

EL EFECTO DE LA REGULACIÓN SOBRE EL TAMAÑO DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS

2025

BANCO DE **ESPAÑA**
Eurosistema

Documentos Ocasionales
N.º 2519

David Cuberes, Aitor Lacuesta, María de los Llanos
Matea y Daniel Oto-Peralías

EL EFECTO DE LA REGULACIÓN SOBRE EL TAMAÑO DE LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS (*)

David Cuberes

CLARK UNIVERSITY

Aitor Lacuesta ()**

BANCO DE ESPAÑA

María de los Llanos Matea

BANCO DE ESPAÑA

Daniel Oto-Peralías

UNIVERSIDAD PABLO DE OLAVIDE

(*) Los autores quieren mostrar su agradecimiento a Juan Francisco Caro por facilitar el acceso a los datos de Opina 360, a Jesús Ferrero y Rafael Aranda del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico y José Antonio Castro de la CNMC por sus muy valiosas aportaciones sobre los procedimientos administrativos que se deben seguir para promocionar una planta fotovoltaica, y a los integrantes de la Dirección General de Economía por la discusión de resultados en un seminario interno.

(**) aitor.lacuesta@bde.es

Documentos Ocasionales. N.º 2519

Septiembre 2025

<https://doi.org/10.53479/40587>

La serie de Documentos Ocasionales tiene como objetivo la difusión de trabajos realizados en el Banco de España, en el ámbito de sus competencias, que se consideran de interés general.

Las opiniones y análisis que aparecen en la serie de Documentos Ocasionales son responsabilidad de los autores y, por tanto, no necesariamente coinciden con los del Banco de España o los del Eurosistema.

El Banco de España difunde sus informes más importantes y la mayoría de sus publicaciones a través de la red Internet en la dirección <http://www.bde.es>.

Se permite la reproducción para fines docentes o sin ánimo de lucro, siempre que se cite la fuente.

© BANCO DE ESPAÑA, Madrid, 2025

ISSN: 1696-2230 (edición electrónica)

Resumen

En España, la administración que aprueba la instalación de plantas fotovoltaicas difiere en función de si su potencia excede o no los 50 megavatios (MW) de capacidad. Este documento analiza el efecto de dicha regulación sobre la capacidad de las plantas instaladas. A diferencia de lo que ocurre en otros países, se observa una discontinuidad en la relación entre el número de plantas fotovoltaicas y su capacidad en el rango comprendido entre 40 y 50 MW. Un análisis basado en una muestra de proyectos aprobados en 2024 sugiere que esta discontinuidad podría deberse a un comportamiento estratégico del promotor, motivado por unos mayores tiempos de tramitación de la autorización administrativa —a cargo de la Administración General del Estado (AGE)— en los proyectos de más de 50 MW y por diferencias en los criterios de aprobación entre la AGE y algunas comunidades autónomas, si bien el mencionado análisis no constituye evidencia concluyente al respecto. Esta discontinuidad, visible aun considerando la capacidad conjunta de aquellas plantas próximas y pertenecientes al mismo propietario, podría sugerir la existencia de ineficiencias económicas relacionadas con estas diferencias entre administraciones.

Palabras clave: energía, plantas fotovoltaicas, parques fotovoltaicos, regulación, fragmentación de proyectos.

Códigos JEL: D22, L51, L94, Q42, Q48.

Abstract

In Spain, the authority responsible for approving the installation of photovoltaic plants varies depending on whether or not their capacity exceeds 50 megawatts (MW). This paper analyses the effect of such regulation on the capacity of installed plants. Unlike in other countries, there is a noticeable discontinuity in the relationship between the number of photovoltaic plants and their capacity within the 40 MW-50 MW range. An analysis based on a sample of projects approved in 2024 suggests that this discontinuity may be due to strategic behaviour on the part of developers, motivated by longer processing times for administrative authorisation — by the Central Government Administration (AGE) — for projects over 50 MW, and to differences in the approval criteria of the AGE and some regional governments. However, this analysis does not provide conclusive evidence. This discontinuity, which is evident even when considering the combined capacity of plants located close to each other and owned by the same entity, could suggest the existence of economic inefficiencies related to these administrative differences.

Keywords: energy, photovoltaic plants, photovoltaic parks, regulation, fragmentation of projects.

JEL classification: D22, L51, L94, Q42, Q48.

Índice

Resumen 5

Abstract 6

1 La distribución por potencia de las plantas fotovoltaicas en España 8

2 Factores que podrían influir en la acumulación de plantas fotovoltaicas
por debajo de 50 megavatios 10

3 Identificación de la fragmentación estratégica 15

Bibliografía 17

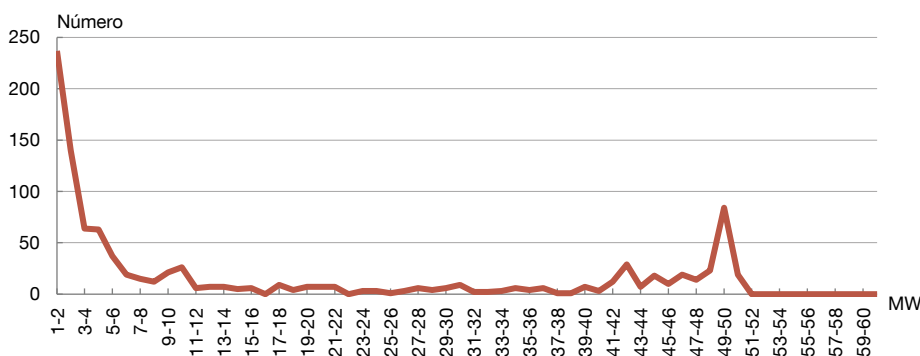
1 La distribución por potencia de las plantas fotovoltaicas en España

La competencia para autorizar instalaciones fotovoltaicas corresponde a la Administración General del Estado (AGE) cuando la potencia eléctrica instalada es superior a 50 megavatios (MW) o si la planta excede el ámbito territorial de una comunidad autónoma. En los restantes casos, la competencia es de aquella donde se ubique la instalación¹. El presente documento analiza si el mencionado umbral de potencia instalada influye en el tamaño de las inversiones en plantas fotovoltaicas, lo que podría derivar en ineficiencias económicas².

En agosto de 2023 había en España algo más de 63.000 instalaciones fotovoltaicas³. En el gráfico 1 se representan las 1.004 instalaciones que cuentan con una capacidad de entre 1 y 60 MW. Como se puede comprobar, a medida que aumenta la capacidad de las instalaciones disminuye el número de estas. Sin embargo, se aprecia una discontinuidad en esta relación entre los 40 y los 50 MW, con un pico de 84 instalaciones con una capacidad de entre 49 y 50 MW. Utilizando datos del Global Energy Monitor para otras grandes economías europeas (Alemania, Francia, Italia y Reino Unido), se observa que esta discontinuidad en la relación negativa entre el número de plantas solares y su capacidad es idiosincrásica de España (véase gráfico 2).

Gráfico 1

Instalaciones fotovoltaicas en España con capacidad de entre 1 y 60 MW (1 de agosto de 2023) (a)



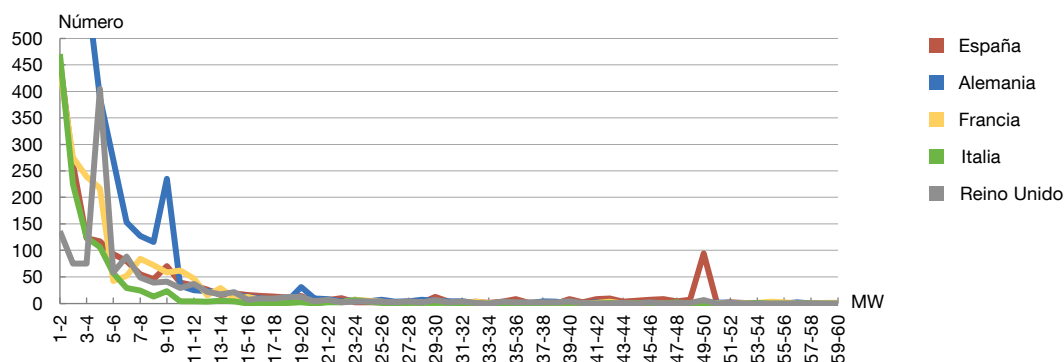
FUENTE: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

a Se observa una discontinuidad en la relación entre el número de plantas fotovoltaicas y su capacidad en el rango entre 40 y 50 MW.

1 Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. Este umbral se incluyó por primera vez en el artículo 27 de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, donde se definía la producción de energía eléctrica considerada de carácter especial, que incluía aquella que utiliza energía primaria procedente de las fuentes renovables. En 2007, dicho umbral se incorporó en el artículo 3, generalizándose a toda la producción de potencia mayor de 50 MW.

2 El documento guarda relación con otros trabajos que muestran reacciones empresariales a ciertos umbrales regulatorios. Por ejemplo, Garicano, Lelarge y Van Reenen (2016) documentan el impacto en la productividad agregada derivado de la necesidad de crear un comité de empresa en aquellas compañías francesas que emplean a 50 o más trabajadores. En el terreno fiscal, Almunia y López-Rodríguez (2018) analizan, mediante la Delegación Central de Grandes Contribuyentes de la Agencia Tributaria, cómo responden las empresas al mayor esfuerzo de control que se produce a partir de cierto umbral de elegibilidad.

3 Debido al período que ha requerido el análisis de propiedad y georreferencia de cada planta, el registro utilizado se limita a las plantas registradas en agosto de 2023.



FUENTE: Global Energy Monitor.

a En los países de nuestro entorno, a diferencia de España, no se aprecia entre los 40 y los 50 MW de capacidad una discontinuidad en la relación negativa entre el número de instalaciones fotovoltaicas y su capacidad.

Esta peculiar distribución por potencias no es solo el resultado de la instalación de las plantas en el pasado, sino que dicho patrón distribucional se sigue dando en la actualidad. Así, el peso de las plantas con una capacidad de entre 40 y 50 MW sobre todas las de más de 40 MW para el total de la muestra es del 93 %, con lo que se mantiene el elevado porcentaje registrado en los últimos años —del 94 % en 2022 y del 96 % en 2023⁴—. Este hecho es importante en la medida en que, con anterioridad a 2013, únicamente los proyectos por debajo de 50 MW podían acceder al hasta entonces denominado «régimen especial» de producción de energía eléctrica, dotado de incentivos económicos que promovían su uso. Sin embargo, posteriormente se estableció un nuevo marco retributivo que no distingue entre proyectos por encima o por debajo de 50 MW.

4 Los datos empleados para realizar el emparejamiento de las plantas fotovoltaicas con la fecha de obtención de su Autorización Administrativa Previa (AAP) corresponden a la base de datos utilizada en Fabra, Gutiérrez, Lacuesta y Ramos (2024).

2 Factores que podrían influir en la acumulación de plantas fotovoltaicas por debajo de 50 MW

En este epígrafe se explora de forma tentativa la importancia de dos motivos por los que un promotor podría preferir realizar instalaciones por debajo del umbral de 50 MW: el tiempo que demora la autorización administrativa en proyectos más grandes y complejos, por un lado, y, por otro, la falta de unidad en los criterios de evaluación de las solicitudes por parte de las administraciones implicadas.

En primer lugar, el procedimiento para instalar una planta de energía renovable conectada a la red de transporte o distribución es complejo e implica la participación de diferentes entidades, entre las que destacan las distribuidoras de electricidad, el gestor de la red de transporte de electricidad en España —Red Eléctrica—, la AGE y/o la administración autonómica⁵. Esta complejidad en la tramitación aumenta en el caso de los proyectos de envergadura. En particular, el nudo al que se conecta la instalación debe disponer de una mayor capacidad de acceso. Asimismo, se debe acreditar una garantía económica más elevada (40.000 euros por MW instalado).

Adicionalmente, al requerir un terreno más extenso, la obtención de la AAP, la Autorización de Construcción (AC)⁶ y la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) puede resultar más compleja, con la consiguiente demora de la puesta en marcha de la planta. De esta manera, el promotor podría preferir realizar inversiones pequeñas para empezar a operar, aunque sea con un parque más reducido que el óptimo, y alcanzar dicho nivel óptimo en fases posteriores. Como ilustración de este aspecto, el gráfico 3.a muestra notables diferencias en los tiempos de tramitación de una muestra de proyectos que obtuvieron la AC por parte de la AGE y de las comunidades autónomas (CCAA) durante 2024⁷. El tiempo de tramitación mide el plazo que separa la solicitud inicial del otorgamiento del permiso de construcción. Se puede observar que, para los proyectos aprobados por las CCAA, existe una relación positiva entre el tiempo de tramitación y la potencia del proyecto. Por su parte, la tramitación de los proyectos analizados aprobados por la AGE se demora más en promedio y esta demora no parece incrementarse con la capacidad de la planta.

Para obtener evidencia sobre si existe una discontinuidad estadísticamente significativa entre el tiempo que tarda un proyecto de 50 MW en ver aprobada su construcción por una comunidad autónoma y el que tarda uno de mayor potencia aprobado por la AGE, se utilizan los anteriores datos para ajustar una relación entre ambas variables⁸. El gráfico 3.b propone un modelo para esta relación cuya expresión matemática sería:

5 Un resumen de los trámites y la regulación relevante se puede encontrar en el siguiente [enlace](#).

6 La AAP otorga el derecho a iniciar el proceso de acondicionamiento del emplazamiento, mientras que la AC habilita para construir la instalación según los requisitos técnicos.

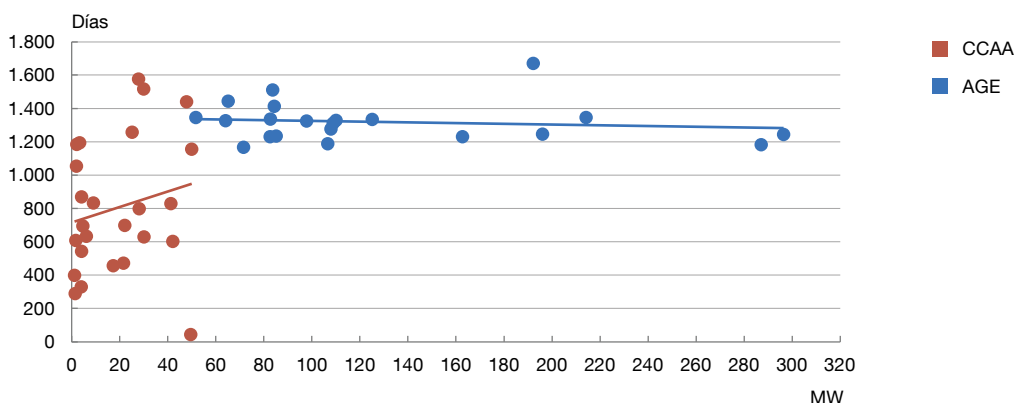
7 Los datos han sido facilitados por el instituto de investigación social Opina 360. El análisis se ha repetido para una muestra de autorizaciones concedidas en 2022 a partir de información de los boletines oficiales del Estado y de las CCAA, obteniéndose resultados similares.

8 Nótese que el análisis se restringe a un trámite, la AC, que en general suele coincidir en el tiempo con la AAP, pero no incluye la tramitación de la DIA.

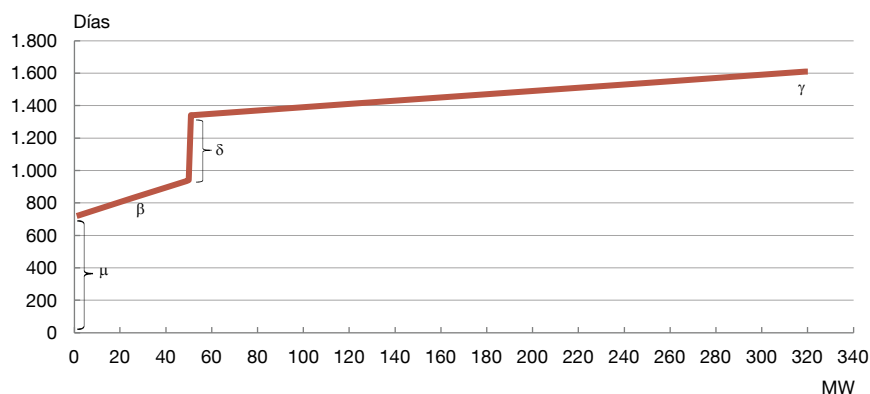
Gráfico 3

Relación entre el tiempo de tramitación de la AC en las instalaciones fotovoltaicas, la capacidad del proyecto y la administración que lo aprueba (a)

3.a Tiempos de tramitación por administración y capacidad



3.b Representación gráfica de la relación entre días y capacidad



FUENTE: Opina 360.

a Tiempo de tramitación desde la solicitud inicial hasta el otorgamiento del permiso de construcción de una muestra de los proyectos que recibieron AC en 2024.

$$\text{días} = \mu + \beta \text{Capacidad} 1(\text{CCAA}) + 1(\text{AGE}) [\beta 50 + \delta + \gamma (\text{Capacidad} - 50)]$$

Donde las funciones 1(CCAA) y 1(AGE) toman valor 1 si la autorización es aprobada por la administración especificada dentro del paréntesis y 0 en caso contrario. La anterior ecuación indica que cualquier autorización, por pequeña que sea la planta, tarda un mínimo de μ días en ser aprobada. Por debajo del umbral de 50 MW, los días que tarda en aprobarse una autorización se incrementarían de manera proporcional al tamaño del proyecto según la constante de proporcionalidad β . Si se traspasa el umbral de 50 MW y, por tanto, el proyecto es aprobado por la AGE, el tiempo de tramitación aumentaría en una cuantía fija de δ días. Este es el parámetro de interés, ya que captura la discontinuidad en el tiempo de tramitación asociada al cambio de administración responsable de la autorización. A partir de esa potencia, la constante de proporcionalidad entre el exceso de capacidad con respecto a los

Cuadro 1

Regresión del tiempo de tramitación de la autorización administrativa y capacidad de la planta

	Tiempo de tramitación de la autorización administrativa
Capacidad	4,65 (5,60)
Supervisión AGE	573,93*** (272,70)
Capacidad × Supervisión AGE	-4,54 (5,62)
Constante	717,29*** (104,93)
R-cuadrado	0,44
Observaciones	50

FUENTES: Opina 360 y Banco de España.

NOTA: Proyectos con autorización de construcción en 2024. Regresión por mínimos cuadrados ordinarios del número de días que demora la autorización administrativa sobre el tamaño, un indicador de supervisión de la AGE y su interacción. Entre paréntesis figura la desviación estándar del estimador, mientras que *** significa estadísticamente diferente de 0 al 5 %.

50 MW y los días de aprobación β cambiaría a γ . La anterior relación se puede reagrupar de la siguiente manera:

$$\text{días} = \mu + \beta \text{Capacidad} + [\delta + (\beta - \gamma) 50] 1(\text{AGE}) + (\gamma - \beta) \text{Capacidad} 1(\text{AGE})$$

El parámetro δ se puede, en consecuencia, estimar a partir de una regresión por mínimos cuadrados ordinarios de los datos del gráfico 3.a por planta (p) según la siguiente ecuación:

$$\text{días}_p = \alpha_0 + \alpha_1 \text{Capacidad}_p + \alpha_2 1(\text{AGE})_p + \alpha_3 \text{Capacidad}_p 1(\text{AGE})_p + \varepsilon_p$$

Donde $d = \alpha_2 + \alpha_3 \times 50$.

El cuadro 1 muestra los coeficientes de la anterior regresión. Respecto al parámetro de interés, δ , los coeficientes (α_2 , α_3) estimados implican que las plantas tramitadas por la AGE experimentarían un período de aprobación 347 días mayor que otras plantas similares en potencia tramitadas por las CCAA⁹. En particular, según el modelo estimado, transcurrirían 950 días desde la solicitud inicial de una planta de 50 MW hasta el otorgamiento del permiso de construcción por parte de una comunidad autónoma, mientras que este período se incrementaría en casi un año, hasta los 1.297 días, en el caso de una planta de esa potencia aprobada por la AGE¹⁰. En conclusión, la evidencia anterior no permite descartar que los promotores pudieran preferir realizar instalaciones por debajo del umbral de 50 MW

⁹ Concretamente $\delta = 574 - 4,54 \times 50 = 347$.

¹⁰ Nótese que los tiempos tan largos de tramitación por parte de ambas administraciones podrían deberse, en cierta medida, a que los promotores inician el procedimiento con proyectos incompletos, lo que alargaría los plazos debido a la necesidad de requerimientos de subsanación.

Cuadro 2

CCAA con al menos una planta de entre 40 y 50 MW (1 de agosto de 2023)

Número de plantas

CCAA	1 - 10 MW	10 - 20 MW	20 - 30 MW	30 - 40 MW	40 - 50 MW	> 50 MW
Andalucía	94	14	4	10	67	5
Aragón	31	8	3	6	35	0
Castilla-La Mancha	84	22	7	19	55	3
Castilla y León	65	11	12	1	9	0
Comunitat Valenciana	35	0	0	1	1	0
Extremadura	55	5	9	1	66	8
Región de Murcia	77	1	1	1	5	2

FUENTES: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y Banco de España.

para obtener antes la AC. En cualquier caso, sería importante analizar la robustez de este resultado al ampliar la muestra a todos los proyectos aprobados en 2024 e incluso en los dos años precedentes. Nótese también que recientemente el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha realizado cambios regulatorios y ha ampliado recursos para reducir los tiempos y mejorar la eficiencia en la gestión de los expedientes, algo que debería disminuir la duración de los trámites llevados a cabo por la AGE¹¹.

En segundo lugar, un hipotético comportamiento estratégico podría estar relacionado con diferentes criterios de aprobación por parte de las CCAA y la AGE. Para disponer de evidencia tentativa de la relevancia de este factor, se compara la probabilidad de que los informes medioambientales sean declarados favorables o no en función de la administración que los apruebe. En este sentido, tan solo siete regiones disponen de al menos una planta cuya potencia se halle comprendida entre los 40 y los 50 MW (véase cuadro 2): Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha, Aragón, Castilla y León, Región de Murcia y Comunitat Valenciana, con 67, 66, 55, 35, 9, 5 y 1 plantas, respectivamente. Al comparar la distribución por potencia de las plantas en estas CCAA, se aprecian ciertas diferencias. De hecho, la acumulación de plantas en el rango situado entre los 40 y los 50 MW es evidente en Andalucía, Extremadura, Castilla-La Mancha y Aragón, pero no lo es en las restantes CCAA. Para las siete CCAA señaladas, en el cuadro 3 se recoge el porcentaje de informes de declaración de impacto ambiental de proyectos fotovoltaicos por administración responsable publicados en 2024¹². En Andalucía y Castilla-La Mancha (dos de las cuatro CCAA donde se observa una mayor acumulación de plantas por debajo del umbral de 50 MW), si el trámite se realiza con la comunidad autónoma el porcentaje de informes desfavorables es menor que si se realiza con la AGE, y la diferencia es estadísticamente significativa con un nivel de confianza del

¹¹ Véase, por ejemplo, el [Real Decreto-ley 20/2022](#), que adoptó diferentes medidas para facilitar el despliegue de las energías renovables, como la agilización y simplificación de los procedimientos de declaración de impacto ambiental o la suspensión temporal de la tramitación de proyectos carentes de derechos de acceso.

¹² Información facilitada por Opina 360.

Cuadro 3

Informes de declaración de impacto ambiental de proyectos fotovoltaicos publicados en 2024, por administración responsable

CCAA (a)	AGE			CCAA		
	N.º informes	Favorables (%)	Desfavorables (%)	N.º informes	Favorables (%)	Desfavorables (%)
Andalucía	8	88	13	50	100	0
Aragón	8	75	25	19	84	16
Castilla-La Mancha	14	50	50	37	100	0
Castilla y León	14	93	7	26	96	4
Comunitat Valenciana	2	100	0	19	84	16
Extremadura	3	100	0	4	100	0
Región de Murcia	3	100	0	20	100	0

FUENTE: Opina 360.

a CCAA con al menos una planta fotovoltaica de entre 40 y 50 MW (1 de agosto de 2023). Para comprobar si los porcentajes de aprobación de informes en ambas administraciones son estadísticamente diferentes, se ha utilizado el test Z, según el cual solo en el caso de Andalucía y Castilla-La Mancha las diferencias serían estadísticamente significativas.

95 % entre ambas proporciones. Esta heterogeneidad entre regiones en la acumulación de plantas por debajo de los 50 MW, si bien no representa evidencia concluyente al respecto, sugiere que la falta de unidad en los criterios de aprobación de los proyectos fotovoltaicos —posiblemente más laxos en algunas CCAA— podría estar teniendo también un impacto real en el tamaño y la distribución de las plantas.

3 Identificación de la fragmentación estratégica

En este último epígrafe se analiza en qué medida el umbral regulatorio supone un impacto real en las inversiones planeadas, bajo la consideración de que los promotores podrían fragmentar su inversión planeada en plantas pequeñas que no sobrepasaran la potencia señalada por dicho umbral, pero que conjuntamente formarían un parque de capacidad superior al umbral que podría funcionar, a efectos prácticos, como una sola planta, de modo que la inversión total no se viera comprometida. En ese caso, cabría estimar que el impacto económico derivado del umbral regulatorio sería nulo. Por el contrario, si la discontinuidad por potencia subsistiera incluso teniendo en cuenta los parques con plantas de un mismo propietario instaladas en terrenos limítrofes, se podría concluir que, o bien la inversión se ha visto limitada a una magnitud menor que la deseada, o bien el promotor ha invertido en diferentes localizaciones, perdiendo con ello economías de escala, dado que se incrementan los gastos de construcción y de mantenimiento.

Al objeto de identificar aquellos casos en los que varias plantas de menos de 50 MW forman un parque con capacidad superior al mencionado umbral, el análisis se centra en aquellas con una potencia de al menos 25 MW, bajo el supuesto de que el promotor trataría de alcanzar la capacidad deseada con el mínimo número de plantas —así, por ejemplo, dos plantas de 25 MW formarían un parque de 50 MW—. De este modo, se analizan 317 plantas, menos del 1 % del total, que representan, sin embargo, el 72 % del total de la potencia fotovoltaica instalada en España.

Para decidir si una planta es independiente o forma parte de un parque, el principal criterio empleado ha sido el de la propiedad, seguido del criterio de distancia entre las plantas¹³, de manera que, cuando las plantas pertenecen a empresas diferentes, se considera que no forman parte de un mismo parque¹⁴, aunque sean colindantes. Para que varias plantas formen un parque, además de tener el mismo propietario, deben estar separadas por menos de un kilómetro.

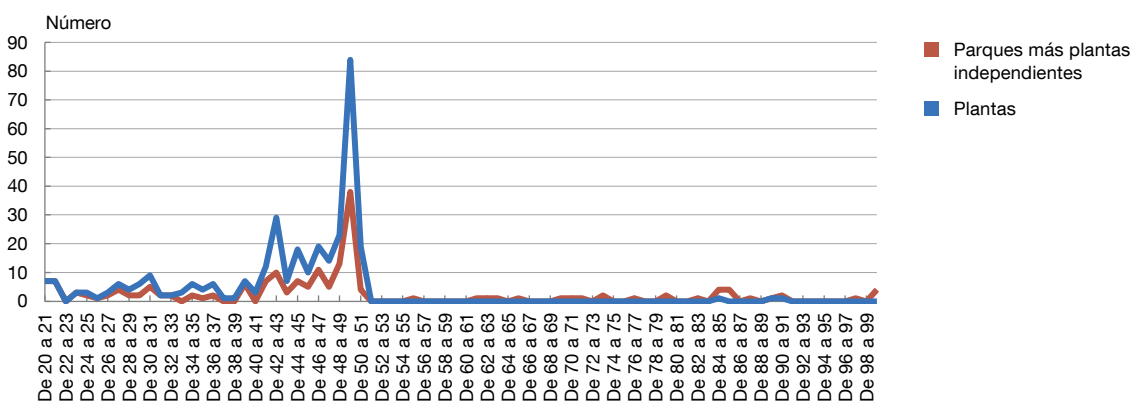
El gráfico 4 sobrepone a los valores del gráfico 1 la distribución que surgiría de tener en cuenta los parques fotovoltaicos y no solo las plantas individuales. Tomar en consideración la posibilidad de fragmentación estratégica reduce a algo menos de la mitad la discontinuidad presente en aquellas plantas que cuentan con una capacidad de entre 40 y 50 MW. En el tramo particular comprendido entre los 49 y los 50 MW, el número de

¹³ La información sobre la propiedad se ha buscado a partir del nombre de la planta en informes disponibles en el [registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica](#) del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Para obtener el trazado y la localización de la planta se ha utilizado información procedente de los informes de impacto ambiental, del trabajo de Cuberes, Lacuesta, Moreno-Pérez y Oto-Peralías (2024) y del mapa «La Ruta de la Placa», realizado por la Asociación Valle Natural Río Grande con las plantas fotovoltaicas de Andalucía. Cuando no se disponía de suficiente información sobre una planta (se desconocía su propietario y/o su localización), se ha aplicado un criterio conservador, considerándola independiente (lo que ha sucedido en el 6 % del total de plantas analizadas).

¹⁴ Cabe introducir, sin embargo, una nota de cautela, puesto que podría suceder que dos plantas de distinta propiedad sean filiales de una misma empresa matriz, aspecto que, en caso de desconocerse, llevaría a catalogarlas erróneamente como plantas independientes.

Gráfico 4

Plantas y parques fotovoltaicos de entre 20 y 100 MW (1 de agosto de 2023) (a)



FUENTES: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y Banco de España.

a Una vez agrupadas las plantas en parques fotovoltaicos, estos reducen a algo menos de la mitad la discontinuidad observada en las plantas fotovoltaicas con una capacidad de entre 40 y 50 MW.

plantas independientes pasa de 84 a 38, manteniéndose en dicho tramo el mayor número de plantas observadas.

Este resultado sugiere que la regulación aplicada con disparidad de tiempos y criterios entre administraciones ha podido impactar en los últimos años en el tamaño y la localización de las plantas fotovoltaicas, lo que habría podido limitar el despliegue de parques fotovoltaicos y/o generar pérdidas de economías de escala.

Bibliografía

- Almunia, Miguel, y David López-Rodríguez. (2018). "Under the Radar: The Effects of Monitoring Firms on Tax Compliance". *American Economic Journal: Economic Policy*, 10(1), pp. 1-38. <https://doi.org/10.1257/pol.20160229>
- Bardhan, Pranab, y Dilip Mookherjee. (2000). "Capture and Governance at Local and National Levels". *The American Economic Review*, 90(2), pp. 135-139. <https://www.jstor.org/stable/117207>
- Blanchard, Olivier, y Andrei Shleifer. (2001). "Federalism With and Without Political Centralization: China Versus Russia". *IMF Staff Papers*, 48 (Special Issue), pp. 171-179. <https://doi.org/10.2307/4621694>
- Cuberes, David, Aitor Lacuesta, Carlos Moreno-Pérez y Daniel Oto-Peralías. (2024). "Land concentration and large renewable energy projects". OSF Preprints. https://doi.org/10.31219/osf.io/hakt5_v2
- Fabra, Natalia, Eduardo Gutiérrez, Aitor Lacuesta y Roberto Ramos. (2024). "Do renewable energy investments create local jobs?". *Journal of Public Economics*, 239 (105212). <https://doi.org/10.1016/j.jpubeco.2024.105212>
- Garicano, Luis, Claire Lelarge y John Van Reenen. (2016). "Firm Size Distortions and the Productivity Distribution: Evidence from France". *American Economic Review*, 106(11), pp. 3439-3479. <https://doi.org/10.1257/aer.20130232>
- Hamilton, Alexander, James Madison y John Jay. (1937). *The Federalist*. Tudor.
- Posner, Richard A. (1974). "Theories of Economic Regulation". NBER Working Paper Series, 41, National Bureau of Economic Research. <https://doi.org/10.3386/w0041>
- Stigler, George J. (1971). "The Theory of Economic Regulation". *The Bell Journal of Economics and Management Science*, 2(1), pp. 3-21. <https://doi.org/10.2307/3003160>
- Union of Concerned Scientists. (2015). "Solar Power Plants: Large-Scale PV". <https://www.ucsusa.org/resources/large-scale-pv>

PUBLICACIONES DEL BANCO DE ESPAÑA

DOCUMENTOS OCASIONALES

- 2411 JOSÉ MANUEL CARBÓ, HOSSEIN JAHANSHAHLOO y JOSÉ CARLOS PIQUERAS: Análisis de fuentes de datos para seguir la evolución de Bitcoin.
- 2412 IVÁN KATARYNIUK, RAQUEL LORENZO ALONSO, ENRIQUE MARTÍNEZ CASILLAS y JACOPO TIMINI: An extended Debt Sustainability Analysis framework for Latin American economies.
- 2413 ENCUESTA FINANCIERA DE LAS FAMILIAS (EFF) 2022: métodos, resultados y cambios desde 2020.
- 2414 ÁNGEL ESTRADA, CARLOS PÉREZ MONTES, JORGE ABAD, CARMEN BROTO, ESTHER CÁCERES, ALEJANDRO FERRER, JORGE GALÁN, GERGELY GANICS, JAVIER GARCÍA VILLASUR, SAMUEL HURTADO, NADIA LAVÍN, JOËL MARBET, ENRIC MARTORELL, DAVID MARTÍNEZ-MIERA, ANA MOLINA, IRENE PABLOS y GABRIEL PÉREZ-QUIRÓS: Análisis de los riesgos sistémicos cíclicos en España y de su mitigación mediante requerimientos de capital bancario contracíclicos. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2415 CONCEPCIÓN FERNÁNDEZ ZAMANILLO y LUNA AZAHARA ROMO GONZÁLEZ: Facilitadores de la innovación 2.0: impulsando la innovación financiera en la era fintech.
- 2416 JAMES COSTAIN y ANTON NAKOV: Models of price setting and inflation dynamics.
- 2417 ARTURO PABLO MACÍAS FERNÁNDEZ E IGNACIO DE LA PEÑA LEAL: Sensibilidad a los tipos de interés soberanos de la cartera de colateral elegible para los préstamos de política monetaria.
- 2418 ANTONIO F. AMORES, HENRIQUE BASSO, JOHANNES SIMEON BISCHL, PAOLA DE AGOSTINI, SILVIA DE POLI, EMANUELE DICARLO, MARIA FLEVOTOMOU, MAXIMILIAN FREIER, SOFIA MAIER, ESTEBAN GARCÍA-MIRALLES, MYROSLAV PIDKUYKO, MATTIA RICCI and SARA RISCADO: Inflation, fiscal policy and inequality. The distributional impact of fiscal measures to compensate for consumer inflation.
- 2419 LUIS ÁNGEL MAZA: Una reflexión sobre los umbrales cuantitativos en los modelos de depósito de las cuentas anuales y su posible impacto en el tamaño empresarial en España.
- 2420 MARIO ALLOZA, JORGE MARTÍNEZ, JUAN ROJAS y IACOPO VAROTTO: La dinámica de la deuda pública: una perspectiva estocástica aplicada al caso español. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2421 NOEMÍ LÓPEZ CHAMORRO: El camino hacia la supremacía cuántica: oportunidades y desafíos en el ámbito financiero, la nueva generación de criptografía resiliente.
- 2422 SOFÍA BALLADARES y ESTEBAN GARCÍA-MIRALLES: progresividad en frío: el impacto heterogéneo de la inflación sobre la recaudación por IRPF. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2423 JULIO ORTEGA CARRILLO y ROBERTO RAMOS: Estimaciones paramétricas del impuesto sobre la renta en 2019. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2424 PILAR L'HOTELLERIE-FALLOIS, MARTA MANRIQUE y DANILO BIANCO: Las políticas de la UE para la transición verde, 2019-2024. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2425 CATERINA CARVALHO-MACHADO, SABINA DE LA CAL, LAURA HOSPIDO, SARA IZQUIERDO, MARGARITA MACHELETT, MYROSLAV PIDKUYKO y ERNESTO VILLANUEVA: The Survey of Financial Competences: description and methods of the 2021 wave.
- 2426 MARINA DIAKONOVA, CORINNA GHIRELLI y JUAN QUIÑÓNEZ: Economic Policy Uncertainty in Central America and the Dominican Republic.
- 2427 CONCEPCIÓN FERNÁNDEZ ZAMANILLO y CAROLINA TOLOBA GÓMEZ: Sandbox regulatorio español: impacto en los promotores de los proyectos monitorizados por el Banco de España.
- 2428 ANDRES ALONSO-ROBISCO, JOSE MANUEL CARBO, EMILY KORMANYOS y ELENA TRIEBSKORN: Houston, we have a problem: can satellite information bridge the climate-related data gap?
- 2429 ALEJANDRO FERNÁNDEZ CEREZO, BORJA FERNÁNDEZ-ROSILLO SAN ISIDRO y NATIVIDAD PÉREZ MARTÍN: La perspectiva regional de la Central de Balances del Banco de España. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2430 JOSE GONZÁLEZ MÍNGUEZ: El informe Letta: un conjunto de recetas para dinamizar la economía europea.
- 2431 MARIYA MELNYCHUK y JAVIER MENCÍA: A taxonomy of macro-financial risks and policies to address them.
- 2432 DMITRY KHAMETSHIN, DAVID LÓPEZ RODRÍGUEZ y LUIS PÉREZ GARCÍA: El mercado del alquiler de vivienda residencial en España: evolución reciente, determinantes e indicadores de esfuerzo.
- 2433 ANDRÉS LAJER BARON, DAVID LÓPEZ RODRÍGUEZ y LUCIO SAN JUAN: El mercado de la vivienda residencial en España: evolución reciente y comparación internacional.
- 2434 CARLOS GONZÁLEZ PEDRAZ, ADRIAN VAN RIXTEL y ROBERTO PASCUAL GONZÁLEZ: Navigating the boom and bust of global SPACs.
- 2435 PATROCINIO TELLO-CASAS: El papel de China como acreedor financiero internacional.

- 2436 JOSÉ RAMÓN MARTÍNEZ RESANO: CBDCs, banknotes and bank deposits: the financial stability nexus.
- 2501 PEDRO DEL RÍO, PAULA SÁNCHEZ, MARÍA MÉNDEZ, ANTONIO MILLARUELO, SUSANA MORENO, MANUEL ROJO, JACOPO TIMINI y FRANCESCA VIANI: La ampliación de la Unión Europea hacia el este: situación e implicaciones para la economía española y la Unión Europea.
- 2502 BANCO DE ESPAÑA: La accesibilidad presencial a los servicios bancarios en España: informe de seguimiento 2024.
- 2503 ANDRÁS BORSOS, ADRIAN CARRO, ALDO GLIELMO, MARC HINTERSCHWEIGER, JAGODA KASZOWSKA-MOJSA and ARZU ULUC: Agent-based modeling at central banks: recent developments and new challenges.
- 2504 ANDRES ALONSO-ROBISCO, ANDRES AZQUETA-GAVALDON, JOSE MANUEL CARBO, JOSE LUIS GONZALEZ, ANA ISABEL HERNAEZ, JOSE LUIS HERRERA, JORGE QUINTANA y JAVIER TARANCON: Empowering financial supervision: a SupTech experiment using machine learning in an early warning system.
- 2505 JÉSSICA GUEDES, DIEGO TORRES, PAULINO SÁNCHEZ-ESCRIBANO y JOSÉ BOYANO: Incertidumbre en el mercado de bonos: una propuesta para identificar sus narrativas con GDELT.
- 2506 LAURA JIMENA GONZÁLEZ GÓMEZ, FERNANDO LEÓN, JAIME GUIXERES PROVINCIALE, JOSÉ M. SÁNCHEZ y MARIANO ALCAÑIZ: Evolución de la investigación neurocientífica del efectivo: revisión y perspectivas actuales.
- 2507 LUIS FERNÁNDEZ LAFUERZA, IRENE ROIBÁS y RAQUEL VEGAS SÁNCHEZ: Indicadores de desequilibrios de precios del mercado inmobiliario comercial.
- 2508 PANA ALVES y OLIVIER HUBERT: ¿Influye la eficiencia energética en el precio de la vivienda en España?
- 2509 ALEJANDRO FERRER y ANA MOLINA: Interacción entre riesgo de liquidez y solvencia bancaria a través de los mecanismos de monetización de activos. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2510 ISABEL ALCALDE y PATRICIA STUPARIU: La educación financiera en edades tempranas. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2511 ALEJANDRO GONZÁLEZ FRAGA, AITOR LACUESTA GABARAIN, JOSÉ MARÍA LABEAGA AZCONA, MARÍA DE LOS LLANOS MATEA ROSA, SOLEDAD ROBLES ROMERO, MARÍA VALKOV LORENZO y SERGIO VELA ORTIZ: Estructura del mercado de electrolineras.
- 2512 FERNANDO ARRANZ GOZALO, CLARA I. GONZÁLEZ MARTÍNEZ y MERCEDES DE LUIS LÓPEZ: Activos soberanos e inversión sostenible y responsable: la importancia de las métricas climáticas. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2513 IRMA ALONSO-ÁLVAREZ y DANIEL SANTABÁRBARA: Decoding Structural Shocks in the Global Oil Market.
- 2514 JOSÉ MANUEL CARBÓ, CLAUDIA TOLEDO y ÁNGEL IVÁN MORENO: Hacia un diccionario panhispánico de sentimiento de la estabilidad financiera.
- 2515 IGNACIO FÉLEZ DE TORRES, CLARA I. GONZÁLEZ MARTÍNEZ y ELENA TRIEBSKORN: The puzzle of forward-looking climate transition risk metrics.
- 2516 MIGUEL GARCÍA-POSADA: Un análisis de los efectos de la introducción del procedimiento especial de insolvencias para microempresas sobre la propensión a concursar.
- 2517 ADRIAN VAN RIXTEL: Whatever it takes? Economic policymaking in China in the context of a possible deflationary spiral.
- 2518 PATRICIA STUPARIU y JUAN RAFAEL RUIZ: Suma de beneficios: educación, competencias matemáticas y competencias financieras. (Existe una versión en inglés con el mismo número).
- 2519 DAVID CUBERES, AITOR LACUESTA, MARÍA DE LOS LLANOS MATEA y DANIEL OTO-PERALÍAS: El efecto de la regulación sobre el tamaño de las plantas fotovoltaicas.