

José Luis del Campo · Antonio Blanco



Colonialismo energético

los molinos están en Aragón,
el negocio en Madrid y Bilbao

ARAGÓN

MADRID

SEDE CORPORATIVA
FINANZAS · I+D
SERVICIOS AVANZADOS

BILBAO

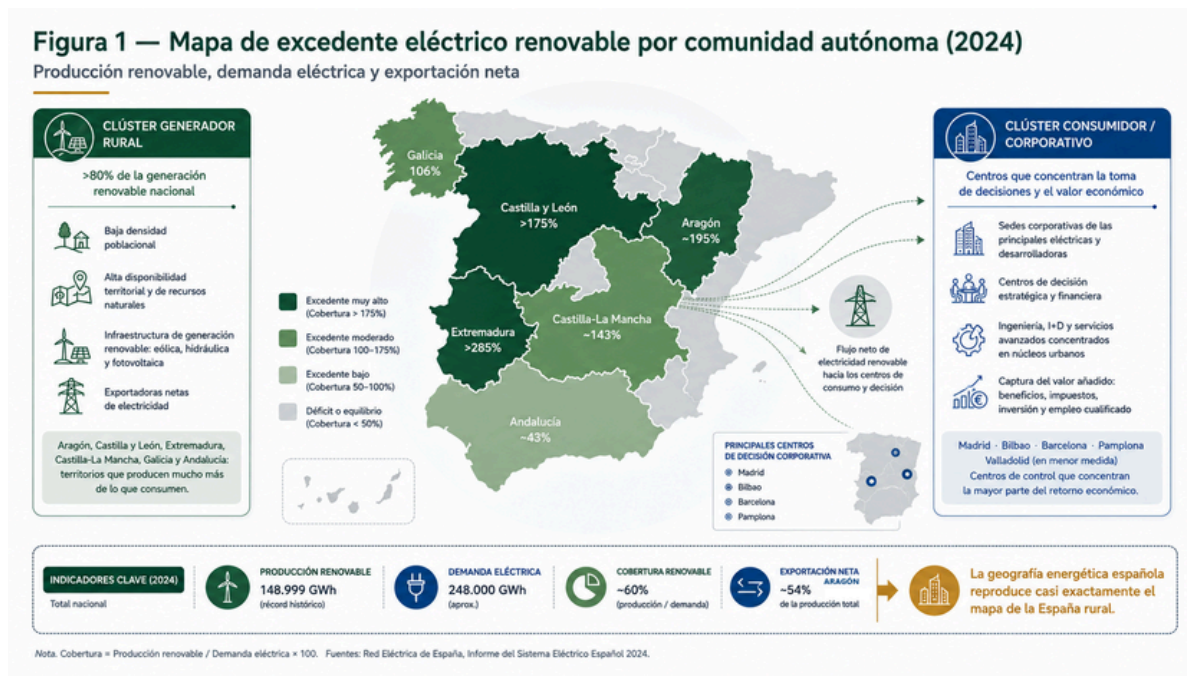
INGENIERÍA
INDUSTRIA AUXILIAR
SERVICIOS GLOBALES

Qué es este documento

- El análisis examina la dimensión energética de los fondos Next Generation en España con datos oficiales de Red Eléctrica de España con cierre 2024 y las resoluciones publicadas por el IDAE sobre los adjudicatarios del PERTE de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA).
- El enfoque cruza tres planos complementarios —geografía física de la producción renovable, identidad corporativa de los grandes adjudicatarios y captura territorial del valor añadido— para reconstruir cómo se distribuye realmente el retorno económico del despliegue energético entre territorios rurales y urbanos.
- No se plantea como una crítica al despliegue de renovables ni a la transición energética en sí, sino como un examen riguroso de la arquitectura concreta con la que se está articulando, distinguiendo entre la intención política declarada de cohesión y los resultados verificables del diseño actual.
- Su finalidad es trasladar al debate público evidencia empírica sobre el fenómeno que la literatura comparada ha empezado a denominar colonialismo energético —territorios que asumen los costes físicos de la transición sin capturar sus retornos económicos— y abrir alternativas a partir de modelos europeos consolidados.
- Las conclusiones deben interpretarse como diagnóstico del momento intermedio del PERTE ERHA, no como evaluación cerrada del impacto a largo plazo de la transición energética, que solo será observable a lo largo de los veinte o treinta años de vida útil de los activos en construcción.

Seis comunidades hacen el 82% del trabajo

Cómo se distribuye geográficamente la producción renovable española



Aragón cerró 2024 con 19.445 gigavatios hora renovables, prácticamente el doble de su demanda eléctrica interna (9.994 GWh), exportando el 54,3% de su producción a otras comunidades autónomas y consolidándose como segunda comunidad eólica de España.

Castilla y León generó más de 23.000 GWh renovables, suficientes para abastecerse a sí misma y a Castilla-La Mancha entera; Extremadura podría autoabastecerse durante casi tres años con su producción anual; Galicia se mantuvo excedentaria y Castilla-La Mancha cubrió el 143% de su consumo.

Cinco de las seis comunidades del clúster rural identificado en el primer artículo de esta serie son estructuralmente excedentarias en generación renovable; Andalucía es la única excepción, no por falta de producción sino por un consumo eléctrico arrastrado por industria, turismo y población muy superior al del resto del clúster.

En el extremo opuesto, Madrid produce una fracción mínima de su consumo eléctrico, Baleares y Canarias son sistemas aislados con generación renovable testimonial y Cantabria, País Vasco y La Rioja juntas no alcanzan el 4% de la producción renovable nacional.

El mapa del excedente eléctrico reproduce, con notable fidelidad, el contorno de la España vaciada definida por la Ley 45/2007: las regiones con menor densidad de población y menor presencia industrial son las que cargan con el grueso de la generación renovable del país.

La factura que se queda y la factura que se va

Por qué la fiscalidad local no compensa la asimetría territorial del despliegue

En el despliegue energético de la España rural, la transferencia de capital es masiva —Aragón sumó 651 nuevos megavatios eólicos y fotovoltaicos en un solo ejercicio— pero la transferencia de capacidad es prácticamente nula: los promotores son grandes operadores con sede social y centros de decisión fuera del territorio receptor.

Un parque eólico tipo de 50 megavatios genera para el conjunto de administraciones locales y autonómicas unos ingresos fiscales anuales que oscilan entre 200.000 y 400.000 euros, frente a ingresos brutos por venta de electricidad superiores a 10 millones de euros con márgenes operativos del 35-50%.

La fiscalidad local captura, en el mejor de los casos, en torno al 4% del valor económico que el activo genera durante su vida útil de veinte a treinta años; el 96% restante fluye hacia los accionistas y los centros corporativos urbanos donde se localiza la propiedad de los activos.

El territorio rural recibe la inversión física, soporta el impacto paisajístico y ambiental, ingresa algunos impuestos locales (IBI especial, principalmente) y genera empleo directo limitado, mientras los retornos de mayor valor añadido —dividendos, márgenes de ingeniería, royalties de I+D, servicios financieros— se facturan en las sedes corporativas urbanas.

Cuatro por ciento es mejor que cero, pero no es una política de cohesión territorial: es un peaje, y un peaje pequeño para el tipo de transformación que se está produciendo en comarcas como la sierra de Albarracín, el Maestrazgo turolense, las parameras de Soria o los valles de Lugo.



Las alternativas existen: tres modelos europeos que funcionan

Dinamarca, Alemania e Irlanda muestran que escala y arraigo no son incompatibles

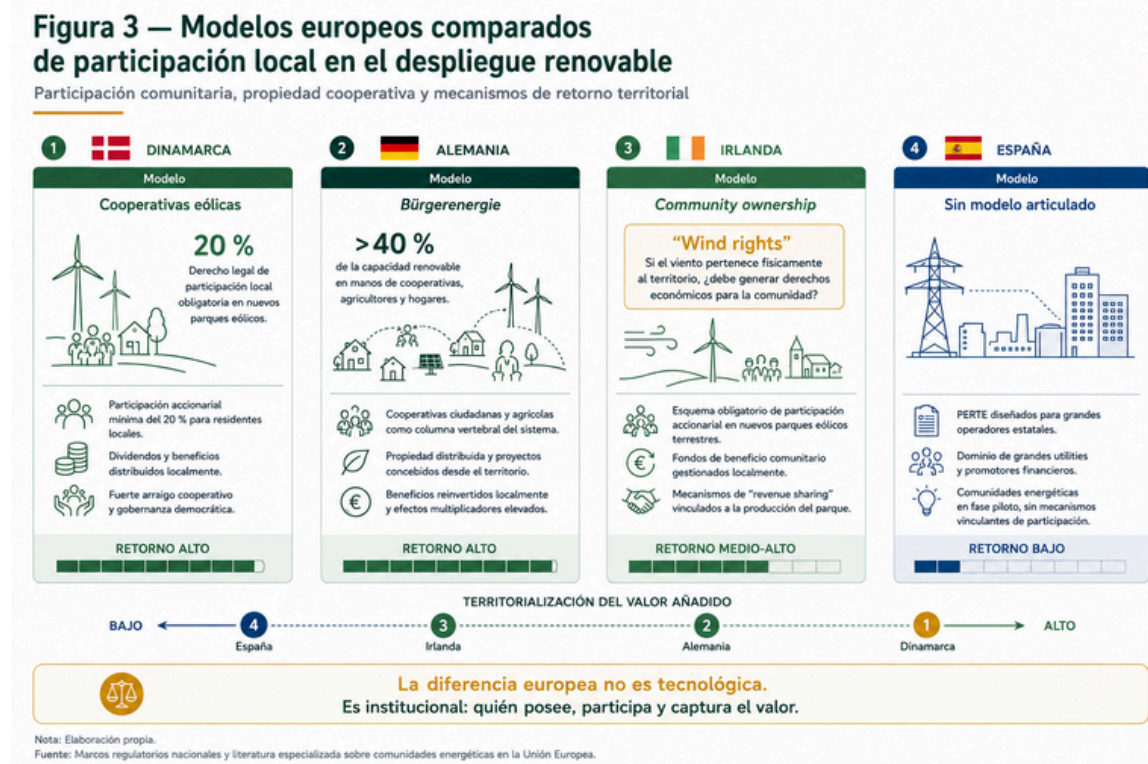
La legislación danesa de promoción de las energías renovables obliga a los nuevos parques eólicos terrestres a reservar una participación mínima del 20% del capital para los residentes del municipio donde se ubica la instalación, ofreciendo las acciones a precio de coste y no a precio de mercado.

El modelo alemán de Bürgerenergie —energía ciudadana— ha logrado que más del 40% de la potencia renovable instalada en Alemania esté en manos de cooperativas energéticas locales, agricultores particulares, hogares con autoconsumo y pequeñas y medianas empresas, no de los grandes operadores eléctricos.

La regulación irlandesa establece esquemas obligatorios de participación de la comunidad local en los nuevos desarrollos eólicos, con oferta efectiva de participación accionarial, fondos de beneficio comunitario gestionados localmente y mecanismos de reparto de ingresos vinculados a la producción del parque.

El debate irlandés ha introducido además la noción conceptualmente desafiante de wind rights —derechos del viento—: si los recursos minerales del subsuelo generan derechos patrimoniales sobre los propietarios del suelo, la pregunta análoga sobre los recursos eólicos y solares es jurídicamente legítima.

El caso español carece, hasta la fecha, de un modelo articulado equivalente: los PERTE están diseñados para grandes operadores estatales y las comunidades energéticas se mantienen en fase piloto sin un marco vinculante de participación territorial, lo que sitúa a España en el extremo bajo del retorno al territorio en la comparativa europea.



Cuatro correcciones operativas para el tramo final del PERTE ERHA

Ninguna requiere reformas legislativas profundas

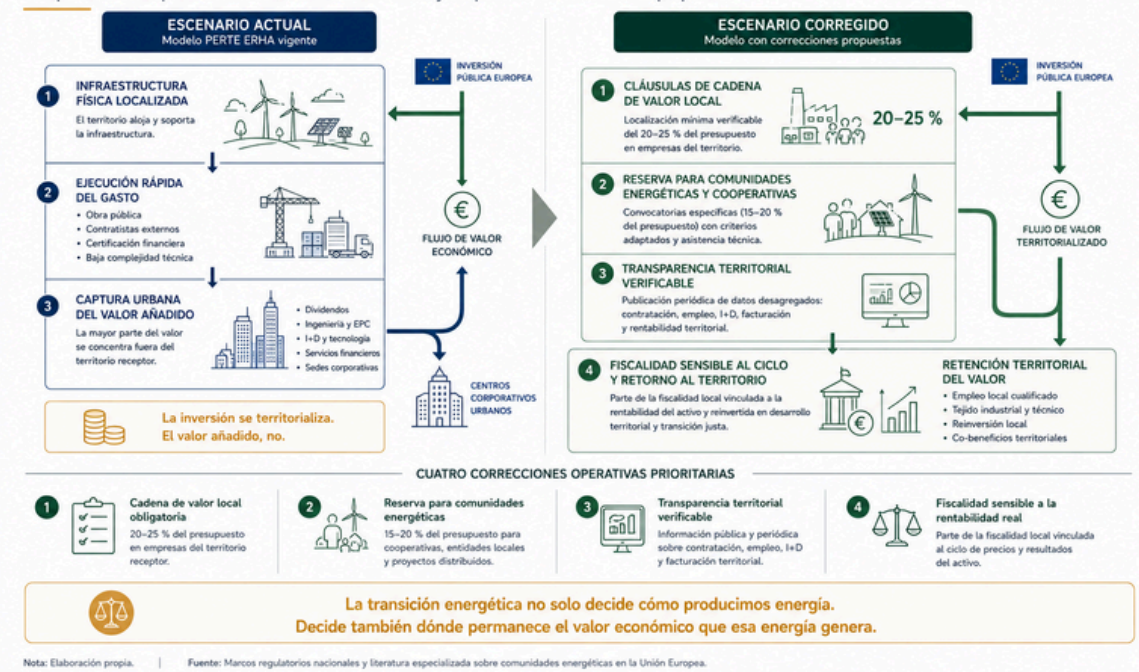
Cláusulas vinculantes de cadena de valor local: introducir en las convocatorias futuras del PERTE ERHA la exigencia de localizar un porcentaje mínimo verificable —en torno al 20-25% del presupuesto total— en empresas con sede social y centro principal de operaciones en la provincia o las provincias receptoras del proyecto.

Reserva específica para comunidades energéticas locales: destinar entre el 15% y el 20% del presupuesto futuro del PERTE ERHA a convocatorias dirigidas exclusivamente a cooperativas energéticas, comunidades locales y consorcios públicos territoriales, con criterios de evaluación adaptados a su escala y asistencia técnica gratuita financiada con cargo a las propias convocatorias.

Transparencia obligatoria sobre captura territorial del valor: exigir como requisito de seguimiento ex post la publicación periódica y verificable de información desagregada sobre dónde se factura cada euro de la cadena de valor del proyecto, qué porcentaje se contrata localmente, cuántos empleos se crean en la provincia receptora y dónde se localiza la actividad de I+D asociada.

Figura 4 — Flujo de valor en el despliegue renovable: escenario actual vs. escenario corregido

Comparativa conceptual del modelo PERTE ERHA antes y después de las correcciones propuestas



Reforma de la fiscalidad energética territorial: vincular una parte de la tributación local a la rentabilidad efectiva del activo y no únicamente al valor del activo físico (IBI especial), redistribuyendo hacia el territorio una proporción mayor del retorno en periodos de precios eléctricos altos, como los vividos entre 2021 y 2023.

El margen para corregir el rumbo es real: quedan por ejecutar tramos significativos del PERTE ERHA ampliado mediante el plan REPowerEU, con 4.200 millones destinados a renovables, hidrógeno y almacenamiento aprobados en la agenda de octubre de 2023 y convocatorias futuras como los Valles de Hidrógeno aún en fase de resolución.

Conclusiones y horizonte de corrección del despliegue renovable

El despliegue de renovables en la España rural reproduce con precisión el patrón identificado en el primer artículo de esta serie: transferencia masiva de capital físico al territorio sin transferencia equivalente de capacidad transformadora, retención de valor añadido en sedes corporativas urbanas y consolidación de la asimetría centro-periferia bajo apariencia de política inclusiva.

El fenómeno no es accidental ni atribuible a la mala fe de los actores implicados: es la consecuencia previsible de un diseño que privilegia la escala industrial, las economías de aglomeración y la competencia competitiva entre grandes operadores muy similares, coherente con lo que la teoría económica del desarrollo regional viene prediciendo desde Myrdal hasta Krugman.

La literatura comparada ha empezado a denominar este patrón colonialismo energético: territorios rurales que asumen los costes físicos, paisajísticos y sociales de la transición —ocupación masiva del suelo, conflictos sociales, impacto ambiental— mientras los beneficios económicos se localizan fuera de su jurisdicción.

Las alternativas existen y están operativas en Europa: la legislación danesa de participación obligatoria del 20%, el modelo alemán de Bürgerenergie con predominio cooperativo y los esquemas irlandeses de community ownership demuestran que escala renovable y arraigo territorial no son objetivos incompatibles, sino dimensiones complementarias de la misma política.

La cuestión no es técnica sino política: tenemos por primera vez en décadas los datos para ver con claridad la asimetría territorial, los modelos europeos para demostrar la viabilidad de las correcciones y el margen presupuestario en el PERTE ERHA ampliado para introducirlas. Lo que falta es la voluntad de incorporarlas al diseño concreto del tramo final del plan.

Nota metodológica y de replicabilidad



Este análisis se plantea como una aproximación divulgativa con base metodológica, orientada a trasladar al debate público evidencia empírica sobre la captura territorial del valor en el despliegue de renovables financiado con fondos europeos.

El marco interpretativo desarrollado —backwash effects, asimetría entre transferencia de capital y de capacidad, modelos comparados de propiedad comunitaria— puede replicarse en otros estados miembros de estructura territorial asimétrica comparable mediante la integración de datos nacionales equivalentes sobre producción eléctrica, adjudicatarios de fondos europeos y mecanismos de participación local.

Las conclusiones deben interpretarse como diagnóstico del momento presente (cierre 2024 de Red Eléctrica, resoluciones disponibles del PERTE ERHA), no como evaluación cerrada del impacto a largo plazo de los grandes activos en construcción, que se desplegará a lo largo de los veinte a treinta años de vida útil de las instalaciones.