomar ideas también de sus propios habitantes. Por ejemplo, en las centrales Barsebäck I y II de Suecia (retiradas en 1999 y 2005 respectivamente) se emprendieron múltiples audiencias públicas, actividades de relaciones públicas con la comunidad local, la distribución de un boletín informativo y diferentes tipos de eventos, antes de concretarse el cierre de cada unidad<sup>6</sup>.



**Figura 7: Central nuclear Barsebäck.**

Fuente: Jorchr, fotógrafo independiente.

Sin embargo, no es posible lograr un total acuerdo y convencimiento de la población, debido a sus diferentes motivaciones, intereses, puntos de vista y perspectivas a futuro. Ante esto, se deberá llevar adelante un plan general de acompañamiento que involucre a la comunidad junto con las autoridades locales, en un marco en que se cumplan los tres pilares de sostenibilidad (sociedad, economía y ambiente).

**c) Preparación de un plan mediante el cual la base de activos existentes se pueda reasignar**

**de una manera que permita orientarse hacia la visión acordada con la comunidad.** De esta forma se dispondrá de un plan de desmantelamiento detallado que identifique las actividades que se llevarán a cabo y que permita prever el personal necesario para cada etapa y aquellos que quedarán disponibles, su cantidad y perfil de habilidades. Este enfoque no sólo relaciona las capacidades disponibles con las oportunidades industriales y comerciales que surjan en el futuro, sino que también tiene el potencial de minimizar el posible conflicto que podría surgir

si una empresa entrante requiriera habilidades y recursos que también sean necesarios para la actividad de desmantelamiento. En consecuencia, el plan solo permitirá evaluar cómo y cuándo alentar a las nuevas industrias a invertir en el área.

A continuación, se presentarán ejemplos empíricos, recomendaciones y propuestas de estrategias que se pueden desarrollar a lo largo del proceso, desde la planificación del cierre y desmantelamiento hasta la revalorización de la comunidad, para enfrentar el impacto socioeconómico del cierre de una central nuclear.

#### Planificación del cierre y desmantelamiento.

**Iniciativa:** Este consiste en determinar el tipo de desmantelamiento a elegir como opción más viable, de acuerdo a diferentes variables, tales como los recursos humanos calificados necesarios, el estudio de inventario radiactivo y de componentes, equipos, sistemas y partes que pueden tener contaminación radiactiva. Es decir, un plan que por sus variables requerirá una actualización permanente, mediante su seguimiento hasta el cierre de la operación y desmantelamiento.

#### Creación de un plan de desarrollo sostenible.

**Iniciativa:** Se hace con un grupo conformado por el operador o responsable del desmantelamiento,

representantes políticos de la comunidad y sus agencias de desarrollo local, organizaciones sociales y colectivo de trabajadores. Puede asumir la máxima responsabilidad el gobierno nacional o regional y adquirir diversas formas (como una comisión).

#### Formación de empresas de desmantelamiento como una actividad/negocio de largo plazo.

**Iniciativa:** El impacto negativo del desmantelamiento puede ser mitigado por la creación de una nueva actividad económica asociada al proceso de desmantelamiento, como se ha decidido en algunos países.

**España:** En la comunidad próxima al complejo de centrales Vandellós, esta actividad ha tenido y tiene un efecto económico positivo, ya que ha permitido la creación de nuevas empresas en la localidad especializada en el desmantelamiento. Estas pueden desempeñar un papel importante en futuros proyectos de desmantelamiento que se llevarán a cabo en España.

**Alemania:** Energiewerke Nord (EN), una organización gubernamental responsable del desmantelamiento de la central de Greifswald, tiene como objetivo utilizar su know-how para trabajar en otros proyectos de desmantelamiento local como en proyectos internacionales (en Rusia, Ucrania, Eslovaquia y Bulgaria).



**Figura 8: Central nuclear Greifswald.**

Fuente: Hans-peter Merten/Getty Images.

**Creación de la infraestructura asociada para poder fortalecer futuros procesos de desmantelamiento. Iniciativa:** Infraestructura relacionada con sistemas educativos y de profesionalización del desmantelamiento.

**España:** Se creó el Centro Tecnológico Mestral en Vandellós, que consta de un programa de vigilancia de la instalación nuclear durante el período de enfriamiento, una escuela de capacitación sobre cierre y desmantelamiento y el desarrollo de proyectos en la temática para la etapa final de la central Vandellós, y otros que eventualmente ocurran.

**Integración territorial. Iniciativa:** Impulsar la integración de la comunidad del sitio con otro municipio, localidad o región de forma de expandir el área industrial afectada a una comunidad mayor. De esta forma se pueden volcar y administrar recursos de una manera más redistributiva y eficiente en una comunidad más grande con mayor diversidad de industrias en relación a una más pequeña y dependiente de algunas empresas o de la industria nuclear y del sitio a cerrar y desmantelar.

**Lituania:** La región donde se ubican las centrales Ignalina I y II fue creada por una decisión de gobierno en el año 2002 antes del cierre de su primera unidad, con el objetivo de expandir el área industrial, que en la actualidad agrupa tres municipios: Visaginas, Ignalina y Zarazai.

**Acondicionamiento del sitio del emplazamiento y otras zonas del área de influencia (local y regional) para emprendimientos que instrumenten tecnologías de generación eléctrica. Iniciativa:** Será importante la reutilización del sitio o el aprovechamiento de la zona de influencia para la instalación de tecnologías que impliquen el desarrollo de la generación eléctrica, a través de, por ejemplo, la reinstalación en el sitio de una nueva central nuclear o de otras tecnologías con una o más unidades para ampliar la seguridad energética, empleo e ingresos fiscales.

**Reino Unido:** El área de Dounreay posee oportunidades para el desarrollo de la energía eólica. Otras iniciativas que se están considerando

son la producción de etanol a partir de la madera (el área tiene una gran cantidad de árboles y se podría establecer una plantación comercial y posterior procesamiento industrial de árboles para tal fin), y la generación de energía a través de residuos sólidos urbanos.

**Lituania:** Se está analizando la posibilidad de instalar una nueva central nuclear en el sitio que albergaba a los reactores Ignalina I y II.

**Desarrollo de políticas de recursos humanos en el cierre y desmantelamiento de la central nuclear. Iniciativa:** Es primordial desarrollar un plan de recursos humanos que comprenda la importancia de una capacitación y formación continua a los trabajadores de mayor potencial para desempeñarse en las etapas de desmantelamiento, así como la reconversión de otros para obtener posibilidades de conseguir trabajos calificados en coincidencia con las especializaciones y calificaciones demandadas en la zona cercana, región o país, o propuestas de retiro o jubilación, para aquellos empleados con edades cercanas al fin del período laboral, según la legislación de cada país. De esta manera, será vital instrumentar mecanismos de apoyo para todos aquellos que necesiten una tutoría y acompañamiento en el proceso de su ciclo de vida laboral, que en diferentes momentos deberán dejar la instalación de la central. Para ello será primordial un plan de comunicaciones que acompañe el plan de desarrollo del capital humano.

**Francia:** El cierre por razones políticas de Super-phénix (ubicada en Creys-Malville, 1.200 MWe, concretado en 1998), siendo además el primer desmantelamiento de una gran central nuclear en dicho país, contó con una política de recursos humanos especial para su personal. El Grupo Electricidad de Francia (GEF) se hizo cargo del proceso de cierre y desmantelamiento, definiendo la reubicación de personal a otras centrales nucleares de GEF, actividades de desmantelamiento para algunos de ellos, como jubilación anticipada para un tercer grupo. Se reforzaron las medidas de compensación de las posibles pérdidas de ingresos, se asesoró a cada empleado para definir su proyecto profesional y fueron ayudados sus cónyuges en la búsqueda de nuevos empleos.



**Figura 9: Central nuclear Super-phénix.**

Fuente: European Nuclear Young Generation Forum 2015.

**Suecia:** Para el cierre definitivo de Barsebäck II (2005), el plan del desarrollo de personal planteó que cada empleado tendría la responsabilidad de analizar su propia situación y recibir apoyo para elaborar programas personales de desarrollo, de acuerdo a las siguientes posibilidades: continuar su trabajo en el desmantelamiento dicha unidad; hacerlo en otras centrales nucleares del país, o llevar a cabo un desarrollo de competencias para su uso en otra actividad.

### **Comentarios finales**

Las ciudades y regiones que albergan una o varias centrales nucleares pueden transitar años, incluso décadas sin tomar total dimensión del grado en que estas unidades influyen positivamente en sus hogares, industrias, comercios y demás entidades del lugar. En este sentido, a lo largo de este análisis se ha puesto en evidencia que los efectos socioeconómicos del cierre y desmantelamiento de centrales nucleares pueden impactar con distinta intensidad a la comunidad, de acuerdo a una combinación de diversos factores.

Las características de los diferentes países, comunidades locales y regionales, ubicación de las unidades y tipos de sitios, conforman

algunas de las particularidades que hacen que tanto la intensidad de los efectos, como sus interrelaciones, varíen de un caso a otro.

Por otra parte, de acuerdo a la experiencia comparada, se ha identificado que las discusiones a menudo se centran en el suministro eléctrico, los costos, los objetivos ambientales y de seguridad radiológica, sin contemplar el cierre desde la perspectiva de la comunidad que alberga a la central y sus aspectos socioeconómicos. En relación a ello, se deberá evaluar la creación de un plan de desarrollo sostenible para el área afectada, como parte de la planificación del cierre.

Para finalizar, a pesar de la cantidad de particularidades que dificultan la identificación de recomendaciones, se han expuesto una serie de lineamientos y propuestas en base a las lecciones aprendidas en cierres definitivos de centrales nucleares, que resultan fundamentales para una adecuada planificación.

### **Referencia bibliográfica**

Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Tecnológicas, Mendoza. Recuperado de <https://www.mendoza.conicet.gov.ar/portal/enciclopedia/terminos/Sociedad.htm>

Mochón Morcillo, F. & Becker, V. A. (2002). Economía. Principios y Aplicaciones. (2ªed). Buenos Aires: MC GRAW HILL

Harriague, S & Quillici, D. (Comps.) (2014). Estado, política y gestión de la tecnología. Obras escogidas (1962-1983). Jorge A. Sábato. Provincia de Buenos Aires: UNSAM Edita Environmental Progress.  
<http://environmentalprogress.org>

International Atomic Energy Agency (2008). Technical Reports Series no, 464. Managing the Socioeconomic Impact of the Decommissioning of Nuclear Facilities. Vienna: Autor

Foro Nuclear. Impacto socioeconómico de la industria nuclear en España. Recuperado de <https://www.foronuclear.org/recursos/publicaciones/impacto-socioeconomico-de-la-industria-nuclear-en-espana/>

The Pilgrim Nuclear Power Station Study: A Socio-Economic analysis and closure transition guide book  
<https://www.nrc.gov/reading-rm/doc-collections/fact-sheets/decommissioning.html>

Pilgrim Closure Planning Support: Phase II Final Report, junio de 2016 – Institute for Nuclear Host Communities Consejo de Seguridad Nuclear (2008). Desmantelamiento y clausura de centrales nucleares. Madrid: Autor

Base de datos PRIS: Power Reactor Information System – IAEA

Artículo periodístico "When a nuclear plant closes, a community suffers. Here's how we can change that", publicado en <https://www.sanluisobispo.com/opinion/letters-to-the-editor/article105472331.html>

Artículo periodístico "Nuclear plant shutdowns a crisis for small towns across the USA" publicado en <https://www.lohud.com/story/news/investigations/2017/07/12/nuclear-plant-shutdowns/403656001/>

**Lic. Germán Dalmasso**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. GESTIÓN ESTRATÉGICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

**Ing. Pablo Rimancus**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. PROSPECTIVA NUCLEAR Y PLANIF. ENERGÉTICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

# Análisis comparativo de los costos de transporte y energía de respaldo para las tecnologías eólica y solar en Argentina

**Autores:** Santiago Jensen; Agustín Zamora.

El presente artículo analiza las tecnologías renovables intermitentes (ERI) eólica y solar desde el punto de vista económico aplicando costos nivelados de generación. Si bien existen varias publicaciones internacionales al respecto, este trabajo incorpora al análisis la infraestructura asociada al respaldo de potencia (backup) y transporte de energía eléctrica propia de las características geográficas, la demanda eléctrica y la disponibilidad de recursos renovables intermitentes en Argentina.

## Introducción a la metodología de Costos Nivelados

La metodología de Costo Nivelado de Generación de Electricidad (CNG) consiste en la valoración económica del costo de generación de electricidad incluyendo los costos a lo largo de toda la vida útil del proyecto, esto abarca la inversión inicial, el costo de combustible, y los costos de operación y mantenimiento (OyM), fijo y variable. También se pueden incluir otros relacionados a la repotenciación, o penalidades por emisiones de gases de efecto invernadero.

El valor del CNG es utilizado para la comparación de los costos expresados en U\$/MWh para diferentes tecnologías, y su ventaja principal es

que se puede aplicar a tecnologías con diferente tamaño y vida útil. Esto se realiza a una tasa de descuento que refleja el rendimiento del capital para un inversionista.

La expresión general de costos nivelados se presenta a continuación:

$$CNG = \frac{\sum_{t=1}^n I_t + OyM + C_t}{\sum_{t=1}^n E_t}$$

En donde:

I: Inversión, expresado como Overnight Cost<sup>1</sup>

OyM: Costo de Operación y Mantenimiento

C: Costo de Combustible

E: Energía Generada

<sup>1</sup> Overnight Cost: es el costo de un proyecto de construcción si no se incurrió en intereses durante la construcción, como si el proyecto se completara “de la noche a la mañana”.

**Análisis de las tecnologías por Costo Nivelado**

Se hará una comparación directa de las ERI, teniendo en cuenta los costos de inversión, de combustible, y los costos de OyM fijos y variables de una central nuclear genérica.

Las tecnologías seleccionadas para el análisis y su potencia instalada son una central nuclear tipo PWR de 1.000 MWe, un parque eólico onshore y un parque solar fotovoltaico, ambos de 1.000 MWe.

A continuación se presentan los datos técnicos y económicos de las tecnologías analizadas:

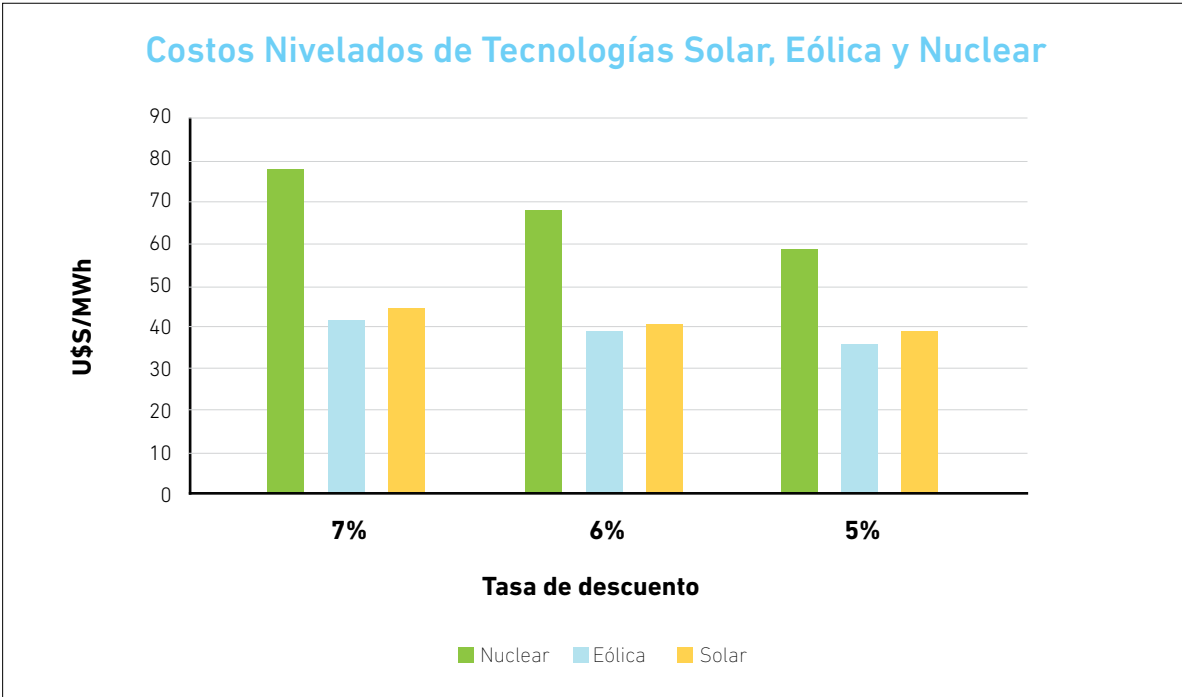
| Tecnología         | Vida Útil | Tiempo de construcción | Factor de Planta | Overnight Cost | Costo Comb    | OyM Fijo      | OyM Variable |
|--------------------|-----------|------------------------|------------------|----------------|---------------|---------------|--------------|
|                    | (Años)    | (Años)                 | %                | (U\$S/kWe)     | (MM U\$S/año) | (U\$S/kW año) | (U\$S/MWh)   |
| Central Nuclear    | 60        | 5                      | 90               | 6.500          | 21            | 50            | 1,14         |
| Parque eólico      | 20        | 2                      | 50               | 1.620          | -             | -             | 5,4          |
| Solar Fotovoltaica | 20        | 2                      | 22               | 770            | -             | -             | 5,3          |

**Tabla 1: Datos técnicos y económicos de las tecnologías analizadas.**

Fuentes: -IAEA-TECDOC-1837 Experience in Modelling Nuclear Energy Systems with MESSAGE: Country Case Studies. Año 2018.

- Datos ajustados en base a la presentación realizada por el Subsecretario de Energías Renovables y Eficiencia Energética Sebastián Kind en el ciclo de charlas organizadas por FORUM. Septiembre de 2019.

Los resultados obtenidos del análisis de costo nivelado se pueden ver en la Figura 1 y en la Tabla 2.



**Figura 1: Costos Nivelados de Generación.**

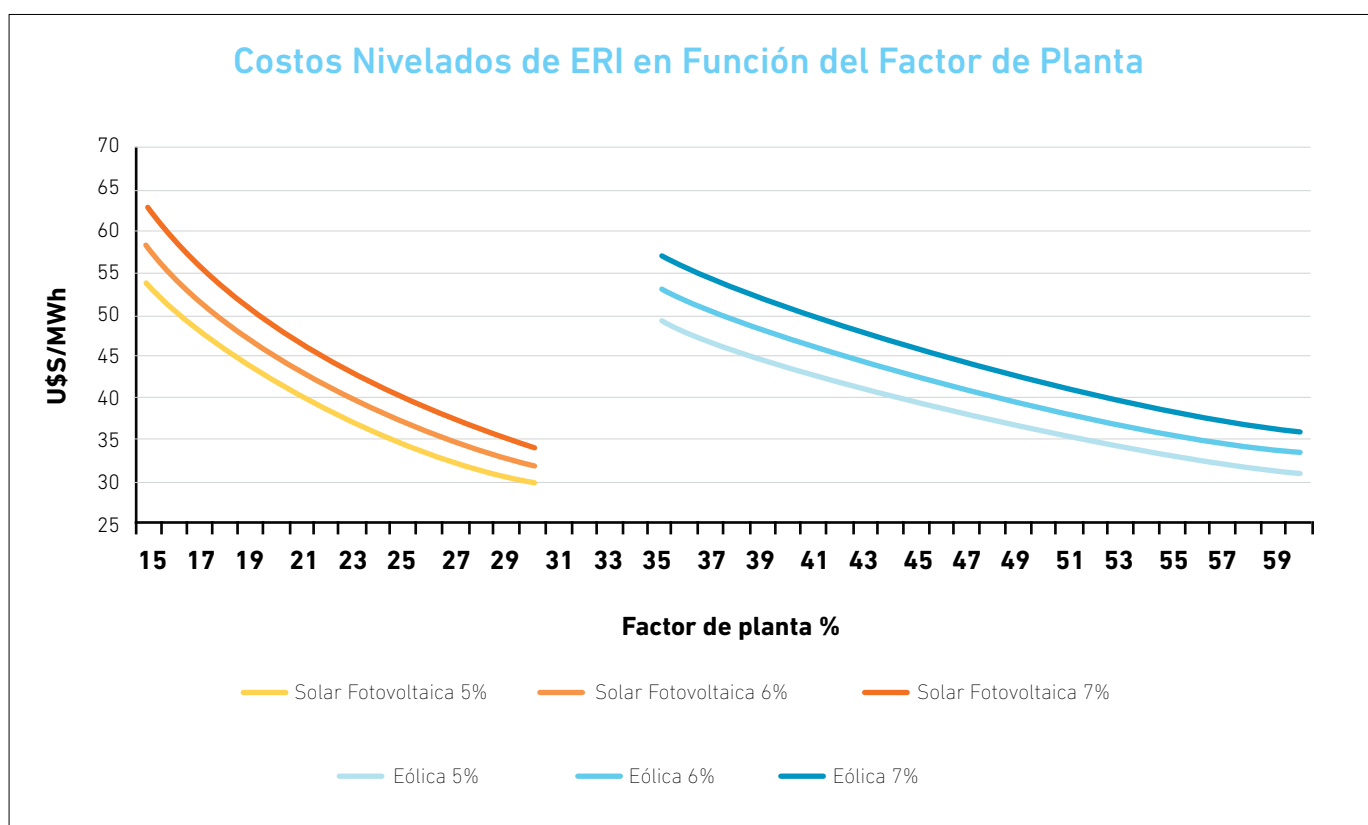
| Tecnologías        | Costo Nivelado de Generación (U\$S/MWh) |        |        |
|--------------------|-----------------------------------------|--------|--------|
|                    | TD: 7%                                  | TD: 6% | TD: 5% |
| Nuclear            | 78,2                                    | 68,1   | 58,6   |
| Eólica             | 41.8                                    | 38.8   | 36.0   |
| Solar Fotovoltaica | 44.6                                    | 41.4   | 38.3   |

**Tabla 2: Costo nivelado de las tecnologías evaluadas.**

Nota: TD: Tasa de descuento.

A partir del análisis se puede observar que a medida que el valor de la tasa de descuento disminuye, los costos nivelados —y las diferencias entre ellos que surgen de las diferentes tecnologías— también se reducen. De todas formas, esta comparativa permite ver que las tecnologías ERI aventajan considerablemente a la opción nuclear.

El factor de planta de las centrales eólicas y solares presenta una gran dispersión y tiene un fuerte impacto en el valor de costo nivelado. Como se observa en la Figura 2, ante una variación del factor de planta, lo que es usual en este tipo de tecnologías, el costo nivelado de la misma presenta amplias variaciones.



**Figura 2: Variación del Costo Nivelado de Generación de ERI.**

### Análisis de la infraestructura requerida por las tecnologías de generación

A continuación se realizará el análisis de costo nivelado de las ERI incluyendo el costo asociado al transporte de energía eléctrica y el backup térmico necesario para compensar la intermitencia en su generación.

Resulta necesario tomar en consideración el costo de transporte, dado que los sitios de emplazamiento de parques eólicos y solares dependen de las zonas en donde se dispone del recurso, tienen mejor factor de disponibilidad y hacen viable técnica y económicamente su instalación. En el caso de Argentina, estos se encuentran alejados de los centros de mayor demanda de energía eléctrica.

El backup térmico es otro factor a tener en cuenta para compensar la intermitencia si las energías renovables incluidas en la Ley N° 27.191 alcanzan el 20% de la energía. En la actualidad, al tener una participación mucho menor y, al mismo tiempo, un exceso de centrales térmicas que compensen las variaciones, no es necesario incluir el costo del backup, que hoy en día puede hacerse con centrales hidráulicas de embalse del Comahue. A medida que aumente la participación de tecnologías de característica intermitente, deberá aumentar la reserva rotante (maquinas térmicas encargadas de la regulación de frecuencia del sistema eléctrico) lo que

conlleva un costo asociado para la operación de las mismas.

El análisis será realizado teniendo en cuenta el buen desempeño de la turbina de gas, para compensar la variación de generación de ERI, como es el caso de la eólica.

Estos costos asociados no se tienen en cuenta para una central nuclear, ya que esta puede construirse cerca de la demanda, como es el caso de las centrales actuales y proyectadas en Argentina para el complejo Atucha. Al entregar energía en forma constante sin intermitencias, ésta no requiere un backup térmico.

A continuación se analizarán en profundidad estos aspectos, para luego calcular los costos nivelados asociados.

### Análisis geográfico de la oferta de ERI y la demanda

Para comenzar se analizará la distancia geográfica entre los proyectos de energía renovable considerando también los puntos geográficos de mayor demanda eléctrica. La Figura 3 muestra la distribución de la demanda de energía eléctrica geográficamente, concentrada en su mayoría en la provincia de Buenos Aires (Capital Federal y Gran Buenos Aires), y el cordón agro industrial de la provincia de Santa Fe.

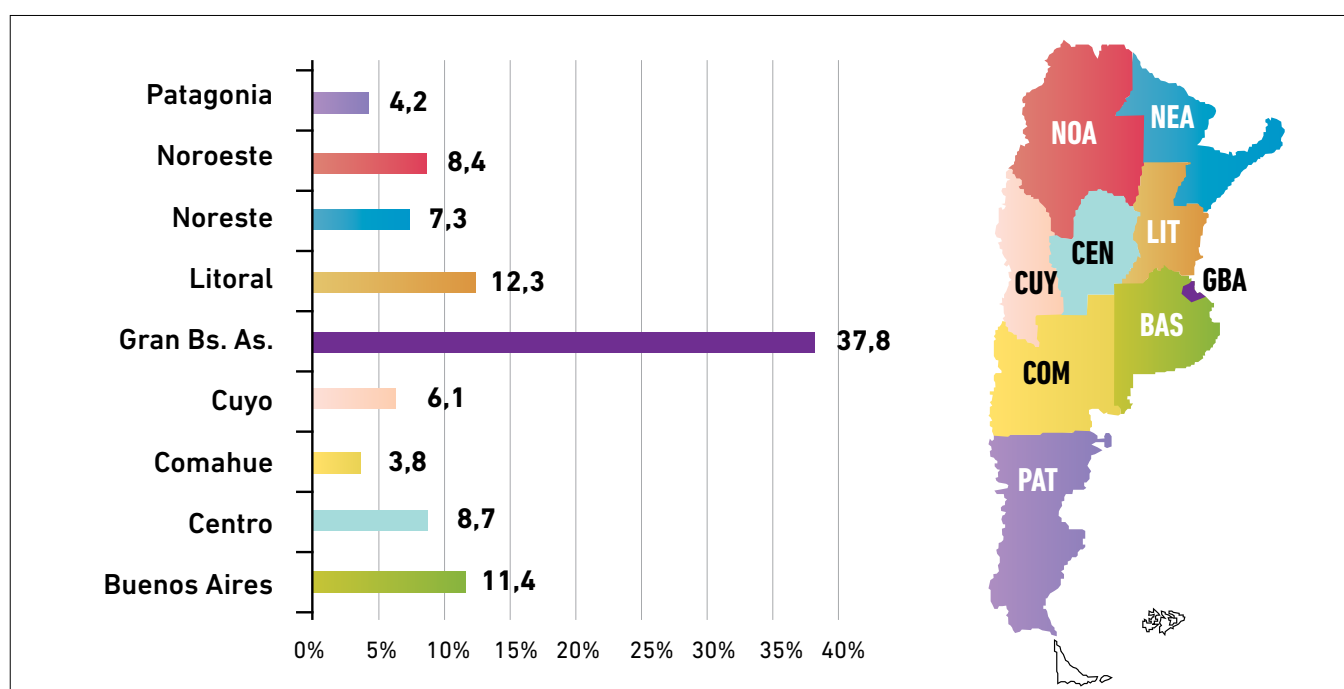


Figura 3: Distribución de la demanda por regiones eléctricas 2018.

A partir de La Ley N° 27.191 aprobada en septiembre de 2015, encargada de fomentar la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, se creó el plan RenovAr. De esta manera se propone incorporar hasta 10 GW en el período 2018-2025. Las energías renovables

enmarcadas por la ley son las siguientes: eólica, solar fotovoltaica, biomasa, biodiesel, biogás y las centrales hidráulicas con una potencia de hasta 50 MW. A continuación se muestra la evolución de expectativas de crecimiento propuestas por la mencionada ley.

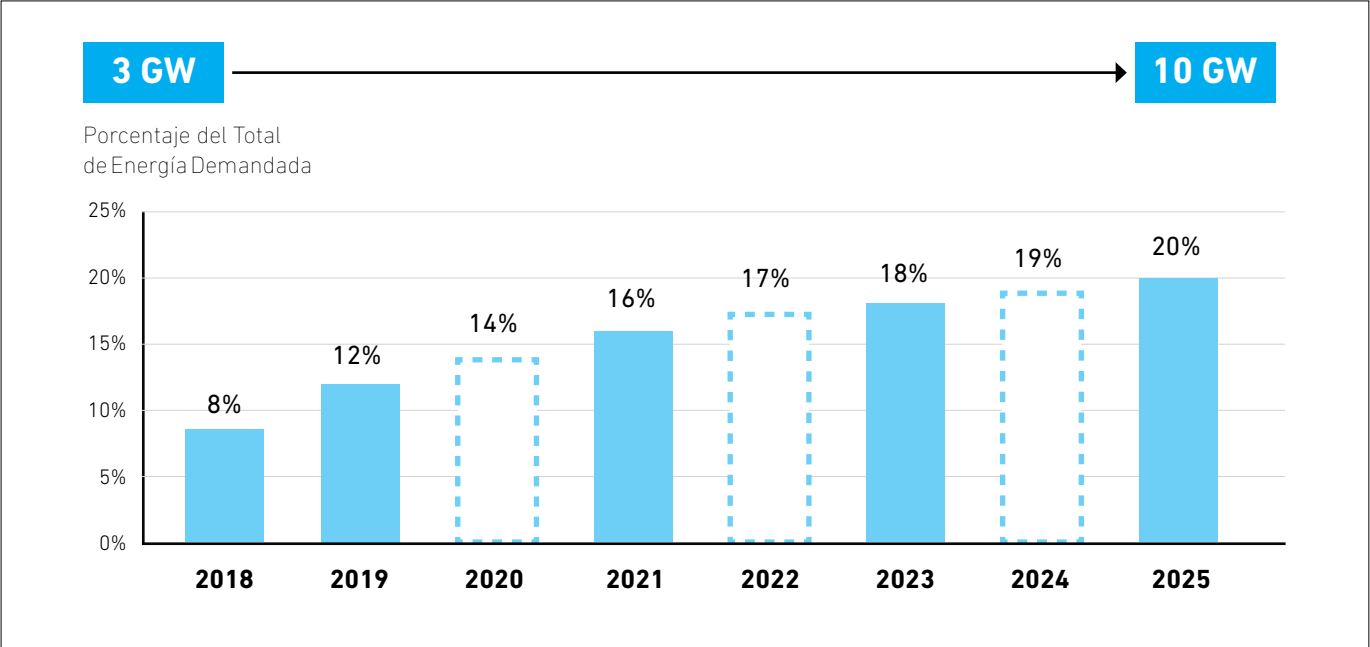


Figura 4: Proyección de la participación de las energías renovables, Ley N° 27.191.

Los proyectos y tecnologías en operación se encuentran distribuidos geográficamente en función de la disponibilidad del recurso, como se observa en la Figura 5. Además se puede

visualizar que la mayoría de las tecnologías renovables, principalmente la solar y la eólica, se encuentran alejadas de los centros de mayor demanda.

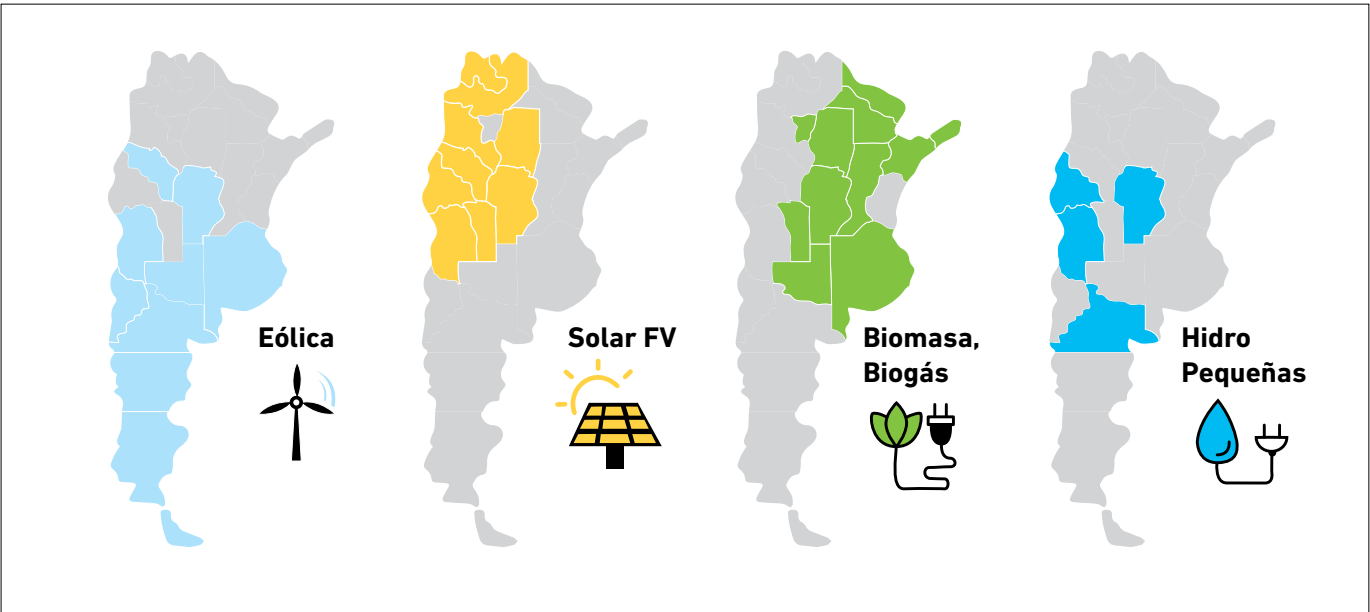
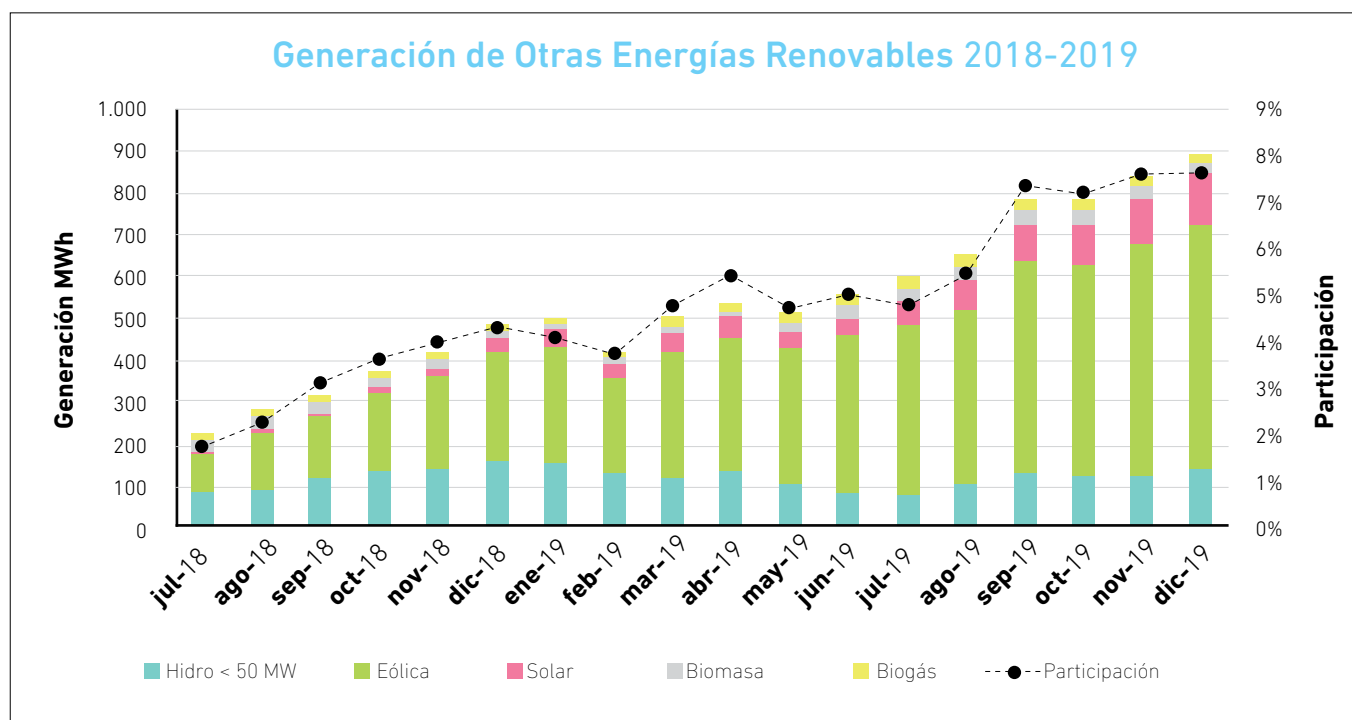


Figura 5: Programa RenovAr, participación federal.

No obstante, si bien la ley incorpora diversas tecnologías ERI, la eólica y la solar fotovoltaica son las dos las que se destacan en términos

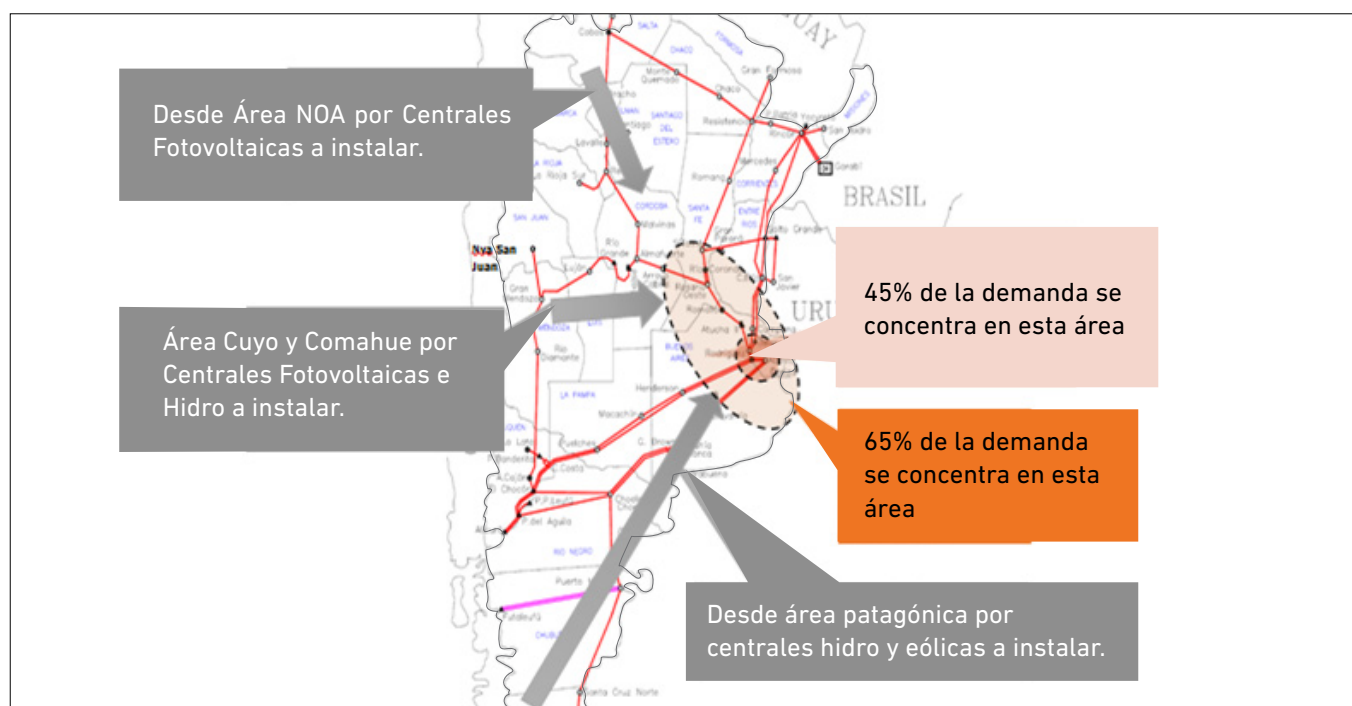
de participación. La Figura 6 describe la participación de estas tecnologías durante el último semestre del año 2018 y el 2019 en su totalidad.



**Figura 6: Incorporación de ERI al SADI (Plan RenovAr).**

A partir de los datos presentados se evidencia una clara necesidad de líneas de transporte de energía eléctrica para unir la oferta con

la demanda. En la Figura 7 se puede ver la necesidad de transmisión para el ingreso de generación renovable de gran potencia.



**Figura 7: Plan de ampliación de redes de transmisión.**

Fuente: CAMMESA.

A su vez en el sistema eléctrico se debe mantener el equilibrio entre las necesidades de demanda y la capacidad de generación. La variabilidad y la imprevisibilidad de las ERI plantean desafíos adicionales en este punto.

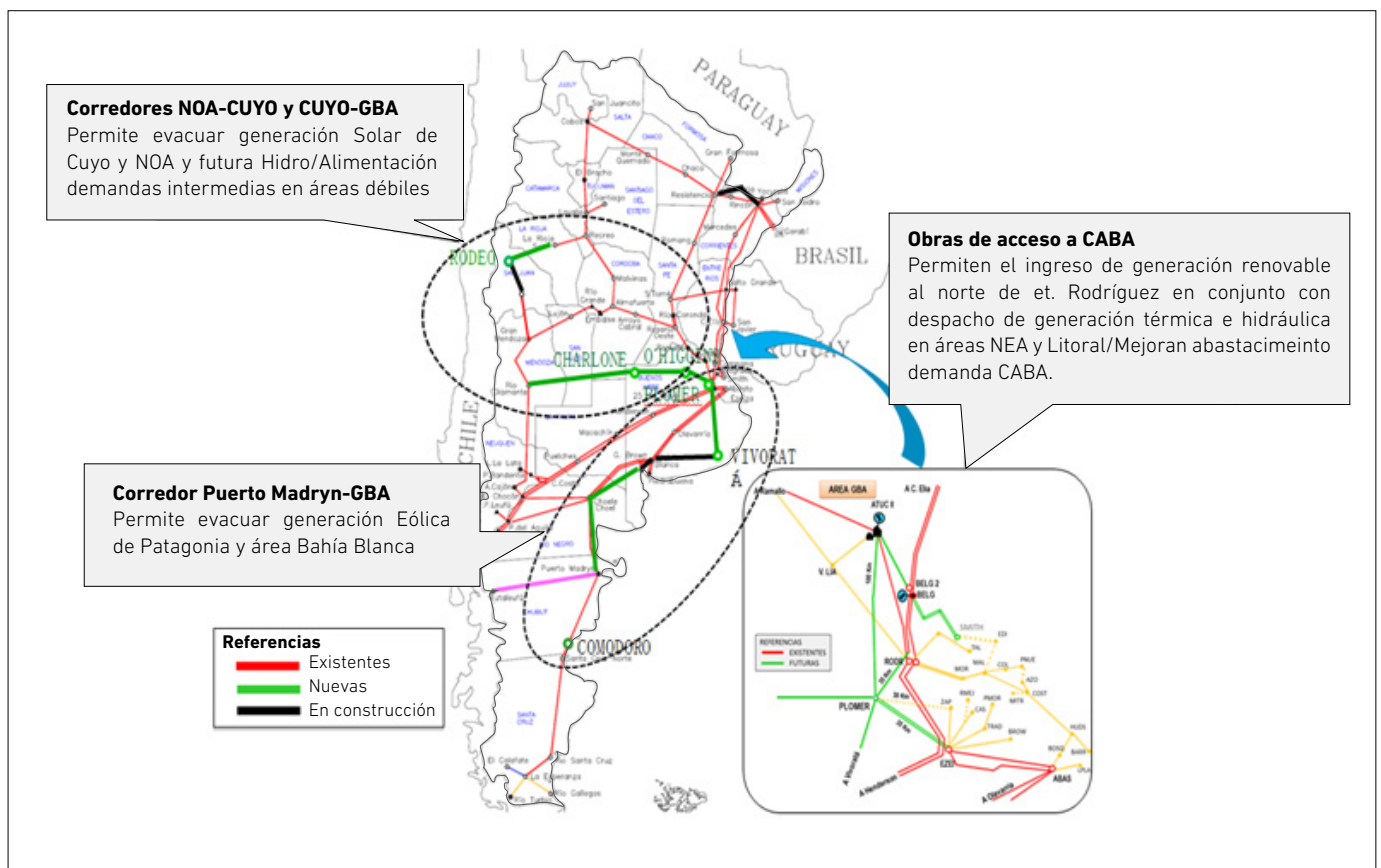
Con respecto a las redes eléctricas, será necesario proteger la estabilidad de la red ya sea en control de voltaje, potencia reactiva, frecuencia, entre otros requerimientos técnicos.

La calidad de energía es un conjunto limitado de propiedades eléctricas que permite a todos los sistemas eléctricos funcionar de la manera prevista, sin pérdidas significativas de rendimiento y de la vida útil de los equipos. Este

término es utilizado para describir la energía que alimenta una carga y los requerimientos técnicos para su funcionamiento.

Debido a esto, contar con una red robusta es esencialmente una condición previa para llevar a cabo un plan de expansión de ERI. Una red más fuerte mejora la confiabilidad del sistema y permite una operación general más eficiente, ya que el sistema utiliza opciones de generación y flexibilidad más eficientes.

La Figura 8 presenta las líneas de alta tensión existentes, las nuevas y las que están en construcción para satisfacer las necesidades de transporte para los proyectos renovables.



**Figura 8: Ampliaciones de Líneas de Alta Tensión a corto plazo.**

Nota: ET: Estación Transformadora. Fuente: CAMMESA.

Los principales corredores de 500 kV alcanzan la saturación, no pudiéndose utilizar a pleno toda la potencia instalada, como es el caso del Corredor Comahue-Bs As, y el Corredor NOA-Centro.

La incorporación de nueva generación está limitada por las posibilidades de la actual infraestructura de vinculación al Sistema de Alta Tensión, y su despacho supeditado a la saturación de los corredores de transmisión.

Esta limitación es tal que se está contemplando para las futuras rondas licitatorias de ERI la incorporación de nuevas líneas de transporte, porque se estima que cuando la participación de estas tecnologías alcance el 10% de la oferta, la capacidad de transmisión existente se encontrará saturada.

### Análisis de la variabilidad de las ERI

Las centrales eólicas presentan gran variabilidad en su operación para los distintos tramos del día, llegando incluso a que en ciertos intervalos no se produzca generación eléctrica por la baja velocidad del viento. Para ejemplificar esto, en las Figuras 9 y 10 se podrá ver el detalle de la generación promedio diaria a nivel nacional desde

junio de 2019 hasta marzo de 2020 inclusive para las tecnologías eólica y solar fotovoltaica, respectivamente. Los valores presentados representan la generación promedio diaria con un intervalo de muestreo de cinco minutos en la generación instantánea por CAMMESA, lo que equivale a más de ochenta y cinco mil valores para los diez meses analizados.

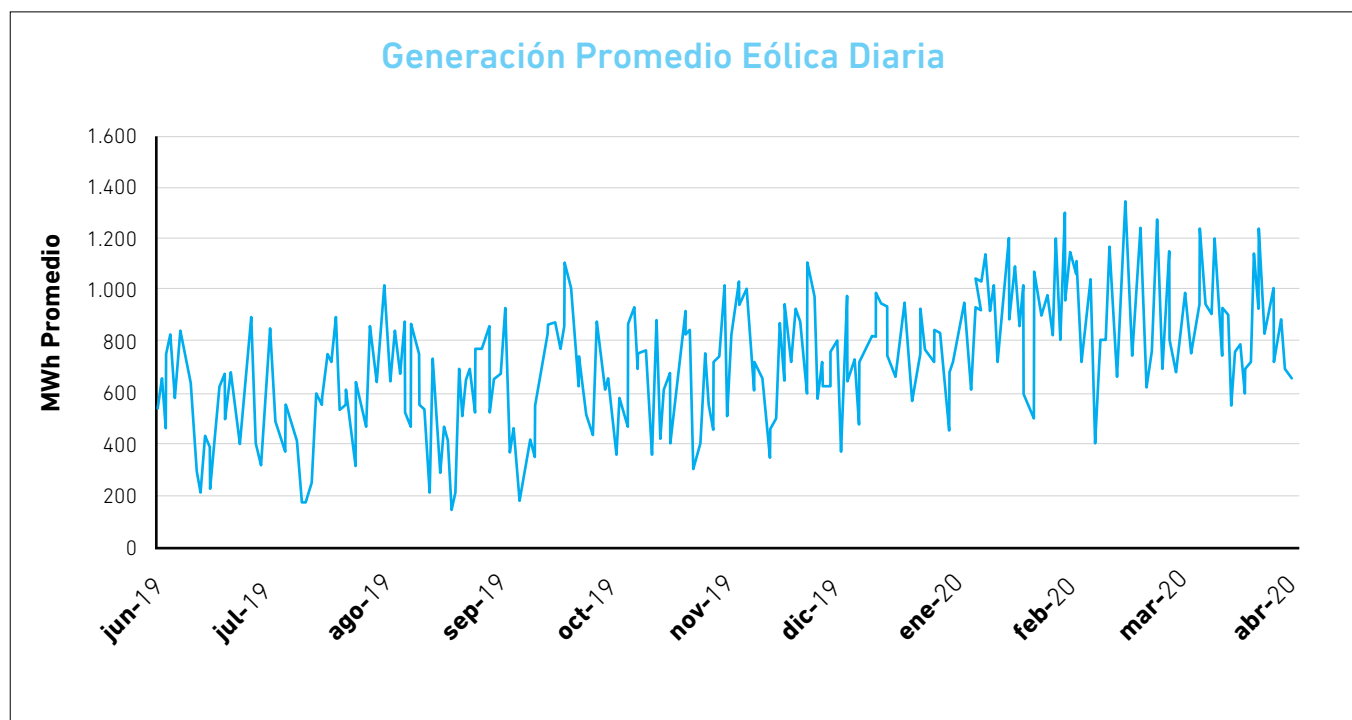


Figura 9: Generación promedio eólica junio 2019 - abril 2020.

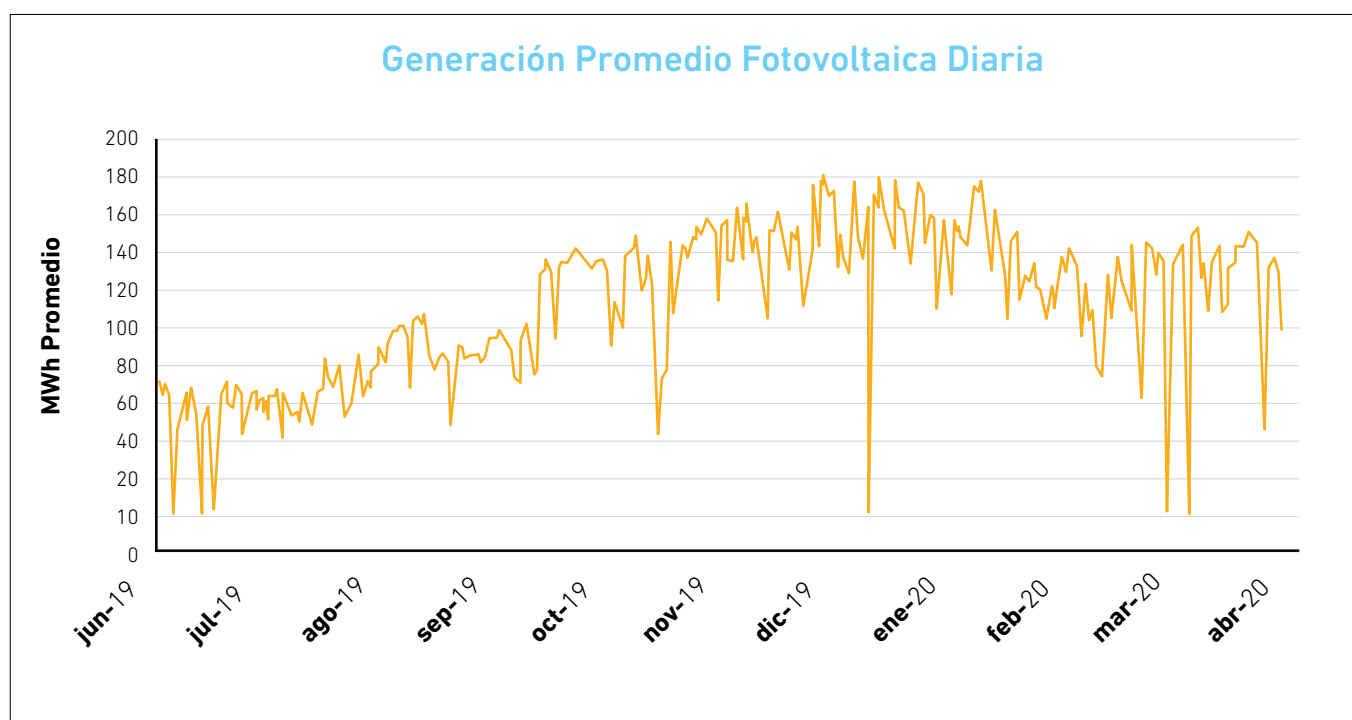
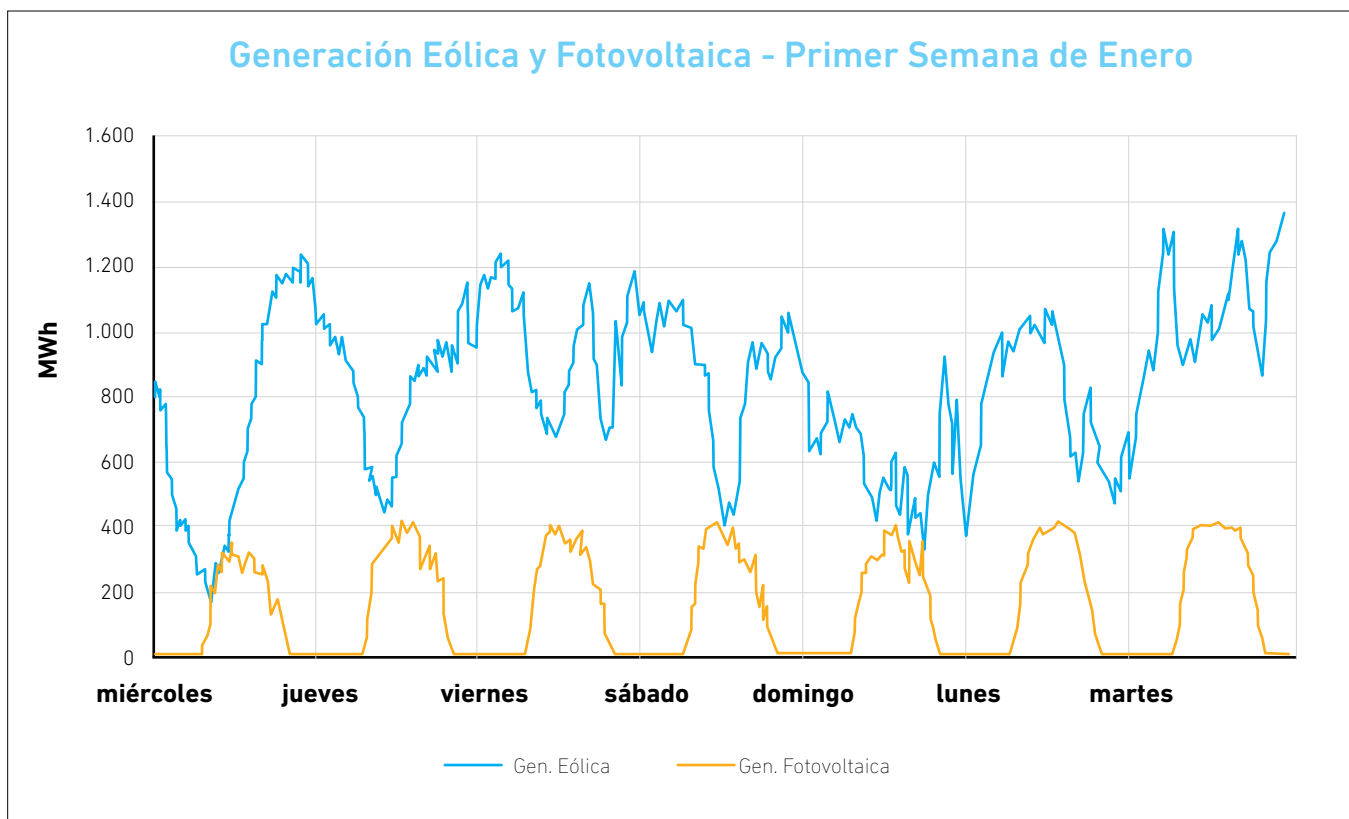


Figura 10: Generación promedio solar fotovoltaica junio 2019 - abril 2020.

En ambos casos se puede observar cierta tendencia de crecimiento en la generación, en el primero por incorporación de más potencia eólica al sistema (de 1.070 MW en junio de 2019 a 2.012 MW en abril de 2020). En el segundo se observa la misma situación (aumento de 330 MW en junio de 2019 a 456 MW en abril de 2020) sumado a la mayor radiación solar durante los meses de verano.

Para ilustrar mejor este concepto se presentara en la siguiente figura cuál ha sido el comportamiento de ambas tecnologías durante la primera semana de enero del presente año. Los valores presentados cuentan con un intervalo de muestreo de cinco minutos, con lo cual se obtienen 288 valores para un día.



**Figura 11: Variación de generación eólica y solar.**

No obstante, esta variación se puede analizar mejor con el factor de planta, el cual es calculado como la relación entre la máxima energía que podría haberse generado y la energía generada realmente en un mismo periodo. Las Figuras

11 y 12 presentan estos valores para las dos tecnologías analizadas. El valor promedio de la eólica y la solar fotovoltaica dio como resultado un valor de 50% y 22%, respectivamente.

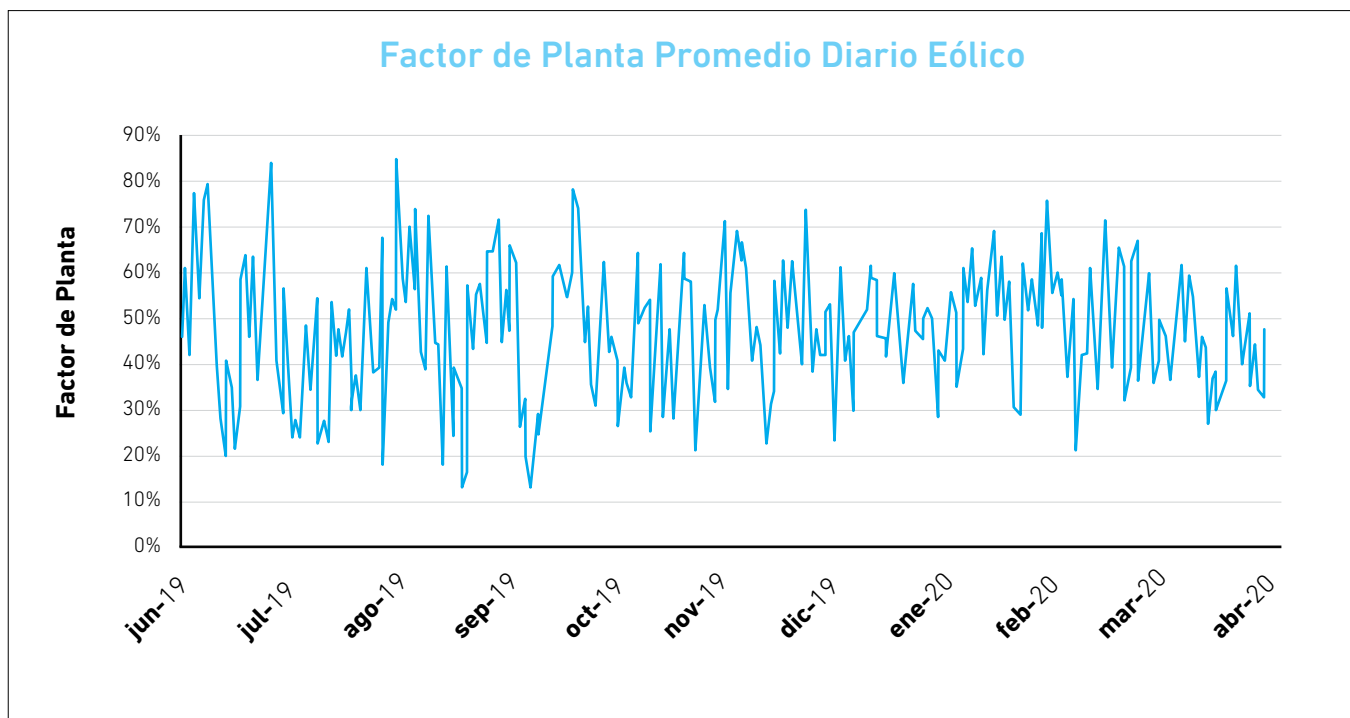


Figura 12: Factor de planta promedio eólico junio 2019 – abril 2020.

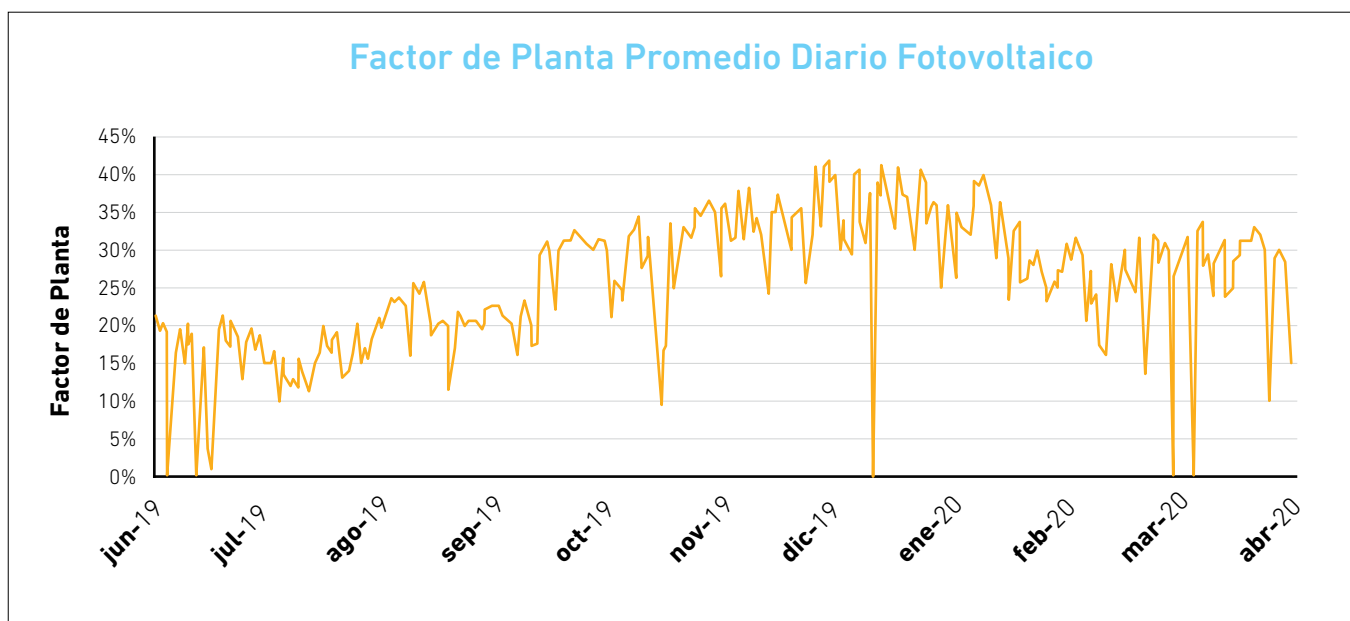


Figura 13: Factor de planta promedio solar junio 2019 – abril 2020.

### Costos asociados al incremento en la participación de ERI

Uno de los principales costos asociados es el relativo a la expansión de la red eléctrica. El incremento significativo de ERI impone la necesidad de una ampliación del sistema eléctrico, por las grandes distancias desde el sitio de la generación y la demanda.

Las plantas de generación térmica existentes se verán obligadas a tener una operación cíclica con

la integración de generación ERI. Esta operación se refiere a la de las unidades de generación eléctrica a diferentes niveles de carga, incluyendo entrada y salida de servicio como variaciones de carga en respuesta a cambios de la generación y demanda del sistema.

De esta forma, cada vez que una unidad de generación térmica tiene grandes variaciones, las líneas de vapor de la caldera, turbina, y componentes auxiliares pasan inevitablemente

por grandes tensiones térmicas y de presión que generan daños.

Cuando una unidad de generación térmica comienza a operar de forma cíclica, por lo general se observa un aumento de las salidas forzadas debido a la mayor tasa de fallas a lo que están propensos sus componentes. Por lo tanto podemos distinguir costos asociados a este tipo de operación.

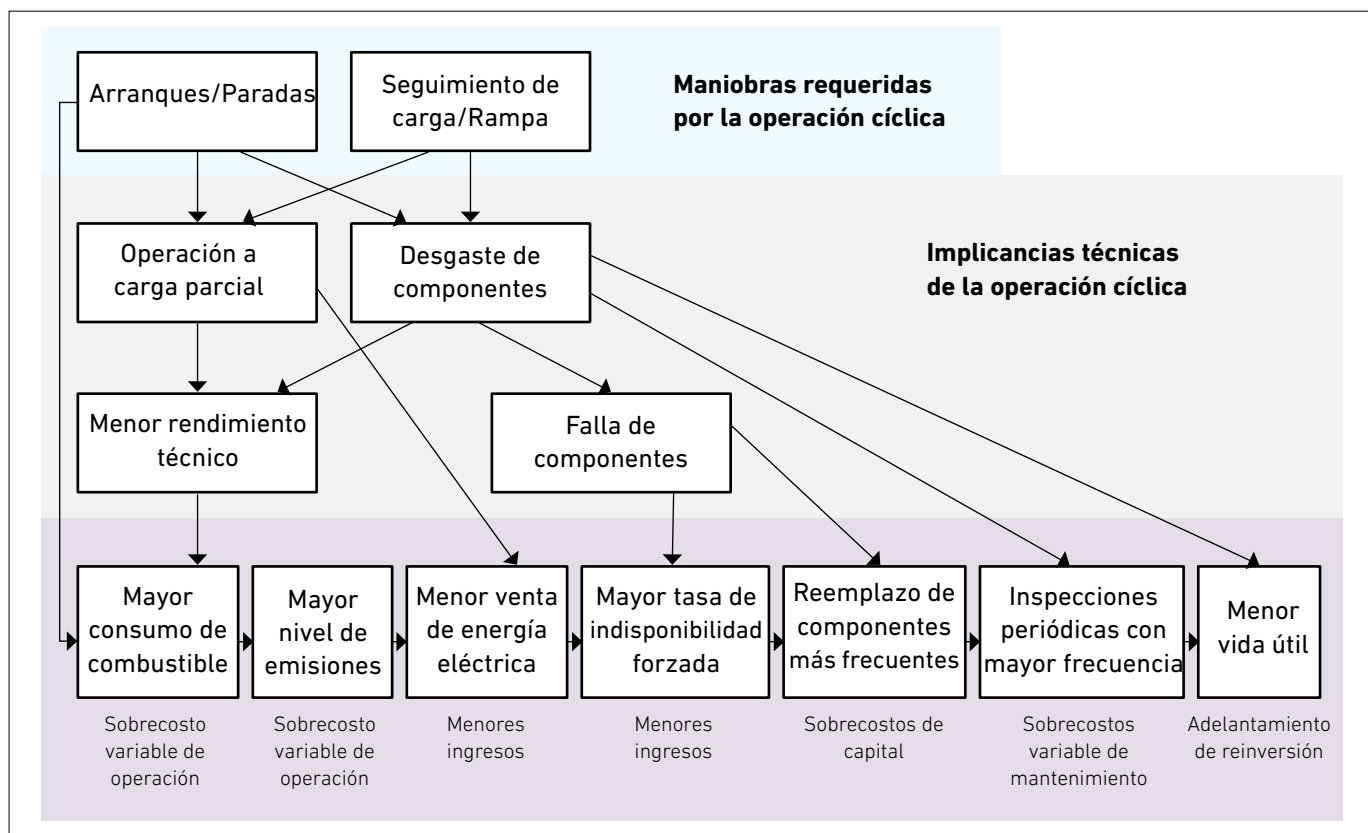
El sobrecosto debido a este fenómeno es un aumento en el consumo de combustible. Esto se debe a que la central opera con un menor rendimiento térmico en comparación a su funcionamiento regular. Este fenómeno tiene como consecuencia un aumento del costo variable de combustible y las emisiones producidas durante su operación.

Otro sobrecosto es producto del desgaste experimentado durante los encendidos, apagados y las rápidas variaciones de carga.

Estas maniobras generan estrés térmico y deterioro tales como erosión, corrosión, fatiga y deformación de los materiales. Mientras mayores sean las transiciones rápidas de temperatura, mayor será el daño causado a los componentes. Estos daños obligan a mayores salidas de servicio por mantenimiento e inspecciones periódicas, lo que se traduce en sobrecostos variables de mantenimiento, que contienen principalmente el costo de realizar inspecciones con mayor frecuencia a su comportamiento regular.

El desgaste de los componentes principales se traduce a su vez en sobrecostos de capital, en los que los propietarios de las instalaciones deberán incurrir para adquirir nuevos componentes que reemplacen aquellas partes que son retiradas de servicio.

En la siguiente figura se puede visualizar el desglose de las implicancias económicas debido a una operación cíclica en una central térmica.



**Figura 14: Implicancias económicas de la operación cíclica.**

Fuentes: N. Kumar et al., "Power Plant Cycling Costs", National Renewable Energy Laboratory (NREL), Apr. 2012.

P. Rodilla et al., "Modeling the Major Overhaul Cost of Gas-Fired Plants in the Unit Commitment Problem", IEEE Transactions on Power Systems, Nov. 2012.

K. Van den Bergh et al., "Long-term Cycling Costs in Short-term Unit Commitment Models", KU Leuven, IEEE, Jul. 2016.

M. Hermans and E. Delarue, "Impact of Start-up Mode on Flexible Power Plant Operation and System Cost", KU Leuven, IEEE, Jul. 2016.

## Análisis de costo nivelado de ERI incluyendo los costos de infraestructura asociados

A continuación se realizará la comparación de las tecnologías, incluyendo en el caso de las tecnologías solar y eólica el backup térmico y la línea de transporte.

La comparativa se hace teniendo en cuenta que la potencia instalada de todas las tecnologías en el extremo de la línea es de 1.000 MWe, requiriendo por lo tanto una línea de 500 kV.

Las alternativas a analizar serán dos para el caso de los parques eólicos, en un caso una línea que recorra desde Comodoro Rivadavia hasta el Gran Buenos Aires (1.500 km), y en el otro desde Bahía Blanca hasta el Gran Buenos Aires (500 km). El mismo análisis se hará con un parque solar fotovoltaico desde Caucharí, provincia de Jujuy, hasta el Gran Buenos Aires (1.500 km).

Los valores de referencia utilizados para el análisis se presentan a continuación:

| Turbina de Gas |                        |                   |                    |                |                           |                       |                        |
|----------------|------------------------|-------------------|--------------------|----------------|---------------------------|-----------------------|------------------------|
| Vida Útil      | Tiempo de Construcción | Factor de Planta* | Eficiencia Térmica | Overnight Cost | Costo Fijo de OyM (anual) | Costo Variable de OyM | Precio del combustible |
| Años           | Años                   | %                 | %                  | U\$/kW         | U\$/MW                    | U\$/MWh               | U\$/MWh                |
| 25             | 2                      | 50/78             | 34,6               | 1.100          | 18.000                    | 3,5                   | 33,2                   |

**Tabla 3: Datos de Turbina de Gas.**

Nota: El factor de planta es de 50 para el caso de backup eólico, y 78 para el caso de backup solar  
Fuentes: Precio de referencia del gas natural al 26 de agosto de 2019, fuente CAMMESA. Datos de la tecnología: U.S. Energy Information Administration. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2019: Electricity Market Module

## Línea de transporte:

Para el caso del análisis las líneas de transmisión de 500kV <sup>(1)</sup> se tuvieron en cuenta los valores de mercado correspondiente a una licitación del año 2018:

- **Costo de OyM:** 7,2 MM U\$/año.
- **Inversión:** 612 MM U\$.
- **Distancia:** 500 km.
- **Tiempo de construcción:** 3 años (operativa desde el primer año de operación de las ERI).

(1)Fuente: Banco de Inversión y Comercio Exterior, en base a datos de Licitación PPP línea de Extra Alta Tensión Río Diamante - Charlone. Septiembre de 2018.

Para el presente análisis se utilizaron dichos valores para el caso de un parque eólico en Bahía Blanca transportando hasta el Gran Buenos Aires (500 km), y se estimó que en el caso de una línea de 1.500 km -ya sea desde un parque

eólico en Comodoro Rivadavia o un parque solar fotovoltaico en Jujuy-, transportando hasta el Gran Buenos Aires (1.500 km), los valores en concepto de inversión y costos de OyM podrían ser del orden del doble que en el caso de 500 km. Esto se debe a que si bien la distancia se triplica, se entiende que otras centrales van a hacer uso de la capacidad ociosa de la línea, situación que se acentúa aún más en el caso de un parque fotovoltaico por su bajo factor de operación y generación concentrada durante una fracción del día. En el caso de la línea de 1.500 km se planteó la construcción de los tres tramos de 500 km al mismo tiempo, con lo cual en tres años finaliza la construcción de la obra, para encontrarse operativa desde el primer año de operación de las ERI.

En la Tabla 4 y la Figura 14 se presentan los resultados obtenidos.

| Tasa de descuento (%) | Opción analizada       | Costo nivelado sin backup y sin línea de transporte (U\$/MWh) | Incremento por backup térmico (U\$/MWh) | Incremento por línea de transporte (U\$/MWh) | Costo nivelado con backup más línea de transporte (U\$/MWh) |
|-----------------------|------------------------|---------------------------------------------------------------|-----------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------------------|
| 7                     | EO+ RED 1.500 + Backup | 41,8                                                          | 9,3                                     | 31,2                                         | 82,3                                                        |
|                       | EO+ RED 500 + Backup   | 41,8                                                          | 9,3                                     | 15,6                                         | 66,7                                                        |
|                       | FV+ RED 1.500 + Backup | 44,6                                                          | 7,1                                     | 71,0                                         | 122,7                                                       |
|                       | NUCLEAR                | 78,2                                                          | no aplica                               | no aplica                                    | 78,2                                                        |
| 6                     | EO+ RED 1.500 + Backup | 38,8                                                          | 9,7                                     | 29,1                                         | 77,6                                                        |
|                       | EO+ RED 500 + Backup   | 38,8                                                          | 9,7                                     | 14,5                                         | 63,1                                                        |
|                       | FV+ RED 1.500 + Backup | 41,4                                                          | 8,6                                     | 66,1                                         | 116,1                                                       |
|                       | NUCLEAR                | 68,1                                                          | no aplica                               | no aplica                                    | 68,1                                                        |
| 5                     | EO+ RED 1.500 + Backup | 36,0                                                          | 10,2                                    | 27,0                                         | 73,2                                                        |
|                       | EO+ RED 500 + Backup   | 36,0                                                          | 10,2                                    | 13,5                                         | 59,7                                                        |
|                       | FV+ RED 1.500 + Backup | 38,3                                                          | 10,1                                    | 61,4                                         | 109,8                                                       |
|                       | NUCLEAR                | 58,6                                                          | no aplica                               | no aplica                                    | 58,6                                                        |

Tabla 4: Costos nivelados de ERI y nuclear con su infraestructura asociada.

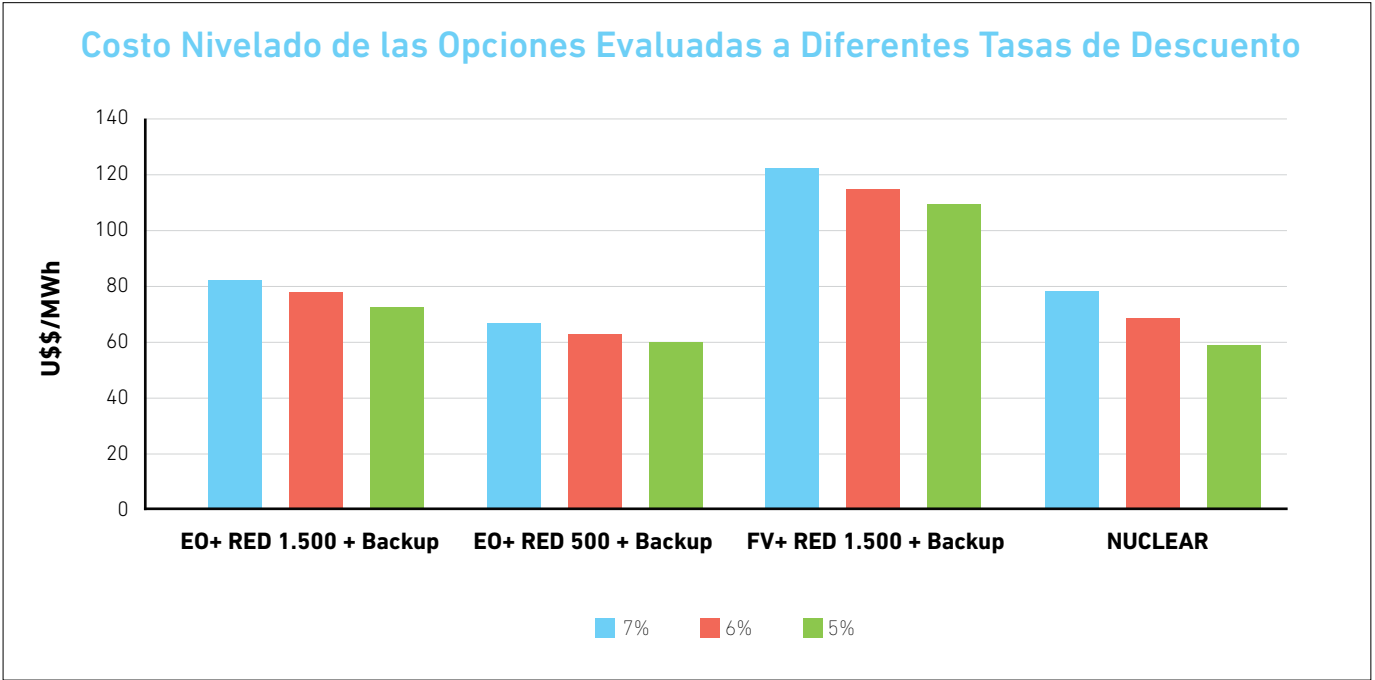


Figura 15: Costos nivelados de las centrales nucleares y las ERI con sus costos de infraestructura asociados.

Del análisis se observa que, en todos los casos sumando los costos asociados a ERI, se ha evidenciado que la opción nuclear es más competitiva siempre que se encuentre a una distancia de 1.500 km de la demanda, aun considerando un alto factor de carga de la energía eólica. Hay lugares en el país en los cuales se han instalado parques eólicos con factores que no superan el 35%.

El mayor impacto de incluir los costos de transporte se lo lleva el parque fotovoltaico, producto de su menor generación frente a la eólica. No obstante es una opción muy atractiva si se la considera para generación distribuida.

La opción más competitiva de todas es la eólica a no mas de 500 km de la demanda, pero la nuclear la sigue de cerca a tan solo 1,1 U\$/MWh a una tasa del 5%.

Este análisis expone que no se puede considerar de forma aislada los costos nivelados de las diferentes tecnologías, sino que es necesario interpretar que cada tecnología tiene costos asociados que dependen de varios factores, los cuales deben ser contemplados a la hora de analizar la selección de diferentes proyectos.

**Ing. Santiago Jensen**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. PROSPECTIVA NUCLEAR Y PLANIF. ENERGÉTICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

**Téc. Agustín Zamora**

GERENCIA PLANIF., COORD. Y CONTROL  
SUBGERENCIA PLANIF. ESTRATÉGICA  
DIV. PROSPECTIVA NUCLEAR Y PLANIF. ENERGÉTICA  
Comisión Nacional de Energía Atómica

# Síntesis Nuclear

## 70 Aniversario de CNEA

Con motivo de conmemorarse un nuevo aniversario de la creación de la Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA), y en el marco del aislamiento social, preventivo y obligatorio por la pandemia de COVID-19, las máximas autoridades del organismo emitieron un saludo en modalidad virtual para todos los trabajadores de la institución.

El presidente de CNEA, Osvaldo Calzetta, expresó su felicitación a todos los trabajadores del sector y, en especial, a los de CNEA, que “es la entidad madre del sector nuclear y que, en estos 70 años, creció, se consolidó, evolucionó y aportó logros sustantivos a la ciencia y a la tecnología de nuestro país. Además, alcanzó el reconocimiento internacional por todos estos logros. Una trayectoria que puso a la Argentina en el máximo nivel de las decisiones que tienen que ver con la energía nuclear y su uso pacífico”.

Calzetta reconoció “a todos los hombres y las mujeres que han pasado por nuestra institución a lo largo de estos 70 años. Cada una de estas personas contribuyó al círculo virtuoso que implica comenzar en la investigación básica, transformarla en investigación aplicada y luego llevarla a temas tecnológicos que se usan en nuestras plantas de producción y en la transferencia de tecnología a los demás sectores”.

Por otro lado, el presidente de la institución destacó el rol de la energía nuclear en la lucha contra el cambio climático y en la diversificación de la matriz energética argentina. En este sentido, ponderó la construcción del CAREM, el primer reactor modular de potencia de diseño íntegramente argentino. Asimismo, subrayó la capacitación de personal idóneo, tanto en los institutos como en los laboratorios y otras instalaciones. “CNEA ha sido, a lo largo de toda su trayectoria, una formadora de recursos humanos de alto valor en todos los niveles: profesionales, técnicos, becarios, administrativos, personal de apoyo, que han hecho que toda nuestra institución sea lo que es hoy, que sea reconocida a nivel nacional e internacional”, concluyó.

A su turno, Alberto Lamagna, vicepresidente de CNEA, realizó un recorrido histórico por los 70 años de la institución y recordó los primeros tiempos como “una época heroica” en la que “se puso en marcha el primer reactor de investigación, se construyeron dos centrales nucleares, se inició la interacción entre la medicina, la biología y la radiación”. También rescató “un hecho histórico cuando CNEA e INVAP le anuncian al mundo la capacidad de enriquecer uranio en Pilcaniyeu y, meses después, Brasil alcanzara el mismo logro. Los presidentes José Sarney y Raúl Alfonsín se reunieron en Foz de Iguazú para tratar el tema nuclear. Para muchos tratadistas ese gesto fue el embrión del Mercosur”.

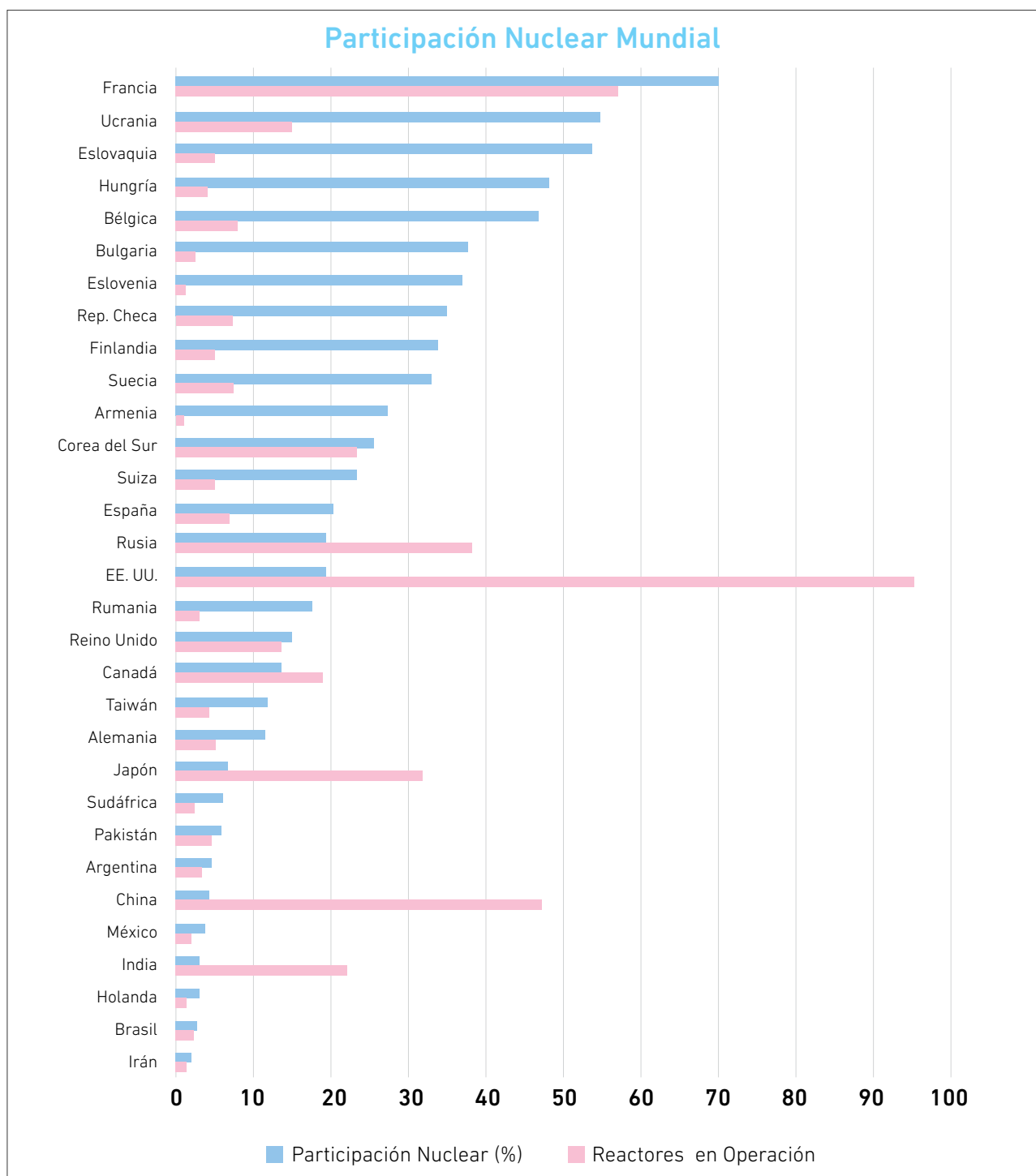
Seguidamente, Lamagna consideró que en el 2003 comenzó una nueva etapa para el organismo: “se vuelve a dar un impulso a la ciencia y la tecnología. En 2006 se realiza el relanzamiento del plan nuclear argentino, que le inyecta a nuestra institución nuevos proyectos de inversión. Se retoma el CAREM, se termina la construcción de Atucha II, comienza el reactor multipropósito RA-10 y se lanza el Plan Nacional de Medicina Nuclear”, describió el vicepresidente de CNEA.

Finalmente, auguró “el comienzo de una nueva era para CNEA en la que se van a ir terminando todos los grandes proyectos que nacieron en los años anteriores, y que va a tener tres grandes ejes: el nuclear, la innovación y la articulación con otros ministerios y actores sociales, más allá de la ciencia y la tecnología”.

### Participación Nuclear Mundial

A junio de 2020 se encuentran operables 441 reactores de generación nucleoelectrónica en 31 países, totalizando una capacidad instalada mundial de 390.126 MWe. A continuación se muestra la participación nuclear y el número de reactores en operación de cada uno de dichos países.

En la siguiente figura, las barras azules indican el porcentaje de generación que aporta la energía nuclear en la matriz de cada país (últimos datos disponibles a junio de 2020), mientras que las barras rosas representan el número de reactores en operación de cada uno de ellos.



Como puede observarse, el país con mayor cantidad de reactores en operación es EE.UU. con 95 unidades operativas. Sin embargo, la participación de la energía nuclear en la generación es sólo de un 19,7% (debido a su gran demanda de energía eléctrica), colocándolo a mitad de la gráfica respecto a los demás países.

Por otra parte, Francia es el país con mayor participación nuclear (70,6%) en la matriz eléctrica con un total de 57 reactores en operación.

China continúa su tendencia creciente con 48 reactores en operación, con una participación del 4,9% (debido al alto consumo energético del país, que lo posiciona como el mayor demandante de energía eléctrica a nivel mundial<sup>1</sup>, el elevado número de reactores en operación no simboliza un alto porcentaje de generación). Se planea elevar este porcentaje de modo considerable dado que actualmente China tiene 11 centrales nucleares en construcción.

En el caso de Japón es relevante mencionar que, luego del accidente ocurrido en Fukushima en marzo de 2011, se detuvo la operación de la totalidad de las centrales nucleares del país para someterlas a un proceso de evaluación estricto de la seguridad por parte del ente regulador japonés de la actividad nuclear (NRA). A partir del año 2013, este organismo comenzó a autorizar el reinicio de la actividad en algunas centrales, que recién a fines de 2015 comenzaron a operar. Es por esto que, a pesar de tener 33 centrales nucleares en condiciones para operar, actualmente sólo nueve se encuentran en funcionamiento, lo que resulta en una participación nuclear superior a 7,5% (último dato disponible) respecto a la generación total.

Por su parte, Rusia cuenta con 38 reactores en operación. La participación nuclear en este caso es del 19,7%.

Por otra parte, el resto de los países del mundo con generación nucleoelectrica poseen no más de 25 reactores en operación y la participación nuclear en su generación es menor al 38%, exceptuando los casos de Bélgica, Ucrania, Eslovaquia y Hungría, donde aproximadamente la mitad de su generación proviene de fuentes nucleoelectricas.

### Estrategias de Desmantelamiento adoptadas en el mundo

El desmantelamiento de una central nuclear puede definirse como el conjunto de acciones y procesos, tanto de carácter técnico como administrativo que, tras su retirada definitiva del servicio, se encarga de eliminar progresivamente la radiactividad remanente que pueda permanecer en las zonas afectadas por su antigua operación. Es en el momento en el que los riesgos residuales de la central y de su antiguo emplazamiento se hayan eliminado por completo, o bien hayan sido reducidos a un mínimo aceptable. La central nuclear, una vez clausurada, deja de estar sometida a un control regulatorio reglamentado.

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) definió tres enfoques, los cuales son adoptados internacionalmente. Cada uno tiene sus ventajas y desventajas.

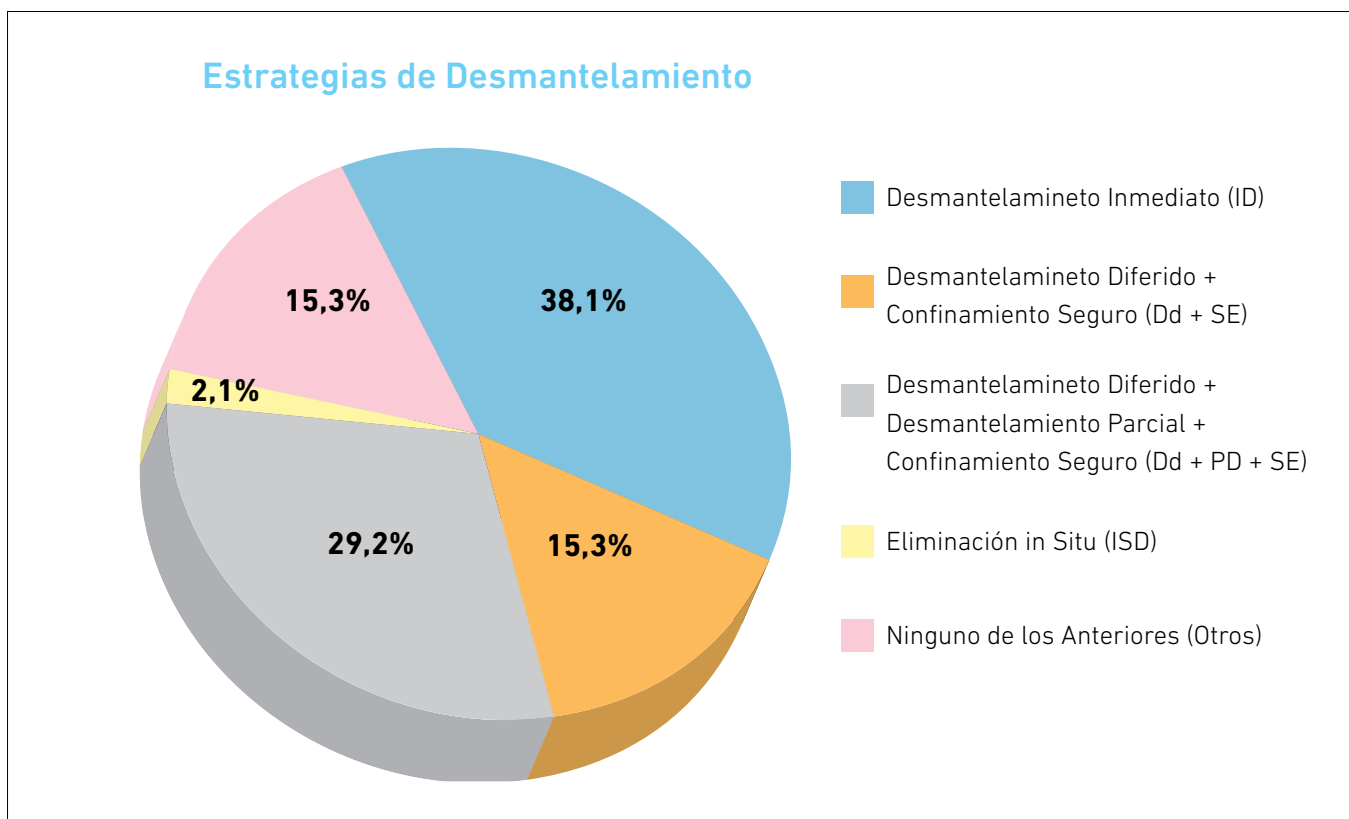
- **Desmantelamiento Inmediato (ID):** Permite que la instalación sea retirada del control regulatorio relativamente poco después del cierre o la finalización de las actividades reguladas.
- **Confinamiento Seguro (SE) o Desmantelamiento Diferido (Dd):** Pospone la deposición final y el mantenimiento de los controles por un período más largo, generalmente del orden de 40 a 60 años.
- **Acondicionamiento o Eliminación In Situ (ISD):** Implica acondicionar la instalación permitiendo que el material radiactivo restante permanezca en el sitio sin eliminarlo por completo.

<sup>1</sup> Fuente: U.S. Energy Information Administration.

OIEA clasifica los cierres de algunas centrales con los tres enfoques mencionados, mientras que otras estrategias son clasificadas combinando enfoques. De los 144 reactores que cerraron, 55 decidieron realizar el ID de todos los materiales radiactivos y 42 decidieron realizar el Dd, sumado a un Desmantelamiento Parcial (PD) junto con un SE de todas las áreas radiológicas involucradas (Dd+PD+SE). Ambos enfoques son los mayormente utilizados en la actualidad.

En contraposición, sólo 22 reactores optaron tanto por un Desmantelamiento Diferido sumado a un Confinamiento Seguro (Dd+SE) como por un enfoque diferente a los ya mencionados (Otros). Finalmente, tres reactores han optado por un confinamiento de los materiales radiactivos, restringiendo así el acceso al emplazamiento (ISD).

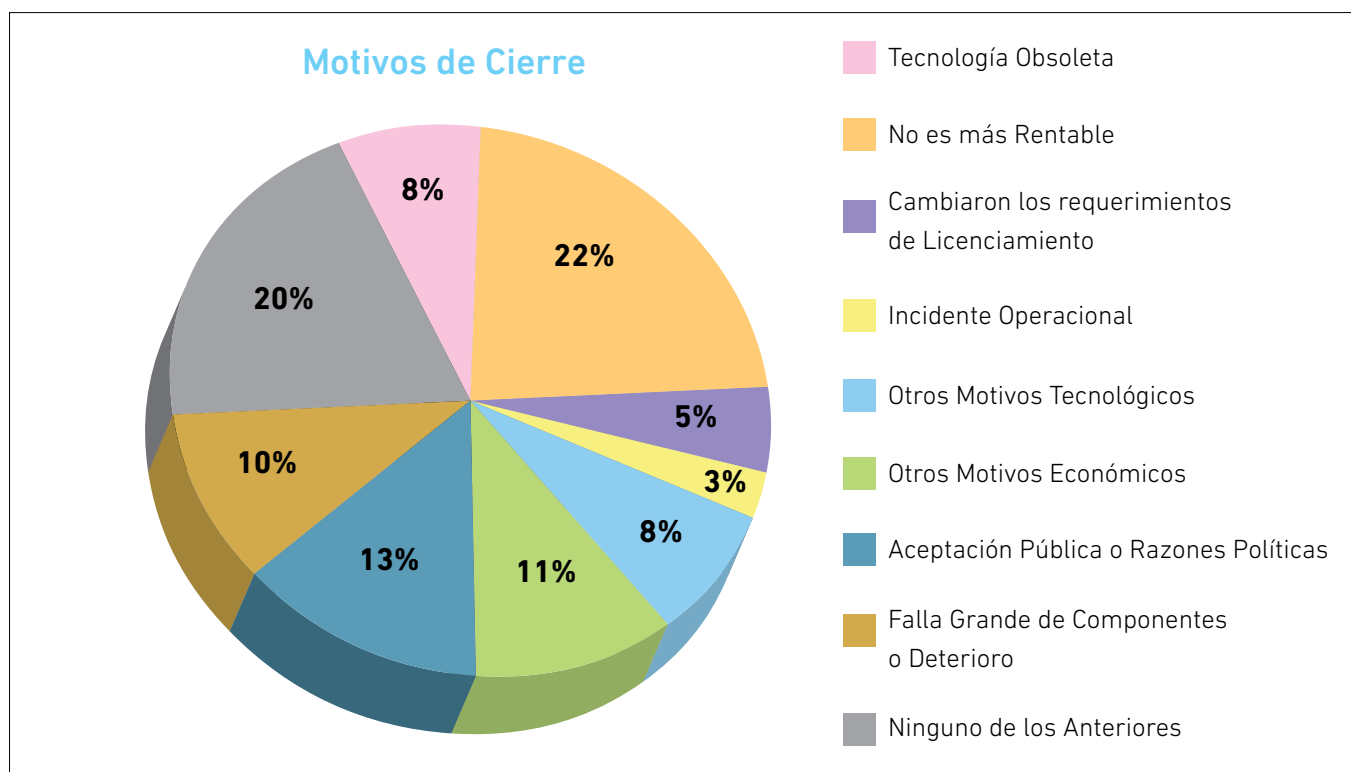
Se presentan en la siguiente figura las estrategias utilizadas, las cuales surgen del relevamiento realizado por OIEA de los 144 reactores en el mundo que han finalizado su operación.



**Figura 1: Estrategias para Centrales Nucleares en Desmantelamiento.**

Fuente: OIEA, 2019.

Del estudio realizado por OIEA se obtuvieron las razones por las cuales se han desmantelado las 144 centrales nucleares. Estas varían según cada caso, pudiendo ser de índole económica, técnica, legal o sociopolítica. Es relevante destacar que en muchos casos hubo más de un motivo para el cierre de una central, por lo que el número de razones (221) supera el número de casos estudiados (144). La clasificación de cada caso se presenta en la Figura 2 a continuación.



**Figura 2: Motivos de Cierre de Centrales Nucleares.**

Fuente: OIEA, 2019.

Como puede observarse, la razón principal de cierre en las centrales en mundo es económica (33%). Entre estas razones se incluye que no sea más rentable la operación de la central en cuestión, en 49 casos, y por otros motivos económicos, en 23 casos. Se debe considerar que en algunas de las centrales la inversión a realizar en el Plan de Extensión de Vida (PLEX, por sus siglas en inglés) por un nuevo periodo no se justifica por su pequeño tamaño.

Las razones técnicas abarcan un 29% del total estudiado. Entre ellas, 17 casos de cierre fueron por la obsolescencia de la tecnología instalada, 23 fueron por alguna falla grande en los componentes o simple deterioro de los mismos, siete fueron por un incidente operacional y 17 fueron por otros motivos tecnológicos.

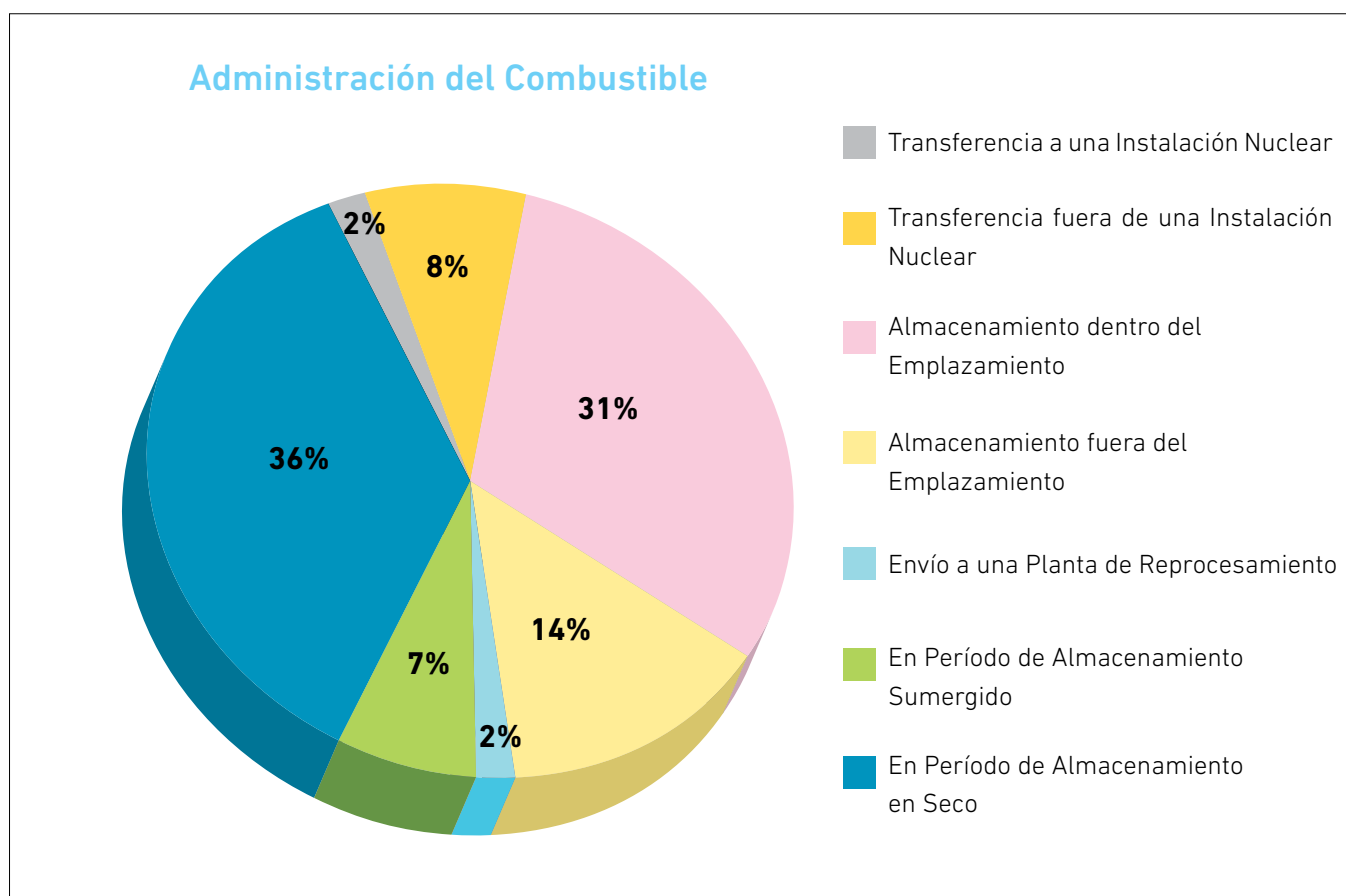
Por otra parte, un 18% de los motivos están conformados por aceptación pública o razones políticas –29 casos– o por algún cambio en los requerimientos de licenciamiento –11 casos–.

El 20% restante corresponde a motivos distintos a los mencionados, que pueden variar según el caso de estudio.

En el análisis de cada caso publicado por OIEA, se presenta la gestión actual de los combustibles nucleares en las centrales. Es relevante destacar que en muchos de los casos presentados los países no indicaron el estado actual de sus combustibles y en muchos de ellos se presentó más de una etapa actual en la administración.

Por lo tanto, del relevamiento de 144 centrales nucleares se presentaron sólo 58 etapas en la gestión de los combustibles. Actualmente, la ubicación de los combustibles que se lleva a cabo más frecuentemente es el almacenamiento dentro del emplazamiento, con 18 de los 58 totales.

En contraposición, ocho de los casos analizados realizan el almacenamiento fuera del emplazamiento. De manera similar, hubo un solo caso tanto de transferencia a una instalación nuclear ajena a la que cerró como de transferencia a una planta de reprocesamiento. De todos los casos presentados 21 almacenaron su combustible en seco mientras que cuatro realizaron almacenamiento sumergido –en piletas–. Se presenta en la Figura 3 la información detallada.



**Figura 3: Gestión del Combustible de Centrales Nucleares en Desmantelamiento.**

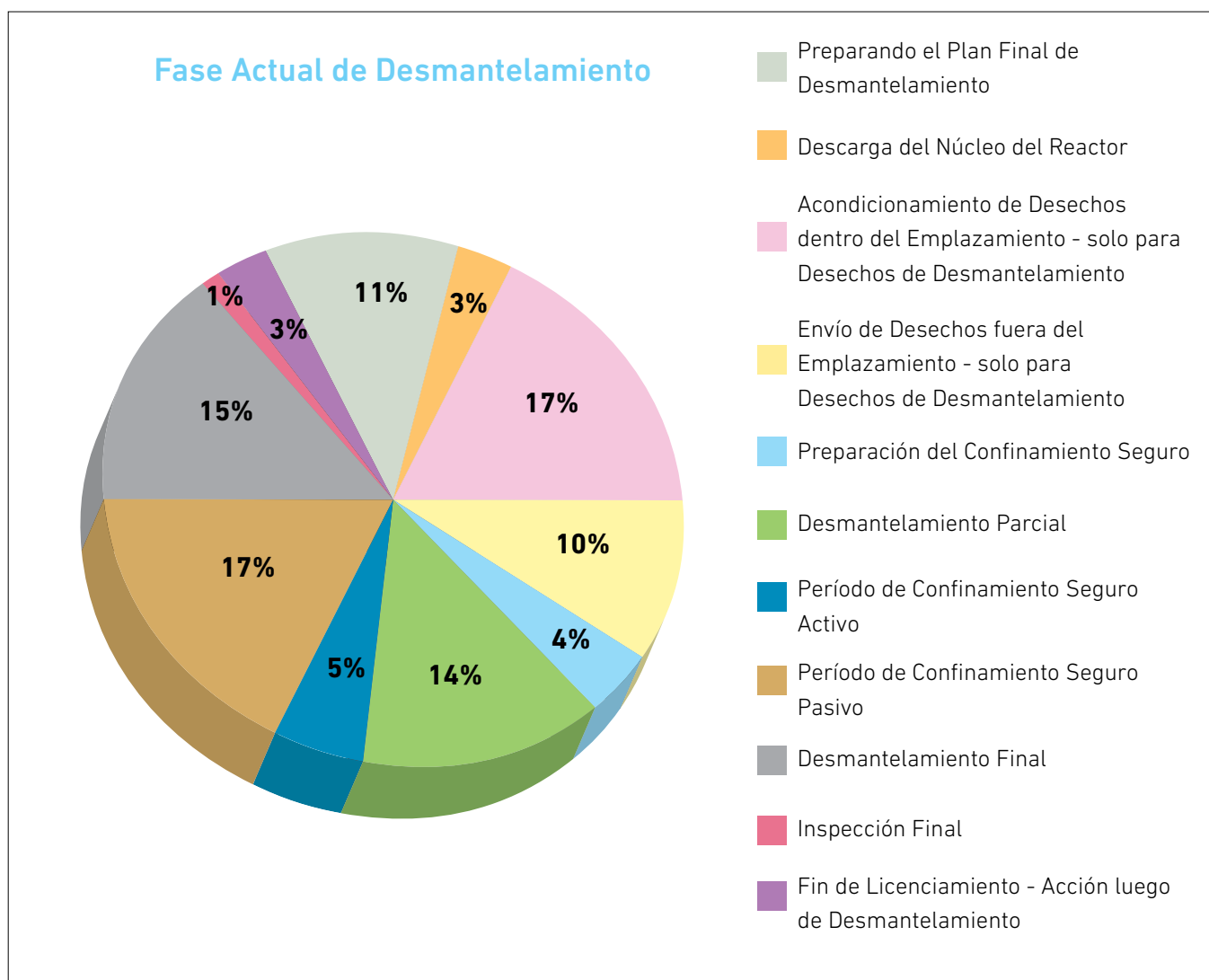
Fuente: OIEA, 2019.

Finalmente se analiza la Fase Actual del Desmantelamiento. Muchos casos presentados por el OIEA realizan simultáneamente más de una etapa, y no todos han proporcionado esta información, por lo que el número presentado (146) difiere del número total de casos (144).

Del total de las etapas actuales 28 reactores gestionan sus desechos mediante el acondicionamiento dentro del emplazamiento, 28 se encuentran en el periodo de SE pasivo, 24 se encuentran en PD y 24 se encuentran en desmantelamiento final. Estas cuatro fases son las más frecuentemente halladas en los casos estudiados, representando un 63% de ellos.

Por su parte, del total analizado, 18 centrales se encuentran actualmente preparando su plan final de desmantelamiento mientras que 16 se encuentran desmantelando sus desechos mediante la transferencia de los mismos fuera del emplazamiento. Estas etapas representan un 21% de las fases presentadas.

El 16% restante se compone de ocho casos en periodo de SE activo, seis casos en preparación del SE, cinco casos descargando el núcleo del reactor, cinco casos en la etapa de fin de licenciamiento –posterior al fin del desmantelamiento– y dos casos en inspección final. A continuación se indica esta información.



**Figura 4: : Fase Actual de Centrales Nucleares en Desmantelamiento.**

Fuente: OIEA, 2019.

No obstante, todas las técnicas que son, o podrían ser, utilizadas en el desmantelamiento de centrales nucleares continúan siendo objeto de estudios y desarrollo, habida cuenta del gran número de desmantelamientos que están planificados para un futuro inmediato (240 centrales nucleares según datos de la Agencia de Energía Nuclear de la OCDE).

## Referencias

<https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/decommissioning-nuclear-facilities.aspx>

Desmantelamiento y Clausura de Centrales Nucleares. Consejo de Seguridad Nuclear. 2008

# 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.

| <b>Año</b> | <b>Central Nuclear Atucha I</b><br>Factor Disp. % | <b>Central Nuclear Embalse</b><br>Factor Disp. % | <b>Central Nuclear Atucha II</b><br>Factor Disp. % | <b>Energía Bruta generada por CNA I</b><br>MWh | <b>Energía Bruta generada por CNE</b><br>MWh | <b>Energía Bruta generada por CNA II</b><br>MWh | <b>Energía Bruta generada por CNA I - CNA II - CNE</b><br>MWh | <b>CNA I - CNA II - CNE</b><br>Factor de Disp. Total en el SADI % |
|------------|---------------------------------------------------|--------------------------------------------------|----------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------------|-------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------|
| 1998       | 80,95                                             | 86,72                                            | -                                                  | 2.531.503                                      | 4.921.325                                    | -                                               | 7.452.828                                                     | 84,67                                                             |
| 1999       | 47,65                                             | 99,07                                            | -                                                  | 1.490.158                                      | 5.615.818                                    | -                                               | 7.105.976                                                     | 80,81                                                             |
| 2000       | 57,00                                             | 77,21                                            | -                                                  | 1.787.473                                      | 4.389.617                                    | -                                               | 6.177.090                                                     | 70,03                                                             |
| 2001       | 48,66                                             | 97,56                                            | -                                                  | 1.521.612                                      | 5.537.026                                    | -                                               | 7.058.638                                                     | 80,19                                                             |
| 2002       | 34,44                                             | 83,92                                            | -                                                  | 1.077.094                                      | 4.743.720                                    | -                                               | 5.820.814                                                     | 66,34                                                             |
| 2003       | 68,82                                             | 95,42                                            | -                                                  | 2.152.220                                      | 5.414.069                                    | -                                               | 7.566.289                                                     | 85,97                                                             |
| 2004       | 92,58                                             | 87,33                                            | -                                                  | 2.903.329                                      | 4.965.274                                    | -                                               | 7.868.603                                                     | 89,19                                                             |
| 2005       | 68,19                                             | 83,39                                            | -                                                  | 2.132.622                                      | 4.724.404                                    | -                                               | 6.857.026                                                     | 77,99                                                             |
| 2006       | 71,34                                             | 96,37                                            | -                                                  | 2.231.018                                      | 5.459.891                                    | -                                               | 7.690.909                                                     | 87,48                                                             |
| 2007       | 92,47                                             | 76,21                                            | -                                                  | 2.891.410                                      | 4.325.818                                    | -                                               | 7.217.228                                                     | 81,99                                                             |
| 2008       | 84,13                                             | 82,96                                            | -                                                  | 2.638.118                                      | 4.722.270                                    | -                                               | 7.360.388                                                     | 83,38                                                             |
| 2009       | 81,68                                             | 98,82                                            | -                                                  | 2.554.541                                      | 5.607.128                                    | -                                               | 8.161.669                                                     | 92,73                                                             |
| 2010       | 94,64                                             | 74,19                                            | -                                                  | 2.959.589                                      | 4.211.296                                    | -                                               | 8.161.669                                                     | 81,45                                                             |
| 2011       | 79,30                                             | 68,55                                            | -                                                  | 2.479.958                                      | 3.890.946                                    | -                                               | 7.170.885                                                     | 72,37                                                             |
| 2012       | 83,76                                             | 65,84                                            | -                                                  | 2.647.423                                      | 3.747.738                                    | -                                               | 6.370.904                                                     | 72,08                                                             |
| 2013       | 82,43                                             | 69,14                                            | -                                                  | 2.613.969                                      | 3.592.930                                    | -                                               | 6.206.899                                                     | 73,90                                                             |
| 2014       | 88,66                                             | 79,97                                            | 36,87                                              | 2.811.631                                      | 1.698.477                                    | 1.245.935                                       | 5.756.043                                                     | 70,31                                                             |
| 2015       | 65,94                                             | 80,00                                            | 66,45                                              | 2.090.972                                      | 710.996                                      | 3.638.610                                       | 7.138.848                                                     | 71,35                                                             |
| 2016       | 81,89                                             | 0*                                               | 85,50                                              | 2.604.083                                      | 0*                                           | 5.594.889                                       | 8.198.972                                                     | 53,74                                                             |
| 2017       | 79,88                                             | 0*                                               | 55,59                                              | 2.533.015                                      | 0*                                           | 3.628.220                                       | 6.161.235                                                     | 40,08                                                             |
| 2018       | 76,81                                             | 0*                                               | 69,10                                              | 2.435.764                                      | 0*                                           | 4.509.544                                       | 6.945.308                                                     | 45,18                                                             |
| 2019       | 80,88                                             | 71,53                                            | 31,35**                                            | 2.564.699                                      | 4.106.072                                    | 2.046.195                                       | 8.761.966                                                     | 56,44                                                             |
| 2020***    | <b>96,42</b>                                      | <b>89,38</b>                                     | <b>57,39**</b>                                     | <b>1.524.578</b>                               | <b>2.561.120</b>                             | <b>1.867.578</b>                                | <b>5.953.276</b>                                              | <b>77,31</b>                                                      |

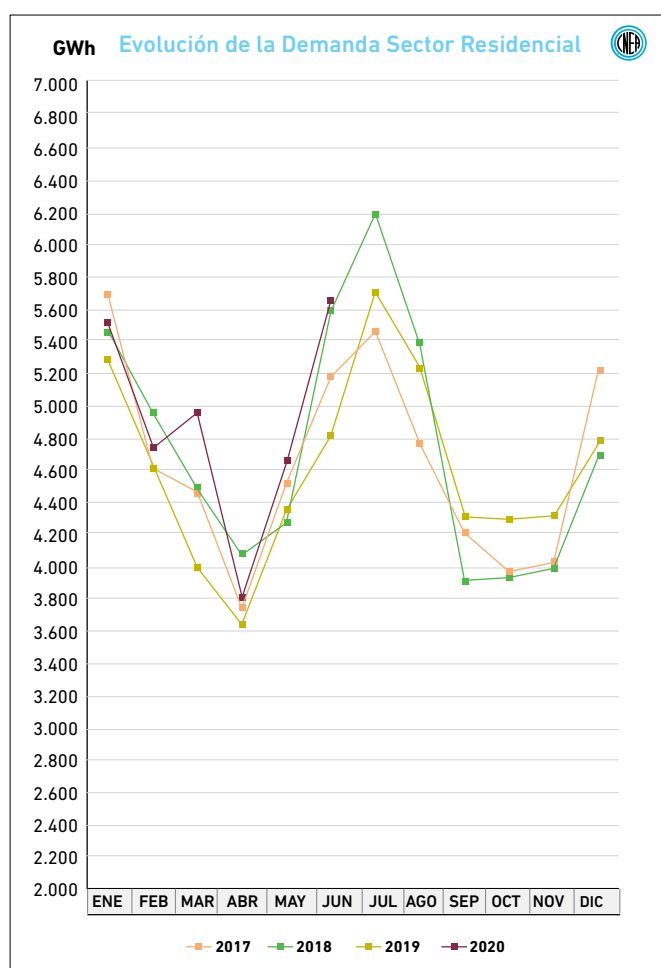
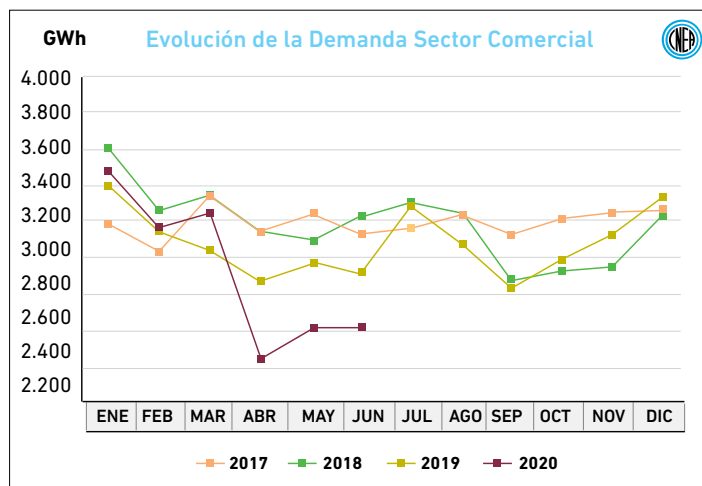
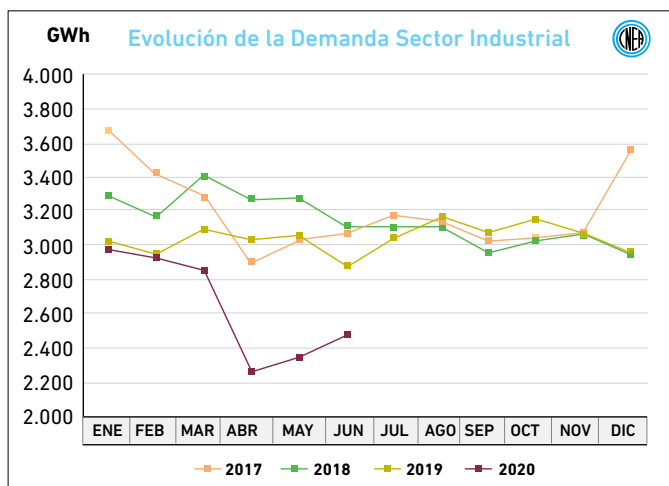
\*Nota I: A partir del año 2014 la CNE comenzó a disminuir su generación como tarea previa para su extensión de vida y se detuvo totalmente para iniciar las modificaciones del PEV el 1 de enero de 2016 retomando gradualmente su operación en el año 2019

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

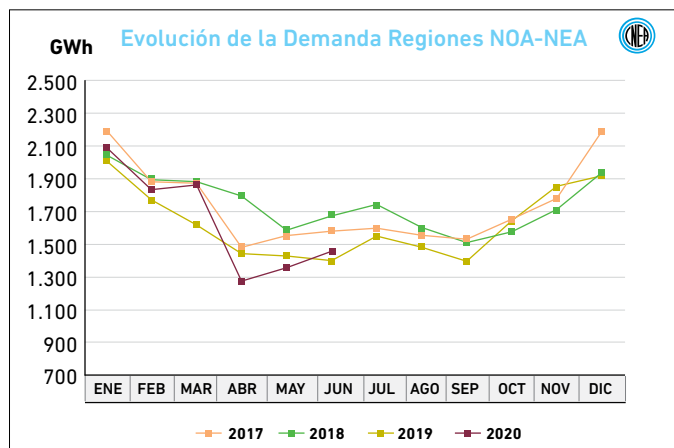
\*\*\*Nota III: Los valores son hasta junio del 2020, el valor anual se presentará en el próximo Boletín Energético N°46.

# Demanda de Energía Eléctrica

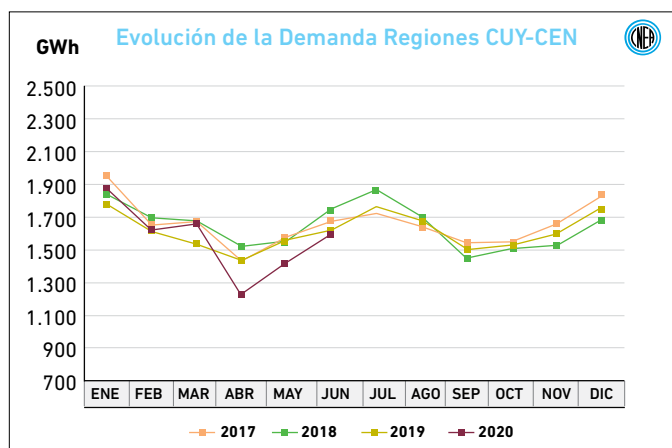
La demanda del país del primer semestre del año 2020 es 0,4% menor a la de igual periodo del año anterior. A continuación se muestra la demanda de energía eléctrica por sectores de los meses corridos del año 2020. Los valores de demanda del semestre no han sido normales debido a la pandemia COVID-19 y al ASPO que fue necesario implementar como consecuencia de la primera.



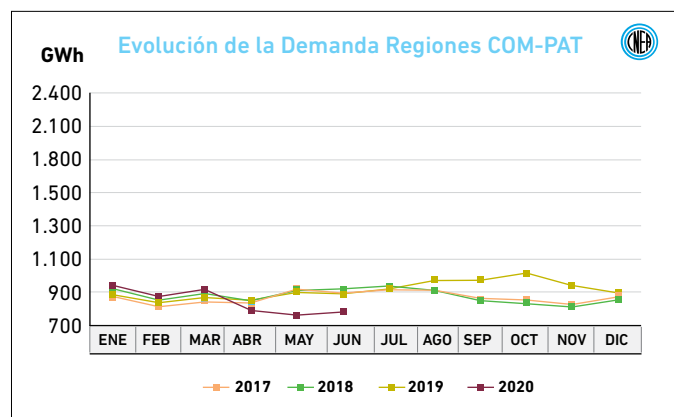
A continuación se presentan las demandas por regiones eléctricas agrupadas de los últimos cuatro años.



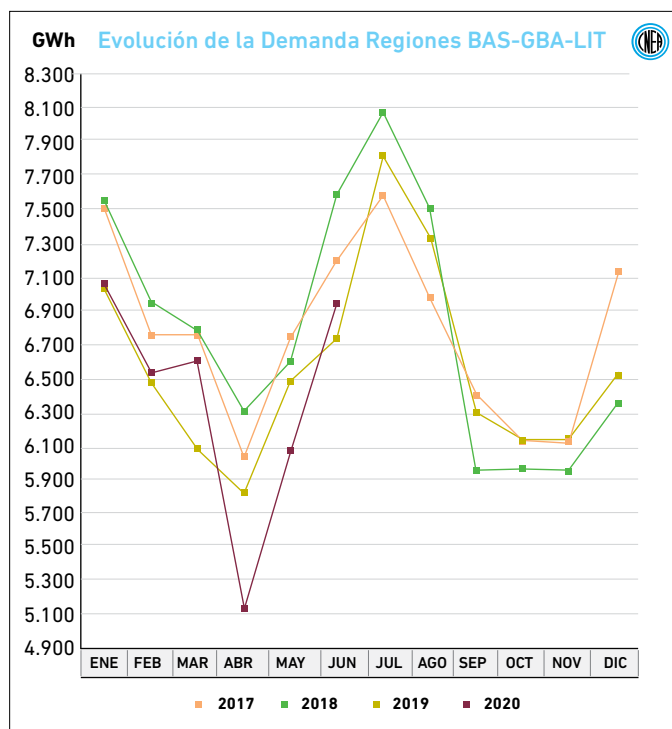
**Nota:** **NOA:** Noroeste Argentino; **NEA:** Noreste Argentino.



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



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



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

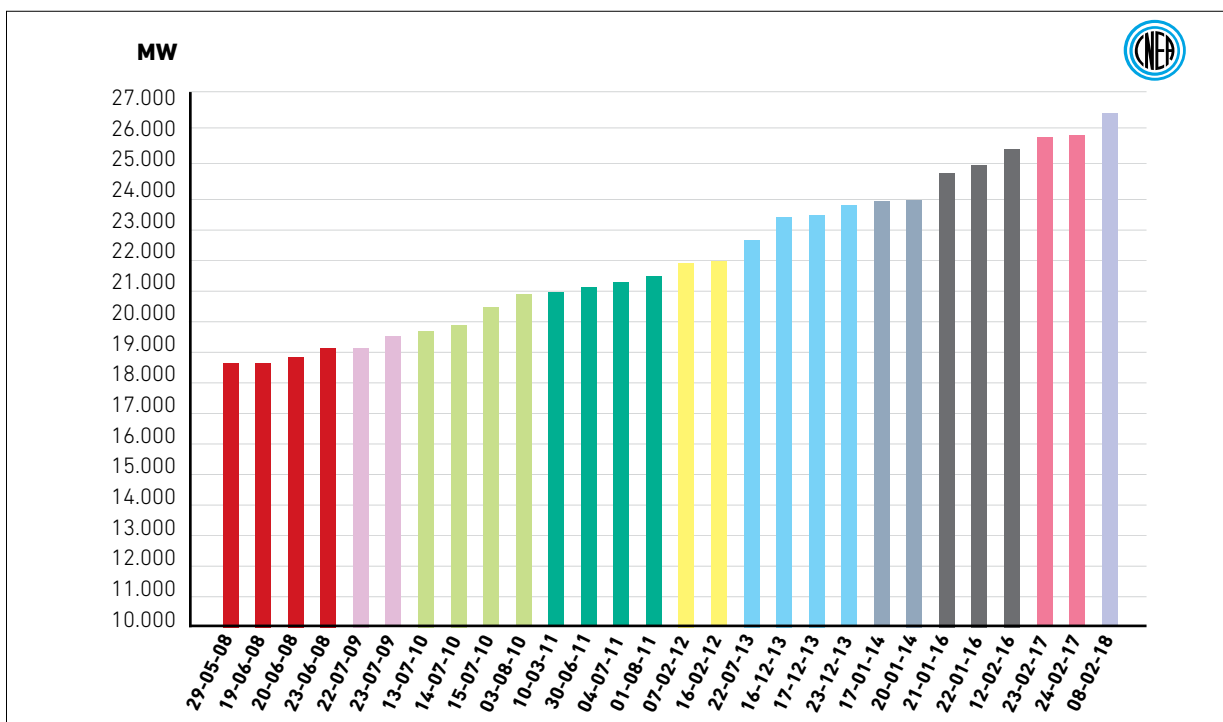
En todos los casos se puede apreciar la fuerte caída de la demanda de energía eléctrica al inicio de la cuarentena. También se puede apreciar como la demanda de energía eléctrica se va recuperando en el tiempo, a medida que se va recuperando la economía, no alcanzando aún los valores previos al comiendo de la pandemia.

# Demanda Máxima de Potencia

Durante el primer semestre del 2020 no se registraron picos de potencia superiores al valor máximo registrado el primer semestre de 2018, de 26.320 MW. Dicho pico se registró con una demanda total de energía eléctrica de 543 GWh, a consecuencia de las altas temperaturas registradas durante el jueves 8 de febrero 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 a las 15:35 hs de 2018 | MW     |
|-------------------------------------|--------|
| Generación Nuclear                  | 912    |
| Generación Térmica                  | 17.023 |
| Generación Hidráulica               | 8.335  |
| Generación Renovable                | 50     |
| Generación Total                    | 26.320 |
| Importación de Chile                | 0      |
| Importación de Paraguay             | 0      |
| Importación de Brasil               | 0      |
| Exportación a Brasil                | 0      |
| Importación de Uruguay              | 0      |
| Exportación a Uruguay               | 0      |
| Demanda Total SADI                  | 0      |
| Reserva Rotante (RPF+RSF+RRO)       | 26.320 |

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

| 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          |
| <b>Total</b>                                    | <b>400</b>      | <b>107</b>               | <b>2.615</b>           | <b>1.554</b>   | <b>4.676</b> |

| 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        |
| <b>Total</b>                    | <b>702</b>     | <b>101</b>  | <b>803</b> |

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

| Generación Nuclear  |          |                              |            |
|---------------------|----------|------------------------------|------------|
| F/S Disponible [MW] |          | Limitada o Indisponible [MW] |            |
|                     |          | C.N. Embalse                 | 650        |
|                     |          | C.N. Atucha I                | 120        |
| <b>Total</b>        | <b>0</b> | <b>Total</b>                 | <b>770</b> |

\* Mantenimientos Programados.

\*\* Fuera de Servicio.

\*\*\* Entrada en Servicio.

**F/S:** Fuera de servicio

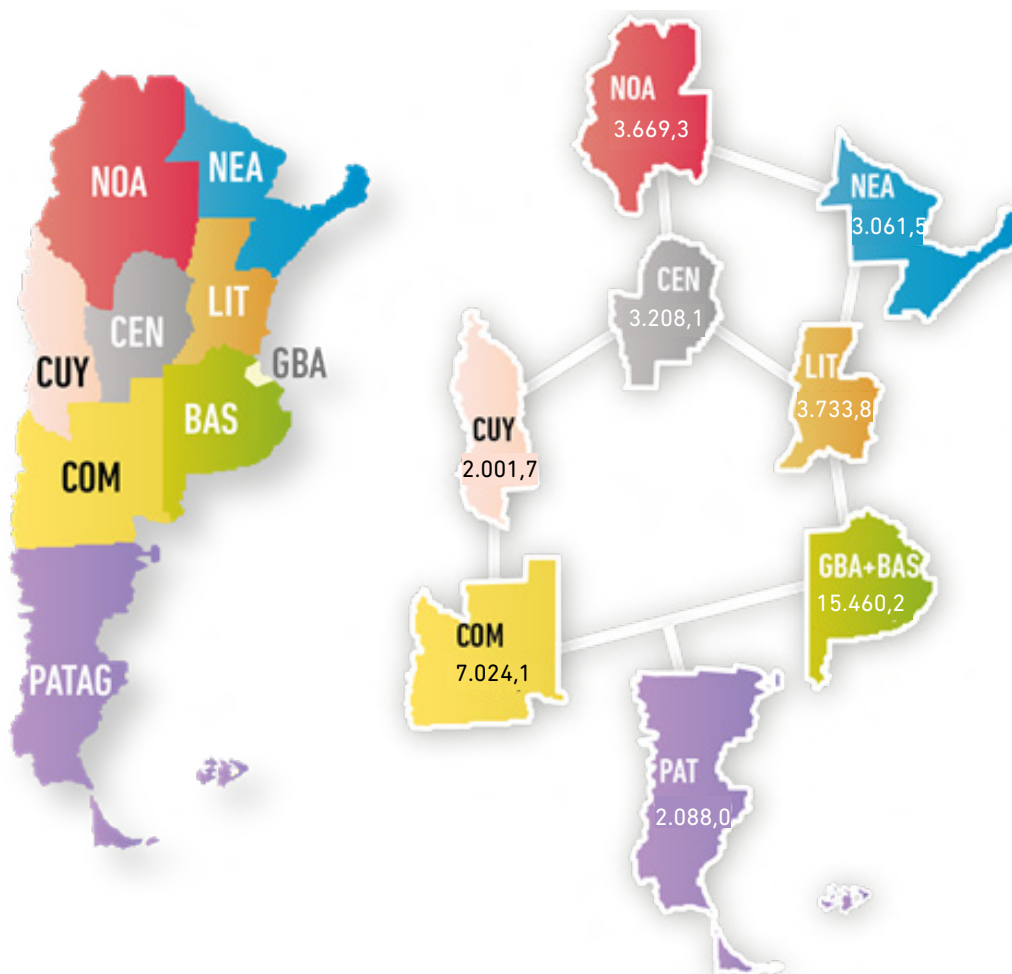
**E/S:** Entrada y Salida de servicio

# Potencia Instalada

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

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

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



La potencia bruta total instalada al 30 de junio del año 2020 en el SADI es de **40.246,7 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 lo indica su nombre, componen la generación Eólica (EOL), la Fotovoltaica (FV), Biogás (BG), Biomasa (BM) y las hidráulicas de potencia menor o hasta 50 MW.

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

A continuación se presenta la potencia instalada en MW, al 30 de junio del año 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    | -       | 1.137,1  | 205,3 | -       | -    | -    | 2.001,7  |
| COM            | -       | 500,9   | 1.489,6  | 81,0    | 2.071,5  | -       | 4.768,7  | -     | 183,9   | -    | -    | 7.024,1  |
| NOA            | 261,0   | 998,6   | 1.471,7  | 362,6   | 3.093,9  | -       | 219,7    | 192,5 | 158,2   | 3,0  | 2,0  | 3.669,3  |
| CENTRO         | -       | 825,6   | 534,0    | 45,2    | 1.404,8  | 683,0   | 918,0    | 61,2  | 127,8   | 12,7 | 0,6  | 3.208,1  |
| GBA            | 2.110,0 | 1.566,1 | 3.811,3  | 254,0   | 7.741,5  | -       | -        | -     | -       | 21,9 | -    | 7.763,3  |
| BAS            | 1.543,2 | 2.363,3 | 1.713,5  | 248,5   | 5.868,5  | 1.107,0 | -        | -     | 719,0   | 2,4  | -    | 7.696,9  |
| LIT            | 217,0   | 361,8   | 1.833,7  | 318,6   | 2.781,1  | -       | 945,0    | -     | -       | 7,7  | -    | 3.733,8  |
| NEA            | -       | 12,0    | -        | 304,5   | 316,5    | -       | 2.745,0  | -     | -       | -    | -    | 3.061,5  |
| PAT            | -       | 271,0   | 301,1    | -       | 572,1    | -       | 606,8    | -     | 909,1   | -    | -    | 2.088,0  |
| SIN            | 4.251,2 | 7.013,1 | 11.590,4 | 1.654,4 | 24.509,1 | 1.790,0 | 11.340,3 | 459,0 | 2.098,0 | 47,7 | 2,6  | 40.246,7 |
| Porcentaje     |         |         |          |         | 60,90    | 4,45    | 28,18    | 1,14  | 5,20    | 0,12 | 0,01 | 100,0    |
| ACUMULADO 2020 | -       | -13,0   | -23,9    | 1,0     | -35,9    | -       | 30,0     | 19,8  | 489,4   | 5,6  | 0,6  | 509,5    |

En el primer semestre de 2020 se incorporaron al SADI 616,5 MW y se dieron de baja máquinas existentes por un total de 107,0 MW. Las principales diferencias respecto a diciembre de 2019 son:

#### BAS:

- Se produjo la repotenciación de 1 MW en motores diésel EDEN Gen, alcanzando así una potencia total de 3,8 MW.
- Se produjo la repotenciación del Parque Eólico (P.E.) La Castellana 2, equivalente a un aumento de 0,8 MW, totalizando para la central una potencia de 15,2 MW.
- Se repotenció el P.E. Mataco 3 Picos, adicionando 96,4 MW, lo que se tradujo en una potencia total para la central de 157,2MW.
- Ingresó el P.E. La Energética Renovable 2, lo cual significó la adición de 79,8 MW de potencia a la red.
- Ingresó el P.E. Vientos de Necochea, adicionando 38 MW de potencia a la región.

#### CEN:

- Ingresó la Central Bioeléctrica (C.B.) Río Cuarto 1 Ren 2, adicionando 1,6 MW a la región.
- Se produjo el ingreso de la Central Térmica (C.T.) a BG Justo Daract, de 1 MW.
- Ingresó la C.T. a BM Generación Las Junturas, de 0,6 MW.
- Se repotenció el P.E. Manque en 19 MW, alcanzando así una potencia total de 57 MW.
- Se produjo el ingreso del P.E. Los Olivos, de 22,8 MW de potencia.

- Se produjo el ingreso de la Central de BG Tigonbu, de 2 MW de potencia.
- Se produjo el ingreso de la Central de BG Villa del Rosario, de 1 MW de potencia.

## **COM**

- Se repotenciaron máquinas de tipo CC correspondientes a la C.T. Roca SA aumentando 3,1 MW, alcanzando así una potencia total de 133,1 MW.
- Ingresó el Parque Eólico Vientos Neuquinos I, de 31,2 MW.

## **CUY**

- La C.T. Mendoza SA, de 27 MW, cambió la tecnología pasando de Ciclo Combinado (CC) a Turbina de Gas (TG).
- Se produjo el ingreso del Parque Fotovoltaico (P.F.) Solar de los Andes, de 5 MW de potencia.
- Ingresó el Parque Solar Anchipurac, el cual aportó 2,2 MW de potencia.
- Se produjo el ingreso del Pequeño Aprovechamiento Hidroeléctrico (P.A.H.) Lunlunta, por 6,3 MW de potencia.
- Ingresó el P.A.H. Dique Tiburcio Benegas, adicionando 1,7 MW al sistema.
- Ingresó el Parque Solar (P.S.) Diaguitas-Tamberías, de 2,7 MW.

## **GBA**

- Se produjo la salida de la C.T. Matheu, por 40,0 MW de potencia.
- Las TG Pampa Energía SA y Genelba - Res.287 fueron recategorizadas por CAMMESA como C.C.

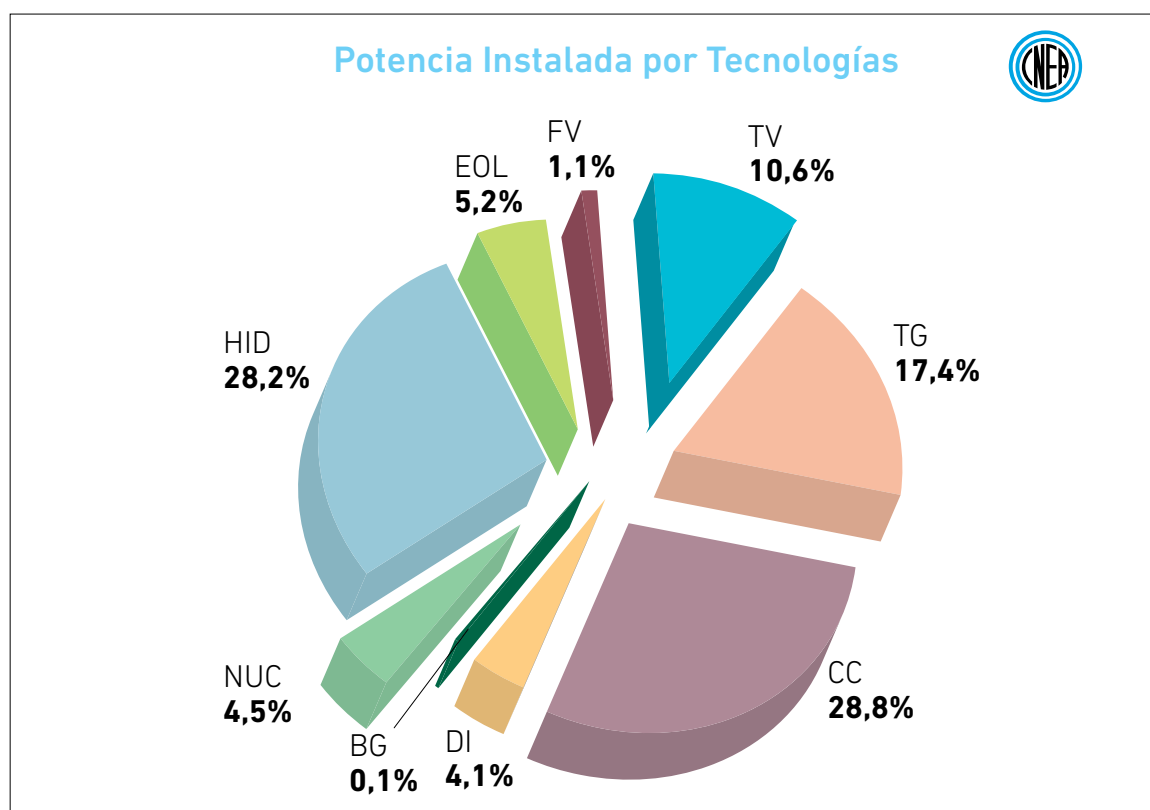
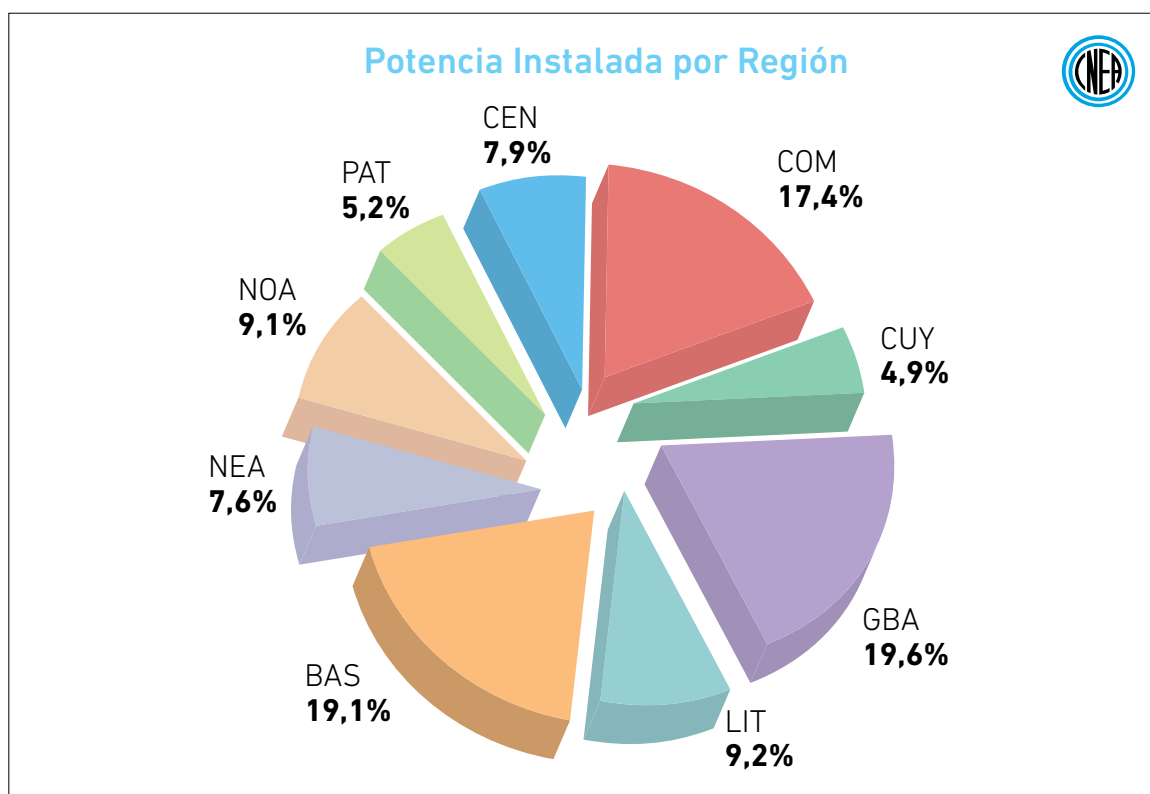
## **NOA**

- Se repotenció el P. F. Los Llanos en 8 MW, alcanzando una potencia total 20 MW.
- Ingresó el P.E. Arauco II Ren 1, adicionando 99,8 MW de potencia a la región.

## **PAT**

- Ingresó el P.E. Loma Blanca 2, adicionando 51,2 MW de potencia a la red.
- Se produjo la repotenciación del P.E. Aluar SA Autogeneración por 43,2 MW, totalizando para la central una potencia de 93,6 MW.
- Se repotenció el P.E. Aluar 1 en 7,2 MW, totalizando así una potencia de 68,4 MW.
- Se produjo la repotenciación de la Central Hidroeléctrica (C.H.) Futaleufú con una adición de 22 MW, alcanzando así un total de 560 MW de potencia.

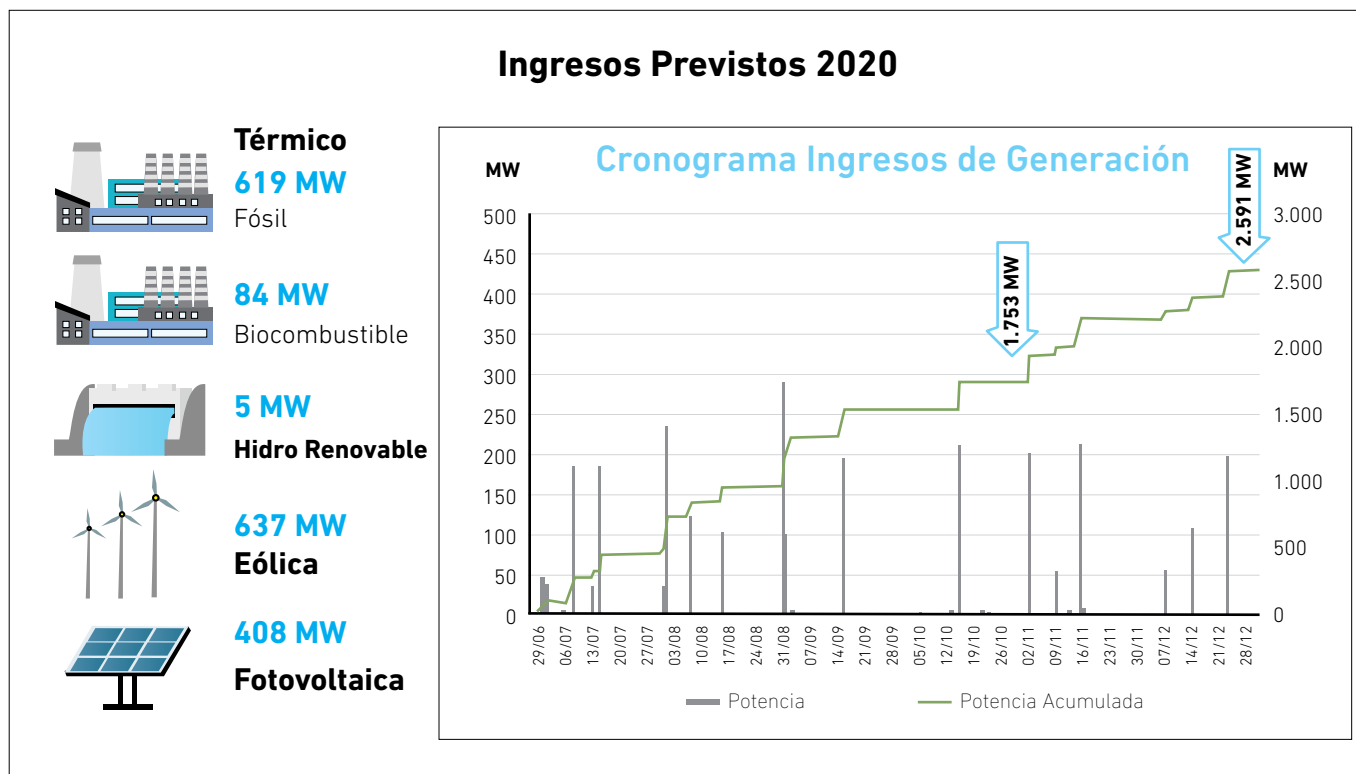
A continuación se muestra la relación porcentual de la potencia instalada por región y por tecnologías a junio del 2020.



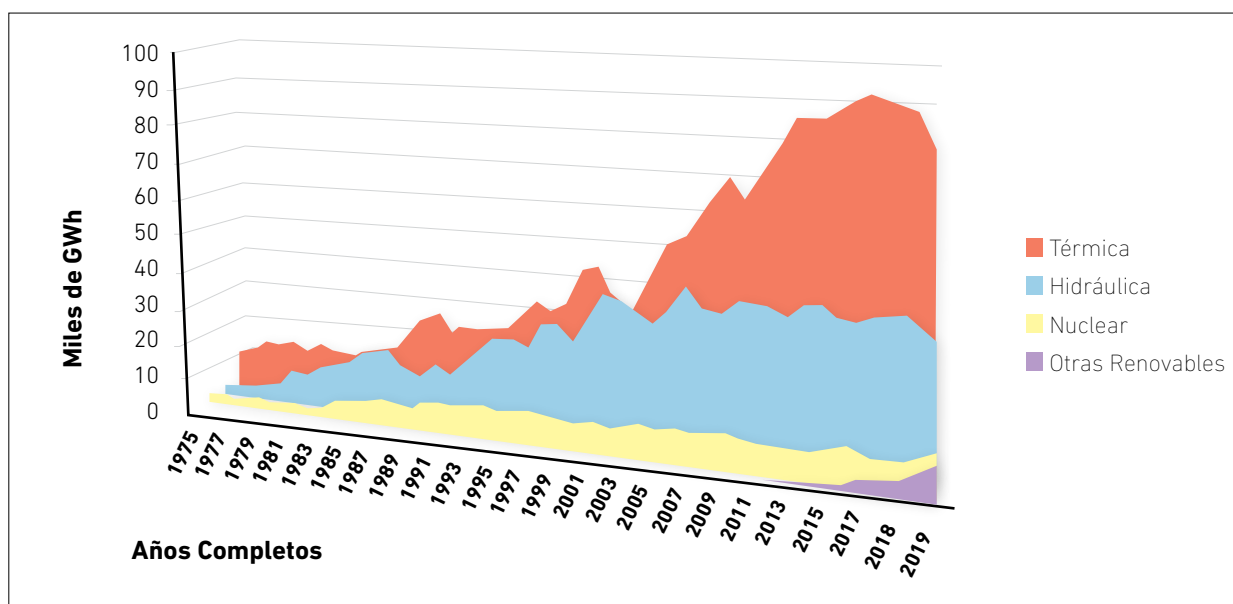
Existen también en nuestro país algunas instalaciones del tipo de tecnología eólica, geotérmica y solar que se encuentran en localidades aisladas para abastecer la demanda energía eléctrica o bien descuentan demanda al momento de efectuar las compras al Mercado Eléctrico, pero que no están conectadas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

## 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:



## Generación de Energía Eléctrica



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

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

### Generación por Fuentes

| Año            | Térmica<br>GWh   | %            | Hidroeléctrica<br>GWh | %            | Nuclear<br>GWh | %           | Otras<br>Renovables<br>GWh | %           | Total<br>GWh     |
|----------------|------------------|--------------|-----------------------|--------------|----------------|-------------|----------------------------|-------------|------------------|
| 1998           | 33.651           | 47,26        | 30.101                | 42,27        | 7.453          | 10,47       | -                          | -           | 71.205           |
| 1999           | 43.686           | 57,35        | 25.383                | 33,32        | 7.106          | 9,33        | -                          | -           | 76.174           |
| 2000           | 44.612           | 53,98        | 31.863                | 38,55        | 6.177          | 7,47        | -                          | -           | 82.652           |
| 2001           | 37.602           | 44,38        | 40.058                | 47,28        | 7.059          | 8,33        | -                          | -           | 84.718           |
| 2002           | 33.629           | 43,28        | 38.260                | 49,23        | 5.821          | 7,49        | -                          | -           | 77.710           |
| 2003           | 41.334           | 49,26        | 35.014                | 41,73        | 7.566          | 9,02        | -                          | -           | 83.915           |
| 2004           | 51.061           | 55,74        | 32.674                | 35,67        | 7.869          | 8,59        | -                          | -           | 91.603           |
| 2005           | 53.281           | 55,02        | 36.700                | 37,90        | 6.857          | 7,08        | -                          | -           | 96.837           |
| 2006           | 57.401           | 53,00        | 43.213                | 39,90        | 7.691          | 7,10        | -                          | -           | 108.304          |
| 2007           | 64.785           | 58,85        | 38.081                | 34,59        | 7.217          | 6,56        | -                          | -           | 110.083          |
| 2008           | 70.734           | 61,13        | 37.622                | 32,51        | 7.360          | 6,36        | --                         | -           | 115.717          |
| 2009           | 65.360           | 56,97        | 41.212                | 35,9         | 8.167          | 7,11        | -                          | -           | 114.734          |
| 2010           | 71.820           | 59,92        | 40.874                | 34,10        | 7.171          | 5,98        | -                          | -           | 119.865          |
| 2011           | 78.876           | 62,98        | 39.978                | 31,92        | 6.371          | 5,09        | 13                         | -           | 125.238          |
| 2012           | 87.538           | 66,54        | 37.307                | 28,36        | 6.361          | 4,84        | 350                        | 0,27        | 131.556          |
| 2013           | 87.362           | 64,58        | 41.235                | 30,48        | 6.207          | 4,58        | 457                        | 0,33        | 135.261          |
| 2014           | 88.247           | 64,93        | 41.298                | 30,39        | 5.756          | 4,24        | 614                        | 0,45        | 135.915          |
| 2015           | 91.853           | 66,50        | 38.493                | 27,87        | 7.139          | 5,17        | 650                        | 0,47        | 138.136          |
| 2016           | 93.796           | 66,45        | 37.839                | 26,81        | 8.199          | 5,81        | 1.314                      | 0,93        | 141.147          |
| 2017           | 90.319           | 65,10        | 39.575                | 28,52        | 6.161          | 4,44        | 2.684                      | 1,93        | 138.739          |
| 2018           | 87.725           | 63,81        | 39.952                | 29,06        | 6.453          | 4,69        | 3.354                      | 2,44        | 137.483          |
| 2019           | 80.525           | 60,24        | 36.557                | 27,35        | 8.717          | 6,52        | 7.864                      | 5,88        | 133.662          |
| 2020*          | 40.435           | 61,71        | 14.202                | 21,67        | 5.439          | 8,30        | 5.449                      | 8,32        | 65.526           |
| <b>TOTAL**</b> | <b>1.945.064</b> | <b>57,17</b> | <b>1.156.524</b>      | <b>33,99</b> | <b>277.784</b> | <b>8,17</b> | <b>22.673</b>              | <b>0,67</b> | <b>3.402.045</b> |

Nota:\* La generación para este año es la neta acumulada a junio.

Nota:\*\* El total es el valor acumulado desde el año 1974, donde comenzó a operar Atucha I.

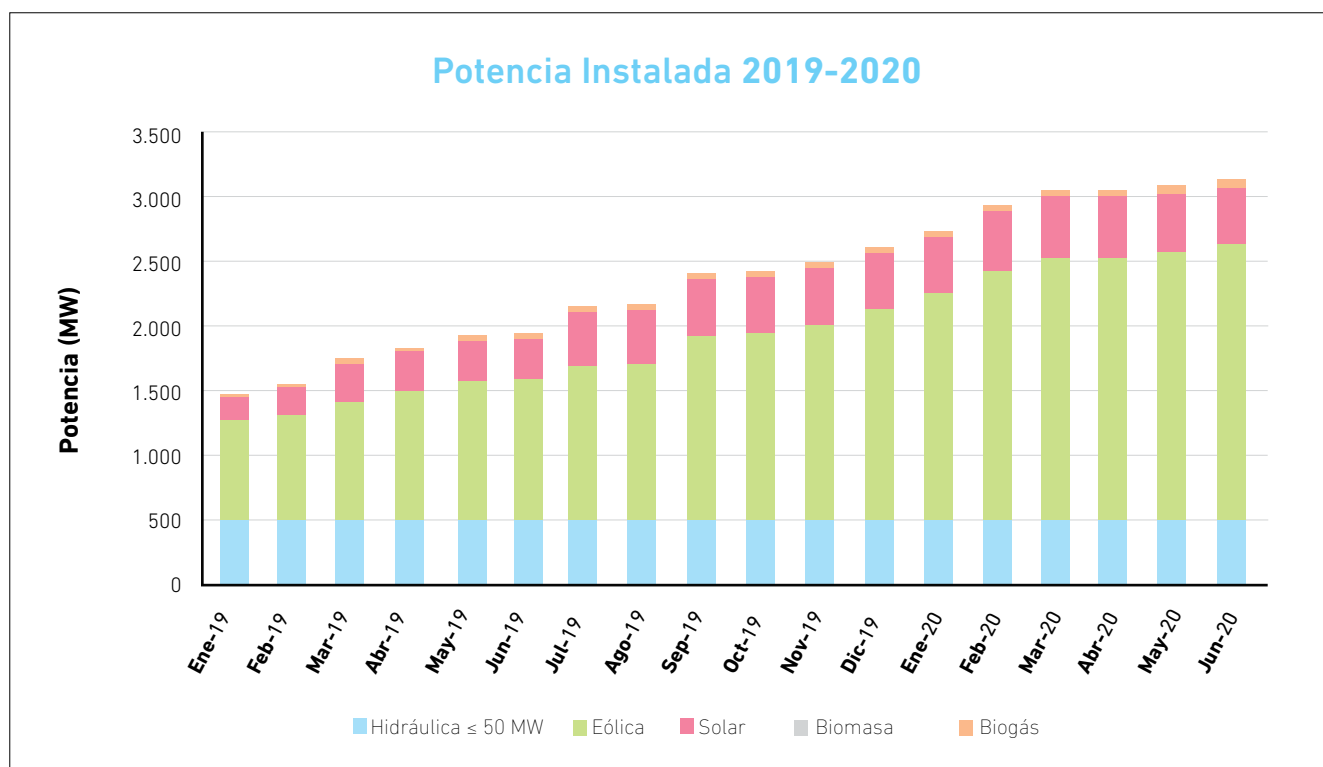
# Otras Energías Renovables

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 de hasta 50 MW (dicha limitación fue cambiada con el tiempo siendo inicialmente 10 MW, luego 30 MW y finalmente 50 MW). En este Boletín se denominan Otras Energías Renovables y quedan excluidas de esta categorización las centrales hidroeléctricas mayores a 50 MW.

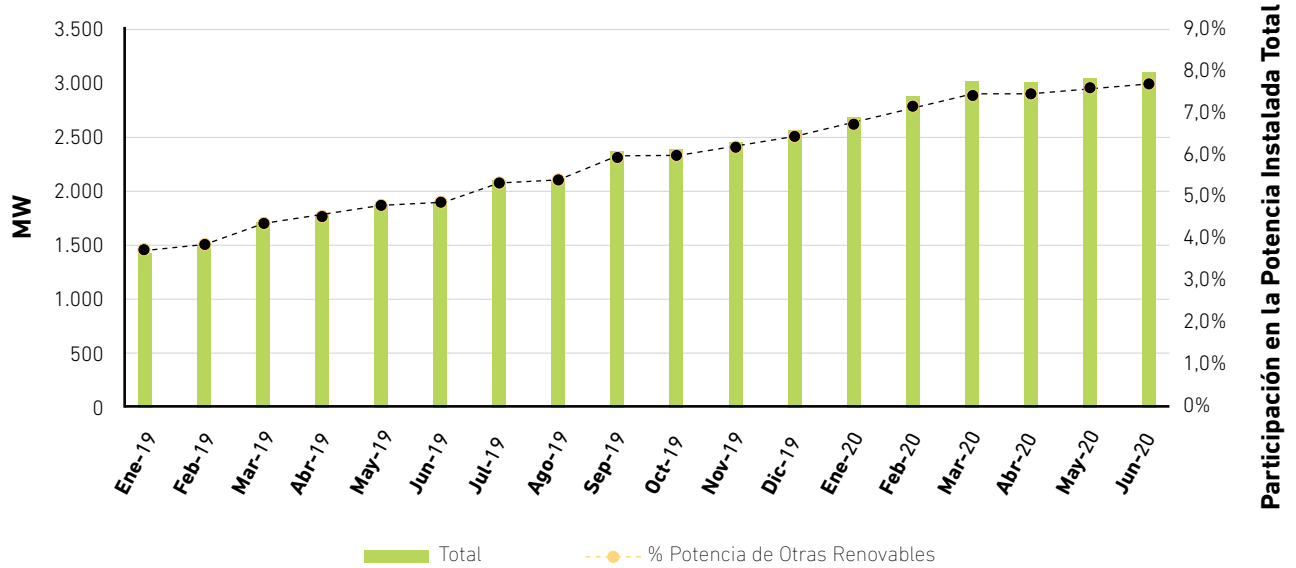
En el primer semestre del año 2020 se incorporaron 523,5 MW de tecnología renovable. La misma se descompone en 489,3 MW de parques eólicos, 20,1 MW de parques fotovoltaicos, 0,6 MW de tecnología de biomasa, 5,6 MW de generación mediante biogás y 8 MW de centrales hidráulicas de hasta 50MW.

A continuación, se muestra el aumento de potencia instalada en el período comprendido de los últimos 18 meses de todas las tecnologías pertenecientes al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM). Al mes de junio de este año la potencia instalada de Otras Energías Renovables representa el 7,7% respecto de la potencia instalada total.



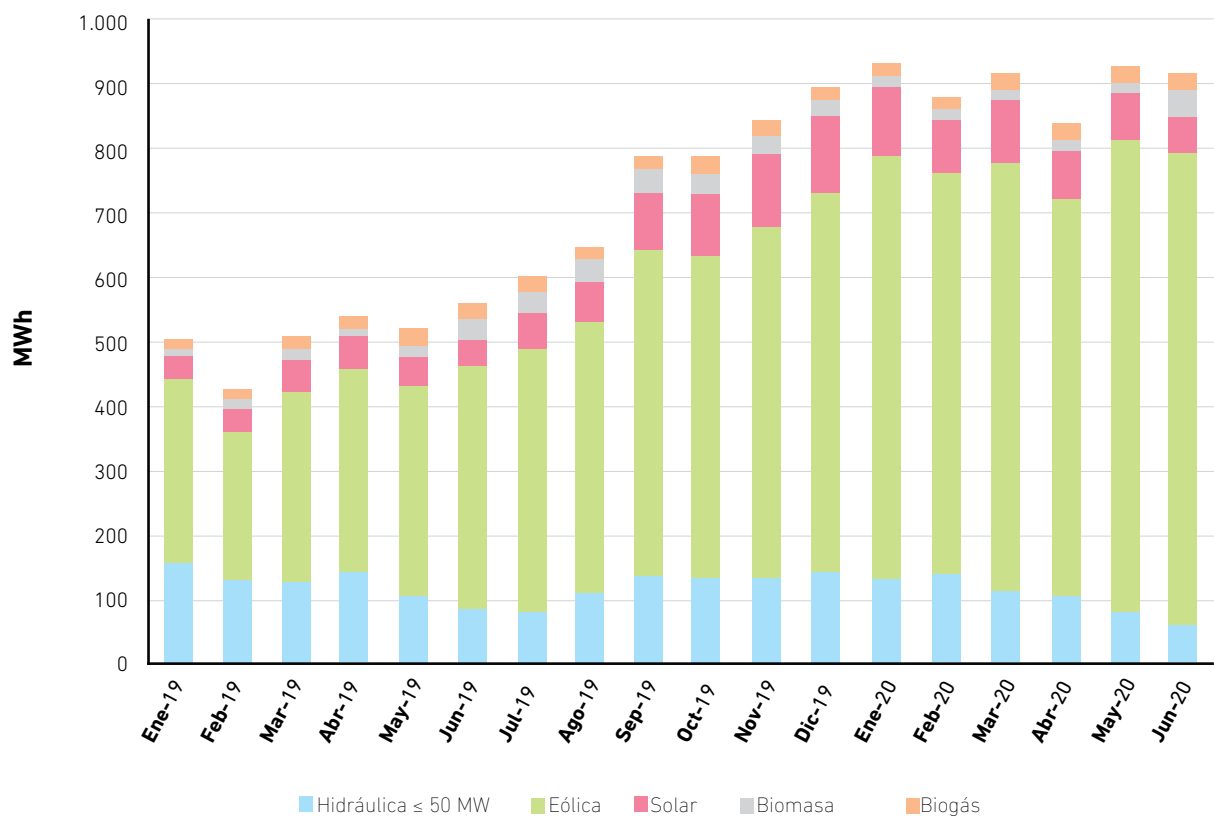
En la siguiente figura se observa la evolución de los últimos 18 meses y la participación de Otras Energías Renovables en la potencia instalada total.

## Potencia Instalada de Otras Renovables y su Participación en el MEM 2019-2020

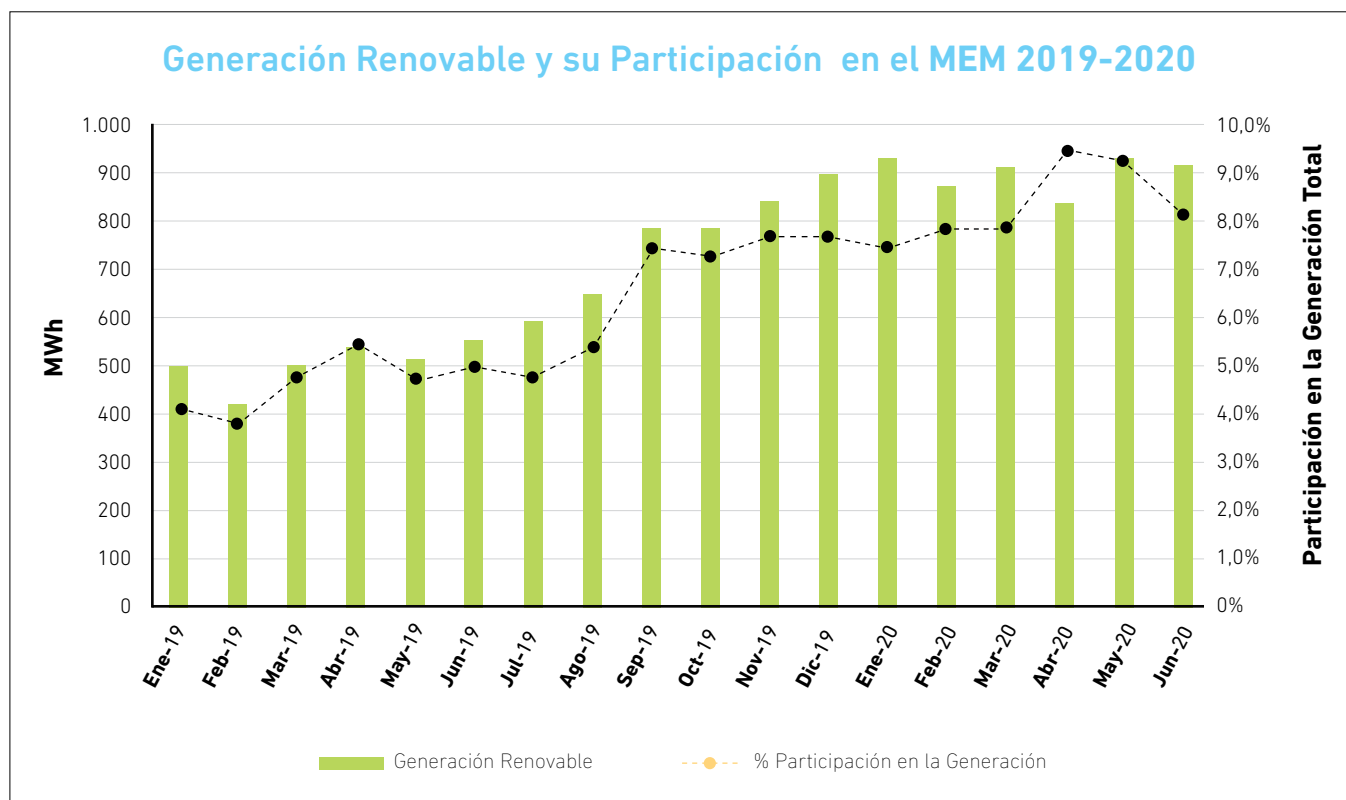


La generación renovable registró en los primeros seis meses del año 2020, un valor de 5.400 MWh representando un crecimiento del 177% respecto del mismo periodo en 2019. La participación en la generación paso de un 7,48% en diciembre de 2019 a un 8,16% en junio de 2020 debido al ingreso de parques eólicos y fotovoltaicos principalmente. En la siguiente figura puede observarse cómo se comportó la generación renovable durante los últimos 18 meses.

## Generación de Otras Energías Renovables por tipo 2019-2020

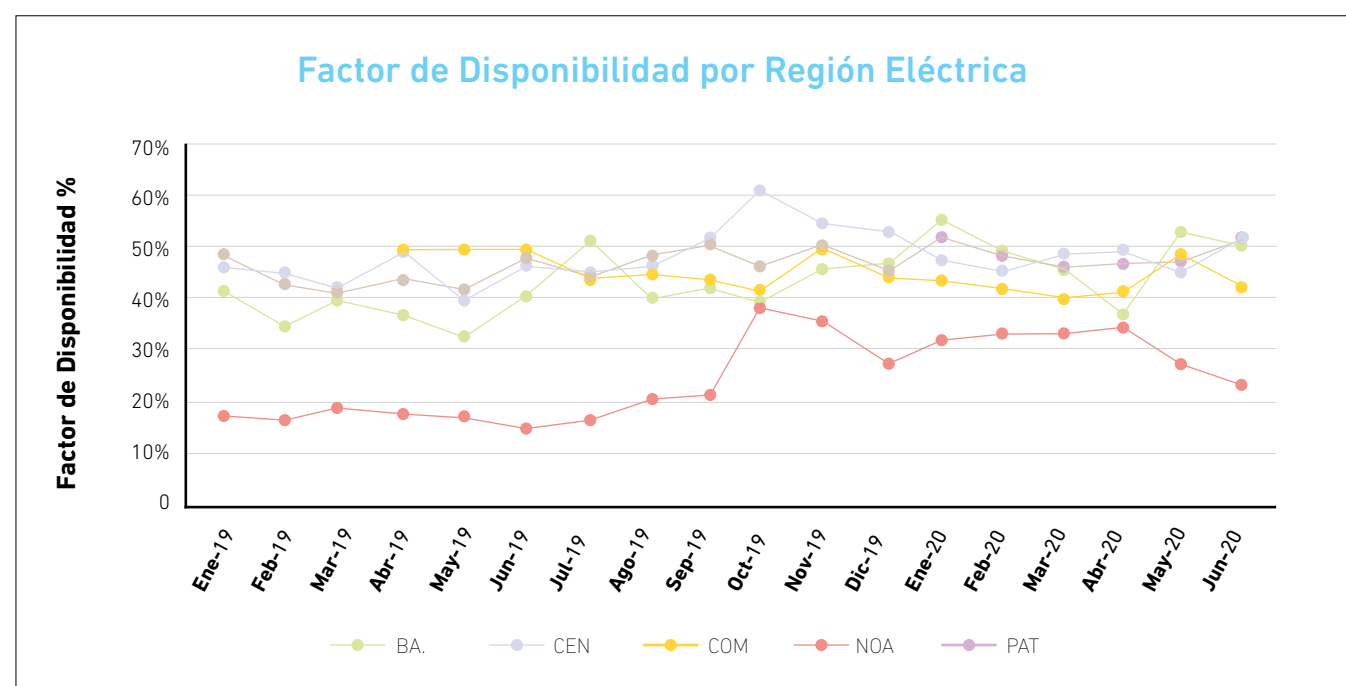


En la figura posterior se observa cómo evolucionó la participación porcentual en lo que respecta a la generación sobre el total del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) durante los últimos 18 meses.



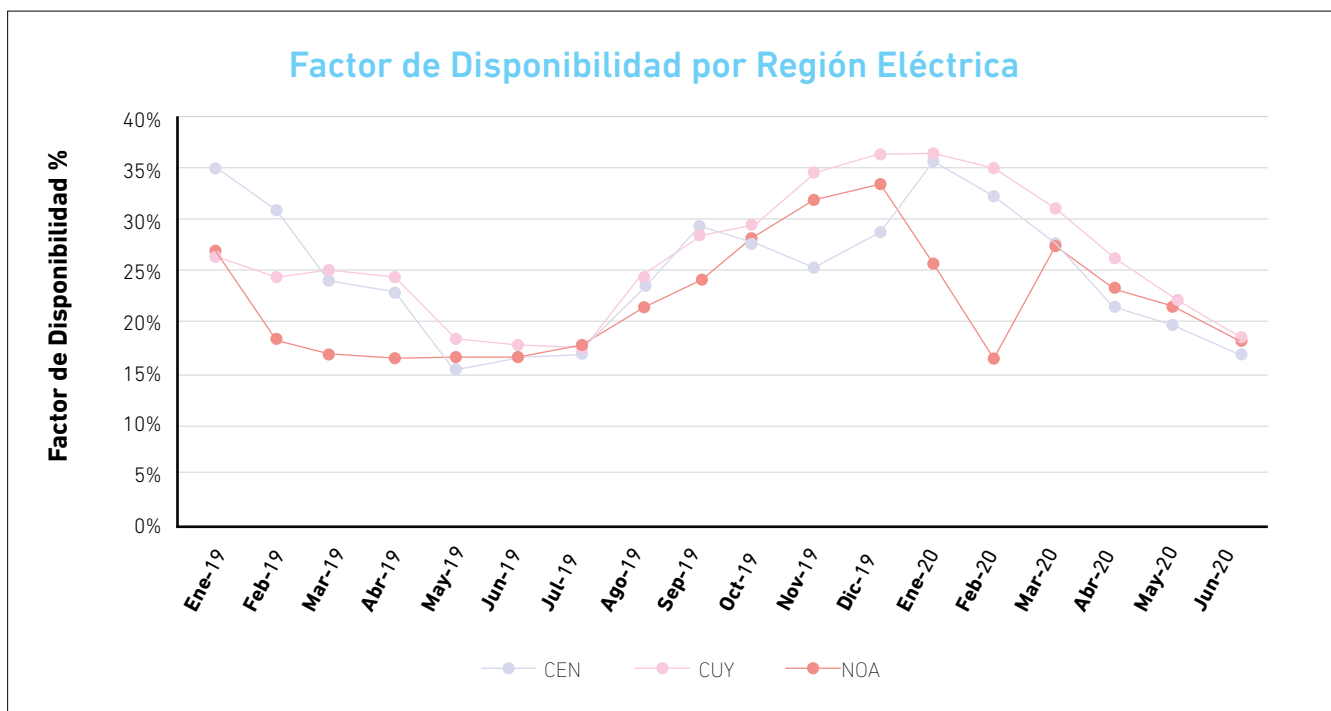
## Energía Eólica

A junio de 2020, se contaba con 2.097,8 MW instalados de tecnología de generación eólica, siendo esta la de mayor participación en la potencia instalada de Otras energías renovables representando un 67% 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.



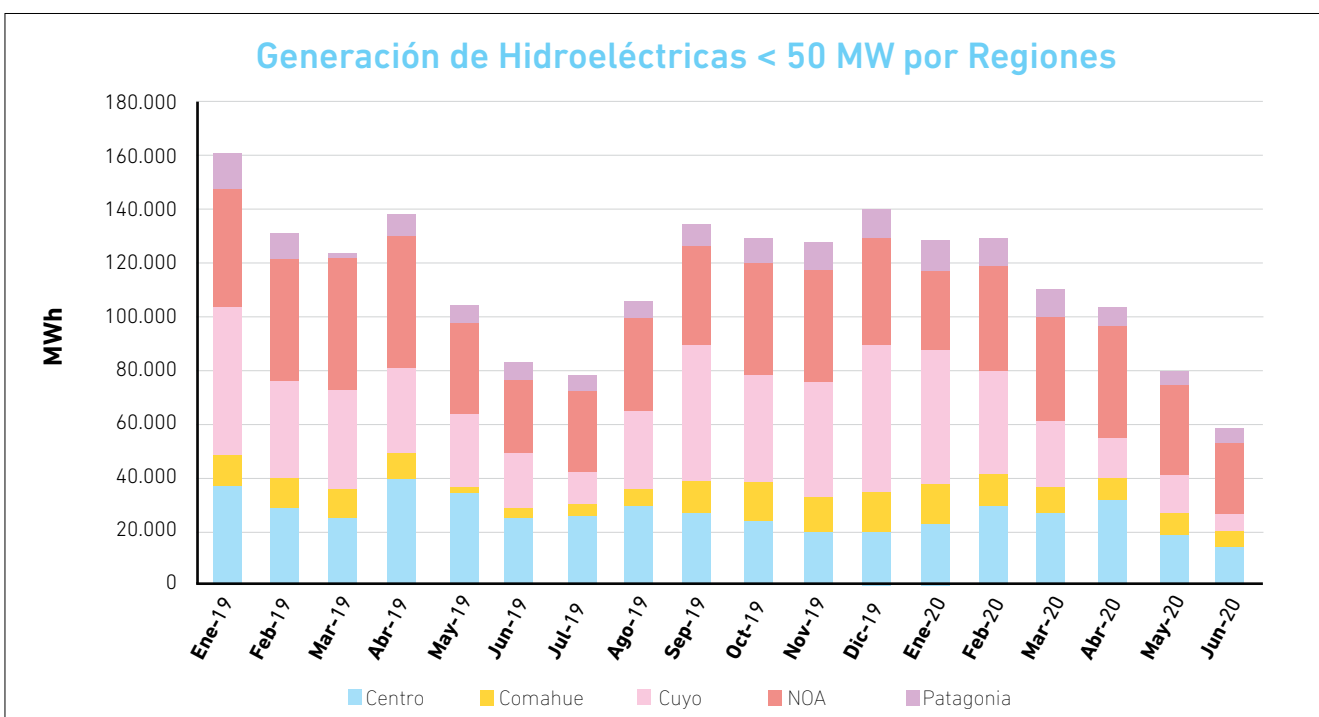
## Energía Fotovoltaica

En nuestro país, a junio de 2020 se encuentran conectada al SADI una potencia de tecnología fotovoltaica de 459,3 MW. Toda la potencia instalada se encuentra localizada en la regiones de Cuyo, NOA y Centro, alcanzando un 14,7% de Otras Renovables. En la siguiente figura se observa un detalle del factor de disponibilidad promedio en las diferentes regiones eléctricas.



## Generación de Otras Renovables de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW

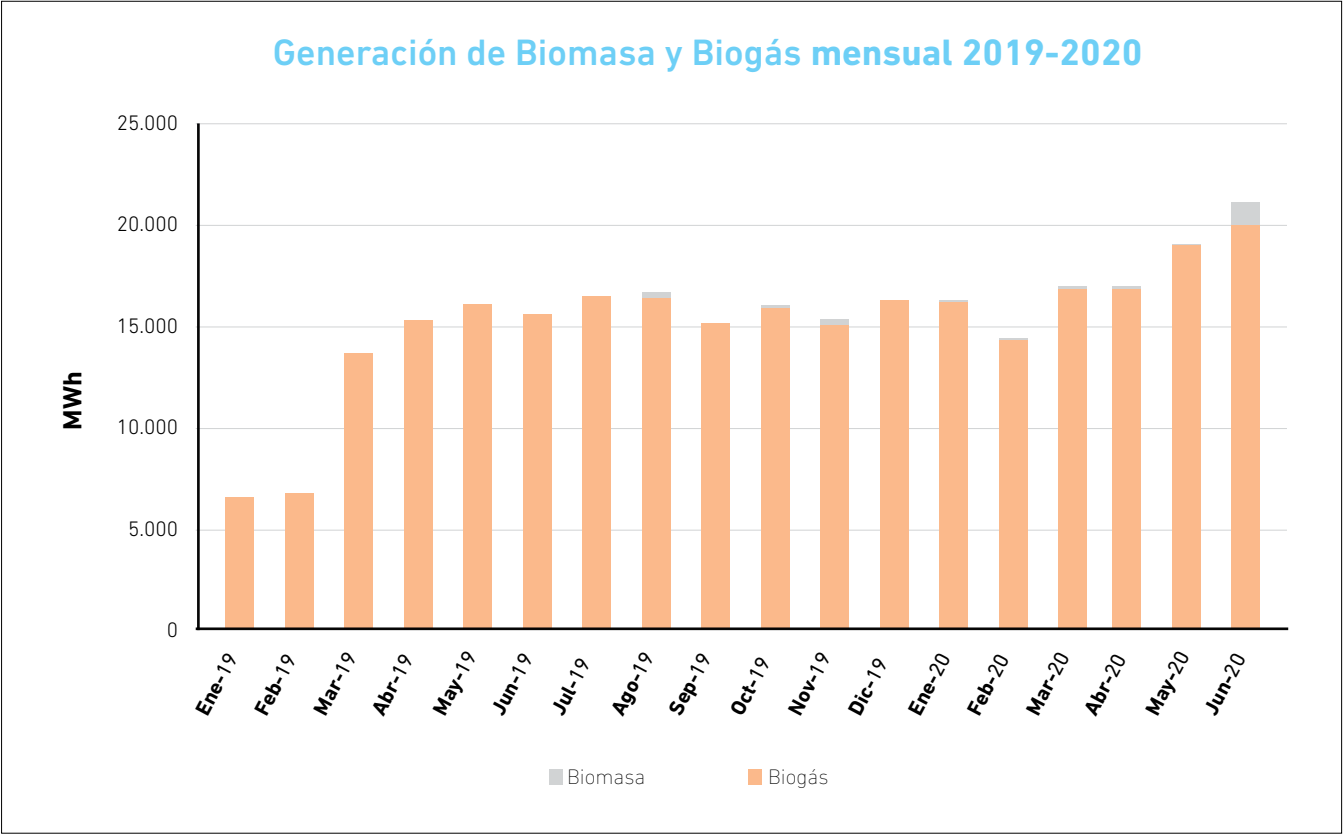
Como se puede apreciar, hasta la fecha, la tecnología de centrales hidroeléctricas de hasta 50 MW representó la segunda mayor participación en la generación de Otras Renovables. A junio de 2020 se contabilizan instalados 506 MW de dicha tecnología, alcanzando un 16,5% de la potencia instalada total de Otras Renovables. En la siguiente figura se observa cómo se distribuye geográficamente la generación de esta tecnología durante los últimos 18 meses. Durante el primer semestre de 2020 la generación de estas centrales, cayó un 21% respecto al mismo periodo del año 2019.



**Biomasa y Biogás**

En cuanto a las tecnologías renovables que aprovechan la biomasa y el biogás en nuestro país, a junio de 2020, se encuentran instalados 50,3 MW entre ambas tecnologías. La tecnología de biomasa representa 2,6 MW, y a la tecnología de biogás corresponden 47,7 MW.

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



# Consumo de Combustibles y Emisiones de CO<sub>2</sub>



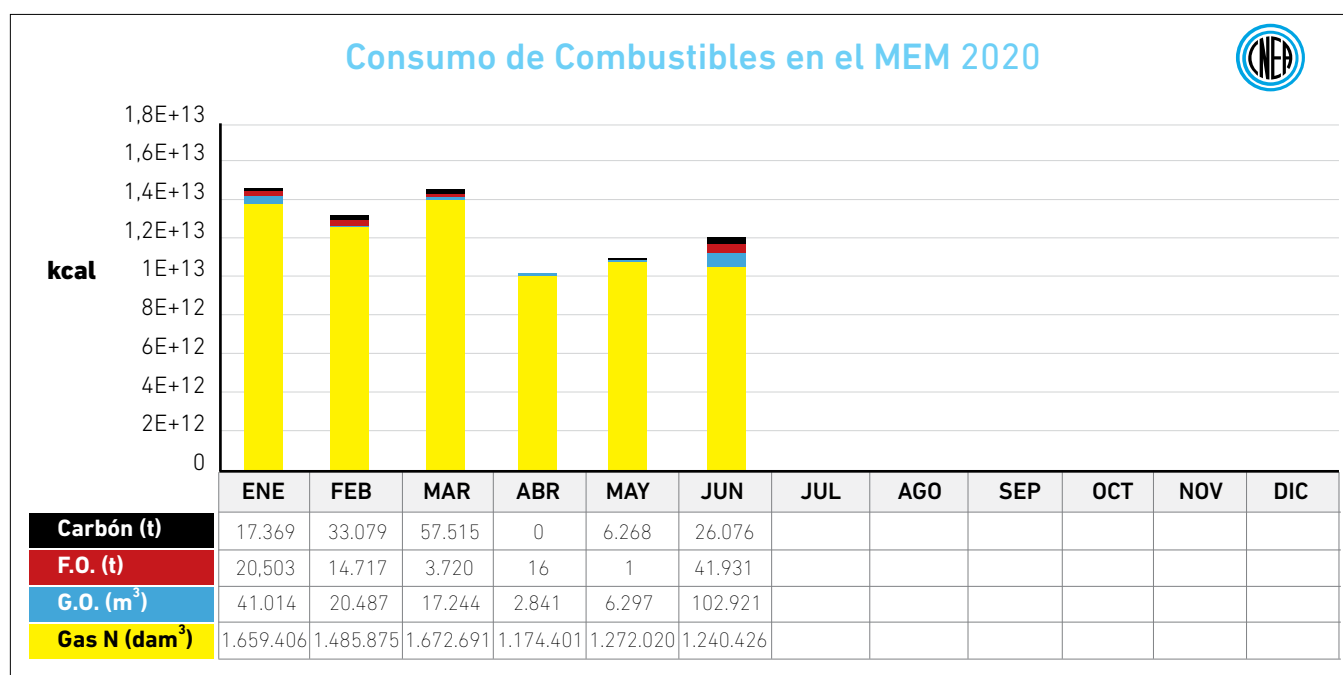
El consumo energético proveniente de combustibles fósiles en el MEM durante el primer semestre del 2020 resultó un 0,9% inferior al mismo semestre del año anterior.

Se observa que durante este semestre hubo una leve disminución en el consumo de gas natural, de un 2,4%. Por otra parte, se evidencian aumentos en el consumo de gas oil, fuel oil y carbón de 57,5%, 15,3% y 113,8%, respectivamente.

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

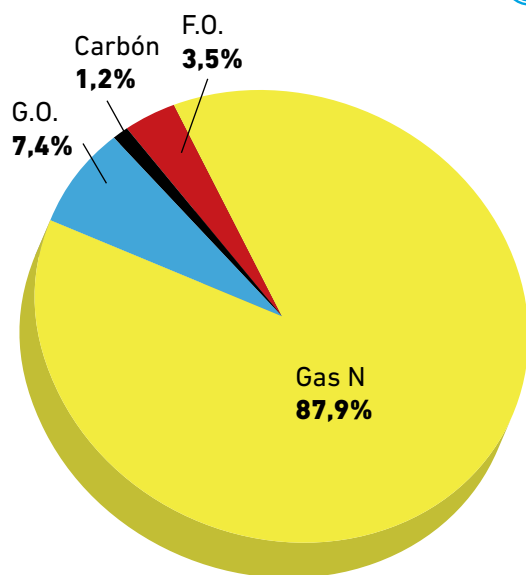
| Combustible               | Primer Semestre 2019 | Primer Semestre 2020 |
|---------------------------|----------------------|----------------------|
| GO [m <sup>3</sup> ]      | 121.207              | 190.892              |
| Gas N [dam <sup>3</sup> ] | 8.729.206            | 8.519.334            |
| FO [t]                    | 70.071               | 80.817               |
| Carbón [t]                | 65.612               | 140.306              |

A continuación se muestra el consumo de combustibles fósiles durante el primer semestre del año 2020. En la figura se muestran en unidades equivalentes (energía), mientras que en la tabla se muestra su consumo en unidades físicas.

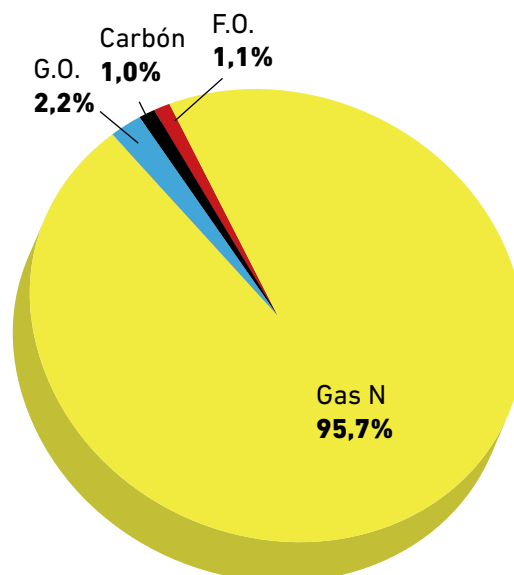


En las siguientes dos figuras se indica el porcentaje de los consumos de los distintos combustibles fósiles empleados para la generación de electricidad a junio del 2020 y el acumulado anual, en unidades equivalentes de energía.

Consumo de Combustibles Fósiles Junio 2020

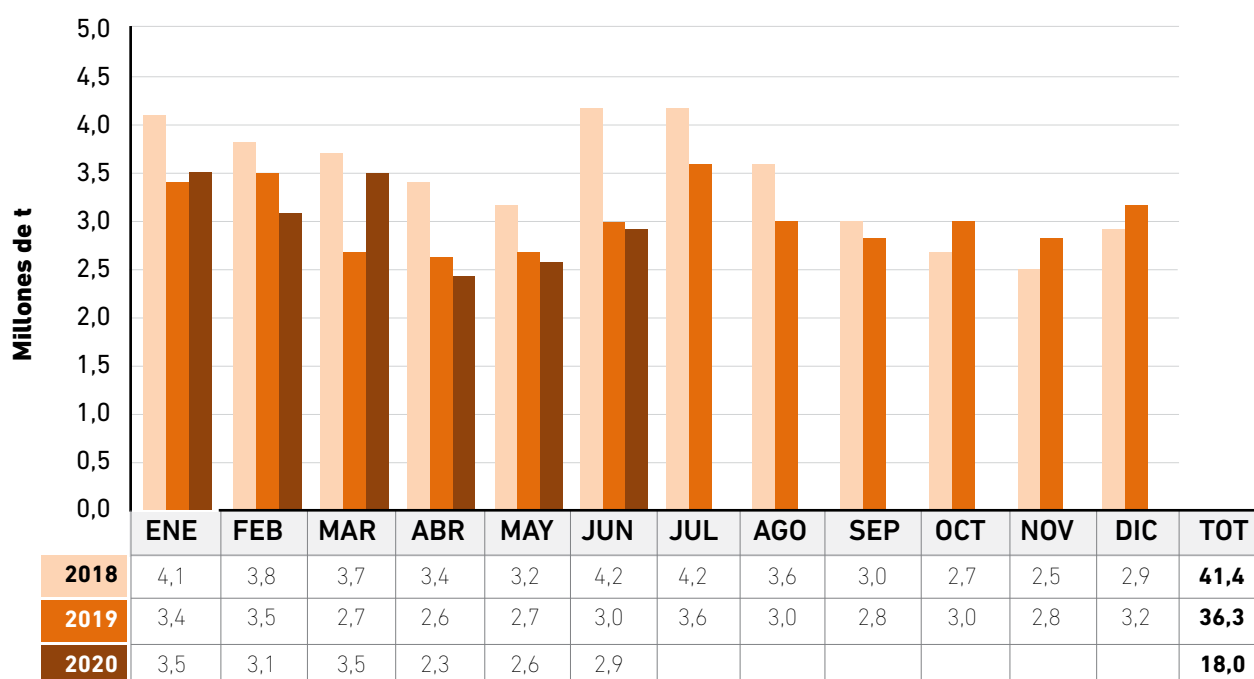


Consumo de Combustibles Fósiles Acumulado 2020



### Emisiones de CO<sub>2</sub>

Se puede observar en figura a continuación las emisiones de CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> en la Generación Eléctrica del Sistema Interconectado Nacional

Debido a la menor generación térmica y al uso mayoritario de gas natural en los meses corridos del 2020, este semestre disminuyó un 0,1% las emisiones de dióxido de carbono frente al mismo semestre del año anterior.

# Síntesis del Mercado del Gas Natural

## 1) Resumen

Durante el primer semestre de 2020, la producción de gas convencional fue de 22,81 mil MMm<sup>3</sup>, 5,65 % inferior respecto al mismo periodo del año 2019. La cuenca neuquina fue la de mayor producción con un 62% promedio de participación. La producción No Convencional de gas contabilizó 9,64 mil MMm<sup>3</sup>, representando un 42% de la producción total.

La demanda de los diferentes sectores, al mes de mayo, presentó un consumo de 16,41 mil MMm<sup>3</sup>, representando un incremento del 0,1% respecto del mismo periodo en 2019.

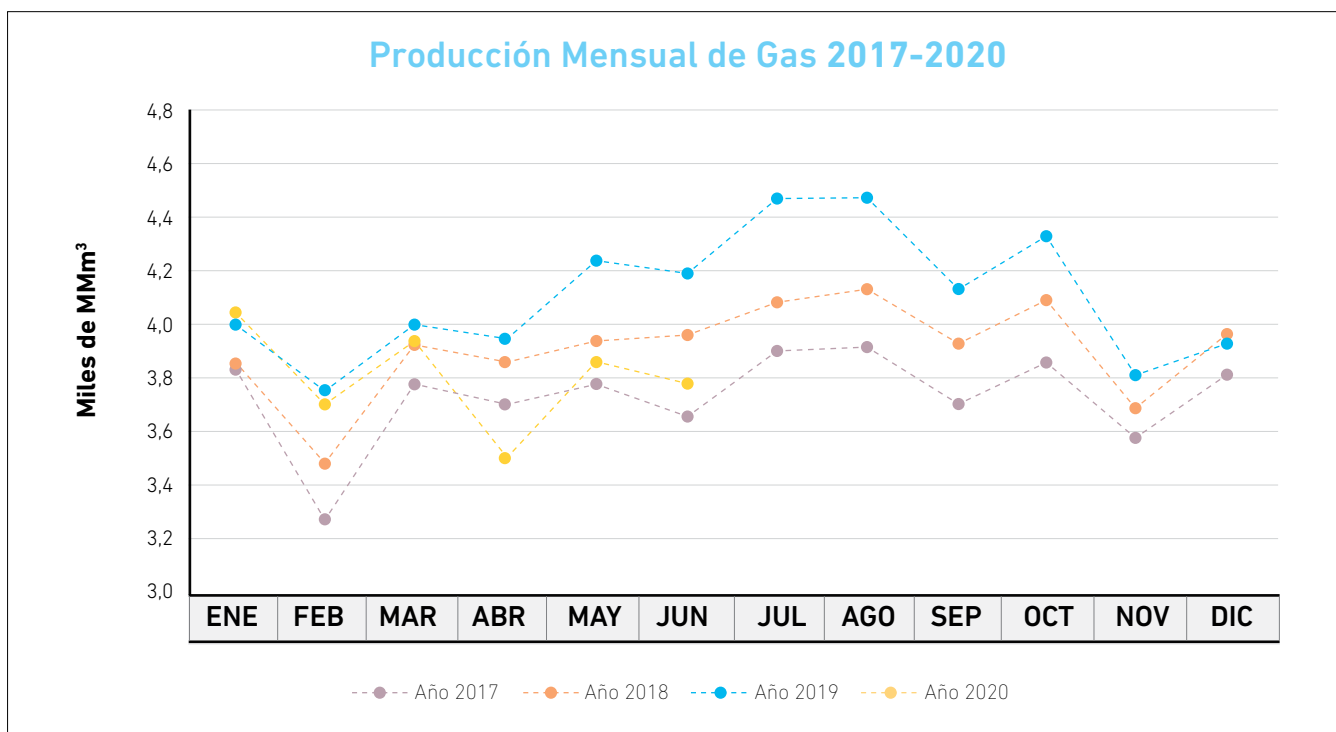
Las importaciones durante el primer semestre de 2020, equivalen a un volumen de 2,51 mil MMm<sup>3</sup>. Equivalente a un 3,7% superior respecto del mismo periodo del año 2019. El país de origen con mayor caudal de gas importado fue Bolivia.

En cuanto a las exportaciones registradas, durante el primer semestre de 2020 evidencian un volumen de 1,42 mil MMm<sup>3</sup>, siendo este valor un 32,6% superior al del mismo periodo del año 2019.

## 2) Oferta de Gas

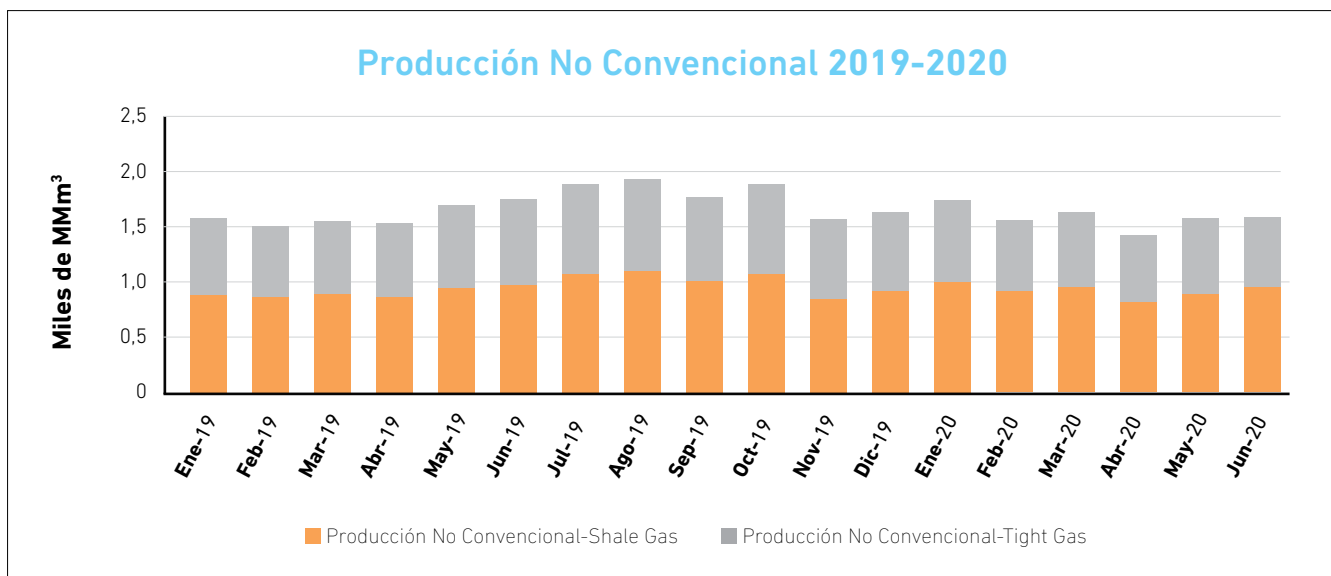
### Producción total

La producción de gas del 2020 al primer semestre, arrojó un valor de 22,81 mil MMm<sup>3</sup>, se observa un descenso del 5,65% respecto del mismo periodo del año 2019. En la siguiente figura se puede apreciar la producción mensual de los últimos cuatro años.



### Producción convencional y no convencional

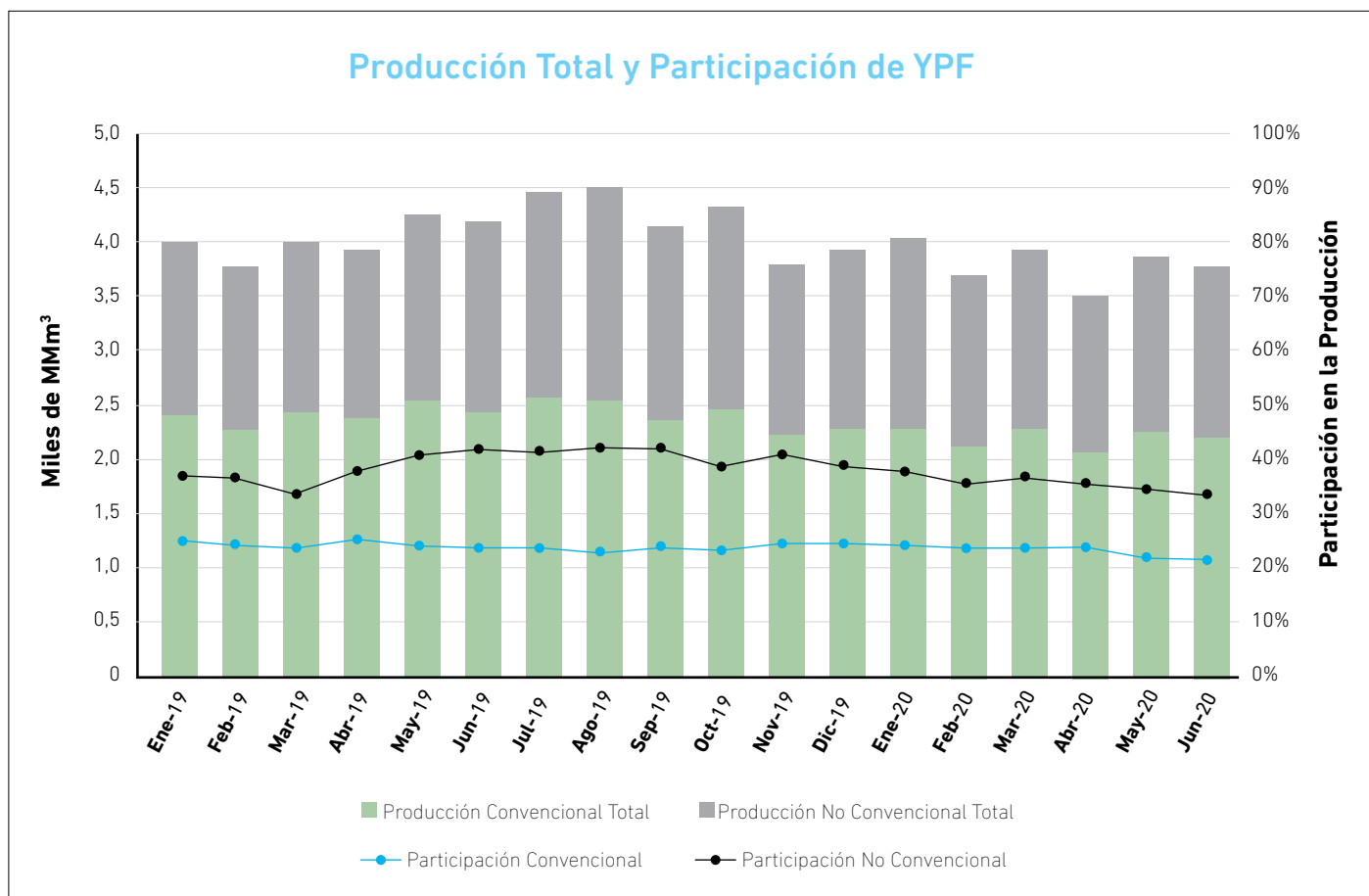
En el siguiente grafico se observa la composición de gas tanto convencional como no convencional en los últimos 18 meses. En el mismo se puede ver la magnitud que la misma representa dentro de la producción total. Durante el primer semestre de 2020 la producción de gas no convencional aumento un 2% en su participación dentro de la producción total.



### Y.P.F. en la Producción Convencional y No Convencional de gas

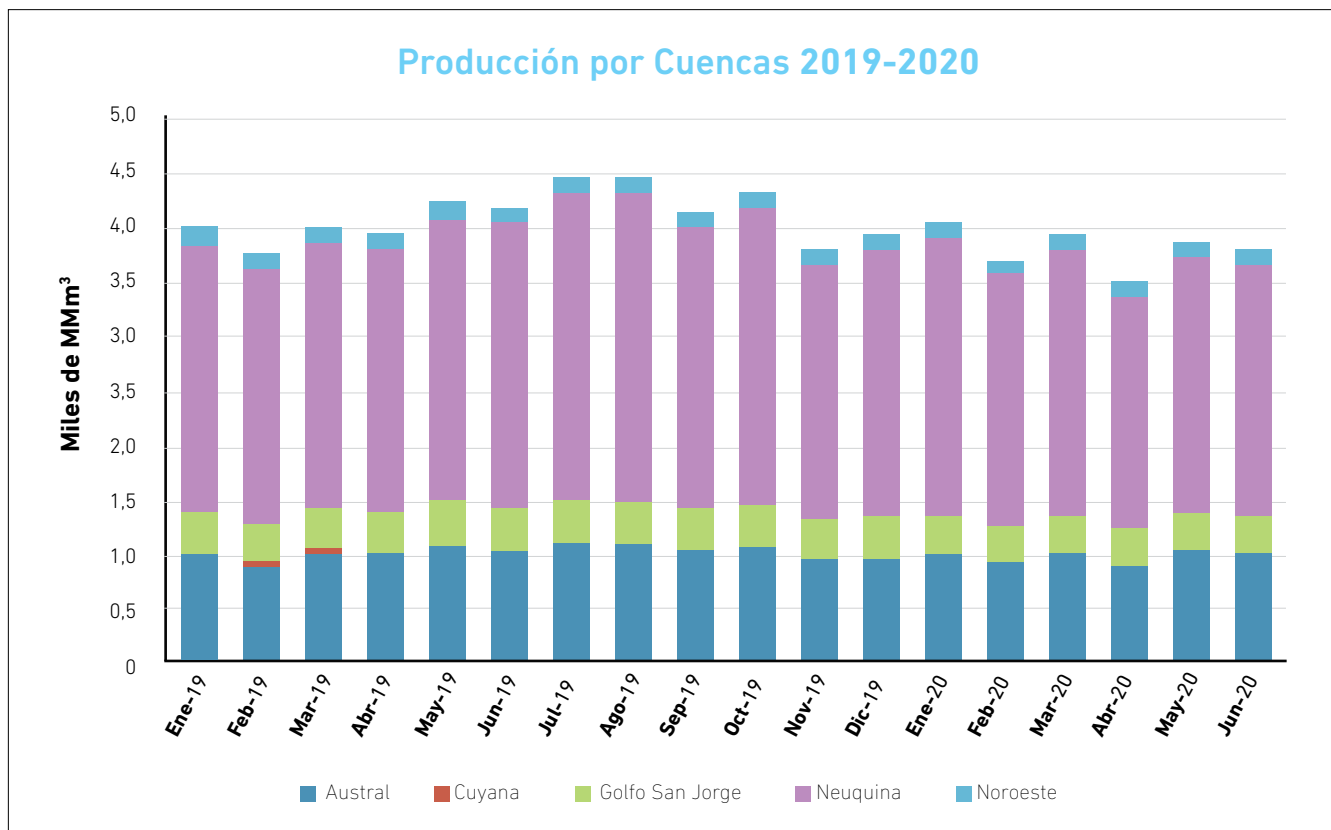
Cabe destacar que la empresa con mayor participación en la producción es la estatal YPF, que desde el año 2012, fecha que se sanciona la Ley 26.741 que tiene como objetivo impulsar su producción. Durante el primer semestre de 2020 logro alcanzar un promedio de participación del 23% en la producción Convencional total y un 36% 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 en la producción total del país.



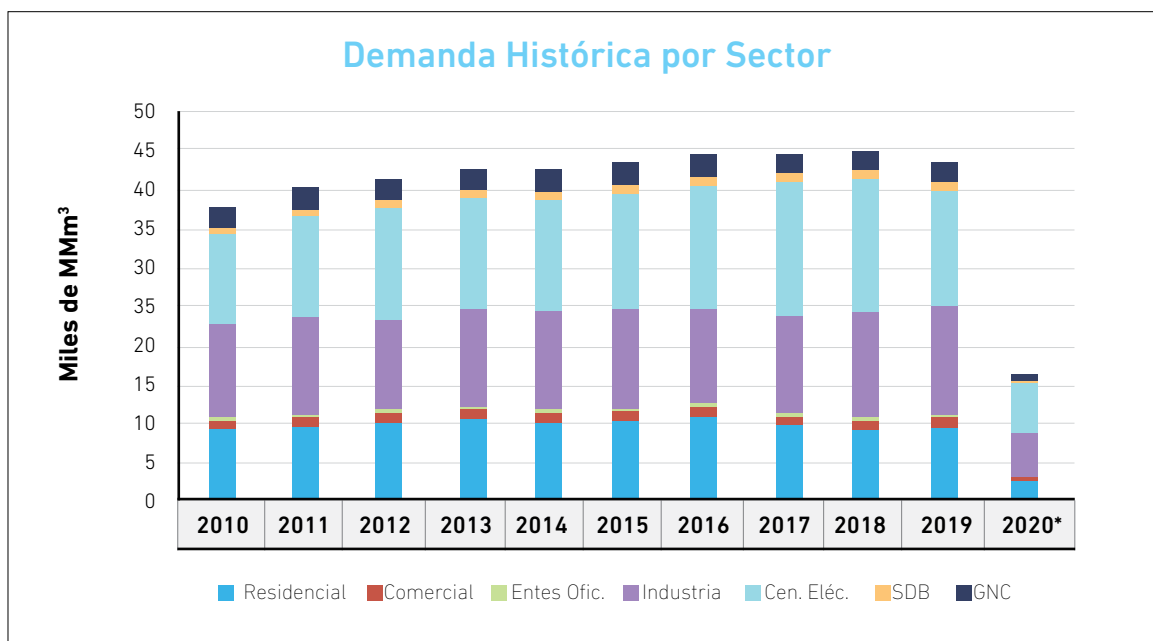
## Producción por cuencas

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 Convencional obtuvo el siguiente desempeño.



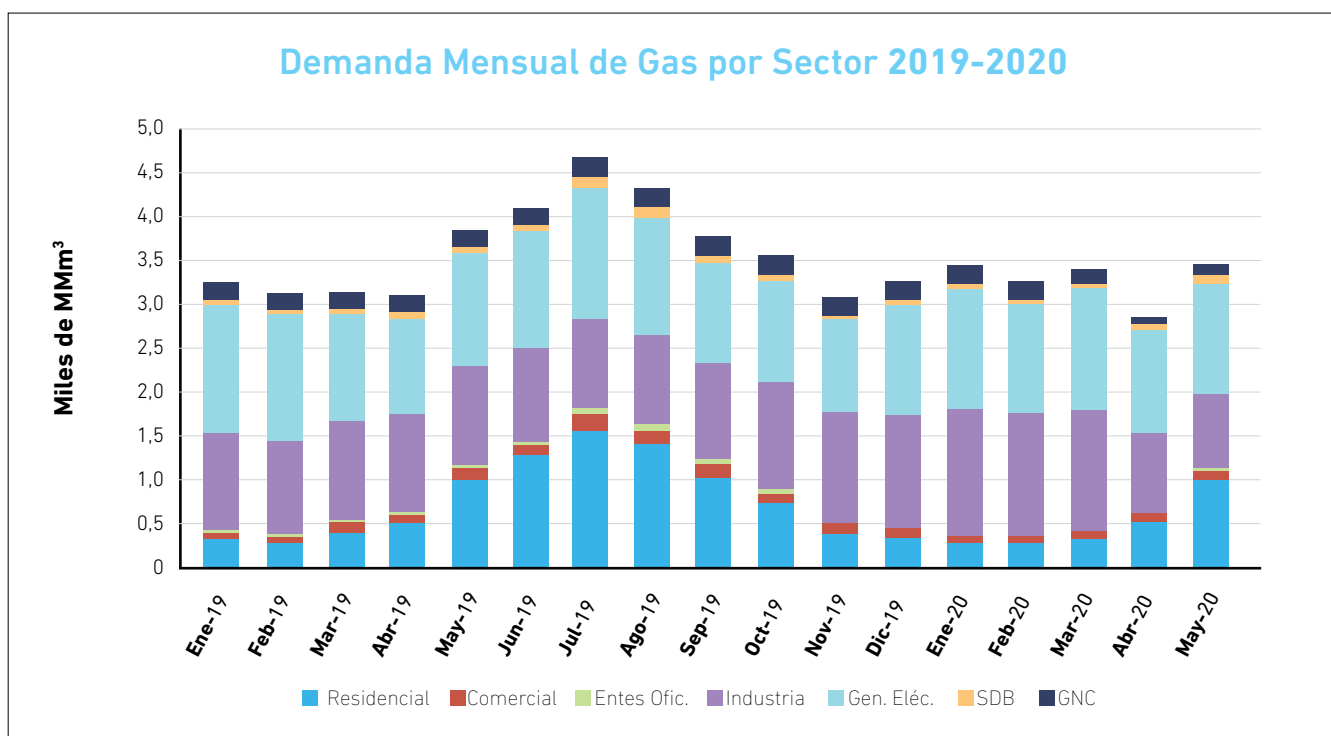
## 3) Demanda

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 diez años se observa el siguiente crecimiento de la demanda total.



\*Los datos presentados incluyen hasta el mes de mayo de 2020.

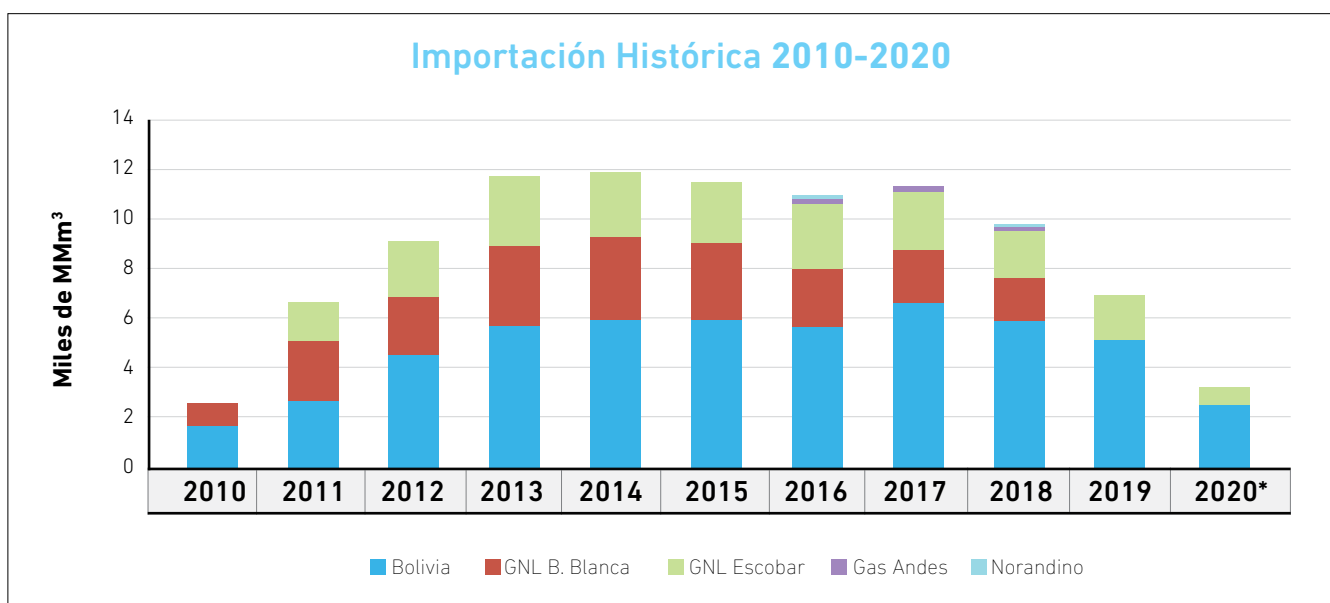
La demanda del año 2020 presenta un acumulado hasta el mes de mayo es de 16,4 mil MMm<sup>3</sup>, en la siguiente figura se pueden observar los valores desde enero de 2019 hasta el mes de mayo de 2020.



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. En lo que respecta a estos sectores no se produjo una caída en la demanda de los mismos a pesar del aislamiento social preventivo y obligatorio. Los principales sectores que sufrieron una caída respecto al periodo enero-mayo de 2019 fueron el GNC con 24,3%, el Comercial con 15,5% y los Entes Oficiales con 23,4%.

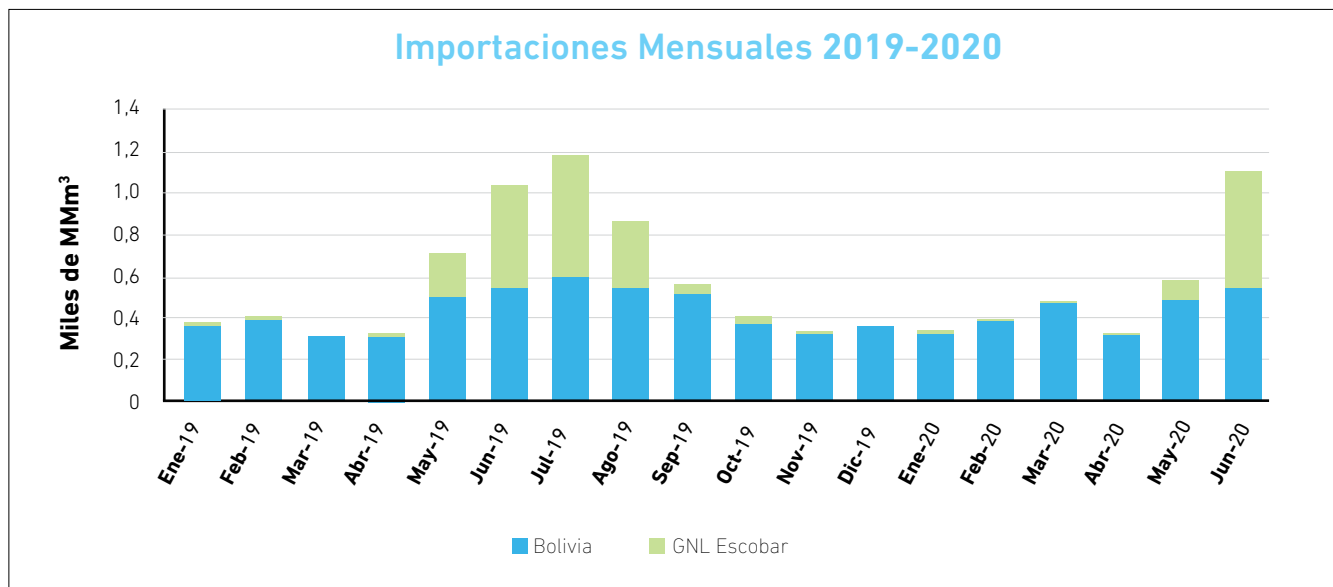
#### 4) Importación

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, siendo el último valor acumulado hasta junio de 2020.



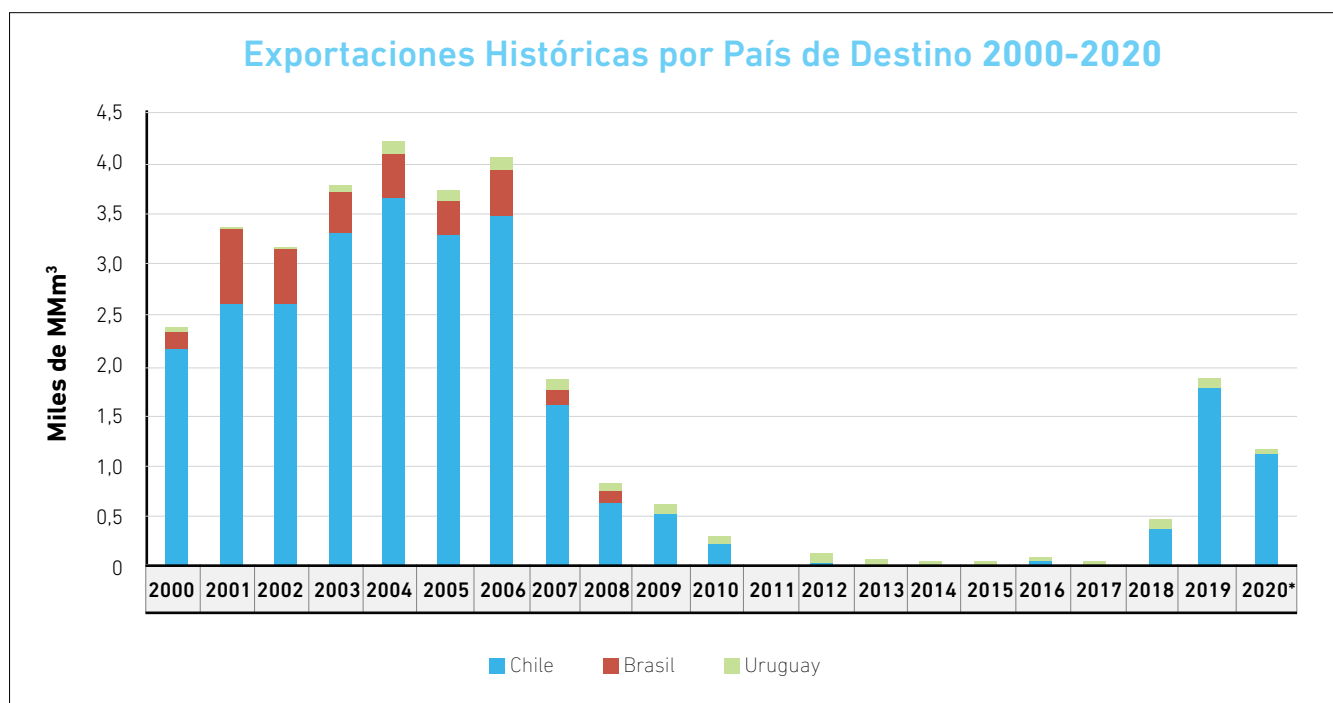
\*Los datos presentados incluyen hasta el mes de junio de 2020.

La importación de gas durante el primer semestre de 2020 registro un valor de 2,51 mil MMm<sup>3</sup>, siendo un 3,7% superior en comparación al mismo periodo del año 2019. Como se puede observar en la siguiente figura la importación se realizó únicamente desde Bolivia y GNL Escobar, por el resto de los puntos de conexión fue nula.



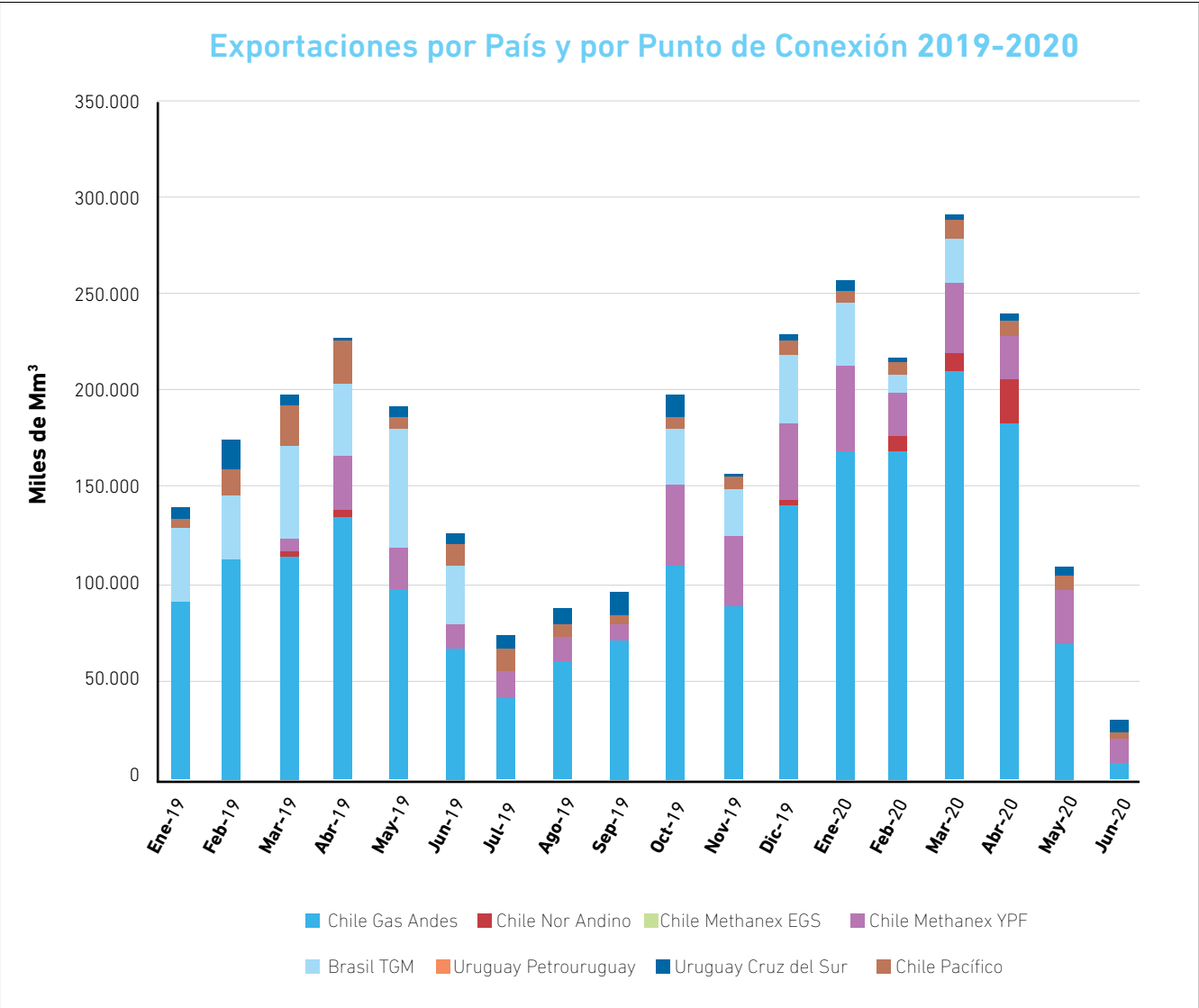
## 5) Exportación

Nuestro país exporta gas natural 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.



\*Los datos presentados incluyen hasta el mes de mayo de 2020.

Durante el primer semestre de 2020 se registró un volumen de 1,42 mil MMm<sup>3</sup> siendo un 32,6% superior 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.



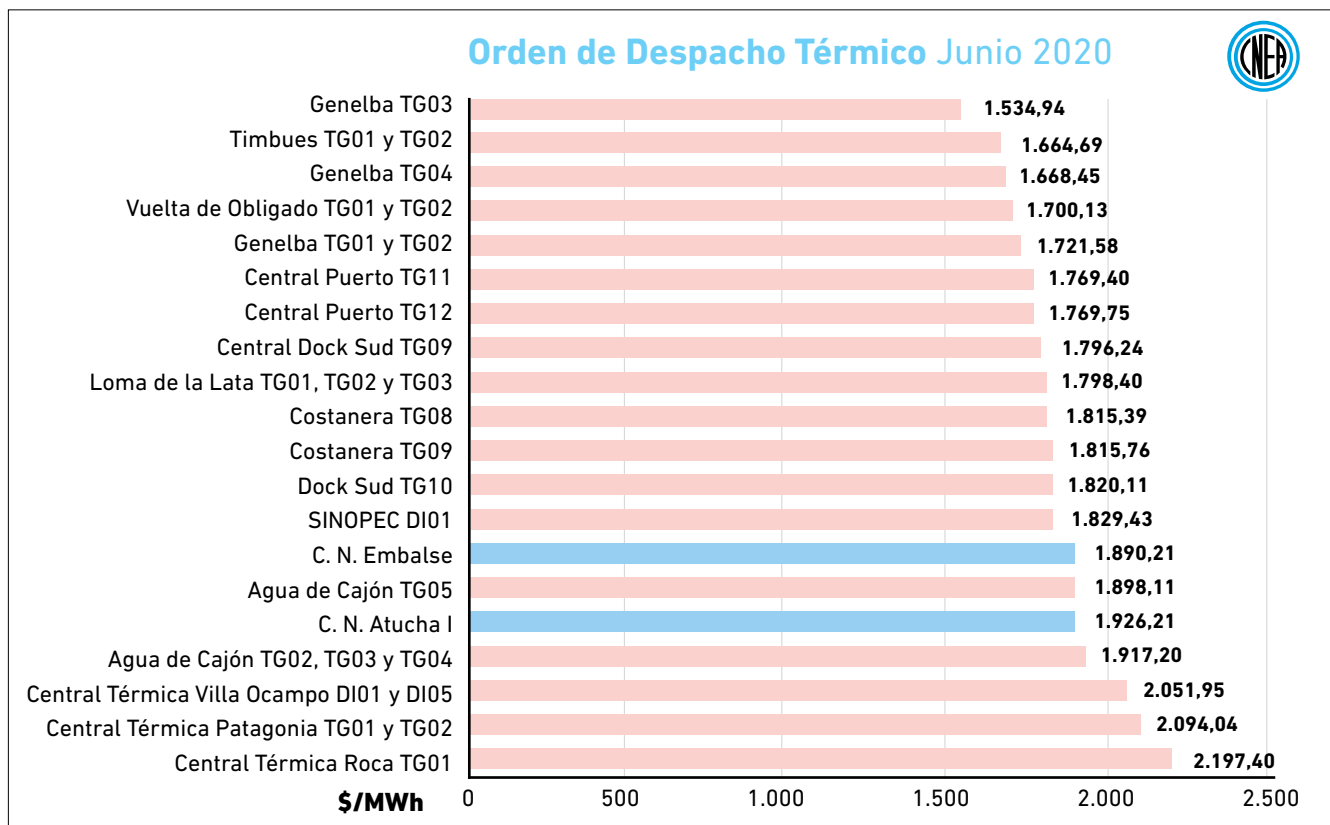
# Costo Variable de Generación

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 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 30/06/2020 a las 20:00 hs. En este caso la central Atucha II no figura dentro del listado por encontrarse fuera de servicio por mantenimiento.



# Evolución de los Precios

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. La diferencia entre los costos de los combustibles alternativos realmente utilizados y el precio de mercado sancionado, se reconoce como un sobre costo que se adiciona al precio de la energía, solo para aquellos generadores que utilizan combustibles sustitutos. El ítem “sobre costos transitorios de despacho” es un prorrateo de este sobre costo entre toda la energía comercializada y se puede observar más adelante en el gráfico de composición del precio. 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”.

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

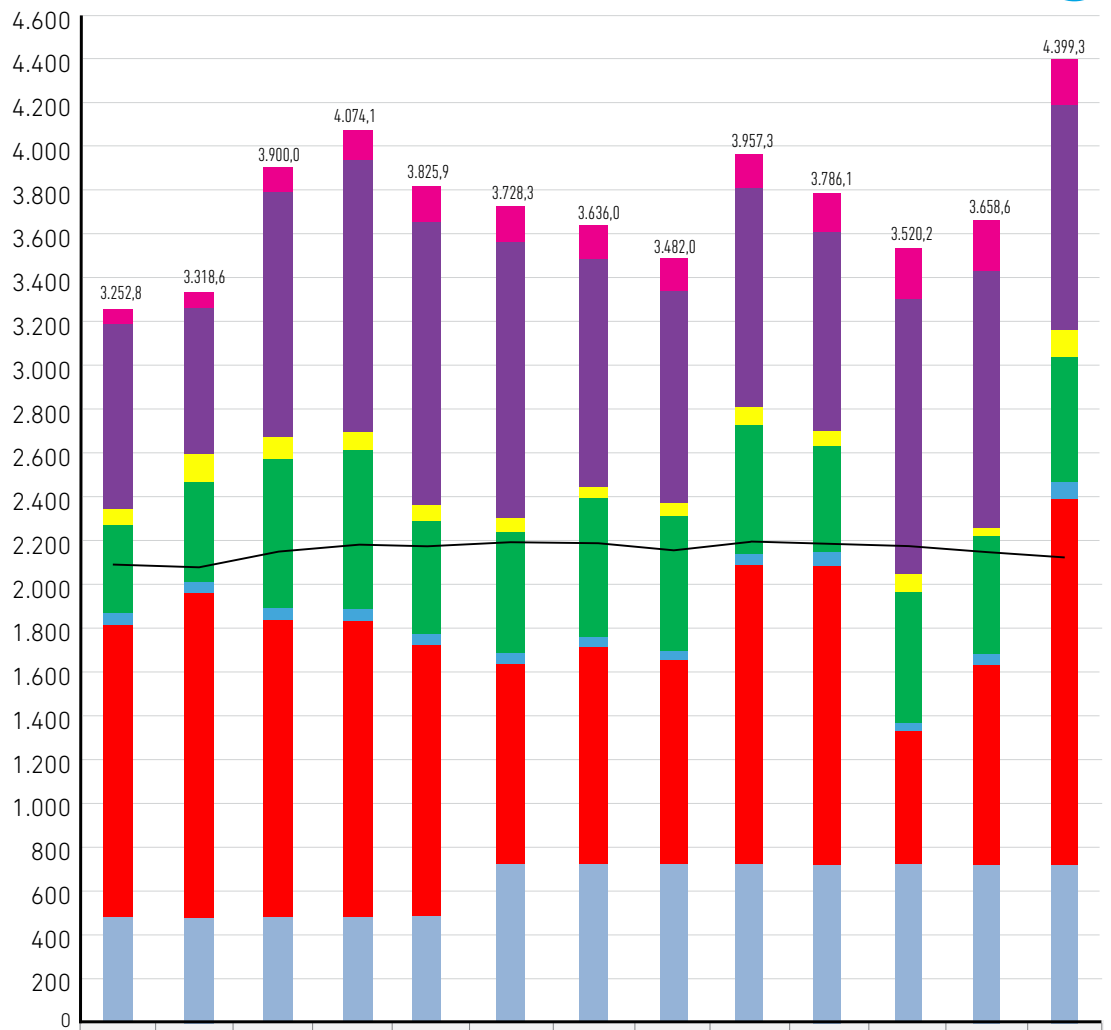
- **“Contratos de Abastecimiento” (CA)** contemplan el prorrateo en la energía total generada en el MEM, de la diferencia entre el precio de la energía informado por CAMMESA y lo abonado por medio de contratos especiales con nuevos generadores, como por ejemplo los contratos de energías renovables establecidos por el GENREN 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.

## Ítems del Precio Monómico



\$/MWh



|                                                        | Jun-19  | Jul-19  | Ago-19  | Sep-19  | Oct-19  | Nov-19  | Dic-19  | Ene-20  | Feb-20  | Mar-20  | Abr-20  | May-20  | Jun-20  |
|--------------------------------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
| <b>Compra Conjunta</b>                                 | 70,6    | 72,6    | 113,9   | 133,7   | 165,6   | 165,7   | 156,7   | 152,4   | 156,9   | 177,9   | 231,1   | 231,6   | 211,1   |
| <b>Sobrecostos CA MEM + Brasil + Demanda Excedente</b> | 845,2   | 661,8   | 1.118,1 | 1.244,4 | 1.291,7 | 1.258,6 | 1.037,8 | 963,1   | 995,8   | 909,0   | 1.251,8 | 1.170,6 | 1.024,0 |
| <b>Sobrecosto de Combustible</b>                       | 68,5    | 128,9   | 96,4    | 81,3    | 69,7    | 66,6    | 52,6    | 62,4    | 82,8    | 66,8    | 79,4    | 36,7    | 125,5   |
| <b>Adicional de Potencia</b>                           | 403,1   | 449,7   | 682,1   | 730,1   | 528,6   | 552,7   | 632,2   | 614,5   | 585,8   | 485,2   | 598,4   | 536,6   | 570,0   |
| <b>Energía Adicional</b>                               | 55,3    | 53,5    | 51,7    | 50,5    | 48,2    | 48,4    | 47,4    | 39,9    | 49,6    | 62,4    | 38,1    | 52,5    | 76,8    |
| <b>Sobrecosto Trans. Despacho</b>                      | 1.330,1 | 1.472,1 | 1.357,8 | 1.354,1 | 1.242,1 | 916,3   | 989,3   | 929,8   | 1.366,4 | 1.364,8 | 601,4   | 910,6   | 1.671,9 |
| <b>Precio de Energía</b>                               | 480,0   | 480,0   | 480,0   | 480,0   | 480,0   | 720,0   | 720,0   | 720,0   | 720,0   | 720,0   | 720,0   | 720,0   | 720,0   |
| <b>— Precio estacional medio</b>                       | 2.106,6 | 2.081,0 | 2.154,7 | 2.184,9 | 2.178,4 | 2.194,9 | 2.182,5 | 2.152,8 | 2.195,8 | 2.169,0 | 2.165,3 | 2.140,2 | 2.123,2 |



13/04/2020

## Agua: ante bajante histórica del río Paraná, Argentina le pedirá a Brasil que habilite el paso por las represas

Una sequía histórica secó las Cataratas del Iguazú, dejó sin agua a parte de Misiones, otorgó menos energía a las represas argentinas, provocó muerte de peces en el Río Paraná y encareció la logística en el puerto de Rosario. En buenos términos, Cancillería hará un pedido a Brasil para normalizar la situación.

El canciller Felipe Solá le pedirá en los próximos días a Brasil que habilite el paso de agua a través de sus numerosas represas hidroeléctricas para compensar la bajante histórica en el río Paraná.

Así se lo adelantaron fuentes del Ministerio de Relaciones Exteriores, Comercio Internacional y Culto, luego de que este medio informara que el gobernador de Misiones, Oscar Herrera Ahuad, y algunos diputados nacionales le expresaron la preocupación a Solá por la falta de agua en distintos ríos.

Como consecuencia de una sequía histórica durante el verano en Brasil, los ríos Iguazú, Paraná y Uruguay están con los niveles más bajos de los últimos 90 años. El faltante de agua se ocasionó en un déficit de precipitaciones en el cordón montañoso Serra do Mar, a escasos kilómetros del Océano Atlántico, en el este de Brasil.

El Río Iguazú nace en las cercanías de Curitiba, en el estado de Paraná, y desemboca en el Río Paraná en la Triple Frontera (Puerto Iguazú del lado de Argentina, Foz do Iguaçu por Brasil y Ciudad del Este por Paraguay) y tiene en su curso seis represas hidroeléctricas, que cerraron sus compuertas: Foz de Areia, Salto Segredo, Salto

Santiago, Salto Osorio, Salto Caxias y Baixo Iguaçu.

De acuerdo a lo averiguado, los equipos técnicos de la Cancillería de Argentina mantienen un buen diálogo con sus pares de Brasil, comandados por Ernesto Henrique Fraga Araújo.

Entre ellos mantuvieron teleconferencias y concluyeron sacar en este fin de semana, tras una reunión de los técnicos de Itaipú (represa que comparten, aguas arriba del Paraná, Brasil y Paraguay) que el faltante de agua es por un fenómeno natural y no fue forzado.

Esto provocó diversos problemas en la Argentina: se "secaron" las Cataratas del Iguazú (tienen el menor caudal de 2006 y además están cerradas por la cuarentena obligatoria, dada la pandemia de COVID-19 -coronavirus-), dos ciudades de Misiones se quedaron sin agua potable, las represas hidroeléctricas Yacyretá y Salto Grande tienen menos recursos para generar energía y el puerto de Rosario no tiene suficiente profundidad.

De esta forma, se encarecen la logística y la energía en Argentina y complican el aparato productivo. Incluso, hay reportes de muerte de peces por la bajante en los ríos, con un alto impacto al medio ambiente.

“Hay una sequía general en la región que afecta a todos los países de la cuenca. En los próximos días habrá una reunión más formal para que las represas de Brasil habiliten el paso del agua para que no se sequen el Paraná y las Cataratas”, respondieron en Cancillería ante la consulta del periódico El Cronista, y remarcaron que “hay buena predisposición” del país vecino.

Fuentes de la embajada de Brasil en Argentina, en tanto, aseguraron que “no hay ninguna noticia de retención anormal de agua en Brasil que perjudique el flujo hacia la Argentina”.

Al revés, al tomarse conocimiento de la situación, en carácter extraordinario y para mitigar los efectos de la sequía en Argentina, el caudal del río Iguazú fue aumentado por el lado brasileño en la medida de lo posible. La sequía en la región tiene proporciones históricas: desde junio de 2019, las precipitaciones en toda la región vienen bastante por debajo del promedio histórico.

Según la última “Resenha Energética Brasileira”, publicada por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil en mayo de 2019, con datos actualizados a 2018, la matriz eléctrica del país que ahora gobierna Jair Bolsonaro depende en un 61,6% de la energía hidroeléctrica, que es la fuente de generación más barata disponible.

Al depender del agua para generar energía a bajo costo, Brasil contuvo ese recurso escaso en sus represas y contribuyó al bajo caudal de los ríos,

aunque lo determinante fue el hecho natural de la sequía.

En un documento del Instituto Nacional del Agua (INA) fechado el pasado martes 7 de abril, se resume que “resulta muy significativa la reducción de las lluvias sobre casi toda la alta cuenca del río Paraná en Brasil, la cuenca del río Iguazú y toda la cuenca del río Uruguay”.

“Se destaca que los núcleos de lluvia más importantes son muy erráticos y no hay una persistencia de eventos en ninguna subcuenca. La gradual disminución de los montos acumulados de lluvia va acentuando el cuadro general de sequía y bajantes. La persistencia de este escenario obliga a comparar con situaciones precedentes en la historia registrada de los últimos 50 años”, se amplía en el documento del Ministerio de Obras Públicas.

“Como dato adicional, cabe mencionar que 2020 es el tercer verano consecutivo sin alcanzar niveles operativos normales en dichos embalses, obligando a una reducción de las descargas de todo el sistema”, se agrega.

El pronóstico no es auspicioso: en Rosario, el polo de donde parten las exportaciones agropecuarias de Argentina al mundo, el nivel del Río Paraná estará por debajo del metro de profundidad (0,98 metros), mientras que la próxima semana se ubicaría en apenas 90 centímetros.

**Fuente:** *El Cronista*

20/04/2020

## Caída del precio del petróleo: el crudo estadounidense WTI se desploma y se cotiza en negativo por primera vez en la historia

Los precios a futuro del petróleo estadounidense de referencia, el West Texas Intermediate (WTI), se desplomaron el lunes 20 a niveles nunca antes vistos en la historia, llegando incluso a cotizarse en negativo.

Al inicio del día, el WTI había empezado cotizándose en torno a los USD 18 pero en la jornada del lunes, el desplome llegó a situarlo en USD -37,63.

### **En negativo, algo sin precedentes.**

Eso significa que los productores de petróleo pagaban a los compradores para que se llevaran el producto, por temor a que la capacidad de almacenamiento se les agote en mayo.

“Esto es algo descabellado. El impacto de la demanda fue tan masivo que superó todo lo que nos podríamos haber esperado”, comentó Stewart Glickman, analista de capital energético de CFRA Research. La caída fue impulsada por una cuestión técnica en el mercado de petróleo, que se comercia con su precio futuro y los contratos para mayo van a expirar el martes 21 de abril.

Los operadores buscaban deshacerse de esos contratos para evitar tener que hacerse cargo del costo del traslado y almacenamiento de algo para lo que la demanda es tan baja ahora mismo. Y, porque además, las principales instalaciones para almacenar petróleo en EE.UU. ya están alcanzando el máximo de su capacidad.

Estados Unidos compite con Arabia Saudita por ser el mayor productor del mundo.

Arrastrado por el WTI, especialmente en la última parte de la sesión del lunes 20 de abril, el petróleo Brent (referencia en Europa y el resto del mundo) para entrega en junio cayó un 8,90% hasta los USD 25,58.

### **¿A qué se debe la caída?**

La demanda de petróleo a nivel mundial ha caído de forma abrupta en las últimas semanas como resultado de los confinamientos y cuarentenas por el coronavirus. En consecuencia, las empresas petroleras han recurrido al alquiler de camiones cisterna para almacenar el excedente de suministro y eso ha llevado el precio del petróleo estadounidense a valores negativos.

La situación se explica por el exceso de oferta en el mercado y las dificultades para almacenar los

altos excedentes provocados por la fuerte caída de la demanda causada por la paralización de la economía por la crisis del coronavirus. Y es que los confinamientos ordenados por muchos gobiernos para tratar de contener la pandemia han aniquilado la demanda de crudo.

Otro factor a destacar es el hecho de que la industria petrolera ha venido lidiando con los desacuerdos entre dos de los principales productores, Arabia Saudita y Rusia, y su virtual guerra de precios.

Tras varios desacuerdos que también afectaron los precios, a mediados de abril la Organización de Países Productores de Petróleo y sus aliados (OPEP+) acordaron una reducción de la producción de alrededor de un 10%. El recorte es el mayor jamás pactado por las potencias petroleras, pero para algunos analistas incluso eso resultó insuficiente.

“Le tomó tiempo al mercado darse cuenta de que el acuerdo de la OPEP+, al menos tal como está ahora, no será suficiente para equilibrar el mercado petrolero”, dice Stephen Innes, analista de Axicorp.

### **¿Qué puede pasar ahora?**

En criterio de Glickman, la reversión histórica en los precios fue un recordatorio de las tensiones que enfrenta el mercado petrolero. Pero la caída podría continuar. Según el analista, los precios de junio también podrían caer, si los confinamientos continúan en todo el mundo.

“Realmente no soy optimista sobre las perspectivas de las compañías petroleras o sobre los precios del petróleo”, afirmó.

Algunos analistas también advirtieron de que la caída del petróleo estadounidense podría afectar el precio de otros crudos de referencia.

### **¿Por qué EE.UU. se está quedando sin lugares para almacenar petróleo?**

El principal motivo que llevó a la caída de precios del lunes 20 de abril fue que Estados Unidos, el principal productor de petróleo, se está quedando sin lugares para almacenar su petróleo, ya que

sus principales reservas (incluida la principal del país en Oklahoma) estaban a punto de alcanzar el límite.

Dado que la demanda ha caído de forma abrupta, como alternativa, muchas empresas han comenzado a almacenar su petróleo en tanqueros en el mar o incluso en camiones cisternas. Sin embargo, esto, además de complicado desde un punto de vista de infraestructura resulta muy caro: el costo de mantenerlo en el mar puede ser hasta tres veces mayor que tanques en tierra.

Según datos de la firma Kpler, que monitorea buques petroleros en el mar a través de imágenes de satélite, el volumen de petróleo colocado en barcos para esperar mejores tiempos aumentó un 25% en marzo. Y es que, si históricamente la disyuntiva para muchos países ha sido tener suficiente combustible almacenado para responder ante un potencial fallo en el suministro, ahora el problema resulta

que es tanta la oferta que no se sabe qué hacer con ella. Sin embargo, esta situación crítica no solo afecta a EE.UU.

“En algún momento, muy pronto, es posible que la capacidad de almacenamiento de petróleo a nivel global alcance su límite”, alertó desde marzo Fatih Birol, director ejecutivo de la Agencia Internacional de Energía. Mientras Rystad Energy, una consultora petrolera con sede en Oslo, alertó que no solo pasaba en EE.UU.: según sus proyecciones, el 76% del almacenamiento mundial ya estaba lleno.

Cálculos de IHS Markit, una firma de investigación, estimaron que la demanda a nivel global durante el primer trimestre del 2020 cayó en 3,8 millones de barriles por día (alrededor de 4% de los suministros mundiales) la peor desde la crisis financiera de 2008.

**Fuente:** BBC

20/05/2020

## Aislamientos por coronavirus conducen a una caída del 17% en las emisiones registradas

Los bloqueos impuestos en todo el mundo en respuesta a la pandemia de coronavirus llevaron a una caída récord en las emisiones de gases de efecto invernadero, según una investigación publicada en Nature Climate Change el martes 19 de mayo.

Los investigadores encontraron que las emisiones diarias cayeron un 17 por ciento durante el apogeo de las medidas de cuarentena a principios de abril en comparación con el mismo momento en 2019, según informó la Universidad de East Anglia (UEA) en un comunicado de prensa.

“Globalmente, nunca hemos visto una caída tan grande, y a nivel anual, tendrías que volver a la Segunda Guerra Mundial para ver una caída tan grande en las emisiones”, dijo Corinne Le Quééré, profesor de la UEA en ciencias del cambio climático. “Pero esta no es la forma de abordar

el cambio climático: no va a suceder forzando cambios de comportamiento en las personas. Necesitamos abordarlo ayudando a las personas a adoptar formas de vivir más sostenibles”.

La investigación es el primer estudio importante de emisiones del año, aunque la Agencia Internacional de Energía proyectó una disminución récord del 8% en las emisiones para el año 2020. Al no ser posible medir el cambio en las emisiones de dióxido de carbono directamente, ya que el gas permanece en la atmósfera durante un largo periodo de tiempo, los investigadores utilizaron datos para los

indicadores en tierra como son el tráfico, el uso de energía, los vuelos y la manufactura.

Esa información también reveló los principales impulsores de la disminución de las emisiones, explicó el comunicado de prensa de la UEA. La caída en el transporte terrestre, como los automóviles, fue responsable del 43% de la disminución, mientras que las caídas en la industria y la energía en conjunto representaron otro 43%. Si bien el transporte aéreo se vio afectado principalmente por la pandemia, este solo representó el 10% de la caída en las emisiones ya que sólo es responsable del 3% de las emisiones totales.

Los datos se obtuvieron de 69 países responsables del 97% de las emisiones de gases de efecto invernadero. En el apogeo de la respuesta global, las áreas responsables del 89% de las emisiones estaban bajo algún tipo de bloqueo. En promedio, los países vieron caer sus emisiones en un 26%. En los Estados Unidos y el Reino Unido, las emisiones cayeron en un tercio.

Si bien estos números son dramáticos, también ilustran los desafíos que implica reducir las emisiones lo suficiente como para evitar los peores impactos de la crisis climática.

“Esta es una caída realmente grande, pero al mismo tiempo, aún quedan el 83% de las emisiones globales, lo que muestra lo difícil que es reducir las emisiones mediante cambios en el comportamiento”, dijo Le Quéré. También señaló que la caída del 17% en el apogeo de las medidas de confinamiento solo devolvió las emisiones a los niveles de 2006.

“Así que esto realmente muestra cuánto aumentan las emisiones a través del tiempo cada año. Esta increíble caída en las emisiones solo nos lleva 14 años atrás”, informó.

Lo que suceda después dependerá de las decisiones políticas y de cuán pronto se levanten las medidas de cierre, explicó el comunicado de prensa. Si se levantan completamente en junio, las emisiones del año caerán un 4%. Si se

mantienen algunas restricciones durante todo el año, disminuirán en un 7%. Eso es alrededor de la disminución anual necesaria para cumplir con los objetivos climáticos del acuerdo de París de limitar el calentamiento global a “muy por debajo” de dos grados centígrados por encima de los niveles preindustriales.

“Tendríamos que tener la misma velocidad de reducción que está ocurriendo en 2020 cada año durante la próxima década”, dijo Zeke Hausfather, científico climático de la Universidad de California, Berkeley, que no participó en el estudio.

Los investigadores pidieron a los gobiernos que elaboren planes de recuperación económica que alienten los cambios sistémicos que finalmente harán posible la disminución sostenible de las emisiones.

“La medida en que los líderes mundiales consideren el cambio climático al planificar sus respuestas económicas después del COVID-19 influirá en las rutas de emisiones de CO<sub>2</sub> a nivel mundial en las próximas décadas”, dijo Le Quéré en el comunicado de prensa.

Por ejemplo, los gobiernos podrían seguir el ejemplo de Milán y Londres en la reapertura de las ciudades de manera que prioricen caminar y andar en bicicleta sobre conducir. Le Quéré sugirió que los gobiernos estimulen la economía al dirigir el dinero hacia los autos eléctricos.

Un resultado positivo es que las personas de todo el mundo ahora tienen una ilustración de lo que las reducciones de emisiones hacen posible.

“El cambio más obvio fueron los hermosos cielos azules que vimos desde India hasta Indiana”, dijo el coautor del estudio y profesor de ciencias del sistema terrestre de la Universidad de Stanford, Rob Jackson. “La gente puede relacionar con eso más que discusiones abstractas sobre las emisiones de gases de efecto invernadero: se podía ver que el cielo estaba despejado”.

**Fuente:** *EcoWatch*

## Mendoza endurece posición por Portezuelo del Viento ante dudas de Alberto Fernández

El gobierno de Rodolfo Suárez explicó que la obra sobre el río Grande cumple “con todos los reglamentos del COIRCO y de las leyes nacionales y provinciales vigentes”.

Luego de que en su visita a La Pampa el presidente Alberto Fernández pusiera en duda la financiación de la represa de Portezuelo de los Vientos en Mendoza, el gobierno de esa provincia endureció su posición de cara a la convocatoria de Nación al comité que regula el curso del Río Colorado (COIRCO), integrado por las provincias en conflicto. La obra cumple “con todos los reglamentos del COIRCO y de las leyes nacionales y provinciales vigentes”, señaló la administración del radical Suárez a través de un comunicado.

“No sé si tiene sentido financiar una obra que es cuestionada por cuatro provincias. Tenemos que ver el impacto del proyecto y tener en cuenta que la naciente de un río no confiere derechos de propiedad” sobre un curso de agua, señaló el Presidente, al referirse a la represa que se proyecta sobre el río Grande, en Mendoza, durante su vista a La Pampa, que mantiene un diferendo por ese tema con el distrito cuyano.

El 4 de junio, el ministro de Interior, Eduardo “Wado” de Pedro, convocó a los gobernadores de Neuquén, Río Negro, Buenos Aires, La Pampa y Mendoza para una reunión del Consejo de Gobierno del Comité Interjurisdiccional del Río Colorado (COIRCO), para el próximo 26 de junio, a fin de resolver el conflicto interprovincial.

La convocatoria se conoció después de que se revocara la resolución de 2019 que archivó la solicitud de laudo presidencial pedida por La Pampa en relación a la construcción del complejo hidroeléctrico mendocino.

Nación adoptó la decisión tras el pedido de los gobernadores Sergio Ziliotto (La Pampa), Axel

Kicillof (Buenos Aires), Omar Gutiérrez (Neuquén) y Arabela Carreras (Río Negro), quienes pidieron la discusión del impacto ambiental de la obra de Portezuelo en el ámbito del Consejo de Gobierno.

A raíz de esto, en un comunicado, el viernes 5 de junio el gobierno mendocino aseguró que “la obra hidroeléctrica más importante de los últimos años” cuenta con los avales técnicos y jurídicos necesarios para seguir avanzando hacia su ejecución.

Desde el Ejecutivo provincial remarcaron que la obra cumple con los estudios ambientales, sociales y económicos y todos los reglamentos del COIRCO.

“Se han llevado a cabo todos los procedimientos legales correspondientes a Portezuelo del Viento, en el ámbito del COIRCO, y han sido cumplidos durante los últimos años en su totalidad”, aseguró el ministro de Gobierno, Trabajo y Justicia de Mendoza, Víctor Ibañez.

Portezuelo del Viento es una central hidroeléctrica que Mendoza planea construir sobre el río Grande, el más caudaloso de la provincia, ubicado en el departamento de Malargüe. Según el proyecto, el embalse será cuatro veces mayor al de Potrerillos y tendrá capacidad para aportar al sistema eléctrico interconectado energía para 130 mil hogares.

“Los gobernadores son los que tienen que hacer el esfuerzo de acordar lo relacionado a sus recursos compartidos, como lo es la cuenca del río Colorado, que pertenece a los bonaerenses, rionegrinos, pampeanos, mendocinos y neuquinos por igual”, advirtió el ministro De Pedro.

El funcionario afirmó, además, que “el presidente Alberto Fernández está convencido de que hay que trabajar con todos los distritos y sectores,

sin distinciones, para encontrar soluciones comunes a los problemas de todos los argentinos, construyendo acuerdos”.

**Fuente:** *Ámbito*

23/05/2020

## Construyen en Misiones un parque solar fotovoltaico para generar energía renovable

El parque solar fotovoltaico producirá una energía de medio megavatio (MW) lo que equivale a 500 kilovatios (kW), con posibilidades de ampliarse en el futuro.

Un parque solar fotovoltaico que permitirá generar energía renovable se construye en la ciudad misionera de Posadas, en una experiencia piloto de generación de energía limpia sin utilizar los recursos fósiles.

Así lo señaló Guillermo Aicheler, presidente de Energía de Misiones, y explicó que “se trata de la primera experiencia como ésta en Misiones, posible gracias al avance tecnológico que hace que disminuyan en parte los costos, logrando de esta manera un bajo impacto ambiental y teniendo en cuenta nuestras otras fuentes de generación dependientes del combustible fósil y del funcionamiento de represas”.

La obra, que se construye en el suroeste de Posadas, tendrá una inversión de más de 56 millones de pesos y un plazo de ejecución de

seis meses, por lo que “se prevé su finalización para fin de este año y será una inyección directa a las líneas del Servicio Integrado Provincial (SIP)”, confirmó el funcionario.

El parque solar fotovoltaico producirá una energía de medio megavatio (MW) lo que equivale a 500 kilovatios (kW), con posibilidades de ampliarse en el futuro.

Entre los proyectos que a futuro maneja la empresa Electricidad de Misiones se encuentran construir sendas plantas solares fotovoltaicas; una dentro del terreno que pertenece a la empresa en la central hidroeléctrica Urugua-í y otra en Bernardo de Irigoyen, en el norte y el extremo oeste de la provincia, respectivamente.

**Fuente:** *Télam*

28/04/2020

## Análisis global de energía 2020

Los impactos de la crisis del COVID-19 en la demanda mundial de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>.

La actual pandemia del COVID-19 es sobre todo una crisis de salud global. A partir del 28 de abril, hubo 3 millones de casos confirmados y más de 200.000 muertes debido a la enfermedad. Como

consecuencia de los esfuerzos para frenar la propagación del virus, la proporción del uso de la energía dedicado a medidas de contención aumentó del 5% a mediados de marzo al 50%

a mediados de abril. Varios países europeos y Estados Unidos han anunciado que esperan reabrir partes de la economía en mayo, por lo que abril puede ser el mes más afectado.

Más allá del impacto inmediato en la salud, la crisis actual tiene implicaciones importantes para las economías mundiales, el uso de energía y las emisiones de CO<sub>2</sub>. Nuestro análisis de los datos diarios durante mediados de abril muestra que los países con aislamiento total están experimentando una disminución promedio del 25% en la demanda de energía por semana y los países con aislamiento parcial una disminución promedio del 18%. Los datos diarios recopilados para 30 países hasta el 14 de abril, que representan más de dos tercios de la demanda mundial de energía, muestran que la depresión de la demanda depende de la duración y la severidad de los bloqueos.

La demanda mundial de energía disminuyó un 3,8% en el primer trimestre de 2020, con la mayor parte del impacto recayendo en marzo dado que se aplicaron medidas de confinamiento en Europa, América del Norte y otros lugares.

- La **demanda mundial de carbón** fue la más afectada, cayendo casi un 8% en comparación con el primer trimestre de 2019. Tres razones convergieron para explicar esta caída. China, una economía basada en el carbón, fue el país más afectado por COVID-19 durante el primer trimestre; el gas barato y el crecimiento continuo de las energías renovables en otros lugares desafiaron el carbón; y el clima templado también limitó el uso de carbón.

- La **demanda de petróleo** también se vio fuertemente afectada, con una caída de casi el 5% durante el primer trimestre, principalmente por la reducción de la movilidad y la aviación, que representan casi el 60% de la demanda mundial de petróleo. A fines de marzo, el transporte por carretera mundial fue casi un 50% inferior al promedio de 2019 y la aviación un 60% inferior.

- El impacto de la pandemia en la **demanda de gas** fue más moderado, alrededor del 2%, ya que las economías basadas en el gas

no se vieron fuertemente afectadas durante el primer trimestre de 2020.

- Las **energías renovables** fueron la única fuente que registró un crecimiento en la demanda, impulsado por un aumento de capacidad instalada y despacho prioritario.

- La **demanda de electricidad** se ha reducido significativamente como resultado de las medidas de aislamiento, presentando repercusiones en la matriz energética. La demanda de electricidad se ha reducido en un 20% o más durante los períodos de aislamiento total en varios países, ya que los aumentos de la demanda residencial son eclipsados por las reducciones en las operaciones comerciales e industriales. Por semanas, la forma de la curva de demanda parecía ser la de un domingo prolongado. La reducción de la demanda ha aumentado la participación de las energías renovables en el suministro de electricidad, ya que su producción no se ve considerablemente afectada por la misma. La demanda disminuyó para todas las demás fuentes de electricidad, incluyendo carbón, gas natural y energía nuclear.

Observando el año completo, exploramos un escenario que cuantifica los impactos energéticos de una recesión global generalizada causada por restricciones sostenidas sobre la movilidad y la actividad tanto social como económica. Dentro de este escenario, la recuperación de la recesión profunda causada por el aislamiento es únicamente gradual y es acompañada por una pérdida sustancial y permanente de la actividad económica, a pesar de los esfuerzos de las políticas macroeconómicas.

El resultado de este escenario es que la demanda de energía se contrae en un 6%, la mayor en 70 años en términos porcentuales y la mayor histórica en términos absolutos. El impacto del COVID-19 en la demanda de energía del 2020 sería más de siete veces mayor que el impacto de la crisis financiera del 2008 en la demanda global de energía.

Todos los combustibles se verán afectados:

- La **demanda de petróleo** podría caer un 9%, o en 9 millones de barriles diarios en promedio durante todo el año, devolviendo el consumo de petróleo a los niveles de 2012.

- La **demanda de carbón** podría disminuir en un 8%, en gran parte porque la demanda de electricidad será casi un 5% menor en el transcurso del año. La recuperación de la demanda de carbón para la industria y la generación de electricidad en China podría compensar mayores caídas en otros lugares.

- La **demanda de gas** podría caer mucho más al finalizar el año que en el primer trimestre, con reducciones en la demanda de energía y aplicaciones industriales.

- La **demanda de energía nuclear** también se reduciría en respuesta a la menor demanda de electricidad.

- Se espera que la **demanda de energías renovables** aumente debido a los bajos costos operativos y acceso preferencial en muchos sistemas energéticos. El reciente crecimiento de la capacidad, producto de proyectos nuevos que entrarán en funcionamiento en 2020, también impulsarían la generación.

En las estimaciones para 2020, la demanda mundial de electricidad cae un 5%, con reducciones del 10% en algunas regiones. Las fuentes bajas en carbono superarían con creces a la generación a carbón a nivel mundial, ampliando el liderazgo establecido en 2019.

Se espera que las emisiones globales de CO<sub>2</sub> disminuyan en un 8%, o casi 2,6 gigatoneladas (Gt), a niveles de hace 10 años. Tal reducción interanual sería la mayor histórica, seis veces mayor que la reducción récord anterior de 0,4 Gt en 2009, causada por la crisis financiera mundial, y el doble que el total combinado de todas las reducciones anteriores desde el final

de la segunda guerra mundial. Sin embargo, como después de las crisis anteriores, el repunte de las emisiones puede ser mayor que la caída, a menos que la ola de inversión para reiniciar la economía se dedique a una infraestructura energética más limpia y resistente.

**Fuente:** *Agencia Internacional de Energía (IEA)*

# 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 del OIEA en el área de economía. 2014. Coppari, N.R. y Cañadas, V.  
Perspectivas de los recursos de uranio y torio para la generación nucleoelectrica. 2014. López, L.

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

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

37

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

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

38

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

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

39

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

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

40

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

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

41

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

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

42

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

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

43

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

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

**44**

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

**La energía nuclear y su relación con las energías renovables variables.** 2019. Notari, C.  
**Extensión de vida de centrales CANDU y despliegue histórico de centrales PHWR en el mundo.** 2019. Rimancus, P.

**45**

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

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

Los temas de este boletín fueron elaborados con datos propios y datos extraídos de informes de la Secretaría de Energía Eléctrica, CAMMESA, OIEA, Nucleoeléctrica Argentina S.A., INDEC, Foro de la Industria Nuclear Española, Nuc Net y Banco Mundial emitidos hasta junio de 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](mailto:sintesis_mem@cnea.gov.ar)

