

CUADERNOS DEL ISTeC

sociedades / territorios / culturas

La evolución de la generación eólica de alta potencia en Argentina (2011-2024)

Adriano Furlan



Facultad de
Humanidades
Universidad Nacional de Mar del Plata

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES
ISTeC
SOCIEDADES TERRITORIOS CULTURAS

UNIVERSIDAD NACIONAL DE MAR DEL PLATA

Esp. Alfredo Remo Lazzeretti
Rector

Ab. Silvia Berardo
Vicerrectora

FACULTAD DE HUMANIDADES

Dr. Enrique Andriotti Romanin
Decano

Dra. Gladys Cañueto
Vicedecana

Dr. Luis Porta Vázquez
Secretario de Investigación y Posgrado

Dra. Cristina Beatriz Fernández
Vicedirectora (a cargo) del ISTeC

CUADERNOS DEL ISTeC

Sociedades / Territorios / Culturas

ISSN 2953-433X

Directora: Dra. Cristina Beatriz Fernández

Comité científico: Dra. Valentina Ayrolo, Dra. Mariana Foutel, Dra. Mónica García, Dr. Salvio Martín Menéndez, Dr. Gerardo Rodríguez, Dra. Silvia Sleimen

Comité de redacción: Dra. Paula Bedin, Dr. Adriano Furlan, Dr. Francisco Ramallo, Dra. Cintia Rodrigo

Dirección postal: Dean Funes 3350, Mar del Plata, Provincia de Buenos Aires, Argentina (CP 7600)

Dirección electrónica: istec@mdp.edu.ar

Nº 11: abril 2025

© Del texto: sus autores
© De la edición: ISTeC

Cita sugerida: Furlan, A. (2025). *La evolución de la generación eólica de alta potencia en Argentina (2011-2024)*. Cuadernos del ISTeC Nº 11, abril de 2025, Universidad Nacional de Mar del Plata.

La evolución de la generación eólica de alta potencia en Argentina (2011-2024)

Adriano Furlan

CIGSA - ITeC, FH, UNMdP

Cuadernos del ITeC

Nº 11: abril 2025

ISSN 2953-433X

Introducción

Uno de los cambios más notorios que experimentó la matriz eléctrica argentina en el último decenio se advierte en la utilización masiva de la generación eólica. Este sector se ha posicionado como la tecnología líder en el área de producción eléctrica a partir de fuentes de energía renovable y cumple un papel clave en la transición hacia una matriz energética diversificada con minimización de la dependencia de combustibles fósiles. Sirva mencionar que, durante el transcurso del año 2024, el mercado eléctrico logró superar el 20% de contribución de fuentes renovables en el consumo de energía eléctrica nacional que la Ley 27.191/2015 estipuló como meta a alcanzar antes del 31 de diciembre de 2025 y que el sector eólico fue responsable de proveer más del 70% de dicha energía producida (datos de CAMMESA, 2025a).¹ Igualmente significativas son las transformaciones en los paisajes regionales, en el uso del suelo no urbano, en la valorización de las tierras rurales o en la configuración territorial del sistema eléctrico –entre otros hechos que conciernen a la geografía de la energía– por el emplazamiento de parques eólicos de alta potencia, que son infraestructuras con un consumo extensivo de superficies abiertas.

La inserción de la generación eólica en contextos de subdesarrollo y dependencia, tal como el que escenifica la realidad argentina, no se expresa de manera unidireccional en los indicadores del desarrollo energético. Más bien, al contrario, en el funcionamiento y el crecimiento de los grandes sistemas técnicos,² que internalizan y traducen las limitaciones estructurales y la vulnerabilidad propias de la formación social y económica (inestabilidad macroeconómica, restricciones financieras, baja productividad, baja tasa de inversión, distorsión de precios relativos, atraso tecnológico, deficiencias infraestructurales, desigualdades sociales y regionales, etc.), son típicas las desarticulaciones funcionales, los desequilibrios del mercado y las fallas en la coordinación de iniciativas. Los condicionamientos al desarrollo armónico se manifiestan en la coexistencia de fenómenos crónicos y combinados de déficit/exceso, subconsumo/sobreproducción o sub/sobreutilización de recursos de toda índole.

Ahora bien, dos consideraciones amortiguan la visión fatalista del subdesarrollo y la dependencia. La primera: en los países subdesarrollados, los regímenes de acumulación de capital que se suceden a largo plazo, sobre el telón de fondo de un desarrollo progresivo de las fuerzas productivas, propenden a alternar la reproducción

¹ La Ley 27.191 considera fuentes renovables de energía a las siguientes: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles (Art. 2, inc. a). Quedan excluidas de esta clasificación las centrales hidroeléctricas de potencia nominal superior a los 50 MW, a las que suele darse un trato separado en la mayoría de los documentos técnicos del área porque se continúa identificándolas como “energías renovables tradicionales”. Aunque impreciso, en este trabajo adoptamos este uso y costumbre.

² La noción de “gran sistema técnico”, en el sentido conferido por Hughes (1983), hace referencia a los sistemas de infraestructura de gran escala constituidos en la forma de una red a partir de sus particulares determinaciones físico-tecnológicas, utilizados en el suministro de bienes y servicios básicos (transporte, electricidad y gas, comunicaciones, agua potable, etc.).

de desigualdades entre sectores y ramas de la estructura económica, de modo que sectores o ramas que en un momento resultaron privilegiados pueden convertirse en perjudicados en una posterior fase, y viceversa. La segunda: incluso en los países subdesarrollados, los grandes sistemas técnicos se ven empujados a reducir las asimetrías para asegurar unos estándares mínimos de calidad del servicio porque soportan el funcionamiento de prácticamente todas las actividades humanas, sin que ello signifique, desde luego, equiparar los niveles de calidad y equidad de los países más avanzados.

En suma, las direcciones contrarias en el juego de fuerzas del subdesarrollo y la dependencia hacen que las limitaciones estructurales y las condiciones generales de la producción social no actúen por igual frente a cualquier innovación (tecnológica, institucional, normativa u otra) como barreras infranqueables, sino únicamente de ciertas formas modélicas de organización de la producción, la comercialización y el consumo en favor del despliegue de unas formas alternativas admitidas –en este caso– por el gran sistema técnico y su entorno en determinadas circunstancias históricas. En concordancia con el planteamiento conceptual que acabamos de exponer, procuramos que el trabajo que presentamos en esta edición de los *Cuadernos del ISTEc* ayude a conocer aspectos de las formas específicas de organización y desarrollo de la producción energética en nuestro país.

El objetivo general de la investigación es analizar y caracterizar la evolución de la generación eólica de alta potencia en Argentina en el período 2011-2024. La estructura del trabajo consta de cuatro partes que buscan dar cumplimiento a objetivos particulares. En la primera parte se identifican y describen etapas evolutivas de la generación eólica en el período propuesto. La segunda describe la distribución geográfica asociada a cada una de las etapas evolutivas. La tercera dirige la atención hacia indicadores convencionales del mundo de la energía eólica con el propósito de profundizar el examen del desenvolvimiento del sector en el tiempo y el espacio. La cuarta y última evalúa el papel de la generación eólica en el proceso mayor de la transición energética, dado que es éste un asunto crucial para el contexto nacional e internacional.

Para precisar el objeto de investigación debe señalarse que, de acuerdo con los estándares de la tecnología eólica, se considera “alta potencia” a las turbinas de más de 1 MW de potencia nominal (*National Renewable Energy Laboratory* [NREL], 2022) y que requieren ser montadas en torres de una altura superior a los 60 m. Esta clase de máquinas es la que en las últimas dos décadas, a nivel internacional, han constituido parques eólicos competitivos de gran tamaño, con alta penetración en los mercados eléctricos mayoristas. Si bien la historia de la generación eólica con fines comerciales en nuestro país comienza en el año 1990 de la mano de las cooperativas eléctricas que instalaron aerogeneradores de media potencia para abastecer las redes de distribución local, la historia particular de la generación eólica de alta potencia tiene su origen en el año 2011, cuando entran en funcionamiento las primeras cinco centrales eólicas destinadas a la entrega de energía en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI). Para entonces, la mayoría de los parques eólicos instalados en

la década de 1990 se encontraban fuera de servicio. Por ello nos permitimos utilizar indistintamente las expresiones afines “sector eólico” (punto de vista de la división del trabajo en el área de la energía) o “generación eólica” (punto de vista de la tecnología utilizada en la producción eléctrica) para referirnos al conjunto de parques eólicos de alta potencia que producen energía para abastecer la demanda de los agentes del sistema eléctrico nacional.

El procesamiento y análisis de datos consistió en la aplicación de técnicas estadísticas y cartográficas mediante el empleo de herramientas de la planilla de cálculo y sistemas de información geográfica. El material empírico utilizado procede de distintas fuentes: datos oficiales de organismos de gestión de la energía (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico [CAMMESA] y Ente Nacional Regulador de la Electricidad [ENRE]), datos del recurso eólico del portal *Global Wind Atlas* y datos puntuales de aerogeneradores recopilados en documentos de empresas propietarias de parques eólicos. El informe expone algunos resultados del Proyecto de Investigación 2022-2023 “El problema de la extensión revisitado en clave energética: el desarrollo de la generación eólica a gran escala en Argentina” (Código: HUM762/22), junto a la actualización del panorama del sector eólico que venimos produciendo en el marco del Proyecto de Investigación 2024-2025 (vigente): “Transición energética y configuración geográfica del sistema eléctrico argentino a partir de 2016” (Código: HUM 857/24).

1. Etapas evolutivas

La imagen actual (31 de diciembre de 2024) del sector eólico argentino muestra la existencia de 70 parques eólicos localizados en diez provincias, que suman una potencia instalada de 4319 MW, equivalente a casi el 10% de la potencia instalada total del sistema eléctrico nacional. Solo dos de los parques eólicos más pequeños, instalados en los primeros años del período, se encuentran indisponibles (PE Necochea EOS, desde 2017, y PE El Tordillo, desde 2019), de modo que son 68 los parques eólicos activos a la fecha. ¿Cómo ha sido la formación de este panorama? El examen de la evolución del sector eólico argentino a partir de las variables básicas de potencia instalada y generación de energía entre 2011 y 2024, representadas en términos porcentuales en la Figura 1, permite identificar tres etapas: 1) Despegue contenido (2011-2017), 2) Expansión (2018-2021) y 3) Desaceleración (2022-2024).

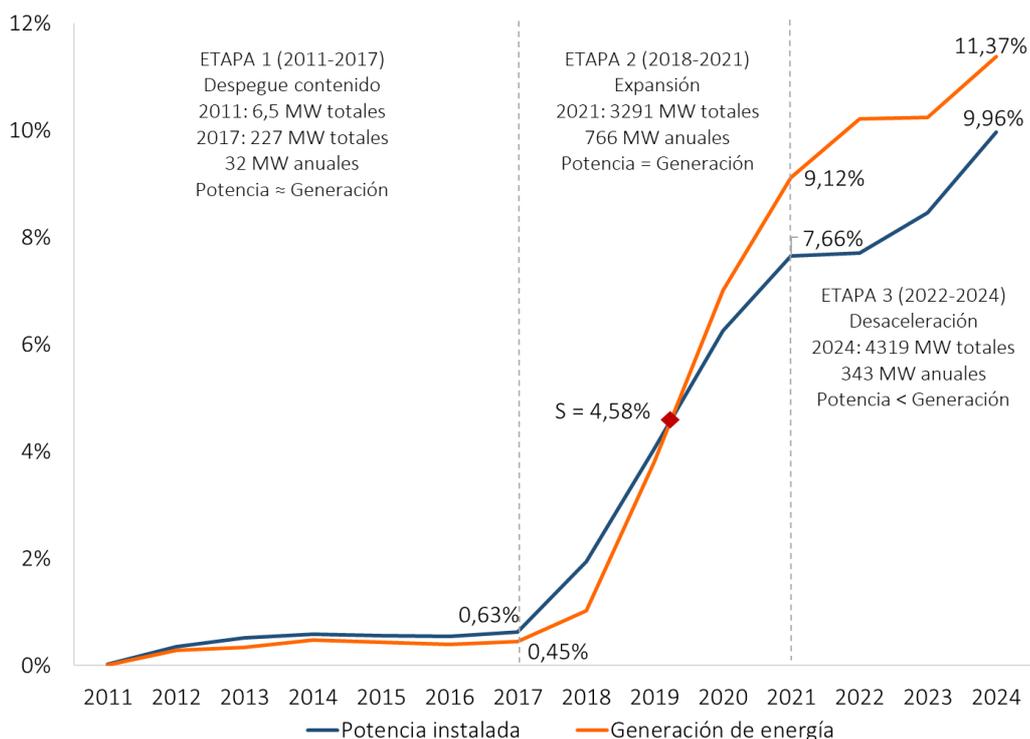


FIGURA 1. Participación de potencia instalada y participación de generación de energía del sector eólico argentino, 2011-2024.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025a).

En la etapa inicial entraron en servicio 10 parques eólicos. A lo largo del subperíodo se observa un crecimiento modesto de la potencia instalada del sector en torno a una media de 32 MW anuales, con una participación constante bien inferior al 1% de la potencia instalada y de la generación de energía del SADI. Incluso, desde 2014, aun con la habilitación de nuevos parques eólicos, las curvas retroceden levemente,

resultado combinado del mayor crecimiento de las centrales térmicas y de la declinación en la energía producida por algunos parques eólicos que sufren deterioro de sus equipos o que enfrentan problemas económico-financieros para solventar sus operaciones. Si omitimos el primer bienio, notamos que entre 2013 y 2017 la participación de la potencia instalada se multiplica solamente 1,2 veces y la de la generación de energía lo hace por 1,3. De ahí que pueda calificarse a la etapa como “despegue contenido”. Una señal de debilidad del sector se constata en que durante toda la etapa la participación de la generación de energía se ubica por debajo de la participación de la potencia instalada. Ello significa que la existencia de capacidad instalada disponible no implica su utilización efectiva en la misma proporción. La etapa está dominada por los patrones tecno-económicos de una innovación de bajo impacto que traslada la ineficacia de los instrumentos de promoción para ordenar la competencia entre el desarrollo del clúster eólico local y la transferencia internacional de tecnología (Furlan, 2017).

Entre 2018 y 2021 se ubica una etapa de expansión, en marcado contraste con la anterior. En solo un cuatrienio se inauguran 48 parques eólicos a un ritmo de 766 MW anuales. El acumulado de esta etapa representa el 76% de toda la potencia eólica actual. La vertiginosa pendiente que recorre el sector consigue llegar a casi un 8% de la potencia instalada y a más del 9% de la generación de energía en 2021. Un hito se produce en 2019, cuando la participación de la generación de energía supera a la de la potencia instalada, cruce de las curvas que no se revertirá en el transcurso de todo el período. Vemos que la participación de la potencia instalada aumenta 12 veces entre 2017 y 2021 y la de la generación de energía se multiplica por 20. Este hecho da cuenta de la importancia que empieza a tener la generación eólica en el abastecimiento eléctrico nacional. La expansión sectorial trae aparejado un uso más intensivo de la capacidad instalada. En esta etapa, los desarrolladores locales pierden la contienda y la competencia se ordena institucionalmente a través de instrumentos de promoción que conducen al pleno dominio de la transferencia internacional de tecnología de punta, esto es, de la dependencia tecnológica.³

La última etapa abarca desde 2022 hasta la actualidad y se caracteriza por una desaceleración en el crecimiento de ambas variables. El motivo de la pérdida de impulso debe buscarse en las limitaciones del sistema de transporte eléctrico para posibilitar el acceso de nuevas centrales (CEA, 2023). Son 12 parques eólicos nuevos en un trienio con una media de potencia anual de 343 MW que equivale a un ritmo cercano a la mitad de la etapa de expansión. Entre 2021 y 2024, tanto la participación de la potencia instalada como la de la generación de energía crecen 1,3 veces y agregan cada una de ellas otros 2 puntos porcentuales. El sostenimiento del uso intensivo de la energía eólica en la matriz eléctrica, con una diferencia porcentual positiva de alrededor del 2% a favor de la generación de energía, es una señal de fortalecimiento. Como se verá más adelante, las fallas organizativas que ralentizan el

³ Uno de los factores explicativos de la rápida difusión de artefactos en contextos de subdesarrollo y dependencia está en las ventajas de no atravesar la curva de aprendizaje que necesitaron recorrer los creadores de la tecnología. Adoptar una tecnología madura garantiza su eficacia y el acceso a precios más asequibles y posibilita los saltos de crecimiento.

crecimiento, cuyo núcleo es la desarticulación entre los segmentos de transporte y generación, no imposibilitan la consolidación de la evolución sistémica.

Las tres etapas identificadas conforman el esquema que ordena el examen de aspectos específicos del proceso evolutivo en el segundo y tercer apartados. Habiendo descrito la evolución en el tiempo, el paso siguiente será analizar su evolución en el espacio.

2. Distribución geográfica

Para analizar la evolución espacial de la generación eólica a través de la distribución geográfica de distintos componentes del sistema técnico se han elaborado varios mapas temáticos. La Figura 2 ofrece una representación global de la actualidad del sector eólico argentino. Junto al mapeo de los 70 parques eólicos, clasificados según etapa de entrada en servicio, se incluye la información espacial de dos componentes esenciales para la inserción de la energía eólica a gran escala: la velocidad media del viento y la preexistencia de la red de transporte eléctrico.

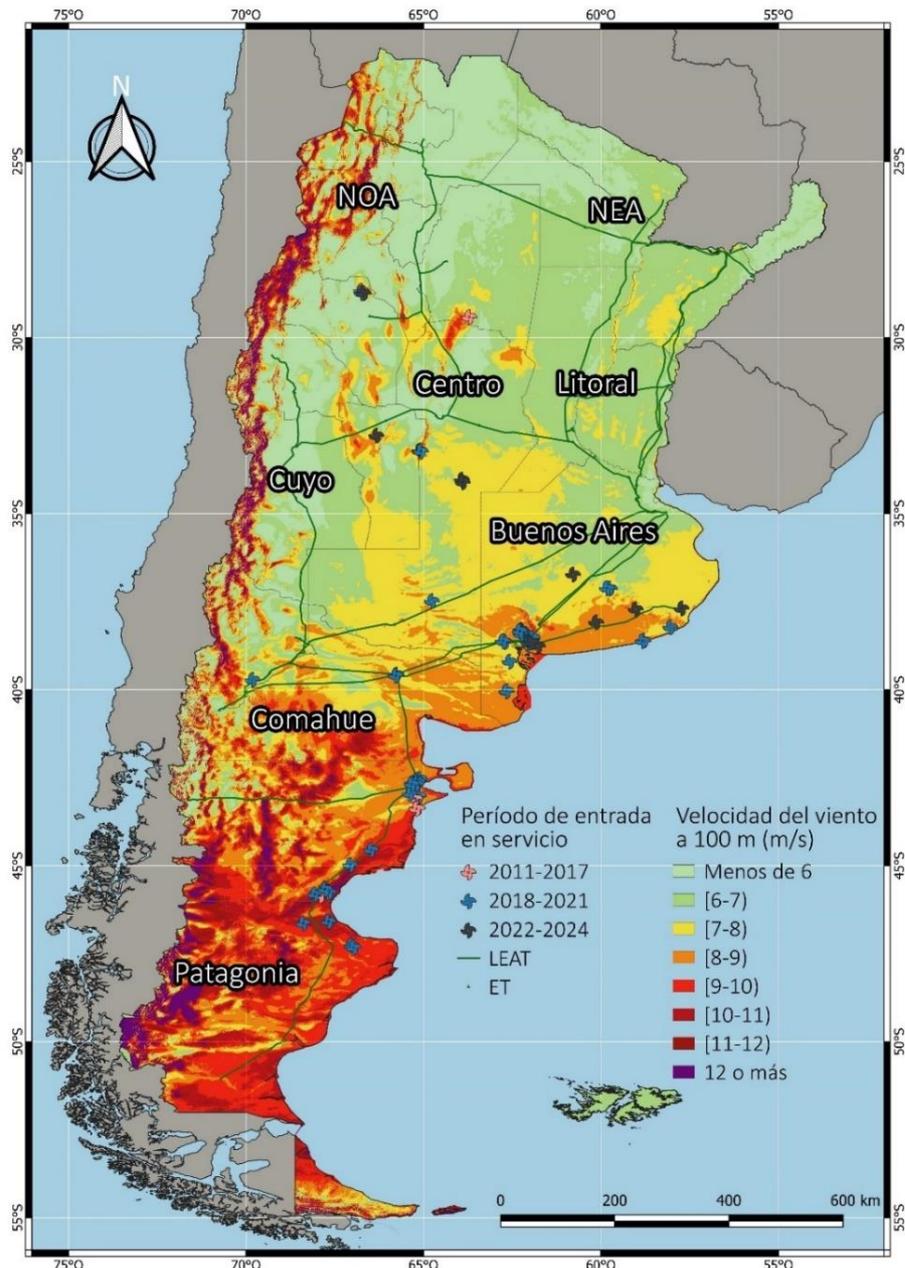


FIGURA 2. Parques eólicos según etapa de entrada en servicio, velocidad media del viento a 100 m y red de transporte eléctrico. Argentina, 2024.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b), *Global Wind Atlas* (2024) y Argentina.gob.ar (s.f.).

Estos dos componentes son los factores de localización más relevantes para la generación eólica. La velocidad media del viento es un indicador de la calidad del recurso y guarda relación directa con el rendimiento de los proyectos de aerogeneración. Los datos de la velocidad media del viento (en m/s) son estimaciones para una altura de 100 m, coincidente con la altura media de las torres de los aerogeneradores instalados en Argentina, y han sido tomados del modelo *Global Wind Atlas*. El mapa clasifica la velocidad media del viento en seis intervalos intermedios regulares de 1 m/s de amplitud y dos intervalos indefinidos en los extremos. La infraestructura de transporte eléctrico –integrada básicamente por líneas de alta tensión y estaciones transformadoras– es primordial para interconectar los parques eólicos e inyectar la energía producida al SADI. El mapa solo muestra la red de transporte nacional, o red en extra alta tensión (500 kV).⁴ Las líneas de alta tensión de las redes provinciales, operadas mayoritariamente en 132 kV, no se grafican porque la altísima densidad que exhiben a la escala del mapa impediría su legibilidad.

La interpretación visual del mapa permite detectar varios fenómenos. Primero, la tendencia general a la localización de parques eólicos en zonas de la Patagonia y de la provincia de Buenos Aires en las que confluyen vientos de muy alta calidad (tonalidades naranjas a rojizas, velocidades superiores a los 8 m/s) y presencia de la red de transporte nacional. Menos visible por el efecto de aglomeración, las localizaciones son específicamente en proximidades de estaciones transformadoras de la red nacional (ET Puerto Madryn, ET Bahía Blanca o ET Santa Cruz Norte). La interconexión de los parques eólicos se realiza directamente en tales estaciones transformadoras, asegurando una evacuación eficiente de la energía, o de forma indirecta, en secciones de redes provinciales conectadas a aquéllas. Segundo, las localizaciones más geográficamente dispersas se encuentran relativamente alejadas de la red nacional. Allí, la interconexión de parques eólicos se realiza exclusivamente en redes provinciales. Tercero, los efectos de aglomeración sobre la red nacional se produjeron mayormente en la etapa de expansión (parques eólicos azules), mientras que en la etapa de desaceleración tiene lugar una cierta dispersión geográfica (parques eólicos grises). El alejamiento de las estaciones transformadoras de la red nacional –o, visto del lado opuesto, la cercanía a las redes provinciales– es consecuencia de la saturación de la capacidad de transporte en los nodos estratégicos del sistema nacional. Y, cuarto, el completo vacío de generación eólica en zonas de la Patagonia y Comahue, a pesar de registrar los recursos eólicos de la más alta calidad del país (tonalidades rojizas a violáceas), en los que la cobertura del transporte eléctrico es deficitaria o nula. La vasta extensión de esas regiones del sur argentino es una abundante reserva eólica cuya valorización está sujeta a la resolución de disyuntivas del desarrollo energético.⁵

⁴ Se incluyen en la representación de la red de extra alta tensión dos líneas especiales que operan en 330 y 345 kV.

⁵ En Furlan (2023 y 2024) se estudian las disyuntivas del desarrollo energético vinculadas con la extensión territorial y se puntualizan las ventajas y desventajas de los modelos de “crecimiento centrípeto” y “crecimiento centrífugo” en la valorización de recursos eólicos. Entre los principales aspectos controversiales de la planificación y el desarrollo del sector en estas situaciones pueden mencionarse: alto nivel de pérdidas de energía por las grandes distancias a recorrer hasta el centro de

La secuencia de mapas de la Figura 3 reconstruyen la distribución geográfica de la generación eólica en las respectivas etapas evolutivas. Se intenta detectar con ellos asociaciones orgánicas entre los procesos de energización que determinaron la identidad de cada etapa y la estructura espacial resultante. Para la caracterización de estas estructuras se usan, además, los índices de Berger-Parker y Gibbs-Martin (Tabla 1).⁶ Los índices se calculan para dos variables, cantidad de parques eólicos y potencia instalada, sobre las provincias receptoras de los proyectos de generación eólica como nivel de agregación espacial.

En la etapa de despegue contenido (Mapa A) se impone el movimiento de dispersión geográfica, con la instalación de los diez parques eólicos en los bordes de la envolvente y el área interna de la misma completamente desprovista. De las cuatro provincias receptoras de proyectos, la mayoría fueron instalados en sitios de muy alta calidad del recurso eólico (Chubut y Buenos Aires), el resto se localizó en sitios de una menor valía eólica, aunque de considerable aptitud (La Rioja y Santiago del Estero). Los índices de Berger-Parker demuestran el dominio de la provincia de Chubut, que tempranamente inaugura los actuales nodos de Puerto Madryn y Golfo San Jorge. Los índices de Gibbs-Martin muestran una cierta diversificación en la distribución. En ambos pares de índices hay diferencias entre los de la cantidad de parques eólicos y los de la potencia instalada. El sentido de la diferencia es que en las tres provincias restantes se instalaron parques eólicos de menor tamaño que en los de Chubut. O, en otras palabras, que en una etapa de innovación que no contó con incentivos suficientes para afianzar el despegue, la generación eólica debió promoverse con proyectos de variadas madurez y dotación técnica y distinto alcance comercial.

cargas del sistema, altos costos de inversión en infraestructura de gran escala, largos plazos de obra, riesgo e incertidumbre ante la aparición de nuevos competidores o cambios en las reglas del juego, construcción de obras redundantes en la red o retrasos en procesos de transición energética.

⁶ El índice de Berger-Parker mide dominancia, el índice de Gibbs-Martin mide diversificación, y ambos poseen un rango de valores entre 0 y 1. De modo que cuanto más se acerque Berger-Parker a 1, mayor será la dominancia, y cuanto más se acerque Gibbs-Martin a 1, mayor será la diversidad. Para ajustar el rango, en la fórmula del índice de Gibbs-Martin se introduce un factor de corrección que contempla el número de clases de cada distribución.

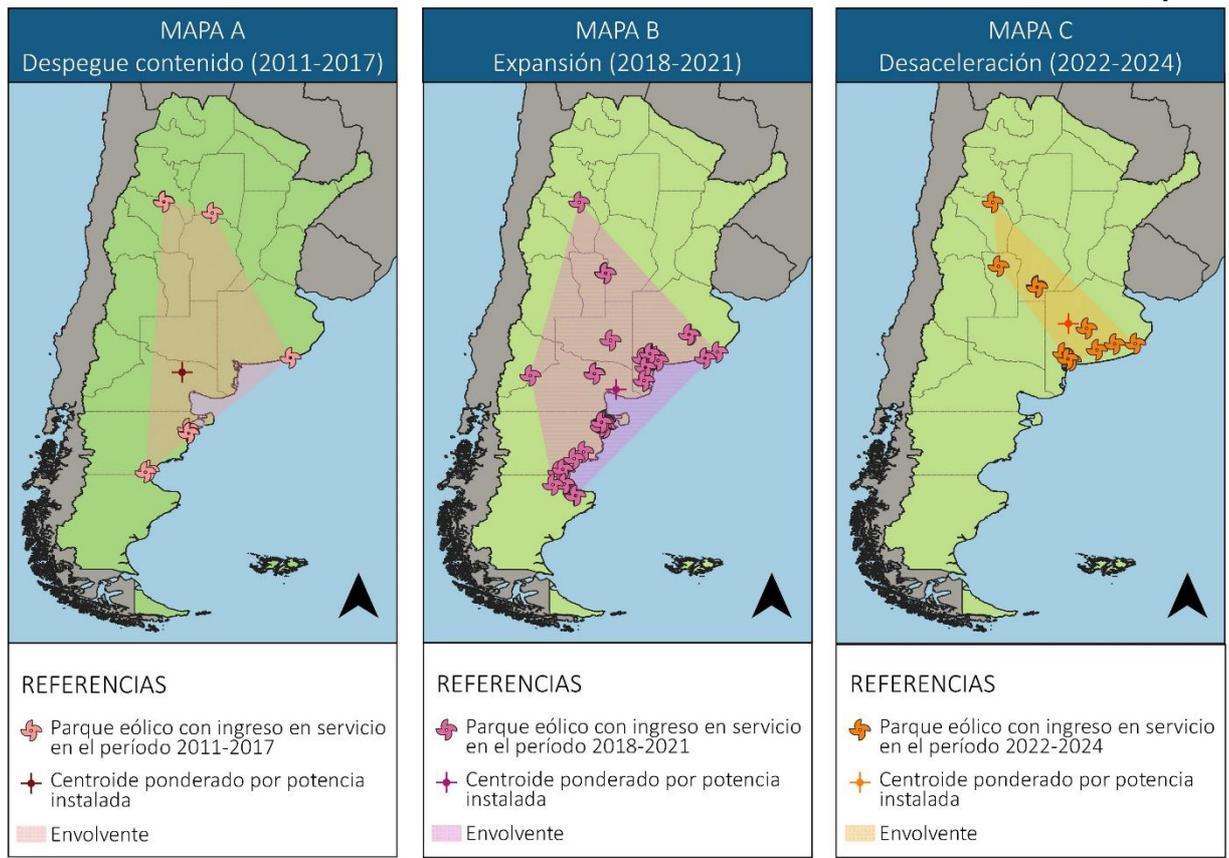


FIGURA 3. Parques eólicos según etapa evolutiva. Argentina, 2011-2024.
Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b).

Variable	Índice	Etapa de despegue contenido	Etapa de expansión	Etapa de desaceleración
Cantidad de parques eólicos	Berger-Parker	0,60	0,38 ↓	0,67 ↑
	Gibbs-Martin	0,77	0,82 ↑	0,69 ↓
Potencia instalada	Berger-Parker	0,73	0,38 ↓	0,69 ↑
	Gibbs-Martin	0,55	0,82 ↑	0,65 ↓

TABLA 1. Índices de dominancia-diversificación de las tres etapas evolutivas.
Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b).

En la etapa de expansión (Mapa B) se extiende el área de la envolvente, pero predominan los procesos de concentración geográfica. Se ponen de manifiesto las fuerzas de crecimiento centrípeto que atraen proyectos en cercanías de las estaciones transformadoras estratégicas rodeadas de recursos eólicos de muy alta calidad. Las zonas de Bahía Blanca, Puerto Madryn y Golfo San Jorge asumen el rol de centros de la generación eólica. Repartidas en las provincias de Buenos Aires, Chubut y Santa Cruz, estas tres zonas concentradas se vuelcan hacia el litoral marítimo, con más atracción de las zonas patagónicas que la zona bonaerense, lo cual es demostrado por el corrimiento del centroide (y de la arista inferior derecha) hacia el sudeste. Aparecen

ahora parques eólicos hacia el interior de la envolvente en un proceso secundario de dispersión geográfica que incluye cinco provincias (Córdoba, La Pampa, Neuquén, Río Negro y La Rioja), nuevamente hacia zonas con vientos de alta calidad y con capacidad remanente de transporte, empujados por las presiones de la competencia de localización en las zonas concentradas. Concentración y dispersión geográficas son las dos caras de un proceso unificado de difusión de la tecnología eólica en el territorio nacional. Para la cantidad de parques eólicos y para la potencia instalada, el surgimiento de los tres centros aumenta la diversidad y disminuye la dominancia, que migra hacia Buenos Aires. El empate de las dos variables en ambos índices da cuenta de una alta correlación, de lo que puede inferirse una similitud mayor entre grupos de parques eólicos que se instalan en las ocho provincias que participan de la ola expansiva.⁷ El parecido entre las unidades de producción es un fenómeno acorde a una etapa de crecimiento en la que la eficacia de los incentivos logró impulsar proyectos de un determinado estándar y seleccionar los más competitivos.

La etapa de desaceleración (Mapa C) está signada por la contracción del área de la envolvente, provocada por la ausencia de parques eólicos en la Patagonia, por un lado, y por la entrada en servicio de parques eólicos en Buenos Aires, Córdoba y La Rioja. Se relajan las tendencias de concentración geográfica, conservadas en la zona de Bahía Blanca, que se ven equilibradas por la presión continua de la dispersión en la búsqueda de emplazamientos con capacidad remanente de transporte. Un importante suceso que define a esta etapa es que las saturaciones en determinados puntos de la red de transporte comienzan a afectar seriamente el despacho de energía generada en las distintas centrales (renovables o no), pero que causan problemas particularmente en aquellas zonas en las que se habían aglomerado parques eólicos (CAMMESA, 2025c). A medida que aumenta la oferta de energía generada en los parques eólicos sin resolver los cuellos de botella del transporte, se exacerba la competencia entre centrales y aumenta la energía reducida.⁸ Como resultado de las tensiones derivadas de la competencia por el acceso a la red, comienza a tomar forma una nueva zona de concentración geográfica en el sudeste bonaerense. Con la disminución de las provincias receptoras y por los hechos apuntados, el centroide cambia de dirección hacia el norte. En consecuencia, se incrementa bruscamente la dominancia de Buenos Aires y disminuye la diversidad. Los índices resultan algo similares a los de la etapa de despegue, sin llegar a las acentuadas diferencias que se aprecian entre aquéllos. Más bien, la leve diferencia en los índices de Gibbs-Martin ($\Delta = 0,69 - 0,65$) resulta de la menor cantidad total de parques eólicos de esta etapa ($n = 12$). Es así que la desaceleración deja al descubierto una heterogeneidad relativa en el tamaño de los proyectos que también estuvo presente en la etapa expansiva, pero disimulada en el

⁷ Puesto que lo que se interpretan son índices calculados sobre valores provinciales, corresponde hablar de semejanza entre “grupos de parques eólicos” y no entre “parques eólicos”. Es probable que tras el parecido entre grupos se esconda un parecido entre las unidades que los componen, pero afirmar sin más lo segundo significaría caer en una falacia ecológica. Para evitar la contradicción lógica, cabe decir que en el anterior párrafo sí se habla de las unidades (“parques eólicos de menor tamaño”) porque en dos de las tres provincias hubo un único parque y en la tercera solo hubo dos parques.

⁸ La “energía reducida” es la energía no generada a causa de saturaciones en el sistema de transporte (CAMMESA, 2025c). CAMMESA incorporó la medición de la energía reducida (eólica y solar) en sus informes mensuales a partir de enero de 2022.

acumulado.

La Figura 4, por último, contiene principalmente una representación de la intensidad de la potencia instalada del sector eólico al 31 de diciembre de 2024 para distintas zonas del país, utilizando la técnica de mapas de calor. Además de cartografiar los parques eólicos y la potencia instalada de cada foco resultante, el mapa proporciona información adicional de otras dos variables: la longitud total de líneas de alta tensión (LAT) construidas para interconectar los parques eólicos al sistema y la media zonal de velocidad media del viento a 100 m, acompañado de la clase de viento que corresponde a la media zonal según la clasificación del NREL (1997).⁹

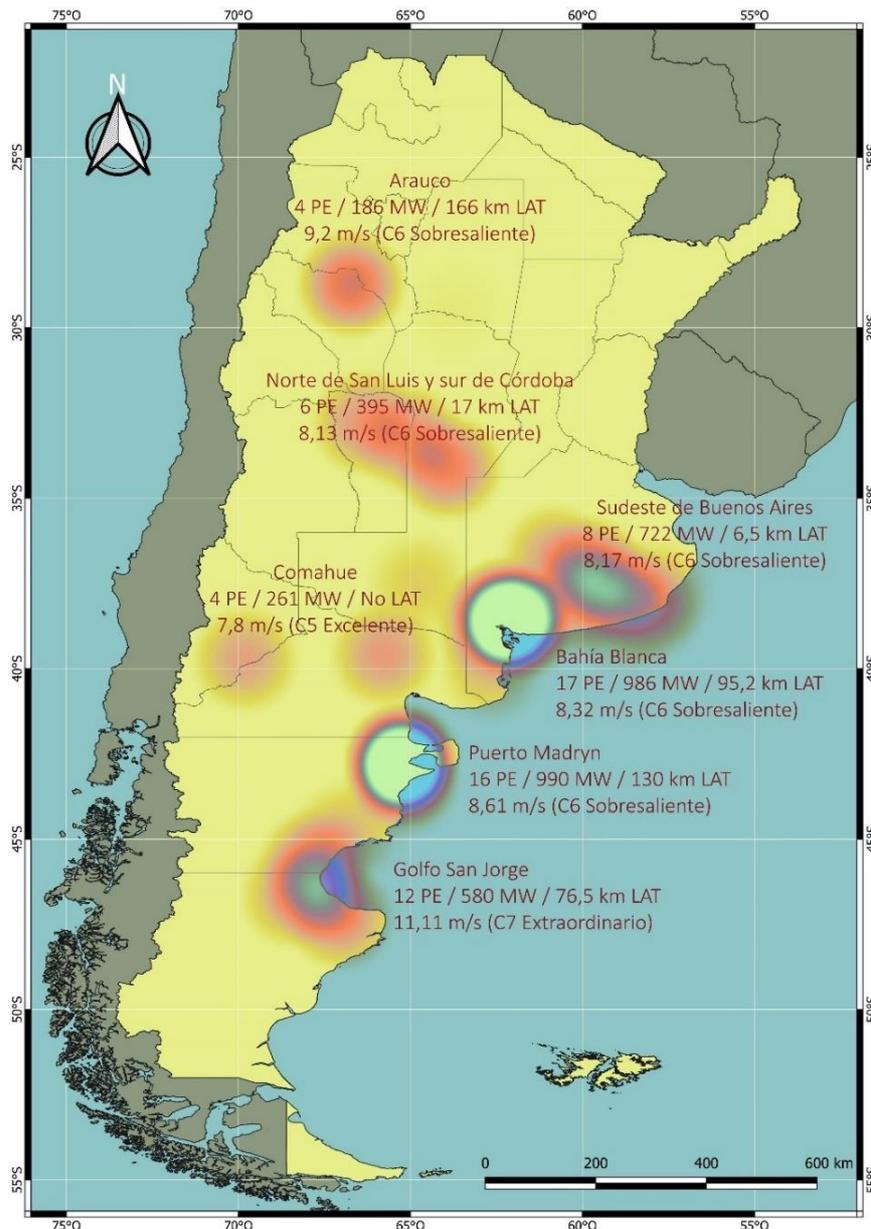


FIGURA 4. Zonas de calor de la potencia instalada (MW). Argentina, 2024.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b), ENRE (s.f.) y *Global Wind Atlas* (2024).

⁹ NREL define siete clases de viento en función a la velocidad media, siendo C1 la clase inferior ("Pobre"), C3 la clase de umbral de aptitud ("Adecuado") y C7 la clase superior ("Extraordinario").

En la distribución nacional destacan las dos zonas principales de concentración de Puerto Madryn y Bahía Blanca, con la mayor cantidad de parques eólicos y la más alta potencia instalada, ambas en el orden de los 1000 MW. En estas zonas el recurso eólico aprovechado califica como “sobresaliente”, con un mejor grado de calidad en Puerto Madryn respecto a Bahía Blanca, y puede verse que la concentración impulsó la necesidad de montar líneas de alta tensión para interconectar los parques eólicos por longitudes que, si bien se hallan entre las máximas del país, no dejan de ser obras de infraestructura menores.

En segundo lugar, y próximos a cada uno de los principales, se ubican dos centros secundarios; uno en el sudeste de la provincia de Buenos Aires, otro en el Golfo San Jorge. Luego de ser puntera en el despegue y recibir la radicación de múltiples proyectos durante la etapa de expansión para poner en valor los recursos eólicos de mayor calidad, tipificados como “extraordinarios”, la zona del Golfo San Jorge frenó raudamente su desarrollo debido a la saturación de la capacidad de transporte de la red nacional. Aquí la concentración también requirió la construcción de líneas de alta tensión en una proporción equivalente a la de las zonas principales. En buena medida, el redireccionamiento hacia el sudeste de la provincia de Buenos Aires es un frente de crecimiento abierto en tiempos de desaceleración ante el freno que padece el Golfo San Jorge, al que logra superar rápidamente en términos de potencia instalada teniendo una menor cantidad de parques eólicos. De hecho, en el sudeste bonaerense dicha ratio es la más alta de todo el país. La forma concentrada que emerge en esta zona cuando interviene la potencia instalada corrige la aparente dispersión de las Figura 1 y 3.c, basada únicamente en la localización de parques eólicos. Al estar repartidos los parques eólicos en una zona relativamente heterogénea desde el punto de vista del recurso eólico, el promedio de velocidad del viento es algo menor que el de las zonas antes descritas; aun así, los vientos tienen una valoración “sobresaliente”. La existencia de infraestructura de transporte y una menor competencia por el acceso a la red minimizaron el requerimiento de líneas de alta tensión.

Y, en tercer lugar, en el resto del país se identifican tres estructuras menores geográficamente dispersas; Norte de San Luis y Sur de Córdoba, Comahue y Arauco en La Rioja. Los vientos aprovechados en estas zonas son de calidades semejantes a los estándares de las zonas de mayor concentración geográfica, con una merma en la región del Comahue que, no obstante, posee un recurso “excelente”. Con respecto a las líneas de alta tensión, se dieron tendencias opuestas. De un lado, en las regiones del Comahue y del Centro (San Luis y Córdoba) la necesidad es baja o nula, de acuerdo con la disponibilidad de emplazamientos próximos a la red. Del otro, se tiene el caso excepcional de los parques eólicos de Arauco. Ante la falta de cobertura de la red provincial fue indispensable la construcción de dos líneas de alta tensión para evacuar la energía producida en un área del norte de La Rioja surcada por vientos aptos.

3. La evolución de la generación eólica en relaciones multidimensionales

Este apartado brinda una modulación del enfoque estadístico. Mediante el uso de diagramas de dispersión multidimensionales se profundiza la inspección de aspectos de la evolución de la generación eólica argentina. El enfoque retoma dos variables de análisis previamente trabajadas: potencia instalada y velocidad media del viento a 100 m, e incorpora dos nuevas: diámetro del rotor y factor de capacidad histórico. Las cuatro variables seleccionadas son indicadores de desempeño y desarrollo del sector. Si bien se trata de una selección apretada, logra ilustrar las dinámicas fundamentales del conjunto.

Para cada una de ellas se crea un diagrama con la misma estructura: a) la variable independiente (eje de abscisas) es el año de entrada en servicio del parque eólico, indicando la división del eje según etapa; b) la variable dependiente es la variable de análisis (eje de ordenadas); c) la nube de puntos se segmenta por región colapsando el sistema en tres clases (Buenos Aires, Patagonia y Resto del país) para favorecer la interpretación visual; d) la línea de tendencia es la recta de mejor ajuste para el período completo;¹⁰ e) para describir la tendencia central de cada etapa evitando el peso de valores atípicos, y comparar su sintonía con la línea de tendencia, se usan las medianas de la variable de análisis¹¹ y f) para describir la variabilidad relativa de cada etapa se aplica el coeficiente de variación. El diseño del instrumento hace posible que –en cualquiera de las cuatro versiones– pueda verse la evolución de la generación eólica simultáneamente en ambas dimensiones básicas de la organización de la producción, tiempo y espacio, si bien en esta ocasión la distribución geográfica ha quedado reducida a solo tres clases. Por otra parte, y a diferencia de lo que sucede en anteriores procedimientos, los diagramas de dispersión dejan en evidencia los datos particulares por parque eólico. El análisis de resultados va acompañado de la lectura de los coeficientes de correlación r de Pearson incluida al final del apartado (Tabla 2).

La potencia instalada muestra una tendencia general creciente para todo el período (Figura 5), con medianas en aumento de una etapa a la siguiente y, según el coeficiente β_1 de la recta de regresión, a una razón de crecimiento de algo más de 5 MW por año. Entre las dos últimas etapas ocurre una dinámica inversa: multitud de proyectos de menor tamaño relativo promueven la expansión, en la desaceleración se contabilizan pocos proyectos, pero de tamaño comparativamente mayor. La correlación es de intensidad media ($r = 0,39$) debido a la alta variabilidad de las tres etapas, aunque ciertamente con una tendencia a minimizar la heterogeneidad ($CV_{11-17} > CV_{18-21} > CV_{22-24}$). La disminución de la heterogeneidad apoya la noción de un progresivo parecido

¹⁰ En pruebas con modelos polinómicos de grado igual o superior se obtuvieron mejoras sensibles en la bondad de ajuste, pero con distorsiones o exageraciones en inflexiones de las curvas, esperables en nubes de puntos con alta dispersión. De ahí que se haya optado por reproducir modelos rectilíneos en los cruces bivariados propuestos.

¹¹ La “comparación de la sintonía” hace referencia a que la mediana es una medida descriptiva de la variable y, por lo tanto, real. En cambio, la lectura de la línea de tendencia, independientemente del ajuste, produce estimaciones.

entre grupos de parques eólicos que conjeturamos al examinar los índices de Berger-Parker y Gibbs-Martin. Otros fenómenos ya descritos se reconocen en el gráfico: la escasísima participación de Buenos Aires en la etapa de despegue, el fuerte protagonismo de esta misma provincia y la participación nula de la Patagonia en la etapa de desaceleración o la concurrencia de regiones en la etapa de expansión.

El diámetro del rotor y la altura de la torre de los aerogeneradores son las dos características que definen su tamaño y, por ende, su potencia nominal.¹² El aumento de la potencia nominal encarece el precio de los aerogeneradores, pero mejora la eficiencia productiva. El crecimiento del tamaño del aerogenerador, por lo tanto, es indicador del progreso tecno-económico del sector. La Figura 7 captura la evolución de este indicador.¹³ Como era de esperar, la tendencia general es positiva, con un crecimiento de 6,4 m anuales, medianas en aumento constante y con una correlación muy alta ($r = 0,83$). La etapa de despegue contenido vuelve a arrojar una variabilidad alta, producto de debilidades e incertezas en las condiciones de innovación. A medida que el tiempo transcurre, los proyectos no solo integran aerogeneradores de un tamaño cada vez mayor, sino que el equipamiento se va homogeneizando, tal como demuestra la marcada reducción de la variabilidad, que en la etapa expansiva disminuye a un tercio de la que tuvo en el despegue y que vuelve a reducirse a la mitad en el pasaje a la etapa de desaceleración. Ello sugiere que, una vez producido el salto hacia la tecnología madura y de probada eficacia, el crecimiento del sector se adaptó continuamente a los estándares del mercado mundial de la tecnología eólica con independencia del ciclo y de la localización. La eficiencia productiva de los nuevos proyectos queda patente en la inexistencia de una alta intensidad en la correlación entre el diámetro del rotor y la potencia instalada ($r = 0,42$); la evolución de los últimos años supone que los modelos de aerogenerador más modernos son adquiridos por los parques eólicos más allá del nivel de su potencia instalada.

¹² La potencia nominal (unitaria) es la potencia de un aerogenerador y no debe confundirse con la potencia instalada total del parque eólico, que resulta de la suma de la potencia nominal de todos los aerogeneradores que lo componen.

¹³ La gran mayoría de los parques eólicos se compone de aerogeneradores del mismo modelo, por lo que hay un único diámetro de rotor. Para los casos que poseen modelos con diámetros del rotor diferentes se considera el valor del modelo principal, aquél con mayor cantidad de aerogeneradores en el mismo parque eólico.

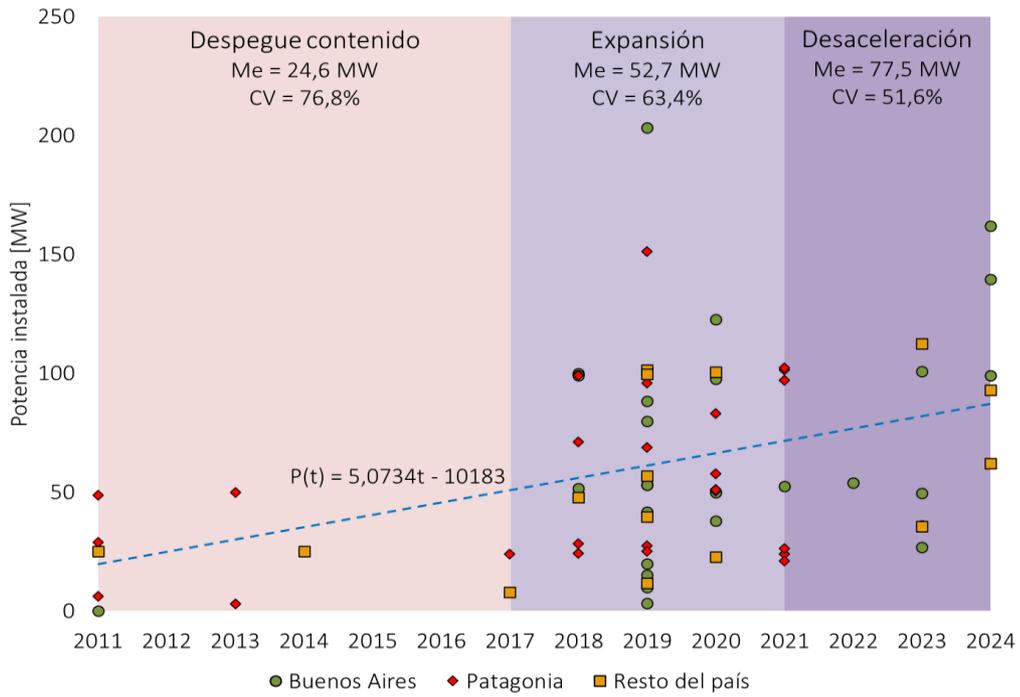


FIGURA 5. Año de entrada en servicio y potencia instalada de parques eólicos según región. Argentina, 2011-2024.

Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA (2025b).

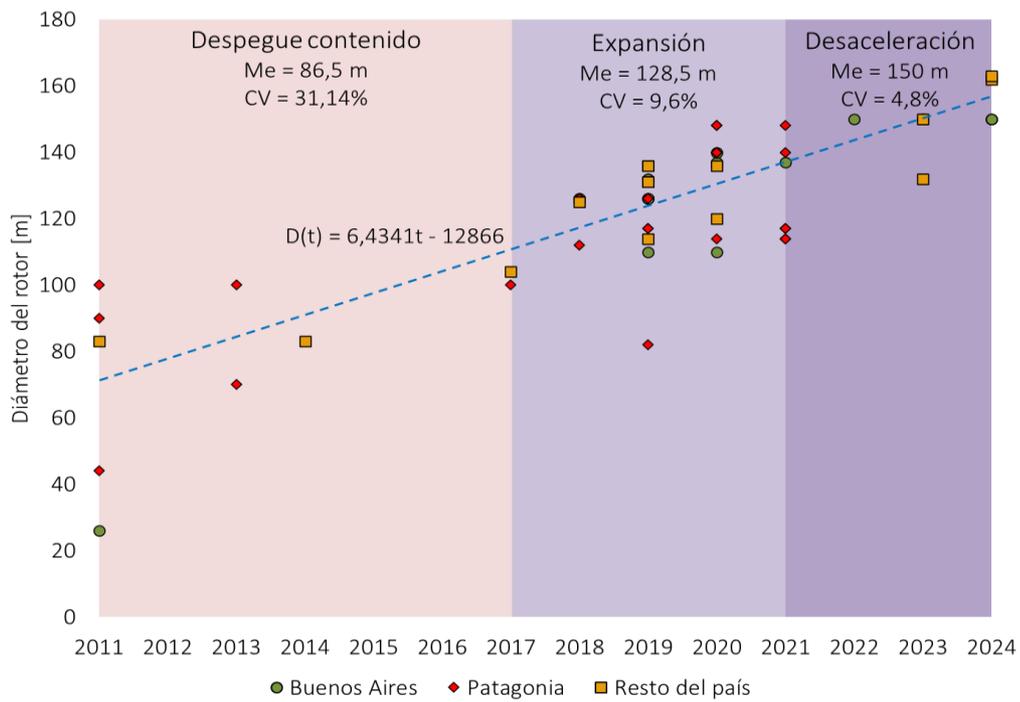


FIGURA 6. Año de entrada en servicio y diámetro del rotor de parques eólicos según región. Argentina, 2011-2024.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b) y empresas propietarias de parques eólicos (s.f.).

Los resultados de la Figura 7 pueden parecer contraintuitivos. La evolución de la velocidad media del viento siguió una tendencia declinante, con una pendiente negativa y medianas a la baja. Esto quiere decir que el sector eólico argentino creció aprovechando un recurso de calidad progresivamente inferior en un tiempo relativamente corto. La variabilidad en descenso tiene relación con la distribución geográfica de cada etapa: una mayor variabilidad en la etapa de despegue, asociada a la localización dispersa de parques eólicos en zonas con distinta calidad del recurso; una disminución de la variabilidad en la etapa de expansión motivada por la concentración de parques eólicos en zonas donde los vientos son de calidad similar y el grado de diversificación responde a la variedad de los proyectos patagónicos, y una posterior caída en la desaceleración provocada, sobre todo, por el desplazamiento de la generación eólica hacia la nueva zona concentrada del sudeste bonaerense, con una similitud todavía mayor en la calidad del viento. Merece señalarse que la línea de tendencia opera como una frontera de calidad de los recursos aprovechados a lo largo del período, separando a una mayoría de parques eólicos patagónicos situados por encima de la línea y una mayoría de parques eólicos no patagónicos situados debajo de ella. La variabilidad de la Patagonia, con la mayor cantidad de puntos más alejados entre sí, explica la moderada fuerza de correlación ($r = -0,36$). La alta correlación inversa entre velocidad media del viento y diámetro del rotor ($r = -0,61$) implica que la disminución de la primera es debidamente compensada por el aumento del segundo.¹⁴ Al cierre del período, las velocidades medias del viento aprovechado todavía son altas, pero de proseguir la tendencia declinante ingresaría prontamente en un rango de valores que afectaría la calidad del recurso.

¹⁴ La energía disponible en el viento (E_d) es directamente proporcional al área circular de barrido del rotor (A) y al cubo de la velocidad medio del viento (v). De ahí que una suba en A puede compensar una baja v y aprovechar la misma E_d .

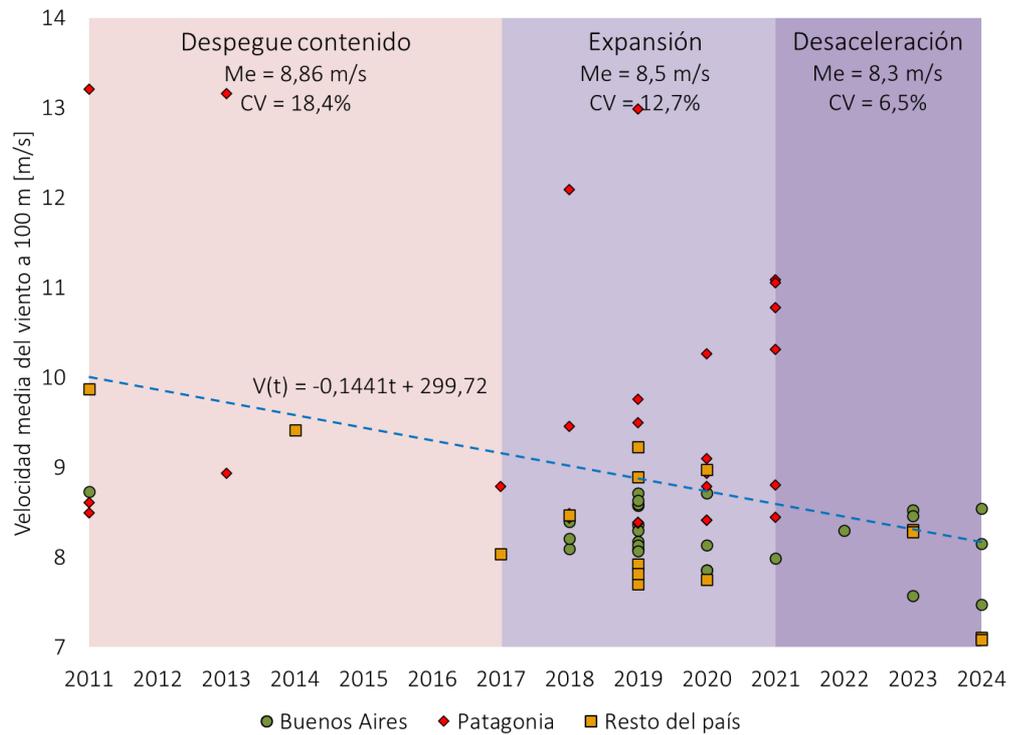


FIGURA 7. Año de entrada en servicio y velocidad media del viento de parques eólicos según región. Argentina, 2011-2024.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b) y *Global Wind Atlas* (2024).

Para cerrar el apartado, resta analizar los cambios en el factor de capacidad histórico (Figura 8). El factor de capacidad es el cociente entre la energía generada en un determinado período y la energía que hubiese generado trabajando a plena carga durante ese mismo período. Es un indicador básico para evaluar el rendimiento de los parques eólicos. El factor de capacidad histórico (FCH) considera todo el tiempo que una central lleva en actividad como período de referencia. El PE Vientos Olavarría es excluido del análisis porque ingresó en servicio en diciembre de 2024 y no hay aún datos disponibles.

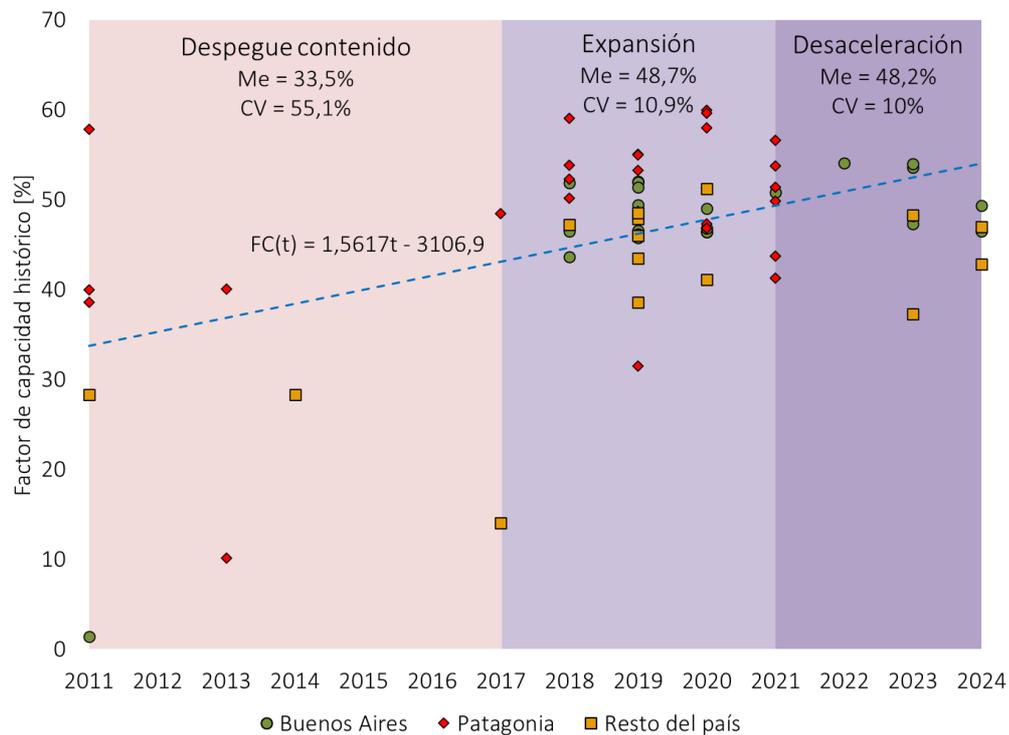


FIGURA 8. Año de entrada en servicio y factor de capacidad histórico de parques eólicos según región. Argentina, 2011-2024.

Fuente: elaboración propia en base a CAMMESA (2025b y 2025d).

Ante todo, debe señalarse que el desempeño global del sector eólico argentino se posiciona entre los mejores del mundo, con una media del FCH superior al 46% y percentiles 10 y 90 iguales al 37,25% y 55%.¹⁵ Dentro de un rango comprendido entre valores convencionalmente elevados, la tendencia general del período es a la mejora de los factores de capacidad, con una pendiente ($\beta_1 = 1,56\%$ anual) que sorprende al tener en cuenta que el punto de partida fue alto y con una correlación media ($r = 0,48$) que muestra un gradual acercamiento a la tendencia central con el avance del tiempo. Los dos valores más bajos son de los parques eólicos indisponibles (PE Necochea EOS, FCH = 1,38%, y PE El Tordillo, FCH = 10,11%). En cuanto a la diversificación regional se percibe que: los FCH más altos pertenecen a parques eólicos de la Patagonia, los parques eólicos bonaerenses se distribuyen por una franja central alrededor de FCH $\approx 49\%$ y los menores FCH pertenecen a zonas del resto del país. Si se atiende a lo que ocurre en las etapas finales, morigerando lo que indica la tendencia general, pueden notarse ligeras retracciones en la mediana y en la dirección de la nube de puntos que, en función de la escasa magnitud, cabría concebir como una estabilización del desempeño. Ya sea estabilización o disminución, no se deberían interpretar indefectiblemente como un pico o una contracción del rendimiento global, sino como una consecuencia previsible de la etapa actual por el desplazamiento de los centros de la generación eólica desde la Patagonia hacia las regiones de Buenos Aires y Centro,

¹⁵ Para tomar dimensión de este rendimiento vale señalar que en Europa y en Estados Unidos, donde la industria eólica está más desarrollada, los factores de capacidad medios son respectivamente del 25% y del 35% (AAICI, 2023).

un traspaso que conlleva rendimientos decrecientes.¹⁶ Por lo demás, es razonable colegir que la disminución del FCH de algunos parques eólicos ayuda a explicar los desequilibrios entre las tasas de crecimiento de la potencia instalada y las tasas de crecimiento de la generación de energía durante la etapa de desaceleración (Figura 1). Dicho de otra manera, los menguados factores de capacidad impactan en una producción de energía que no llega a crecer en la misma medida en que lo hace la potencia instalada. Sin embargo, también es interesante confirmar que el rendimiento estabilizado del sector: (a) tiene una alta relación con la modernización del equipamiento que supone el aumento del diámetro del rotor ($r = 0,58$) y b) no se ve afectado por la tendencia declinante en la calidad del recurso eólico ($r = -0,12$).

Más que en cualquier otro diagrama, en este cruce de variables resalta el contraste en la dispersión de puntos antes y después del año 2017. La alta variabilidad en el subperíodo inicial es seguida por una baja variabilidad en el resto del período. El salto hacia la homogeneización de los FCH que se alcanza en la etapa de expansión es tan notorio que la etapa de desaceleración la conserva prácticamente en idéntico nivel. La homogeneización de los FCH tiene una vinculación estrecha con (i) la homogeneización del equipamiento verificada por el análisis del diámetro del rotor (Figura 6) y (ii) la homogeneización en la calidad del recurso eólico verificada por el análisis de la velocidad media del viento (Figura 7), y todos a la vez revelan una uniformización en las pautas de organización y funcionamiento del sistema técnico.

VARIABLES	I	II	III	IV	V
Año de entrada en servicio (I)	1				
Potencia instalada (II)	0,387	1			
Diámetro del rotor (III)	0,829	0,423	1		
Velocidad media del viento a 100 m (IV)	-0,360	-0,226	-0,605	1	
Factor de capacidad histórico (V)	0,475	0,278	0,575	-0,115	1

TABLA 2. Matriz de coeficientes de correlación r de Pearson.

Fuente: elaboración propia.

¹⁶ Dos comentarios sobre esta descripción. Primero, la “etapa actual” alude a la transitoriedad y, por lo tanto, a la reversibilidad de la disminución de los rendimientos globales del sector. Segundo, los rendimientos de los nuevos parques eólicos son decrecientes en comparación con algunos casos de la etapa expansiva -ubicados entre los máximos rendimientos a nivel mundial- pero se mantienen en una franja de muy alto rendimiento sin nada que indique en lo sucesivo la continuidad del decrecimiento de los rendimientos “a lo Ricardo”.

4. La transición energética en la matriz eléctrica nacional: generación eólica versus generación térmica

El último tema de interés es la incidencia del sector eólico en materia de transición energética. Más precisamente, se evalúan el grado y el tipo de contribución de la generación eólica respecto al predominio de la generación térmica en la matriz eléctrica argentina. Como fue planteado en la Introducción, la generación eólica se ha posicionado como el vector mayoritario dentro de las energías renovables. Por eso, la evolución comparada entre eólica y térmica sintetiza los procesos de mayor dinamismo de la transición energética al interior de la matriz eléctrica.

En las Figuras 9 y 10 se exponen la evolución del sector eólico y el sector térmico, respectivamente, en potencia instalada y en generación de energía en términos absolutos y porcentuales. Las brechas entre participación porcentual que se incluyen en ambos gráficos consideran el año 2011 como punto de partida de la serie temporal y los años finales de cada etapa evolutiva (2017, 2021 y 2024). La información del sector eólico es la usada en la Figura 1.

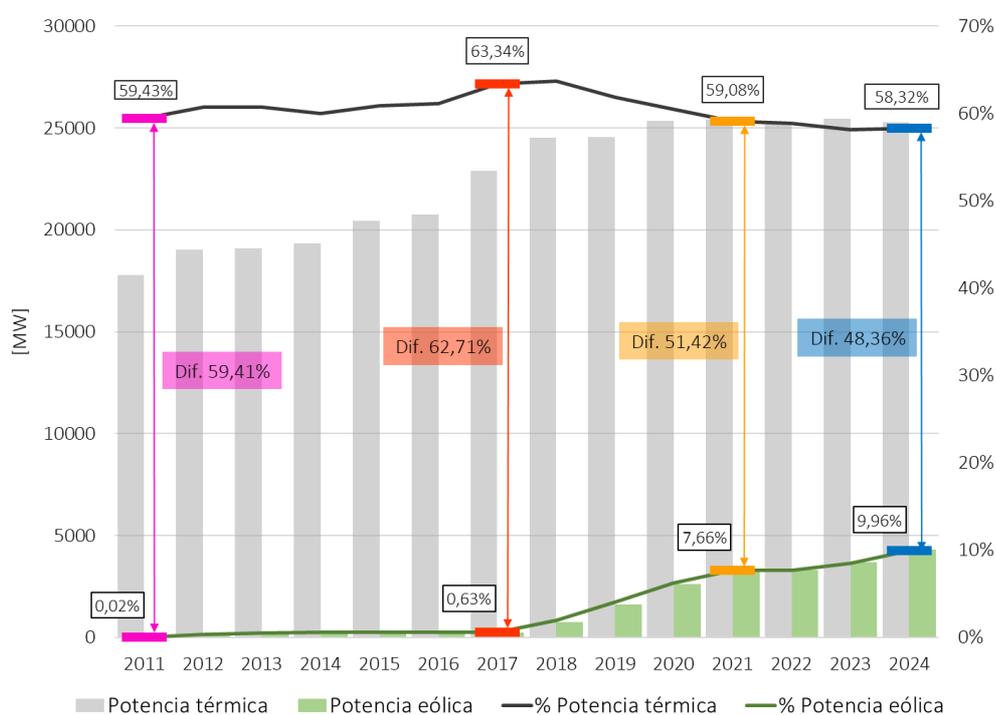


FIGURA 9. Potencia instalada de los sectores eólico y térmico. Argentina, 2011-2024.
Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA (2025a).

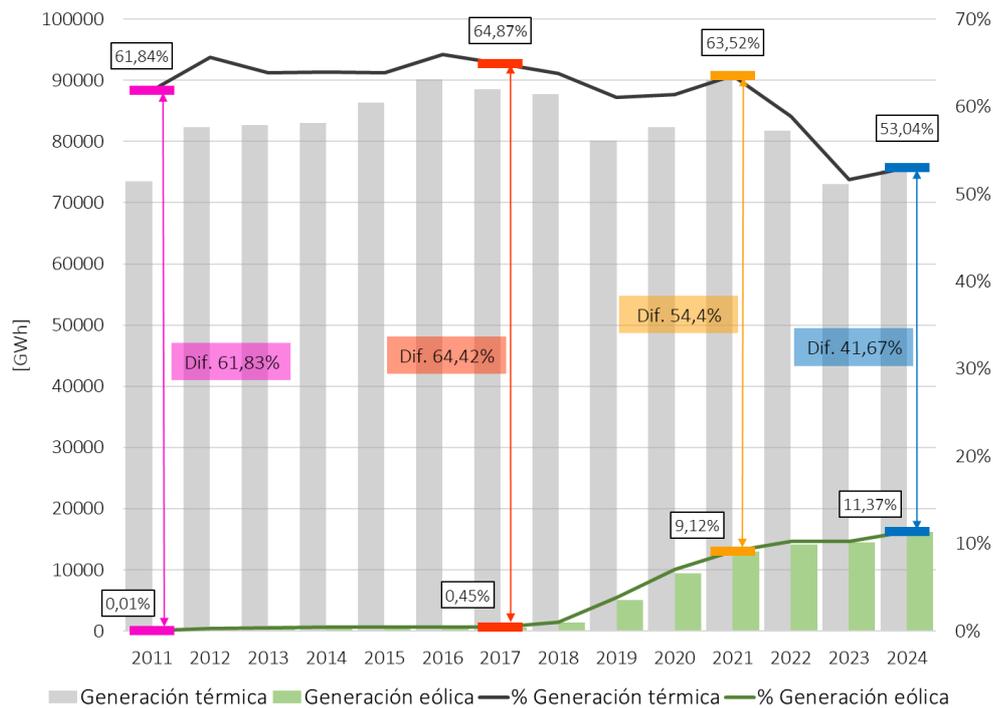


FIGURA 10. Generación de energía de los sectores eólico y térmico. Argentina, 2011-2024.
Fuente: elaboración propia con datos de CAMMESA (2025a).

Los datos muestran dinámicas opuestas en la coevolución de los dos sectores antes y después de 2017. Por un lado, la contención del despegue del sector eólico del subperíodo 2011-2017 está ligada a un crecimiento del sector térmico, que en términos absolutos registra aumentos constantes de la potencia instalada e incrementos a saltos en la generación de energía, que tiene su pico en el año 2016. En los valores porcentuales de estos mismos indicadores se producen oscilaciones y estancamientos, pero la tendencia general es al alza, con una participación de la generación térmica que supera a la de la potencia térmica. Son años en los que las fuentes de energía renovable no recibieron el impulso suficiente para lograr detener el proceso de “fossilización” de la matriz eléctrica. La inserción de la generación eólica tomó la forma de adición marginal de tecnologías de producción eléctrica y colaboró muy livianamente en la diversificación de la energía primaria. Para el año 2017, la evolución diferencial de los sectores eólico y térmico desemboca en ampliaciones de la brecha de participación de potencia instalada y de generación de energía de alrededor del 3%.

Por el otro, a partir de 2018 se identifican cambios que, en líneas generales, expresan una relación inversa en la evolución de los dos sectores. Este segundo subperíodo, empero, posee cierta complejidad. La etapa expansiva del sector eólico coincide con la desaceleración del crecimiento de la potencia instalada del sector térmico, donde el impacto es una baja de participación de más del 4%. En generación de energía térmica ya no se trata de desaceleración, sino de decrecimiento. Es el comienzo de una transición sustitutiva de fuentes agotables por fuentes renovables. Los valores de 2021 son excepcionalmente altos a raíz de una escasez en la generación hidráulica que

fue compensada con aportes del sector térmico. Si se buscara corregir la distorsión de la tendencia comparando con los años 2019 o 2020, la baja en la generación de energía térmica también rondaría los 4 puntos.

En la etapa de la desaceleración del sector eólico que transcurre desde 2022, la potencia instalada térmica se estanca o, incluso, se retrae por la inhabilitación de equipos, y la generación de energía térmica permanece en un franco descenso. La omisión del atípico 2021 apenas altera la magnitud de la caída. Las participaciones porcentuales de potencia instalada y generación de energía térmicas, en un contexto de promoción de fuentes renovables, replican la tendencia declinante. Al final del período, la generación de energía térmica se ubica más de 5 puntos por debajo de la potencia instalada térmica, llevando a las centrales menos competitivas de las subclases que componen esta tecnología de producción eléctrica a una paulatina pérdida de posiciones en el despacho de energía en el SADI. La contracara de este cambio es la participación de la generación de energía del sector eólico ubicándose 2 puntos arriba de la participación de su potencia instalada. El hecho de que porciones cada vez mayores de la capacidad térmica disponible no sean requeridas para satisfacer la demanda de energía significaría una consolidación de la trayectoria de desarrollo para empezar a dar pasos fructíferos hacia la “desfosilización” de la matriz eléctrica nacional.

No obstante, es conveniente advertir que varios países o regiones subnacionales que iniciaron más temprana y firmemente una reconversión de su matriz energética maximizando el uso de fuentes de energía renovable ya cubren con esta clase de recursos la casi totalidad o la mayoría de su demanda eléctrica. Por lo tanto, desde la óptica internacional, el atraso de Argentina en la transición energética es inobjetable. Finalmente, el balance 2017-2024 a través de las brechas de participación porcentual, evidencia una reducción del 14,4% en la potencia instalada y del 22,8% en la generación de energía. El crecimiento de la generación eólica logra mejoras significativas en la diversificación de la matriz eléctrica y consigue dar el salto cualitativo de la inserción aditiva marginal a una inserción sustitutiva.

Conclusiones

El informe buscó retratar la evolución de la generación eólica de alta potencia en Argentina desde la entrada en servicio de los primeros parques eólicos destinados a alimentar la demanda del suministro eléctrico nacional, producida en el año 2011, hasta la actualidad. El análisis de las variables y dimensiones escogidas, circunscritas a unos pocos aspectos técnico-energéticos y al manejo empírico de la metodología propuesta, permite aseverar que la inserción de la generación eólica en nuestro país atravesó distintas etapas evolutivas y que en cada una de ellas existieron patrones tecno-económicos predominantes, distribuciones geográficas particulares y rasgos característicos de desempeño. A su vez, hubo continuidades a lo largo del período que escapan a las definiciones propias de cada etapa.

Al margen de unas pocas acotaciones sobre patrones tecno-económicos y medidas institucionales, este trabajo no ha puesto el foco en los factores explicativos de la evolución de la generación eólica argentina (esquemas de política económica, políticas energéticas, modelos de gestión, precios y costos, instrumentos de promoción de inversiones, marco regulatorio, disposiciones normativas especiales, etc.), que serían indispensables para comprender la naturaleza histórica del modo de inserción de las energías renovables en entornos de subdesarrollo y dependencia. De todos modos, la ausencia de elementos de este nivel de análisis no impide identificar desequilibrios, desarticulaciones, debilidades o cambios abruptos de tendencia, que atentarían contra la estabilidad de funcionamiento y el crecimiento armónico que exige un gran sistema técnico de coordinación centralizada como es el sistema eléctrico.

Los indicios primarios de una evolución trunca son visibles en las formas de las series temporales de la potencia instalada y la generación de energía: despegue tardío y estancado con una participación muy minoritaria, crecimiento explosivo que satura capacidades del sistema en un lapso corto, desaceleración que redirecciona el flujo de inversiones hacia zonas con capacidad remanente de transporte. Por ser un proceso en curso, la desaceleración invoca a la incertidumbre sobre el futuro próximo del sector eólico. Para justipreciar el carácter general de la evolución de la generación eólica argentina sería necesitaría una comparación con casos exitosos de otros países y regiones, donde la constancia y la eficacia de las políticas de promoción de fuentes de energía renovable poseen su correlato en la reproducción de curvas logísticas reales sin quiebres de tendencia pronunciados, comunes en la difusión masiva de innovaciones tecnológicas que construyeron el ambiente moderno del siglo XX.

Y, con mayor detalle, en las tensiones alojadas en las relaciones funcionales pueden entreverse coexistencias y secuencias de déficits / excesos, o subutilización / sobreutilización. Entre las más relevantes, vale recordar: restricciones en la capacidad de transporte eléctrico para inyectar energía al SADI, que afecta especialmente al desarrollo de nuevos proyectos eólicos en las zonas de la región patagónica, aumenta las reducciones del despacho de energía e incrementa el riesgo de falla en la red; incapacidad de valorización de recursos eólicos de muy alto potencial pero distantes de la red eléctrica; falta de articulación entre los segmentos de generación y

transporte orientada a la planificación integral del sistema eléctrico; descenso en la calidad del recurso eólico aprovechado; descenso en el rendimiento de los nuevos parques eólicos; dependencia tecnológica externa y pérdida de incentivos al desarrollo local de tecnología eólica o atraso en la sustitución de combustibles fósiles por fuentes de energía renovable.

En otros aspectos del desarrollo y el funcionamiento sectorial, o completando la interpretación de los hechos, también se reconocen fortalezas, respuestas satisfactorias, adaptación a la contingencia y superación de expectativas. Aquí se repasarían: alto grado de adopción de la tecnología eólica en el corto plazo (etapa de expansión), amplia difusión de parques eólicos en el territorio nacional, utilización de recursos eólicos de muy alta calidad, generalización de altos rendimientos, progreso tecnológico, consolidación del sector eólico o participación preponderante de la generación eólica en la minimización de la dependencia de los combustibles fósiles (transición sustitutiva).

En el conjunto de procesos y relaciones funcionales, y en sus diversos alcances, se descubren las formas históricas concretas de organización de la producción de la energía. La complejidad de las dinámicas y estructuras del subdesarrollo y la dependencia a la cual nos hemos asomado emerge en la persistencia de debilidades, en la prolongación de desequilibrios sistémicos o en la dilación de soluciones de fondo. Una vez configuradas las condiciones tecnológicas e institucionales para la valorización del sector eólico, todos los emergentes de su evolución, favorables o no, se sostienen en una ventaja comparativa insoslayable: la altísima calidad y abundancia de los recursos eólicos nacionales. Los diferenciales de esta fuerza productiva permiten tolerar, por ejemplo, disminuciones del rendimiento (menor factor de capacidad) o ineficiencias productivas (reducción del despacho de energía) y mantener al sector eólico como un ámbito privilegiado de la economía. Sea como fuere, ante las peculiaridades que exhibe la generación eólica en Argentina, es válido el interrogante acerca de la sostenibilidad del crecimiento. Se espera que este informe contribuya al conocimiento de un sector estratégico que, en un período de corta duración para la vida social de un gran sistema técnico, ha provocado modificaciones sustanciales en la matriz eléctrica argentina.

Referencias bibliográficas

- Furlan, A. (2017). La inserción de las energías renovables en entornos de subdesarrollo: la generación eólica en Argentina. *VI Congreso Nacional de Geografía de las Universidades Públicas "Consolidando la Geografía en red"*, Resistencia-Chaco, 25 al 27 de octubre.
- Furlan, A. (2023). La distribución geográfica de la generación eólica de alta potencia en Argentina (2008-2023). *Actas de la Primera Jornada Provincial de Geografía de ISFD de la Provincia de Buenos Aires. Organiza: Instituto Superior de Formación Docente N° 168*. Dolores, 20 de septiembre. Libro de resúmenes.
- Furlan, A. (2024). La configuración territorial de la generación eólica de alta potencia en Argentina. En: *Geográfica Digital, Revista del Instituto de Geografía de la UNNE*, 21 / 42: 157-179. URL: <https://revistas.unne.edu.ar/index.php/geo/article/view/7637/7581>
- Hughes, Th. P. (1983). *Networks of power. Electrification in Western Society, 1880-1930*. London: The Johns Hopkins University Press.

Fuentes consultadas

- AAICI (Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional) (2023). Energía / Energía Eólica. Informe sectorial para inversiones internacionales. URL: https://www.inversionycomercio.ar/pdf/sectores/energia/AAICI_EnergiaEOL.pdf
- Argentina.gob.ar (s.f.). Sistema Unificado de Información. Transporte eléctrico AT Líneas y Estaciones transformadoras. URL: <https://www.argentina.gob.ar/economia/energia/planeamiento-energetico/informacion-energetica/sistema-unificado-de-informacion-3>
- CAMMESA (2025a). Informes y Estadísticas – Informe anual. URL: <https://cammesaweb.cammesa.com/informe-anual/>
- CAMMESA (2025b). Informes y Estadísticas - Energía renovables - Base de datos 2024-12. URL: <https://cammesaweb.cammesa.com/erenovables/>
- CAMMESA (2025c). Informe Mensual. Generación Renovable Variable. Enero 2022. URL: <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/RenovablesIMGRV/Informe%20Mensual%20de%20Generaci%C3%B3n%20Renovable%20Variable%20-%20Enero%202022%20-%20%20CAMMESA.pdf>
- CAMMESA (2025d). Informe Mensual. Generación Renovable Variable. Diciembre 2024. URL: <https://microfe.cammesa.com/static-content/CammesaWeb/download-manager-files/RenovablesIMGRV/Informe%20Mensual%20de%20Generaci%C3%B3n%2>
- CEA (Cámara Eólica Argentina) (2023). Ampliaciones en el sistema de transporte. Compromisos de descarbonización, metas y resultados económicos: motivos urgentes para acelerar una tarea pendiente. URL: <https://camaraeolicaargentina.com.ar/wp-content/uploads/2023/01/Transporte-Electrico-CEA.pdf>
- Empresas propietarias de parques eólicos (s.f.). Documentos técnicos varios.
- ENRE (s.f.). Solicitudes y autorizaciones de acceso a red de transporte. URL: <https://www.argentina.gob.ar/enre>
- Global Wind Atlas (2024). Velocidad media del viento. URL: <https://globalwindatlas.info/es>
- Ley Nacional 27.191/2015. Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica. Modificación de Ley Nacional 26.190/2006.
- NREL (1997). *Wind resource assessment handbook*. NREL. URL: <https://www.nrel.gov/docs/legosti/fy97/22223.pdf>
- NREL (2022). *Annual Technology Baseline. Distributed Wind*. NREL. URL: https://atb.nrel.gov/electricity/2022/distributed_wind

Los Cuadernos del ISteC son un espacio para la publicación de informes que presentan de manera resumida y accesible para un público amplio los resultados de actividades de investigación, extensión y/o transferencia desarrollados por investigadores y becarios del ISteC. Los Cuadernos privilegian la difusión de todos aquellos informes que plasmen el resultado de estudios de caso, asesorías, colaboraciones, convenios y otras actividades de transferencia y/o extensión, y que puedan ser así constituidos como productos relevantes para el sistema científico, la universidad y la sociedad en general. Los trabajos son sometidos a la evaluación del comité científico y preparados para su publicación por el comité editorial.

INSTITUTO DE INVESTIGACIONES

ISteC

SOCIEDADES TERRITORIOS CULTURAS

Cuadernos del ISteC
ISSN 2953-433X