



Noviembre 2021

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de inclusión territorial.
Análisis de la integración de
costes/impactos-beneficios/retornos**

Materia adscrita: Conocimiento y defensa del
medio natural



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Participantes en el proyecto

Javier García Brea. Patrono. Fundación Renovables

Domingo Jiménez Beltrán. Patrono. Fundación Renovables

Fernando Ferrando Vitales. Presidente. Fundación Renovables

Raquel Paule Martín. Directora General de la Fundación Renovables

Meritxell Bennasar Casasa. Responsable de Relaciones Institucionales e Internacionales. Fundación Renovables

Carolina Primo Prados. Área de Relaciones Institucionales e Internacionales. Fundación Renovables

Fernando Martínez Sandoval. Técnico de Proyectos. Fundación Renovables

María de Melque de la Peña Delgado. Técnico de Proyectos. Fundación Renovables

Manuel Abeledo Losada. Área Técnica. Fundación Renovables

Ismael Morales López. Responsable de Comunicación. Fundación Renovables

Alexandra Llave Moreno. Área de Comunicación. Fundación Renovables

Maribel Núñez García. Gerente. Fundación Renovables



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons.

Reconocimiento-NoComercial-CompartirIgual (CC BY-NC-SA).

Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte de este siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia.

Fundación Renovables

(Declarada de utilidad pública)

Pedro Heredia 8, 2º Derecha

28008 Madrid

www.fundacionrenovables.org



Este proyecto ha sido subvencionado por el Ministerio de Transición Ecológica y el Reto Demográfico.



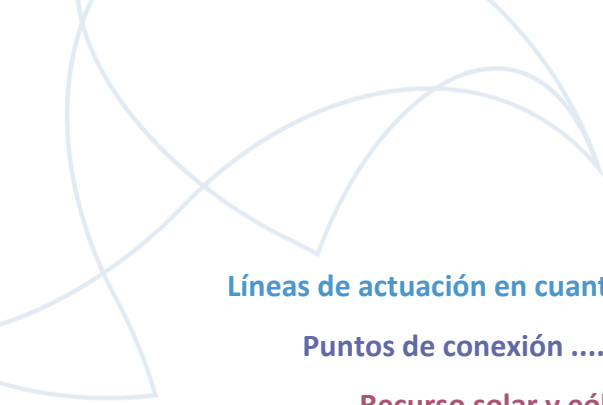
Índice

Justificación. Necesidad de la investigación	7
Objetivos del proyecto	9
Fases del proyecto.....	11
1. Búsqueda de información: identificación de causas y consecuencias.....	11
2. Análisis de posibles sinergias a la hora de integrar los costes/impactos- beneficios/retornos.	11
3. Propuestas de actuación para la consecución de una ordenación del territorio que implique una inclusión social y sobre la biodiversidad.	11
Panorama actual	13
Situación de las energías renovables	13
Escala global	13
Escala nacional.....	18
Situación del territorio.....	20
Recursos solares y eólicos en España	20
Superficie agraria útil	22
Impacto territorial de las renovables y oposición social	23
Marco normativo	27
Directivas Europeas del Paquete de Invierno.....	27
Directiva (UE) 2018/2001	27
Directiva (UE) 2019/944	28
Directiva (UE) 2018/844	29
Recomendación (UE) 2021/1749.....	29
Marco Estratégico de Energía y Clima.....	30
Plan Nacional de Energía y Clima	31
Ley de Cambio Climático y Transición Energética	32
Estrategias de descarbonización y criterios para la instalación de energías renovables de las Comunidades Autónomas	33



Zonificación ambiental del MITERD	36
Horizonte 2030.....	39
Informe IPCC	39
Objetivos descarbonización en los Estados de la UE	39
Fit for 55	39
Objetivos nacionales en la UE.....	41
Aumentar los objetivos de España para 2030	42
Líneas de actuación en cuanto a la aceptación social.....	45
1. La priorización de alternativas de generación distribuida	45
Establecimiento de criterios de jerarquía en el desarrollo de las renovables	45
2. Regulación medioambiental y social de elegibilidad	48
3. Limitación al desarrollo y líneas rojas	50
Utilización de SAU.....	50
Concentración de promotores	52
4. Ordenación, integración y regulación	52
La integración local	52
5. Cláusulas anti especulación y de limitación de actuaciones administrativas	54
Líneas de actuación en cuanto a las energías renovables.....	56
Generación distribuida	56
Autoconsumo y sus diferentes modalidades.....	59
Otras modalidades de generación distribuida	60
Generación centralizada	61
Energía Eólica.....	62
Energía solar fotovoltaica.....	63
Energía solar térmica	63
Biomasa.....	64
Hibridación	65





Líneas de actuación en cuanto al territorio	69
Puntos de conexión	69
Recurso solar y eólico distribuido	72
Conclusiones	76
Anexos	78
Anexo 1	78
Anexo 2	79
Anexo 3	81
Índice de figuras y tablas	92
Índice de figuras	92
Índice de tablas	92
Bibliografía.....	95



Justificación. Necesidad de la investigación

El desarrollo de las renovables bajo criterios de ordenación territorial.

Análisis de la integración de costes/impactos-beneficios/retornos



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Justificación. Necesidad de la investigación

Es una evidencia que el desarrollo del modelo energético centralizado se ha realizado sin tener en cuenta la finalidad de obtener un equilibrio territorial entre las principales zonas de generación y los puntos de consumo, elevando el ya existente desequilibrio demográfico en las áreas rurales. Las centrales térmicas se situaron lejos de los grandes centros urbanos de población y de consumo, siendo un modelo ineficiente, con altos costes y contaminante.

Uno de los grandes beneficios de las energías renovables es que introducen flexibilidad al sistema gracias a su modularidad, acercan la generación al consumo y favorecen un modelo de desarrollo territorial más equilibrado en términos poblacionales y económicos. **Además de una generación renovable distribuida, es un modelo más eficiente, limpio y barato.**

El desarrollo del nuevo modelo energético no ha tenido en cuenta esta riqueza y beneficios territoriales que aportan las renovables, sobre todo en su modalidad distribuida, ya que ha seguido los mismos patrones y conceptos del modelo centralizado. Esto ha provocado una ola de rechazo social a las grandes plantas y parques de renovables en las zonas rurales, asimilándolas como procesos extractivos, especulativos y sin aportes beneficiosos a los municipios o comarcas afectadas.

Es obvia la necesidad de una visión holística entre modelo energético, territorial y económico. Así la integran las diferentes Directivas Europeas de Energías Renovables. La motivación de este proyecto es contribuir al debate con líneas de actuación innovadoras y aplicables desde el marco normativo, con el fin de evitar una moratoria alentada por el rechazo social y acelerar la obtención un modelo renovable distribuido.

Al contrario de lo que sucede en el modelo energético actual, altamente concentrado e integrado en toda la cadena de valor, es de vital importancia para su diversificación el acceso a las redes eléctricas, la disponibilidad del terreno y fomentar la apertura del mercado eléctrico a los nuevos agentes. Necesitamos apostar por un sistema mixto de plantas que coexistan con instalaciones de menor tamaño, próximas a los puntos de consumo y que favorezcan la diversificación e incorporación de nuevos agentes.



Objetivos del proyecto

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**



Objetivos del proyecto

El objetivo principal del proyecto es analizar lo que está ocurriendo en el sector con el fin de crear unas pautas claras para obtener un modelo de ordenación del territorio con propuestas de actuación que incluyan criterios de inclusión social y sobre la biodiversidad, es decir, **encontrar sinergias equilibradas entre las dicotomías de costes/impactos-beneficios/retornos**, y todo ello sin afectar a la consecución de los objetivos climáticos.

Para que la descarbonización sea un éxito necesitamos contar con la sociedad, pues su participación en esta transición ecológica y cambio de modelo energético es fundamental.



Fases del proyecto

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**



Fases del proyecto

1. Búsqueda de información: identificación de causas y consecuencias.

La primera fase ha consistido en la recopilación de lo que está pasando, tanto en el sector como en los distintos movimientos sociales que están surgiendo, la mayoría bajo el lema Renovables Sí, pero NO así.

2. Análisis de posibles sinergias a la hora de integrar los costes/impactos-beneficios/retornos.

Se ha procedido al análisis de toda la información recopilada con el fin de identificar cuáles son los motivos que nos han llevado a esta situación y las implicaciones que se han producido para obtener una perspectiva transversal que englobe la parte legislativa, técnica y de aceptación social.

3. Propuestas de actuación para la consecución de una ordenación del territorio que implique una inclusión social y sobre la biodiversidad.

De las deducciones y conclusiones que se han obtenido se plantean una serie de líneas de actuación en torno a un posicionamiento común, de forma que dichas líneas sean complementarias entre sí, constituyendo una propuesta de ordenación de territorio sólida que abogue por la mejora de la aceptación social de las renovables a la vez que no interfiera en la consecución de los objetivos de descarbonización.



Panorama actual

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Panorama actual

Situación de las energías renovables

Escala global

Vivimos en una emergencia climática que año tras año se va agravando debido a que las acciones para paliarla y mitigarla son tímidas y muy poco ambiciosas. Es tajante que la lucha contra el cambio climático requiere la sustitución del uso de combustibles fósiles por energías renovables en todos los sectores productivos y económicos de nuestra sociedad. Esta transición ya se ha iniciado, pero no podemos olvidar que no se trata solo de la sustitución de una energía contaminante por otra que no lo es, se trata de hacerlo extensible a toda la ciudadanía y conseguir un sistema más inclusivo, democrático y justo.

A pesar del parón de actividad provocado por la pandemia de la Covid-19, en 2020 se instalaron, a nivel global, un total de 256 GW de nueva potencia renovable sobrepasando el récord previo en un 30%. La solar y la eólica coparon el mercado internacional. La energía solar fotovoltaica se disparó hasta conseguir 126 GW sobrepasando a la eólica, la cual puso en marcha 111 GW de los que 105 GW corresponde a eólica terrestre (*on-shore*) y solo 6 GW a la marina (*off-shore*).

Como indican los datos del informe de IRENA, "[Renewable Capacity Statics 2021](#)" [1], esta nueva potencia se suma a la ya instalada previamente y nos permite obtener un total de 2.799 GW, de los cuales 714 GW pertenecen a la fotovoltaica y 733 GW a la eólica. Si lo analizamos por países, observamos como los líderes mundiales con la mayor potencia instalada de energías renovables fueron China (895 GW), EEUU (292 GW), Brasil (150 GW), India (134 GW), Alemania (131 GW), Japón (101 GW) y Canadá con (101 GW).



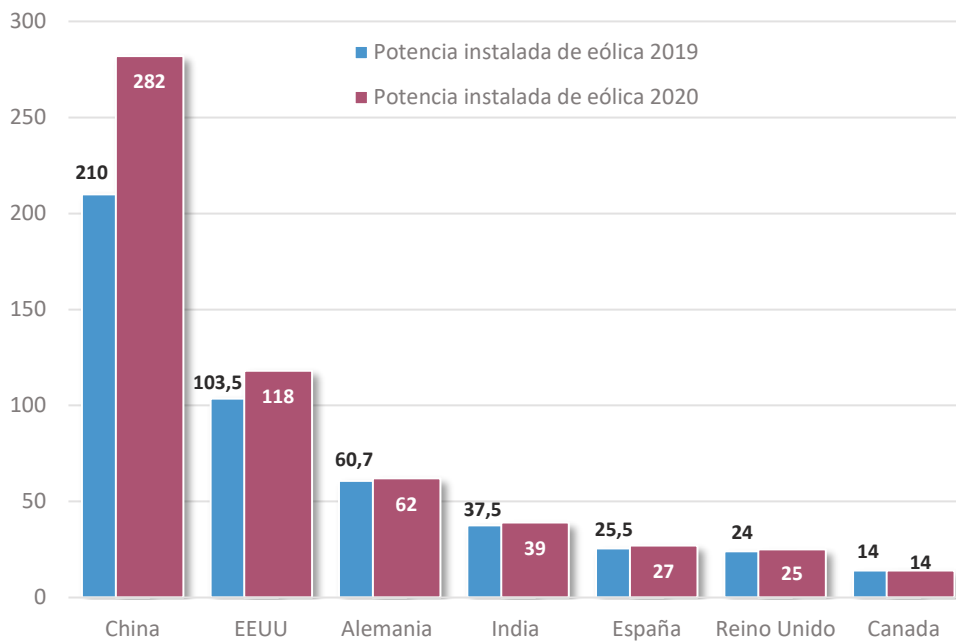


Figura 1. Gráfico comparativo de los países con más potencia instalada de eólica en el año 2019 y 2020.
Fuente: IRENA. Elaboración propia.

Analizamos a la **energía fotovoltaica centralizada** China arrasa (253 GW), EEUU (74 GW), Japón (67 GW), Alemania (54 GW), India (39 GW), Italia (22 GW), Australia (18 GW), Vietnam (16 GW), Corea del Sur (15 GW) y Reino Unido (14 GW).

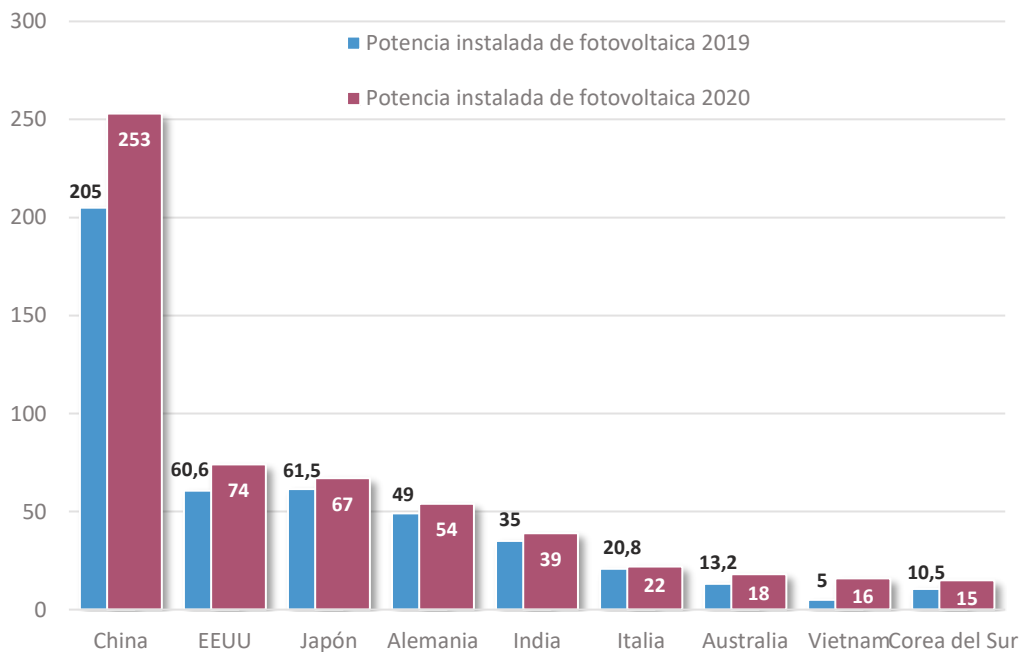
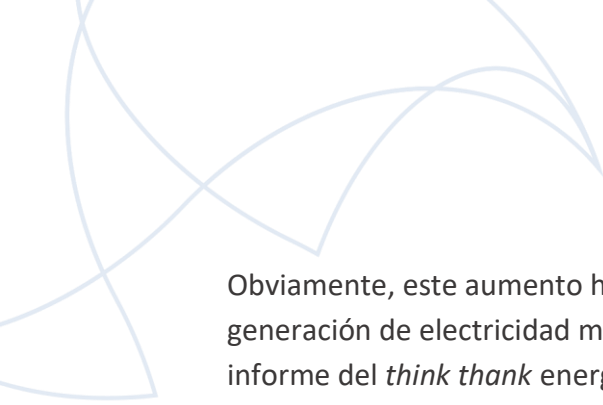


Figura 2. Gráfico comparativo de los países con más potencia instalada de fotovoltaica en el año 2019 y 2020.
Fuente: IRENA. Elaboración propia.





Obviamente, este aumento histórico ha traído un gran incremento acorde en la generación de electricidad mediante fuentes renovables a nivel global. Según el informe del *think thank* energético europeo Ember, "[Global Electricity Review 2021](#)" [2], las energías renovables alcanzaron en 2020 la cota máxima de generación de electricidad: un 29% del total. A pesar de que durante los meses de confinamiento la caída de la demanda eléctrica fue del 20%, en el conjunto anual fue solo de un 0,1%. La generación electricidad con energía eólica y solar notaron un incremento de 315 TWh (+15%), en la que tuvo una gran influencia la caída del carbón sin precedentes de 346 TWh menos de generación (un 4% de su total).

Esto significa que **solo la energía eólica y solar, descartando al resto de energías renovables, produjeron casi una décima parte (9,4%) de la electricidad mundial el año pasado**, el doble en comparación con el récord del 4,6% alcanzado en 2015. Esto es gracias al avance en países tanto desarrollados como en vías de desarrollo. Actualmente muchos países del G20 generan cerca de una décima parte de su electricidad a partir de la energía eólica y solar: EEUU (12%), Turquía (12%), Brasil (11%), Japón (10%), China (9,5%) e India (9%). En Europa llevan la delantera Alemania con un 33% y Reino Unido con 29%. Los grandes exportadores de derivados del petróleo y gas natural, Indonesia, Rusia y Arabia Saudita, siguen casi en cero.

Este incremento en la generación de electricidad ha repercutido en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Según el informe de IEA, "[Global Energy Review: CO₂ Emissions in 2020](#)" [3], el sector de la generación de energía eléctrica a escala global ha disminuido sus emisiones de CO₂ en más de 450 Mt de CO₂ equivalente (un 3,3% del total), gracias al aumento de la potencia instalada, y repercutiendo directamente en la mayor caída de emisiones de CO₂ jamás registrada. A pesar del impacto de la pandemia, las renovables aceleraron su expansión en 2020, con un aumento del 50% en su contribución a la reducción de las emisiones del sector eléctrico respecto al 2019.

Esta creciente expansión de las energías renovables se debe a los **grandes flujos de inversión económica en estas tecnologías** que se han incrementado en este 2020 según el informe de BloombergNEF "[Energy transition investment trend](#)" [4]. A nivel global, el volumen de inversión fue de récord: **501.300 millones de dólares invertidos para los diferentes sectores a descarbonizar y sus tecnologías sin emisiones en 2020**, superando en un 9% la inversión del año previo, a pesar de los trastornos económicos causados por la pandemia de la Covid-19.



Respecto a la inversión en energías renovables, el análisis de BNEF indica que las empresas, los gobiernos y los hogares invirtieron 303.500 M\$ en nueva capacidad de potencia instalada de renovables en 2020 (excluyendo a la gran hidráulica). Esto supuso un 2% más que en 2019 y el séptimo año consecutivo con inversiones anuales mayores a los 250.000 M\$.

La **tecnología solar fotovoltaica** fue la gran receptora al recibir 148.600 M\$, suponiendo un incremento del 12% respecto a 2019. Por su parte, **la eólica** recibió una suma 142.700 M\$, estableciendo un descenso del 6%, lo que provocó un ligero retraso en los compromisos adquiridos. Sin embargo, hubo un despunte récord con 50.000 M\$ hacia la energía eólica marina. Esto refleja que la potencia instalada en eólica terrestre hubiera podido ser superior a la buena cifra conseguida.

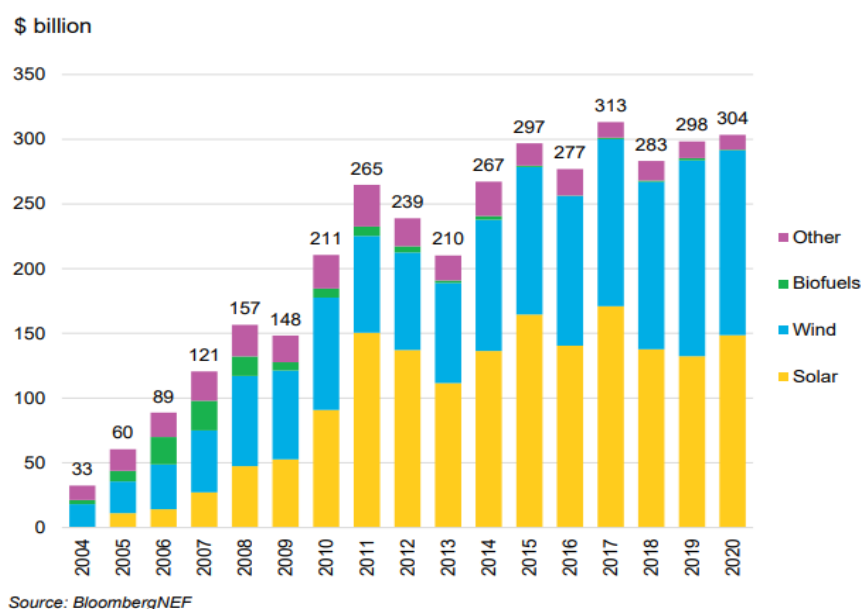
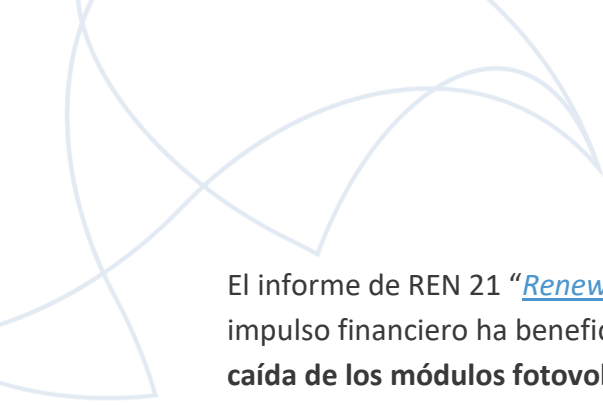


Figura 3. Diferencial de los flujos de inversión entre las diferentes tecnologías renovables desde 2004 hasta 2020.
Fuente: Informe "Energy transition investment tren" de BloombergNEF.

Si comparamos los datos del informe con la **inversión a la baja en los combustibles fósiles** vemos como se ha producido un cambio de tendencia a nivel global al disminuir las inversiones interanuales un 12%. En total fueron 12.700 M\$, la mayor parte corresponden a Shell, Total, Repsol y Galp. Con ello podemos afirmar que hay un cambio hacia la creación de una nueva cartera de activos de renovables y tecnologías bajas en emisiones de carbono por parte de petroleras y gasistas, con la intención de alcanzar emisiones netas cero a diferentes décadas.





El informe de REN 21 “[Renewables 2021. Global status report](#)”, [5] destaca que este impulso financiero ha beneficiado el **mercado fotovoltaico global y ha supuesto una caída de los módulos fotovoltaicos de un 8% entre finales de 2019 y de 2020**. Se ha disminuido desde los 0,36 \$/Wp a los 0,33 \$/Wp de media. Esta situación se dio a pesar el aumento de los precios inducidos por la merma en los mercados de polisilicio y vidrio, pero que los fabricantes no lograron trasladar completamente a los consumidores. Así mismo, el LCOE de referencia mundial de la energía solar fotovoltaica a escala comercial disminuyó un 4% desde la segunda mitad de 2019 hasta principios de 2020, hasta 50 dólares por MWh.

Respecto a la **generación fotovoltaica distribuida a nivel global**, el mismo informe de REN 21 recopila datos sobre la dispar situación de la potencia instalada y las políticas de apoyo público entre diferentes países. Por ejemplo, **en 2020 Vietnam se instalaron un total de 83.000 sistemas fotovoltaicos en sus tejados. Esto impulsó la capacidad de generación con sistemas de autoconsumo de 0,4 GW a 9,7 GW, con el récord de conectar 6,7 GW solamente durante el mes de diciembre**. Su capacidad de generación solar total, tanto centralizada como distribuida, alcanzó los 16,4 GW.

Otro caso excepcional donde el autoconsumo avanza a pasos agigantados es en **Australia. Durante el pasado año se instalaron más de 2,6 GW de autoconsumo**, de menos de 100 kW, en tejados de hogares y empresas. Superó los 2,3 GW instalados en 2019, llegando a un total de 13 GW de autoconsumo. Además, en los hogares se ha estimado que se añadieron 23.796 sistemas de baterías a pequeña escala (un 5% más que en 2019), con una capacidad combinada de 238 MWh. Según la estimación de información, casi 2,7 millones de hogares y empresas de todo el país tenían sistemas solares en los tejados sistemas solares en los tejados a finales de 2020.

Si observamos la tendencia en Europa, según refleja el estudio de la [consultora EUPD Research](#) [6], Alemania tenía a finales de 2020 un total de 1,3 millones de sistemas de autoconsumo fotovoltaico en viviendas uni y bifamiliares. Esta cifra se deriva del incremento que hubo de 150.000 hogares que instalaron autoconsumo durante el pasado año.

Así mismo, la gestión de nuestros consumos depende en gran medida de la acumulación de los excedentes de autoconsumo fotovoltaico con los sistemas de almacenamiento. En este incipiente mercado, según el [análisis de Wood Mackenzie Global Energy Storage Outlook H1 2021](#) [7], el despliegue mundial de almacenamiento de energía aumentó en un 62% en 2020, con 5 GW/9 GWh de nueva capacidad añadida. Esto llevó el mercado total de almacenamiento de energía a más de 27 GWh y



se estima que el mercado global crezca 27 veces para 2030. Esto se debió a que el año pasado se comprometieron alrededor de 5.400 M\$ en nuevas inversiones para proyectos de almacenamiento de energía a nivel mundial, lo que aumentó la inversión en el mercado de almacenamiento de energía a una cifra estimada de 22.000 M\$.

El almacenamiento frente al contador (FTM) continuó dominando el mercado, con 5 GWh agregados en 2020. En EEUU se disparó un 373% en 2020, mientras que China y Reino Unido experimentaron un crecimiento notable, impulsado por políticas regulatorias de mejora de la red e inclusión de estos sistemas.

Global energy storage penetration rate still tiny in 2020, but huge potential to grow

Total solar, wind and storage capacity and storage penetration rate, 2016-2025

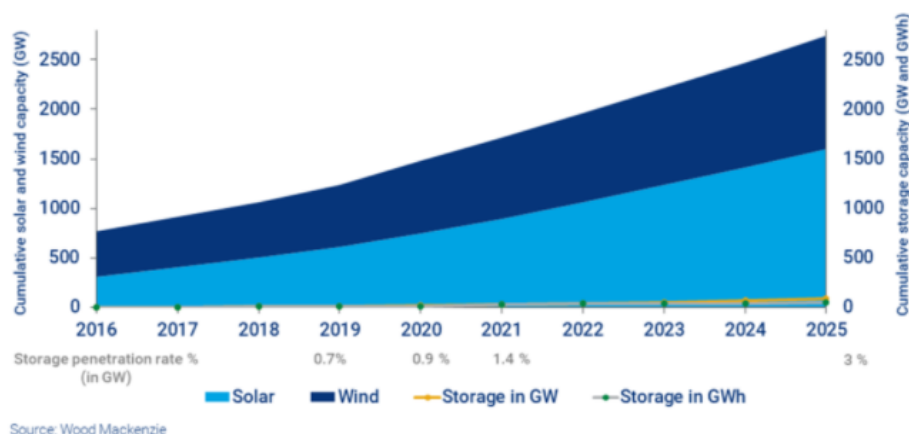


Figura 4. Ratio de penetración total del almacenamiento y de capacidad de solar, eólica y almacenamiento desde 2016 hasta 2025.

Fuente: Informe "Global Energy Storage Outlook" de Wood Mackenzie.

Escala nacional

En España la tendencia ha sido similar a la que han marcado los países desarrollados y la Unión Europea. Según los datos de Red Eléctrica Española (REE), en 2020 se instalaron un total de 4.015 MW más de potencia renovable centralizada, destacando la solar con un total de 2.812 MW (29,5% de incremento respecto a 2019).

Posteriormente, la eólica sumó 1.506 MW más (5,3% de incremento), consolidándose líder en potencia renovable del país. Conjuntamente, se dieron de baja 3.950 MW de carbón en España, lo que contribuyó a que el conjunto de potencia instalada renovable signifique el 53,8% del total de capacidad de producción española.

Esto provocó que se generara un total de 110.450 GWh de electricidad renovable durante 2020. Derivado de ello, las emisiones de GEI fueron un 27,8% inferiores a las

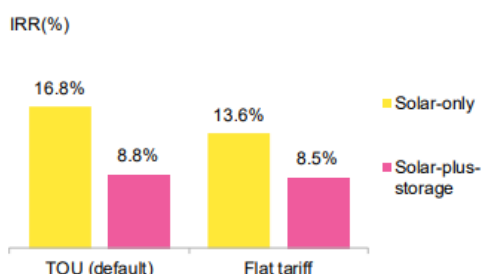


registradas en 2019, siendo la producción libre de emisiones de CO₂ equivalente el 67,3% del total, hasta alcanzar los 168.953 GWh. Cifra máxima histórica de generación. A día 1 de octubre de 2021, nuestro parque de generación cuenta con 27.977,5 MW de potencia eólica, 13.454,7 MW de fotovoltaica y 2.304 MW de termosolar.

El sector de la **generación distribuida** también se ha incrementado en España, sobre todo desde la aprobación del RD 244/2019. Como destacan los datos registrados por UNEF, durante el 2020 se instalaron en España un total de 596 MW de autoconsumo, suponiendo un incremento del 30% respecto a 2019 (459 MW). De los recién instalados, los sectores que más han recibido nueva potencia son el sector industrial en un 59%, el comercial en un 23% y un 19% el sector residencial.

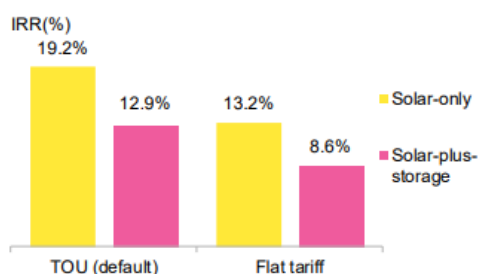
Sin embargo, [Realizing the Potential of Customer Sited Solar](#) de BloombergNEF [8], alerta sobre la ralentización al impulso del almacenamiento para autoconsumo en España, clave en la gestión de los excedentes. Valoran un necesario apoyo adicional para el despliegue del almacenamiento y la reducción de costes de las baterías, sobre todo en el sector residencial, donde los costes son más elevados.

Figure 55: Economics for residential solar and solar-plus-storage installed in Spain, 2021



Source: BloombergNEF. Note: 4.3kW PV and 7.2kWh battery systems, 4,046kWh/year home. Flat tariff = EUR 0.22/kWh. TOU: assumes customer is enrolled in a solar plan (EUR 33c/kWh during solar hours, ranging from 9AM-6PM throughout year, and EUR 15c/kWh for all other hours, see Figure 57. Exports compensated at approximately wholesale rate. See full assumptions in the Appendix A.

Figure 56: Economics for commercial solar and solar-plus-storage installed in Spain, 2021



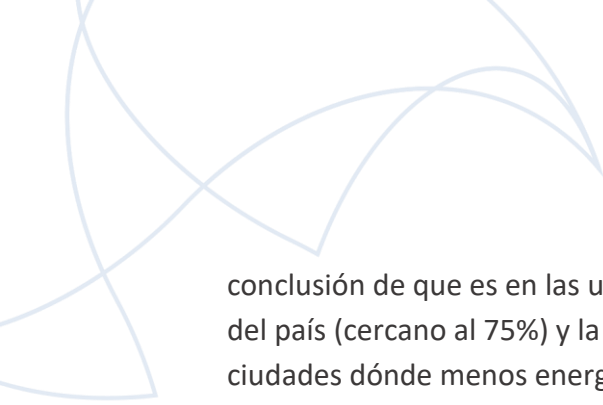
Source: BloombergNEF. Note: 50kW PV and 10kW/20kWh battery systems, 40,000kWh/year office load. Flat tariff = EUR 0.18/kWh. TOU: assumes customer is enrolled in a solar plan (EUR 25c/kWh during solar hours, ranging from 9AM-6PM throughout year, and EUR 17c/kWh for all other hours, see Figure 58). EUR 5c/kWh export payment. See full assumptions in the Appendix A.

Figura 5. Diferencial del ahorro potencial entre un consumidor comercial y otro residencial, con y sin almacenamiento de baterías.

Fuente: Informe "Realizing the Potential of Customer Sited Solar" de BloombergNEF.

Si tenemos en cuenta que las familias españolas representan, aproximadamente, el 35% del consumo total de energía (un 18% por usos energéticos de la vivienda y un 17% por uso del vehículo privado), la mala calidad energética de la mayoría de las viviendas en las ciudades (deficiente envolvente térmica, electrodomésticos antiguos, calefacción ineficiente...) y la alta densidad de población en estas, llegamos a la





conclusión de que es en las urbes donde se concentra el mayor consumo energético del país (cerca al 75%) y la mayor contaminación (80%). Por contra, es en las ciudades donde menos energía se genera, con una dependencia energética del exterior que roza el 98%.

El autoconsumo es la herramienta idónea en el entorno urbano ya que producir energía limpia en el mismo lugar en el que se consume hace que, sumado a la electrificación y a las medidas de eficiencia energética, podamos conseguir ciudades sostenibles, limpias y autosuficientes.

Situación del territorio

Debido a las diferencias de recurso la situación y el emplazamiento de la eólica y de la solar difieren en numerosos factores. Por esta razón es interesante analizar la situación de los diferentes recursos naturales de sol y de viento para contrastar el potencial impacto que habrá en el territorio, exigiendo posteriormente medidas de gestión a los riesgos que podrían tener en el territorio.

Recursos solares y eólicos en España

El recurso solar del que disponemos en España, según [SolarGIS](#) [9], varía notablemente en función de la longitud y la ubicación geográfica. En una ubicación en la que la irradiación solar sea mayor, la producción fotovoltaica se verá incrementada, aumentando la cantidad de energía que el sistema puede producir. De esta forma, el ahorro de energía será mayor y la recuperación de la inversión se alcanzará en un menor período de tiempo.



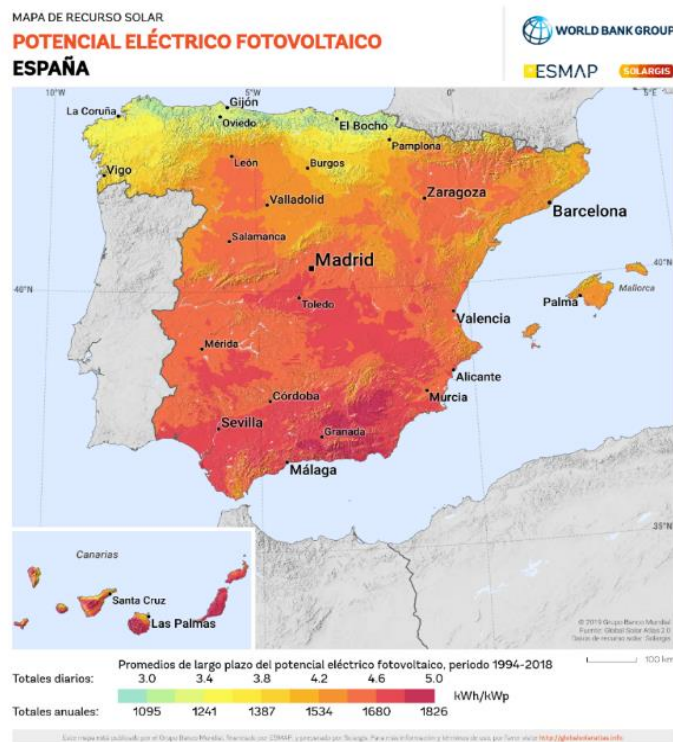


Figura 6. Mapa de recurso solar. Potencial eléctrico fotovoltaico.
Fuente: SolarGIS.

En cambio, la energía eólica, al tener como recurso el viento, presenta una mayor tasa de variación geográfica, diaria y estacional. El [atlas eólico del IDAE](#) [10], junto con el [mapa eólico del CENER](#) [11], establece que el recurso eólico terrestre disponible para España, una vez aplicados ND técnicos y medioambientales era de 332 GW, con un viento medio superior a los 6 m/s y a una altura de 80 m. Con esa potencia, teóricamente se podía generar entre 700 y 750 TWh (el consumo total español en 2018 fue de 264 TWh). El plan estableció un objetivo eólico para 2020 de 35.750 MW, de los cuales 750 MW deberían ser marinos, y una generación total de 76 TWh.

CCAA	Superficie disponible tras filtrados (km ²)	Superficie disponible tras filtrados (%)	Superficie disponible con v<6 m/S(km ²)	Superficie disponible con v<6 m/S(km ²)
Andalucía	55.200	63,01	12.182	13,91
Aragón	37.692	78,97	11.855	24,84
Asturias	4.605	43,40	1.231	11,60
Islas Baleares	75	49	44	65
Islas Canarias	80	55	45	70
Cantabria	1.974	37,11	755	14,19



CCAA	Superficie disponible tras filtrados (km ²)	Superficie disponible tras filtrados (%)	Superficie disponible con v<6 m/S(km ²)	Superficie disponible con v<6 m/S(km ²)
Castilla y León	66.289	70,35	13.173	13,98
Castilla La-Mancha	61.354	77,26	13.693	17,24
Cataluña	20.089	62,38	3.878	12,04
Comunidad Valenciana	12.847	55,22	2.259	9,71
Extremadura	30.664	73,57	5.414	12,99
Galicia	20.551	69,27	10.373	34,96
Madrid	3.843	47,91	208	2,59
Murcia	6.795	60,08	720	6,37
Navarra	7.228	69,6	3.605	34,71
País Vasco	3.709	51,30	982	13,58
La Rioja	3.648	72,35	926	18,37
Ceuta	6	32,95	6	32,90
Melilla	3	19,30	2	16,37
TOTAL	339.899	67,15	83.120	16,42

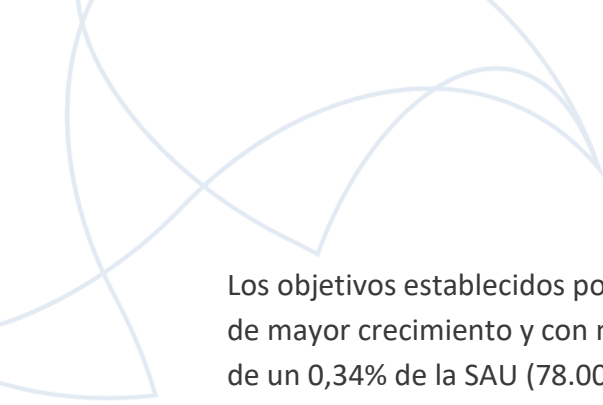
Tabla 1. Recurso eólico disponible en España subdividido por provincias.
Fuente: IDAE y CENER. Elaboración propia.

Superficie agraria útil

Teniendo en cuenta todo el territorio español, cubrir los objetivos de potencia no presenta problemas respecto a la disponibilidad de terreno. La Superficie Agraria Útil de España (SAU) es de más de 23 millones de hectáreas (Has), casi la mitad del territorio, de las cuales casi 17 millones son de cultivo. Del total de la superficie cultivada, el 76% está dedicada al cultivo de secano y el 24% al cultivo de regadío.

Los objetivos del PNIEC respecto a la potencia que instalar, que se muestran en la siguiente figura, se han visto ampliamente superados en cuanto a las iniciativas en tramitación. A día de hoy, aunque acabemos de estar en moratoria, hay peticiones con el acceso aprobado para más de 102.200 MW en fotovoltaica, que superan con creces el objetivo planificado. Esta situación se ha visto incrementada con la publicación por parte de REE de los sucesivos [Informe sobre capacidad \(MW\) de acceso disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte](#) [12], como consecuencia del **fin de la moratoria de los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica el pasado 1 de julio.**





Los objetivos establecidos por el PNIEC en el caso de la fotovoltaica, como tecnología de mayor crecimiento y con más iniciativas presentadas, no supondrían destinar más de un 0,34% de la SAU (78.000 hectáreas), considerando una ocupación media de 2 Has por MW instalado. A nivel global, los datos sobre la superficie potencialmente empleada no plantean problemas de partida y nadie debería entender o lanzar afirmaciones categóricas de que el despliegue de la fotovoltaica podría suponer un problema de afección a la continuidad de la actividad agrícola.

Hablar de afección sobre la SAU es obligado porque, obviamente, cualquier promotor encuentra ventajas en desarrollar sus parques fotovoltaicos en tierras de labranza, principalmente porque ya se han llevado a cabo procesos de nivelación y adecuación del terreno, disponen de accesos para transporte y, además, su categoría de suelo urbanizable, ya modificado en la mayoría de los casos, limita la existencia de impedimentos a la hora de llevar a cabo el estudio de impacto ambiental.

Impacto territorial de las renovables y oposición social

El problema surge cuando se desciende al ámbito provincial y local. Ejemplos como el de Murcia son paradigmáticos. La Región ha desarrollado desde 2019, cuando alcanzó los 1.113 MW de potencia fotovoltaica instalada, 3.275 MW adicionales en plantas fotovoltaicas, incluyendo las ya instaladas, como la más conocida de Mula, y las que están en tramitación avanzada, que ocuparían unas 6.500 ha, lo que supera la superficie ocupada actualmente por los invernaderos (5.812 ha) y significaría una ocupación importante de su SAU o de la destinada a cultivos en secano. Hay que señalar que el Gobierno de la Región de Murcia ha publicado recientemente un mapa de zonificación de sensibilidad para acoger proyectos y una guía para valorar los impactos paisajísticos.

La Junta de Andalucía, por su parte, ha mostrado su preocupación sobre la evolución de las iniciativas presentadas para obtener los permisos administrativos. Según la información a 31 de diciembre de 2020, están en proceso de tramitación un total de 706 iniciativas, de las que 650 son plantas fotovoltaicas (92%) y 50 eólicas (7%), con una potencia total demandada de 21,4 GW, de los que 19,8 GW son de fotovoltaica. Estas peticiones se han producido en todas las provincias de Andalucía, pero con una mayor presión en Sevilla, Huelva y Cádiz. La Diputación Provincial de Málaga ha solicitado una moratoria en la tramitación de grandes proyectos y en el municipio de Carmona (Sevilla) están previstos 1.300 MW, lo que implica un cambio importante sobre el uso de los terrenos. A estas situaciones se pueden añadir multitud de iniciativas en contra del desarrollo renovable, así como Propuestas No de Ley registradas en el Congreso.



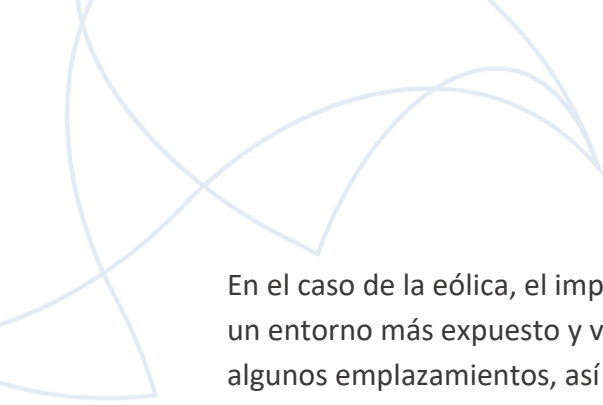
La Junta de Castilla y León acaba de anunciar que está elaborando, en colaboración con SEO BirdLife, una planificación vinculante de las energías renovables, especialmente la de macro parques solares o fotovoltaicos, con el objetivo de que su desarrollo sea respetuoso con la avifauna local, ampliándose posteriormente a otras especies y a la biodiversidad en general. En los años noventa Castilla y León ya tomó la decisión de invalidar los proyectos de los promotores que estuvieran en zonas que declararon no aptas, una actuación que no le impidió ser líder en potencia instalada en eólica con una baja contestación social.

Como se ha comentado anteriormente, el rechazo social y las reticencias a instalar renovables en las zonas rurales, que es donde principalmente están destinados los macroproyectos por cuestiones de espacio, es cada vez mayor. En Teruel hay protestas en La Fresneda, comarca de Matarranya y en el Maestrazgo, donde se han planteado 22 parques con 181 aerogeneradores repartidos en ocho municipios distintos. En el Bajo Aragón, Enel quiere instalar otros 105 MW. Sin embargo, la capacidad disponible de los nudos de Teruel es de 170 MW para MGES actualmente según los datos aportados por REE, esto implicaría ya no sólo la construcción de los citados parques sino también la puesta en marcha de una serie de subestaciones que puedan albergar dichas instalaciones. Con las instalaciones que hay planificadas en la provincia de Teruel, se podría abastecer a 5 millones de viviendas, siendo Teruel una provincia que tiene alrededor de 50.000 viviendas, son datos suficientes para justificar que es necesaria una ordenación del territorio y una planificación.

Instalación	Municipio	Provincia	Potencia (MW)	Área ocupada (ha)	Estado
Núñez de Balboa	Usagre	Badajoz	500	1.000	En servicio (2020)
Mula	Mula	Murcia	494	1.000	En servicio (2019)
Talayuela Solar	Talayuela	Cáceres	300	800	En servicio a prueba (2020)
Talazol Solar	Talaván	Cáceres	300	600	En servicio a prueba (2020)
La Isla	Alcalá de Guadaira	Sevilla	182	520	En servicio (2019)
Calzadilla B.	Bienvenida	Badajoz	180	180	Autorización de explotación (2020)
Don Rodrigo	Alcalá de Guadaira	Sevilla	174	300	En servicio (2019)
Guillena	Guillena	Sevilla	121	280	En servicio (2020)

Tabla 2. Plantas fotovoltaicas de gran tamaño en funcionamiento en España. Elaboración propia.





En el caso de la eólica, el impacto paisajístico es muy superior por la modificación de un entorno más expuesto y visible por la altitud, con una clara influencia paisajista en algunos emplazamientos, así como por los impactos en las aves. El tamaño de cada máquina y la distancia entre ellas permite mantener el aprovechamiento agrícola, aunque generalmente los emplazamientos eólicos están en zonas menos aptas para el cultivo, al tratarse de monte alto.

Esta proliferación de iniciativas, en la mayoría de los casos sin ningún apego social ni local, a las que la normativa actual no pone ningún elemento de limitación, salvo la necesidad de obtener una declaración de impacto ambiental (DIA), está originando movimientos entorno al lema #Renovables SI, pero así NO, que deben hacernos reflexionar sobre la manera de conseguir los objetivos y, sobre todo, si podremos lograrlos a muy largo plazo, sin contar con el necesario apoyo social, porque se permite un modelo en el que predominan los grandes inversores sin ningún vínculo con el territorio en el que se instalan las plantas.



Marco normativo

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Marco normativo

Directivas Europeas del Paquete de Invierno

Directiva (UE) 2018/2001

El **artículo 2 de la Directiva (UE) 2018/2001** [13] relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables define con claridad al autoconsumidor de energías renovables como un consumidor final que opera en su local situado dentro de un espacio delimitado o, cuando lo permita el Estado miembro, en otros locales, que genera electricidad renovable para su propio consumo y que puede almacenar o vender electricidad renovable autogenerada, siempre y cuando, en el caso de los autoconsumidores de energías renovables que no sean hogares, dichas actividades no constituyan su principal actividad comercial o profesional”.

De la misma manera, **dota de una definición jurídica a las comunidades energéticas en la que se basa en la participación abierta y voluntaria, estando controlada por socios o miembros próximos a los proyectos de energías renovables de los que estén en propiedad.** Recalca la importancia de que los socios pueden ser tanto personas físicas, como pymes o autoridades locales, siendo incluso los propios municipios. Además, destaca que **la finalidad no debe ser las ganancias financieras, sino que su finalidad primordial es dotar de unos beneficios ambientales, económicos y sociales a las zonas donde se sitúe.**

Estas definiciones primarias se consolidan tanto en el **artículo 21**, en el caso de los autoconsumidores, como en el 22 para las comunidades de energía locales. En ellos se destaca que los Estados deben garantizar el derecho a los consumidores a convertirse en autoconsumidores de energías renovables, pudiendo establecerse diferencias entre aquellos que los hacen de manera individual y los que lo realizan de forma colectiva o conjunta. Además, el artículo incide en **eliminar las barreras existentes mediante la creación de un marco facilitador y evaluar el potencial de este en los territorios y en las redes energéticas.** En la misma dirección va el contenido del artículo 22, donde aboga por que los Estados evalúen los obstáculos existentes y el potencial del desarrollo de las comunidades energéticas en sus territorios.

El **artículo 4, sobre sistemas de apoyo a fuentes renovables**, hace referencia a obligación de que el Estado conceda apoyo en los procedimientos de licitación, eximiéndoles, a instalaciones de pequeñas magnitudes. Además, abre la puerta a que pueden establecer mecanismos que garanticen una diversificación en el territorio a



escala regional para la implantación de renovables, garantizando una integración más eficiente. Con ello pretende dar una mayor integración desde un punto de diversificación.

Conjuntamente, **el apartado 3 del Artículo 15** de dicha directiva hace referencia a la necesidad de que los Estados garantizarán que las autoridades competentes creen disposiciones para el despliegue del autoconsumo y de las comunidades energéticas. Esto incluye generar una planificación urbana previa donde se incluyen las redes eléctricas, alentando a la administración a la planificación de la infraestructura que incluya respuestas a las variaciones de la demanda de energía, el autoconsumo y las comunidades energéticas.

Directiva (UE) 2019/944


Por otro lado, la [Directiva \(UE\) 2019/944](#) [14] del mercado interior de la electricidad referencia en su **Artículo 8** a la adopción, en procesos de construcción de instalaciones de generación renovables, de procedimiento con criterios objetivos y no discriminatorios. Entre ellos se encuentra: la protección del medio ambiente, la ordenación del territorio y la elección de los emplazamientos, utilización de suelo público, entre otros. Además, **los Estados deben garantizar la existencia de procedimientos específicos optimizados para la generación a pequeña escala y distribuida, teniendo en cuenta su tamaño limitado y posible impacto.**

En el **Artículo 13** se hace referencia al papel del Estado para garantizar la libertad de los clientes para comprar vender servicios de electricidad, donde se incluye la agregación, y se incide en el derecho de llevarlo a cabo sin el consentimiento de las empresas eléctricas. Además, se refuta el derecho a recibir todos los datos de facturación si el cliente lo solicita. Ello entronca con el **Artículo 15** sobre cliente activo, en el que señala sus derechos para operar directamente o mediante agregación, a vender su electricidad autogenerada, la gestión de estas o participar en programas de flexibilidad, entre otros.

El **Artículo 16** destaca que el Estado podrá disponer de un marco jurídico favorable para que las comunidades energéticas obtengan el derecho a poseer, establecer, adquirir o arrendar las propias redes de distribución eléctricas y gestionarlas con total autonomía. Así mismo, los **Artículos 19 y 24** propone que los Estados miembros garantizarán el despliegue en sus territorios de sistemas de medición inteligentes que contribuirán a la participación activa de los clientes en el mercado de la electricidad.

En este sentido, el [Reglamento \(UE\) 2019/943](#) [15] del Parlamento Europeo y del Consejo, de 5 de junio de 2019, relativo al mercado interior de la electricidad, en su





artículo 55 y el artículo 57 hacen referencia a la necesidad de los Estados de facilitar la integración de los recursos energéticos renovables, la generación distribuida y el almacenamiento energética. Además, reitera facilitar la flexibilidad del lado de la demanda y su respuesta a las variaciones, junto con el acceso a los mercados de los usuarios de las redes de distribución. Destaca también el papel de los gestores de las redes de distribución y de transporte para cooperar mutuamente para lograr un acceso coordinado a recursos de generación distribuida, almacenamiento y gestión de la demanda.

Directiva (UE) 2018/844

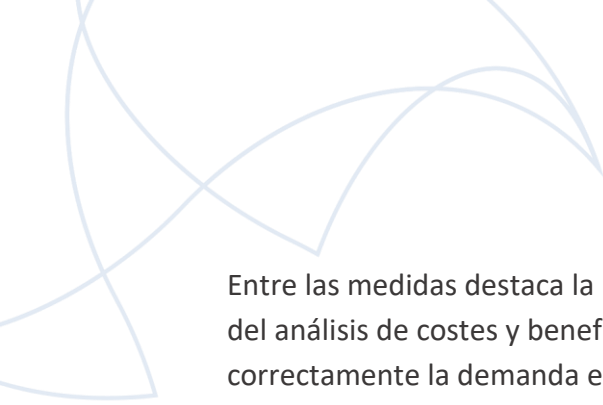
Conjuntamente, la [Directiva \(UE\) 2018/844](#) [16], relativa a la eficiencia energética de los edificios, modifica con su **Artículo 8** la anterior Directiva de 2010, ampliando el concepto de edificio de consumo de energía casi nulo y añade al autoconsumo o generación de energía renovable in situ y la más alta eficiencia energética de los edificios. Conjuntamente establece los requisitos que deberán aplicar los Estados en materia de recarga de vehículos eléctricos en viviendas y edificios nuevos, los que se vayan a rehabilitar, además de en los aparcamientos donde la gente vive y trabaja, junto con las aplicaciones inteligentes para la gestión de la demanda por el propio consumidor o usuario.

Su **Anexo bis 1** se ha desarrollado a través del [Reglamento Delegado \(UE\) 2020/2155](#) que busca desarrollar las capacidades de las aplicaciones inteligentes de los edificios, evaluando y preparándolas para adaptar su funcionamiento a los ocupantes y a la propia red. Con ello pretenden obtener un mayor ahorro energético, flexibilidad y mejorar las capacidades de los dispositivos interconectados e inteligentes. Es decir, aboga por pasar del edificio energéticamente autosuficiente al inteligente e interconectado.

Recomendación (UE) 2021/1749

La nueva [Recomendación \(UE\) 2021/1749](#) [17] del 28 de septiembre de 2021 de la Comisión Europea amplía el concepto de "primero la eficiencia energética" dotando de directrices para los diferentes sectores. Lo primero que analiza es el proceso de toma de decisiones, asociando diferentes medidas para la aplicación del principio, teniendo en cuenta los tipos de responsables y ofreciendo preguntas orientativas para las medidas planteadas. Los responsables políticos y los reguladores desempeñan un papel especial al permitir la aplicación del principio, establecer las normas adecuadas (en la fase inicial) y validar su aplicación.





Entre las medidas destaca la necesidad de definir un objetivo previo, la metodología del análisis de costes y beneficios, la captación y recopilación de información, el prever correctamente la demanda energética, la evaluación de alternativas y la supervisión de las numerosas baterías de acciones que propone. Entre ellas a destacar el análisis de los mercados, la consideración de los beneficios y de la futura demanda de energía, las variaciones de los precios de los combustibles y la energía, entre otros. Es especialmente destacado el papel que les dota a las empresas, las comunidades ciudadanas de energía y los inversores, que son los responsables de las decisiones reales en el mercado. Incide en la necesidad de involucración tanto de los proveedores de energía, los operadores de red y los servicios de gestión por el lado de la demanda.

Marco Estratégico de Energía y Clima

Poniendo el foco en la situación actual de España, el [Reglamento de Gobernanza](#) [18], contenido en el “[Paquete de Invierno](#)” [19], establece el procedimiento de planificación necesario para cumplir los objetivos y metas, así como para garantizar la coherencia, comparabilidad y transparencia de la información presentada por la UE y sus Estados miembros a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). En ese sentido, se demanda a cada Estado miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) así como la Estrategia de Bajas Emisiones a Largo Plazo (2050).

Consecuentemente, y dando continuidad a la planificación y a una seguridad y estabilidad regulatoria, el pasado 21 de enero de 2020 el Consejo de ministros aprobó la [Declaración de Emergencia Climática y Ambiental](#) [20], con la que el Gobierno se comprometió a adoptar **30 líneas de acción prioritarias, cinco de ellas durante los primeros 100 días de gobierno**. Esas cinco líneas están integradas por:

- El [Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética \(PLCCyTE\)](#) [21] que, con diferentes anteproyectos realizados desde 2018, pretende ser el eje regulatorio de una treintena de los puntos contemplados en la declaración. Presentado el borrador al Parlamento el 19 de mayo de 2020.
- El [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 \(PNIEC\)](#) [22] reclamado por la CE, en virtud del Reglamento de Gobernanza, y, cuyo primer borrador, enviado en 2019, fue recibido con gran satisfacción, y que cuenta con una versión actualizada en 2020; y la **Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 (ELP)**, abierta ya a consulta pública, como senda para asegurar el objetivo de neutralidad climática en 2050, iniciándose con los objetivos y medidas recogidos en el PNIEC.
- El [Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático \(PNACC\)](#) [23] aprobado por el Consejo de ministros el pasado día 22 de septiembre, con el objetivo de



invertir y reconfigurar un país menos vulnerable y más adaptado frente a los riesgos generados por el cambio climático.

- La recién creada [Asamblea Ciudadana del Cambio Climático](#) [24] con el fin de reforzar, mejorar e integrar a la ciudadanía en procesos de participación y toma de decisiones en materia de clima y energía. De momento, no se ha llevado a cabo su desarrollo.
- Los [Convenios de Transición Justa](#), aprobados en abril, con objeto de apoyar, acompañar y transformar el modelo industrial, agrario y de servicios, favoreciendo su cambio hacia la sostenibilidad, generando empleo de calidad, potenciando la economía local, la eficiencia y la innovación.

Plan Nacional de Energía y Clima

Aprobada su versión final el 16 de marzo de 2021, **el Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)** identifica los retos y las oportunidades a lo largo de cinco niveles a nivel energético: la descarbonización del sistema económico, la eficiencia energética, la seguridad del suministro, el mercado interior de la energía y una mejora en la innovación y la investigación. Pretendiendo dar las señales regulatorias para dar certidumbre a las inversiones, dota de flexibilidad y gestionabilidad a la transición energética. Entre sus objetivos más destacados se incluye:

- **La reducción del 23% de las GEI para 2030 respecto a los niveles de 1990**, pasando de los 288MtCO₂eq emitidos en dicha fecha a los 222 MtCO₂eq. Los sectores difusos contribuyen en una reducción del 39% y los que están sujetos al comercio de derechos de emisión lo hacen en un 61% respecto a los de 2005.
- Las **renovables alcanzarán en 2030 el 42%** del uso final de la energía, considerando los usos energéticos el transporte, la climatización y la electricidad
- Pretende alcanzar un **74% de generación eléctrica renovable** en 2030 a través de subastas, inversión internacional y planes estratégicos regionales que faciliten la instalación de renovables. Establece que debemos tener instalados para entonces en nuestro territorio 50.333 MW de eólica, 39.181 MW de solar fotovoltaica, 14.609 de hidráulica y 7.303 MW de solar termoeléctrica para cumplir con los objetivos previos.
- El peso de la **electricidad sobre el mix energético para 2030 será del 27%**.
- Alcanzar una **mejora de la eficiencia energética del 39,5%**, lo que se traduciría en un consumo de energía primaria de 98,5 Mtep en 2030. Esto equivaldría a una a una reducción del consumo de energía primaria de un 1,9% anual desde 2017, mejorando la intensidad energética primaria de la economía del 3,5% anual.



Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo (GWh)			
Año	2020	2025	2030
Eólica	60.670	92.926	119.520
Solar fotovoltaica	16.304	39.055	70.491
Solar termoeléctrica	5.608	14.322	23.170
Hidráulica	28.288	28.323	28.351
Almacenamiento	4.594	5.888	11.960
Biogás	813	1.009	1.204
Geotermia	0	94	188
Energías del mar	0	57	113
TOTAL RENOVABLES	116.277	181.674	254.997
Demanda eléctrica final sectores no energéticos	281.219	307.570	346.290
% DE RENOVABLE	41	59	74

Tabla 3. Generación eléctrica bruta del Escenario Objetivo del PNIEC (GWh).

Entre otros objetivos, destaca la rehabilitación energética (envolvente térmica) a lo largo de la década para la rehabilitación de un total de 1.200.000 viviendas, junto con la renovación 300.000 viviendas anuales de instalaciones térmicas de calefacción y ACS.

Ley de Cambio Climático y Transición Energética

Entrando en vigor el 20 de mayo de 2021, la **Ley de Cambio Climático y Transición Energética tiene como objetivo facilitar y dotar de las herramientas jurídicas necesarias para la descarbonización de la economía**, su transición a un modelo circular para racionalizar el consumo de recursos naturales. Conjuntamente, permite aumentar la adaptación a los impactos del cambio climático y la implantación de un modelo de desarrollo sostenible. Los objetivos ligados a la energía son similares a los del PNIEC en 2030, por los que destacamos otros como:

- **Antes de 2050** y en todo caso, en el más corto plazo posible, alcanzar la neutralidad climática para dar cumplimiento a los compromisos internacionalmente adquiridos.
- **Revisión al alza en 2023** de los objetivos de reducción de emisiones de GEI y de penetración de energía renovable en el consumo de energía final para 2030. Los vigentes en la actualidad son similares a los del PNIEC.

En cuanto a los artículos más destacables respecto a energía, destaca el **Artículo 9** donde “no se otorgarán en el territorio nacional, incluido el mar territorial, la zona económica exclusiva y la plataforma continental, nuevas autorizaciones de exploración, permisos de investigación de hidrocarburos o concesiones de explotación”.



Respecto a la movilidad eléctrica, el **Artículo 14** *“para que los turismos y vehículos comerciales ligeros nuevos, excluidos los matriculados como vehículos históricos, no destinados a usos comerciales, reduzcan paulatinamente sus emisiones, de modo que no más tarde del año 2040 sean vehículos con emisiones de 0 g CO₂/km de conformidad con lo establecido por la normativa comunitaria.”* Además, los municipios de más de 50.000 habitantes y los territorios insulares adoptarán antes de 2023 planes de movilidad urbana sostenible y el establecimiento de zonas de bajas emisiones antes de 2023.

Son las más relevantes, pero van acompañadas por un gran número de medidas de actuación a futuro, donde destaca una revisión de la fiscalidad verde, una mejora del transporte ferroviario, la electrificación de puertos para la recarga en buques eléctricos, desinversión en productos de origen fósil, etc.

De manera complementaria, la **Estrategia de Descarbonización a 2050** trata de *“articular una respuesta coherente e integrada frente a la crisis climática, que aproveche las oportunidades para la modernización y competitividad de nuestra economía y sea socialmente justa e inclusiva. Se trata de una hoja de ruta para avanzar hacia la neutralidad climática en el horizonte 2050, con hitos intermedios en 2030 y 2040”* (MITECO, 2020, p. 5).

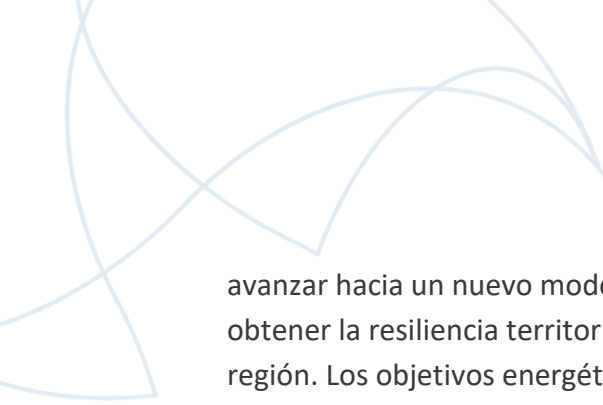
Finalmente, el **Borrador de la Estrategia de Transición Justa** *“incluye los instrumentos necesarios para optimizar las oportunidades de empleo de la transición a través de marcos de formación profesional, políticas activas de empleo, medidas de apoyo y acompañamiento -con especial atención a sectores estratégicos-, y planes de reactivación de los territorios que puedan verse afectados por este proceso para que nadie quede atrás. Además, se incluyen instrumentos de reducción de la desigualdad y apoyo a los consumidores, en particular los vulnerables”* (ibid., p. 2).

Estrategias de descarbonización y criterios para la instalación de energías renovables de las Comunidades Autónomas

A nivel regional, el esfuerzo regulatorio y de planificación de la transición energética ha sido asimétrico en función del territorio dado los diferentes factores que caracterizan a cada región en España. Sus sucesivas y asimétricas presentaciones públicas, no permite realizar una comparativa a gran escala, ya que las características de cada territorio son dispares y habría que realizar un análisis exhaustivo de cada una.

Entre los más destacados y con una planificación energética pública de acceso directo se encuentra la [Estrategia Valenciana de Cambio Climático y Energía](#) [25], que busca





avanzar hacia un nuevo modelo socioeconómico que minimice las emisiones de GEI y obtener la resiliencia territorial a la par que mejora y aumenta la economía de la región. Los objetivos energéticos de la Comunidad Valenciana para 2030 se adaptan a los establecidos en las Directivas Europeas:

- Aumento de la eficiencia energética de al menos el 32,5 % para 2030.
- Cuota de energía procedente de fuentes renovables de al menos el 32 % del consumo final bruto de energía de la UE en 2030.


Las principales características e hipótesis del escenario que modelaron para el Horizonte 2030, tanto en lo que se refiere a generación eléctrica como a consumo de energía térmica implica una elevada electrificación del sector transporte (vehículo eléctrico) y del doméstico que aumenta el porcentaje de participación de la energía eléctrica en el consumo global de energía final. Además, un incremento interanual consumo energía final total (2020 – 2030) del 1,2% y del consumo energía eléctrica (2020 – 2030) del 2,5%.

Respecto al incremento de energías renovables para la eólica prevén disponer de una potencia instalada de 4.500 MW, incluyendo posibles parques off-shore, lo que supondría multiplicar por 3,5 la participación respecto a la situación actual. En el caso de la energía solar fotovoltaica buscan obtener una potencia instalada próxima a los 2.500 MW, lo que supondría multiplicar por 20 la situación actual. Con la publicación del Real Decreto-Ley 15/2018, las perspectivas de incremento de esta tecnología en todos los ámbitos de consumo podrían ser mejores, ya que este RDL elimina barreras importantes al desarrollo de esta tecnología. Así mismo, la Comunidad Valenciana mediante el Decreto Ley 14/2020, de 7 de agosto, estableció zonas compatibles, compatibles condicionadas y no compatibles para la implantación de energía fotovoltaica contando con cartografía específica.

Además, valoran un incremento muy significativo del consumo de biomasa y biogás, y penetración en el sector doméstico de la aerotermia, pasando a un consumo de renovables térmicas de 1.350 ktep, lo que supone triplicar el actual. Este considerable incremento, supondría la instalación de en torno a 300.000 m² de paneles de energía solar térmica, lo cual supone duplicar la situación actual, triplicar las instalaciones térmicas de biomasa y biogás para lo que se estima que se necesitaría instalar más de 300 calderas industriales de gran potencia y por encima de 35.000 calderas en el sector servicios y domésticos.

Si analizamos las **exigencias ambientales de los planes energéticos de algunas comunidades**, observamos una carestía y algún tímido intento por delimitar una





zonificación con criterios exclusivos para grandes plantas. En el caso de la energía fotovoltaica, las Comunidades Autónomas de Canarias e Islas Baleares tienen cartografía de condicionantes para la implantación de energía en general, aunque en su normativa hace pequeñas puntualizaciones diferenciando energía eólica y fotovoltaica

En lo que se refiere a la España peninsular, Cataluña con el Decreto Ley 16/2019, de 26 de noviembre establecen unas zonas de exclusión para la implantación de dicha energía, indicando únicamente criterios y directrices de implantación sin que exista una cartografía aplicable y específica. El País Vasco, en la Estrategia Energética de Euskadi 2030, expone una batería de recomendaciones y consideraciones ambientales para la protección del medio ambiente.

Por último, la Comunidad Autónoma de La Rioja, en su escrito emitido con fecha 8 de febrero de 2019 indica aquellas zonas que consideran desde la Dirección General de Medio Natural de la Consejería de Agricultura, Ganadería y Medio Ambiente del Gobierno de La Rioja como áreas de carácter excluyente para la instalación de energía fotovoltaica, así como la ubicación de las capas necesarias que se encuentran dentro de la Infraestructura de Datos Espaciales del Gobierno de La Rioja (IDERioja).

Un caso interesante es el de la Comunidad Foral de Navarra al sentar precedente, la cual tiene ya su [Plan Energético para Navarra con el Horizonte de 2030](#) [26], pero que a través de la [Orden Foral 64/2006](#), de 24 de febrero, pretendía regular los criterios y las condiciones ambientales y urbanísticas para la implantación de instalaciones para aprovechar la energía solar en suelo no urbanizable, se determina en su artículo 3.1 aquellos emplazamientos que, por sus características, no son aptos para ubicar instalaciones fotovoltaicas:

1. *No podrán ubicarse instalaciones solares en los siguientes lugares:*
 - *Suelo no urbanizable de protección, subcategorías suelos de valor ambiental y paisajístico declarados por el planeamiento urbanístico, de acuerdo con lo establecido en la Ley Foral 35/20022, sin perjuicio de lo establecido en la disposición transitoria.*
 - *Espacios naturales protegidos, con excepción de los Parques Naturales. En estos últimos podrían instalarse cuando la Dirección General de Medio Ambiente considere suficientes las medias previstas para proteger los valores ambientales.*
 - *Suelos de alto valor natural para el cultivo.*
 - *Vías pecuarias, Camino de Santiago, yacimientos arqueológicos y demás terrenos de valor cultural, e infraestructuras de interés general existentes o previstas.*



– Podrán instalarse en los Lugares de Interés Comunitario designados al amparo de la Directiva 92/43/CEE, siempre que se adopten garantías que la Dirección General de Medio Ambiente considere suficientes para proteger los valores ambientales.

– No podrán ubicarse en áreas cuya vegetación incluya zonas de hábitats prioritarios y de interés según la Directiva 92/43/CEE de alto valor para la conservación, y enclaves con flora protegida incluida en el Catálogo de Flora Amenazada de Navarra, o bien en otros documentos análogos de protección.[...]

Zonificación ambiental del MITERD

Atendiendo parcialmente a la demanda territorial, el 11 de diciembre de 2020 el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico publicó una [herramienta de mapeado de zonificación ambiental](#) [27] con el objetivo de ayudar a la identificación de las áreas del territorio que presentan una mayor o menor sensibilidad para la implantación de proyectos eólicos terrestres y fotovoltaicos de energías renovables.

Sin carácter de obligatoriedad en el cumplimiento de las áreas con mayores o menores condicionantes ambientales, busca facilitar a los agentes implicados la toma de decisiones, así como la participación pública en las fases iniciales de los procesos administrativos. En consecuencia, pretende garantizar la aplicación de los principios de precaución y acción cautelar y preventiva sobre los impactos en el medio ambiente durante la tramitación de las evaluaciones de impacto ambiental.

Con una carestía de factores sociales y económicos de la superficie mapeada, los indicadores seleccionados son específicos de factores medio ambientales que valoran como representativos. Entre ellos se encuentran: núcleos urbanos, masas de agua, planes de recuperación de especies y de conservación, Red Natura 2000, humedales RAMSAR, visibilidad del paisaje y vías pecuarias, entre otros.



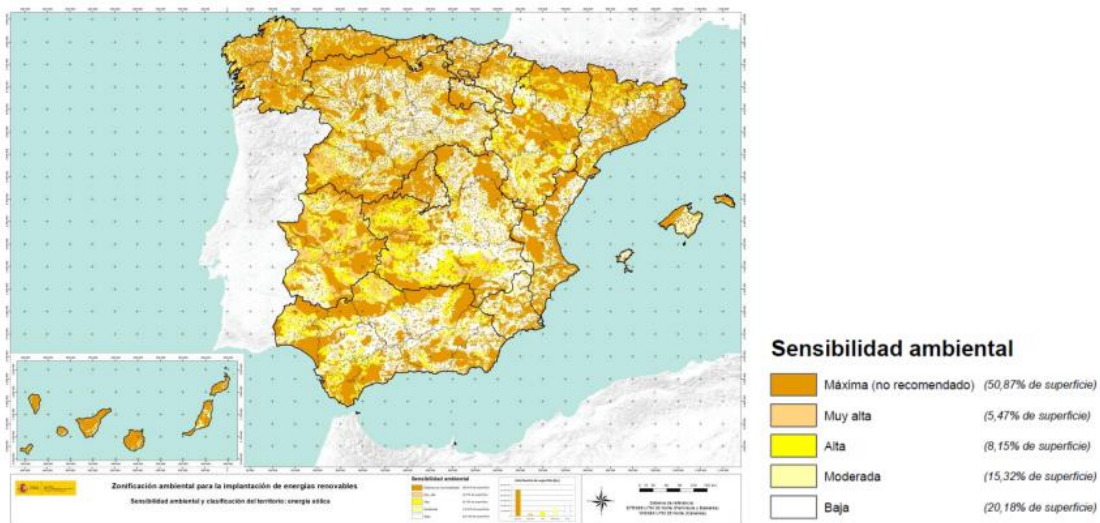


Figura 7. Mapa de zonificación ambiental con los rangos de sensibilidad para la fotovoltaica.

Fuente: MITERD.

Mediante la agregación ponderada de los diferentes indicadores se obtiene un índice de sensibilidad ambiental (ISA) que busca obtener una tasa de representatividad elevada de la sensibilidad ambiental para la implantación de proyectos. Al final, se obtiene una capa ráster para cada tipo de energía con un índice para cada píxel (25x25m) en un punto concreto del territorio.



Horizonte 2030

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Horizonte 2030

Informe IPCC

El [sexto informe](#) [28] del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) está centrado en la parte física y climática, ha sido elaborado durante tres años por 234 científicos de renombre de 66 países. Este documento se sustenta en más de 15.000 referencias académicas. Su conclusión primaria es que **no hay ni un solo rincón poblado del planeta que se haya librado del impacto del calentamiento global**, el deshielo, el aumento del nivel del mar o el azote de los fenómenos meteorológicos extremos.

La concentración de estos gases sigue en aumento desde 2011. La emisión de esos gases ha sido el principal impulsor del calentamiento global. Este factor, por sí solo, ha contribuido al calentamiento global entre uno y dos grados. Además, cada una de las últimas cuatro décadas ha sido más cálida que cualquier década anterior desde 1850. En los últimos 20 años, la temperatura global de la superficie ha sido casi un grado más alto que entre 1850 y 1900. En total, se estima que la temperatura media en el planeta ha aumentado hasta 1,2 grados centígrados respecto a la era preindustrial.

En 2019, las concentraciones de CO₂ atmosférico fueron más altas que en cualquier otro momento de los últimos 2 millones de años y las concentraciones de CH₄ y N₂O fueron más altas que en los últimos 800.000 años. El calentamiento global en los últimos 50 años ha aumentado más rápido que cualquier otro momento de los últimos 2.000 años. Las temperaturas registradas durante esta última década superan las estimadas para el último periodo cálido del planeta, hace 65.000 años.

El informe es una llamada a la acción. Los expertos urgen a "aplicar medidas inmediatas, contundentes y a gran escala para reducir la emisión de gases de efecto invernadero". Solo así podremos contener el avance de esta crisis climática global, siendo necesario aplicar la máxima ambición en las políticas actuales.

Objetivos descarbonización en los Estados de la UE

Fit for 55

Avanzando en su ambición climática, la CE presentó, el 11 de diciembre de 2019, un [Green New Deal](#) [29], un nuevo Pacto Verde Europeo para alcanzar la neutralidad climática y reactivar la economía desde una perspectiva que relegue los combustibles fósiles. Conjuntamente, apuesta por el progreso desde la acción y la creación de valor



social y no desde las políticas de austeridad utilizadas, de forma generalizada, para intentar salir de la crisis económica de la última década.

Para darle un nuevo impulso de sostenibilidad tras la pandemia de la COVID 19, la CE **elevó en 2021 su objetivo de reducción de emisiones de GEI en un 55% para 2030** y en julio aprobó su nuevo paquete legislativo “Fit for 55”. En él se encuentran nuevas herramientas regulatorias y jurídicas para avanzar en el alcance de los objetivos establecidos, donde destacan por su relevancia, repercusión e innovación:

- Aumentar al 40% de renovables sobre el consumo final bruto de energía de la UE en 2030 desde el 32% previo.
- Se rebajará el límite global de emisión en el **Sistema de Comercio de los Derechos de Emisión** (ETS, por sus siglas en inglés) y aumentar el ritmo de reducción anual. Además, se hará una eliminación gradual de los derechos de emisión de la aviación, hasta ahora gratuitos, y se incluye, por primera vez, al transporte marítimo en el ETS. Así mismo, se establece un nuevo sistema de derechos de emisiones independiente para el transporte por carretera y el consumo energético de los edificios.
- Un aumento en la cuantía de financiera de los **Fondos de Innovación y Modernización**. Para obtener recursos para los gastos climáticos, los Estados de la UE destinarán la totalidad de sus ingresos por los ETS a proyectos y políticas relacionados con el clima y la energía.
- La Directiva de Energías Renovables **eleva el objetivo de producir el 40% de nuestra energía a partir de fuentes renovables para 2030**. Todos los Estados miembros contribuirán a este objetivo, y se proponen objetivos específicos para el uso de energías renovables en el transporte, la calefacción y la refrigeración, los edificios y la industria.
- La **Directiva de Eficiencia Energética establecerá un objetivo anual vinculante más ambicioso, por definir**, para reducir el uso de la energía a nivel de la UE. En esta línea, el sector público deberá renovar el 3% de sus edificios cada año para impulsar la ola de renovación, crear puestos de trabajo y reducir el uso de energía y los costes para el contribuyente.
- Nuevas exigencias de que las emisiones medias de los coches nuevos se reduzcan un 55% a partir de 2030 y un 100% a partir de 2035 en comparación con los niveles de 2021. Como resultado, **todos los coches nuevos matriculados a partir de 2035 serán de emisiones cero**. Además, el Reglamento revisado sobre la infraestructura de los combustibles alternativos exigirá a los Estados que instalen puntos de carga y repostaje a intervalos



regulares en las principales carreteras: cada 60 kilómetros para la carga eléctrica y cada 150 kilómetros para el repostaje de hidrógeno.

- Una **revisión de la Directiva sobre fiscalidad de la energía propone alinear la fiscalidad de los productos energéticos** con las políticas energéticas y climáticas de la UE, fomentando las tecnologías limpias y eliminando exenciones obsoletas y tipos reducidos que actualmente fomentan el uso de combustibles fósiles.
- Nuevo **Mecanismo de Ajuste en la Frontera del Carbono** pondrá un precio al carbono en las importaciones de una selección específica de productos para garantizar que la ambiciosa acción climática en Europa no dé lugar a una "fuga de carbono".

Objetivos nacionales en la UE

Ante este impulso de la Comisión Europea, el problema es que su incremento de objetivos no se ajusta al resto de objetivos de los Estados miembros, por lo que deben sufrir una futura modificación al alza en múltiples revisiones urgentes. La mayoría de los países están designados como países del Anexo II por la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), lo que significa que son países desarrollados.

La aplicación de los principios de equidad implica que todos los países del Anexo II deben proporcionar apoyo a los esfuerzos de reducción de emisiones de los países en desarrollo, más allá de su rentabilidad; es decir, deben ser climáticamente neutros antes de 2050 al tener una mayor capacidad de descarbonización. Entre los objetivos climáticos europeos, se destacan los siguientes:

- **Francia:** plantea un objetivo de reducción de emisiones del 40% a 2030 respecto a los niveles de 1990.
- **Alemania:** Para 2030, se han propuesto reducir sus emisiones un 65% en comparación a los niveles de 1990, lo que supone 10 puntos más de lo fijado hasta ahora. Y para 2040, un 88%. Además, han decidido adelantar cinco años, a 2045, la llamada neutralidad climática.
- **Italia:** A principios de 2021, el ministro italiano de Transición Ecológica indicó que Italia de que Italia establecería un objetivo de reducción de emisiones del 60% para 2030 aún no se ha traducido en un compromiso concreto.
- **Polonia:** La intención declarada por Polonia de seguir quemando carbón hasta bien entrada la década de 2040 dista mucho de ajustarse con el objetivo de temperatura a largo plazo de 1,5°C del Acuerdo de París.



- **Portugal:** La eliminación del carbón del sector eléctrico en 2023 y el objetivo de generación renovable en 2030 del 80% son medidas políticas encomiables adoptadas por Portugal, pero se proyecta una dependencia continua del gas natural en su sector energético. Abandonarán la producción a partir del gas natural para el 2040.
- **Reino Unido:** Amplió el objetivo de reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 78% para 2035 en comparación con los niveles de 1990. Se trata del objetivo más ambicioso del mundo. La anterior meta fijaba una reducción del 80% para 2050, es decir, 15 años más tarde.

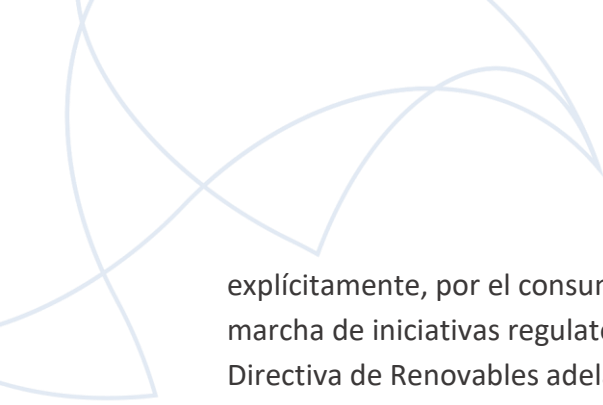
Aumentar los objetivos de España para 2030

A nivel nacional, el objetivo de reducción del nivel emisiones de GEI del 23% para 2030 respecto a 1990, planteado en la última versión del PNIEC y de la LCCyTE vigente, es ya insuficiente e incoherente a largo plazo con el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050, y con el agravante de que se ve reducido a un 20%. De manera similar, el objetivo planteado en el PNIEC del 42% de penetración de energías renovables respecto al consumo de energía final, desciende a un 35% y el del 74% de generación eléctrica con renovables al 70%. La apuesta por la generación de electricidad con renovables no se ve reflejada en la estructura de la demanda final de energía, en la que el peso de la electricidad sigue siendo incomprensiblemente bajo, pese a ser un vector sin emisiones en destino, lo que significa que no se apuesta por considerar la calidad del aire de las ciudades como elemento base de la lucha contra el cambio climático.

Para contribuir decisivamente a la reducción de emisiones es necesario actuar sobre la demanda con una electrificación generalizada, no solo como la única vía para la mejora de la eficiencia, la incorporación de las energías renovables y la reducción de emisiones, sino como el escenario básico en el que el consumidor debe asumir sus derechos y obligaciones para lograr el cambio de modelo y, por lo tanto, debe formar parte como objetivo vinculante de nuestra política energética y de las medidas a considerar, tanto en la LCCyTE como en el PNIEC, en la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo 2050 y en el ERESEE. La oportunidad de que nos brinda los fondos Next Generation EU, de un total de 140.000 millones, para acelerar es histórica.

En este sentido, proponemos como objetivo un 50% de electrificación de la demanda energética para 2030 y un 80% para 2050. Los niveles de electrificación establecidos en el PNIEC para 2030, 27% frente a un origen del 24%, aunque la realidad de 2019 fue del 22%, invalidan la consecución de los objetivos energéticos hoy en día y son referencia del exiguo objetivo de reducción de emisiones. La LCCyTE debe apostar,





explícitamente, por el consumo responsable como obligación y por la puesta en marcha de iniciativas regulatorias para que el consumidor tenga los derechos que la Directiva de Renovables adelantaba hace ya años: comprar, vender, generar y almacenar energía eléctrica.

En noviembre de 2021, se ha abierto a consulta pública el [borrador de la Hoja de Ruta del Autoconsumo](#). En su contenido, y sin ser definitivo, además de una serie de herramientas de implementación, se incluye un objetivo a 2030 de 9 GW de todas las modalidades de autoconsumo (incluyendo las comunidades energéticas), sectorizando 5,8 GW para comercial, 2 GW para residencial y 1,1 GW para industrial. Además, diseña un escenario de alta penetración con un total de 14 GW: 7,7 GW en comercial, 4,7 GW en residencial y 1,6 GW en industrial.

En definitiva, se debe impulsar y revisar la legislación actual para incorporar una estrategia de movilidad y climatización cero emisiones, avanzando en la digitalización de los edificios que repercuta en una mejora de la eficiencia energética. **Urge crear una nueva regulación, o revisar la ya existente, que se base en el desarrollo de los recursos energéticos distribuidos (DER)** de las actuales y vigentes Directivas Europeas, así como la adaptación al nuevo Fit for 55. Todo ello permitiría obtener una transición energética que pase de un modelo centralizado a otro descentralizado y distribuida, abriendo la competencia a millones de consumidores y convertir cada centro de consumo en uno de generación.

El objetivo de este proyecto es aportar un primer análisis del potencial de los recursos distribuidos de energía renovable eólica y solar de cara a la revisión de la regulación y el estado de la capacidad de evacuación de los diferentes nudos de la red de transporte. Conjuntamente, se plantean objetivos de instalación de potencia y criterios de gestión de la planificación y ordenación del territorio.



Líneas de actuación

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Líneas de actuación en cuanto a la aceptación social

Bajo los criterios que se exponen a continuación, **todos los proyectos renovables a gran escala, incluidos los que están en tramitación en la actualidad, deben ser reevaluados bajo los parámetros definidos de ordenación y con la nueva zonificación socioeconómica a escala local.** Esta consideración debe **imperar en el diseño de las sucesivas subastas**, incluso en las previstas para finales de 2021, de potencia renovable incluyendo en los criterios de aceptación de las ofertas y de su posterior asignación, la zonificación y los parámetros de ordenación del territorio a establecer en cada una de las adjudicaciones.

Con estas premisas, para el despliegue de las renovables se deberían establecer y fijar algunos **parámetros que cumplir**:

1. La priorización de alternativas de generación distribuida

Establecimiento de criterios de jerarquía en el desarrollo de las renovables

Si pensáramos en un desarrollo y una planificación previa, desde el punto de vista de maximización de la energía evacuable, un mayor aprovechamiento de las infraestructuras eléctricas y una mayor involucración activa de los consumidores, nos encontraríamos con que el modelo sería una pirámide invertida, en la que, de forma jerarquizada, deberíamos apostar primero por el autoconsumo, tanto individual como colectivo o de proximidad, favoreciendo las comunidades energéticas y la puesta en marcha de iniciativas de tamaño más reducido, con mayor integración y menor afección en el territorio.



Figura 8. Esquema óptimo del desarrollo de las renovables, en general, y de la fotovoltaica, en particular. Elaboración propia.



Las iniciativas de hibridación entre fuentes, principalmente eólica y fotovoltaica, abren una nueva línea de trabajo porque permiten complementar la disponibilidad de recurso entre ambas fuentes (la eólica es más de invierno y con ligero predominio nocturno y la fotovoltaica es diurna y más de verano).

De hecho, si analizáramos un desarrollo basado en un objetivo del 10% de la demanda de electricidad cubierta por instalaciones de autoconsumo, 15.000 MW, y la hibridación de la eólica a un 30%, cubriríamos los objetivos fotovoltaicos en potencia fijados en el PNIEC para 2030. Unos objetivos que de por sí ya eran insuficientes para acelerar la transición energética. Esta simple ecuación se obtiene incluso sin considerar el autoconsumo de proximidad, la generación distribuida y las plantas centralizadas.

Como se ha mencionado, la escasez de capacidad de **evacuación debe hacernos reflexionar sobre que esta debe ser aprovechada al máximo**, apostando por iniciativas con mayor factor de capacidad, hibridando diferentes tecnologías de aprovechamiento renovable.

Propuestas:

- La **apuesta por el autoconsumo** debe garantizar que ningún proyecto se quede sin desarrollar o se retrase su ejecución por tener que pedir acceso, por lo que es necesario:
 - Reservar, al menos, una capacidad de evacuación para la misma potencia que tiene el municipio (o municipios) donde se va a instalar, para asegurar que si se quiere cubrir esa demanda con autoconsumo individual o compartido se pueda usar esa capacidad reservada.
 - La exención de petición de acceso y conexión para instalaciones cuya potencia a instalar sea inferior a la contratada. De hecho, hoy día hay que pedirlo para una instalación de autoconsumo que supere los 15 kW, aunque la potencia a instalar sea inferior que la disponible y contratada como consumidor.
- **El Estado debe garantizar que la red y los nudos de media tensión tengan capacidad de evacuación para todos los proyectos de generación distribuida que se quieran conectar (menores de 5 MW).** Analizando los datos que se han hecho públicos el 1 de julio, nos encontramos la problemática de que ya hay reserva en los nudos de media tensión para grandes plantas con la intención posterior de subir a alta tensión, algo que debe evitarse a toda costa.



Es necesario crear un cupo de reserva obligatoria de potencia para este tipo de iniciativas (autoconsumo, generación distribuida y comunidades energéticas) en la planificación energética, en la capacidad de los nudos de acceso a la red y en la convocatoria de subastas que se produzcan anualmente. Al menos el 20% de la energía de la subasta debería destinarse a proyectos ciudadanos por implicar una menor alteración del territorio.

- **Maximizar la energía que se pueda inyectar.** Si no perseguimos este objetivo se puede llegar a infravalorar las posibilidades y a sobredimensionar las infraestructuras y, por lo tanto, a generar un mayor impacto negativo en todos los sentidos.

Hay que apostar por la **hibridación de instalaciones renovables** que, a tenor de la potencia ya instalada, debería priorizar las instalaciones eólicas ya existentes con nueva fotovoltaica, con la DIA correspondiente y siguiendo todos los criterios propuestos. Con ello, priorizaríamos el uso del suelo ya modificado, las instalaciones y vías de acceso, generando empleo en un municipio que ya ha recibido el beneficio de las renovables, lo que podría llegar a reforzar el apoyo a estas tecnologías.

Somos conscientes de que esta medida redundará en el mantenimiento de la actual concentración de la propiedad de parques eólicos, pero también supone, por el tamaño medio de los parques en funcionamiento, la incorporación de parques más reducidos que los promocionados actualmente.

- **Dar prioridad a la repotenciación,** incluso analizando la posibilidad de hibridación con fotovoltaica de los parques eólicos. En cualquier caso, se deben extremar las precauciones y realizar los estudios de impacto pertinentes, especialmente cuando las repotenciones pueden suponer nuevas intervenciones agresivas en el territorio.
- Las subastas que convoque el MTERD, deben incluir criterios de condicionalidad que aseguren el **menor impacto posible sobre la biodiversidad y las poblaciones.**
- **Creación de una línea específica,** dentro de los Fondos Next Generation EU, **para los principales proyectos de generación distribuida** (comunidades energéticas locales, autoconsumo a nivel de barrios, etc.) para asegurar su correcta y transparente financiación a lo largo del periodo de ejecución de la partida económica (julio 2021-2026).
- **Promover de forma efectiva el establecimiento de rebajas fiscales** en el IBI (50% de deducción durante 5 años), ICIO, en el IRPF y en el



Impuesto de Sociedades para aquellas personas físicas y jurídicas que inviertan en instalaciones de autoconsumo propias.

2. Regulación medioambiental y social de elegibilidad

El PNIEC prevé para el año 2030 una potencia instalada de 50 GW de energía eólica, 39 GW de solar fotovoltaica y 5 GW de termosolar, con los proyectos en tramitación de los permisos de acceso en REE. A 31 de diciembre de 2020 había 130,4 GW de potencia eólica y fotovoltaica con los derechos de acceso y conexión a la red concedidos, más otros 45,3 GW en tramitación, es decir, un total de 175,7 GW, lo que significa que el volumen de potencia eólica y solar excede claramente lo recogido en el PNIEC.

Además, **no existen criterios de ordenación vinculantes** que indiquen cuáles son las áreas más propicias, por un menor desgaste ambiental, para la instalación de dicha potencia renovable.

Propuestas:

- Esta situación se solventa con una adecuada **zonificación socioeconómica y ambiental vinculante y obligatoria y con el ordenamiento de las distintas áreas**, estableciendo, por fin, las reglas de juego con las que deben desarrollarse las iniciativas. Además, respecto a las zonificaciones ya creadas, es necesario su **obligatorio cumplimiento en sentido estricto**, puesto que, en muchos casos, no se aplican con carácter vinculante.
- **Adecuar** los objetivos del PNIEC a las exigencias climáticas y a la disponibilidad de nueva energía renovable, que los hechos han demostrado debe ser muy superior a la inicialmente considerada en la planificación.
- Es necesario revisar el PNIEC, antes de enero de 2022, para incluir **una cláusula adicional con contenido específico de ordenación del territorio** para evitar lo que está sucediendo actualmente. Esta cláusula deberá contener una **sectorización de la potencia a instalar, con una zonificación económica vinculante** y un análisis de los impactos en el territorio, entre otras medidas propuestas en este texto. Debemos tener en cuenta que la planificación energética de un sistema basado en renovables no es como la de un sistema convencional, que planifica la generación únicamente de manera indicativa y agregada, sino que intrínsecamente necesita una planificación territorial de cuáles son los espacios necesarios y disponibles para cumplir los objetivos.



- Complementariamente al punto anterior, cada Comunidad Autónoma debe **rediseñar y crear una nueva planificación energética territorializada que incluya la zonificación socioeconómica a escala local (para cada término municipal), para que la gestión de los nudos de la red eléctrica se realice en función de la demanda de energía** existente y prevista en cada área, priorizando la gestión de la demanda. La propuesta es crear la base de la redacción para noviembre para luego, durante el proceso de edición, **crear un proceso de participación pública** (de 3 meses de duración) y **estar aprobado para finales de marzo de 2023**. Esto permitiría dejar de ubicar los nuevos proyectos e instalaciones (priorizando la generación distribuida) en función de la oferta, adecuándolos para que se instalen en función de las áreas que tienen una mayor demanda energética para evitar la instalación de grandes plantas en zonas alejadas de los mayores centros de consumo.
- **Modificación de la DIA.** Es necesario que los estudios de impacto sean sinérgicos, acumulativos y consideren la totalidad del desarrollo de un área delimitada previamente y no proyecto a proyecto, de manera que:
 - Los proyectos podrán considerarse no aptos en función de la nueva información ambiental, conseguida con posterioridad a la implantación, de la zonificación socioeconómica y ambiental vinculante.
 - Esta DIA debe considerar los proyectos ya existentes y disponer de la información de los que están en tramitación de forma más avanzada.
 - La DIA debe, en cualquier caso, evaluar los proyectos en cuanto a su estricto cumplimiento, como inversión ambientalmente sostenible dentro del [Reglamento Comunitario 852/2020](#) que *“establece los criterios para determinar si una actividad económica se considera medioambientalmente sostenible a efectos de fijar el grado de sostenibilidad medioambiental de una inversión”*.
- **Exclusión** de todos los Espacios Naturales Protegidos, de las áreas críticas de especies en peligro de extinción y de la Red Natura 2000 (Zonas Especiales de Conservación ZEC, Zonas de Especial Protección para las Aves ZEPA y Lugares de Interés Comunitario LIC) para la instalación de renovables.
- **Fijar enero de 2022** como fecha límite para que las Comunidades Autónomas, que todavía no lo han elaborado (también se deben actualizar los creados), **presenten y desarrollen su planificación**



energética a 2030, con una ordenación sectorial de las instalaciones de renovables en su territorio. Deben tener en cuenta la zonificación socioeconómica y ambiental para excluir y denegar los proyectos en las áreas más sensibles a los impactos. Se recomienda, también, involucrar a las administraciones locales en ese proceso de zonificación.

- Controlar, desde la Administración Central, **la simplificación administrativa en materia medioambiental** a escala regional y local, aplicando, si se observa este fenómeno (típico en tiempos de crisis económica), un aumento en la exigencia de la calidad, duración e intensidad de los trabajos de campo de las DIA.
- **Crear campañas de aceptación y difusión de los beneficios de las renovables para la sociedad.**

3. Limitación al desarrollo y líneas rojas

Utilización de SAU

Entendemos, como hemos expuesto, las ventajas del desarrollo de la fotovoltaica en terreno de labor, pero las consecuencias socioeconómicas sobre la zona suponen, al margen de la pérdida de capacidad agrícola y de la paulatina merma de la identidad laboral de la comarca implicada, la pérdida de la manera histórica de ganarse la vida de muchas generaciones que, disponiendo de menor propiedad, desarrollan labores puntuales en terrenos de terceros, trabajo que necesitan para amortizar equipos propios.

Es práctica habitual buscar la ejecución en fincas de gran tamaño, que en muchos casos sirven como fuente de contratación de labores específicas, lo que implica ampliar todavía más la brecha económica existente en el medio rural. **Las tierras que salen del circuito agrario no vuelven a ser productivas y el sentido de pertenencia se pierde.**

Propuestas:

- **Regulación estricta y limitante** a nivel nacional (a través del PNIEC) y comarcal que impida la retirada de terreno fértil para la implantación de plantas de generación, permitiendo una utilización máxima de terreno para cada central de **no más del 30% de la superficie SAU**, fomentando el aprovechamiento de tierras no fértiles.



- Desde la administración autonómica o local **se fomentará la definición y ordenación de los cultivos estratégicos para la economía local** que no pueden ser reconvertidos para la implantación de plantas de generación de electricidad con renovables.
- **Priorizar el uso de suelo degradado** para primar los proyectos en estas localizaciones, como suelo urbano o industrial consolidado, suelo urbanizable (urbano o industrial), zonas de suelo rústico o no urbanizable afectadas por actividades mineras y extractivas, vertederos u otros usos intensivos del terreno o zonas de suelo rústico o no urbanizable. Las Comunidades Autónomas deberán mapear para identificar aquellas áreas de suelo degradado que deben tener una mayor prioridad para acoger instalaciones, frente a otros emplazamientos más vulnerables.
- **Proteger e impedir a nivel legislativo las instalaciones en vías pecuarias o de trashumancia**, al ser instalaciones valladas que impiden el paso del ganado o de las personas. Las vías pecuarias ofrecen una serie de valores ecológicos y naturales, suponen un potencial como sumideros de carbono, tienen un importante valor paisajístico, forman parte del patrimonio cultural y etnográfico y, hoy, también tienen un uso recreativo para senderismo y otras actividades en la naturaleza que son fundamentales para mantener la interrelación con el medio rural.
- **Revisión de la legislación ambiental respecto a las superficies agrícolas y ganaderos**. En comparativa con la restrictiva legislación forestal, estos últimos poseen una legislación mucho más laxa, que se debe potenciar mejorando la defensa jurídica de este tipo de superficies, estableciendo diferentes niveles de regulación y protección legal para que los suelos más degradados o poco fértiles sean los idóneos para las instalaciones de renovables.
- **Estudios de la matriz productiva agraria para los promotores**. Existe una preocupación por la matriz agrícola productiva, debido a que las hectáreas que no se ocupen por las instalaciones pierden eficacia de producción y tienden a ser inviables y perder rentabilidad. Hay que analizar el conjunto de la matriz productiva del área ocupada por la instalación, estableciendo medidas compensatorias, para evitar externalidades negativas que afecten a la matriz agrícola productiva y que hagan que esta sea inviable y el productor tienda a abandonarlas.



Concentración de promotores

Las renovables, al ser distribuidas, son de todos y todas y no podemos basarnos en un **modelo energético que las convierte en un producto financiero** cuyo único interés es la generación de rédito económico y financiero para **el inversor o participante en cada etapa de desarrollo**.

Propuestas:

- **Establecer límites en los diferentes nudos** para que un mismo promotor no pueda obtener autorización administrativa mayoritaria de la capacidad disponible, considerando, en este caso, que ejerzan el control sobre las sociedades vehículo de la inversión.
- En los nudos que sean propiedad de una distribuidora perteneciente al sector eléctrico integrado se establecerá una **limitación de promoción e inversión para las empresas del grupo empresarial al que pertenece la distribuidora** con el objetivo de controlar la existencia de información privilegiada sobre unas líneas que están pagadas por todos los consumidores.
- En aquellas zonas en las que existan desarrollos fotovoltaicos próximos (menos de 5 Km medidos ortogonalmente desde el punto más cercano), se exigirá la **colaboración entre promotores para garantizar el análisis global del entorno** y evitar la exclusión y un mayor impacto, así como el estudio de la biodiversidad del área basado en un enfoque holístico.

4. Ordenación, integración y regulación

La integración local

Es necesario que la generación de valor económico, social y medioambiental sea más distribuida en todo el territorio. Una problemática actual es que los precios de alquiler del terreno para plantas fotovoltaicas están rompiendo el equilibrio con la renta agraria, llegando hasta los 2.000 € por Ha/año para el propietario del terreno, lo que supondría, en el peor de los casos, un coste de 2,5 €/MWh. Esta situación provoca no solo un magnífico negocio para los elegidos, sino un problema real de aceptación de todos los excluidos que viven en la zona y no pueden beneficiarse de la iniciativa.

No podemos olvidar que lo atractivo de la oferta está directamente relacionado con las exiguas rentas del campo y con los márgenes existentes en los costes de la generación de electricidad con renovables, en comparación con los precios del mercado mayorista.



Propuestas:

- **Establecimiento de una renta adicional** de igual valor al pactado con el propietario del terreno, con un valor mínimo de 600€/MW/año, para ser percibida por los distintos municipios afectados. (Se entiende por municipios afectados todos aquellos en los que la instalación, así como las infraestructuras asociadas, limiten la posibilidad de realizar otras iniciativas).
- **Creación de un Fondo Provincial para la Biodiversidad y Desarrollo Social (FPBDS)** que, con carácter provincial, destine los fondos obtenidos, principalmente los derivados de los alquileres de terrenos, a avanzar en el progreso social y económico, de manera que se haga patente que el avance renovable beneficia el progreso de la zona y al mantenimiento y mejora de la biodiversidad. En buena lógica, si la iniciativa es uniprovincial, deberían ser las diferentes Diputaciones Provinciales las encargadas de gestionarlo, con el establecimiento de criterios y el control por parte de las Comunidades Autónomas.
 - **A este Fondo se deberían destinar aportaciones provenientes de la política fiscal para incrementar la protección de la biodiversidad**, correctamente evaluada, y en su caso certificada, en la zona en la que se encuentren las instalaciones o en aquellas en las que sean de influencia, a través de nuevos proyectos de restauración o conservación que se generen a través de la administración pública o de iniciativas locales.
- **Utilización de procedimientos de concentración parcelaria**, en aquellas zonas en las que se pretenda llevar a cabo una iniciativa global dentro de un área extensa, para el reparto de los ingresos de arrendamiento entre los diferentes propietarios del municipio y para la ubicación óptima de la central. Somos conscientes de la componente burocrática que conlleva, pero si se pretende el desarrollo integral para aprovechar una capacidad de evacuación significativa es necesario, tanto económica como medioambientalmente, partir de un modelo de zonificación y de reparto de ingresos.
- Abrir la posibilidad de adquirir hasta un **25% de participación en la inversión** a personas y entidades de la zona en condiciones de igualdad con los promotores.
- **Habilitar, desde la administración local y por cada proyecto, espacios y mesas de participación, diálogo y debate desde el inicio**



del proceso. Deben llevarse a cabo entre los promotores, las autoridades y los representantes de la ciudadanía para buscar la coordinación de intereses, encontrar soluciones compartidas, priorizando la localización de terreno, el empleo generado y el impacto económico distribuido en la comarca. Para ello, con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia “España Puede”, **se facilitará a cada entidad municipal o comarcal afectada por los proyectos o los planes de desarrollo renovable, el apoyo de especialistas** en procesos de diálogo, negociación e intermediación.

- Incorporar los **elementos de generación de valor** establecidos en la disposición final adicional cuarta del RDL 12/2021, que permitan la contratación de **bienes y servicios con criterios locales** y, en particular, dar prioridad a los suministradores locales, siempre que exista esa posibilidad.
- En el caso de las plantas fotovoltaicas, **las obras deben ejecutarse bajo criterios exigentes y observando las mejores prácticas de sostenibilidad, con la mínima alteración del medio natural.**

5. Cláusulas anti especulación y de limitación de actuaciones administrativas

El valor de mercado de cada iniciativa está definido en función de su avance administrativo, lo que ha supuesto que las actuaciones se separen entre los encargados de conseguir los permisos y los inversores finales que no quieren asumir los riesgos del *Green Field* ni una pérdida de imagen al introducir, en muchos casos, prácticas poco asumibles a largo plazo.

No pretendemos limitar las libertades que los mecanismos de mercado tienen en la prestación de servicios y en la transmisión de activos, pero es claro que si el valor se origina por actos administrativos que van a afectar a la comunidad estos deben tener un efecto redistributivo de las ganancias. Esta afección deberá ser aplicable a toda la cadena societaria y exigible para la tramitación o cambio de titularidad.

Propuestas:

- **Establecimiento de un aporte**, a los diferentes FPBDS, de las plusvalías alcanzadas por la transmisión de las promociones según su grado de avance:



- Destinar el 50% de la plusvalía para aquellas transmisiones de promociones que no han iniciado la construcción.
- Asignar el 20% para promociones transmitidas una vez iniciada la construcción, considerando en este punto la contratación llave en mano, de los equipos principales o en funcionamiento con un periodo inferior a cinco años.
- De la misma forma, y con el fin de no permitir eludir esta propuesta, se destinará dicho porcentaje a los contratos de promoción existentes que superen una cuantía de 30.000 €/MW en fotovoltaica y 50.000 €/MW en eólica.
- El gravamen se aplicará a aquellos proyectos en los que no se haya alcanzado un mínimo del 10% de participación en la inversión de personas, entidades de la zona o iniciativas de energía ciudadana.
- **No utilización de la expropiación forzosa** en iniciativas que no tengan cubierto, por contratos firmes, el 80% de la superficie afectada.
- **No utilización de la expropiación** para la construcción de redes y con un límite del 20% de apoyos.
- **Uso del procedimiento de expropiación** para proyectos singulares específicos y para aquellos que estén situados en zonas degradadas o que sean de interés general.
- **Reserva de una cuota**, en cada subasta o convocatoria, de al menos el 20% de la potencia para proyectos de energía ciudadana.
- **Establecimiento de un límite** al total que una misma empresa o grupo se pueda adjudicar, tanto en una misma subasta como en el total instalado a nivel nacional.



Líneas de actuación en cuanto a las energías renovables

Desde **Fundación Renovables**, establecemos la **electrificación de la demanda como la base del nuevo modelo energético**, impulsada por la mayor penetración de energías renovables y el aumento de la eficiencia energética. Es la única base sobre la cual podemos conseguir nuestros objetivos de neutralidad climática y lograr reducir la dependencia energética que tenemos actualmente de los combustibles fósiles.

Para el año 2030, proponemos que el 50% de la demanda final de energía se cubra mediante electricidad y que un 80% de esta producción eléctrica sea a partir de fuentes renovables. Además, para este mismo año perseguimos que se produzca la reducción de un 25% de la demanda de energía final, si lo comparamos con datos del año 2015. El objetivo final es que en el 2050 se produzca la electrificación del 80% de la demanda y que esta sea cubierta en su totalidad por energías renovables, alcanzando la meta de cero emisiones de gases de efecto invernadero.

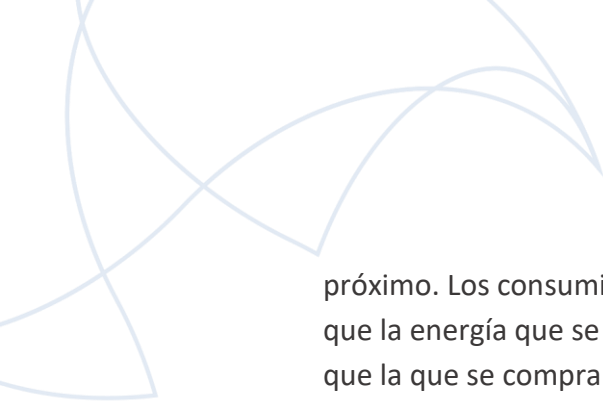
Para que se puedan cumplir estas metas, desde la **Fundación Renovables** apostamos por cubrir un porcentaje de la demanda eléctrica final mediante sistemas de generación distribuida, ya que facilitará que se produzca un aumento de la electrificación del sistema.

Generación distribuida

Como ya sabemos, la generación distribuida aporta una serie de beneficios al sistema eléctrico:

- **Beneficios técnicos.** Entre las principales ventajas se encuentra un aumento de la eficiencia al disminuir las pérdidas eléctricas por el transporte de electricidad en la red, ya que se produce un acercamiento de la generación al consumo. Además, al generar la energía en el mismo sitio de dónde se consume reducirá la demanda energética nacional, aplanará la curva de demanda, y al mismo tiempo aumentará la autosuficiencia de los municipios, algo que ayudará a mejorar la seguridad de suministro. También sirve de impulso a la electrificación de la calefacción y la movilidad, sectores clave para la mejora de la calidad del aire de las ciudades.
- **Beneficios económicos.** Este tipo de generación permite impulsar el desarrollo económico de la zona donde se realice la instalación, depositándose una mayor inversión y creando un mayor movimiento económico en su entorno más





próximo. Los consumidores también consiguen un ahorro económico debido a que la energía que se produce con la instalación de autoconsumo es más barata que la que se compra a la red. Así cuanto más energía consuman de la instalación y menos de la red mayor será el beneficio económico. Además, los propietarios verán revalorizados sus inmuebles.

- **Beneficios sociales.** Con la generación distribuida se disminuye la alta dependencia energética que se tiene hoy en día respecto a las grandes centrales convencionales, poniendo al consumidor en el centro del sistema. Además, al estar compuesta por diferentes puntos de producción, permite la creación de empleo en un mayor número de zonas, impulsando así el desarrollo local.
- **Beneficios ambientales.** La generación distribuida facilita la integración masiva de energías renovables (sobre todo la solar fotovoltaica), al ser las más aptas para instalar en los puntos de consumo. Utilizar fuentes de energía limpia presenta la ventaja de reducir e incluso eliminar la emisión de gases de efecto invernadero a la atmósfera, en comparación con las que se emitirían con el uso de combustibles tradicionales.

A todo esto, tenemos que sumar que la generación distribuida, en la que se incluye el autoconsumo y las comunidades energéticas, no tiene apenas impacto territorial en comparación con el producido por las plantas a gran escala, pues se utiliza terreno ya urbanizado.

Pero pese a todos estos beneficios su ritmo de implantación es muy lento, sobre todo si lo comparamos con el de la generación centralizada de renovables. Este avance desigual puede hacer que la generación centralizada ocupe toda la capacidad de acceso a la red que tienen los nudos, impidiendo el desarrollo de la generación distribuida al no tener acceso a la red.

Desde **Fundación Renovables** proponemos como una línea principal que el **30% de la demanda eléctrica final estimada para 2030** sea abastecida por generación distribuida (entendida como aquella instalación conectada a la red de distribución), de la cual:

- **20%** se cubra con **autoconsumo fotovoltaico**, con una **potencia instalada de 36.000 MW**. No solo de la modalidad individual, sino también de en modalidad de colectivo, comunidades energéticas y cobertura con bilaterales.



Ya hay numerosos estudios que demuestran la enorme capacidad que tiene la energía solar fotovoltaica instalada en tejados para cubrir la demanda eléctrica actual. En España, la gran mayoría de los tejados de viviendas y casas unifamiliares son aptos para la instalación de placas solares fotovoltaicas.

El informe [On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: the case of Spain](#) [30], destaca el potencial de producción que tienen las instalaciones fotovoltaicas instaladas en tejados y remarca que la capacidad fotovoltaica de generación distribuida es compatible con la capacidad de la red.

En la siguiente tabla se muestran los valores de superficie total, urbana y la superficie disponible de la cubierta que hay en España, para la instalación de paneles fotovoltaicos, con la inclinación que se ha considerado más adecuada.


	km ²	%
Área Total	493.518	100
Área Total Urbana	2.440	0,49
Área disponible tejados	1.354	0,27
- Plano horizontal	475	0,10
- Orientación Sur	220	0,04
- Orientación Norte	220	0,04
- Orientación Oeste/Este	440	0,09

Tabla 4. Superficie total, urbana y disponible en tejados en España, para instalaciones solares fotovoltaicas.
Fuente: [On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: the case of Spain](#). Elaboración propia.

Teniendo como base los cálculos realizados en este documento se han analizado varios tipos de escenarios, unos con un perfil más teórico y otros con un carácter más realista. En un escenario realista se concluye que **la generación distribuida con baterías puede llegar a cubrir hasta el 45% de la demanda eléctrica total, teniendo una capacidad de almacenamiento no muy elevada ni costosa**, algo que permitiría avanzar la gestión de la demanda activa por parte del usuario.

A su vez, el informe [Analysis of the potential for PV rooftop prosumer production: Technical, economic and environmental assesment for the city of Valencia \(Spain\)](#) [31], defiende que la producción eléctrica total máxima obtenido a partir de instalaciones fotovoltaicas en tejados, puede llegar a abastecer casi por completo la demanda de electricidad correspondiente al sector residencial. En el informe se expone que en





Valencia existe una superficie disponible apta la instalación de paneles fotovoltaicos de 4.485.710 m², incluyendo edificios unifamiliares, bloques de viviendas, edificios industriales o comerciales y públicos. Esto puede suponer una potencia instalada de unos 641 MW.

Esto es totalmente viable, ya que en el estudio comentado con anterioridad, [*On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: the case of Spain*](#), se ha calculado que en España tenemos una superficie total disponible en tejados, para la instalación de paneles solares fotovoltaicos, de 135.400 ha.

Con esto se concluye que, en generación distribuida, **para 1 MW de potencia instalada se necesitaría 0,7 ha, mientras que, con la modalidad centralizada, la instalación de 1 MW requiere aproximadamente 2 ha. Es decir, más del doble.**

Los cálculos se han realizado teniendo en cuenta la potencia objetivo conjunto de autoconsumo y otras modalidades de generación distribuida. Si lo hacemos diferenciando el **autoconsumo**, para los **36.000 MW** que proponemos, se necesitaría un total de **25.200 ha**. Como ya se ha comentado antes brevemente, la generación distribuida presenta la principal ventaja de que el espacio que se utiliza o se va a utilizar ya está urbanizado y en uso, por lo que provoca un impacto mucho menor que la generación centralizada, con la que se da uso a un terreno en el que previamente no había nada urbanizado.

Autoconsumo y sus diferentes modalidades

Según publicamos en nuestro informe del 2018 [Hacia una Transición Energética Sostenible, Propuestas para afrontar los retos globales](#), desde **Fundación Renovables** prevemos una **demanda eléctrica final** para el año 2030 de **372 TWh**. Para cubrir parte de esta demanda proponemos un objetivo para el autoconsumo del 20%, es decir cubrir **74,4 TWh**. En cuanto al desarrollo del **autoconsumo en potencia instalada**, para el año **2030** proponemos que se llegue al objetivo, ya mencionado, de **36.000 MW fotovoltaicos**. Esto sería casi un 92% de los 39.181 MW totales de solar fotovoltaica fijados por el PNIEC para el año 2030.

La cobertura total que se abastecerá mediante autoconsumo, los **74,4 TWh**, se aplicará sobre **el total de los sectores de la demanda eléctrica**, estableciendo un objetivo porcentual para los consumos de cada uno de ellos. Desde **Fundación Renovables** para el 2030 proponemos **electrificar el 50% de los consumos**.



En la siguiente tabla se muestran los datos obtenidos en función de la demanda eléctrica estimada y con la cobertura abastecida por autoconsumo y por sectores, propuesta.

2030	Fundación Renovables
Demanda eléctrica final (TWh)	372
Autoconsumo FV	74,4

Tabla 5. Demanda eléctrica y cobertura estimada Fundación Renovables, 2030.

Fuente: Elaboración propia.

Otras modalidades de generación distribuida

Es interesante analizar cuánta potencia instalada hay hoy y el tamaño de las comunidades energéticas que han ido surgiendo. Actualmente, en España hay alrededor de 30 comunidades energéticas, dato muy poco ambicioso si lo comparamos con países como Alemania, en el que ya se superan las 2.000, Dinamarca cuenta ya con 700, los Países Bajos alcanzan las 500 o Francia ha registrado ya las 300 instalaciones de este tipo. (Ver [Anexo II](#)).

Una vez recogida esta información, tanto de diferentes localidades de España como de otros países europeos, hemos obtenido los siguientes resultados:

- En localidades con menos de 1.000 habitantes, la potencia instalada correspondiente a comunidades energéticas se encuentra en el rango de 30-100 kW. El valor medio de potencia instalada es de 60 kW. Si hacemos un ratio, tendríamos una potencia instalada media de 0,06 kW/habitante.
- En localidades con población entre 1.000-5.000 habitantes, la potencia instalada se sitúa entre los 100 kW y los 500 kW. Su potencia media es de 300 kW. En este caso la potencia instalada media sería de 0,1 kW/habitante.
- Por último, las poblaciones mayores de 5.000 habitantes son las que presentan comunidades energéticas de mayor capacidad, situándose su potencia instalada entre los 500 kW y los 5 MW, con una potencia media de 2,5 MW. Si utilizamos una base poblacional de 5.000 habitantes, dispondríamos de una potencia instalada media de 0,5 kW/habitante.

Las poblaciones mayores de 5.000 habitantes tendrán una mayor demanda energética, por lo que en ellas se instalarán comunidades energéticas con una mayor potencia instalada por municipio.



Las poblaciones mayores de 5.000 habitantes tendrán una mayor demanda energética, por lo que en ellas se instalarán comunidades energéticas con una mayor potencia instalada por municipio.

En esta ocasión, no se va a realizar una distribución por sectores debido a que pueden pertenecer a una misma Comunidad Energética diferentes perfiles, como vecinos, empresas, comercios, administraciones públicas, etc.

Generación centralizada

El 70% restante de la demanda total de energía eléctrica para 2030 (260,4 TWh) se repartirían entre las diferentes tecnologías de generación eléctrica centralizada, según los objetivos del informe de 2018 y teniendo en cuenta la repotenciación de la eólica. En la siguiente tabla, puede apreciarse un resumen de nuestra propuesta de generación centralizada para 2030, centrada en los principales objetivos de potencia instalada y estructura de generación para las principales tecnologías de producción renovables:

Propuesta Fundación Renovables 2030				
Tecnología de producción	Potencia		Generación	
	MW	%	GWh	%
Eólica	37.000	21%	81.030	22%
Solar fotovoltaica (Centralizada)	22.000	13%	45.408	12%
Solar térmica	5.000	3%	10.230	3%
Biomasa	1.500	1%	8.698	2%
Resto de renovables y almacenamiento	71.670	40%	152.234	41%
No renovables	38.233	22%	74.400	20%
TOTAL	175.403		372.000	

Tabla 6. Cuadro resumen de la propuesta de la Fundación Renovables con relación al parque de generación centralizada en 2030. Elaboración propia.

Se trata de una propuesta de mejora en base a los resultados obtenidos en el Escenario Objetivo del PNIEC a 2030. Para ello hemos cogido la estructura del parque de generación y su producción eléctrica bruta de dicho escenario y lo hemos modificado acorde a nuestros objetivos de electrificación de la demanda y cobertura con fuentes de energías renovables distribuidas y centralizadas. En el apartado de anexos, puede encontrarse tablas con una mayor información de lo dicho anteriormente.



A continuación, se encuentra de forma detallada y desglosada nuestras propuestas de generación centralizada según las principales fuentes de energía renovables:

Energía Eólica

El desarrollo de la energía eólica debe estar diseñado tanto para el aprovechamiento de emplazamientos de mayor calidad de recurso como para garantizar el desarrollo económico de los parques existentes y su repotenciación.

Desde la Fundación Renovables, proponemos un plan de repotenciación que permita que en **2030 se repotencien 15.000 MW ya que, en dicha fecha, 10.600 MW tendrían más de 25 años y 9.900 MW más estarían entre 20 y 25 años**. De esta forma se generarían 30 TWh adicionales a los que en la actualidad se están generando, eso sin contar con la posibilidad de ampliar la potencia evacuable existente tanto por la mejora del comportamiento con la red de los aerogeneradores como por el cierre de centrales de carbón y nucleares en distintas zonas próximas.


El fomento de la repotenciación debe contemplarse específicamente contando con medidas fiscales que favorezcan su desarrollo y los criterios para la consecución del plan de repotenciación deberán centrarse inicialmente a partir de parques de más de 20 años, con máquinas inferiores a 1 MW y con la posibilidad de incrementar la potencia instalada por emplazamiento con un mínimo del 50%.

En cuanto al desarrollo de potencia en nuevos emplazamientos se proponen 20.000 MW *on-shore* y *off-shore* en función de capacidades de redes y de la gestión del sistema. Para ello, es necesario un **plan de implantación de la eólica** (en especial la modalidad *off-shore*) en función de su potencial real y de los impactos ambientales, tanto en su construcción como en su explotación.

Por otro lado, proponemos sacar de nuevo a subasta los casi 2.000 MW que quedaron sin instalar en las subastas de 2017, después de un necesario análisis pormenorizado de la casuística del incumplimiento de los plazos de cada iniciativa, reclamando la ejecución de los avales de aquellos proyectos en los que no medie causa de fuerza mayor para su ejecución.

La potencia eólica total adjudicada en las subastas del período 2020/2021 ha sido de 3.256 MW. Según datos de REE, en la fecha de elaboración de este informe, se disponen de 27.983 MW de potencia instalada en nuestro sistema eléctrico, por lo que se requerirá la instalación de al menos 1.127 MW (7%) por año hasta 2030 para alcanzar nuestro objetivo de 37.000 MW, representando para ese mismo año, el 21%





de la potencia total instalada y 22% de la estructura de generación de energía eléctrica.

Energía solar fotovoltaica

A noviembre de 2021, según datos de REE, tenemos instalada una potencia solar fotovoltaica en nuestro sistema eléctrico nacional de 13.767 MW, por lo que faltarían 8.233 MW los 22.000 MW que proponemos a 2030. El sistema de las subastas que se diseñen, de aquí a 2030, deben tener en cuenta no sólo la consecución de los objetivos en potencia instalada, sino también la no concentración de la propiedad de las instalaciones y la mayor descentralización y acercamiento de la generación a centros de consumo posible para reducir las pérdidas.

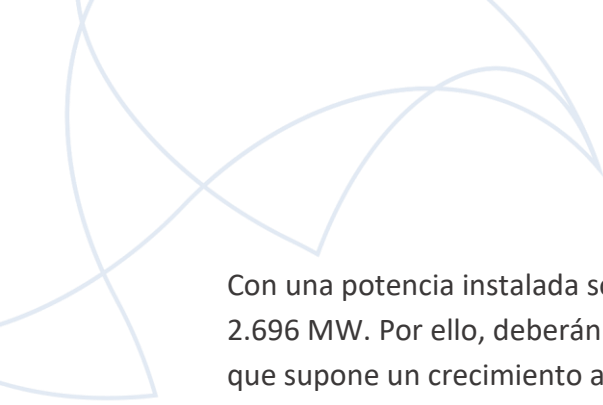
En este sentido, es de especial interés, el cupo específico de 300 MW reservado en la última subasta de este año, para generación distribuida con fotovoltaica de carácter local, pese a su escaso éxito que nos indica una revisión de la metodología de subasta para este cupo. Es un primer paso hacia la distribución de la actual concentración de los agentes energéticos y la participación ciudadana.

Energía solar térmica

La asignación de potencia de energía termosolar también debe realizarse mediante subastas específicas en las que se reconozca su capacidad de aportar gestionabilidad al sistema eléctrico. Los objetivos para esta tecnología en la propuesta de la **Fundación Renovables** ascienden, para el periodo 2020/2030, a 5.000 MW. En nuestro documento "[Lecciones aprendidas para salir de la crisis](#)", proponíamos la licitación entre 2020 y 2021, de 1.000 MW de potencia, para su ejecución en el periodo 2021/2024, incluyendo tanto criterios de no neutralidad como consignar el valor por MWh subastado de la capacidad para mejorar la gestionabilidad del sistema, lo que supondría una inversión aproximada de 2.200 M€.

Tan importante como la planificación de nueva potencia es adaptar las plantas actuales al apreciable papel que la termosolar, como tecnología gestionable, debe aportar al sistema. Actualmente, de las 44 plantas en funcionamiento con CCP, 27 carecen de almacenamiento, pero 12 de ellas podrían implantarlo al tener espacio suficiente para instalar tanques de almacenamiento. Con respecto a las 17 centrales CCP que sí disponen de almacenamiento, también se puede optimizar su capacidad. En ambos casos, para poder llevarse a cabo, sería necesario adaptar y modificar lo establecido en el [RDL 29/2012](#) y en el [RD 413/2014](#).





Con una potencia instalada solar térmica de 2.304 MW, se requiere un incremento de 2.696 MW. Por ello, deberán instalarse como mínimo 337 MW/año de aquí al 2030, lo que supone un crecimiento anual del 15%, para poder conseguir así, que el 3% de la energía eléctrica producida en 2030, provenga de esta tecnología de generación renovable.

Biomasa

La biomasa también juega un papel en el desarrollo de un modelo energético 100% renovable debido a su aporte térmico y su carácter rural. De hecho, debe ser el pilar para la recuperación de zonas laboral y medioambientalmente deterioradas, dada su capacidad de generación de valor territorial.

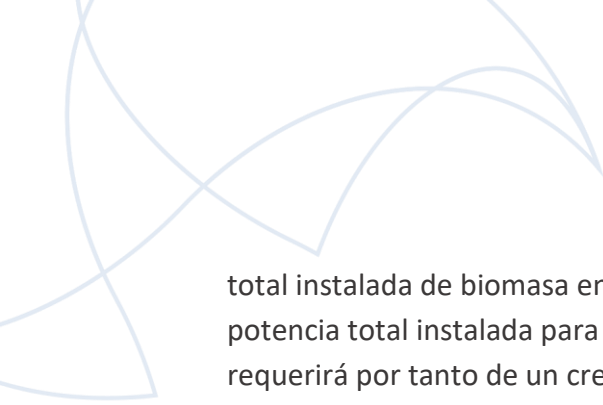
La biomasa debe ser enfocada, sobre todo, para su utilización como fuente de generación de energía eléctrica en entornos próximos a su producción, teniendo siempre presente su condición intrínseca de recurso energético renovable, escaso y local, y su menor grado de prelación entre la energía y la cobertura de las necesidades alimentarias y de recuperación de la capa orgánica de los suelos, así como la no utilización de tecnologías que trasgredan la base natural biológica. En cualquier caso, siempre que se puedan cubrir aplicaciones con electricidad renovable fluyente, como recurso que puede almacenarse, sustituiría a la biomasa.

Para llevar a cabo la incorporación de la biomasa al sistema eléctrico de manera sostenible, eficiente y justa, se deben incluir actuaciones legislativas como las propuestas en nuestro documento de [“Hacia una transición energética sostenible”](#):

- Plan nacional para el fomento de la biomasa bajo criterios de sostenibilidad que incorpore un plan de aprovechamiento de residuos agrícolas, forestales e industriales con fines energéticos y una regulación para la creación de mercados de biomasa con criterios de cercanía.
- Un plan nacional de silvicultura, bajo el doble prisma de recuperación económica y de espacios, para el ordenamiento y el control de especies y usos de la masa forestal.
- Un plan nacional de biocombustibles, sometido a estrictos criterios de sostenibilidad, dando prioridad a la producción nacional y eliminando la posibilidad de importar aceites para producción de combustibles de 1ª generación.

Los objetivos planteados por la **Fundación Renovables** suponen una potencia instalada de 1.500 MW en el periodo 2020/2030. Según datos de [APPA Biomasa](#), la potencia





total instalada de biomasa en 2019 fue de 857 MW, representando menos del 1% de la potencia total instalada para ese mismo año (0,7%). Para alcanzar nuestro objetivo, se requerirá por tanto de un crecimiento anual hasta 2030 de en torno un 9% (643 MW/año) para poder así conseguir la producción de unos 8.698 GWh, un 2% de la generación de energía eléctrica.

Hibridación

Las renovables, como la eólica y la solar sin almacenamiento, tienen de forma individual un factor de capacidad pequeño, lo que, aconseja sobredimensionar la potencia instalada mediante la hibridación de tecnologías de aprovechamiento de energías renovables complementarias entre sí, tanto a nivel de disponibilidad estacional como horaria, como lo es el viento y la radiación solar, para aumentar así el factor de capacidad del parque y aprovechar al máximo la capacidad de evacuación del nudo al que se conecta a la red.

Por otro lado, la hibridación de tecnologías renovables abre la posibilidad de aprovechar la energía eléctrica sobrante producida, para almacenarla y generar en horas de menor producción. De esta forma, mediante la implantación de almacenamiento en los puntos de producción, se conseguiría aumentar aún más el factor de capacidad del parque de generación.

En un modelo basado en datos reales, realizado para el documento “Minimización en el uso de los recursos naturales mediante la generación de hidrógeno verde”, por el cual se llevó a cabo una hibridación de un parque eólico de 15 MW con otro solar de 15 MWp, para un nudo de evacuación de red de 15 MW con el fin de analizar los vertidos disponibles por una generación superior a la potencia de evacuación, se obtuvo un resultado muy positivo de la hibridación al producirse un incremento de las horas de funcionamiento en un 161%.

Estos resultados nos indican que **la hibridación de la eólica con la fotovoltaica** supone un hito que debería ser la base del desarrollo de la generación de electricidad de forma centralizada. Es una oportunidad no solo de incrementar la producción de electricidad y de las inversiones en generación con renovables, sino también de introducir una herramienta crucial para introducir firmeza en la generación y abrir la posibilidad de aprovechamiento de los vertidos para mejorar conjuntamente la gestionabilidad de las centrales de generación de electricidad con renovables y, por tanto, del sistema eléctrico que las ampara.



Según un informe realizado por [APPA Renovables](#) [32], se concluye que la hibridación, tiene un potencial multiplicador en 1,8, sobre la potencia renovable instalada (excluyendo la hidráulica). Este factor prometedor, dependerá en gran medida de la evolución regulatoria favorable, que impulse a los promotores a su desarrollo.

En la siguiente figura, podremos apreciar a modo resumen, el cambio de la potencia instalada del parque de generación del sistema eléctrico, indicando el % de peso que representa cada tecnología de generación con respecto a la potencia total instalada:

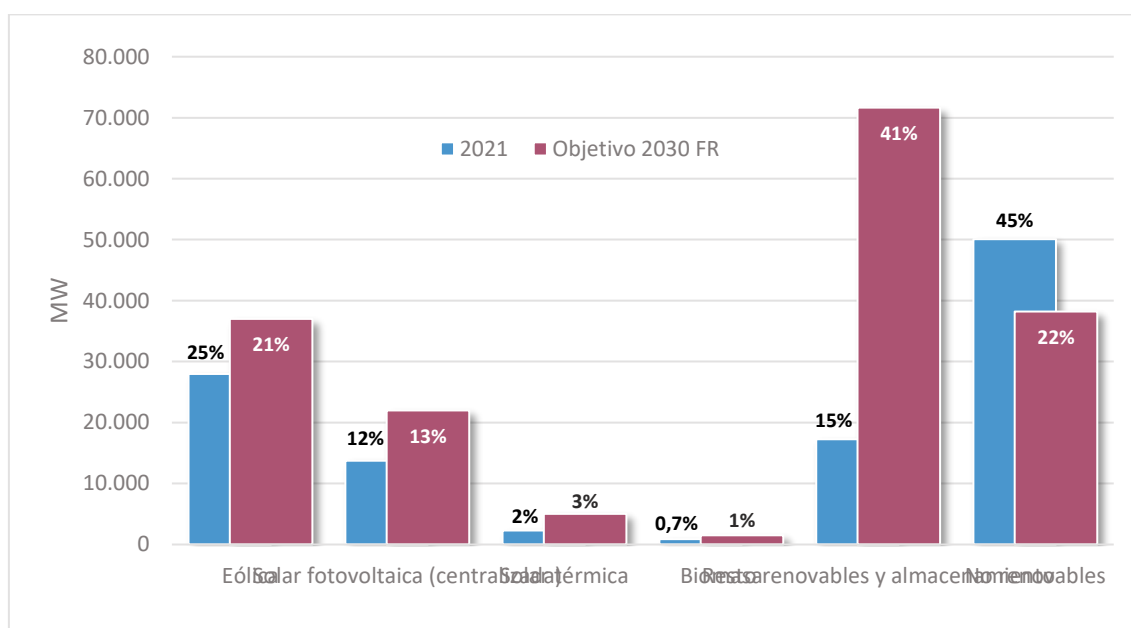


Figura 9. Comparación del parque de generación a noviembre 2021 y objetivo a 2030 de la Fundación Renovables. Fuente: REE, PNI EC. Elaboración propia.

Podemos apreciar como el peso de la eólica para 2030 disminuye en consecuencia de un mayor aumento de otras tecnologías de generación renovables, en especial las que se encuentran dentro del 41%. En “resto renovables y almacenamiento”, se engloba la potencia instalada de solar fotovoltaica distribuida para las diferentes modalidades de autoconsumo y comunidades energéticas (algo más del 10% y 20% respectivamente), hidráulica y bombeo mixto (8%), Baterías instaladas en parques renovables (1%) y representando menos del 1% el biogás, geotermia, energías del mar y residuos renovables. El hecho de que apostemos mayormente por la generación distribuida frente a la centralizada, hace que la solar fotovoltaica centralizada sólo represente el 13% de la potencia total instalada frente al 31% de la distribuida, ascendiendo un punto porcentual con respecto 2021. Con respecto a la solar térmica y la biomasa, podemos apreciar un incremento de potencia más suave dado el menor objetivo propuesto para estas tecnologías renovables. Resulta interesante también, mencionar



la disminución en 11.845 MW de potencia no renovable, especialmente, por la erradicación de las centrales de carbón y fuel/gas y la progresiva disminución de los ciclos combinados, centrales nucleares y de cogeneración.

En la tabla 7, se puede apreciar de manera detallada nuestra propuesta de potencia y energía eléctrica producida, desglosada por tecnologías de generación para 2030.

Tecnología de producción		Fundación Renovables 2030				
		Potencia		Generación		
		MW	Porcentaje	GWh	Porcentaje	
Eólica		37.000	21%	81.030	22%	
Solar fotovoltaica	Centralizada	22.000	13%	45.408	12%	
	Autoconsumo	36.000	20%	74.400	20%	
Solar fotovoltaica distribuida	Total	54.000	31%	111.600	30%	
Solar térmica		5.000	3%	10.230	3%	
Hidráulica (bombeo mixto)*		14.609	8%	28.351	8%	
Baterías**		2.500	1%	9.652	3%	
Biomasa		1.500	1%	8.698	2%	
Biogás		241	0,1%	1.204	0,3%	
Geotermia		30	0,02%	188	0,05%	
Energías del mar		50	0,03%	113	0,03%	
Residuos renovables		240	0,1%	1.126	0,3%	
Bombeo puro (turbinación mixto y puro)***		6.837	4%	2.308	1%	
Carbón		0	0%	0	0%	
Ciclo combinado		24.925	14%	30.651	8%	
Cogeneración		3.230	2%	14.281	4%	
Fuel/gas		0	0%	0	0%	
Residuos no renovables		60	0,03%	2.208	1%	
Nuclear		3.181	2%	24.952	7%	
		175.403		372.000		
Renovable		137.170	78%	297.600	80%	
No renovable		38.233	22%	74.400	20%	
TOTAL		121.403	69%	260.400	70%	
	Centralizada	Renovable	83.170	47%	186.000	50%
		No renovable	38.233	22%	74.400	20%
	Distribuida	Renovable	54.000	31%	111.600	30%

Notas:

* Potencia instalada de hidráulica incluida el bombeo mixto. En generación se descuenta la estimación de turbinación de bombeo mixto

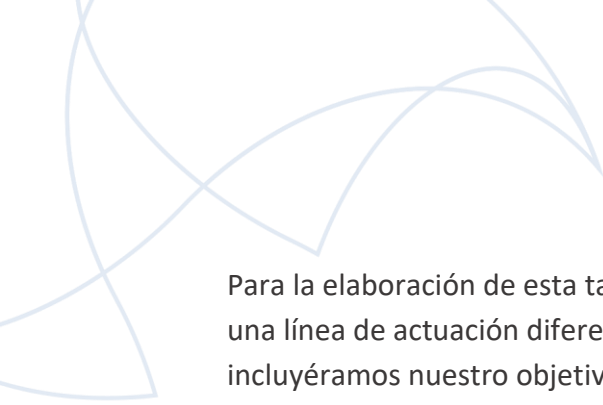
** Baterías instaladas en parques de generación renovable para aprovechar los vertidos de electricidad renovable

*** Potencia instalada de bombeo puro. En generación se tiene en cuenta la estimación de turbinación de bombeo mixto

Tabla 7. Propuesta de la Fundación Renovables del parque de generación en 2030, desglosado por tecnologías de generación.

Elaboración propia.





Para la elaboración de esta tabla no se ha tenido en cuenta la producción de H₂, al ser una línea de actuación diferente a las propuestas del documento de 2018. Si incluyéramos nuestro objetivo a 2030 de producir 319.304 toneladas de hidrógeno para la industria, se necesitaría un 4,3% más de la electricidad propuesta para 2030 y un 5,4% y 9% más de la potencia eólica y solar fotovoltaica propuesta en la tabla anterior, esto último si la producción de hidrógeno se hiciera íntegramente mediante electricidad procedente de parques híbridos con una potencia igual de eólica y solar fotovoltaica.

En el [Anexo 1](#) puede encontrarse una tabla con nuestro objetivo de producción de hidrógeno y la tabla anterior presentada, pero en comparación con la potencia instalada en 2021 y el Escenario Objetivo 2030 del PNIEC.



Líneas de actuación en cuanto al territorio

Puntos de conexión

Desde el 1 de julio, cuando se eliminó la moratoria, REE ha estado publicando mensualmente el estado de la capacidad del total de los nudos de la red de transporte (alrededor de 880 nudos). Antes de esta fecha solo se publicaba la capacidad de aquellos nudos para los que en algún momento se había recibido solicitud de acceso a la red de transporte, o para los que REE había gestionado trámites de acceso y conexión de generación, siendo aproximadamente 575 nudos.

Algunos de los nudos que antes no aparecían, ahora están visibles, aunque la mayor parte de ellos no tienen posibilidad de conexión a la red de transporte. El motivo es que hay nudos en los que el MITERD ha aprobado mediante resolución (29 de junio) que su capacidad se conceda a partir de concursos de capacidad de acceso, concretamente habrá 175 nudos, siendo en gran medida de 400 y 220 kV que irán a concurso con una capacidad mínima de 100 MW en cada uno, es decir, habrá un mínimo de 17,5 GW reservados para estos concursos.

Por otro lado, hay también nudos que están clasificados como Nudos en Transición Justa, que son la capacidad que dejan las centrales térmicas de carbón que se han cerrado en el último año. En la red de transporte, existen nudos en los que no se cuenta con posición para evacuación de la generación. Puede darse el caso de que esta casuística suceda en la red de transporte, pero que tengan capacidad disponible para generadores que soliciten el acceso a la red de distribución.

Se ha realizado un estudio para ver qué nudos han sufrido alguna variación en su capacidad desde que se eliminó la moratoria hasta la actualidad, dividiendo estos nudos por Comunidades Autónomas y a su vez por provincias. Según datos de REE, hay 709 nudos que no tienen acceso disponible hoy en día para módulos de generación de electricidad síncrono (MGES) y 805 nudos para módulos de parque eléctrico (MPE), de un total de 876 nudos. Estos nudos están ocupados en mayor porcentaje por macroproyectos, impidiendo que el autoconsumo y la generación distribuida puedan acceder a dichos nudos.



CCAA	Provincia	Nombre y tensión del nudo	Capacidad de acceso disponible a red de transporte		Variabilidad mensual de la capacidad de acceso disponible [MW]					
			Para MGES [MW]	Para MPE [MW]	Junio a julio	Julio a agosto	Agosto a septiembre			
Andalucía	Huelva	PUEBLA DE GUZMAN 400	0	0	-348	0	0	0	0	0
	Cádiz	EL CAÑUELO 220	0	0	-665	0	665	0	-665	0
		PUERTO DE LA CRUZ 400	0	0	-253	0	0	0	0	0
		PINAR DEL REY B 220	0	0	-665	0	0	0	0	0
Castilla y León	Burgos	POZA DE LA SAL 220	0	0	-606	0	0	0	0	0
	Valladolid	ZARATAN 220	0	0	0	0	1.770	0	-1.770	0
Cataluña	Lérida	ISONA 220	0	0	-567	0	0	0	0	0
Comunidad Valenciana	Valencia	LA MUELA 400	0	0	484	484	0	0	-484	-484
Galicia	La Coruña	MEIRAMA 220	0	0	-165	0	0	0	0	0
Región de Murcia	Murcia	MURCIA 220	0	0	-533	-285	0	0	0	0
País Vasco	Álava	VITORIA 400	0	0	-190	0	0	0	0	0

Tabla 8. Nudos no disponibles actualmente que tenían capacidad disponible de acceso a red de transporte en julio.

Fuente: REE. Elaboración propia

Es importante destacar que la mayoría de los nudos se completaron justo en el mes de julio cuando acabó la moratoria. Los nudos que más han variado su capacidad a lo largo de estos meses han sido ZARATAN 220 kV (Valladolid), POZA DE LA SAL 220 kV (Burgos), EL CAÑUELO 220 kV y PINAR DEL REY B 220 kV (Cádiz).

Por un lado, en el listado que se publicó el 1 de julio, quedaba libre una capacidad disponible de acceso a red de transporte total de 38.691 MW, siendo para MGES de 27.773 MW y para MPE de 10.918 MW en toda la península. En el listado del 1 de octubre, ha disminuido la capacidad disponible para MGES en un 9%, siendo actualmente de 25.491 MW. En el caso de MPE, la capacidad disponible ha aumentado en octubre en un 2%, disponiendo actualmente de 11.159 MW. En los siguientes mapas, se ha hecho una distribución por provincias en función de cuanta capacidad disponible presentan, tanto en julio, cuando se eliminó la moratoria, como en los últimos datos presentados a día 1 de octubre.





Figura 10. Porcentaje de capacidad disponible por provincias en función de la capacidad total disponible a día 1 de julio.

Fuente: REE. Elaboración propia.



Figura 11. Porcentaje de capacidad disponible por provincias en función de la capacidad total disponible a día 1 de octubre.

Fuente: REE. Elaboración propia.



Una de las líneas de acción que propusimos es **garantizar por parte del Estado que la red y los nudos de media tensión tengan capacidad de evacuación para todos los proyectos de generación distribuida que se quieran conectar, pero actualmente ni siquiera para estos proyectos habría capacidad disponible en muchas provincias de España**. Analizando los datos que se han hecho públicos desde el 1 de julio hasta el 1 de octubre, nos encontramos la problemática de que ya hay reserva en los nudos de media tensión para grandes plantas con la intención posterior de subir a alta tensión, algo que debería evitarse a toda costa.

Por otro lado, las provincias con mayor capacidad disponible son Asturias (10,6%), Vizcaya (10,3) y Ourense (8,7%), dichos nudos se recogen en la siguiente tabla, indicando si sus posiciones de generación a red de transporte son existentes (E) o planificadas (P).

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	Posiciones de generación		Capacidad de acceso disponible a la red de transporte (MW)	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Para MGES	Para MPE
Asturias		PEREDA 220	E		235	235
		PESOS 400	P	E	1.214	65
		TABIELLA 220	E	E	1.199	940
País Vasco	Vizcaya	SANTURCE 220	E	E	846	846
		ZIERBENA 400	E		1.770	939
		CASTRELO 220	E	E	332	196
		CORNATEL 220	E		220	220
Galicia	Ourense	FONTEFRIA 220	P		696	696
		QUEREÑO 220	E/P		42	42
		SAN PEDRO 220	E		487	487
		VELLE 220	E	E	448	448

Tabla 9. Provincias y nudos con mayor porcentaje de capacidad disponible de acceso a red de transporte.

Fuente: REE. Elaboración propia.

Recurso solar y eólico distribuido

A partir de los datos obtenidos y clasificados en el apartado anterior, se van a analizar las variables de irradiación solar y viento anual, comprobando si se solapan con las provincias donde hay una mayor o menor capacidad de acceso.



Según el mapa de la figura siguiente las provincias que no disponen de ningún MW de capacidad son Almería, Córdoba, Jaén, Málaga, Murcia, Badajoz, Toledo, Cuenca, Guadalajara, Ávila, Segovia, Castellón, Navarra y Guipúzcoa.

Casualmente, muchas de estas provincias, sobre todo las situadas por debajo de la meseta central, son las que presentan una mayor irradiación solar y, por tanto, un mayor potencial fotovoltaico, como se puede ver en la figura de la izquierda. Esta situación vuelve a evidenciar que no habría capacidad disponible de acceso para autoconsumo y generación distribuida en las provincias con mayor potencial.

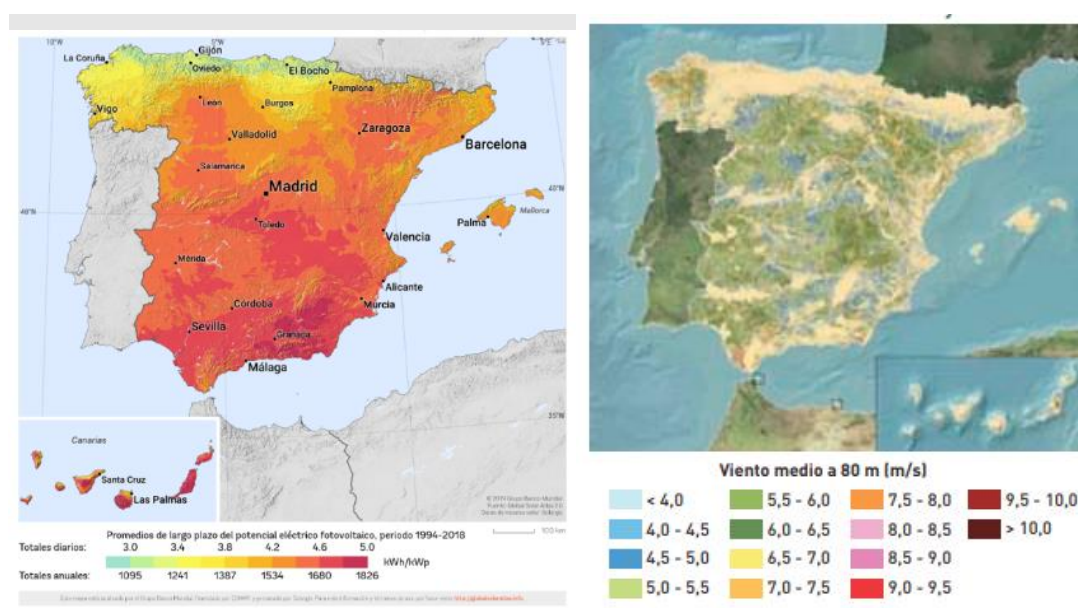



Figura 12. Izquierda: Mapa de potencial eléctrico fotovoltaico en España. Fuente: Solargis. Derecha: Distribución del viento, a 80 m, tras el filtrado de índole técnica y ENP (Espacios Naturales Protegidos). Fuente: IDAE.

Por otro lado, en función del mapa de distribución de viento a 80 metros que proporciona el IDAE, y teniendo en cuenta el filtrado de índole técnica y ENP (en el mapa en color marfil), las zonas con mayor potencial eólico serían las zonas cercanas a la costa de Cádiz y Galicia.

En la zona costera de Cádiz aún hay capacidad de acceso disponible a red de transporte en algunas subestaciones como la de Facinas (94 MW disponibles), la cual casi toda su generación renovable es de eólica. En el caso de la subestación de Puerto de la Cruz (244 MW disponibles) la mayoría de la generación renovable está destinada a fotovoltaica y tan sola hay 43 MW de generación en servicio de eólica. En Galicia, en total hay disponibles 6.771 MW, los cuales, debido a la distribución de viento que se puede observar en la figura (5), irían destinados principalmente a generación eólica.





Hay que tener en cuenta el impacto paisajístico de la eólica, con una planificación adecuada coordinada con los gobiernos locales. En Galicia hay actualmente 16 proyectos eólicos en tramitación, algunos de ellos se ha solicitado que se deniegue su autorización para la construcción como el parque eólico Alto de Afrende, por parte de los vecinos y colectivos afectados de los Concellos de Forcare, A Estrada y Silleda, debido a que los nueve aerogeneradores que se instalarán estarán a veces a menos de 500 metros de las casas y de más de 200 metros de altura.



Conclusiones

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Conclusiones

Las energías renovables no pueden considerarse como un proceso extractivo en los diferentes territorios, ya que **deben aportar empleo y dinamización a la economía de la zona donde se implantan desde un enfoque permanente de la emergencia climática que estamos viviendo**. Para alcanzar la inclusión social, desde la **Fundación Renovables** valoramos como fundamental la gestión reguladora de la Administración central y de las diferentes Comunidades Autónomas de manera coordinada. Nuestras propuestas constructivas van en línea tanto con la demanda y la exigencia social como con la lucha contra el cambio climático, ya que una moratoria contra las renovables es incongruente con los objetivos adquiridos en el Acuerdo de París.

Como se ha propuesto, **debemos priorizar la generación distribuida, en sus diferentes modalidades, por delante de la centralizada para aumentar la incorporación de la ciudadanía al sistema eléctrico, beneficiarnos de los recursos renovables distribuidos y reservar cuotas de evacuación en los puntos de acceso**. De no ser así, estaríamos apostando gran parte de la transición energética a la generación centralizada, principalmente eólica y solar, lo que aumentaría el rechazo y el desapego social de los territorios rurales. Cuanto antes avancemos en la regulación y priorización administrativa para el autoconsumo, las comunidades energéticas y otras modalidades distribuidas, como indican las Directivas Europeas de Energías Renovables, antes obtendremos mejoras en la percepción social de las renovables y nos permitirá alcanzar.

Este documento de investigación pretende ser una base propositiva y de análisis del territorio, junto con líneas de actuación de carácter regulatorio a diferentes niveles, con el fin de ser ampliado más adelante, dentro de un contexto y localización más definida. Con carácter de urgencia, observamos que **la planificación de los puntos de acceso y de la expansión de Red Eléctrica es fundamental**, junto con la creación de una zonificación socioeconómica y ambiental vinculante para los promotores y los instaladores de renovables.

Esta es la principal línea de actuación que valoramos como de máxima prioridad y con factibilidad de una rápida aplicación, ya que el regulador tiene la potestad de poder empezar a trabajar, gestionar y desarrollar este tipo de herramientas con carácter de dinamización e impacto positivo en el territorio. Desde la **Fundación Renovables** seguiremos incidiendo para que la política energética de España incluya líneas de actuación que mejoren la aceptación social, aportando los resultados de sus análisis de forma constructiva y facilitadora de las labores en materia energética.



Anexos

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Anexos

Anexo 1

Propuestas base de la Fundación Renovables			
Generación renovable total en el sistema eléctrico		GWh	297.600
		%	80%
Generación no renovable total en el sistema eléctrico		GWh	74.400
		%	20%
Total		GWh	260.400
		%	70%
Demanda eléctrica final cubierta con generación centralizada	Renovable	GWh	186.000
		%	71%
	No renovable	GWh	74.400
		%	29%
Demanda eléctrica final cubierta con generación distribuida	Renovable	GWh	111.600
		%	30%
Demanda eléctrica final		GWh	372.000

Tabla 10. Propuestas base de la Fundación Renovables sobre las que se modifica el Escenario Objetivo del PNIEC. Elaboración propia.

Actividad			Objetivo H ₂ FR 2030	Notas
Industria	Materia prima		150.000	30% del consumo anual de H ₂ en España
	Vector energético para la industria de alta demanda calorífica	t H ₂	169.304	Cobertura del 5% de la energía de origen no renovable que se consume actualmente en la industria de alta demanda calorífica
	Consumo anual total electricidad para producción de H ₂	GWh/año	15.965	Un 4,3% del consumo de electricidad final para 2030 (372 TWh)
Potencia total instalada equipos de electrólisis		GW	2	
Potencia total instalada generación renovable	Eólica		7,3	Potencia total necesaria en función de la modalidad de producción de energía eléctrica propuesta
	Solar Fotovoltaica	GW	7,7	
	Hibridación Eólica + fotovoltaica		2+2	

Tabla 11. Propuesta H₂ de la Fundación Renovables. Elaboración propia.

Anexo 2

En este Anexo se muestran, de forma más detallada, algunos casos de éxito de comunidades energéticas que hay en la actualidad o que se van a encontrar operativas en los próximos meses, junto con algunas de sus características principales.

Comunidades Energéticas	Potencia instalada (kWp)	Observaciones
ESPAÑA	Esparza de Galar (Navarra)	18 Primera comunidad energética de Navarra. Producción de 25.588 kWh/año
	Urroz Villa (Navarra)	36 Ahorro del 54% en la factura global. 90 placas fotovoltaicas. Producción de 42.000 kWh/año
	Lasierra (Álava)	30 Primera comunidad energética del País Vasco. 76 paneles fotovoltaicos
	Castillo, Manurga y Trespuentes (Álava)	100 Abastece a poblaciones en un radio de 500 metros
	Amarita (Álava)	20 Se prevé alcanzar un autoconsumo del 41%
	Olavarre (Álava)	47 Se prevé alcanzar un autoconsumo del 43%
	Almócita (Almería)	50 104 módulos fotovoltaicos
	Crevillent (Alicante)	120 kW en la fase inicial del proyecto Primera comunidad energética local de España. Proyecto Comptem Grupo Enercoop
OTROS PAÍSES	Freiburg (Alemania)	445 Producción cuatro veces superior a la demanda anual
	Brixton (Reino Unido)	37 Primer proyecto de EERR de propiedad cooperativa en el centro de la ciudad Ubicada en el techo de un tiiovivo de un centro ecuestre
	Courlans (Francia)	108
	Sonyachne Misto (Ucrania)	- Primera cooperativa de este tipo que se inscribió en Ucrania

Tabla 12. Casos de éxito de comunidades energéticas, características principales.

Fuente: [Academia Solar](#). Elaboración propia.

[En Andalucía hay otras comunidades energéticas que ya se encuentran en funcionamiento](#), como la de la Asociación Torreblanca Ilumina (Sevilla), Alumbra, situado en el Arroyomolinos de León (Huelva), el proyecto Rural Bridge, en el que se está impulsando la creación de diecisiete comunidades energéticas situadas en la comarca de Los Pedroches (Córdoba) y que se basan en sistemas de hibridación de energías renovables y, por último, la comunidad energética Río Monachil (Granada).

La comunidad energética de Crevillent (Alicante) destaca como la [primera comunidad energética local de España](#). A finales del pasado año, concluyó la fase inicial del proyecto, con la instalación de 120 kW, abasteciendo así a 70 hogares. Para el año





2030 se pretende que el municipio de Crevillent en su totalidad sea independiente energéticamente gracias a este tipo de tecnología.

Actualmente, se encuentra en marcha uno de los mayores proyectos de autoconsumo de energías renovables impulsado en España hasta la fecha, [la comunidad energética Polígono Alcodar](#). Es uno de los primeros proyectos de este tipo y el mayor a implantar en un área industrial, siendo constituido por la Asociación de Empresarios de la Safor (AES) y la Federación de Asociaciones de Empresarios de la Safor (FAES). El proyecto consta de tres fases, estando la primera ya en estado de tramitación, en la que se instalarán 152 placas solares fotovoltaicas con una potencia instalada de 61,6 kWp, con el objetivo es que se alcance una potencia instalada total de 8,8 MW. Las empresas de esta área industrial que se unan al proyecto podrán tener un ahorro de entre el 20 y el 30% de su factura eléctrica anual.

Por último, una de las propuestas más innovadoras en la creación de una comunidad energética, es la introducción de la tecnología *blockchain*. Este proyecto que ha ganado el primer premio del concurso [Hackathon Blockchain](#) de Las Rozas Innova, plantea la opción de que los vecinos puedan intercambiar energía excedentaria entre ellos sin que interfiera ningún intermediario externo, estimando así un ahorro del 50% en la factura de la luz.

Anexo 3

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE		VARIABILIDAD MENSUAL DE CAPACIDAD DISPONIBLE [MW]					
			MGES [MW]	MPE [MW]	Junio a julio		Julio a agosto		Agosto a septiembre	
Andalucía	Huelva	PUEBLA DE GUZMAN 400	0	0	-348	0	0	0	0	0
	Cádiz	CARTUJA 220	493	0	6	0	0	0	0	0
		EL CAÑUELO 220	0	0	-665	0	665	0	-665	0
		PINAR DEL REY B 220	0	0	-665	0	0	0	0	0
		PUERTO DE LA CRUZ 400	0	0	-253	0	0	0	0	0
Aragón	Zaragoza	JALON 220	396	0	-134	-46	0	0	0	0
Asturias		PESOS 400	1.214	65	1.214	65	0	0	0	0
Balears		CALA BLAVA 132	150	103	0	0	0	0	-45	-46
		INCA 66	118	118	0	0	6	6	0	0
		LLATZER 66	0	0	-179	-57	0	0	0	0
		SANTA MARIA 66	18	18	-50	-50	-3	-3	0	0
		MATAS BLANCAS 66	0	0	-13	0	0	0	0	0
		PUERTO DEL ROSARIO 132	0	0	-30	0	0	0	0	0
		Las Palmas	TABLERO 66	0	0	-24	-24	0	0	0
Canarias		TELDE 66	0	0	-15	-15	0	0	0	0
		TIAS 132	0	0	-14	-14	0	0	0	0
	Santa Cruz de Tenerife	CHIO 66	0	0	-39	-24	0	0	0	0
Castilla y León	Burgos	POZA DE LA SAL 220	0	0	-606	0	0	0	0	0

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE		VARIABILIDAD MENSUAL DE CAPACIDAD DISPONIBLE [MW]					
			MGES [MW]	MPE [MW]	Junio a julio		Julio a agosto		Agosto a septiembre	
	León	ONDINAS 220	200	200	-200	-200	200	200	0	0
		PEÑADRADA 220	68	68	-68	-68	68	68	0	0
	Valladolid	VELILLA 400	0	0	0	0	448	0	-448	0
		ZARATAN 220	0	0	0	0	1.770	0	-1.770	0
Castilla-La Mancha	Ciudad Real	ELCOGAS 220	390	188	0	0	390	188	0	0
Cataluña	Barcelona	RUBI 400	109	0	-205	0	109	0	0	0
	Gerona	LA FARGA 220	973	303	-182	0	0	0	0	0
	Lérida	ISONA 220	0	0	-567	0	0	0	0	0
	Tarragona	LA ESPLUGA 220	152	0	-491	0	152	0	0	0
Comunidad Valenciana	Valencia	LA MUELA 400	0	0	484	484	0	0	-484	-484
Extremadura	Cáceres	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE) 220	856	0	-856	0	856	0	0	0
Galicia	La Coruña	MEIRAMA 220	0	0	-165	0	0	0	0	0
Madrid		TRES CANTOS GIS 220	514	263	514	263	0	0	0	0
Murcia		MURCIA 220	0	0	-533	-285	0	0	0	0
País Vasco	Álava	JUNDIZ 220	147	56	147	56	0	0	0	0
		VITORIA 220	190	0	0	0	190	0	0	0
		VITORIA 400	0	0	-190	0	0	0	0	0

Tabla 13. Variabilidad mensual de la capacidad de acceso disponible nodal a la red de transporte de julio a octubre ordenado por provincias.

Fuente: REE. Elaboración propia.

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO							CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
Andalucía	Cádiz	ALGECIRAS 220	E	E	975	0	0	0	65	0	0	65	65
		CARTUJA 220	E/P	E	54		536	0	265			493	0
		FACINAS 220	P		0		396	0	0			94	0
		GAZULES 220	P	P	0		486	0	0			616	0
		PUERTO DE SANTA MARIA 220			50		245	0	64			336	61
		PUERTO DE LA CRUZ 220	P		0		206	0	0			244	0
			TOTAL CÁDIZ (MW)									1.848	126
	Granada	HUENEJA 400	E		150		539	0	519			314	87
		SALERES 220	P		357		239	0	93			36	36
			TOTAL GRANADA (MW)									350	123
	Huelva	PUEBLA DE GUZMAN 220	P	E	0		420	0	0			180	0
Sevilla	CARMONA 400	P		0	501	501	0	966	0	0	22	22	
	CARMONA 220	P		0	523	523	0	0	0	0	2	2	

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO						CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE		
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
TOTAL SEVILLA (MW)											24	24	
Aragón	Huesca	BIESCAS 220	E		62	137	137	0	0	0	0	13	13
		ERISTE 220	E		80		0	0	0			120	120
		GRADO 220	E		49		3	0	50			63	63
		GURREA 220	E/P		0		420	187	253			163	47
		MEDIANO 220	E		66		141	0	0			63	63
		SESUE 220	E		36		0	0	0			144	144
	TOTAL HUESCA (MW)											566	450
		Teruel	MUNIESA 400	E		0		1.091	0	0		170	0
		Zaragoza	JALON 220	E		0		796	120	113		396	0
			LOS VIENTOS 220	E		0		645	36	50		427	78
TOTAL ZARAGOZA (MW)											823	78	
Asturias		PEREDA 220	E		50		0	0	0	0	0	235	235
		PESOEZ 400	P	E	128		796	0	0	0	0	1.214	65
		TABIELLA 220	E	E	90		0	0	0			1.199	940

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO							CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
					TOTAL ASTURIAS (MW)							2.648	1.240
		CALA BLAVA 132	P	E	0	45	45	0	0	0	0	150	103
		INCA 66	P	E	0	44	49	0	4	0	0	118	118
		MURTERAR 220	E	E	75		0	0	0			102	102
		SAN JUAN BALEARES 66	E	E	0		0	0	0			196	58
		SANTA MARIA 66	P	E	0	50	50	0	6	0	0	18	18
		SON ORLANDIS 66	P		0		18	0	0			141	141
		TALLENT 66	P		0		0	0	0			81	81
					TOTAL BALEARES (MW)							806	621
		GUIA 66	E/P		0		28	21	0			8	8
		JINAMAR 66	P		0		15	0	0			17	17
		MUELLE GRANDE 66			0		0	0	0			29	4
					TOTAL CANARIAS (MW)							54	29
		ASTILLERO 220	E/P	E	108	32	32	0	0	0	0	779	404
		SOLORZANO 220		P	0		138	42	0			462	100

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO							CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
TOTAL CANTABRIA (MW)											1.241	504	
Castilla y León	Burgos	LA LORA 400	P		0		817	116	0			247	88
		LAS MAZORRAS 220	P		0		67	0	0			178	39
		PARAMO POZA 220	E		0		192	0	0			55	0
		VALLEJERA 220	E		0		314	49	52			618	63
	TOTAL BURGOS (MW)											1.098	190
	León	ONDINAS 220	E/P		0		0	0	0	0	198	200	200
		PEÑADRADA 220		E	132	0	0	0	0	0	0	68	68
	TOTAL LEÓN (MW)											268	268
	Palencia	CERRATO 400	E/P		0		767	581	60			92	92
	Salamanca	EL CERRO 220	P		0		30	0	0			220	0
SANTIZ 220		E		0		225	50	0			312	81	
TOTAL SALAMANCA (MW)											892	441	
Soria	ONCALA 220			0		0	0	0			245	28	
Valladolid	MEDINA DEL CAMPO 220		E	30		192	0	92			265	22	

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO							CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
		TORDESILLAS 220	P		25		370	0	0			265	0
	Zamora	ZAMORA 220	E	E	10		210	342	474			171	171
Castilla-La Mancha	Albacete	CAMPANARIO 400	P	E	0	709	709	0	1.680	0	0	94	94
	Ciudad Real	ARENAS DE SAN JUAN 220	E/P	E	100	219	219	0	2.744	0	0	392	392
		ELCOGAS 220	P		148	297	297	0	0	390	188	390	188
		LA SOLANA 220		E	0		253	0	400			169	50
Cataluña	Barcelona	BADALONA 220	E	E	0	0	0	0	0	0	0	970	111
		CERCS 220	E	E	33		0	0	22			500	416
		RUBI 400	P		0	927	927	0	0	168	0	109	0
	RUBIO 220	P	E	0		301	120	50	0	0	121	85	
	ZONA FRANCA 220	E		879		0	0	0			214	214	
Gerona	LA FARGA 220	P	P	0		115	0	0			973	303	

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO							CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
	Lérida	MORALETS 220	P	E	221		0	0	0			219	219
	Tarragona	ELS AUBALS 220	E	E	0		225	0	32			304	53
		LA ESPLUGA 220	P		0	369	369	0	0	501	0	152	0
		PERAFORT 220	E/P	E	222		225	0	25	0	0	67	67
		TOTAL TARRAGONA (MW)										523	120
Comunidad Valenciana	Alicante	EL CANTALAR 220	P	P	6		220	0	0			270	163
	Valencia	GAUSSA 400	P		0		743	0	0			17	17
Extremadura	Cáceres	JOSE MARIA ORIOL (NUEVO PARQUE) 220	P	P	0	268	277	0	0	0	0	856	0
Galicia	La Coruña	ABEGONDO 220	P		0	398	398	0	209	0	0	638	432
	Lugo	BELESAR 220	P	E/P	352	299	395	0	50	0	0	8	8
		LUDRIO 400	E	E	18		708	347	158			281	36
		TOTAL LUGO (MW)										289	44
		Ourense	CASTRELO 220	E	E	120		0	0	0			332
	Ourense	CORNATEL 220	E		0		0	0	0			220	220
		FONTEFRIA 220	P		0		220	0	0			696	696

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO							CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte		MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE		
		QUEREÑO 220	E/P		34		144	50	0	0	0	42	42
		SAN PEDRO 220	E		58		0	76	0			487	487
		VELLE 220	E	E	92		0	96	0			448	448
		TOTAL ORENSE (MW)										2.225	2.089
La Rioja	Pontevedra	SUIDO 220	P		0		187	0	0			630	424
		EL SEQUERO 220	E/P	E	6		402	0	0			879	41
		FUENCARRAL 220	P	E	15		425	0	0			198	5
Madrid		FUENLABRADA 220	E/P	E	38		409	0	0			74	74
		GALAPAGAR 220			0		300	0	0			59	59
		LEGANES 220	E	E	0		500	0	0			30	30
		TRES CANTOS GIS 220	P	E	0		340	0	0			514	263
		TOTAL MADRID (MW)										875	431
País Vasco	Álava	ELGEA 220	E	E/P	0		203	0	0			399	88
		JUNDIZ 220	P	E/P	0		509	0	0			147	56
		VITORIA 220	P	E	0	640	640	0	0	311	0	190	0

Comunidad Autónoma	Provincia	Nombre y tensión del nudo	POSICIONES DE GENERACIÓN		SITUACIÓN NUDO								CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE A LA RED DE TRANSPORTE	
			A red de transporte (E/P)	A red de distribución (E/P)	Capacidad de acceso otorgada			Capacidad de acceso admitida solicitud y pendiente resolver		Capacidad no disponible a la red de transporte			MGES [MW]	MPE [MW]
					MGES	MPE afección WSCR	MPE	MGES	MPE	MGES	MPE			
					TOTAL ÁLAVA (MW)								736	144
	Vizcaya	SANTURCE 220	E	E	409	0	0	0					846	846
		ZIERBENA 400	E		785	0	0	0					1.770	939
					TOTAL VIZCAYA (MW)								2.616	1.785
					TOTAL (MW)								36.650	11.159

Tabla 14. Capacidad de acceso disponible nodal a la red de transporte, a 1 de octubre de 202, ordenado por provincias.

Fuente: REE. Elaboración propia.

Índice de figuras y tablas

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Índice de figuras y tablas

Índice de figuras

FIGURA 1. GRÁFICO COMPARATIVO DE LOS PAÍSES CON MÁS POTENCIA INSTALADA DE EÓLICA EN EL AÑO 2019 Y 2020. FUENTE: IRENA. ELABORACIÓN PROPIA.	14
FIGURA 2. GRÁFICO COMPARATIVO DE LOS PAÍSES CON MÁS POTENCIA INSTALADA DE FOTOVOLTAICA EN EL AÑO 2019 Y 2020. FUENTE: IRENA. ELABORACIÓN PROPIA.	14
FIGURA 3. DIFERENCIAL DE LOS FLUJOS DE INVERSIÓN ENTRE LAS DIFERENTES TECNOLOGÍAS RENOVABLES DESDE 2004 HASTA 2020. FUENTE: INFORME “ENERGY TRANSITION INVESTMENT TREN” DE BLOOMBERGNEF.	16
FIGURA 4. RATIO DE PENETRACIÓN TOTAL DEL ALMACENAMIENTO Y DE CAPACIDAD DE SOLAR, EÓLICA Y ALMACENAMIENTO DESDE 2016 HASTA 2025. FUENTE: INFORME “GLOBAL ENERGY STORAGE OUTLOOK” DE WOOD MACKENZIE.	18
FIGURA 5. DIFERENCIAL DEL AHORRO POTENCIAL ENTRE UN CONSUMIDOR COMERCIAL Y OTRO RESIDENCIAL, CON Y SIN ALMACENAMIENTO DE BATERÍAS. FUENTE: INFORME “REALIZING THE POTENTIAL OF CUSTOMER SITED SOLAR” DE BLOOMBERGNEF.	19
FIGURA 6. MAPA DE RECURSO SOLAR. POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO. FUENTE: SOLARGIS.	21
FIGURA 7. MAPA DE ZONIFICACIÓN AMBIENTAL CON LOS RANGOS DE SENSIBILIDAD PARA LA FOTOVOLTAICA. FUENTE: MITERD.	37
FIGURA 8. ESQUEMA ÓPTIMO DEL DESARROLLO DE LAS RENOVABLES, EN GENERAL, Y DE LA FOTOVOLTAICA, EN PARTICULAR. ELABORACIÓN PROPIA.	45
FIGURA 9. COMPARACIÓN DEL PARQUE DE GENERACIÓN A NOVIEMBRE 2021 Y OBJETIVO A 2030 DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES. FUENTE: REE, PNIEC. ELABORACIÓN PROPIA.	66
FIGURA 10. PORCENTAJE DE CAPACIDAD DISPONIBLE POR PROVINCIAS EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE A DÍA 1 DE JULIO. FUENTE: REE. ELABORACIÓN PROPIA.	71
FIGURA 11. PORCENTAJE DE CAPACIDAD DISPONIBLE POR PROVINCIAS EN FUNCIÓN DE LA CAPACIDAD TOTAL DISPONIBLE A DÍA 1 DE OCTUBRE. FUENTE: REE. ELABORACIÓN PROPIA.	71
FIGURA 12. IZQUIERDA: MAPA DE POTENCIAL ELÉCTRICO FOTOVOLTAICO EN ESPAÑA. FUENTE: SOLARGIS. DERECHA: DISTRIBUCIÓN DEL VIENTO, A 80 M, TRAS EL FILTRADO DE ÍNDOLE TÉCNICA Y ENP (ESPACIOS NATURALES PROTEGIDOS). FUENTE: IDAE.	73

Índice de tablas

TABLA 1. RECURSO EÓLICO DISPONIBLE EN ESPAÑA SUBDIVIDIDO POR PROVINCIAS. FUENTE: IDAE Y CENER. ELABORACIÓN PROPIA.	22
TABLA 2. PLANTAS FOTOVOLTAICAS DE GRAN TAMAÑO EN FUNCIONAMIENTO EN ESPAÑA. ELABORACIÓN PROPIA.	24
TABLA 3. GENERACIÓN ELÉCTRICA BRUTA DEL ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC (GWh).	32
TABLA 4. SUPERFICIE TOTAL, URBANA Y DISPONIBLE EN TEJADOS EN ESPAÑA, PARA INSTALACIONES SOLARES FOTOVOLTAICAS. FUENTE: ON THE POTENTIAL CONTRIBUTION OF ROOFTOP PV TO A SUSTAINABLE ELECTRICITY MIX: THE CASE OF SPAIN. ELABORACIÓN PROPIA.	58
TABLA 5. DEMANDA ELÉCTRICA Y COBERTURA ESTIMADA FUNDACIÓN RENOVABLES, 2030. FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA.	60
TABLA 6. CUADRO RESUMEN DE LA PROPUESTA DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES CON RELACIÓN AL PARQUE DE GENERACIÓN CENTRALIZADA EN 2030. ELABORACIÓN PROPIA.	61
TABLA 7. PROPUESTA DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES DEL PARQUE DE GENERACIÓN EN 2030, DESGLOSADO POR TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN. ELABORACIÓN PROPIA.	67



TABLA 8. NUDOS NO DISPONIBLES ACTUALMENTE QUE TENÍAN CAPACIDAD DISPONIBLE DE ACCESO A RED DE TRANSPORTE EN JULIO. FUENTE: REE. ELABORACIÓN PROPIA.....	70
TABLA 9. PROVINCIAS Y NUDOS CON MAYOR PORCENTAJE DE CAPACIDAD DISPONIBLE DE ACCESO A RED DE TRANSPORTE. FUENTE: REE. ELABORACIÓN PROPIA.....	72
TABLA 10. PROPUESTAS BASE DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES SOBRE LAS QUE SE MODIFICA EL ESCENARIO OBJETIVO DEL PNIEC. ELABORACIÓN PROPIA.	78
TABLA 11. PROPUESTA H ₂ DE LA FUNDACIÓN RENOVABLES. ELABORACIÓN PROPIA.....	78
TABLA 12. CASOS DE ÉXITO DE COMUNIDADES ENERGÉTICAS, CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES. FUENTE: ACADEMIA SOLAR. ELABORACIÓN PROPIA.	79
TABLA 13. VARIABILIDAD MENSUAL DE LA CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE NODAL A LA RED DE TRANSPORTE DE JULIO A OCTUBRE ORDENADO POR PROVINCIAS. FUENTE: REE. ELABORACIÓN PROPIA.	82
TABLA 14. CAPACIDAD DE ACCESO DISPONIBLE NODAL A LA RED DE TRANSPORTE, A 1 DE OCTUBRE DE 202, ORDENADO POR PROVINCIAS. FUENTE: REE. ELABORACIÓN PROPIA.	90



Bibliografía

**El desarrollo de las renovables bajo
criterios de ordenación territorial**

**Análisis de la integración de
costes/impactos-
beneficios/retornos**



**FUNDACIÓN
RENOVABLES**

Bibliografía


- [1] International Renewable Energy Agency (IRENA), *Estadísticas de capacidad renovable 2016*. Abu Dhabi, 2016.
- [2] D. Jones, «Global Electricity Review 2021 - Global Trends EMBER», 2021.
- [3] International Energy Agency (IEA), «Global Energy Review: CO2 Emissions in 2020», 2020. <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020> (accedido nov. 11, 2021).
- [4] BloombergNEF, «Energy transition investment trends 2021», 2021.
- [5] REN21, *RENEWABLES 2021. GLOBAL STATUS REPORT*. 2021.
- [6] EUPD Research, «Germany: Huge solar potential for residential rooftop installations still unexploited», *PV EUROPE*, 2021. <https://www.pveurope.eu/markets-money/eupd-research-germany-huge-solar-potential-residential-rooftop-installations-still> (accedido nov. 11, 2021).
- [7] J. A. Roca, «El mercado de almacenamiento se multiplicará por 27 veces para 2030», *El Periódico de la Energía*, 2021. <https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-de-almacenamiento-se-multiplicara-por-27-veces-para-2030/> (accedido nov. 11, 2021).
- [8] BloombergNEF, «Realizing the Potential of Customer-Sited Solar», 2021.
- [9] SOLARGIS, «Datos meteorológicos y software para invertir en energía solar ». <https://solargis.com/es> (accedido nov. 11, 2021).
- [10] IDAE, «Atlas Eólico». <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/eolica/atlas-eolico> (accedido nov. 11, 2021).
- [11] CENER, «Mapa Eólico Ibérico». <https://www.mapaeolicoiberico.com/map;latitude=42.81953;longitude=-1.63290;altura=50;dato=micro> (accedido nov. 11, 2021).
- [12] Grupo Red Eléctrica, «Información sobre capacidad de acceso [MW] disponible y ocupada en los nudos de la red de transporte (Julio)», 2021.
- [13] Parlamento Europeo y Consejo Europeo, *Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*, vol. 2018, n.º 87.



2018, pp. 141-144.

- [14] BOE, *DIRECTIVA (UE) 2019/944 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO*, vol. 2019, n.º 2. 2019, pp. 210-230.
- [15] Diario Oficial de la Unión Europea, «REGLAMENTO (UE) 2019/243 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO», 2019. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=uriserv:OJ.L_.2019.158.01.0054.01.SPA&toc=OJ:L:2019:158:TOC (accedido nov. 11, 2021).
- [16] Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea, «Directiva (UE) 2018/844 relativa a la eficiencia energética de los edificios y la Directiva 2012/27/UE relativa a la eficiencia energética», *D. Of. la Unión Eur.*, vol. 6, n.º 2, pp. 253-254, 2018.
- [17] COMISIÓN EUROPEA, «RECOMENDACIÓN (UE) 2021/1749 DE LA COMISIÓN sobre el principio de “primero, la eficiencia energética”», n.º 2019, pp. 9-59, 2021.
- [18] Parlamento y Consejo de la Unión Europea, «Reglamento UE 2018/1999 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima», *D. Of. la Unión Eur.*, vol. 2018, n.º 354, pp. 22-61, 2018.
- [19] «Marco sobre clima y energía para 2030». https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2030-climate-energy-framework_es (accedido nov. 11, 2021).
- [20] Gobierno de España, «ACUERDO DEL CONSEJO DE MINISTROS POR EL QUE SE APRUEBA LA DECLARACIÓN DEL GOBIERNO ANTE LA EMERGENCIA CLIMÁTICA Y AMBIENTAL», 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/el-gobierno-declara-la-emergencia-climatica-tcm:30-506550>.
- [21] Congreso de los Diputados XIV Legislatura, «Proyecto de Ley de cambio climático y transición energética», *Boletín Of. las Cortes Gen.*, vol. Serie A, n.º 19-1, 29 de mayo, pp. 1-34, 2020, [En línea]. Disponible en: https://www.congreso.es/public_oficiales/L14/CONG/BOCG/A/BOCG-14-A-19-1.PDF.
- [22] Gobierno de España, «Plan Nacional de Energía y Clima (España)», pp. 1-8, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.es/es-es/Participacion/Paginas/DetalleParticipacionPublica.aspx?k=236>.



- 
- [23] MITERD, «Borrador del Plan Nacional de Adaptación al Cambio Climático 2021-2030», p. 79, 2020, [En línea]. Disponible en: <https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/participacion-publica/PNACC.aspx>.
- [24] «Asamblea Ciudadana para el Clima». <https://asambleaciudadanadelcambioclimatico.es/> (accedido nov. 11, 2021).
- [25] Generalitat Valencia, «Estrategia de Cambio Climático y Energía 2030».
- [26] Gobierno de Navarra, «Plan Energético de Navarra Horizonte 2030». [En línea]. Disponible en: <http://www.gobiernoabierto.navarra.es/sites/default/files/participacion/resumenplanenergetico2030.pdf>.
- [27] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD), «GeoPortal». <https://sig.mapama.gob.es/geoportal/> (accedido nov. 11, 2021).
- [28] IPCC, «Sexto ciclo de evaluación ». <https://www.ipcc.ch/languages-2/spanish/> (accedido nov. 11, 2021).
- [29] Comisión Europea, «El Pacto Verde Europeo», *Comun. la Com. al Parlam. Eur. al Cons. Eur. al Cons. al Com. Económico y Soc. Eur. y al Com. las Reg.*, p. 28, 2019.
- [30] A. Gomez-Exposito, A. Arcos-Vargas, y F. Gutierrez-Garcia, «On the potential contribution of rooftop PV to a sustainable electricity mix: The case of Spain», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 132, pp. 1-37, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2020.110074.
- [31] T. Gómez-Navarro, T. Brazzini, D. Alfonso-Solar, y C. Vargas-Salgado, «Analysis of the potential for PV rooftop prosumer production: Technical, economic and environmental assessment for the city of Valencia (Spain)», *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 372-381, 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.04.049.
- [32] APPA RENOVABLES, «Hibridación en la generación renovable», 2021.





FUNDACIÓN
RENOVABLES

Pedro Heredia 8, 2º Derecha
28028 Madrid

www.fundacionrenovables.org

