



ESTUDIO SOBRE EL POTENCIAL FOTOVOLTAICO PARA AUTOCONSUMO EN ESPAÑA

Julio 2021



Financiado por
la Unión Europea
NextGenerationEU



Plan de Recuperación,
Transformación y Resiliencia

MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA

1. Resumen ejecutivo	7
2. Antecedentes y objetivo	12
3. Visión global de la metodología y de los principales resultados	15
3.1 Definición de los diferentes tipos de potencial de autoconsumo fotovoltaico	15
3.2 Síntesis de la metodología aplicada para la estimación del autoconsumo fotovoltaico	17
3.3 Principales resultados del estudio	20
3.3.1 El Potencial Económico nacional en 2020, en el Escenario Base, asciende a 7 GW, pero las barreras no económicas lo reducen hasta un Potencial Real de 0,9 GW	20
3.3.2 En el período 2020–2030, los Potenciales Económico y Real se incrementan por las reducciones de costes de inversión de las instalaciones y por una mayor adopción social. El Potencial Técnico permanece en niveles equivalentes a 2020	20
3.3.3 A 2030, los escenarios de Potencial Técnico recogen variaciones en la evolución de la demanda eléctrica y de las mejoras de eficiencia en la tecnología fotovoltaica	21
3.3.4 En la próxima década los Potenciales Económico y Real se incrementan en todos los escenarios de forma significativa	22
3.3.5 Por tipo de consumidor, los mayores potenciales económicos de autoconsumo se dan en consumidores comerciales	23
3.3.6 Gran parte del Potencial Económico se localiza en cinco autonomías	23
3.3.7 El Potencial Económico de autoconsumo se concentra en zona urbana (aproximadamente el 70% en 2020 y 2030)	24
4. Potencial Técnico: metodología y resultados	26
4.1 Descripción de la metodología desarrollada para la estimación del Potencial Técnico	26
4.1.1 Primer enfoque: según demanda máxima de los consumidores	26
4.1.2 Segundo enfoque: según el análisis del parque de edificios	32
4.2 Resultados obtenidos de potencial técnico	38
4.2.1 Resultados del primer enfoque: según demanda máxima de los consumidores	38
4.2.2 Resultados del potencial técnico según el parque de edificios	40
4.2.2.1 Resultados auxiliares de superficies totales construidas y de cubiertas y fachadas en 2020	41
4.2.2.2 Resultados auxiliares de superficies efectivas para autoconsumo (tanto en fachada como en cubiertas) en 2020	44
4.2.2.3 Resultados de Potencial Técnico de autoconsumo según el parque de edificios	46
4.2.2.4 Resultados de Potencial Técnico según parque de edificios comparados con la literatura	56
4.2.3 Comparativa de los resultados de ambos enfoques para la estimación del Potencial Técnico	57
5. Potencial Económico: metodología y resultados	59
5.1 Metodología para la estimación del Potencial Económico	59
5.1.1 PE_Tarea I: Estimación de los perfiles de consumo por tipo de consumidor	61
5.1.1.1 PE_Tarea I. Paso A. Cálculo de las curvas horarias de consumo específicas por tipo de consumidor y asignación	61
5.1.1.2 PE_Tarea I. Paso B. Adaptación de los perfiles de consumo, atendiendo a la provincia y zona de calidad, a la tipología de viviendas (principales o secundarias), y proyección a 2030	64
5.1.2 PE_Tarea 2: cálculo de la curva de generación fotovoltaica	65
5.1.2.1 PE_Tarea 2. Paso A. Cálculo de generación en 2020 en cada provincia y día representativo	65
5.1.2.2 PE_Tarea 2. Paso B. Proyección de la producción de las instalaciones fotovoltaicas en el horizonte 2020–2030	66
5.1.3 PE_Tarea 3: Análisis coste–beneficio bajo criterios de racionalidad económica	67
5.1.3.1 E_Tarea 3. Paso A. Introducción de la variabilidad estadística en perfiles de consumo y curvas de generación calculados anteriormente	68

5.1.3.2 PE_Tarea 3. Paso B. Determinación de ahorros acumulados y rentabilidad del autoconsumo	68
5.1.3.3 PE_Tarea 3. Paso C. Proyecciones a 2030	72
5.2 Resultados obtenidos de potencial económico	72
6. Potencial Real: metodología y resultados	77
6.1 Descripción de la metodología desarrollada para la estimación del Potencial Real	77
6.2 Resultados obtenidos de Potencial Real	79
7. Impacto de la acumulación: metodología y resultados	84
7.1 Metodología desarrollada para el análisis del impacto de la acumulación en el potencial económico de autoconsumo	84
7.2 Resultados obtenidos de impacto de la acumulación en el potencial de autoconsumo	87
8. Referencias bibliográficas	91
Anexo 1: Literatura, fuentes de datos y expertos consultados para la estimación de potencial técnico según el análisis del parque de edificios	94
Anexo 2: Detalle de la descarga y tratamiento de datos catastrales llevados a cabo	102
10.1.1 Descarga de datos Catastro Nacional	102
10.1.2 Tratamiento de datos de los diferentes catastros	102
Anexo 3: Detalle sobre los parámetros económicos externos usados en el cálculo de potencial económico y real	118
Anexo 4: Información sobre las herramientas informáticas Alteryx implementadas	121

En línea con las iniciativas y directrices europeas, el Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo establecen una política energética ambiciosa a 2030 y 2050 respectivamente como pilar fundamental para alcanzar la descarbonización de la economía en gran medida mediante la instalación y utilización de energías renovables.

Las piezas legislativas anteriores enfatizan el rol del consumidor, la generación distribuida y el autoconsumo como palancas clave para alcanzar el cumplimiento de los objetivos medioambientales.

La estimación del potencial de autoconsumo se encuentra recogido en el marco de lo establecido en el PNIEC y además forma parte de la Estrategia Nacional de Autoconsumo. Las externalidades positivas de potenciar este tipo de generación de energía en España son las siguientes:

- I. Reducir las pérdidas y mejorar la eficiencia.
- II. Impulsar las fórmulas de consumo compartido permitiendo aprovechar al máximo la capacidad de generación y optimizar la inversión.
- III. Favorecer la implicación de los consumidores en la producción renovable sobre el territorio suponiendo una palanca en la competitividad de los sectores económicos e industriales, incluyendo el sector público.
- IV. Constituir una herramienta para mitigar la pobreza y la dependencia energética de los hogares y colectivos vulnerables.

Adicionalmente, el autoconsumo puede jugar un papel relevante en la generación de actividad económica y empleo en el corto plazo, no solo de forma directa sino también por el efecto tractor sobre las distintas cadenas de valor locales y a través del ahorro en costes energéticos para consumidores domésticos, industriales, del sector servicios o administraciones públicas.

En este sentido, se considera clave analizar los distintos tipos de potenciales de autoconsumo fotovoltaico a 2030 en España como establece el PNIEC¹, siendo estos:

- I. El Potencial Técnico que incorpora las restricciones técnicas tales como las demandas eléctricas, eficiencias de generación eléctrica, limitación de cubiertas, entre otras.
- II. El Potencial Económico el cual añade al Potencial Técnico restricciones económicas (p.ej. retorno a la inversión en períodos aceptables).
- III. El Potencial Real el cual añade barreras no económicas y sociológicas al Potencial Económico (p.ej. falta de información, incentivos desalineados).

La estimación de los **Potenciales Técnico, Económico y Real** de autoconsumo fotovoltaico en España, en el horizonte 2020 – 2030 se realiza teniendo en cuenta la siguiente desagregación:

- I. Por tipo de consumidor: industrial, residencial unifamiliar, residencial plurifamiliar y comercial.
- II. Por comunidad autónoma y provincia.
- III. Por zona rural, urbana y semiurbana.

En este contexto, **el objetivo del presente estudio** es definir y aplicar una metodología de cálculo objetiva, integrada y transparente que estime el potencial de autoconsumo en España en el horizonte 2020 – 2030, recogiendo cada uno de los potenciales anteriormente mencionados e incluyendo las particularidades del caso español. Concretamente, el estudio recoge los siguientes puntos:

I PNIEC enumera que "Los objetivos en materia de autoconsumo se establecerán en la futura Estrategia Nacional de Autoconsumo para el periodo 2021 – 2030. En el marco de la misma se analizará el potencial de penetración por tipo de consumidor (residencial, servicios o terciario, industrial), de manera que se puedan fijar objetivos indicativos para el periodo que serán ambiciosos pero alcanzables".

A. La estimación del Potencial Técnico, Económico y Real se basa en una metodología robusta que recoge la casuística particular del caso español.

La estimación del **Potencial Técnico de autoconsumo en España** se calcula aplicando dos enfoques:

- I. Por un lado, se realiza una estimación del Potencial Técnico ateniendo a los tamaños de las instalaciones de autoconsumo que podrían instalarse teniendo en cuenta las demandas máximas de electricidad de los diferentes consumidores.
- II. Por otro lado, se estima el Potencial Técnico bajo criterios geográficos y de localización, mediante el análisis del parque de edificios donde se sitúan dichos consumidores, evaluando las superficies disponibles de cubiertas y las fachadas donde fuera factible instalar módulos fotovoltaicos. Para este segundo enfoque, se realiza un análisis big data de la información de todas las referencias catastrales nacionales obtenidas de los diferentes Catastros, combinada con factores correctores obtenidos de la literatura académica para eliminar las superficies donde no es factible instalar paneles fotovoltaicos (patios, ventanas, sombras, instalaciones de climatización, etc.).

Para el cálculo del **Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico**, el estudio desarrolla un análisis coste–beneficio *ad hoc* a cada consumidor. Para ello, el potencial económico se desarrolla mediante las siguientes tres tareas:

- I. En una primera tarea se estima el consumo horario de electricidad, tanto en niveles de consumo (mediante el uso de perfiles de consumo horarios construidos en base a datos reales de REE y la CNMC) como en precios finales (precios minoristas calculados como la suma de los precios horarios del mercado diario de electricidad, los peajes, los impuestos y todos los demás conceptos que integran la factura de los consumidores, usando datos oficiales y predicciones de KPMG a 2030).
- II. En una segunda tarea se estima las curvas horarias de generación fotovoltaica que cada instalación produciría en función de su potencia, latitud y longitud, ubicación en el edificio, orientación, entre otras variables. Esta segunda tarea proporciona también los costes asociados a dicha generación, principalmente la inversión requerida y, en el caso de instalaciones grandes, los costes de operación y mantenimiento, para lo que se utilizan datos provenientes de benchmarks de la industria y asociaciones.
- III. La tercera y última tarea del análisis de potencial económico consiste en cruzar las curvas horarias de consumo y generación, para calcular los ahorros derivados de la energía autoconsumida y los ingresos obtenidos por el vertido de excedentes.

Este Potencial Económico es calculado para cada tipo de consumidor, por provincia, zona de calidad y para todos los años del periodo 2020 – 2030. Adicionalmente, la estimación considera aspectos tales como la relación entre las primeras y segundas residencias, o las particularidades de los edificios de viviendas plurifamiliares, entre otros.

El **Potencial Real de autoconsumo fotovoltaico** es aquel potencial que refleja los criterios de decisión subjetiva de los consumidores, teniendo en cuenta la voluntad real de realizar las instalaciones de autoconsumo considerando su viabilidad técnica y económica. Para la estimación del Potencial Real, se han partido de los resultados de Potencial Económico anteriores, que a su vez estaban limitados por los resultados de Potencial Técnico, integrando así de forma consistente el análisis de los diferentes potenciales. Concretamente, los supuestos en los que se ha basado el cálculo del Potencial Real se exponen a continuación:

- I. Para representar los aspectos sociológicos que influyen en la difusión de nuevas tecnologías, se aplica un modelo de difusión tecnológica inspirado en las curvas en “S” recogidas en teorías de Everett M. Rogers y Frank M. Bass. Estas curvas buscan capturar el efecto de cómo en etapas iniciales los consumidores más innovadores consiguen romper las barreras no económicas o límites a la financiación / inversión que pudieran existir, y cómo conforme la tecnología y sus aplicaciones son cada vez más conocidas, su difusión se acelera hasta llegar a altos porcentajes del mercado total, pero de forma asintótica debido a la presencia de efectos de saturación de mercado.
- II. Se asume que sólo en una determinada proporción de las viviendas en alquiler, el propietario e inquilino consiguen llegar a un acuerdo económico para instalar autoconsumo.

- III.** Por último, se asume unos años de recuperación de la inversión más exigentes que en el Potencial Económico. Implícitamente las curvas "S" establecen una media de años de retorno comprendidos entre una horquilla de 6 y 8 años para un consumidor medio.

Uno de los principales valores añadidos de este estudio es que los resultados de un cierto potencial se usan para redefinir el análisis de otros potenciales, lo cual sólo es posible al haber desarrollado una metodología integrada y consistente.

- B.** El estudio contempla la proyección del autoconsumo a 2030 atendiendo a diferentes escenarios de Baja y Alta Penetración.

Dentro de la estimación del cálculo del potencial económico y real de autoconsumo en España el estudio contempla **tres escenarios** con el objetivo de capturar las incertidumbres inherentes a cualquier proyección a futuro. Los escenarios considerados son los siguientes:

- 1. Escenario Base u Objetivo.** Es el escenario que se espera que tenga lugar con mayor probabilidad. Las hipótesis para la estimación de las variables que intervienen en la determinación de la estimación del Potencial Económico y del Potencial Real se han hecho tratándose de ajustar a lo que se espera que acontezca a lo largo del horizonte de planificación de los proyectos de inversión.
- 2. Escenario de Alta Penetración.** En este contexto, se considera que algunas de las variables que han servido de referencia para la configuración del escenario "más probable" o "caso base" puedan concretarse a lo largo del horizonte, tomando valores que mejoran las previsiones iniciales recogidas en el "escenario más probable" o "caso base". Por ejemplo: reducción del coste de la inversión inicial por unidad de potencia, mejoras de eficiencia de generación, años de retorno de la inversión más reducidos, o reducción de barreras no económicas.
- 3. Escenario de Baja Penetración.** De forma similar al escenario anterior, en este caso las variables que han servido de referencia para la configuración del escenario "más probable" o "caso base" pueden concretarse a lo largo del horizonte de planificación, tomando valores que empeoran las previsiones iniciales. Por ejemplo: mejoras mínimas en los costes de inversión inicial, reducción del coste variable de la energía de red o continuidad en la presencia de barreras no económicas.

Por tanto, las variables consideradas para el cálculo de los tres escenarios están recogidas en la tabla de escenarios contenida en el apartado 3.2 del presente informe.

C. Los principales resultados obtenidos se resumen a continuación.

- El Potencial Económico nacional en 2020, en el Escenario Base, asciende a 7 GW, pero las barreras no económicas lo reducen hasta un Potencial Real de 0,9 GW, todo ello en el Escenario Base.
- En el período 2020 – 2030, en el Escenario Objetivo, los Potenciales Económico y Real se incrementan por las reducciones de costes de inversión de las instalaciones y por una mayor adopción social. El Potencial Económico asciende a 15 GW y el Potencial Real a 8,8 GW, aproximadamente en 2030. El Potencial Técnico permanece en niveles equivalentes a 2020.
- A 2030, los escenarios de Potencial Técnico recogen variaciones en la evolución de la demanda eléctrica y de las mejoras de eficiencia en la tecnología fotovoltaica, variando en un rango entre 153 GW y 186 GW.
- Por tipo de consumidor, los mayores Potenciales Económicos de autoconsumo fotovoltaico se dan en consumidores comerciales (8,9 GW), seguidos de los consumidores residenciales plurifamiliares (4,2 GW), y los industriales (1,7 GW), en 2030.
- En 2030, gran parte del Potencial Económico se localiza en cuatro autonomías: la Comunidad de Madrid (3,6 GW), Andalucía (3,0 GW), Cataluña (2,2 GW) y la Comunidad Valenciana (1,8 GW).
- El Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico se concentra en zona urbana (aproximadamente el 70% en 2020 y 2030).

RESUMEN EJECUTIVO

En conclusión, el Potencial de autoconsumo fotovoltaico a 2030 se recoge en la siguiente tabla (Tabla I):

Tabla I: Resumen global de los Potenciales (Técnico, Económico y Real) a 2030 en el Escenario Base.

Tipo de consumidor (cifras en GW)	Escenario Base (2030)		
	Potencial Técnico*	Potencial Económico	Potencial Real
Comercial	48,1 (C+F)	8,88	5,77
Residencial Plurifamiliar	37,6 (C+F)	4,19	1,85
Residencial Unifamiliar	49,4 (C+F)	0,18	0,08
Industrial	33,7 (C+F)	1,74	1,13
Total, Nacional	168,7 (C+F)	14,99	8,83

(C): Cubiertas; (F) Fachadas

(*) Según parque de edificios

Fuente: Elaboración propia

2. ANTECEDENTES Y OBJETIVO

La Unión Europea ha asumido una posición de liderazgo internacional en la lucha contra el cambio climático, siendo la descarbonización de la economía una prioridad en la política energética actual y futura.

En esta línea, durante los últimos años, la Unión Europea ha venido desarrollando una estrategia de reducción de emisiones con objetivos específicos para los años 2020, 2030 y 2050. Concretamente:

- ▶ Objetivos a 2020: el Parlamento Europeo aprobó en diciembre de 2008 un triple objetivo de eficiencia energética (20% menor consumo de energía primaria o final respecto al escenario tendencial PRIMES de 2007), una reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (20% con respecto a los niveles de 1990) y de penetración de renovables (20% en energía final).
- ▶ Objetivos a 2030: la legislación aprobada en diciembre de 2018 establece un objetivo de reducción de emisiones (40% respecto a los niveles de 1990), otro de penetración de renovables (32% en energía final) y un tercero de eficiencia energética (32,5% menor consumo respecto al tendencial PRIMES 2007). Durante 2020, y en el marco de las revisiones acordadas en el Acuerdo de París, es posible que se aumente la ambición del objetivo de reducción de emisiones a 2030 desde el 40% hasta superar el 50%.
- ▶ Objetivos a 2050: en 2019 la Comisión Europea propuso la estrategia de largo plazo de la UE (a remitir a la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático en el contexto del Acuerdo de París) estableciendo como objetivo a 2050 la reducción de emisiones netas de gases de efecto invernadero entre el 80% y el 95% con respecto a los niveles de 1990, a fin de contribuir al objetivo global de limitar el aumento de las temperaturas a 1,5°C sobre la época preindustrial. Para ello, se requerirá un alto nivel de electrificación de la economía (53% de electricidad en energía final, que es más del doble de las cifras actuales), una descarbonización de la generación eléctrica, una penetración de renovables de más del 60% en energía primaria, y una descentralización del suministro, entre otros.

A 2050, la descarbonización del consumo eléctrico, en gran medida mediante renovables, será una de las palancas para el cumplimiento de los objetivos de la política energética europea y española

En cumplimiento de sus obligaciones establecidas en la Regulación de Gobernanza de la Unión Energética y Acción Climática (EU 2018/1999) España remitió un primer borrador del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) en primavera de 2019, al cual se recibieron comentarios de la Comisión Europea (CE) en verano, y que ha sido actualizado de nuevo en enero 2020 y aprobado y publicado en el BOE con fecha 31 de marzo de 2021.

Dicho PNIEC tiene por objetivo alcanzar a nivel nacional en 2030 un 21% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a 1990, un 42% de renovables en energía final, un 39,6% de mejora de la eficiencia energética y un 74% renovable en generación eléctrica. A 2050 el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética y la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo buscan poner a España en línea con la estrategia a largo plazo de la UE, alcanzando un sistema eléctrico 100% renovable y posicionando a España en la neutralidad climática (reducción de al menos un 90% las emisiones). Esto implicaría avanzar hacia un sector eléctrico descentralizado y renovable, para lo cual el autoconsumo fotovoltaico es uno de los principales mecanismos.

El autoconsumo fotovoltaico es uno de los principales mecanismos para alcanzar un sector eléctrico renovable y descentralizado, como proponen la Comisión Europea y el PNIEC

El PNIEC incorpora medidas específicas para la promoción del autoconsumo tales como: el desarrollo de una Estrategia Nacional de Autoconsumo, la promoción de la financiación blanda, el desarrollo de nuevos modelos de negocio (p.ej. gestión por parte de terceros, empresas de servicios energéticos) y la aplicación de medidas de fomento desde el ámbito local, entre otros.

Además, el PNIEC (en su actualización de enero de 2020) enuncia la necesidad de un análisis del potencial de autoconsumo en España: “Los objetivos en materia de autoconsumo se establecerán en la futura Estrategia Nacional de Autoconsumo para el periodo 2021 – 2030. En el marco de la misma se analizará el potencial de penetración por tipo de consumidor (residencial, servicios o terciario, industrial), de manera que se puedan fijar objetivos indicativos para el periodo que serán ambiciosos pero alcanzables”.

En este sentido, el presente estudio tiene por finalidad estimar los potenciales técnico, económico y real de autoconsumo fotovoltaico en España, en el horizonte 2021 – 2030 y por tipo de consumidor, en el marco de lo establecido en el último borrador del PNIEC y como parte de la Estrategia Nacional de Autoconsumo.

El objetivo del presente estudio es calcular el potencial de autoconsumo fotovoltaico en España a 2030

El desarrollo metodológico para el cálculo del potencial de autoconsumo fotovoltaico en España tiene en cuenta las siguientes consideraciones:

- ▶ Se analiza el Potencial Técnico, Económico y Real de autoconsumo fotovoltaico considerando la tecnología solar fotovoltaica para el periodo temporal entre 2020 y 2030.
- ▶ Se calcula el potencial de autoconsumo atendiendo a diferentes tipologías de consumidores: residencial unifamiliar, residencial plurifamiliar, comercial e industrial y desagregando por zona geográfica (provincia) y zona de calidad (p.ej. urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa²). Además, se tendrá en cuenta la ubicación de la instalación, tanto si es en cubierta como si es en fachada.
- ▶ Se contemplan tres escenarios con el objetivo de capturar las incertidumbres inherentes a cualquier proyección a futuro. Éstos son: un Escenario Base, un Escenario de Alta Penetración (p. ej. mayor Potencial Técnico, consumidores con tasas de descuento más bajas, menores costes de inversión) y un Escenario de Baja Penetración (opuesto a lo anterior).

El Escenario Base se considera el Escenario Objetivo que definirá los objetivos del autoconsumo en la futura Hoja de Ruta que desarrollará las medidas de impulso al autoconsumo, pero que por analogía con la nomenclatura de los otros escenarios se denomina de forma genérica Escenario Base.

Para facilitar el entendimiento del estudio, el presente informe se ha estructurado atendiendo a las siguientes secciones:

- ▶ En el **Capítulo 1**, se incorpora el resumen ejecutivo del documento.
- ▶ En el **Capítulo 2**, se exponen los antecedentes y el objetivo del informe.
- ▶ En el **Capítulo 3**, se busca proporcionar una visión a alto nivel de la totalidad del estudio: se definen los diferentes tipos de potencial, se describen la metodología desarrollada en términos generales y se presentan los principales resultados del estudio.
- ▶ En el **Capítulo 4**, se expone detalladamente la metodología utilizada para calcular el Potencial Técnico y se presentan los resultados.
- ▶ En el **Capítulo 5**, se explica la metodología utilizada para calcular el Potencial Económico y se presentan los resultados.
- ▶ Por último, el **Capítulo 6**, exhibe la metodología y los resultados del Potencial Real del autoconsumo.

El anexo 1 recoge la literatura, fuentes de datos y expertos consultados para la estimación de potencial técnico según el análisis del parque de edificios. El anexo 2 da los detalles sobre la descarga y tratamiento de datos catastrales llevados a cabo. El anexo 3 especifica los parámetros económicos externos usados en el cálculo de potencial económico y real. La información sobre las herramientas utilizadas (Alteryx) se presentan en el anexo 4.

2 Como se verá posteriormente, en este estudio se considera cada zona de calidad como una agregación de municipios en función del número de suministros eléctricos (CUPS), según el Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre.

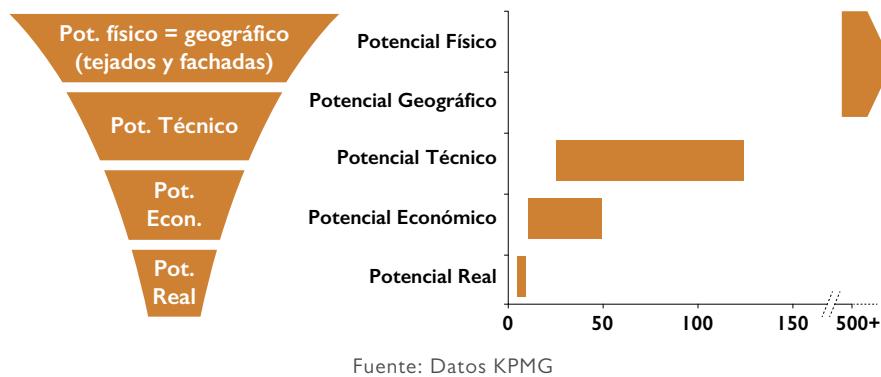
3. VISIÓN GLOBAL DE LA METODOLOGÍA Y DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS

3.1 Definición de los diferentes tipos de potencial de autoconsumo fotovoltaico

Para analizar el potencial de autoconsumo que tiene España es necesario definir previamente qué se entiende por “potencial”. Según la literatura académica, existen cuatro tipos de potencial como se ilustra en la Figura 1, que guardan una relación en cascada entre ellos, con criterios cada vez más restrictivos por lo que los valores cuantitativos obtenidos tienden a reducirse.

Concretamente estos potenciales son: a) Potencial Físico y Geográfico (que en este estudio se consideran análogos), b) Potencial Técnico, c) Potencial Económico, y d) Potencial Real.

Figura 1. Ilustración de los potenciales autoconsumo fotovoltaico en España a 2030.



Fuente: Datos KPMG

- El **Potencial Físico** hace referencia a la radiación solar bruta que recibe España en todo su territorio, que es del orden de 1.500 – 2.000 kWh/m² año, en función de la latitud, el tipo de irradiación considerada, o factores geofísicos como la inclinación y orientación.
- El **Potencial Geográfico** es aquel que incide sobre las superficies donde se podrían instalar tecnologías de generación eléctrica (es decir, excluyendo parques naturales, ríos y grandes masas de agua, playas, zonas de complicada orografía, carreteras, etc.). Para el caso de la tecnología fotovoltaica en cubiertas y/o fachadas, el Potencial Físico es igual al Potencial Geográfico sobre la propia superficie de las cubiertas o fachadas que, por definición, ya excluye zonas naturales o carreteras (Izquierdo, 2008)³. Una primera estimación puramente ilustrativa que se podría hacer situaría el potencial físico sobre 600 GW⁴.
- El **Potencial Técnico** añade a los factores físicos o geográficos anteriores (irradiación, disponibilidad y orientación de cubiertas y fachadas, sombras) los factores tecnológicos (por ejemplo, la potencia que se puede instalar por unidad de superficie, dependiente de la evolución de los paneles solares fotovoltaicos), estableciendo nuevas restricciones y por lo tanto proporcionando un valor numérico menor.

El Potencial Técnico también estaría determinado por la potencia demandada por los consumidores, pues es de prever que, a nivel agregado, el total de las potencias máximas de autoconsumo⁵ a instalar serán del mismo orden de magnitud que las potencias máximas a consumir, puesto que se trata de instalaciones cuya producción se destinará a autoconsumo. Determinadas fuentes establecen el potencial técnico de fotovoltaica en España para auto-

3 Izquierdo, S. R. (2008). A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. *Solar Energy*.

4 Asumiendo una densidad de potencia teórica (antes de pérdidas, rendimiento o sombras) de 1000 W/m², y una superficie útil aprovechable para FV en cubiertas de zonas urbanas (excluyendo zonas comerciales o industriales) de unos 571 km² obtenida de (Izquierdo, 2008). Por simplicidad, y en base a su carácter puramente ilustrativo, esta estimación excluye fachadas.

5 Pese a que la regulación permita a determinados consumidores individuales instalar autoconsumo por potencias superiores a lo contratado y/o demandado; a nivel agregado se esperaría que no se instalaran cantidades mucho mayores a las demandadas por el conjunto de los consumidores.

consumo en una horquilla entre 99 GW y 495 GW. Concretamente, la base de datos europea JRC ENSPRESO lo lleva hasta los 99 GW (Ruiz P., 2019)⁶, mientras que un informe de Greenpeace en 2005 lo sitúa en unos 495 GW para el año 2050 (García-Casals & Greenpeace, 2005)⁷.

- El **Potencial Económico** refleja aquel Potencial Técnico que se desarrolla por parte de los consumidores bajo criterios de racionalidad económica, donde, además de los condicionantes técnicos (recogidos en el Potencial Técnico) influyen también factores como el ahorro económico en la factura o la tasa de retorno obtenida. Se estima que el Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico en España es menor que el técnico, alcanzando valores en el entorno de los 10 – 40 GW como indica por ejemplo (JRC, 2019)⁸.
- El **Potencial Real**, es aquel potencial desarrollado teniendo en cuenta que la situación anterior (análisis coste–beneficio) no refleja la realidad, dado que los agentes no son perfectamente racionales al tomar sus decisiones de inversión en autoconsumo y puede existir una gran diversidad de barreras no económicas para el desarrollo de este. Diversas fuentes analizadas del sector⁹ lo han estimado en 3 – 8 GW a 2030.

En el caso del Potencial Real toma especial relevancia la diferencia entre los distintos tipos de consumidores. Por un lado, los consumidores industriales o comerciales con un alto coste eléctrico estarían cerca de decisiones económicamente racionales, y buscarían la forma de sortear barreras no económicas. Por el otro, en el sector residencial cobran más importancia los factores extrínsecos al autoconsumo, como la dificultad en la toma de decisiones en comunidades de propietarios, el desalineamiento de intereses propietario/inquilino en el caso de viviendas en alquiler ("principal agent problem"), aspectos relacionados con el desconocimiento de una tecnología novedosa, o las altas tasas de descuento utilizadas, que implican períodos de retorno elevados para las inversiones.

Esta disparidad de criterios y definiciones a la hora de evaluar el potencial de autoconsumo fotovoltaico lleva a que exista una diversidad de estimaciones, muchas veces sin total claridad sobre qué potencial de los anteriormente definidos es el que se estaría analizando. Cada una de estas estimaciones utiliza metodologías, datos e hipótesis diferentes, complicando la extracción de conclusiones de política energética.

En España existe una diversidad de estudios de potencial de autoconsumo fotovoltaico, pero:

- I. ***Se refieren a diversos potenciales (en ocasiones sin una definición clara de los mismos).***
- II. ***Usan diferentes metodologías, datos e hipótesis.***
- III. ***Contemplan distintos horizontes temporales, tipos de consumidor, o áreas geográficas.***

Es por ello por lo que dichos estudios no son fácilmente comparables y no proporcionan la información consistente necesaria para establecer objetivos de política energética.

En este contexto, se desarrolla el presente estudio con el objetivo de definir una metodología de cálculo que estime el potencial de autoconsumo fotovoltaico en España en el horizonte 2020 – 2030, utilizando una metodología objetiva y transparente que recoja cada uno de los potenciales anteriormente definidos incluyendo las particularidades del caso español.

6 Ruiz P., N. W. (2019). ENSPRESO – an open, EU–28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. Energy Strategy Reviews.

7 García-Casals, X., & Greenpeace. (2005). Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.

8 JRC. (2019). High resolution geospatial assessment of the rooftop solar PV EU.

9 Entre las que se encuentran UNEF, IRENA o IEA Renewables 2020.

3.2 Síntesis de la metodología aplicada para la estimación del autoconsumo fotovoltaico

Esta sección presenta un resumen a alto nivel de la metodología desarrollada para la estimación de los tres tipos de potencial analizados: Técnico, Económico y Real (ilustrado en la Figura 2).

El **Potencial Técnico** se analiza con dos enfoques. Por un lado, se realiza una aproximación a los tamaños de instalaciones de autoconsumo que podrían instalarse teniendo en cuenta las demandas máximas de electricidad de los consumidores (Enfoque 1). Para ello se usan datos reales agregados de potencias consumidas y contratadas obtenidas de fuentes públicas como Red Eléctrica de España (REE), la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), o el PNIEC, junto con datos socioeconómicos municipales para llevar a cabo la desagregación geográfica necesaria mediante técnicas de regresión estadística. Por otro lado, se estima el Potencial Técnico bajo criterios geográficos, mediante el análisis del parque de edificios donde se sitúan dichos consumidores, evaluando las superficies disponibles de cubiertas y fachadas donde se podrían instalar paneles fotovoltaicos (Enfoque 2).

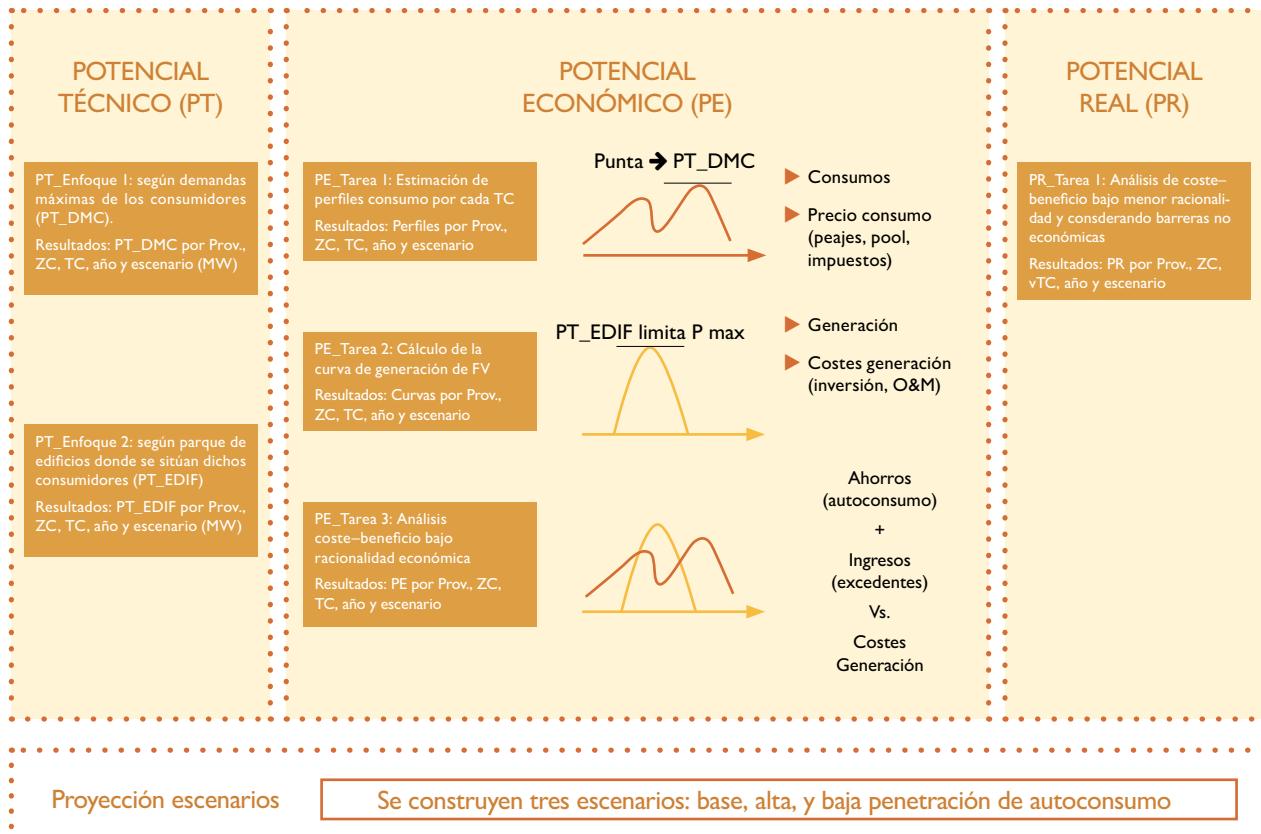
Para este segundo enfoque, se realiza un análisis *big data* de la información de todas las referencias catastrales nacionales obtenidas de los diferentes Catastros, combinada con factores obtenidos de la literatura académica para eliminar las superficies donde no es factible instalar paneles fotovoltaicos (patios, ventanas, sombras, instalaciones de climatización, etc.).

Posteriormente, para el cálculo del **Potencial Económico** se replica el análisis coste–beneficio que cada consumidor realizaría. Para ello en una primera tarea se estima su consumo horario de electricidad, tanto en cantidades (mediante el uso de perfiles de consumo construidos en base a datos reales de REE y la CNMC) como en precios (precios minoristas calculados como la suma de los precios horarios del mercado diario de electricidad, los peajes, los impuestos y todos los demás elementos que integran la factura de los consumidores, usando datos oficiales y predicciones de KPMG a 2030). Después, la segunda tarea del análisis de Potencial Económico consiste en obtener las curvas horarias de generación fotovoltaica que cada instalación produciría en función de su potencia, latitud y longitud, ubicación en el edificio, orientación, etc. Para ello se usan los datos de producción fotovoltaica obtenidos de la herramienta PVGIS según estos datos de entrada.

Esta segunda tarea proporciona igualmente los costes asociados a dicha generación, principalmente la inversión requerida y, en el caso de instalaciones grandes, los costes de operación y mantenimiento, para lo que se usan datos reales de la literatura económica especializada en el autoconsumo fotovoltaico.

VISIÓN GLOBAL DE LA METODOLOGÍA Y DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS

Figura 2: Visión global de la metodología seguida en el informe.



Leyenda: PT: Potencial Técnico; PE: Potencial Económico; PR: Potencial Real; Prov.: Provincia; ZC: Zona de Calidad (urbana, rural, etc); TC: Tipo Consumidor (comercial, industrial, etc)

Fuente: Elaboración propia

La tercera y última tarea del análisis de Potencial Económico consiste en cruzar las curvas horarias de consumo y generación, para calcular los ahorros en la factura eléctrica gracias a la energía autoconsumida y los ingresos obtenidos por el vertido de excedentes. Se suman dichas cantidades durante todas las horas del año, y para un número de años a futuro, comparándose con los costes de inversión y obteniendo en última instancia un periodo de retorno de la misma. Se asume que la inversión se realizaría si dicho periodo de retorno está dentro de lo que cada consumidor está dispuesto a admitir, teniendo en cuenta sus tasas de descuento, costes de oportunidad del capital, etc., por lo que dicha potencia pasa a integrar el Potencial Económico para cada tipo de consumidor en cada año, provincia y zona de calidad. Este análisis considera aspectos tales como primeras y segundas residencias, o las particularidades de los edificios de viviendas plurifamiliares.

Con respecto al cálculo del **Potencial Real**, se lleva a cabo un análisis entre el coste y el beneficio similar al del Potencial Económico, pero se ajustan los resultados para considerar barreras no económicas que hacen que la adopción del autoconsumo sea más lenta de lo esperable. Se tienen en cuenta períodos de retorno de la inversión más admisibles, los casos de las viviendas en alquiler, las dificultades para llegar a acuerdos en comunidades de propietarios, o los diferentes niveles de racionalidad y conocimiento de los distintos consumidores.

De forma relevante, la visión global de la metodología proporcionada en la Figura 2 pone de relevancia uno de los principales valores añadidos de este estudio: los resultados de un cierto potencial se usan para informar y refinar el análisis de otros potenciales, lo cual sólo es posible al haber desarrollado una metodología integrada y consistente. Esto contrasta con la mayoría de los estudios previos, que analizan el Potencial Técnico, o el Potencial Económico, o el Potencial Real, de forma independiente. Por ejemplo, la Figura 2 representa cómo los resultados de la etapa 1 (Potencial Técnico) se usan en el presente estudio para limitar las potencias máximas instaladas en la etapa 2 (Potencial Económico). Así, por ejemplo, se han utilizado restricciones de cubierta y fachada disponible en la estimación de Potencial Económico, limitando la potencia máxima de fotovoltaica a instalar (representado en la figura con el texto "PT limita P máx."). Es posible que en algunas ocasiones estas restricciones no se activen, pues el Potencial Técnico suele ser mayor que el Potencial Económico, pero en ciertos casos sí podrían aplicar (p.ej., en un industrial, o en edificios de oficinas de gran altura y ocupación, con una importante demanda de aire acondicionado en las horas centrales del día, y con poca superficie de cubierta disponible).

Uno de los principales valores añadidos de este estudio es que los resultados de un cierto potencial se usan para refinar el análisis de otros potenciales, lo cual sólo es posible al haber desarrollado una metodología integrada y consistente.

Por último, se contemplan **tres escenarios** con el objetivo de capturar las incertidumbres inherentes a cualquier proyección a futuro: Escenario Base, Escenario de Alta Penetración y Escenario de Baja Penetración. Para ello se modifican de manera internamente coherente determinados parámetros de entrada (p.ej. la evolución a 2030 de los costes de los sistemas fotovoltaicos), afectando a los diferentes potenciales de forma consistente como se presenta en la siguiente Tabla 2 resumen de escenarios.

Tabla 2: Visión global de los principales parámetros que varían en los diferentes escenarios.

Categoría	Parámetro	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración	
Regulatorios, Tecnológicos y Sectoriales	Densidad potencia (Wp/m ²)	2020: 170 Wp/m ² .			
	Costes Sistema Autoconsumo (PV, BoS, Otros) CAPEX + O&M	2020: Curvas de CAPEX reflejando economías de escala, conforme aumenta la potencia instalada, según <i>benchmark</i> de KPMG basado en datos de la industria, asociaciones del sector y organismos internacionales. En el de Alta Penetración se incluye un –10% a la curva de CAPEX. O&M: 0 en instalaciones < 30 kW, 2% del CAPEX en mayores.	2020 – 2030: + 1% / año	2020 – 2030: + 2% / año	2020 – 2030: + 0 % / año
	Precios electricidad (minoristas)= Precios Mercado + Peajes + Impuestos	Se utilizan los mismos precios de electricidad en los tres escenarios, tanto minoristas como para remuneración de excedentes			
	Demanda electricidad por Tipo de Consumidor	Crecimiento demanda de electricidad escenario PNIEC Objetivo	Demand: escenario PNIEC Objetivo +0.2%/año (mayor peso de la electrificación que la eficiencia)	Demand: escenario PNIEC Objetivo – 0.2%/año (mayor peso de la eficiencia que la electrificación)	
Socioeconómicos	Potencial Económico: Periodo Retorno Máximo Aceptado (PRMA), racionalidad económica	PRMA Industrial 8 años, Residencial 9 años, Comercial 10 años	PRMA Industrial 9 años, Residencial 10 años, Comercial 11 años	PRMA Industrial 7 años, Residencial 8 años, Comercial 9 años	
	Potencial Real: (impacto de otras barreras no económicas p.ej. alquileres, altas tasa de retorno buscadas)	Menor interés alquileres residenciales (sólo 50% de los rentables instalan). Curva difusión tecnología forma de "S" estándar (del 13% al 58% del posible mercado en 10 años).	Menor interés alquileres residenciales (sólo 70% de los rentables instalan). Curva difusión tecnología forma de "S" estándar (del 20% al 63% del mercado en 10 años).	Menor interés alquileres residenciales (sólo 30% de los rentables instalan). Curva difusión tecnología forma de "S" estándar (del 8% al 53% del posible mercado en 10 años).	

Fuente: Elaboración propia

3.3 PRINCIPALES RESULTADOS DEL ESTUDIO

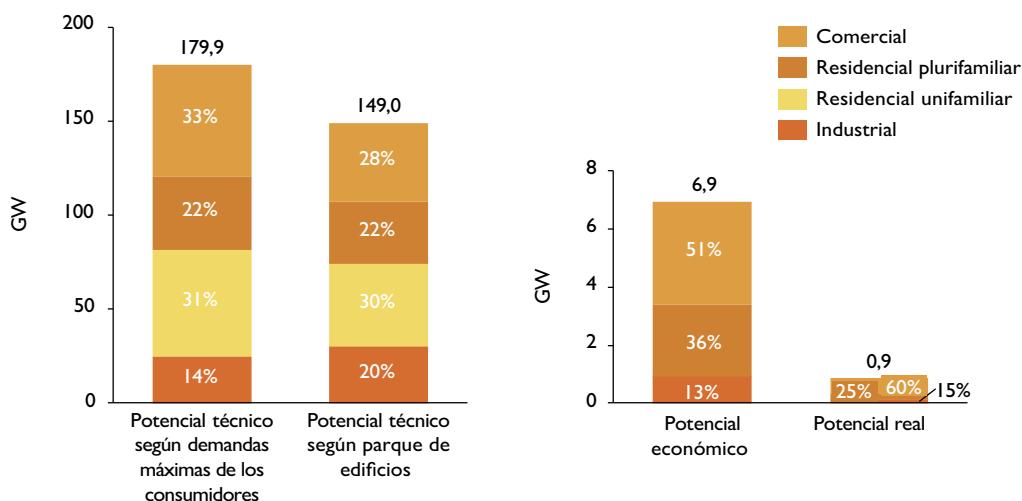
3.3.1 El Potencial Económico nacional en 2020, en el Escenario Base, asciende a 7 GW, pero las barreras no económicas lo reducen hasta un Potencial Real de 0,9 GW

En el año 2020, a nivel nacional, el Potencial Técnico podría alcanzar una potencia de autoconsumo de 180 GW, según el enfoque “Demandas máximas de los consumidores” y de 149 GW, según el enfoque “Potencial Técnico según parque de edificios” (de los cuales, 63 GW en cubiertas y 86 GW en fachadas).

De éstos, y basado en un análisis entre el coste y beneficio con datos reales de 2020, se estiman 7 GW de Potencial Económico (exclusivamente en cubiertas). De éstos, y basado en un análisis con datos reales de 2020, se estiman 7 GW de Potencial Económico (exclusivamente en cubiertas y teniendo en cuenta las limitaciones de potencial técnico en los mismos).

Sin embargo, las barreras no económicas podrían reducir el Potencial Real hasta 0,9 GW. En efecto, la capacidad instalada de autoconsumo en España a finales de 2020 se situaba en niveles similares, según del *benchmark* de KPMG y la literatura económica especializada.

Figura 3: Potencial Técnico, Económico y Real en el año 2020 a nivel nacional por tipo de consumidor (GW).



Fuente: Elaboración propia

Las razones de la reducción del Potencial Técnico al Potencial Económico se derivan fundamentalmente de que la forma de las curvas de consumo y generación no se solapan y la remuneración de excedentes es limitada, provocando una penetración de instalaciones de reducido tamaño en relación con la potencia contratada por el consumidor. Por ello, una reducción en los costes de inversión, la gestión de la demanda o el aumento de utilización de sistemas de almacenamiento serían algunos de los factores que podrían aumentar el Potencial Económico del autoconsumo fotovoltaico.

Concretamente, a nivel sectorial, si bien el Potencial Técnico está distribuido entre los distintos sectores, el Potencial Económico se concentra especialmente en el sector comercial, el residencial plurifamiliar y el industrial. En particular, en el sector residencial unifamiliar, el Potencial Económico es inferior debido al menor tamaño de las instalaciones con un coste unitario de inversión mayor, a que las curvas de consumo y generación no se solapan y a que la remuneración de los excedentes es limitada.

3.3.2 En el período 2020–2030, los Potenciales Económico y Real se incrementan por las reducciones de costes de inversión de las instalaciones y por una mayor adopción social. El Potencial Técnico permanece en niveles equivalentes a 2020

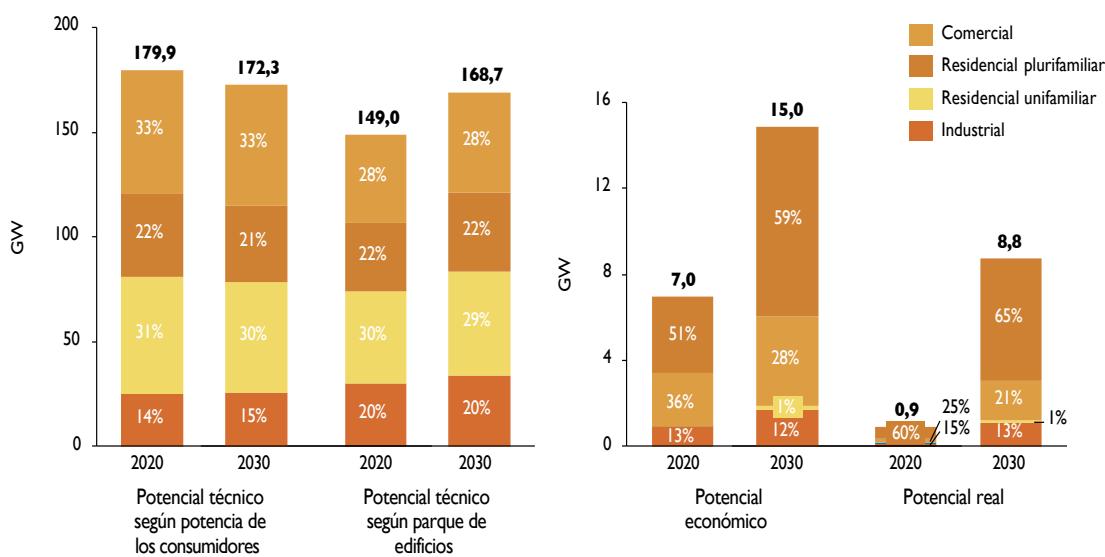
El Potencial Técnico permanece en valores equivalentes al año 2020 hasta 2030. En el Escenario Base, el Potencial Técnico asociado a las demandas máximas de los consumidores se reduce de 180 GW en 2020 a 172 GW en 2030, debido a las menores potencias contratadas derivadas de las mejoras de eficiencia energética en sector residencial y comercial, que compensa la mayor electrificación de usos finales. Sin embargo, el Potencial Técnico estimado a partir de la caracte-

rización del parque de edificios se incrementa de 149 GW en 2020 (63 GW en cubiertas y 86 GW en fachadas) a 169 GW en 2030 (71 GW en cubiertas y 98 GW en fachadas), como consecuencia de las mayores superficies construidas en provincias donde se produzca un aumento de la población, y en especial, debido a las mejoras en la eficiencia en los módulos fotovoltaicos.

A pesar de que la variación del Potencial Técnico es limitada, los Potenciales Económico y Real a 2030 se incrementan significativamente. En efecto, en el Escenario Base, los Potenciales nacionales alcanzan valores de 15 GW en el caso de Potencial Económico, y de 8,8 GW en el Potencial Real. El crecimiento del Potencial Económico se debe fundamentalmente a las reducciones de costes de inversión.

El crecimiento de Potencial Real se justifica por una mayor aceptación y conocimiento social de la tecnología de autoconsumo fotovoltaico, y a los esfuerzos por reducir las barreras no económicas. En este sentido, el Potencial Real crece a un ritmo mayor que el Potencial Económico, debido a la aceleración en la adopción de la tecnología de autoconsumo fotovoltaico, denominado "proceso de difusión tecnológica". Asimismo, el Potencial Real se incrementa en un múltiplo de 9 en el período 2020–2030, frente al incremento del Potencial Económico, que se duplica respecto a su valor de 2020. Es decir, si bien en el año 2020, únicamente el 13% del Potencial Económico se desarrolla en términos de Potencial Real, dicha proporción se incrementa hasta un 59% en 2030.

Figura 4: Evolución del año 2020 a 2030 del Potencial Técnico, económico y real de autoconsumo a nivel nacional (GW).



Fuente: Elaboración propia

3.3.3 A 2030, los escenarios de Potencial Técnico recogen variaciones en la evolución de la demanda eléctrica y de las mejoras de eficiencia en la tecnología fotovoltaica

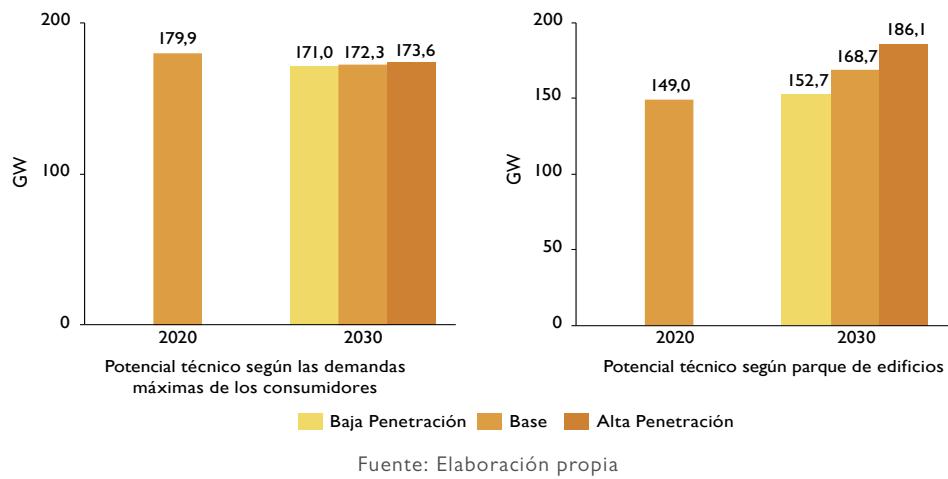
Adicionalmente al Escenario Base presentado anteriormente, se han desarrollado escenarios alternativos de Alta y Baja Penetración. El Potencial Técnico según las demandas máximas de los consumidores se reduce a 2030 en los tres escenarios.

Este Potencial toma valores de 171 GW – 174 GW de acuerdo con la evolución de las potencias contratadas. El motivo de la reducción de potencial es la reducción del consumo eléctrico previsto en el Escenario Objetivo del PNIEC, sobre todo en los sectores residencial y comercial. Sin embargo, en el sector industrial, la electrificación de los procesos implica el incremento del Potencial Técnico.

El Potencial Técnico según la caracterización del parque de edificios se incrementa en los tres escenarios (153 – 186 GW, respectivamente), como consecuencia de la mejora tecnológica de los paneles solares. En el caso del escenario de Alta Penetración, las eficiencias de los paneles aumentan un 2% al año, incrementando la densidad de potencia hasta alcanzar 207 W/m² en 2030. Sin embargo, la superficie total de cubiertas y fachadas sobre la que se instalan se incrementa moderadamente (un 0,3% anual).

VISIÓN GLOBAL DE LA METODOLOGÍA Y DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS

Figura 5: Evolución de 2020 a 2030 del Potencial Técnico de autoconsumo a nivel nacional (en GW).



3.3.4 En la próxima década los Potenciales Económico y Real se incrementan en todos los escenarios de forma significativa

Adicionalmente, se han desarrollado tres escenarios (Base, Alta Penetración y Baja Penetración) para los Potenciales Económico y Real.

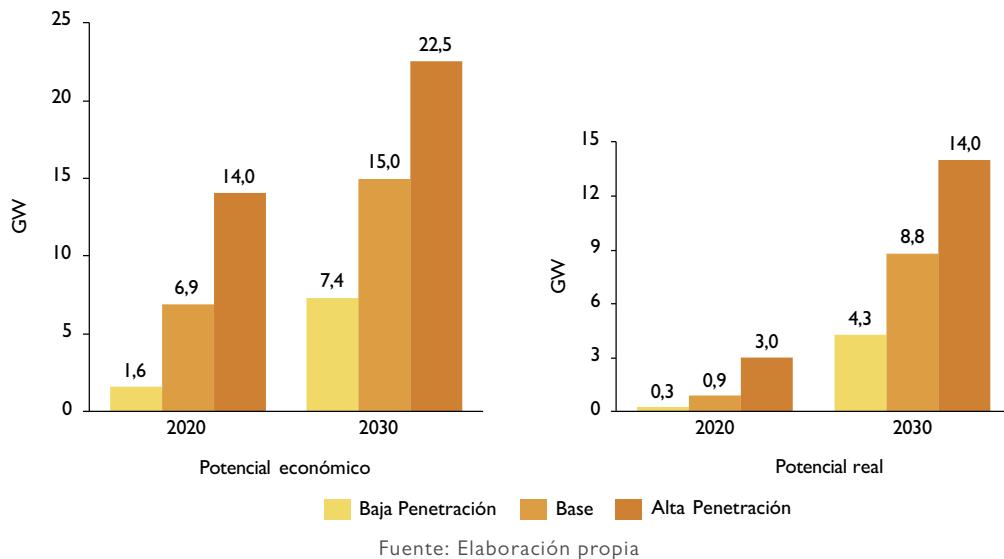
En 2020, el Potencial Económico difiere en los tres escenarios dependiendo principalmente de los años de retorno máximos que los consumidores estarían dispuestos a aceptar para su inversión en autoconsumo (entre 3,59 – 14 GW). Sin embargo, a 2030, este Potencial se incrementa hasta 7,8 – 22,5 GW, como consecuencia de la reducción en los costes de inversión.

Asimismo, el Potencial Real se aproxima al Potencial Económico conforme avanza la década en los tres escenarios, debido al aumento de la aceptación social de la tecnología y a la reducción de las barreras no económicas. Este proceso de convergencia del Potencial Real al Económico es más acelerado en el escenario de Alta Penetración. Así, el Potencial Real varía de 0,26 – 3 GW en 2020 hasta valores de 4,3 – 13,9 GW en 2030.

La horquilla del Potencial Real en 2030 se explica:

- ▶ Por las incertidumbres en los ritmos en la aceptación social.
- ▶ La difusión de la tecnología.
- ▶ La penetración de autoconsumo en viviendas en alquiler.

Figura 6: Evolución del año 2020 a 2030 del Potencial Económico y real de autoconsumo a nivel nacional (en GW).

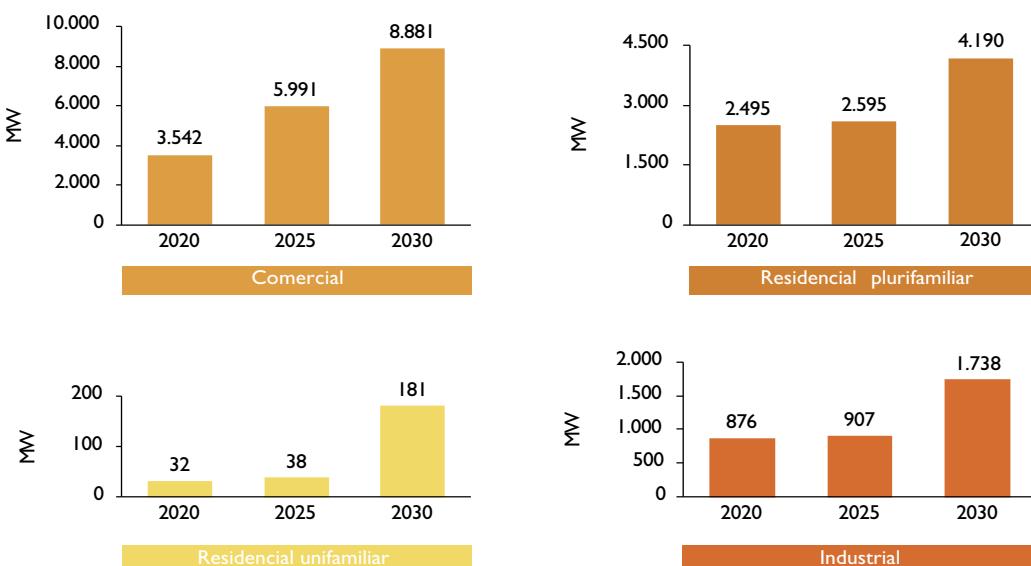


3.3.5 Por tipo de consumidor, los mayores potenciales económicos de autoconsumo se dan en consumidores comerciales

Los resultados arrojan un mayor Potencial Económico de autoconsumo en consumidores comerciales en todos los escenarios alcanzando un nivel de hasta 8,9 GW a 2030 en el Escenario Base. El sector comercial cuenta con amplias superficies de cubiertas y con curvas de consumo coincidentes con la producción fotovoltaica implicando importantes ahorros por autoconsumo.

Para el consumidor residencial plurifamiliar, el hecho de presentar economías de escala en la instalación de los paneles fotovoltaica al necesitar instalaciones más grandes que viviendas unifamiliares para abastecer a todo un edificio fomenta el desarrollo del Potencial Económico en este segmento alcanzando un máximo de 4,2 GW en 2030 teniendo en cuenta el Escenario Base.

Figura 7: Potencial Económico a nivel nacional por tipo de consumidor (en MW).



Fuente: Elaboración propia

En el caso del consumidor residencial unifamiliar no se aprovechan dichas economías de escala, y las curvas de demanda y producción coinciden en escasas ocasiones resultando en un Potencial Económico menor a 2030 se estima 0,2 GW en el Escenario Base). Si bien, el consumidor residencial unifamiliar tiene un alto Potencial Técnico, el Potencial Económico podría aumentar si se lograra la modificación de consumos, la utilización de sistemas de almacenamiento o una mayor remuneración de excedentes o ventajas fiscales en un mayor número de municipios como la bonificación sobre el IBI, entre otros.

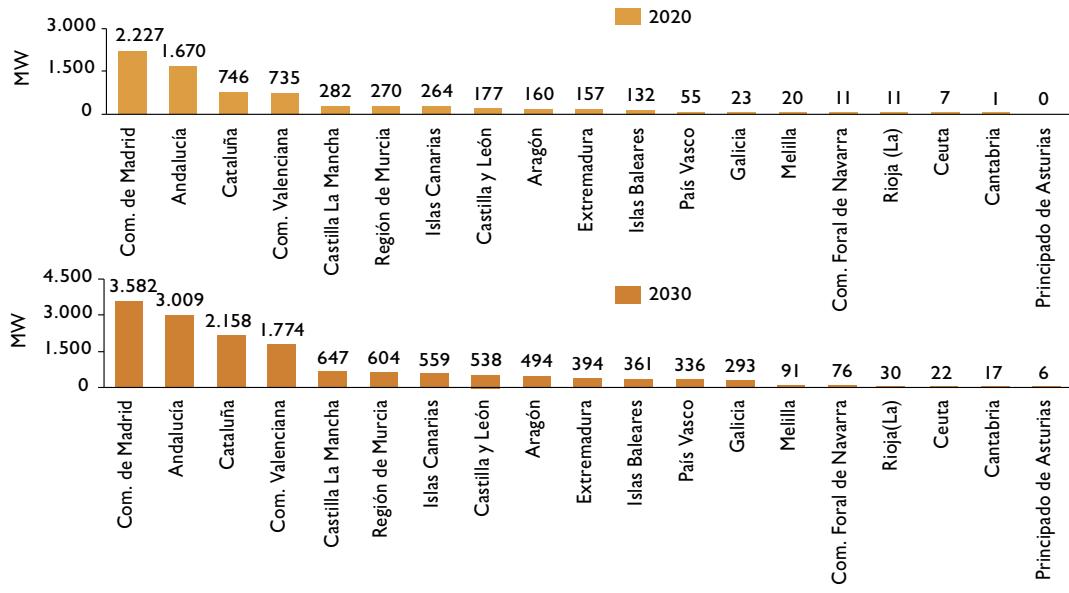
En el caso del sector industrial, dada la estructura tarifaria actual en el que el peso del peaje de este tipo de consumidores en la factura eléctrica es bajo hace que compense consumir directamente de la red limitando el Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico (se alcanza 1,7 GW en 2030). En este sentido, disponer de superficie mayores (solares aledaños) conllevaría a aprovechar las economías de escala y por tanto desarrollar más el Potencial Económico.

3.3.6 Gran parte del Potencial Económico se localiza en cinco autonomías

El Potencial Económico se concentra en zonas de alta población/actividad económica/demanda o en zonas de alta irradiación (Comunidad de Madrid, Andalucía, Cataluña o la Comunidad Valenciana). Autonomías como Castilla-La Mancha, Baleares o Canarias cuentan con un potencial significativo en términos relativos, a sus niveles de demanda o población, en comparación con otras del norte de España.

VISIÓN GLOBAL DE LA METODOLOGÍA Y DE LOS PRINCIPALES RESULTADOS

Figura 8: Potencial Económico en 2020 y 2030 (Escenario Base) por comunidad autónoma (en MW).

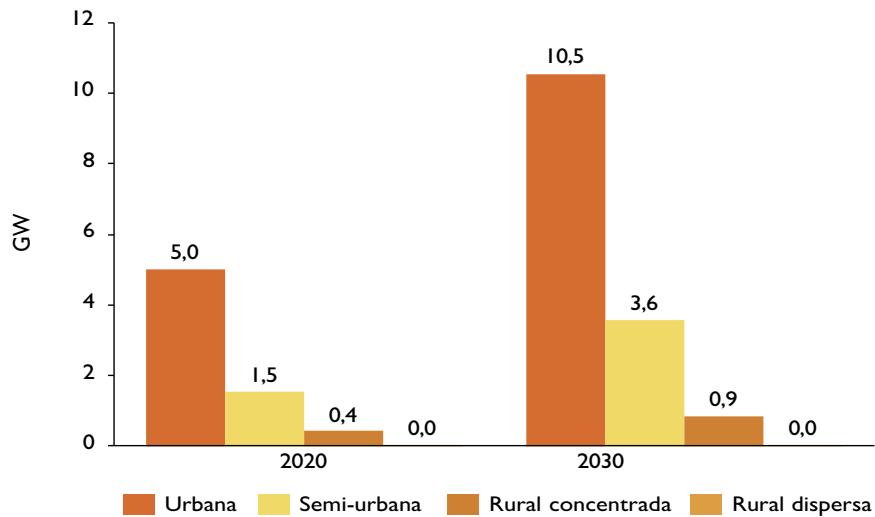


Fuente: Elaboración propia

3.3.7 El Potencial Económico de autoconsumo se concentra en zona urbana (aproximadamente el 70% en 2020 y 2030)

Si a las zonas urbanas se les suma las semiurbanas, se llega a la mayor parte del Potencial Económico (más del 95%). Esto se debe a que España es un país eminentemente urbano, los consumos se concentran en estas zonas, y además una gran concentración de consumo y población está precisamente en zonas de alta/media radiación como Madrid, Cataluña, Levante o Andalucía.

Figura 9: Potencial Económico en los años 2020 y 2030 en el escenario base a nivel nacional por zona de calidad (en GW).



Fuente: Elaboración propia

La zona de calidad semi-urbana es la que más crece en términos relativos hasta 2030 (se incrementa el Potencial Económico en un 134%), debido a la mayor concentración de población y actividad en municipios de dichas zonas.

4. POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

4.1 Descripción de la metodología desarrollada para la estimación del Potencial Técnico

El Potencial Técnico se estima con un doble enfoque:

- a. Mediante las potencias asociadas a todos los consumidores susceptibles de instalar autoconsumo, evaluando sus potencias máximas demandadas.
- b. Mediante el análisis del parque de edificios donde se sitúan dichos consumidores, estimando las superficies disponibles en cubiertas y fachadas.

4.1.1 Primer enfoque: según demanda máxima de los consumidores

Este enfoque busca proporcionar un primer orden de magnitud del Potencial Técnico, que se podría entender como el Potencial Técnico “bruto” asociado a los consumidores susceptibles de realizar instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo. Dicho potencial se ha estimado como la potencia máxima instantánea consumida por cada tipo de consumidor pues es de prever que, a nivel agregado, ésta sea una aproximación razonable a las potencias máximas de autoconsumo.

Dada la ausencia de datos públicos, las demandas máximas se han estimado sobre la base de las potencias contratadas. En otras palabras, se usa la potencia contratada de cada consumidor como un *proxy* para su demanda máxima y para el Potencial Técnico de autoconsumo. Esto sin perjuicio de que ciertos consumidores puedan decidir instalar potencias superiores a su potencia contratada, si implantan sistemas de almacenamiento o les compensa económicamente el vertido de excedentes frente al incremento de coste de inversión, y siempre y cuando sea admisible por la red de distribución a la que esté conectado.

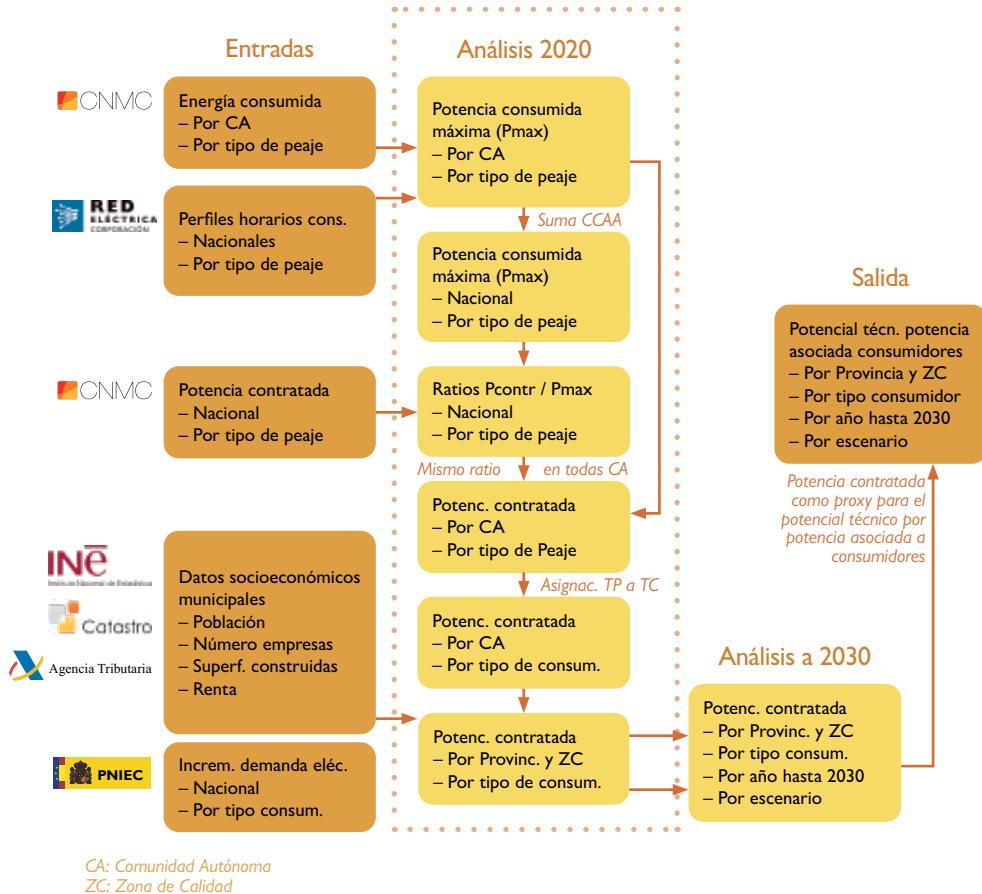
Este Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico, estimado mediante las potencias contratadas¹⁰, se segmenta por provincia, zona de calidad y tipo de consumidor, y se proyecta hasta 2030 en tres escenarios (Base, Alta Penetración y Baja Penetración). Para ello se ha desarrollado una metodología en base a datos públicos de la CNMC, de Red Eléctrica de España y del PNIEC, que serán desagregados mediante técnicas estadísticas usando indicadores socioeconómicos a nivel municipal, provenientes principalmente del Instituto Nacional de Estadística (INE), de la Agencia Tributaria y del Catastro.

Esta metodología se detalla a continuación, usando como base la Figura 10 para mayor claridad.

¹⁰ Una forma más directa de estimar este potencial habría sido mediante la suma de las potencias máximas instantáneas consumidas por cada consumidor individual, obtenidas de datos de las distribuidoras (p.ej. de las curvas de carga de cada suministro individual o CUPS). Sin embargo, dichos datos son confidenciales, por lo que se ha desarrollado una metodología alternativa basada en datos públicos.

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 10: Ilustración de la metodología seguida para la estimación del Potencial Técnico según demandas máximas de los consumidores.



Fuente: Elaboración propia

En primer lugar, se multiplican los valores de energía consumida (por tipo de peaje¹¹ y comunidad autónoma, obtenidos de la CNMC), por los perfiles horarios de consumo (por tipo de peaje y a nivel nacional, obtenidos de REE), para obtener las curvas horarias de consumo en cada comunidad autónoma y por tipo de peaje. Esto conlleva la hipótesis de que las curvas horarias nacionales son representativas del consumo en cada comunidad autónoma. Posteriormente se selecciona el valor máximo de cada curva horaria para cada comunidad autónoma y tipo de peaje, obteniendo así la potencia consumida máxima (Pmax).

Posteriormente, se suman los valores máximos consumidos en todas las CCAA para obtener la Pmax por cada tipo de peaje a nivel nacional. Esta es una aproximación al máximo de potencia horaria¹² que se demandaría a nivel nacional en caso de simultaneidad perfecta.

Por otro lado, se obtienen de la CNMC los datos de potencia contratada a nivel nacional para cada tipo de peaje¹³. Dividiendo éstos entre las potencias consumidas máximas (Pmax) obtenidas anteriormente se obtienen los Ratios Pcontr/Pmax a nivel nacional y por cada tipo de peaje¹⁴, que se representan en la Tabla 3.

¹¹ La CNMC proporciona estos datos para todos los tipos de peaje de acceso de la estructura tarifaria de los últimos años: 2.0A, 2.0DHA, 2.0DHS, 2.1A, 2.1DHA, 2.1DHS, 3.0A, 3.1A, 6.1, 6.2, 6.3 y 6.4.

¹² Que no instantánea.

¹³ Datos a octubre de 2019, obtenidos del Boletín de Indicadores Eléctricos de febrero de 2020. Para algunos tipos de peaje de acceso el dato de potencia contratada se da por períodos. Para este análisis se ha tomado el mayor valor de entre todos los períodos. Para peajes de acceso 2.0 y 2.1 se considera la potencia "facturada" como potencia contratada.

¹⁴ Estas ratios no deben interpretarse directamente como la sobrecontratación que los consumidores hacen sobre sus potencias máximas, pues las Pmax obtenidas en este análisis no recogen las diferencias de simultaneidad entre consumidores individuales, y tienen resolución horaria (que no instantánea). Aunque sí que existe cierta sobrecontratación, sobre todo en el pequeño consumidor que no su potencia tanto como los comerciales e industriales, para los cuales generalmente el coste eléctrico puede suponer una parte muy significativa de sus costes operacionales.

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

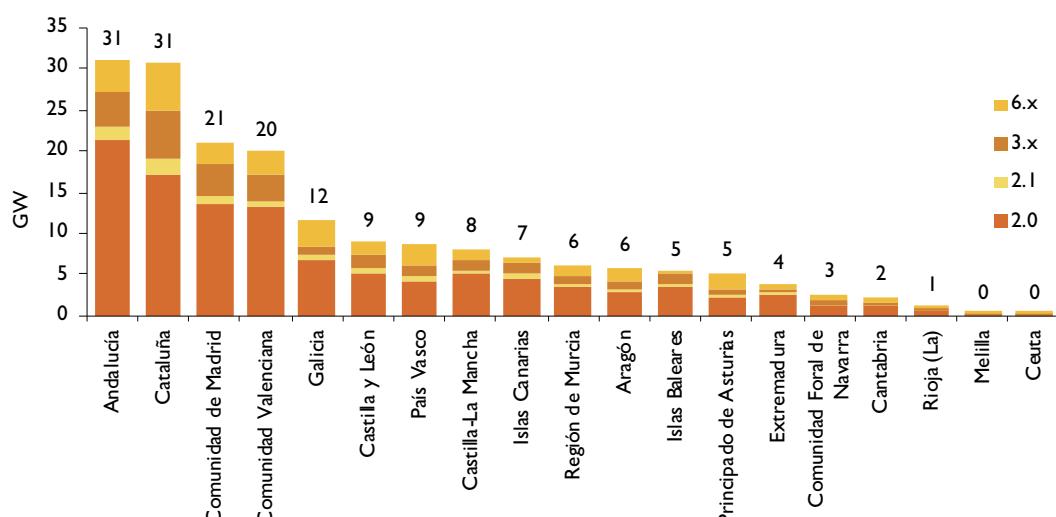
Tabla 3: Ratios de potencia contratada sobre máxima potencia consumida a nivel nacional por cada tipo de peaje.

Tipo de peaje de acceso	Potencia contratada sobre máxima potencia consumida
2.0	6,9
2.1	6,1
3.x	2,9
6.x	1,7

Fuente: Datos KPMG.

Aplicando dichas ratios a las potencias consumidas máximas por cada comunidad autónoma se obtienen las potencias contratadas por tipo de peaje y comunidad autónoma. Dicha operación conlleva la hipótesis de que estas ratios son aplicables a todas las Comunidades Autónomas. Se obtienen los valores presentados a continuación en la Figura 11.

Figura 11: Potencia contratada por Comunidad Autónoma y tipo de peaje de acceso.



Fuente: Elaboración propia

El siguiente paso consiste en asignar los tipos de peaje a tipos de consumidor según la clasificación usada en el presente estudio (residencial unifamiliar, residencial plurifamiliar, comercial e industrial). Esto permite expresar los valores anteriores de potencia contratada por comunidad autónoma en términos de tipo de consumidor. Dicha asignación se hace siguiendo lo establecido en la siguiente Tabla 4, obtenida de la asignación de sectores económicos a cada tipo de peaje que realiza el Boletín de Indicadores Eléctricos de la CNMC¹⁵.

15 La parte izquierda detalla los datos de energía consumida por tipo de peaje, y la parte superior refleja la energía consumida por cada uno de los tipos de consumidor del presente análisis. La parte central de la tabla indica cómo se ha asignado la energía consumida por cada tipo de consumidor. Para la construcción de esta tabla, las únicas hipótesis adicionales a la información que proporciona el Boletín consisten en la separación entre residencial unifamiliar y plurifamiliar, que el Boletín no realiza. Se ha tomado como referencia el estudio de Consumos del Sector Residencial elaborado por IDAE (2013), que proporciona el consumo eléctrico diferenciando entre residencial plurifamiliar y unifamiliar. Además, se ha hecho la hipótesis de que las tarifas 2.I DHS sólo se encuentran en residencial unifamiliar.

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

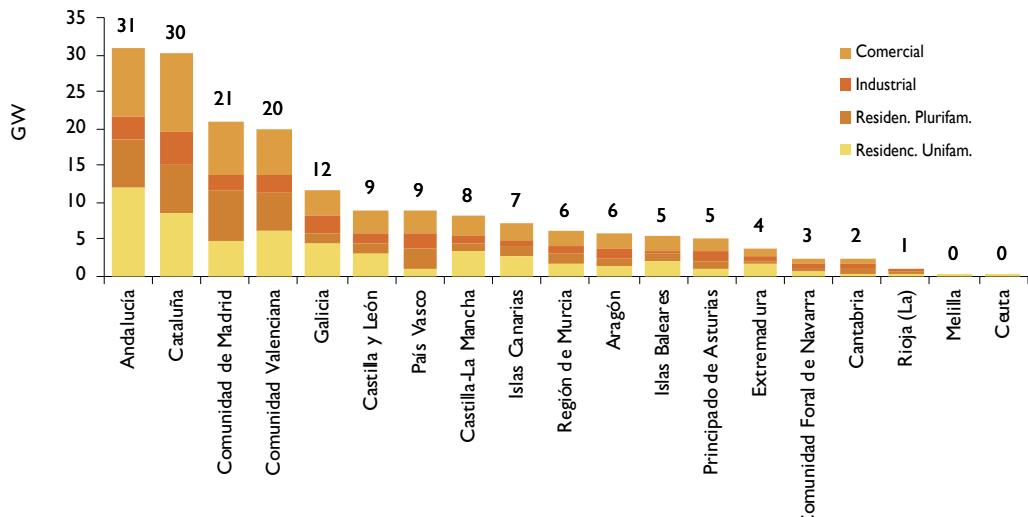
Tabla 4: Energía consumida por tipo de consumidor (2018).

			Resid. Purifam	Resid. Unif.	Comercial	Industrial
Energía consumida por peaje de acceso (GWh)	Total	241.646	40.456	19.306	93.208	88.676
	2.0A	47.285	27.626	13.181	6.478	
	2.0DHA	20.171	10.842	5.173	4.155	
	2.0DHS	49	26	12	10	
	2.1A	4.448	1.210	578	2.660	
	2.1DHA	3.855	752	359	2.745	
	2.1DHS	11		3	8	
	3.0A	36.165			36.165	
	3.1A	15.824			12.121	3.703
	6.1	55.458			14.062	41.396
	6.2	23.941			6.071	17.870
	6.3	10.637			2.697	7.940
	6.4	23.803			6.036	17.767

Fuente: Elaboración propia

Con la asignación anterior se consigue expresar las potencias contratadas obtenidas previamente, pero en este caso por comunidad autónoma y tipo de consumidor, como se detalla a continuación:

Figura 12: Potencias contratadas por Comunidad Autónoma y tipo de consumidor.



Fuente: Elaboración propia

Los resultados anteriores, sin embargo, no tienen el nivel de desagregación geográfica necesaria para este estudio. Por ello, han de ser desagregados desde nivel autonómico hasta nivel provincial y zona de calidad (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa). Cada zona de calidad es una agregación de municipios en función del número de suministros eléctricos (CUPS), según el *Real Decreto 1955/2000*, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica (en adelante “Real Decreto 1955/2000”). Ante la falta de información del número de CUPS por municipio, se ha aproximado mediante el análisis de referencias catastrales¹⁶ (que se han obtenido del análisis del Catastro hecho para la estimación de potencial técnico en base al parque de edificios). Esto se muestra en la Tabla 5:

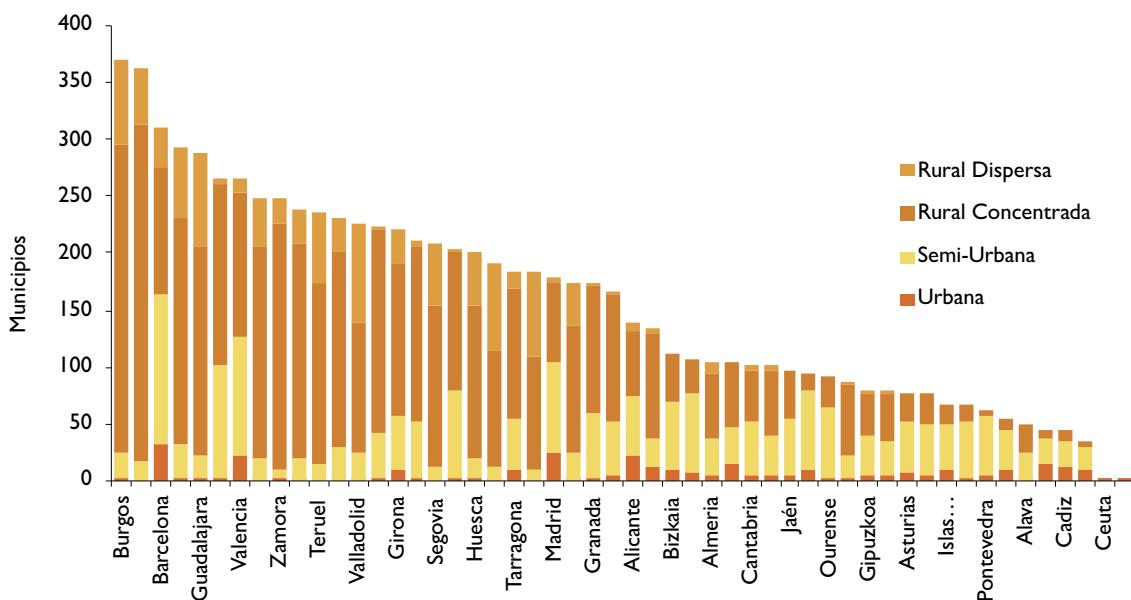
Tabla 5: Definición de zonas de calidad en función de referencias catastrales.

# Referencias catastrales	Zona de calidad
> 20.000	Urbano (U)
> 2.000	Semi-Urbano (SU)
> 200	Rural Concentrado (RC)
< 200	Rural Disperso (RD)

Fuente: Elaboración propia

Para dicha desagregación desde nivel autonómico hasta nivel provincial y zona de calidad, se estiman las potencias contratadas por cada municipio empleando datos socioeconómicos municipales, y luego se agregan los municipios correspondientes a cada zona de calidad en cada provincia. La Figura 13 representa el número de municipios que se engloban en cada una. Se puede observar el elevado número total de municipios que hay en provincias como Burgos o Salamanca (sobrepasando los 350), la significativa proporción de municipios a nivel nacional en zonas rurales concentradas (con entre 200 y 2.000 referencias catastrales), el peso de zonas rurales dispersas en provincias como Valladolid, Palencia y Soria, o el reducido número de municipios urbanos (con más de 20.000 referencias catastrales), que se concentran en provincias como Madrid, Barcelona, Valencia y Alicante.

Figura 13: Número de municipios por provincia y zona de calidad.



Fuente: Elaboración propia

16 Esta hipótesis se considera apropiada para el sector residencial donde en general cada bien inmueble tiene asignado un punto de suministro. Sin embargo, puede darse el caso de que exista un solo suministro para diversos bienes inmuebles o a la inversa, por ejemplo, en el sector industrial (varios CUPS y una sola referencia catastral).

Para estimar la potencia contratada por municipio se han usado técnicas de regresión estadística sobre indicadores socioeconómicos disponibles a nivel municipal, provenientes principalmente del Instituto Nacional de Estadística, de las Agencias Tributarias (nacional, vasca y navarra) y de los Catastros (nacional, vasco y navarro). En concreto, se han usado indicadores de renta, población, número de empresas y superficies construidas (éstas últimas obtenidas del análisis hecho sobre datos catastrales en la estimación del Potencial Técnico en base al parque de edificios).

Se obtiene así la potencia contratada para cada zona de calidad, provincia y tipo de consumidor, en 2020¹⁷. Pero adicionalmente es necesario obtener las proyecciones de potencias contratadas a 2030 bajo los escenarios base y de Baja y Alta Penetración de autoconsumo fotovoltaico¹⁸. Para ello se han utilizado las proyecciones de consumo final de electricidad por sector (residencial, industrial y servicios) del PNIEC¹⁹.

Los valores del PNIEC (escenario Objetivo) se emplean directamente para el escenario Base, y para los escenarios de Alta y Baja Penetración se usan variaciones sobre los valores del PNIEC, representadas en la Tabla 6 a continuación.

Tabla 6: Variaciones anuales de demanda utilizadas por tipo de consumidor y escenario.

Tipo de consumidor	Escenarios		
	Base	Alta Penetración	Baja Penetración
Residencial (plurifamiliar y unifamiliar)	-0,70% / año	-0,60% / año	-0,80% / año
Comercial	-0,30% / año	-0,25% / año	-0,35% / año
Industrial	+0,34% / año	+0,39% / año	+0,29% / año

Fuente: Datos KPMG.

La aplicación directa de los valores del PNIEC a las proyecciones de potencias contratadas conlleva tres hipótesis:

1. Que el crecimiento/decrecimiento de la potencia contratada se produce al mismo ritmo que el consumo eléctrico (en términos de energía). Esto implica: a) que la ratio potencia contratada / potencia máxima consumida se mantiene constante hasta 2030; y b) que la ratio potencia máxima consumida / energía se mantiene constante, lo cual a su vez implica que la forma de la curva de demanda no cambia significativamente²⁰.
2. Que los posibles cambios de demanda de punta y potencia contratada son admisibles desde el punto de vista de la actividad de distribución. Esta hipótesis se considera apropiada teniendo en cuenta la gran inversión en distribución hasta 2030 que prevé el escenario Objetivo del PNIEC.

17 Realmente los datos de potencia contratada de la CNMC que se han utilizado es a fecha de octubre de 2019, pero se consideran una buena aproximación para enero de 2020. La crisis del Coronavirus en primavera de 2020 puede haber reducido las potencias contratadas en diversos sectores, pero no se considera dada la no disponibilidad de información al respecto de la CNMC y, por considerarse una situación coyuntural en comparación con el enfoque a medio y largo plazo que adoptan el PNIEC, la futura Estrategia Nacional de Autoconsumo, y el presente estudio.

18 Conviene incidir en que el escenario de Alta Penetración es aquel que implica un mayor potencial de autoconsumo, pero esto no significa que sea el deseable desde la perspectiva general del sistema.

19 Borrador de Enero 2020. En dicho Plan se observan dos tendencias principales: electrificación de usos finales, por un lado, y eficiencia energética en dichos usos por el otro. Éstas tienen efectos opuestos sobre el consumo eléctrico, por lo que pudiera ocurrir que en algunos sectores aumente el consumo, y en otros disminuya. Por ejemplo, el consumo en el sector residencial se espera que disminuya en el entorno del 0,7% anual entre 2020 y 2030, pasando de unos 68 TWh en 2020 a 64 TWh en 2030.

20 El presente análisis se basa en la estructura de peajes y cargos, anterior a la nueva estructura definida en 2020 e implementada en junio de 2021, y es por ello por lo que se asume que la forma de la curva de demanda no cambia significativamente.

- 3.** Que la evolución en todas las provincias y zonas de calidad crecen al mismo tiempo que la media nacional, y que el sector residencial plurifamiliar y unifamiliar siguen la misma senda. Esta hipótesis es necesaria por la ausencia de proyecciones más desagregadas en el PNIEC²¹.

En resumen, la metodología anterior permite obtener, en base a datos públicos, una primera aproximación al Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico según las demandas máximas de los consumidores. Sin embargo, dicho Potencial Técnico depende también del entorno físico en el que se localiza cada consumidor (p.ej. superficie de cubierta disponible). Por ello, se ha desarrollado un segundo enfoque, que aproxima el Potencial Técnico mediante el análisis del parque de edificios, y que se describe a continuación.

4.1.2 Segundo enfoque: según el análisis del parque de edificios

El objetivo de este segundo enfoque es estimar el Potencial Técnico de autoconsumo mediante el análisis del entorno físico disponible para que cada consumidor ubique su instalación de autoconsumo particular²². En el caso de autoconsumo fotovoltaico, lo natural es ubicar dicha instalación sobre el propio edificio ocupado por el consumidor, por lo que, según la literatura y expertos consultados (véase Anexo I) es habitual aproximar el Potencial Técnico mediante el análisis estadístico del parque de edificios.

Se ha llevado a cabo un análisis big data de la información de todas las referencias catastrales nacionales obtenidas de los diferentes Catastros²³, combinada con factores obtenidos de la literatura académica para eliminar las superficies donde no es factible instalar paneles fotovoltaicos (patios, ventanas, sombras, instalaciones de climatización, etc.). La metodología desarrollada se introduce a alto nivel a continuación, usando como base para mayor claridad la Figura 14.

En la tarea número 1 se parte de los datos de todas las referencias catastrales en 2020 y, para cada uno de los edificios existentes en España se extrae la información sobre i) superficie en planta; ii) superficie construida²⁴; iii) usos del edificio (p.ej. residencial, industrial, oficinas, comercial, deportivo); y iv) municipio donde se sitúa. En la tarea número 2, se agregan y se tratan estos datos para calcular valores de superficie total construida (el interior de los edificios) y de superficie total de cubiertas y fachadas (envolvente) para cada dimensión requerida en este estudio: por Comunidades Autónomas, provincia, zona de calidad (urbana, semiurbana, rural concentrada y rural dispersa) y tipo de consumidor (residencial unifamiliar, residencial plurifamiliar, industrial y comercial).

21 El PNIEC se ha elaborado en base a un ejercicio de modelado energético mediante el modelo TIMES–Sinergia, que: a) representa las demandas eléctricas en nodo único y b) donde la desagregación del sector residencial sí diferencia entre residencial unifamiliar y plurifamiliar, pero cuyos resultados desagregados no se proporcionan.

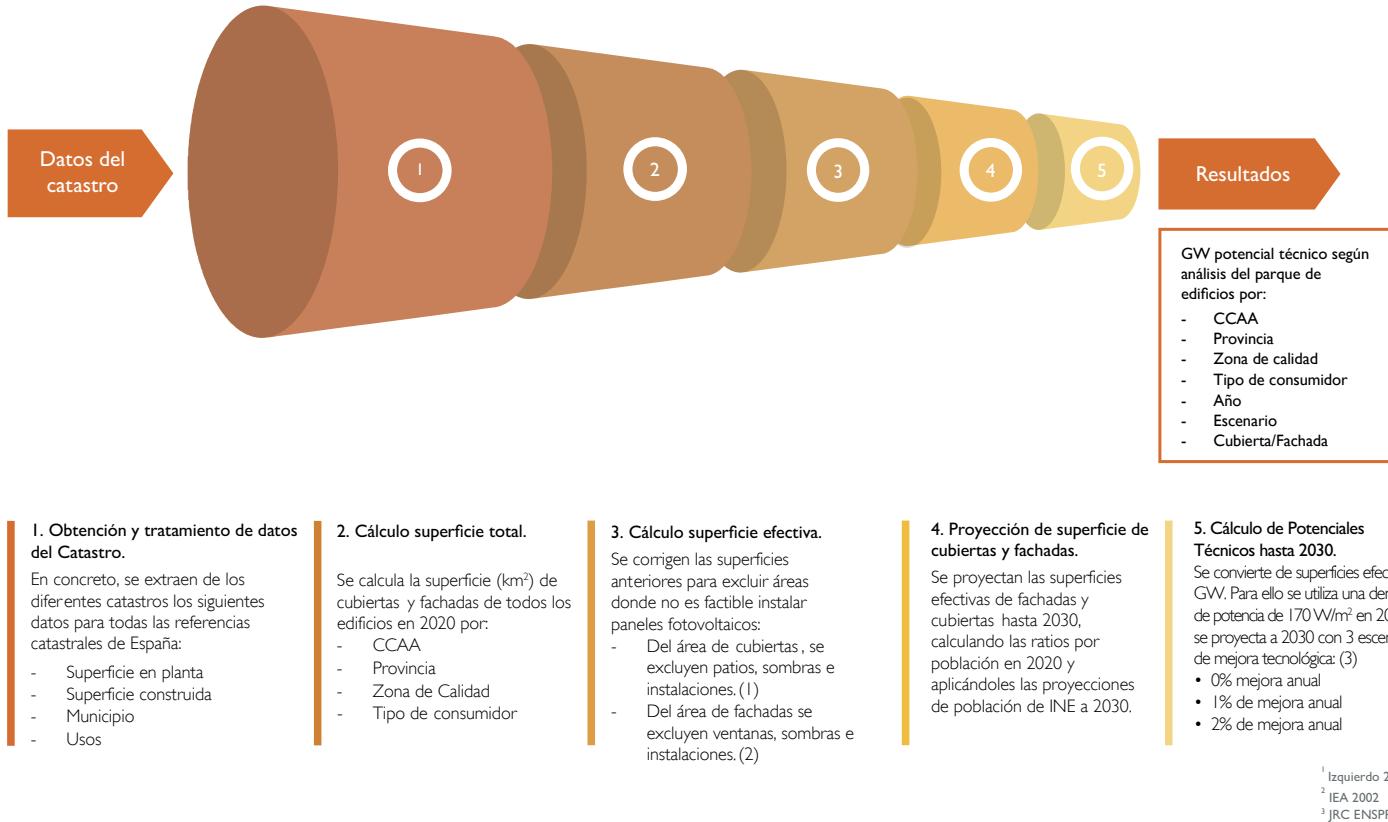
22 En función de la tecnología renovable que se esté considerando para el autoconsumo, el entorno físico a analizar puede diferir. Si se estuviese considerando una instalación de autoconsumo con biomasa (p.ej. en una industria azucarera), habría que cuantificar por ejemplo la disponibilidad de materias primas en la zona (p.ej. residuos de caña). Los últimos cambios en la legislación del autoconsumo permiten la instalación en ubicaciones cercanas, más allá del propio edificio. En este estudio no se consideran estas modalidades debido a la falta de datos georreferenciados de cada consumidor.

23 Se han utilizado las bases de datos del Catastro nacional y de los catastros de Navarra, Gipuzkoa, Álava y Bizkaia.

24 La superficie construida es aquella que tiene en cuenta el número de alturas. De forma ilustrativa, un edificio de 10 alturas con 300 m² de planta tendría 3.000 m² construidos.

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 14: Metodología seguida en la estimación de Potencial Técnico según el análisis del parque de edificios.



Fuente: Elaboración propia

En la tarea 3, se convierten las superficies “totales” de cubiertas y fachadas en superficies “efectivas”. Por “efectiva” se entiende aquella superficie corregida eliminando los espacios donde no se pueden instalar paneles solares fotovoltaicos, como patios, sombras, ventanas, o áreas ocupadas por otras instalaciones (por ejemplo, de climatización). La evidencia disponible en la literatura refleja valores en torno al 15% – 20% de las superficies totales correspondientes de cubierta o fachada. Es decir, menos de uno de cada 5 m^2 se puede realmente usar para la instalación de autoconsumo fotovoltaico. Para esas correcciones se toman los datos reflejados en las publicaciones más relevantes: (Izquierdo, 2008)²⁵ para cubiertas y (IEA, Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002)²⁶ para fachadas, que son los mejores datos de este tipo que se han identificado como aplicables a este análisis.

En la tarea 4, se lleva a cabo una proyección de superficies efectivas de cubiertas y fachadas hasta 2030 a partir de los datos obtenidos del Catastro para 2020. Para ello se calcula la ratio entre superficie de fachadas y cubiertas y población en 2020, para cada provincia, y se aplica la misma ratio hasta 2030 a las proyecciones de población del INE por provincia. Estas proyecciones del INE reflejan la evolución demográfica prevista de incremento en provincias urbanas en detrimento de aquellas más rurales, por lo que se podría esperar una disminución de superficies efectivas para autoconsumo fotovoltaico en ciertas provincias rurales.

En la tarea 5, una vez se tienen las superficies efectivas de cubierta y fachada, para todas las comunidades autónomas, provincias, tipos de consumidor, zonas de calidad, y en todos los años 2020 – 2030, se aplican valores de densidad de potencia (W/m^2) para obtener los potenciales técnicos de autoconsumo. La densidad de potencia aplicada es de 170 W/m^2 en 2020 (valor justificado más abajo) y se proyecta hasta 2030 con 3 escenarios de mejoría: Baja Penetración (0% mejora anual); Base (1% de mejora anual) y Alta Penetración (2% de mejora anual).

Las cinco tareas descritas anteriormente permiten obtener como salidas de esta etapa los valores de Potencial Técnico (GW) estimados mediante el análisis del parque de edificios, con las dimensiones requeridas para este análisis: por

²⁵ Izquierdo, S. R. (2008). A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy–potential evaluations. *Solar Energy*.

²⁶ IEA. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics.

CCAA, provincia, zona de calidad, tipo de consumidor, año y escenario. Asimismo, se desagregan los valores de cubierta y fachada para poder analizarlos por separado.

A continuación, se describen las cinco tareas anteriores con un mayor nivel de detalle.

Tarea 1 del análisis del parque de edificios: obtención y tratamiento de datos de los diferentes catastros

Para poder realizar el análisis con el detalle requerido se ha optado por utilizar los datos de los diferentes catastros, la fuente con la información más detallada sobre los edificios en España. Existen cinco bases de datos catastrales: tres catastros provinciales en el País Vasco (Álava, Bizkaia y Gipuzkoa), uno en Navarra, y para todo el resto, el Catastro Nacional. Dichas bases de datos no están del todo homogeneizadas, por lo que cada una requiere su propio tratamiento de datos, que se ha realizado utilizando el software especializado en tratamiento masivo de datos Alteryx Designer (véase detalle en Anexo 3).

Los datos utilizados de cada catastro son los siguientes:

- ▶ Superficie en planta de cada edificio: la proporcionan los catastros directamente. Para eliminar garajes, solares vacíos, trasteros, etc., se cogen los datos sólo de aquellos edificios que tienen al menos una planta sobre rasante. Para cada parcela catastral, se suman los datos de sus respectivas subparcelas, eliminando aquellas que no tienen un techo donde se podrían instalar paneles fotovoltaicos (piscinas, silos, ruinas, campings, campos de golf y obras de urbanización interior, por ejemplo).
- ▶ Superficie construida de cada edificio (que refleja el número de alturas): se obtiene como la suma de las superficies construidas de todos los elementos constructivos del inmueble (por ejemplo, todas las viviendas de un mismo bloque residencial).
- ▶ Municipio: necesaria para asignar los edificios a cada zona de calidad (urbana, semiurbana, rural concentrada, rural dispersa), pues cada zona de calidad en cada provincia es una agregación de municipios (p.ej. los municipios con entre 2.000 y 20.000 referencias catastrales se consideran zona semi–urbana, como se ha descrito anteriormente).
- ▶ Usos (oficina, residencial, usos deportivos, industrial, etc.): necesarios para analizar los edificios por cada tipo de consumidor considerado en este estudio. El uso “residencial” se asigna a tipo de consumidor “residencial unifamiliar o plurifamiliar” (en función de número de referencias catastrales en una única parcela catastral); el uso “industrial” se asigna a tipo de consumidor “industrial”, y todos los demás usos se asignan a tipo de consumidor “comercial” (por ejemplo, almacenes, estacionamientos, oficinas, espectáculos, ocio y hostelería, etc.). En el caso de que un edificio tenga usos mixtos (por ejemplo, bloques de viviendas con locales comerciales en el bajo), se sigue el criterio de la Ley de Propiedad Horizontal y se asigna a cada edificio el uso que tiene mayor peso sobre el total en términos del coeficiente de propiedad proporcionado por el Catastro. Con esto se busca reflejar el proceso de toma de decisiones sobre instalación de autoconsumo fotovoltaico que tendría lugar en cada edificio.

En el Anexo I, se detalla cómo se ha llevado a cabo la descarga y tratamiento de datos teniendo en cuenta las particularidades de cada uno de los cinco catastros. Es de reseñar que, de cara a interpretar correctamente la información de cada catastro, se han analizado los criterios de codificación de datos de los mismos, teniendo en cuenta regulaciones como la Ley de Propiedad Horizontal, el Código de Normativa Catastral y la Guía de la Certificación Catastral Descriptiva y Gráfica, entre otras. Estas decisiones se han confirmado en comunicación con los propios Catastros (nacional y provinciales respectivos).

Tarea 2 del análisis del parque de edificios: cálculo de superficies totales en 2020

El siguiente paso consiste en agregar los datos tratados y obtenidos de los catastros, con el desglose necesario, para obtener las superficies totales en 2020, tanto construidas (interior de los edificios) como de fachadas y cubiertas (envolvente) por comunidad autónoma, provincia, zona de calidad y tipo de consumidor (residencial unifamiliar; residencial plurifamiliar; comercial, industrial).

Las superficies totales de fachada y cubierta en 2020 han de calcularse por orientación (p.ej. sur, este, oeste) pues dicho dato será necesario en los cálculos de Potencial Económico de la siguiente fase del análisis.

I. Fachadas:

Para la obtención de la superficie total de fachadas, se multiplica la superficie construida obtenida anteriormente por los siguientes factores obtenidos de la literatura para el caso de España:

Tabla 7: Factores superficie total fachada / superficie construida²⁷.

Edificaciones	Norte	Sur	Este	Oeste
Residencial	0,3	0,3	0,15	0,15
No residencial	0,3	0,3	0,3	0,3

Fuente: Datos KPMG²⁸

Estos factores fachada / superficie construida se aplican igualmente para todas las edificaciones del territorio nacional. De estas fachadas, para el total de superficie sólo se usan aquellas con orientaciones sur, este y oeste, lo cual, como se verá en el apartado de resultados, puede llevar a una sobreestimación del potencial en fachadas frente a otros estudios que consideran solamente la orientación sur. Sin embargo, se considera que, dada la significativa mejora de la tecnología fotovoltaica y la reducción de los costes, las fachadas este y oeste también serían susceptibles de instalación en un horizonte a 2030.

2. Cubiertas:

Para el cálculo de las superficies totales de cubiertas, se asume que la superficie de cubierta en cada parcela catastral es igual a la superficie en planta, que es una hipótesis realizada en la literatura (JRC, 2019)²⁹.

Se necesitan igualmente las superficies de cubierta por orientación, para lo que se multiplica la superficie de cubiertas totales por los siguientes factores, obtenidos de la base de datos JRC ENSPRESO (JRC ENSPRESO, 2019)³⁰ para el caso de España.

Tabla 8 Orientaciones de las cubiertas en España.

Cubiertas	Plano	Norte	Sur	Este	Oeste
Residencial	0,38	0,19	0,19	0,12	0,12
No residencial	0,7	0,09	0,09	0,06	0,06

Fuente: Datos KPMG

Tarea 3 del análisis del parque de edificios: cálculos superficies efectivas de cubierta y fachada en 2020.

Una vez obtenida la superficie total de fachadas y cubiertas, se han de eliminar las superficies no disponibles para instalar paneles fotovoltaicos. Es decir, se convierten las superficies “totales” anteriores a superficies “efectivas” (corregidas por los factores correspondientes para considerar patios, sombras, instalaciones de climatización, ventanas, etc.)

En el caso de la superficie de cubiertas, se ha de descontar aquella ocupada por patios, aquella que se encuentra en sombra y aquella empleada para instalaciones técnicas (como por ejemplo de climatización).

27 Los factores anteriores tienen la siguiente interpretación. Factores de 0,3 N, 0,3 S, 0,15 O y 0,15 E para edificios residenciales, implicarían que por cada 100 m² construidos hay 30 m² de fachada sur y norte, lo cual supone que cada piso o vivienda de 100 m² es un prisma cuadrado de 10x10m de base, 3 m por altura, con orientación principal sur/norte. Es por ello que, asumiendo que el 50% de las viviendas están pegadas/adosadas a otras en su orientación oeste/ este, la fachada en esas orientaciones es solo 0,15. Para sector no residencial se ha aplicado también el 0,3 en orientaciones este y oeste, asumiendo que los edificios están aislados los unos de los otros.

28 Deng et al. (2015). Quantifying a realistic worldwide wind and solar electricity supply.

29 JRC. (2019). High resolution geospatial assessment of the rooftop solar PV EU.

30 JRC ENSPRESO. (2019). ENSPRESO – an open data, EU–28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials.

Por este motivo se multiplica la superficie de cubiertas por los siguientes factores obtenidos de la literatura para el caso de España:

- ▶ Coeficiente de patios: 0,58.
- ▶ Coeficiente de sombreado: 0,43.
- ▶ Coeficiente de instalaciones técnicas: 0,78. (Izquierdo, 2008)³¹.

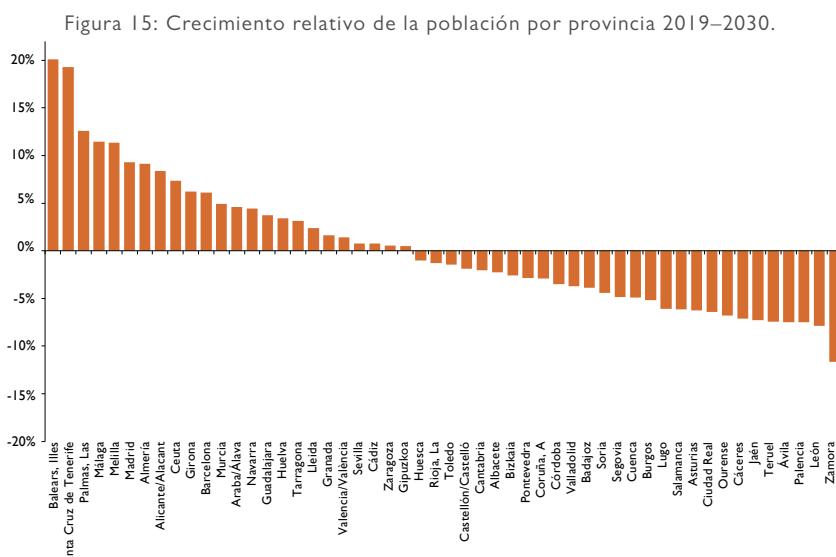
Estos factores se aplican simultáneamente, para así llevar a cabo la triple corrección. Así, una vez multiplicados entre sí proporcionan un factor correctivo total de 0,1945, que implica que **sólo el 19% de la superficie total de cubiertas se puede considerar efectiva a efectos de instalaciones fotovoltaicas**.

Para la superficie de fachadas se han de eliminar la superficie sombreada, la superficie con instalaciones técnicas y la superficie con ventanas, sí, se multiplica la superficie de fachadas por un factor de 0,15 obtenido de la literatura (IEA, Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002)³² y aplicable para el caso de España. Se constata que en la literatura se usan factores que van desde 0,05 (Cueli, Alonso, & Chenlo, 2003)³³ o 0,10 (Deng et al, 2015)³⁴ hasta valores del 0,25 o incluso 0,50 (García-Casals & Greenpeace, 2005)³⁵ por lo que se considera que el 0,15 es razonable, y viene a representar que sólo el **15% de las fachadas sur, este y oeste es susceptible de instalaciones fotovoltaicas**.

Conviene reseñar que los factores anteriores, tanto para cubiertas como para fachadas, se aplican uniformemente a todos los tipos de edificios en España. Es una hipótesis simplificadora necesaria dada la dificultad de aplicar valores más específicos.

Tarea 4 del análisis del parque de edificios: proyección de superficies de cubiertas y fachadas.

La siguiente tarea consiste en proyectar las superficies anteriores, que son para 2020, hasta 2030. Para proyectar la superficie efectiva de cubiertas y fachadas se calcula la ratio entre habitantes por provincia y la superficie de cubiertas y fachadas por tipo de consumidor y por provincia. Se asume que no habrá grandes cambios estructurales en los tipos de edificios y por lo tanto se mantiene la misma ratio hasta 2030. Es por ello por lo que, para la proyección de superficie efectiva de cubiertas y fachadas, se multiplica esta ratio por las proyecciones del INE de la población hasta 2030, que se representan gráficamente y en términos relativos en la Figura 15.



Fuente: Elaboración propia

31 Izquierdo, S. R. (2008). A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy–potential evaluations. *Solar Energy*.

32 IEA. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics.

33 Cueli, A., Alonso, M., & Chenlo , F. (2003). Potencial fotovoltaico en edificios de viviendas por comunidades autónomas.

34 Deng et al. (2015). Quantifying a realistic worldwide wind and solar electricity supply.

35 García-Casals, X., & Greenpeace. (2005). Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.

Tarea 5 del análisis del parque de edificios: cálculo de potenciales técnicos bajo tres escenarios.

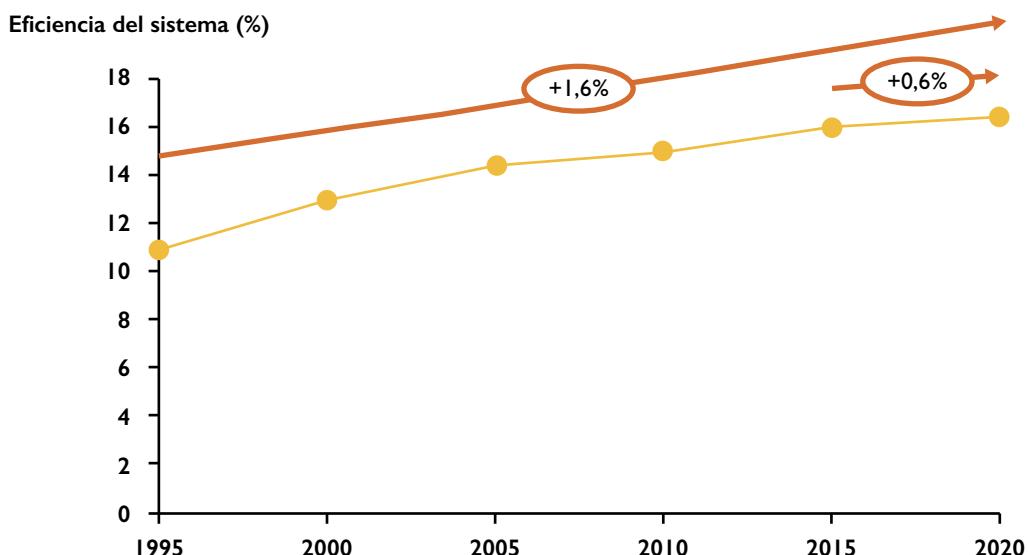
La quinta y última tarea proporciona los resultados de Potencial Técnico en términos de potencia (GW), y con las dimensiones necesarias para este estudio: para cada comunidad autónoma, provincia, tipo de consumidor, zona de calidad, en todos los años 2020 – 2030, y según tres Escenarios (Base, Alta Penetración y Baja Penetración).

Una vez se tienen las superficies efectivas (km^2) de cubierta y fachada para todas las dimensiones y proyectadas hasta 2030, en esta quinta tarea se aplican valores de densidad de potencia (W/m^2) para obtener los valores de Potencial Técnico.

Para la densidad de potencia se utiliza como base para 2020 un valor de 170^{36} W/m^2 basado en JRC-ENSPRESO. Este valor se ha considerado consistente para paneles instalados directamente sobre la cubierta del edificio, tras verificarlo mediante discusiones con expertos y con el propio IDAE, y tras consultar datos de las potencias reales que se están instalando en España.

Para la proyección de la densidad de potencia a futuro se contemplan 3 diferentes escenarios de mejora de eficiencia. El escenario de Alta Penetración se ha obtenido de JRC ENSPRESO: esta referencia supone en su escenario más optimista unos 300 W/m^2 en 2050, de forma que un 2% anual es la tasa de mejora anual compuesta para pasar de los 170 W/m^2 de 2020 a 300 W/m^2 en 2050. Los otros dos escenarios se han elegido para tener un abanico amplio de las posibilidades de mejora de la tecnología. Se ha revisado la literatura y se comprueba que estos órdenes de magnitud son razonables: en los últimos 25 años se han mejorado un 1,6% anualmente, pero la mejora en los últimos 5 años solo ha sido de 0,6%, como se aprecia en la Figura 16.

Figura 16: Eficiencia de un sistema de fotovoltaico.



Fuente: Datos KPMG

Así, la Tabla 9 resume los valores de densidad de potencia utilizados para 2020 y su mejora anual en cada uno de los tres escenarios.

Tabla 9: Valores de densidad de potencia utilizados.

Escenario	Base	Alta Penetración	Baja Penetración
2020		170 W/m^2	
2020–2030	+1% / año	+2% / año	+0% / año

Fuente: Elaboración propia

36 Eso significa que se utilizan placas con una eficiencia de 17% (pues la eficiencia de placas fotovoltaicas se calcula con una irradiación estándar de 1.000 W/m^2 y que no hay espacios entre placas).

4.2 Resultados obtenidos de potencial técnico

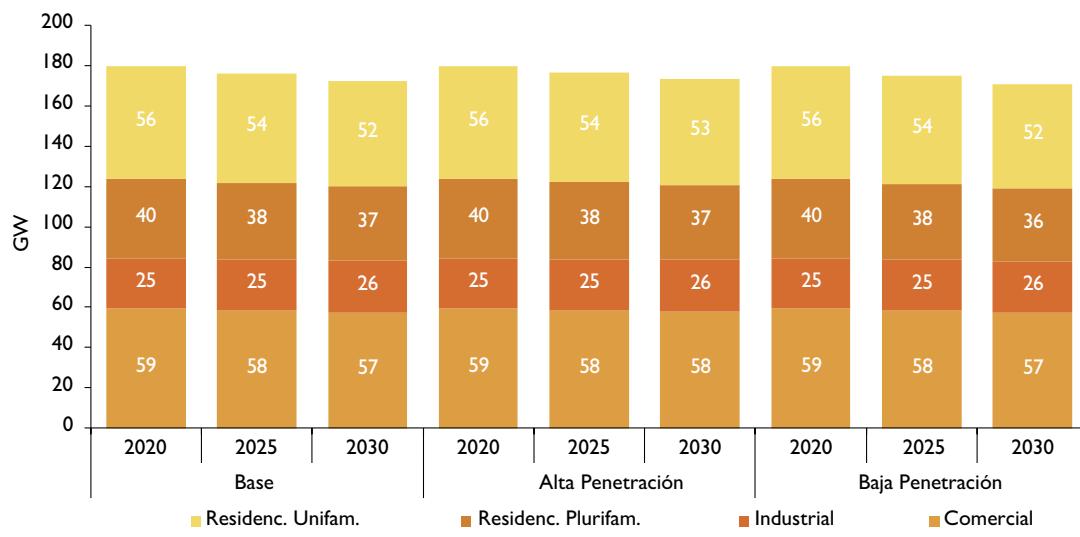
Según lo introducido anteriormente, el análisis de Potencial Técnico fotovoltaico se hace desde un doble enfoque. En primer lugar, según el análisis de las demandas máximas de los consumidores. En segundo lugar, bajo el análisis del parque de edificios donde se sitúan dichos consumidores. A continuación, se presentan los resultados obtenidos por ambos enfoques.

4.2.1 Resultados del primer enfoque: según demanda máxima de los consumidores

Esta sección presenta los resultados de Potencial Técnico que se han estimado en función de la potencia máxima de cada consumidor, aproximada mediante las potencias contratadas.

Los resultados se presentan en primer lugar por el nivel más elevado (totales a nivel nacional), para posteriormente describir los resultados más específicos (p. ej. por provincia). En la Figura 17 se muestran los resultados de Potencial total Técnico nacional, con diferenciación según tipo de consumidor, y su evolución 2020 – 2030 bajo los Escenarios Base, Alta Penetración y Baja Penetración.

Figura 17: Potencial Técnico según potencias máximas demandadas por consumidores 2020–2030, nacional, por tipo de consumidor y escenario.



Fuente: Elaboración propia

El Potencial Técnico total a nivel nacional se situaría en torno a 180 GW en 2020, reduciéndose hasta valores entre 170 GW y 174 GW en 2030 en función de la evolución de las potencias contratadas (que representan las puntas de demanda) en los tres escenarios. El Escenario de Alta Penetración presenta el caso donde la punta de demanda, y por lo tanto la potencia contratada, es la mayor. El motivo de la reducción de potencial no es otro que la reducción de consumo eléctrico que prevé el Escenario Objetivo del PNIEC, como se verá a continuación.

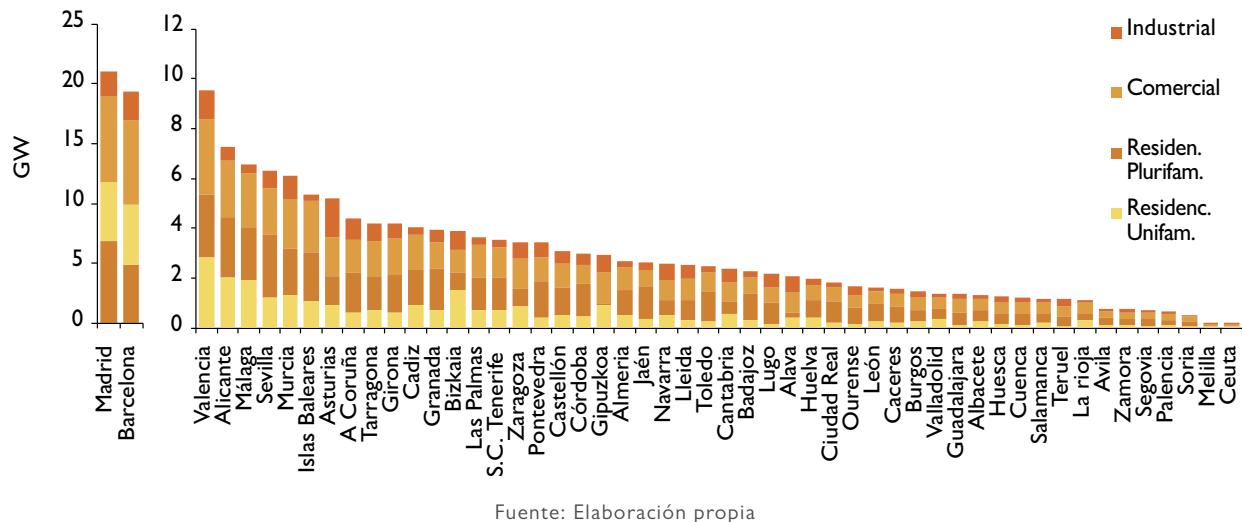
En 2020, el sector residencial representa aproximadamente la mitad del potencial (53%), siendo la otra mitad en el sector comercial (33%) e industrial (14%). Esto se explica por las potencias contratadas en dichos sectores. En el sector residencial las potencias contratadas a nivel nacional suman unos 96 GW, pero es probable que haya un cierto exceso de contratación, como se ha visto anteriormente, que no se produce en otros sectores como el comercial e industrial, para los cuales la optimización de la contratación eléctrica puede ser un factor importante en sus operaciones. Es por lo tanto posible, que la aproximación que se hace del Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico mediante potencias contratadas implique una cierta sobreestimación, especialmente en el sector residencial.

Tras el residencial, el sector comercial es el segundo en Potencial Técnico, con una potencia contratada total de unos 59 GW, sobre todo en Cataluña (11 GW), Andalucía (9 GW), Comunidad de Madrid o Comunidad Valenciana, tal y como se verá a continuación.

De cara a comprender la evolución a 2030, se hace necesario mencionar que hay dos efectos contrapuestos que juegan roles diferentes en cada sector. Por un lado, la electrificación de usos finales (en línea con la electrificación de la economía necesaria según las proyecciones oficiales, como indica el PNIEC), que hace que aumenten los consumos de energía, y quizás los de potencia punta en ciertos casos (ausencia de gestión activa de la demanda). Por otro lado, la eficiencia energética (consumo eléctrico por unidad de servicio energético demandado), que tiene un efecto depresor en consumo de energía y potencia. Según se refleja en los escenarios del PNIEC, se estima que en el sector industrial la electrificación pese más que la eficiencia, por lo que aumentaría el consumo. En el caso de los sectores comercial y residencial se espera lo contrario. Es por ello que, en la Figura 17, en el Potencial Técnico a 2030 se aprecia un mayor peso de potencial en sector industrial frente al residencial y comercial comparado con 2020, en especial en el Escenario de Alta Penetración.

A continuación, tal y como se observa en la Figura 18, se presentan los detalles del Potencial Técnico en 2020 por provincia y tipo de consumidor.

Figura 18: Potencial Técnico según demandas máximas de los consumidores en 2020, por provincia y tipo de consumidor.



Fuente: Elaboración propia

Se observa que Madrid es la provincia con mayor Potencial Técnico (21 GW), por delante de Barcelona (19 GW), gracias a la presencia de un mayor sector residencial, debido principalmente a una población superior (6,7 millones en Madrid frente a 5,7 millones en Barcelona, según el Padrón municipal de 2019 que compensa el menor potencial comercial de Madrid). Las siguientes provincias serían Valencia, Alicante, Málaga, Sevilla y Murcia, en las cuales hay un importante potencial en el sector residencial debido en parte a segundas residencias. Excluido este efecto, la población es la que determina el potencial residencial en las grandes provincias como Valencia o Sevilla. Dentro del sector residencial, la plurifamiliar es una proporción importante en provincias con alta densidad poblacional o construcción en altura, como Madrid, Valencia y Alicante.

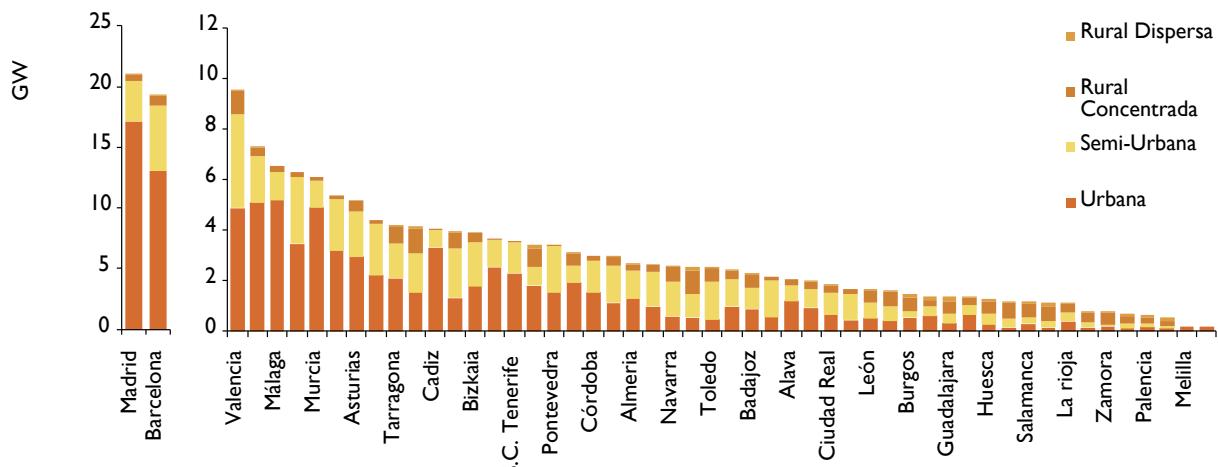
El potencial industrial es especialmente importante, en términos relativos, en provincias como Asturias, Tarragona, Lleida, Gipuzkoa, Navarra y Álava, todas ellas con un marcado carácter industrial, y en las cuales el Potencial Técnico industrial se sitúa en el rango de los 1,6 – 0,8 GW por provincia. Por último, el potencial comercial es especialmente relevante en provincias eminentemente turísticas como Málaga, Islas Baleares, Cádiz y Las Palmas.

La Figura 19 presenta los mismos resultados de Potencial Técnico según demandas máximas de los consumidores en 2020, pero en este caso distinguiendo, para cada provincia, las zonas de calidad. Se aprecia cómo la inmensa mayoría del potencial nacional (88% del total) se sitúa en zonas urbanas (55%) y semiurbanas (33%), mientras que la rural dispersa sólo representa el 1%.

Las provincias más urbanas serían Madrid, Málaga, Cádiz, Melilla y Ceuta: en todas ellas el potencial en zonas urbanas es más del 80% sobre el total (el 100% en las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla). Aquellas donde más proporción se sitúa en zonas semiurbanas son Lugo, Toledo, Ourense, Jaén y Pontevedra. Por último, las provincias con mayor proporción en zonas rurales (concentrada y dispersa), es decir aquellas donde hay más concentración de potencia

eléctrica contratada en municipios pequeños (según la definición de zonas de calidad usada para este informe) serían Zamora, Teruel, Soria y Segovia.

Figura 19: Potencial Técnico según demandas máximas de los consumidores en 2020, por provincia y zona de calidad.



Fuente: Elaboración propia

Como conclusión a esta sección, se podría indicar que el cálculo del Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico asociado a los consumidores mediante la potencia contratada:

- ▶ Es una aproximación utilizada por no disponer de datos públicos de consumo eléctrico punta a nivel de consumidor individual, que puede acarrear cierta sobreestimación en consumidores con un menor nivel de optimización en su contratación eléctrica (sector residencial), pero que se considera apropiado como una primera aproximación al Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico.
- ▶ El potencial total nacional en 2020 se sitúa en unos 180 GW, alcanzando en 2030 valores entre 170 y 174 GW en función de los escenarios sobre electrificación y eficiencia energética en los diversos sectores.
- ▶ La mayor parte del potencial se sitúa en zonas urbanas y semiurbanas de grandes provincias como Barcelona, Madrid, Valencia, Alicante, Málaga o Sevilla (más de 6 GW en todas ellas, llegando a valores superiores y cercanos a 20 GW en Madrid y Barcelona respectivamente).
- ▶ El sector residencial es responsable de buena parte del potencial, y las segundas residencias en provincias de la costa mediterránea explican una parte importante en las mismas. Excluido este efecto, la población es la que determina el potencial residencial en las grandes provincias como Madrid, Barcelona, Valencia o Sevilla. Dentro del sector residencial, la plurifamiliar es una proporción importante en áreas con alta densidad poblacional o construcción en altura, como Madrid, Valencia y Alicante.
- ▶ Los potenciales industrial y comercial se explican relativamente bien por la estructura económica de cada provincia, es decir, por la presencia de industrias electro intensivas o sector turístico.

4.2.2 Resultados del potencial técnico según el parque de edificios

Esta sección presenta los resultados de Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico mediante el análisis de las superficies disponibles en cubiertas y fachadas de los edificios donde se sitúan los distintos consumidores. El análisis desarrollado por KPMG proporciona tres grupos de resultados:

- ▶ Superficies totales construidas y de cubierta / fachada en 2020.
- ▶ Superficies efectivas para autoconsumo (tanto en fachada como en cubiertas) en 2020.
- ▶ Potenciales Técnicos en 2020 y sus proyecciones a 2030 según los escenarios definidos.

Los dos primeros (es decir, los de superficies) se pueden considerar resultados “auxiliares”, ya que no son el objeto principal de este análisis, por lo que su explicación se hace de forma resumida que permite:

- Poner en contexto los resultados de potenciales técnicos (que sí son el objeto principal).
- Poder efectuar comprobaciones con otras fuentes de la literatura que validen la metodología desarrollada.

4.2.2.1 Resultados auxiliares de superficies totales construidas y de cubiertas y fachadas en 2020

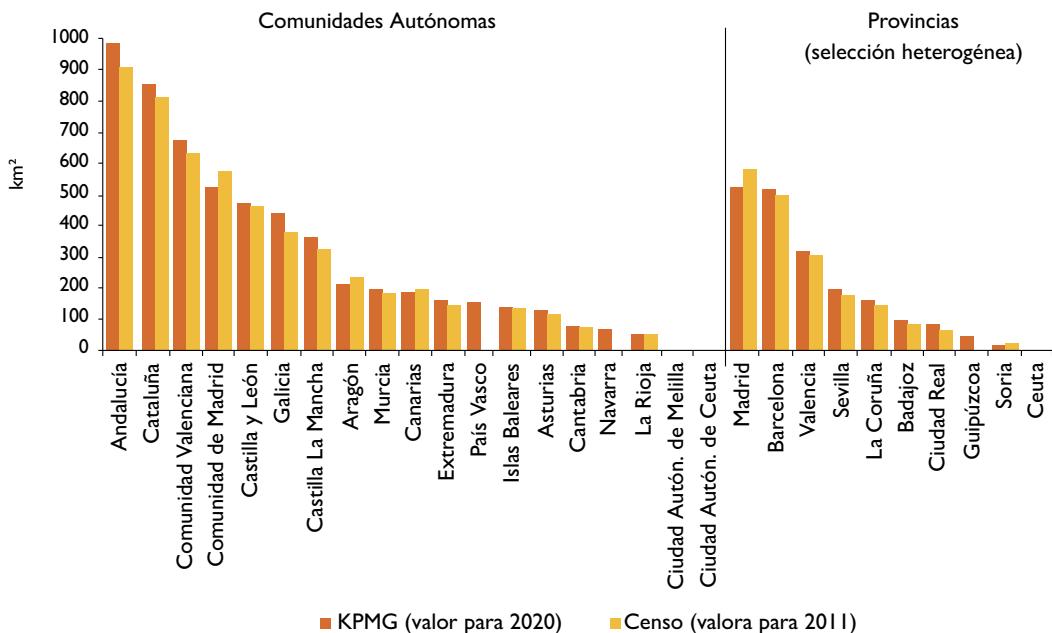
El primer paso del análisis es obtener los valores de diversas superficies calculadas a partir de agregaciones de datos del Catastro. Los resultados se agrupan en dos grandes categorías: superficies totales construidas (que representan la superficie interior de los edificios) y de cubiertas y fachadas (que representan la envolvente de los mismos); la literatura proporciona puntos de comparación para ambas categorías.

Superficies totales construidas

En primer lugar, se analizan los datos de superficie construida total para todos los usos (residencial, comercial e industrial). El total nacional que se obtiene mediante el presente análisis de KPMG de datos del Catastro son unos 5.787 km² construidos en 2020. El Censo, para 2011, reporta un valor de 5.279 km² excluyendo País Vasco y Navarra, que compara con un valor equivalente de 5.549 km² obtenido para 2020. El orden de magnitud es similar y las diferencias de valor se podría atribuir a la construcción realizada en los últimos años, tras la crisis financiera de 2008.

La Figura 20 proporciona los valores por Comunidades Autónomas y para una selección heterogénea de diez provincias, elegidas como muestra representativa incluyendo provincias de alta y baja población total, de pequeña y gran superficie, y de un rango amplio de densidad de población. Con ello se asegura que la metodología es robusta para todo tipo de provincias y en todas las Comunidades Autónomas.

Figura 20: Total superficie construida para todos los consumidores (residencial, comercial e industrial).

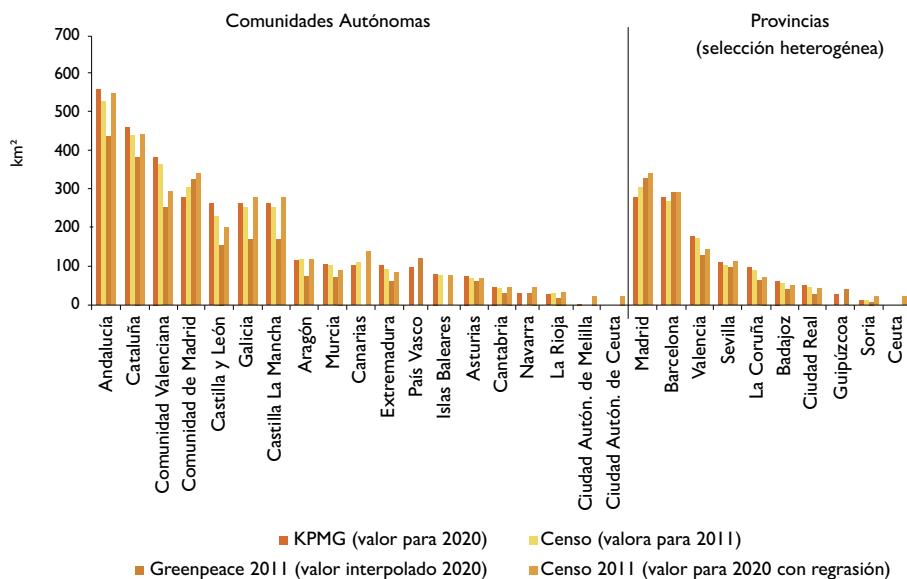


Fuente: Elaboración propia

En la Figura 20 se aprecia que los valores son razonablemente similares en todas las Comunidades Autónomas y provincias para las que hay datos del Censo, por lo que la metodología desarrollada por KPMG reproduce adecuadamente lo esperable.

A continuación, se hace una comparativa similar pero sólo para la superficie del sector residencial. Ello permite añadir dos puntos adicionales de comparación: un valor inspirado en el Censo 2011 pero extrapolado a 2020 mediante una regresión (que relaciona superficie residencial construida e incremento de población), y un valor obtenido de las proyecciones de parque residencial para España del informe de Greenpeace (García–Casals & Greenpeace, 2011)³⁷.

Figura 21: Total superficie construida para consumidores residenciales.



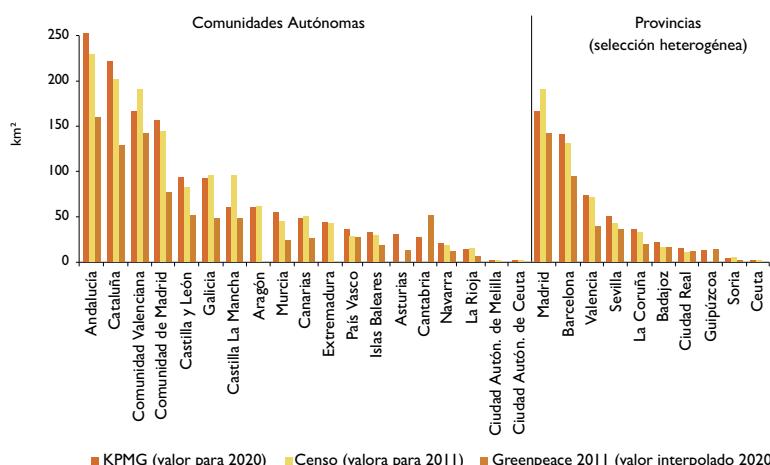
Fuente: Elaboración propia

El total de superficie residencial en España es del orden de 3.556 km², concentrado principalmente en Andalucía, Cataluña, Comunidad Valenciana y Comunidad de Madrid; este orden no responde a lo esperable en términos de población, aunque se explica por efecto de las segundas residencias y viviendas vacías.

En la Figura 21 se aprecia que los órdenes de magnitud de los resultados obtenidos casan bien con los del Censo, tanto en su valor para 2011 como en su valor estimado para 2020 mediante una regresión. Se observa una divergencia mayor con los valores del estudio de Greenpeace en 2011 (García–Casals & Greenpeace, 2011)³⁸, que en general obtiene valores algo menores. Esto se debe a que aquel estudio proyectaba la superficie residencial mediante una curva en función de población y PIB per cápita que puede no haber sido reflejo de la realidad.

En el caso de superficies de consumidores comerciales e industriales, se obtienen resultados análogos.

Figura 22: Total superficie construida para consumidores comerciales³⁹.



Fuente: Elaboración propia

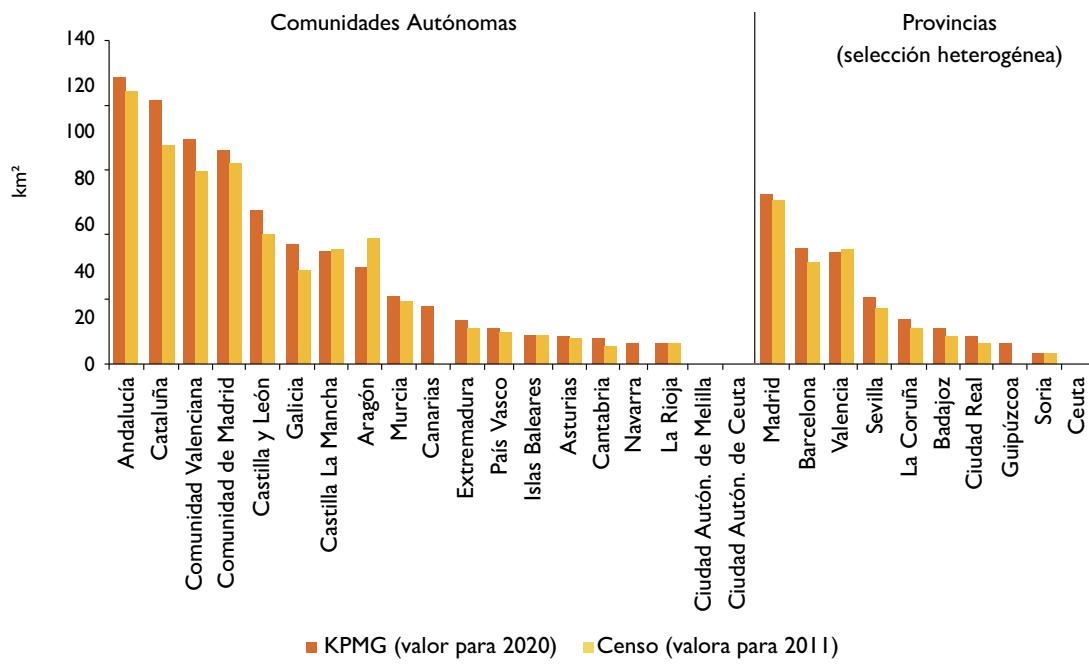
37 García–Casals, X., & Greenpeace. (2011). Energía 3.0. Un sistema energético basado en inteligencia, eficiencia y renovables 100%.

38 García–Casals, X., & Greenpeace. (2011). Energía 3.0. Un sistema energético basado en inteligencia, eficiencia y renovables 100%.

39 La figura excluye la comparativa con el Censo 2011 extrapolado a 2020 mediante regresión pues dicho análisis estadístico se ha hecho sólo para superficies residenciales.

El total de superficie comercial en España está en torno a 1.420 km² aproximadamente un 40% de la superficie residencial, orden de magnitud ya detectado en otros análisis similares de la literatura (García–Casals & Greenpeace, 2011)⁴⁰ y similar al de países de nuestro entorno (Alemania 48% y Italia 52%, según IEA, 2002⁴¹). La superficie comercial se concentra principalmente en Andalucía, Cataluña, Comunidad de Madrid y Comunidad Valenciana.

Figura 23: Total superficie construida para consumidores industriales⁴².



Fuente: Elaboración propia

Por otro lado, el total de superficie industrial en España es del orden de 811 km², concentrada principalmente en Cataluña, Andalucía, Comunidad Valenciana y Castilla y León. Una vez más, comparando superficies industriales obtenidas por KPMG con aquellas de la literatura, en este caso el Censo, se aprecian órdenes de magnitud muy similares.

Superficies de fachadas y cubiertas

A continuación, se presentan resultados de superficies de cubiertas y fachadas (envolvente de los edificios) para todos los consumidores. Estos resultados son el reflejo de la metodología de cálculo de superficies de cubiertas y fachadas descrita en el presente documento. Conviene recordar que estos valores son superficies “totales” de cubiertas y fachadas, no superficies “efectivas” para instalación de autoconsumo fotovoltaico.

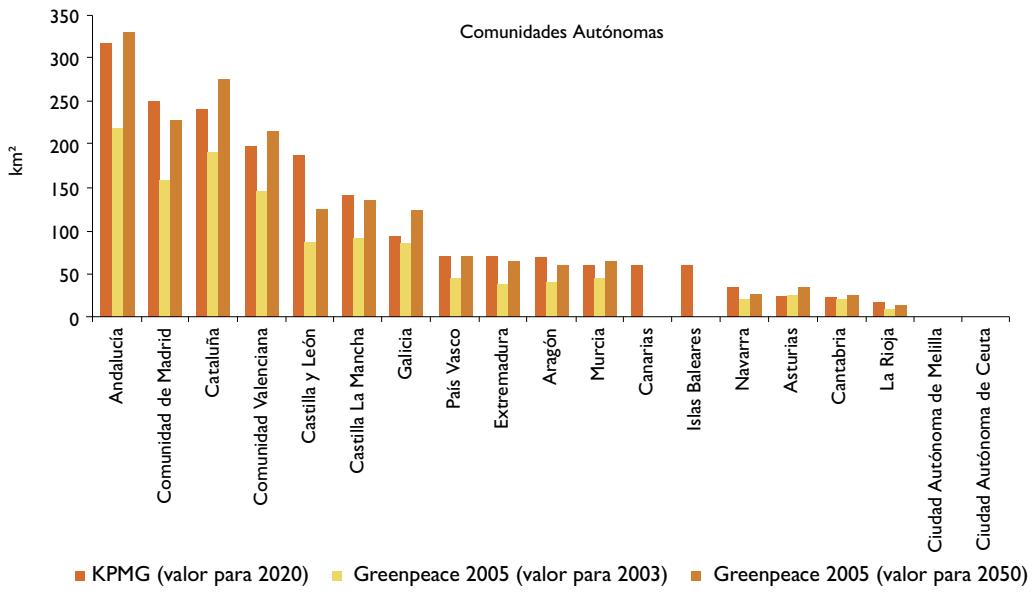
En el caso de las cubiertas, la superficie total de tejado en España es de 1.891 km². Esta superficie se concentra principalmente en Andalucía, Comunidad de Madrid, Cataluña y Comunidad Valenciana. La Figura 24 presenta valores correspondientes a los años 2003 y 2050 procedentes del único informe de la literatura que proporciona datos comparables (García–Casals & Greenpeace, 2005)⁴³.

40 García–Casals, X., & Greenpeace. (2011). Energía 3.0. Un sistema energético basado en inteligencia, eficiencia y renovables 100%

41 IEA. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics.

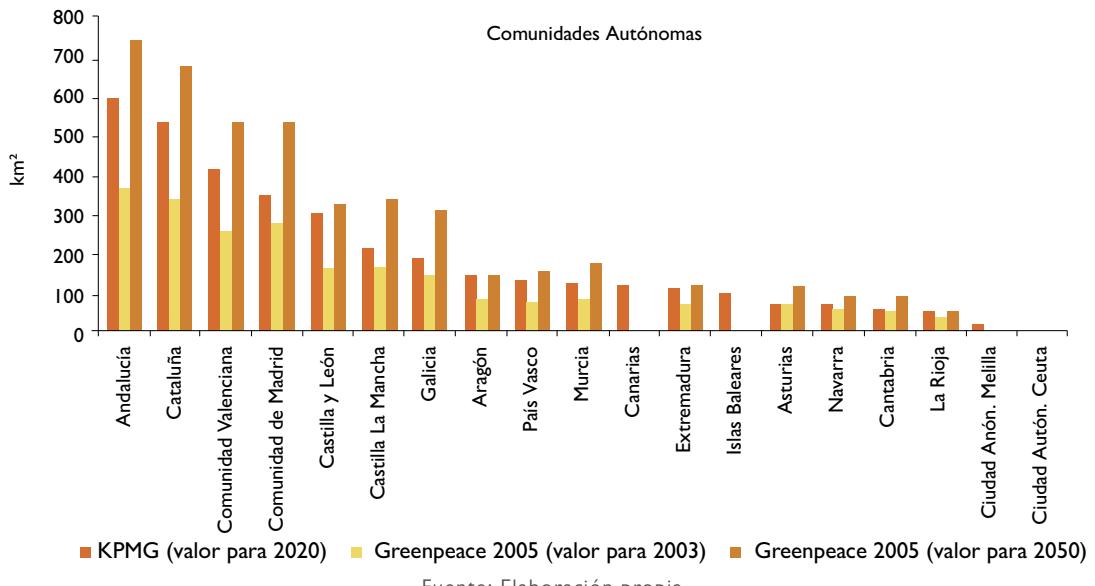
42 La figura excluye la comparativa con Greenpeace 2011 pues dicho estudio no contiene datos para superficie industrial.

43 García–Casals, X., & Greenpeace. (2005). Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.

Figura 24: Superficie total de cubierta para todos los consumidores (residencial, comercial e industrial)⁴⁴.


Fuente: Elaboración propia

Para las fachadas, se ha realizado el mismo análisis que para las cubiertas. En este caso, la superficie de fachadas (orientadas al este, oeste y sur, que son las únicas consideradas en este estudio) a nivel nacional es de 3.389 km². Esta superficie está repartida principalmente en Andalucía, Cataluña, Comunidad Valenciana y Comunidad de Madrid, comunidades que disponen cada una de ellas de más del 10% de la superficie total nacional. Al igual que con la Figura 24, (García-Casals & Greenpeace, 2005)⁴⁵ proporciona valores para 2003 y 2050, y se observa que la metodología desarrollada los reproduce de forma adecuada.

 Figura 25: Superficie total de fachada para todos los consumidores (residencial, comercial e industrial)⁴⁶.


Fuente: Elaboración propia

4.2.2.2 Resultados auxiliares de superficies efectivas para autoconsumo (tanto en fachada como en cubiertas) en 2020

A continuación, se presentan los resultados de superficies efectivas para autoconsumo, tanto en cubierta como en fachada, en 2020. Conviene recordar que por “efectiva” se entiende la superficie total obtenida anteriormente, una vez corregida por los factores correspondientes para considerar patios, sombras, instalaciones técnicas (por ejemplo, de climatización, telecomunicaciones), ventanas, etc. Como orden de magnitud, y de acuerdo con la literatura revisada,

44 Los valores incluidos de Greenpeace son aquellos reflejados en la fuente original.

45 García-Casals, X., & Greenpeace. (2005). Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.

46 Los valores incluidos de Greenpeace son aquellos reflejados en la fuente original.

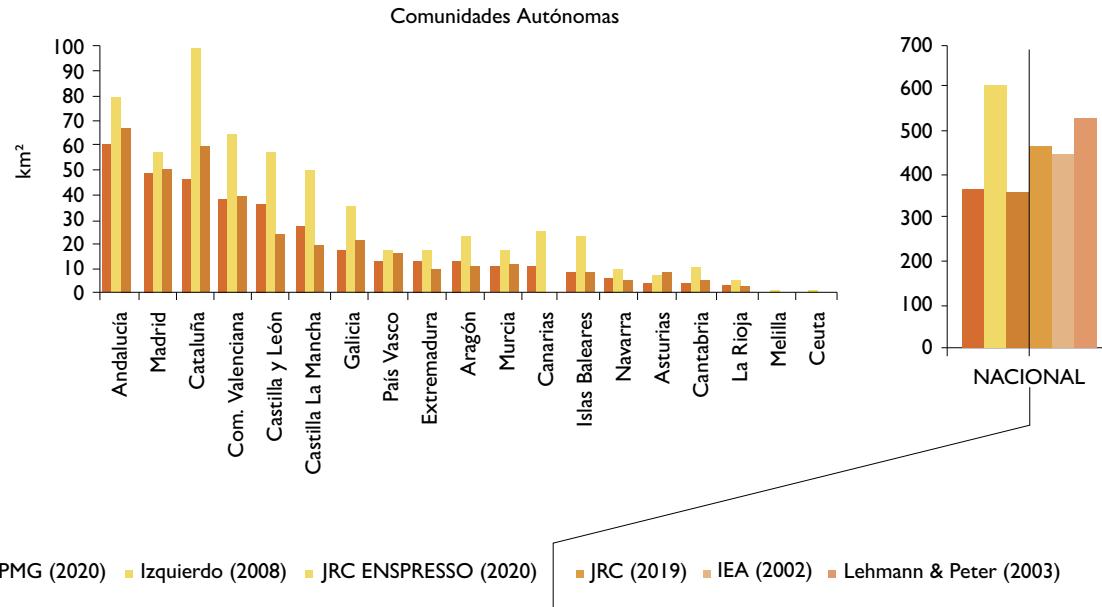
se esperan valores que son aproximadamente entre el 15% y 20% de las superficies totales correspondientes de cubierta o fachada, es decir, que menos de uno de cada 5 m² se pueda realmente usar para la instalación de autoconsumo fotovoltaico.

La Figura 26 presenta la superficie en cubierta para todos los consumidores (residenciales, comerciales e industriales). En la parte izquierda de la gráfica se representan los valores obtenidos por KPMG, y se comparan con otras dos fuentes de la literatura y que ofrecen un punto de referencia con desagregación por comunidad autónoma)⁴⁷ y la base de datos europea (JRC ENSPRESO, 2019)⁴⁸.

Mientras que KPMG y JRC ENSPRESO ofrecen valores para 2020, Izquierdo los proporciona para 2008. A pesar de la diferencia en el ámbito temporal, se toman todos los datos, dado que (Izquierdo, 2008)⁴⁹ es la única fuente adicional existente en la literatura que proporcione datos comparables desagregados por Comunidades Autónomas y porque en cierta medida resultan comparables debido el importante parón de la actividad de construcción en varios de los años del periodo 2008 – 2020.

La parte derecha de la gráfica contiene tres comparativas adicionales de tres fuentes bibliográficas, que sólo dan el valor para el total nacional: JRC, 2019⁵⁰, IEA, Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002⁵¹ y Lehmann & Peter, 2003⁵².

Figura 26: Total superficie efectiva para autoconsumo en cubiertas, todos consumidores (residencial, comercial e industrial).



Fuente: Elaboración propia

Se concluye que el total nacional de superficies efectivas de cubierta para autoconsumo fotovoltaico está en torno a los 368 km², situados principalmente en Andalucía, Comunidad de Madrid, Cataluña, y Comunidad Valenciana.

De los 368 km² anteriores, 166 km² estarán en cubiertas residenciales, 113 km² en comerciales y 89 km² en industriales.

47 La comparativa con Izquierdo 2008 es compleja. Dicho artículo sólo usa zonas "Urbanas" según la definición de CORINE Database. Esto quiere decir que se excluyen zonas agrarias, bosques, praderas, zonas naturales, masas de agua y humedales, para focalizarse en zonas "artificiales". Pero, dentro de estas artificiales están 1) las urbanas (usadas por Izquierdo 2008); pero también 2) industriales / comerciales / infraestructura de transporte, 3) minas, vertederos y sitios en construcción; y 4) zonas artificiales, pero con vegetación (zonas verdes urbanas, y zonas de deporte y ocio). Por lo tanto las superficies de Izquierdo 2008 son comparables a las del presente estudio (que son "edificios") salvo por zonas industriales y comerciales, por lo que pueden existir divergencias.

48 JRC ENSPRESO. (2019). ENSPRESO – an open data, EU–28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials.

49 Izquierdo, S. R. (2008). A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large-scale photovoltaic energy-potential evaluations. Solar Energy.

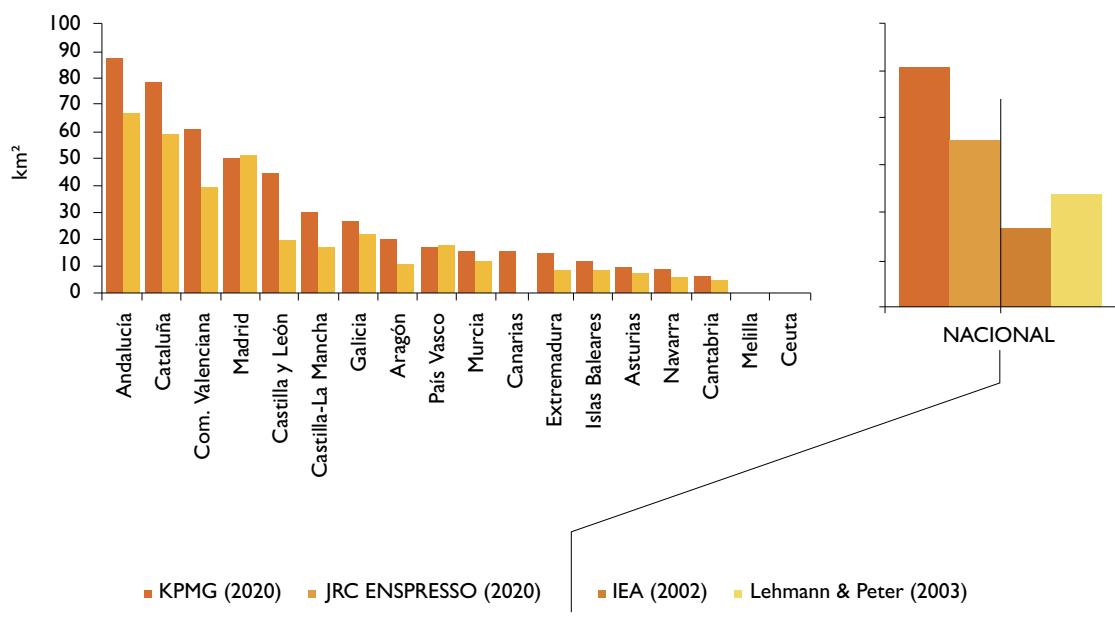
50 JRC. (2019). High resolution geospatial assessment of the rooftop solar PV EU.

51 IEA. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics.

52 Lehmann, H., & Peter, S. (2003). Assessment of Roof & Façade Potentials for Solar Use in Europe.

En la Figura 27 se ilustra de forma análoga a la anterior, el total de superficie efectiva para autoconsumo fotovoltaico en fachadas.

Figura 27: Total superficie efectiva para autoconsumo en fachadas, todos consumidores (residencial, comercial e industrial).



Fuente: Elaboración propia

En este caso hay menos puntos de comparación en la literatura, dado que hasta el momento se ha prestado poco interés al potencial de fotovoltaica en fachadas en un país del sur de Europa como España.

El descenso de costes de la tecnología fotovoltaica implica que pueda empezar a resultar económicamente viable su desarrollo en fachadas. Se constata que los resultados obtenidos están en los órdenes de magnitud apropiados, aunque algo elevados dado que la comparativa anterior no es del todo homogénea. Esta falta de homogeneidad se debe a varios factores: 1) ciertos estudios (IEA, Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002)⁵³ sólo consideran orientaciones al sur, mientras que este análisis considera también este y oeste; 2) otras fuentes usan metodologías diferentes a la de KPMG para corregir de superficie total a superficie efectiva, 3) la aproximación de KPMG basada en factores (Deng et al, 2015)⁵⁴ podría estar sobreestimando las superficies totales de fachadas.

De todas las comparativas realizadas, se concluye que la metodología desarrollada por KPMG sobre la base del análisis, agregación y tratamiento de datos del Catastro es válida y proporciona valores de superficies construidas, de cubierta y fachada totales y efectivas, en línea con lo esperado a partir de la literatura disponible. De dichos valores de superficie de cubierta y fachada efectiva se derivan los resultados de Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico, que se presentan a continuación.

4.2.2.3 Resultados de Potencial Técnico de autoconsumo según el parque de edificios

Los resultados se presentan empezando por el nivel más general: potenciales totales a nivel nacional en todos los escenarios, para todos los tipos de consumidor y por año hasta 2030. Posteriormente se van presentando resultados más específicos por sector del consumidor, provincia o zona de calidad.

En la Figura 28 se muestran los resultados de Potencial Total nacional, para cubiertas y fachadas y mostrando el desglose entre los diferentes tipos de consumidores. Se presenta la evolución del potencial durante los años del estudio bajo los tres escenarios.

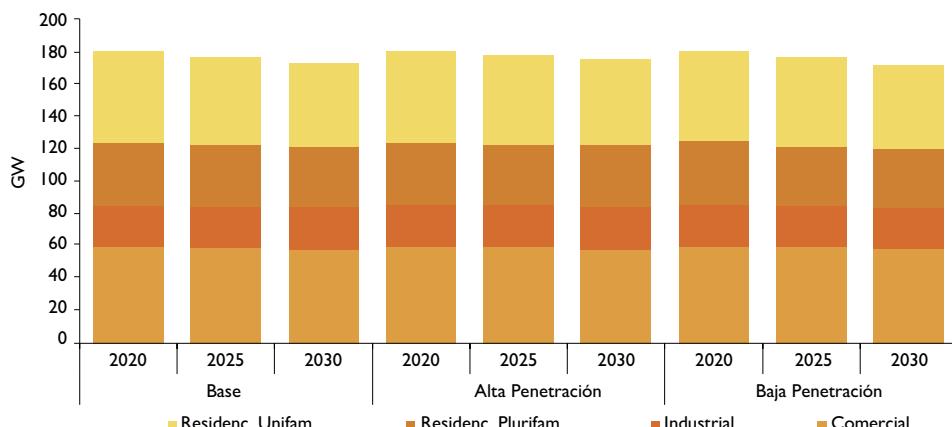
53 IEA. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics.

54 Deng et al. (2015). Quantifying a realistic worldwide wind and solar electricity supply.

El potencial técnico total a nivel nacional (sumando cubiertas y fachadas) se sitúa en torno a 149 GW en 2020, evolucionando hasta valores entre 153 GW y 186 GW en 2030 en función de la mejoría de densidad de potencia en el Escenario Base o de Alta Penetración, y manteniéndose en torno a 149 GW en el escenario de Baja Penetración.

Las viviendas representan aproximadamente la mitad del potencial (52%), siendo la otra mitad en el sector comercial (28%) e industrial (20%). Esto es consistente con las superficies de cubierta y fachada efectivas a nivel nacional, que son de 452 km² para residencial, 247 km² para comercial y 176 km² para industrial.

Figura 28: La evolución del Potencial Técnico según parque de edificios y según los escenarios de mejora de eficiencia.



Fuente: Elaboración propia

Si se separaran los potenciales en cubierta y fachada, se obtendría lo siguiente:

Tabla 10: Resultados de Potencial Técnico según parque de edificios, separando por cubierta y fachadas (en GW).

Potencial Técnico, total nacional, todos consumidores y zonas de calidad	2020	2030 (Escenario Base / Alta Penetración / Baja Penetración)
Cubierta	63	71/78/64
Fachadas	86	98/108/89

Fuente: Elaboración propia

A continuación se desagregan los resultados diferenciando entre cubierta y fachadas.

Potencial Técnico en cubiertas:

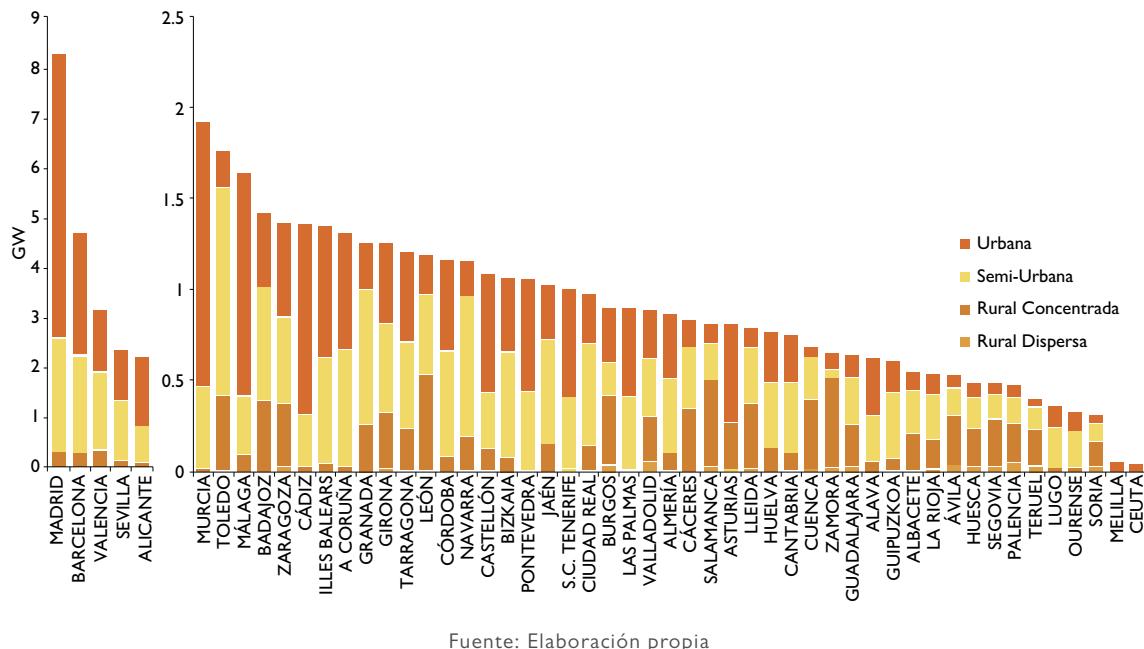
En primer lugar se detallan los resultados sólo para cubiertas, pero para todos los tipos de consumidor. En la Figura 29, se observa el Potencial Técnico en cubiertas para cada una de las provincias en 2020. Este potencial se muestra segmentado por las cuatro zonas de calidad analizadas: urbana, semi-urbana, rural concentrada y rural dispersa.

Se puede observar la diferencia de potencial entre provincias, situándose Madrid a la cabeza como la provincia española con más potencial (8,2 GW). Esto se debe al tratarse de la provincia más habitada y que cuenta con un gran número de edificios. La distribución del potencial por zona de calidad responde al número de municipios pertenecientes a las zonas urbanas y semiurbanas. Para provincias como Barcelona, Valencia, Sevilla o Alicante se ha estimado que el Potencial Técnico es mayor a 2 GW, una vez agregadas todas sus zonas de calidad, y en ellas también prevalecen las zonas urbanas y semiurbanas (parte izquierda de la Figura 29).

La Figura 29 también permite distinguir las provincias con una mayor proporción de potencial en zonas urbanas, semiurbanas o rurales. Como por ejemplo Toledo, cuyo potencial técnico está principalmente concentrado en zona de calidad semiurbana. En el extremo opuesto, encontramos provincias como Zamora, cuyo potencial técnico se concentra en zona rural concentrada. Para Ceuta y Melilla, Ciudades Autónomas, se obtienen valores del 100% del potencial técnico en zona urbana.

Teniendo en cuenta la segmentación por zona de calidad, el potencial técnico en cubiertas de las zonas urbanas y semiurbanas supone un 83% del total, correspondiendo el 17% restante a las zonas rurales (y dentro de éstas, la práctica totalidad en rural concentrada). Esta proporción se puede justificar en la mayor cantidad de población en zonas de calidad urbanas y semiurbanas con respecto a las zonas rurales.

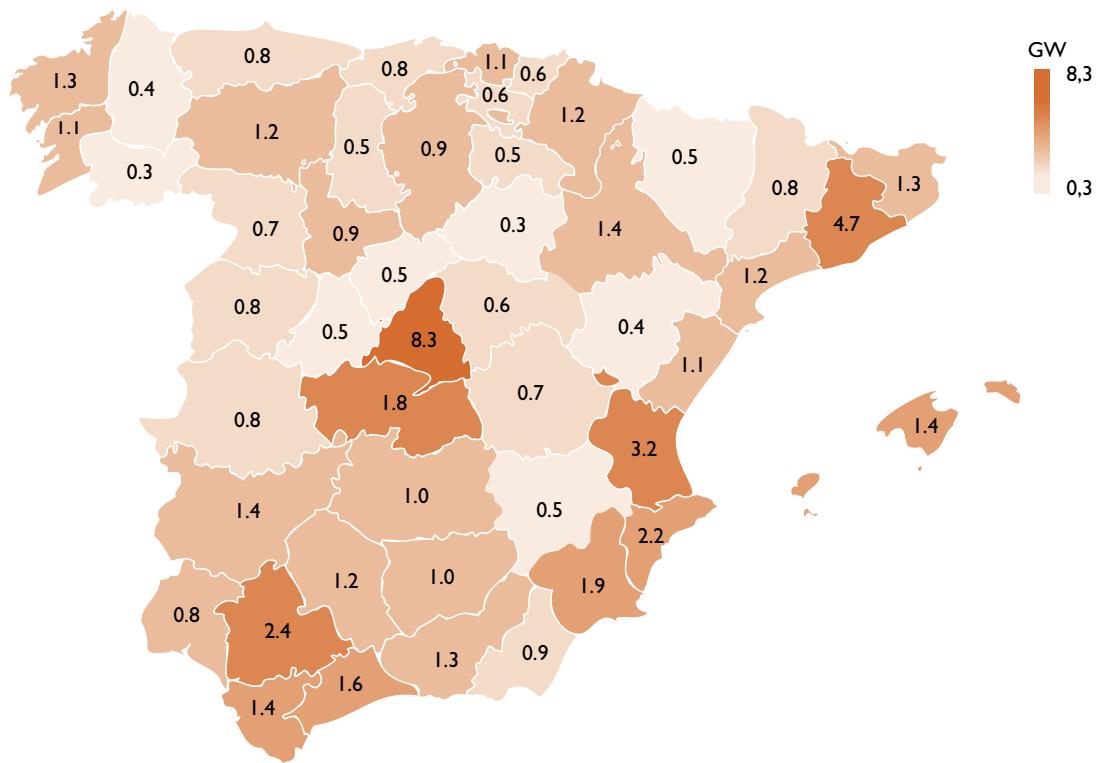
Figura 29: Potencial Técnico en cubierta, para todos los consumidores, y su distribución por provincia y zona de calidad en 2020.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan los mismos resultados pero en mapas. En la Figura 30 se muestra el primer mapa que ilustra el total de Potencial Técnico por provincia para todas las zonas de calidad en 2020, mientras que posteriormente se diferencia por zona de calidad.

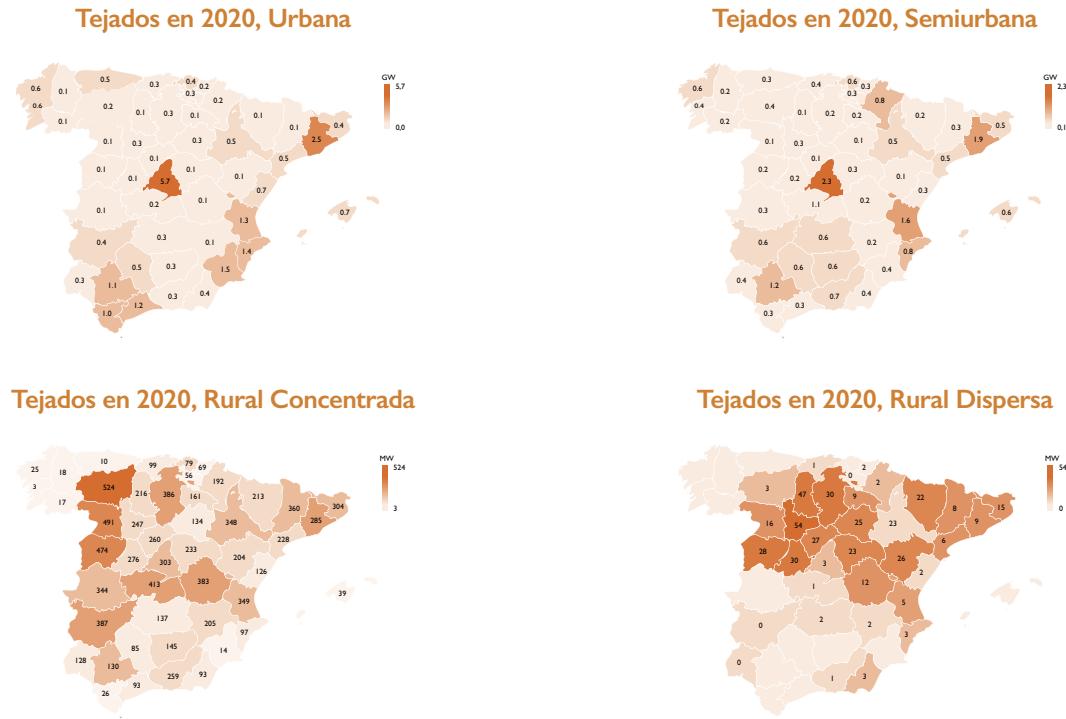
Figura 30: Mapa de Potencial Técnico en cubierta por provincia para todas las zonas de calidad.



Fuente: Elaboración propia

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 31: Mapas de Potencial Técnico en cubiertas por provincia y por las zona de calidad.



Fuente: Elaboración propia

En los cuatro mapas anteriores de la Figura 31 se aprecia la mayor concentración de potencial rural en las provincias menos urbanizadas, y viceversa. Por ejemplo, del muy escaso potencial existente en rural dispersa, casi todo se concentra en Valladolid (54 MW) o Palencia (47 MW). Se observa también cómo el potencial urbano se sitúa principalmente en Madrid (5,7 GW) y Barcelona (2,5 GW).

A continuación, los resultados se desagregan por tipo de consumidor (residencial, comercial e industrial).

La siguiente figura (Figura 32) proporciona información a nivel provincia del Potencial Técnico fotovoltaico en cubiertas en los inmuebles con uso residencial. Se diferencia asimismo en viviendas plurifamiliares y viviendas unifamiliares. Se observa cómo Madrid, Barcelona y Sevilla serían las provincias con un mayor potencial residencial. Se aprecia también la diferencia de potencial entre viviendas unifamiliares y plurifamiliar para cada una de las provincias. Debido a la tipología de construcción residencial en España, el Potencial Técnico en viviendas se concentra un 80% en vivienda unifamiliar y el 20% en vivienda plurifamiliar. Esto se justifica en que del total de 7,6 millones de edificios residenciales⁵⁵ en España que estima el Censo, aproximadamente 6 millones son unifamiliares, por lo que, si el número de edificios unifamiliares es prácticamente 5 veces superior al de plurifamiliares, se considera apropiado que el potencial en cubierta sea tres o cuatro veces superior.

Para el caso de EEUU, un estudio de NREL obtiene un resultado similar: 68% del potencial técnico en cubiertas residenciales está en viviendas unifamiliares (NREL, 2018)⁵⁶. Aunque esta comparativa no es del todo correcta (el estilo de construcción mediterránea es más compacto que el norteamericano), no se ha encontrado en la literatura otra comparativa.

Se observa como Sevilla supera en Potencial Técnico a Valencia, a pesar de que Valencia tiene una población mayor. Esto se justifica en el mayor número de viviendas unifamiliares existentes en Sevilla, en comparación con Valencia.

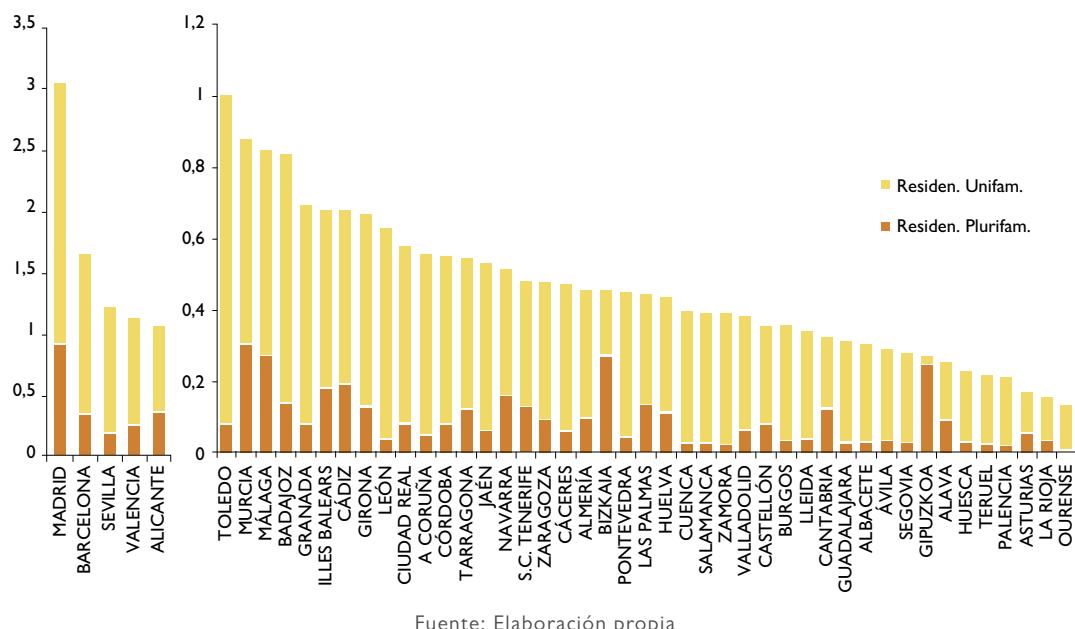
Tomando de nuevo la población como variable comparativa, Málaga tiene una población superior a la de Murcia, pero el Potencial Técnico es mayor en Murcia, cuya justificación radica en el mayor número de segundas residencias vacacionales de la comunidad murciana en comparación con Málaga.

55 Conviene aclarar que estas cifras son de edificios residenciales, y no de viviendas individuales, de las cuales hay aproximadamente 23 millones según el Catastro, aproximadamente 15 millones plurifamiliares y 8 millones unifamiliares.

56 NREL. (2018). Rooftop Solar Technical Potential for Low-to-Moderate Income Households in the United States.

Se observa como Toledo obtiene el sexto mejor potencial en edificios residenciales, a pesar de ser la vigésimo tercera provincia por población. Este resultado se justifica debido a la gran proporción de viviendas unifamiliares existentes, debido a que, de acuerdo con el Catastro, la proporción de viviendas unifamiliares en Toledo es del 67%, muy por encima de la media nacional (37%).

Figura 32: Potencial Técnico en cubiertas según parque de edificios residenciales y su distribución por provincia y tipo de consumidor residencial en 2020.



Fuente: Elaboración propia

La Figura 33 presenta el Potencial Técnico en cubiertas para los inmuebles industriales y comerciales. El 57% del Potencial Técnico total corresponde a inmuebles comerciales y el 43% a inmuebles industriales. Las tres provincias con mayor potencial concentran más de un 30% del total nacional, y 6 provincias españolas obtendrían un potencial superior a 1 GW para los inmuebles industriales y comerciales.

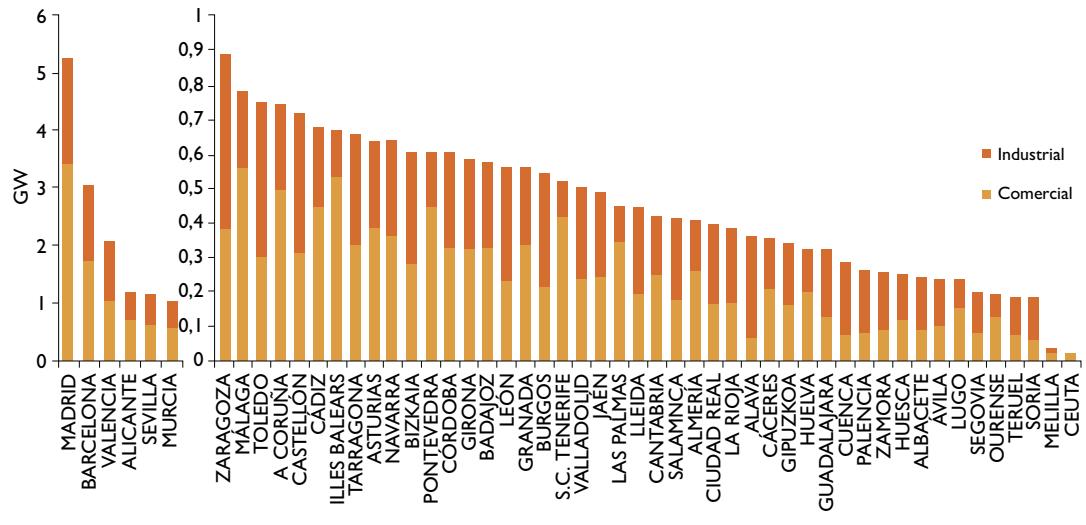
Se puede apreciar aquellas provincias donde hay una mayor cantidad de edificios industriales y donde este sector representa una parte importante de su actividad económica (por ejemplo, en Zaragoza).

Realizando una comparación de los valores obtenidos de Potencial Técnico con otras variables económicas como son el PIB provincial o el número de empresas existentes por provincia, obtenemos las siguientes conclusiones:

- Madrid es la provincia española que presenta un mayor Potencial Técnico, con cierto margen con respecto al resto de provincias. El mayor potencial en Madrid corresponde con las cubiertas comerciales ya que es la provincia con un mayor número total de empresas y en particular aquellas dedicadas al sector servicios.
- La provincia de Málaga presenta una mayor cantidad de empresas que Sevilla, pero el hecho de que Sevilla tiene más Potencial Técnico indicaría que el tamaño medio de los edificios industriales y comerciales en Sevilla es mayor que el tamaño medio de estos edificios en Málaga. Se obtiene el mismo resultado si se comparan las Islas Baleares con Murcia. Las islas tienen una mayor cantidad de empresas, pero un menor Potencial Técnico.
- Bizkaia obtiene un potencial técnico relativamente bajo en comparación con su PIB, básicamente debido a que la industria pesada, de elevado peso en la economía de Bizkaia genera mucho valor añadido, pero aporta poco Potencial Técnico en cubiertas.

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 33: Potencial Técnico en cubiertas comerciales e industriales y su distribución por provincia en 2020.



Fuente: Elaboración propia

Potencial Técnico en fachadas:

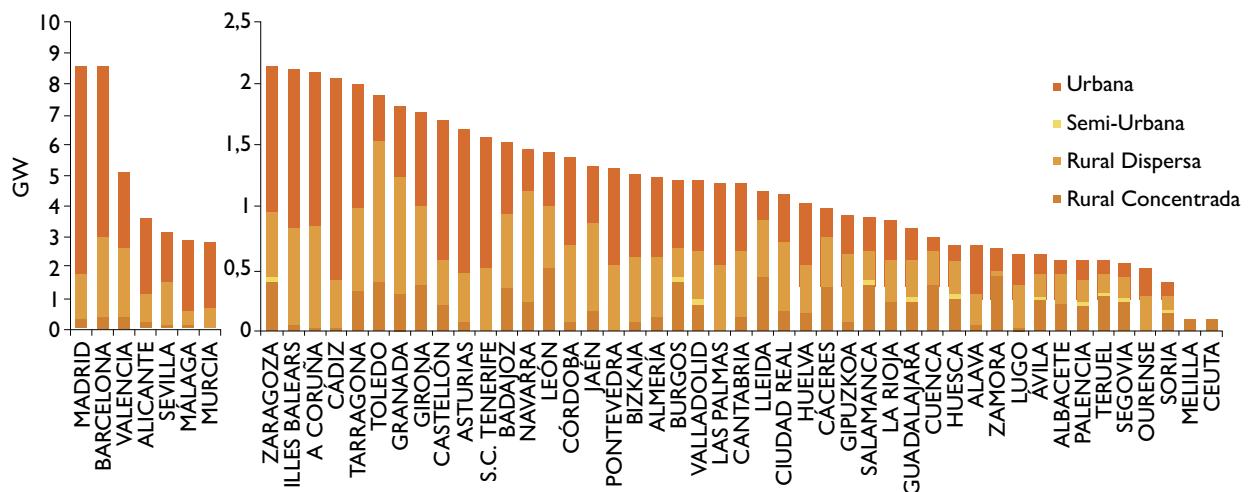
La Figura 34 muestra el Potencial Técnico en fachadas, segmentado por las cuatro zonas de calidad analizadas en este estudio: zona urbana, semi–urbana, rural concentrada y rural dispersa.

Tal y como ocurre con el Potencial Técnico en cubiertas, el Potencial Técnico en fachadas se encuentra concentrado en un conjunto limitado de provincias. Los resultados obtenidos concentran el 50% del potencial total nacional en fachadas en 11 provincias, superando todas ellas el umbral de 2 GW de Potencial Técnico en fachadas. A primera vista se puede observar que las provincias de Madrid y Barcelona tienen un Potencial Técnico total muy similar, pero la diferencia está en las zonas de calidad, donde Madrid tiene mayor potencial en zonas urbanas, Barcelona tiene mayor potencial en zonas semiurbanas y zonas rurales concentradas.

Toledo, según se comentó anteriormente, debido al elevado número de municipios correspondientes a zona de calidad semiurbana, es la provincia con una mayor proporción en esta zona de calidad con respecto a su valor total provincial.

Teniendo en cuenta la segmentación por zona de calidad, el potencial técnico en fachadas de las zonas urbanas y semiurbanas supone un 88% del total, correspondiendo el 12% restante a las zonas rurales.

Figura 34: Potencial Técnico en fachadas según parque de edificios y su distribución por provincia y zona de calidad en 2020.

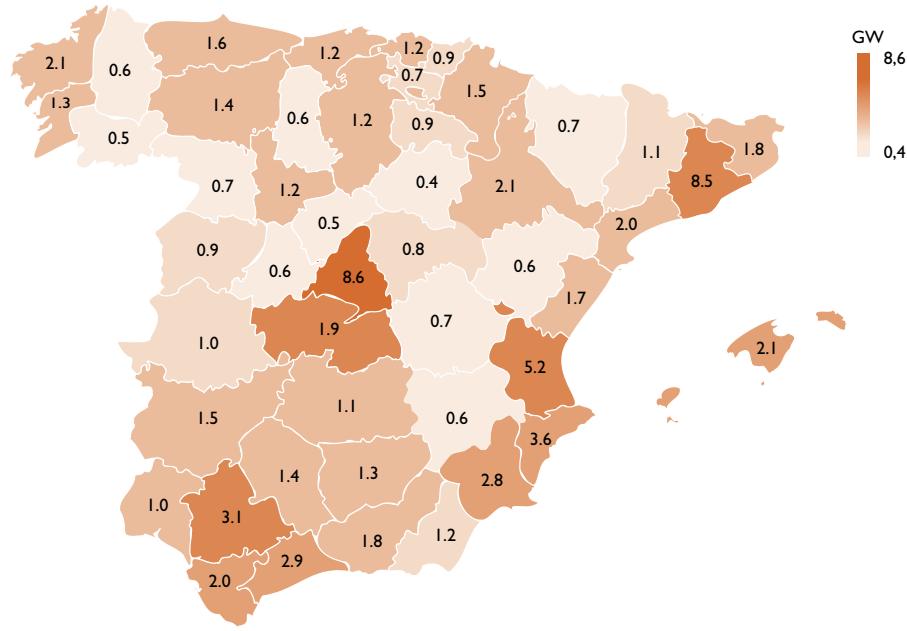


Fuente: Elaboración propia

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Tal y como se ha hecho anteriormente para cubiertas, se presentan los resultados anteriores en formato de mapa en la Figura 35.

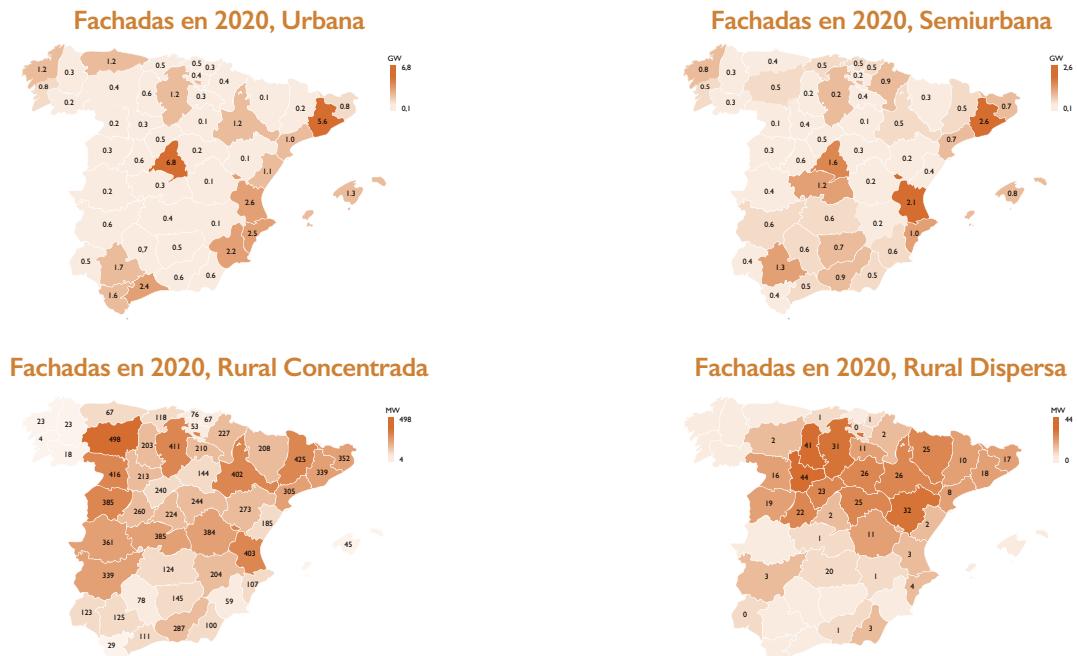
Figura 35: Mapa de Potencial Técnico en fachada por provincia para todas las zonas de calidad.



Fuente: Elaboración propia

Y a continuación se presenta los mapas por zona de calidad en la Figura 36.

Figura 36: Mapas de Potencial Técnico en fachada por provincia y por zona de calidad.



Fuente: Elaboración propia

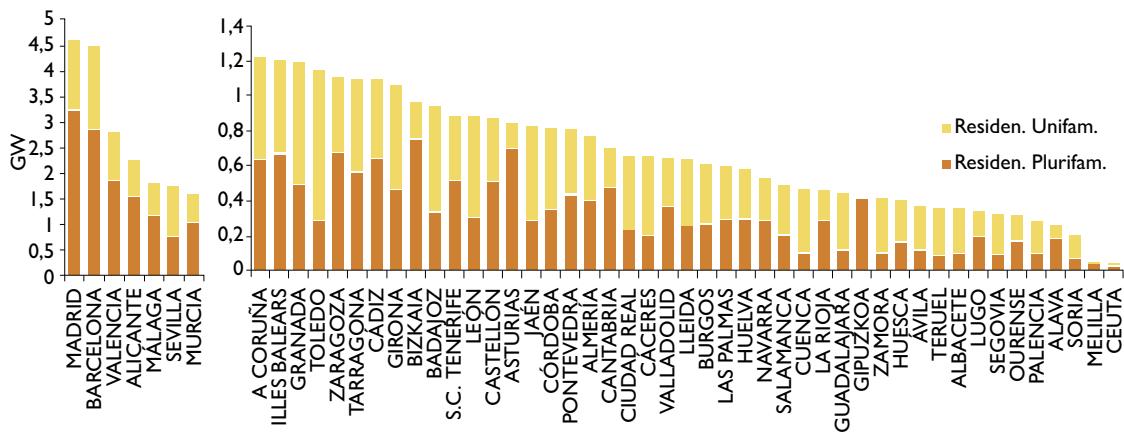
La Figura 37 a continuación proporciona información sobre Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico en fachadas en viviendas, diferenciando asimismo en viviendas plurifamiliares y viviendas. Se observa como Madrid y Barcelona tienen un Potencial Técnico similar, pero Madrid tiene mayor proporción de potencial en viviendas plurifamiliares, mientras que Barcelona tiene más potencial en viviendas unifamiliares. Comparando con el Potencial Técnico obtenido para las cubiertas en estas provincias, cuyo valor era significativamente superior en Madrid, se puede concluir que de media los edificios residenciales en Madrid son menos altos que los edificios residenciales en Barcelona, y por tanto Barcelona dispone de mayor proporción de fachada residencial en comparación con cubierta residencial.

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Un análisis similar se puede realizar en Sevilla, que obtiene el tercer mayor Potencial Técnico en cubiertas, sin embargo, obtiene el sexto puesto en Potencial Técnico en fachadas residenciales, por lo que se puede concluir que Sevilla tiene de media edificios residenciales más bajos que Valencia, Alicante y Málaga (provincias con ciudades turísticas de construcción en altura).

El Potencial Técnico en las fachadas de las viviendas se concentra un 45% en vivienda unifamiliar y el 55% en vivienda plurifamiliar.

Figura 37: Potencial Técnico en fachadas según parque de edificios residenciales y su distribución por provincia y tipo de consumidor residencial en 2020.



Fuente: Elaboración propia

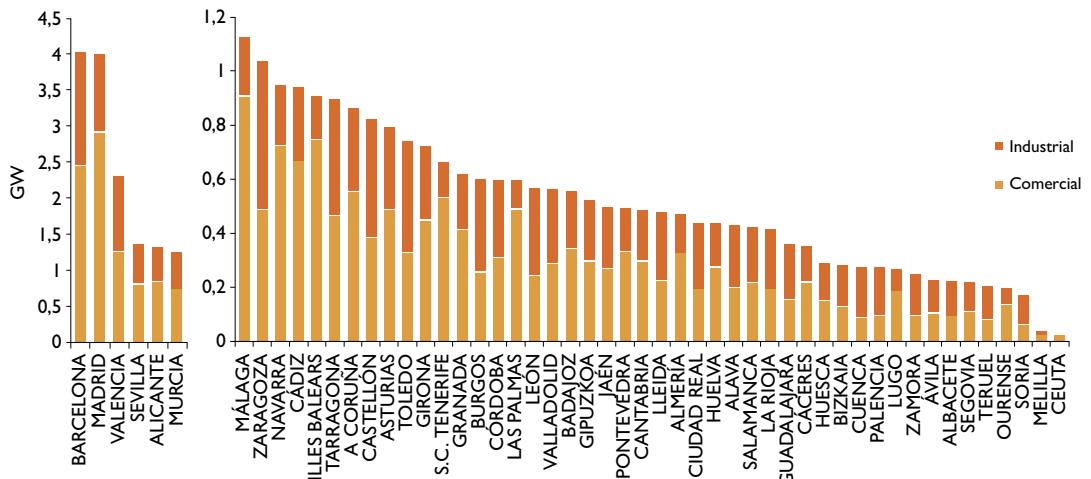
La Figura 38 presenta el Potencial Técnico en fachadas por provincia, para los inmuebles con fines industriales y comerciales. Al igual que ocurría en el estudio de las cubiertas, se puede obtener una visión de las provincias cuya industria tiene un mayor volumen de edificación, así como si la estructura económica de una provincia está más orientada a comercio o a industria.

En cuanto a la distribución de potencial, el 60% correspondería a inmuebles comerciales y el 40% a inmuebles industriales. Las tres provincias con mayor potencial concentran un 30% del potencial total en España para inmuebles con usos comerciales e industriales.

Comparando Madrid y Barcelona, esta última obtiene unos valores de potencial técnico en fachadas superiores a los de Madrid. Barcelona obtiene valores superiores en fachadas industriales, mientras que Madrid, debido al mayor número de empresas dedicadas al comercio, obtiene un mayor potencial en fachadas de tipo de consumidor comercial. Teniendo en cuenta los valores obtenidos en el potencial técnico en cubiertas, se puede llegar a la conclusión que los edificios comerciales e industriales en Barcelona son más altos que en Madrid.

Los valores obtenidos de Potencial Técnico de cubiertas y fachadas para edificios comerciales e industriales en Sevilla, Valencia, Alicante y Málaga son proporcionales entre sí, por lo que se puede concluir que la altura media de los edificios comerciales e industriales de estas provincias se encuentran en valores similares en todas ellas.

Figura 38: Potencial Técnico en fachadas según parque de edificios comerciales e industriales y su distribución por provincia en 2020.

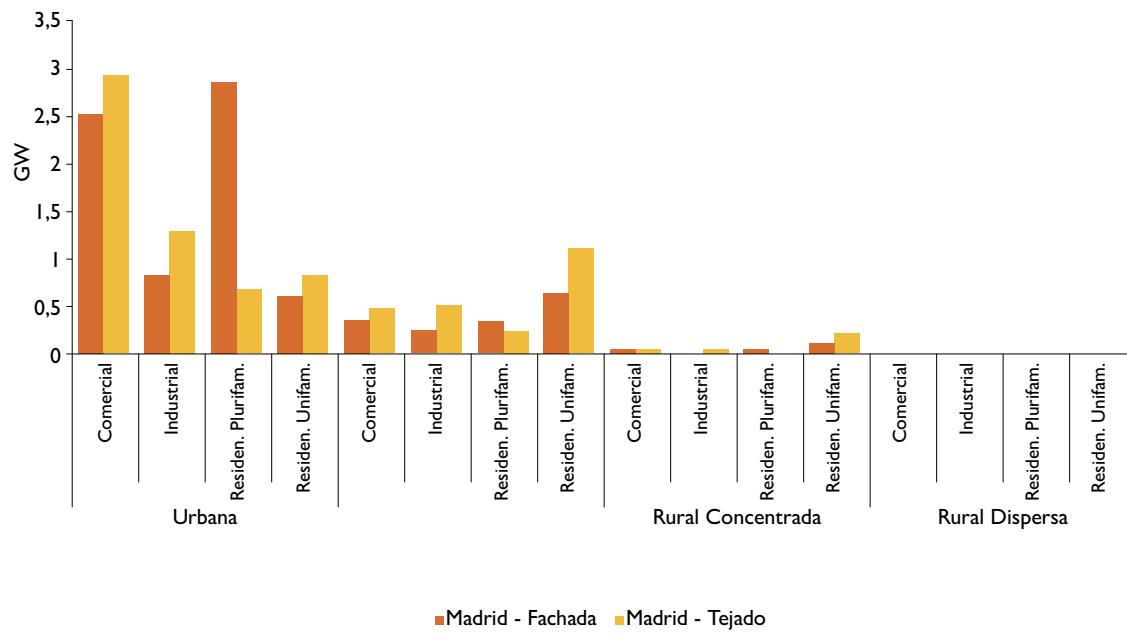


Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presenta un ejemplo de análisis detallado en la provincia de Madrid (aquella con mayor potencial total) para ilustrar la riqueza del análisis desarrollado y el nivel de detalle que se puede conseguir debido a la gran cantidad de resultados obtenidos.

Proporcionalmente, Madrid tiene un 97% de su potencial técnico de autoconsumo fotovoltaico total concentrado en zona de calidad urbana y semi-urbana.

Figura 39: Potencial Técnico según parque de edificios en Madrid y su distribución por zona de calidad y tipo de consumidor en 2020.



■ Madrid - Fachada ■ Madrid - Tejado

Fuente: Elaboración propia

En la Figura 39 se presentan los resultados de Potencial Técnico fotovoltaico tanto para cubiertas como para fachadas de forma independiente. Asimismo, también se presentan los resultados diferenciando por zona de calidad. Se observa que el Potencial Técnico asociado a zona de calidad rural (rural concentrada o rural dispersa) en la Comunidad de Madrid es mínimo y significativamente inferior si se compara con otras provincias españolas más rurales. Además, se observa que, para los edificios comerciales, industriales y viviendas unifamiliares, el Potencial Técnico en cubiertas es superior que el Potencial Técnico en fachadas. En edificios destinados a viviendas plurifamiliares, el Potencial Técnico, en cambio, se localiza principalmente en las fachadas, puesto que estos tienen una proporción entre la fachada y cubierta mayor que otros tipos de consumidores.

El Potencial Técnico entre cubiertas y fachadas en la Comunidad de Madrid refleja que el 51% del Potencial Técnico se encuentra en fachadas, y el 49% cubiertas. De acuerdo con los análisis realizados anteriormente, la Comunidad de Madrid tiene gran parte de su Potencial Técnico en edificaciones comerciales, aproximadamente un 38% del total para esta comunidad.

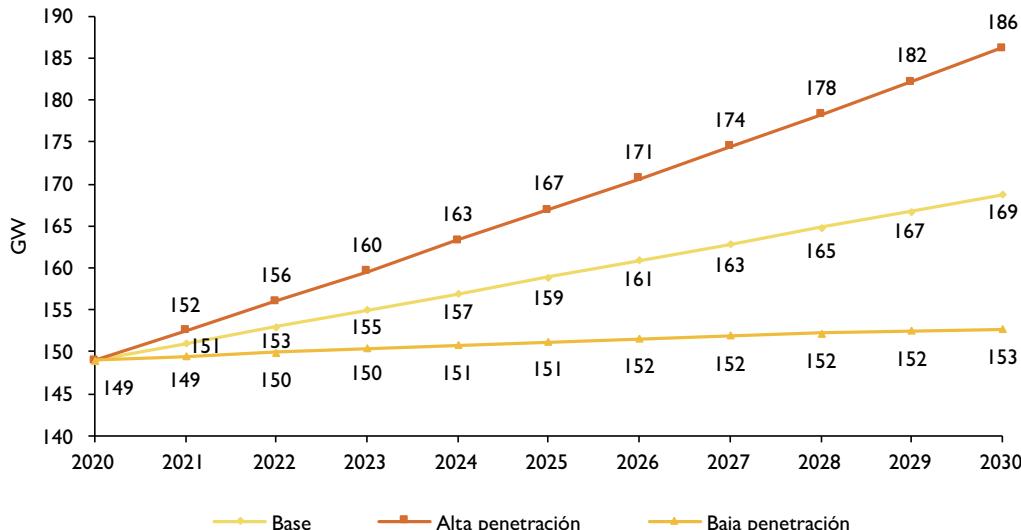
Conclusiones del análisis de Potencial Técnico según análisis del parque de edificios:

Las conclusiones más generales sobre el estudio de los Potenciales Técnicos según el análisis del parque de edificios:

El Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico total a nivel nacional (sumando cubiertas y fachadas) se situaría en torno a 149 GW en 2020, evolucionando hasta valores entre 149 GW y 186 GW en 2030 (en función de la mejoría de densidad de potencia según el escenario).

POTENCIAL TÉCNICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 40: La evolución del potencial técnico según parque de edificios y según los escenarios de mejora de eficiencia.



Fuente: Elaboración propia

Si se separaran los potenciales en cubierta y fachada, se obtendrían los siguientes valores de 63 GW en cubiertas y 86 GW en fachadas en 2020, ascendiendo a 71 y 98 GW respectivamente en el Escenario Base en 2030.

Se aprecia una concentración de potenciales en pocas provincias con mayor población y número de edificios: 11 provincias albergan el 50% del Potencial Técnico fotovoltaico total en fachadas y cubiertas.

Aproximadamente el 50% del Potencial Técnico total (incl. cubiertas y fachadas) está en consumidores residenciales, mientras que la otra mitad de distribuye entre industrial y comercial en proporciones razonablemente similares. Dentro del sector residencial, el Potencial Técnico se concentra sobre todo en residencias unifamiliares (el potencial en cubiertas es tres veces superiores en unifamiliar, mientras que los potenciales en fachada son un 25% superiores en plurifamiliar).

El Potencial Técnico industrial está distribuido por igual entre cubiertas y fachadas, mientras que en el sector comercial se sitúa más en fachadas (un 15% superior).

Respecto a evoluciones temporales, se aprecia que la mejora de potencial hasta 2030 se debe principalmente al efecto de los incrementos previstos de densidad de potencia, aunque en provincias donde se prevé una reducción de población se pudiera ver cierta disminución de potencial, aunque esto sólo ocurre en el Escenario Baja Penetración (pues en los Escenarios Base y Alta Penetración, la mejora de densidad de potencia de los módulos fotovoltaicos compensan la bajada de población.).

En el análisis por zonas de calidad, un 88% del potencial total (todos los consumidores, en cubierta y fachada) está en zonas urbanas y semiurbanas.

El potencial técnico en cubiertas de las zonas urbanas y semiurbanas supone un 83% del total, correspondiendo el 17% restante a las zonas rurales (y dentro de éstas, una mayoría en rural concentrada).

A continuación, se recogen los principales resultados del Potencial Técnico en los años 2020 y 2030.

Tabla III: Resultados de Potencial Técnico según parque de edificios (en GW).

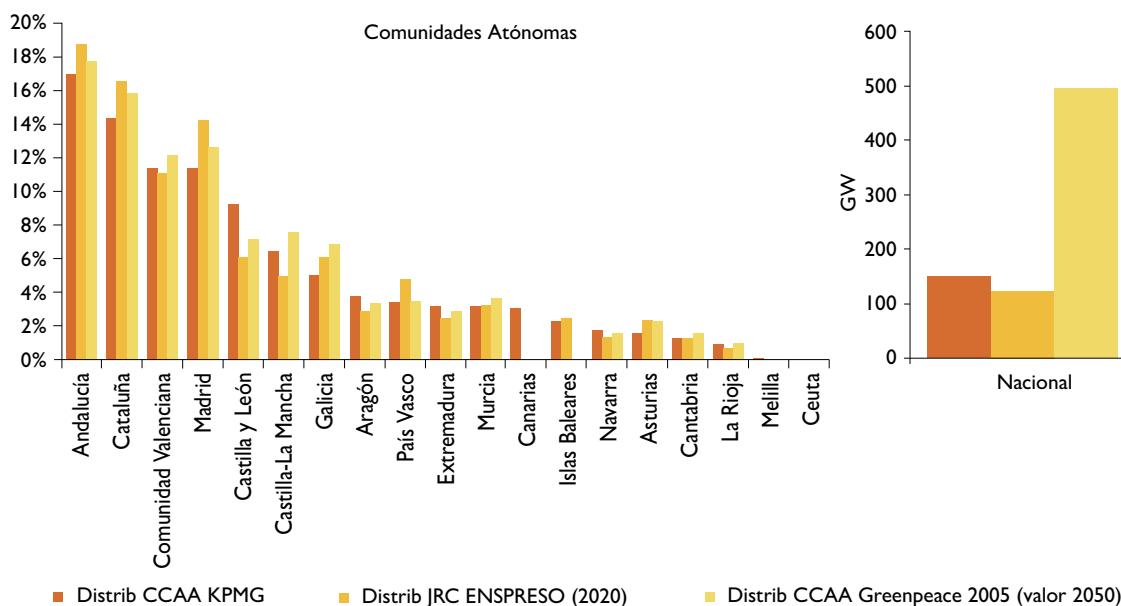
Tipo de consumidor (cifras en GW)	2020			2030		
	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración
Comercial	19,3 (C) y 22,8 (F)			48,1 (C+F)	53,0 (C+F)	43,5 (C+F)
Residencial Plurifamiliar	6,0 (C) y 26,9 (F)			37,6 (C+F)	41,5 (C+F)	34,0 (C+F)
Residencial Unifamiliar	22,1 (C) y 21,9 (F)			49,4 (C+F)	54,5 (C+F)	44,7 (C+F)
Industrial	15,1 (C) y 14,9 (F)			33,7 (C+F)	37,2 (C+F)	30,5 (C+F)
Total, Nacional	62,6 (C) y 86,4 (F)			168,7 (C+F)	186,1 (C+F)	152,7 (C+F)

Fuente: Elaboración propia

4.2.2.4 Resultados de Potencial Técnico según parque de edificios comparados con la literatura

Con ánimo de verificar que los resultados obtenidos están en línea con lo esperable, se ha procedido a compararlos con los disponibles en fuentes de la literatura, en concreto con los valores proporcionados por JRC ENSPRESO, 2019 y García-Casals & Greenpeace, 2005, en la Figura 41. En la parte derecha de la misma se presentan los resultados del total nacional, mientras que en la izquierda se identifica su distribución por Comunidades Autónomas.

Figura 41: Potencial total, cubierta y fachada, todos consumidores y zonas de calidad, y comparativa con otras referencias de la literatura.



Fuente: Elaboración propia

La gráfica anterior permite concluir que los resultados de potencial total obtenidos están en línea con los de JRC ENSPRESO, tanto en valor absoluto (149 GW contra 122 GW) como en distribución por CCAA. Los valores de Greenpeace 2005 sí son significativamente superiores en términos absolutos (495 GW). La diferencia se debe a que el estudio de Greenpeace proporciona resultados a 2050, y asume una mejora tecnológica significativa. Si esos parámetros se aplicaran a nuestro análisis, la densidad de potencia de 300 W/m² (correspondiente a la que se obtendría en 2050 con la mejora anual del 2%), llevaría el potencial total de más de 300 GW. Además, Greenpeace es más optimista en porcentaje de fachadas y cubiertas que son efectivas para el uso de fotovoltaica.

Adicionalmente, se pueden hacer comparativas con otras fuentes de la literatura. Izquierdo 2008 y JRC 2019 proporcionan valores de potencial técnico en cubiertas de 23 GW y 36 GW, pero estos son sólo para zonas “urbanas”, definidas según diversas bases de datos de usos de la tierra como CORINE y ESM. Es por ello, por lo que la comparativa con los resultados obtenidos en este estudio es compleja: el valor más directamente comparable sería 27 GW (sólo cubiertas, zona de calidad urbana, todos los consumidores en todas las provincias, 2020).

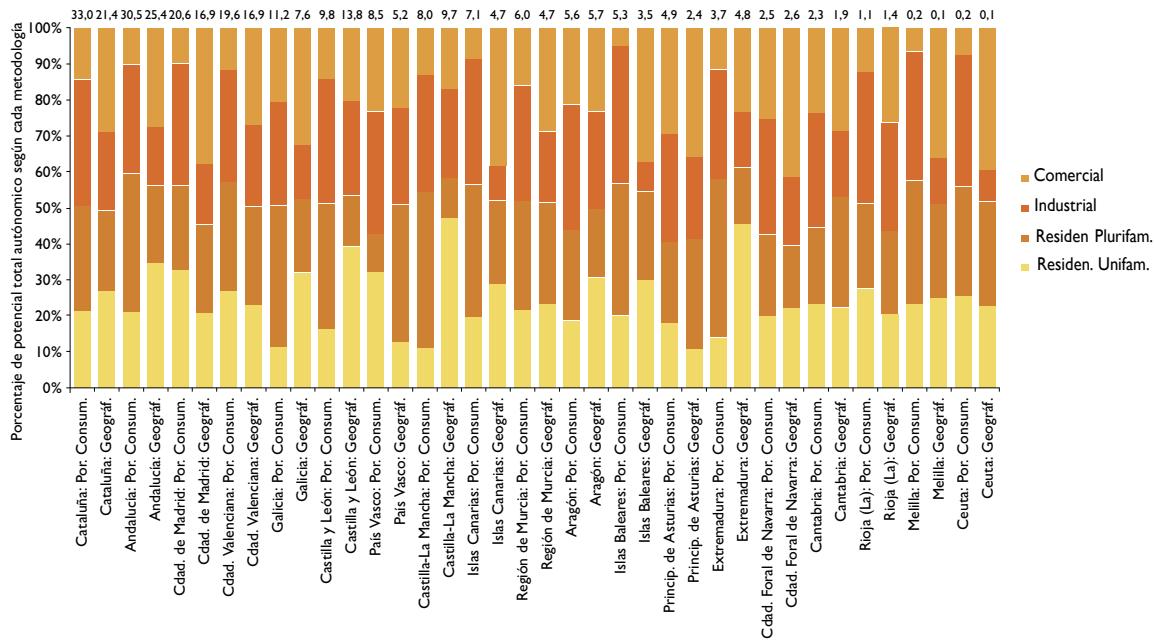
Se concluye por lo tanto que los resultados obtenidos de Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico según el parque de edificios comparan adecuadamente con los de la literatura.

4.2.3 Comparativa de los resultados de ambos enfoques para la estimación del Potencial Técnico

En esta sección se comparan los Potenciales Técnicos obtenidos con los dos enfoques anteriores: en función de las demandas máximas de los consumidores, y según el parque de edificios (cubiertas y fachadas). De forma resumida, esta comparativa permitiría tener una primera aproximación a qué consumidores demandan más de lo que pueden instalar sobre su edificio, pudiendo dar una indicación preliminar y en base a criterios puramente técnicos sobre las necesidades de complementar el autoconsumo con electricidad utilizada de la red, o a la posibilidad de verter excedentes.

La Figura 42 ofrece esta comparativa de forma gráfica, con barras porcentuales para poder apreciar también aquellas CCAA donde el potencial absoluto es menor (por ejemplo, las Ciudades Autónomas de Ceuta y Melilla). La parte superior de cada barra detalla el potencial total, en GW. Lo primero que se aprecia es que, como era de esperar, los potenciales según demandas máximas son en general algo mayores a los obtenidos mediante el análisis del parque de edificios, pero de orden de magnitud similar. En efecto, el total nacional en 2020 es de 180 GW en el primer caso, y 149 GW en el segundo. Por ejemplo, el total en Cataluña es de 33 GW según demandas máximas y de 21 GW según el parque de edificios.

Figura 42: Comparativa entre Potencial Técnico según demandas máximas de los consumidores y según el parque de edificios (cubierta y fachada), en 2020, por Comunidad Autónoma y tipo de consumidor.



Fuente: Elaboración propia

Analizando el detalle de la Figura 42, se aprecia en primer lugar como en el sector residencial en general ambos potenciales son de órdenes de magnitud similares. En el sector industrial, se observa en general un mayor potencial según demandas máximas de los consumidores que según el parque de edificios: en general la industria consume más de lo que podría ser instalable en su edificio, por lo que probablemente necesite complementar su consumo con electricidad de la red, o con instalaciones de autoconsumo adyacentes (en este estudio se ignoran terrenos adyacentes, por imposibilidad de asignarlos a una referencia catastral concreta). En el sector comercial se aprecia lo contrario: grandes potenciales técnicos, en edificios con amplios cubiertas y fachadas, que demandan menos potencia, por lo que podrían convertirse en generadores excedentarios a partir de mecanismos ya existentes como por ejemplo la implantación de autoconsumo colectivos.

5. POTENCIAL ECONÓMICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

El Potencial Económico se define como aquella potencia de autoconsumo fotovoltaico instalable en España a 2030, presentando una rentabilidad positiva para cada tipo de consumidor. En los siguientes apartados, se presenta la metodología empleada para la estimación del Potencial Económico fotovoltaico, así como los principales resultados de nueva capacidad instalada para los años 2020 y 2030.

5.1 Metodología para la estimación del Potencial Económico

El objetivo de este apartado es estimar el Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico en España para el horizonte temporal 2020 – 2030. Para ello, se ha estimado la potencia instalada mediante un análisis entre el coste y beneficio de la inversión para cada tipo de consumidor, teniendo en consideración los ahorros derivados del autoconsumo de energía (menor compra de energía de la red) y los ingresos por la venta de los excedentes de energía en el mercado eléctrico.

La estimación del Potencial Económico⁵⁷ se ha realizado mediante un análisis entre el coste y el beneficio, basado en criterios de racionalidad económica⁵⁸, considerando las limitaciones de cubierta o fachada obtenidos del análisis del Potencial Técnico del apartado 4 de este informe⁵⁹.

De manera análoga al Potencial Técnico, el análisis del Potencial Económico se ha realizado:

- ▶ Con un desglose por: i) Provincia ii) Zona de calidad (en adelante “ZC”) y iii) Tipo de consumidor (en adelante “TC”).
- ▶ Con una proyección desde el año 2020 hasta el año 2030, configurada en tres escenarios: i) Penetración de autoconsumo base ii) Penetración de autoconsumo alta y iii) Penetración de autoconsumo baja.

La metodología desarrollada se ha estructurado en las siguientes tareas:

- ▶ En la **tarea 1** (en adelante “PE_Tarea 1”), se han definido los perfiles horarios de consumo eléctrico por cada tipo de consumidor. Los resultados de los perfiles de consumo se han obtenido con una desagregación a nivel geográfico, por provincia y zona de calidad, por tipo de consumidor y por cada uno de los escenarios, hasta el 2030. Para realizar el análisis entre el coste y beneficio (tarea 3), es necesario estimar cómo los perfiles de consumo se reflejan en la factura eléctrica por tipo de consumidor.

La factura eléctrica por tipo de consumidor se ha estimado a partir de los perfiles de consumo y las estimaciones de precios de la electricidad a 2030, de acuerdo con la curva proyectada de precios eléctricos mediante el modelo de predicción propio de KPMG denominado “EPSILON”. Adicionalmente, se han tenido en cuenta los peajes de acceso vigentes⁶⁰, así como los impuestos aplicables en el cálculo de la factura eléctrica por tipo de consumidor.

- ▶ En la **tarea 2** (en adelante “PE_Tarea 2”), se ha obtenido la curva de generación eléctrica por tipo de consumidor, de acuerdo con cada hipotética instalación de autoconsumo fotovoltaico, y considerando los parámetros técnicos

⁵⁷ Se utilizan los datos de consumo eléctrico (valores totales y perfiles horarios) proporcionados por la CNMC y REE, las curvas de generación fotovoltaica estimadas mediante la herramienta PVGIS del Joint Research Centre de la Comisión Europea y los parámetros económicos y regulatorios que reflejan la situación actual del mercado de autoconsumo en España (p. ej. costes de inversión en sistemas fotovoltaicos, peajes por tipo de consumidor, precios reales de la energía, condiciones de compensación de excedentes).

⁵⁸ Este análisis contrasta con el de potencial “real” (capítulo siguiente), que incorpora menor racionalidad y presencia de barreras no económicas. En otras palabras, el potencial económico incorpora toda aquella potencia que es rentable bajo un criterio de racionalidad económica, sin considerar las barreras no económicas que puedan existir en la realidad.

⁵⁹ Este es uno de los principales valores añadidos de este estudio, puesto que se combinan de forma metodológicamente consistente los distintos potenciales (p.ej. imponiendo una limitación de superficie de cubierta disponible al análisis del potencial económico).

⁶⁰ El presente análisis se basa en la estructura de peajes y cargos anterior a la nueva estructura definida en 2020 e implementada en junio de 2021, aunque se ha realizado teniendo en cuenta las últimas novedades regulatorias.

aplicables mediante la herramienta PVGIS⁶¹ (potencia pico, tecnología utilizada, rendimiento del sistema, vida útil, latitud y longitud del emplazamiento, o inclinación y azimut del panel).

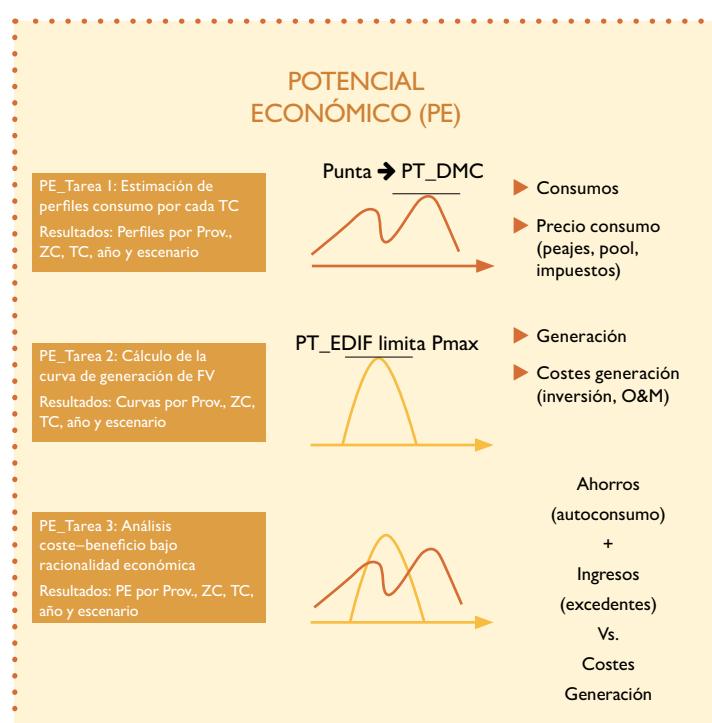
Asimismo, se han tenido en consideración los costes de inversión, de operación y mantenimiento, y el tamaño de cada una de las hipotéticas instalaciones de autoconsumo, estando dicho tamaño limitado por el Potencial Técnico disponible en los edificios (área de cubierta o fachada, representado en la Figura 43 mediante la etiqueta “PT_EDIF limita Pmax”).

- En la **tarea 3** (en adelante “PE_Tarea 3”), se ha llevado a cabo un análisis coste –beneficio en el horizonte 2030, en el cual se ha producido el cruce de las curvas de los perfiles de consumo y la curva de generación eléctrica, con objeto de obtener: i) La energía autoconsumida y ii) La energía vertida mediante excedentes, en cada una de las horas del día.

Mediante la curva de precios eléctricos proyectados por KPMG, incluyendo los peajes de acceso y los impuestos, y teniendo en cuenta la energía autoconsumida y vertida a la red, se han estimado los ahorros anuales derivados del autoconsumo, así como los ingresos por la venta de excedentes de energía, con objeto de compararlos con un “caso hipotético”, en el que no se hubiera instalado autoconsumo, de acuerdo con el tipo de consumidor.

De acuerdo con lo anterior, se ha estimado el período de retorno, en años, en que se recupera la inversión inicial de cada posible instalación de autoconsumo fotovoltaico, calculando el plazo de amortización de la inversión. En este sentido, se ha asumido que la instalación de autoconsumo fotovoltaico es rentable si el período de retorno de la inversión estimado es inferior a un período de retorno máximo admisible para el tipo consumidor. En ese caso, la potencia de la instalación pasa a formar parte de la estimación de Potencial Económico. El período de retorno máximo admisible se ha definido de acuerdo con: i.) Un análisis de racionalidad financiera (número de años en que el Valor Actual Neto de la inversión se hace positivo usando una tasa de descuento alineada con los costes de financiación actuales); y ii.) Una revisión de la literatura económica en relación con la estimación de autoconsumo en Europa.

Figura 43: Ilustración de la metodología elaborada en la evaluación del Potencial Económico, y conexiones con el análisis del Potencial Técnico.



Fuente: Elaboración propia

61 PVGIS es una aplicación oficial desarrollada por la Unión Europea que permite calcular la producción fotovoltaica en cualquier zona de Europa, Asia y América.

A continuación, se proporciona un mayor nivel de detalle sobre la metodología seguida en cada una de las tareas anteriormente indicadas.

5.1.1 PE_Tarea 1: Estimación de los perfiles de consumo por tipo de consumidor

5.1.1.1 PE_Tarea 1. Paso A. Cálculo de las curvas horarias de consumo específicas por tipo de consumidor y asignación a días representativos estadísticamente

El paso A de la tarea 1 calcula las curvas horarias de demanda de cada tipo de consumidor a nivel nacional en 2020.

Las curvas horarias de consumo se han basado en los perfiles de consumo indicados por Red Eléctrica de España (REE) y los datos de consumo anual por cada comunidad autónoma, obtenidos de la CNMC⁶². Estas curvas, sin embargo, vienen dadas por peaje de acceso (2.0A, 2.1A, etc.) por lo que se han adaptado a los tipos de consumidor representados en este informe (residencial plurifamiliar, residencial unifamiliar, comercial e industrial).

Se han establecido 28 tipos de consumidores, de acuerdo con el detalle del peaje de acceso (en adelante “TC_PEAJE”), que permite realizar el análisis entre el coste y el beneficio para cada TC_PEAJE de forma independiente, de tal manera que se proporciona un mayor nivel de detalle al que resultaría de realizar el análisis para los cuatro tipos de consumidores únicamente.

Tabla 12: Desagregación de los tipos de consumidor del informe en los tipos de consumidor con detalle del peaje asociado.

Tipos de consumidor y tipos de peaje de acceso asociados				
Tipos peaje	Resid. Purifam	Resid. Unif.	Comercial	Industrial
2.0A	RP_2.0A	RU_2.0A	CO_2.0A	
2.0DHA	RP_2.0DHA	RU_2.0DHA	CO_2.0DHA	
2.0DHS	RP_2.0DHS	RU_2.0DHS	CO_2.0DHS	
2.1A	RP_2.1A	RU_2.1A	CO_2.1A	
2.1DHA	RP_2.1DHA	RU_2.1DHA	CO_2.1DHA	
2.1DHS		RU_2.1DHS	CO_2.1DHS	
3.0A			CO_3.0A	
3.1A			CO_3.1A	IN_3.1A
6.1			CO_6.1	IN_6.1
6.2			CO_6.2	IN_6.2
6.3			CO_6.3	IN_6.3
6.4			CO_6.4	IN_6.4

Fuente: Elaboración propia

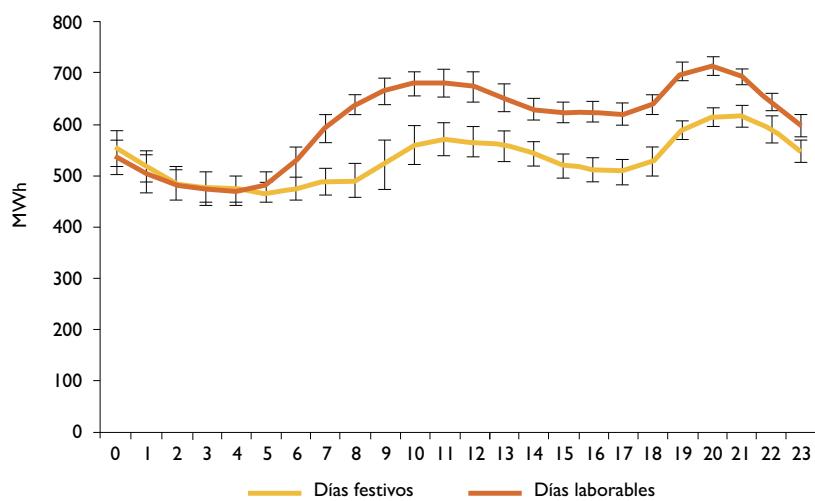
Lo anterior resulta en 28 curvas horarias, cada una con 8.760 valores de consumo, y a los cuales posteriormente se añaden desagregaciones por provincia, ZC y año (explicado en el Paso B de esta tarea). Esto aumenta significativamente la computacional requerida. Con el fin de eficientar los cálculos realizados y para aprovechar la estacionalidad de las curvas horarias de consumo, el análisis se ha realizado considerando unos días estadísticamente representativos del año que han permitido capturar la variabilidad entre los distintos tipos de día y el consumo.

62 Se han utilizado datos de 2018, ya que es el último año completo del que se dispone de información. se obtienen los perfiles horarios de REE (ESIOS y PVPC) por tipo de peaje en 2018 (expresados en términos unitarios). Se multiplican por la energía anual consumida por cada tipo de peaje en 2018 (datos CNMC) para obtenerlos en GWh para cada hora (es decir, GW)

En este sentido, se han seleccionado 8 días representativos del año para realizar los análisis posteriores ya que es el óptimo estadístico entre representatividad y sencillez⁶³. En concreto, se han usado dos días representativos (uno laborable y otro festivo), para cada una de las cuatro estaciones del año (primavera, verano, otoño, invierno). Cada día representativo utilizado presenta un perfil de 24 horas y, por tanto, se han obtenido 192 horas de consumo por año, en lugar de las 8.760 horas de un año.

En relación con la selección sobre el día más representativo en cada caso, para cada estación y tipo de día (laborable/festivo) se ha escogido el día real más cercano al día medio. Esta “cercanía” se ha calculado como la suma de las desviaciones estándar para cada día con respecto al resto de días del conjunto. La Figura 44 ilustra esta selección para un conjunto de consumidores residenciales con tarifa 2.0A.

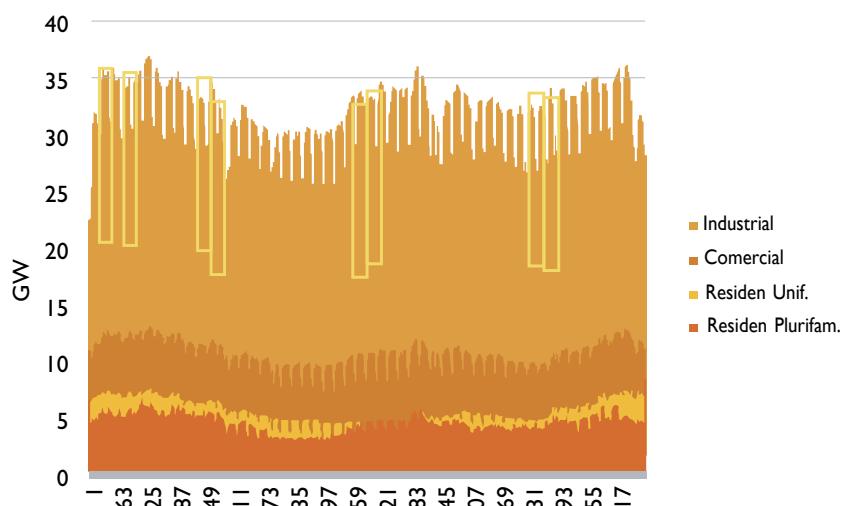
Figura 44: Curva horaria representativa y dispersión de la muestra según tipo de día, para un conjunto de consumidores residenciales con tarifa 2.0A.



Fuente: Datos KPMG

La selección de los días representativos se ha realizado teniendo en cuenta cada tipo de consumidor y tipo de peaje, ya que los perfiles de un mismo tipo de consumidor (p.ej. residencial unifamiliar) con tipos de peajes de energía distintos (p.ej. 2.0A vs 2.0DHA) pueden variar significativamente. La Figura 45 representa de manera ilustrativa la selección de los 8 días representativos para un consumidor industrial con tipo de peaje 6.2.

Figura 45: Selección de días representativos para un consumidor industrial con peaje 6.2.



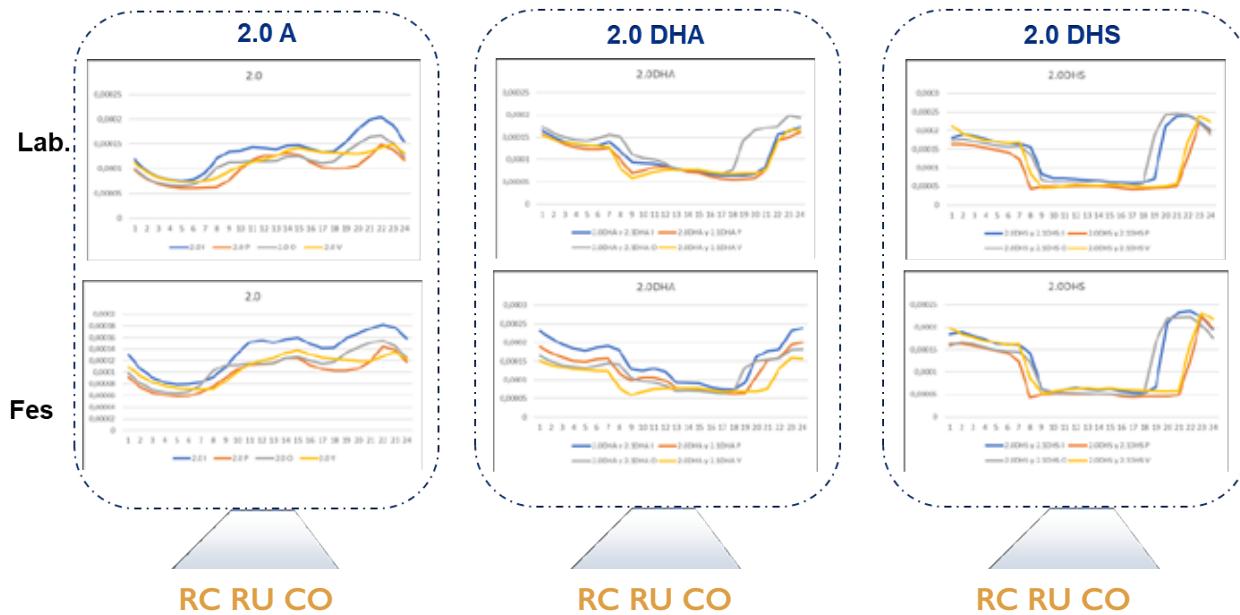
Fuente: Datos KPMG

63 Las desviaciones estándar de demanda horaria en los días representativos son de < 8% y en energía total anual corresponde a +3%.

POTENCIAL ECONÓMICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Las siguientes figuras (Figura 46, Figura 47 y Figura 48) ilustran los perfiles seleccionados para las cuatro estaciones, en laborable y festivo, por cada tipo de peaje, y cómo estos perfiles se corresponden con cada tipo de consumidor: Residencial Plurifamiliar (RP), Residencial Unifamiliar (RU), Comercial (CO) e Industrial (IN).

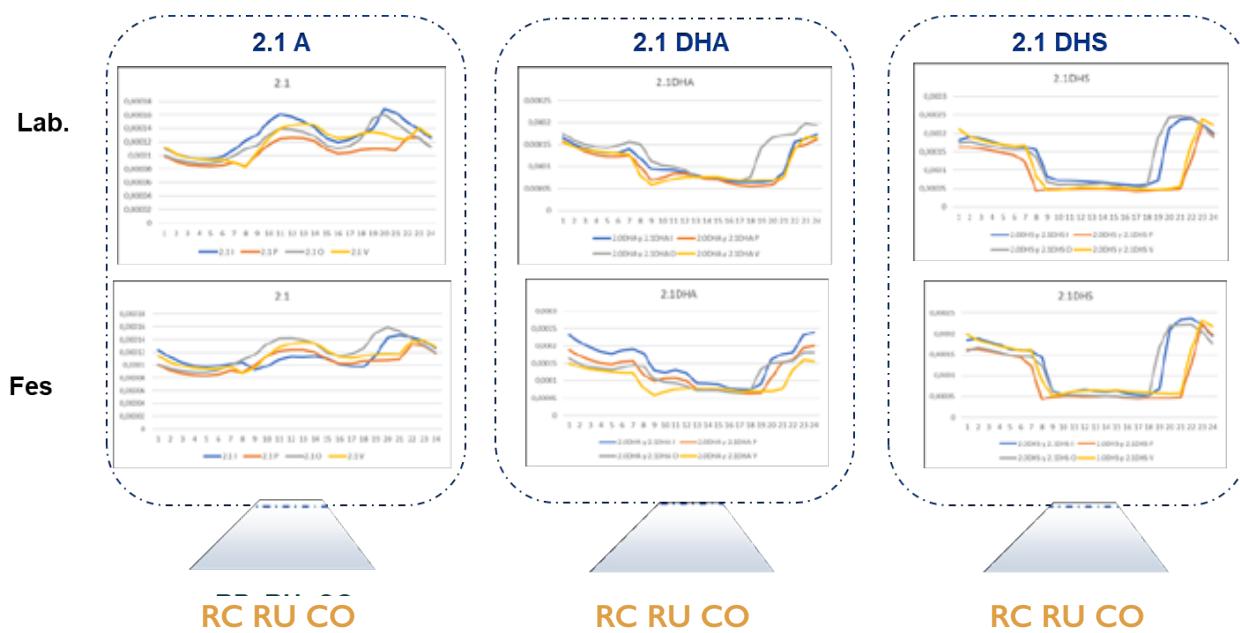
Figura 46: Detalle de los perfiles en los días representativos seleccionados para cada estación, tipo de día, y tipo de tarifa, y a qué tipo de consumidor se asignan. Peaje 2.x.



RC: Residencial Colectivo; **RU:** Residencial Unifamiliar, **CO:** Comercial, **IN:** Industrial

Fuente: Elaboración propia

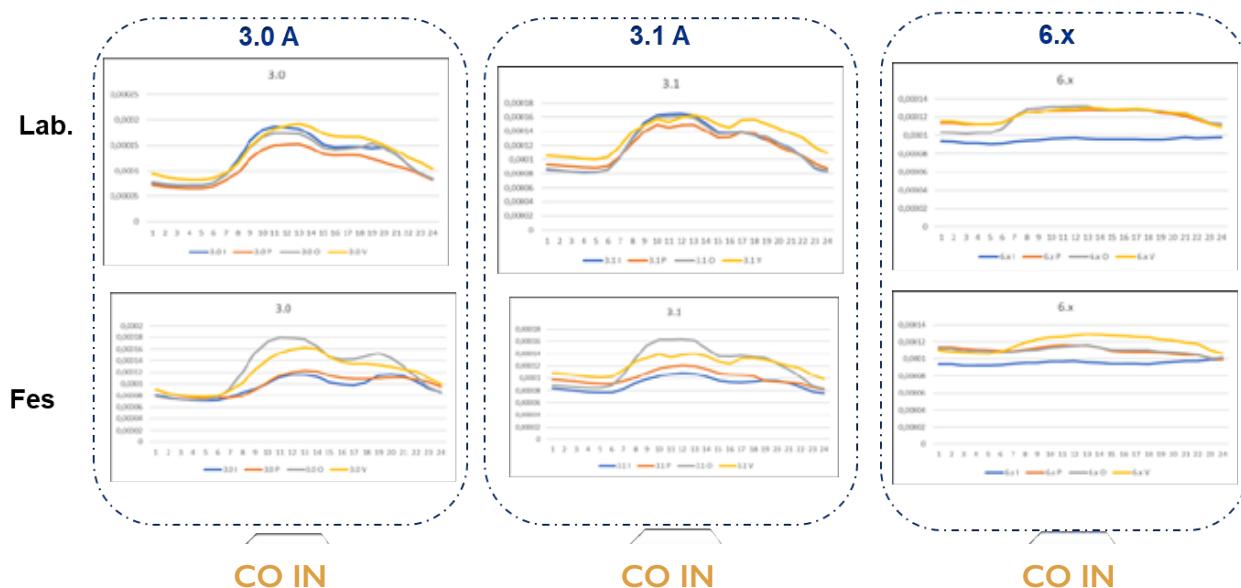
Figura 47: Detalle de los perfiles en los días representativos seleccionados para cada estación, tipo de día, y tipo de tarifa, y a qué tipo de consumidor se asignan. Peaje 2.1x.



RC: Residencial Colectivo; **RU:** Residencial Unifamiliar, **CO:** Comercial, **IN:** Industrial

Fuente: Elaboración propia

Figura 48: Detalle de los perfiles en los días representativos seleccionados para cada estación, tipo de día, y tipo de tarifa, y a qué tipo de consumidor se asignan. Peaje 3.x y 6.x.



Rc_ Residencial Plurifamiliar; Ru: Residencial Unifamiliar, Co: Comercial, In: Industrial

Fuente: Elaboración propia

5.1.1.2 PE_Tarea 1. Paso B. Adaptación de los perfiles de consumo, atendiendo a la provincia y zona de calidad, a la tipología de viviendas (principales o secundarias), y proyección a 2030

En el paso B se han desagregado y adaptado las curvas obtenidas en el Paso A, ya que éstas estaban agregadas a nivel nacional y se correspondían para el año 2020:

- ▶ Por provincia y zona de calidad: Se han ajustado las curvas nacionales teniendo en cuenta:
 - ▶ Para que los picos de demanda sean consistentes con las potencias máximas consumidas por provincia y zona de calidad obtenidas en el análisis de Potencial Técnico según potencia máxima demandada.
 - ▶ Para que las energías consumidas en cada comunidad autónoma coincidan con los valores que reporta la CNMC.
 - ▶ Para tener en cuenta el número de consumidores en cada provincia y zona de calidad, que se ha estimado mediante el número de referencias catastrales, de forma consistente al análisis del Potencial Técnico según parque de edificios, y verificado con los datos de números de suministros que proporciona la CNMC.
- ▶ Viviendas principales y secundarias: El análisis coste–beneficio en una vivienda principal es diferente al de una de uso vacacional. La limitación en la remuneración de excedentes hace previsible una menor penetración de autoconsumo en las secundarias. Así, se han desagregado los perfiles residenciales en aquellos que corresponden a viviendas principales y secundarias.
- ▶ Se ha asumido que las viviendas principales realizan un consumo de electricidad habitual⁶⁴ tanto en días laborables como en festivos, por lo que sigue el mismo perfil de consumo definido anteriormente. En cambio, se ha asumido que las segundas residencias presentan dicho consumo de electricidad habitual sólo en días festivos y su consumo es nulo en días laborables⁶⁵. La división entre viviendas principales y secundarias proviene de datos del INE.
- ▶ Residencias plurifamiliares: Teniendo en cuenta que en edificios de vivienda se comparte la cubierta y fachada, y según lo estipulado en la Ley de Propiedad Horizontal⁶⁶, el análisis se ha realizado considerando todo el edificio, y no de mane-

64 "Habitual" en este contexto se refiere a las curvas de consumo construidas en base a las curvas horarias reportadas por REE.

65 Con ánimo de respetar los consumos totales estimados según datos de la CNMC, el ajuste realizado entre viviendas principales y secundarias considera dos factores adicionales: i) que un propietario que se desplaza a su segunda residencia en festivo deja de consumir en su residencia principal; ii) los movimientos entre provincias para acudir a la segunda residencia.

66 Ley 49/1960, de 21 de julio, sobre propiedad horizontal.

ra individualizada. Así, en el caso de residencial plurifamiliar se ha calculado el consumo eléctrico del edificio completo, como suma de los consumos de las viviendas individuales⁶⁷.

- ▶ Por último, se han proyectado los perfiles de consumo a 2030. Se les ha aplicado los crecimientos/decrecimientos de consumo eléctrico derivados del PNIEC, de la misma manera que se ha explicado en el análisis de Potencial Técnico según demandas máximas de los consumidores (valores de la Tabla 6).

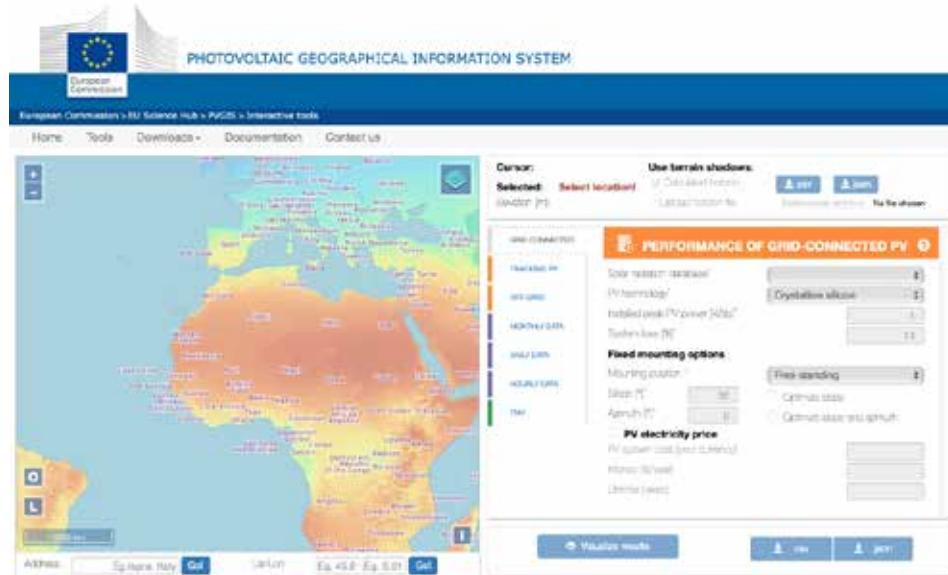
5.1.2 PE_Tarea 2: cálculo de la curva de generación fotovoltaica

Para el cálculo de la curva de generación es necesario establecer un análisis en dos pasos: en primer lugar, se estima la generación en 2020 y el segundo lugar, la proyección de esta a 2030.

5.1.2.1 PE_Tarea 2. Paso A. Cálculo de generación en 2020 en cada provincia y día representativo

El objetivo de este paso ha sido el de calcular la producción horaria de electricidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo en cada día representativo, y en función de la provincia, ubicación de la instalación (por ejemplo, cubierta plana, tejado con orientación sur, fachada oeste, etc.) y por tamaño de la instalación. Éstas son las curvas que, para cada tipo de consumidor, se han cruzado con el perfil de consumo diario obtenido anteriormente. Para esta tarea se toman los datos de la herramienta PVGIS del Joint Research Centre de la Comisión Europea.

Figura 49: Interfaz gráfica de usuario para PVGIS.



Fuente: Datos KPMG

La información requerida por PVGIS es la siguiente:

- ▶ Datos de coordenadas del centro geográfico de cada provincia (obtenidos mediante un estudio de la forma geométrica de cada provincia con datos del Centro Nacional de Información Geográfica)⁶⁸.

67 Para obtener el número de residencias que hay en el mismo edificio se ha realizado un análisis del número de referencias catastrales asimilables a vivienda (es decir, excluyendo elementos como plazas de garaje) que existen en cada parcela catastral (datos obtenidos en el análisis de potencial técnico según parque de edificios). Esto se hace para todos los consumidores residenciales plurifamiliares en todas las zonas de calidad y provincias. Se asume que será una instalación colectiva, que todos los vecinos del edificio tienen el mismo tipo de peaje (y por lo tanto el mismo perfil de consumo), la misma potencia contratada, y todos participan de igual manera en la instalación (coeficientes de reparto iguales). La única salvedad es en referencia a las segundas residencias. Se asume que cada edificio es, o bien entero de segundas residencias (por lo que sólo hay consumo en festivos), o bien combina primeras viviendas de propietarios que tienen segundas residencias con otros que no. Por lo tanto, en algunos pisos del edificio (no en todos), el consumo en festivo es nulo.

68 Se hace la hipótesis de que la irradiación que incide en el centro geográfico de la provincia es representativa para toda la provincia (y todas las zonas de calidad de la misma). Segundo se puede comprobar viendo mapas de irradiación, dentro de una misma provincia, la diferencia de irradiación es limitada, por lo que

- ▶ Potencia instalada (se analizan una serie de potencias instaladas para cada tipo de consumidor, en función de su potencia contratada, con valores que van desde 0,2 hasta 2 veces la misma).
- ▶ Inclinación de la instalación fotovoltaica (es necesario diferenciar entre cubiertas planas e inclinadas y fachadas).
- ▶ Azimut de la instalación fotovoltaica, necesario para diferenciar las distintas orientaciones de cubiertas inclinados y fachadas (este, sur y oeste).

La herramienta PVGIS proporciona las curvas horarias anuales de generación de acuerdo con los parámetros introducidos. Estas son específicas para cada uno de los datos anteriores, e incorporan además una serie de parámetros técnicos: pérdidas de 14%, eficiencia de inversor del 96%, reducción de eficiencia por la temperatura de los módulos⁶⁹, y efecto del *shallow-angle reflection*⁷⁰.

Las curvas anuales de generación se han seleccionado a partir de los valores horarios para los días representativos seleccionados en PE_Tarea I.

5.1.2.2 PE_Tarea 2. Paso B. Proyección de la producción de las instalaciones fotovoltaicas en el horizonte 2020–2030

El Paso B de la PE_Tarea 2 ha estimado la producción de las instalaciones fotovoltaicas para los años del periodo 2020 – 2030, teniendo en cuenta tanto la pérdida de eficiencia en las instalaciones realizadas en años anteriores, como la mejora de eficiencia de las nuevas instalaciones que se instalan en cada año (mejora tecnológica).

Se ha asumido que la eficiencia de las nuevas instalaciones se incrementa dependiendo del escenario considerado: i) 1% por año en el Escenario Base ii) 0% por año en el Escenario de Baja Penetración y iii) 2% por año en el Escenario de Alta Penetración.

Estas asunciones son consistentes con lo detallado en la explicación metodológica correspondiente al cálculo de Potencial Técnico fotovoltaico según el parque de edificios (apartado 4.1.2).

Adicionalmente, se ha asumido que las instalaciones fotovoltaicas instaladas en años previos reducen su eficiencia por degradación en un 0.5% anual, conforme pasan los años según la siguiente fórmula (eficiencia en año M, instalación en año N < M):

$$\text{eficiencia}_M = \text{eficiencia}_N * (0,995%)^{M-N}$$

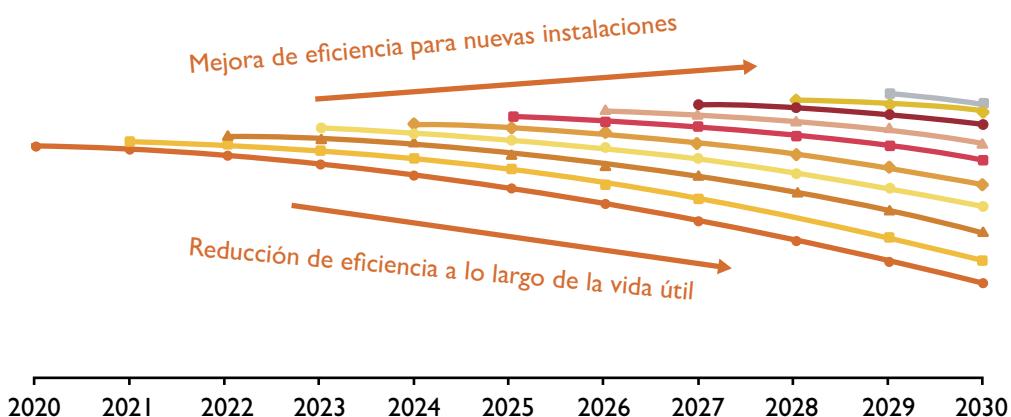
De esta manera, se han obtenido unos vectores que contemplan la evolución de la eficiencia en función del tipo de instalación (nueva o existente) y según el año, tal y como se muestra en la Figura 50.

esta hipótesis se considera razonable. Está además en línea con la literatura, que muestra que las limitaciones de irradiación en zonas geográficas no demasiado grandes pueden despreciarse. La alternativa, y dado que no se dispone de datos de CUPS georreferenciados, sería asignar a cada tipo de consumidor en cada provincia y zona de calidad unas "coordenadas geográficas medias representativas" usando datos del Catastro, lo cual sería muy intensivo en computación, introduciría posibilidades de error, y traería un beneficio limitado.

69 Siguiendo el modelo de (Huld et al. 2011).

70 Ángulo con el que la luz incide en los paneles, lo cual determina la cantidad que se refleja. Este factor generalmente causa unas pérdidas en la producción de energía de entre 2% y 4%. PVGIS-SARAH lo representa mediante el modelo de (Martin & Ruiz, 2013).

Figura 50: Evolución de la eficiencia de instalaciones fotovoltaicas.



Fuente: Elaboración propia

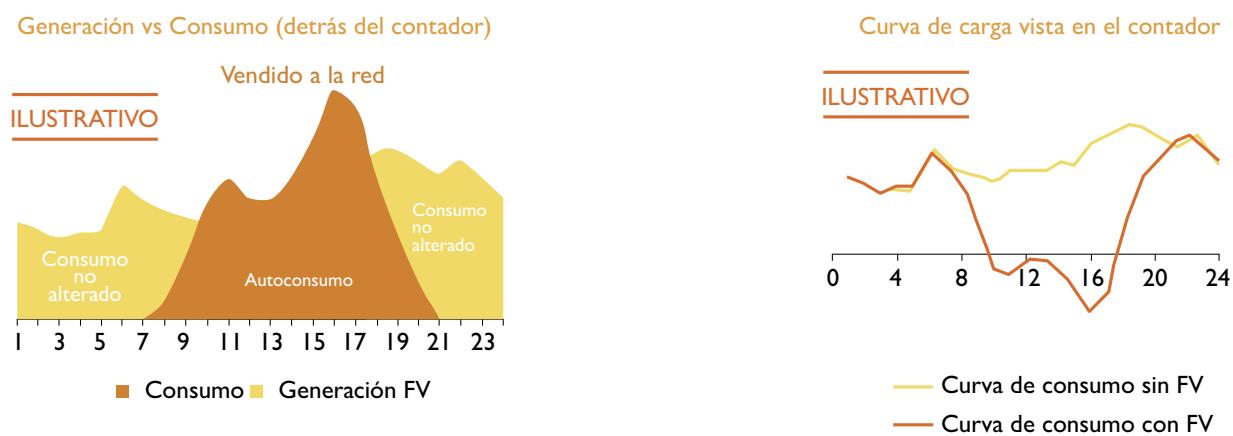
Por tanto, de la figura anterior se extrae que todos los paneles solares pierden eficiencia con el paso de los años, y que debido al desarrollo de la tecnología fotovoltaica esta eficiencia inicial de los módulos será superior según avancen los años.

5.1.3 PE_Tarea 3: Análisis coste–beneficio bajo criterios de racionalidad económica

En esta tarea, se ha llevado a cabo el análisis entre el coste y el beneficio para cada tipo de consumidor y cada peaje en cada provincia, zona de calidad, año y escenario, con el objetivo de obtener el Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico.

Para ello, se han combinado los datos obtenidos en las tareas PE_Tarea1 y PE_Tarea2. A partir de las tareas anteriores, se obtiene (curvas horarias de consumo y generación) obteniendo así la parte del consumo que permanece inalterado, la parte autoconsumida instantáneamente, y los vertidos a la red, como se ilustra en la Figura 51.

Figura 51: Ilustración esquemática en relación con la combinación de perfiles de consumo y curvas de generación para el análisis coste beneficio.



Fuente: Elaboración propia

Se ha realizado un estudio para comparar la rentabilidad de la inversión en una instalación de autoconsumo fotovoltaico en los suministros, para ellos se ha considerado la energía autoconsumida, los vertidos a red y la energía que sigue demandando de red frente a no realizar la instalación.

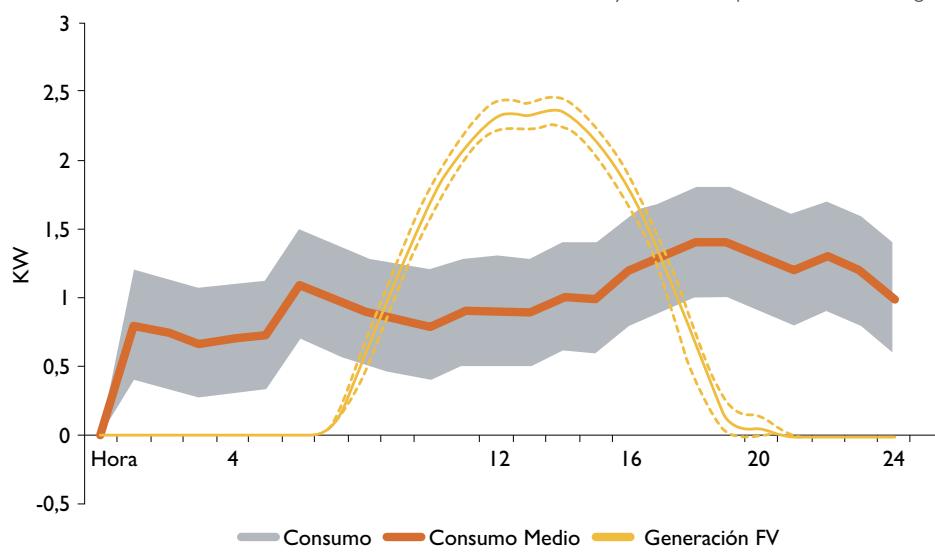
Si dichos años son menores a un periodo de retorno máximo admisible (parámetro externo que se describe más adelante) se considera que el consumidor llevaría a cabo la inversión, y en ese caso su potencia pasa a ser parte del Potencial Económico estimado.

5.1.3.1 PE_Tarea 3. Paso A. Introducción de la variabilidad estadística en perfiles de consumo y curvas de generación calculados anteriormente

En todos los pasos anteriores, se han obtenido aproximaciones a la curva de consumo media por cada consumidor y a la curva de generación media para cada instalación (teniendo en cuenta todas las dimensiones del análisis, como tipo de tarifa, provincia, zona de calidad, año, escenario, ubicación en cubierta/fachada y las orientaciones de estas, etc.). Sin embargo, un análisis entre el coste y el beneficio sobre el consumidor medio y con la generación media conllevarían decisiones “binarias” o “todo/nada” irreales, en las cuales en el momento en que se alcanza la rentabilidad, todos los consumidores sin excepción de un tipo en una zona de calidad deciden de realizar las instalaciones fotovoltaicas al mismo tiempo.

Para evitarlo, se han aplicado distribuciones de probabilidad para representar la variabilidad estadística de los consumidores agregados en cada una de las curvas: a) al consumo medio; y b) a la superficie de cubierta y fachada que va implícita en la curva de producción (marcado en la figura en gris para el consumo y mediante tres líneas para la producción).

Figura 52: Ilustración en relación con la distribución de la curva de consumo diaria y la curva de producción de energía solar fotovoltaica.



Fuente: Elaboración propia

Estas distribuciones no varían las medias de consumo y superficie, pero sí añaden variabilidad sobre las mismas⁷¹.

5.1.3.2 PE_Tarea 3. Paso B. Determinación de ahorros acumulados y rentabilidad del autoconsumo

En el paso B, se ha calculado el ahorro para las instalaciones de autoconsumo con respecto a un escenario contrafactual sin dicha instalación. Este ahorro se ha determinado por la venta de excedentes de energía⁷² y por los ahorros por energía autoconsumida. Los ahorros por energía autoconsumida incorporan los peajes de acceso y costes de energía y la menor carga impositiva derivada del menor coste de energía.

Posteriormente se ha calculado el periodo de retorno de la inversión en el sistema de autoconsumo, y se ha estimado su rentabilidad. El Potencial Económico en el año se ha calculado como la suma de todas las potencias rentables para cada tipo de consumidor en cada provincia y zona de calidad. El detalle de todos los parámetros económicos exógenos usados en el análisis está en el Anexo 4.

El análisis se ha llevado a cabo individualmente para cada consumidor, o en el caso de residencial plurifamiliar, a nivel de edificio. No se han considerado el resto de posibles esquemas de autoconsumo colectivo, debido a la indisponibilidad de los datos que serían necesarios para medir los criterios de cercanía establecidos en el Real Decreto 244/2019⁷³.

71 Se han obtenido en base a datos reales de consumo eléctrico de la Encuesta de Presupuestos Familiares del INE, y a datos del análisis del parque de edificios que se ha realizado con datos del Catastro. La implementación se ha hecho definiendo una serie de cuartiles estadísticos en torno al consumidor medio, y en cada cuartil hay diferentes valores de consumo eléctrico, potencia contratada y cubierta/fachada disponible.

72 Bien sea con compensación simplificada o mediante venta a mercado.

73 Los datos que harían falta serían: a) consumo a nivel de consumidor individual georreferenciado (p.ej. a nivel CUPS); b) datos de la red de baja tensión y subestación de transformación a que están conectados; c) referencia catastral en que se sitúa cada consumidor.

El cuadro siguiente expone los componentes que se incluyen tanto en las facturas eléctricas sin autoconsumo como en las facturas eléctricas con autoconsumo. Los términos fijos de los peajes no se consideran puesto que la potencia contratada es igual en ambos casos⁷⁴.

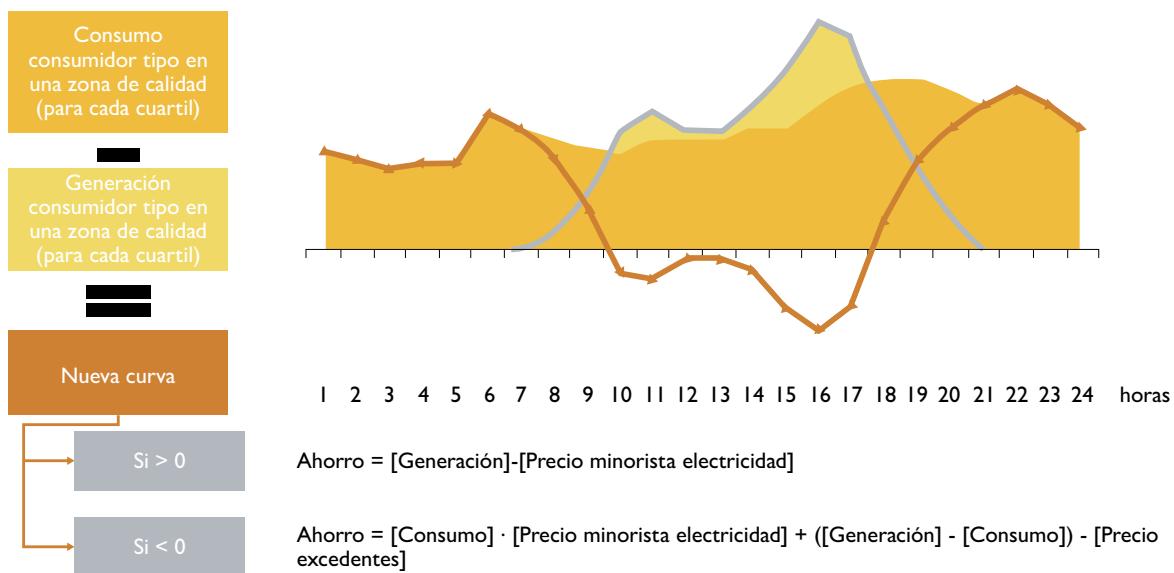
Figura 53: Términos de la factura eléctrica considerados en la determinación del ahorro anual.

Determinación del ahorro anual	Factura sin autoconsumo	Factura con autoconsumo	
	Peajes de acceso variables	Peajes de acceso variables	Costes (por la energía consumida de la red)
	Coste de la energía (incluyendo coste desvíos, pagos por capacidad, etc.)	Coste de la energía (incluyendo coste desvíos, pagos por capacidad, etc.)	Ingresos (por energía vertida)
	Impuestos: Impuesto eléctrico e IVA	Impuestos: Impuesto eléctrico e IVA	Coste de la energía (incluyendo coste desvíos, pagos por capacidad, etc.)

Fuente: Elaboración KPMG

Para el cálculo de los ahorros obtenidos por los autoconsumidores, se ha utilizado la siguiente fórmula horaria para cada día representativo:

Figura 54: Ilustración sobre el esquema de cálculo del ahorro de autoconsumo.



Fuente: Elaboración KPMG

Se ha considerado la instalación de un autoconsumo fotovoltaico para un consumidor tipo por zona de calidad y tipo de peaje asignándole un consumo y una generación, por lo que el ahorro producido por hora es el siguiente:

- a. Si todo lo que genera lo consume (curva naranja > 0), el ahorro que obtiene es puramente por autoconsumo, y se calcula como la electricidad generada por el precio minorista horario de la electricidad.

En cambio, si genera más de lo que consume (curva naranja < 0), además del ahorro por autoconsumo, tiene un beneficio por los excedentes vertidos a la red, bien sea por compensación simplificada o mediante venta al mercado.

74 Bajo el supuesto de que la potencia contratada no se disminuya, en ningún periodo del día, al instalar autoconsumo.

El cálculo del ahorro en un año se ha calculado como la suma de los ahorros horarios en todas las horas del año (agrupadas en los 8 días representativos). Posteriormente, se han calculado igualmente los ahorros proporcionados por la instalación en los años futuros, teniendo en cuenta lo siguiente:

1. Como se está calculando el Potencial Económico, bajo criterios de racionalidad económica, se ha asumido que los consumidores tienen información perfecta sobre los precios eléctricos, peajes e impuestos a futuro, así como las bajadas de eficiencia por el envejecimiento de los módulos fotovoltaicos por lo que se ha calculado el ahorro en cada año con los valores correspondientes.
2. Se han sumado los ahorros de un número de años a futuro que se denomina "Periodo de Retorno Máximo Admisible" (en adelante "PRMA") (p.ej. 10 años en el caso de un consumidor comercial)⁷⁵.

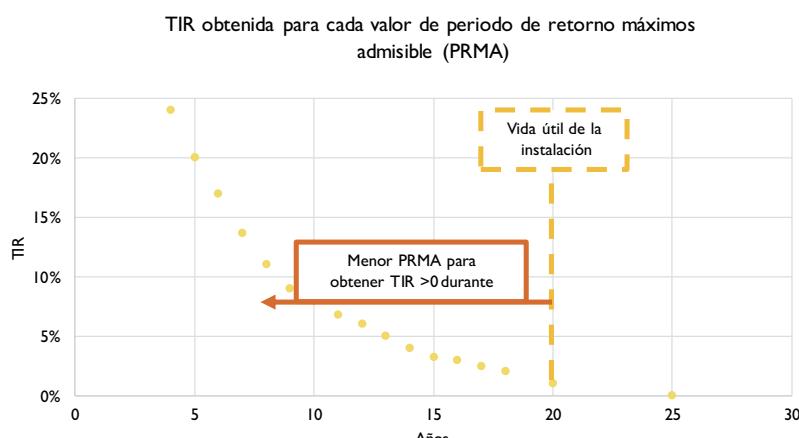
Posteriormente se ha calculado la ratio entre el valor de la inversión y los ahorros acumulados a lo largo del Periodo de Retorno Máximo Admisible resultando que, si el valor es menor que 1, se ha considerado que la instalación es rentable (o lo que es equivalente, que el periodo de retorno obtenido es menor al máximo admisible).

Los periodos de retorno máximos admisibles utilizados se han definido de acuerdo con:

- Un análisis de racionalidad financiera.
- La revisión de la literatura económica.
- En primer lugar, el análisis de racionalidad financiera ha considerado que un consumidor racional busca, durante el total de la vida física de la inversión (considerada 25 años⁷⁶), una Tasa Interna de Retorno (TIR) superior a su coste financiero (coste medio ponderado de capital⁷⁷).

Dado que los costes de financiación son generalmente positivos, se buscaría una TIR positiva en un horizonte temporal de 25 años, lo que necesariamente implica que un retorno de la inversión (momento en que los ahorros igualan a la inversión inicial) sea inferior a esos 25 años, y tanto menor cuanto mayor es la TIR buscada (y el coste de financiación del consumidor). Esto se ilustra en la Figura 55, donde se observa que un consumidor que se financie al 0% y busque una TIR algo superior al 0%, estaría dispuesto a amortizar la instalación durante un máximo del total de años de vida útil (es decir; PRMA de 25 años). Un consumidor que se financie al 8% y busque una TIR de al menos ese valor, requeriría obtener un retorno a su inversión como mucho en 10 años (PRMA = 10).

Figura 55: Tasa Interna de Retorno (TIR) estimada para cada valor de períodos de retorno máximos admisibles (PRMA).



Fuente: Elaboración propia

75 No se ha tenido en cuenta el valor temporal del dinero. Esta hipótesis está en línea con el contexto macroeconómico actual de baja inflación y bajos tipos de interés. Sin embargo, para reflejar las diferencias en costes y disponibilidad de financiación entre consumidores, se introducen diferentes Periodos de Retorno Máximos Admisibles (PRMA). Esto equivale a usar tasas de descuento diferentes para el descuento de ahorros durante el mismo número de años para todos los consumidores (dicho número sería el total de años de vida útil física de la instalación).

76 Vida útil física de la instalación fotovoltaica (excluyendo baterías, que sólo se consideran en el capítulo correspondiente).

77 Lo que habitualmente se considera WACC, por su acrónimo en inglés.

Del análisis anterior, y como se muestra en la Figura 55, se puede concluir que, por ejemplo, un consumidor del sector comercial con costes de financiación del 6%, estaría dispuesto a un Periodo de Retorno Máximo Admisible de aproximadamente 12 años; y un consumidor residencial con coste de financiación del 8%, a un Periodo de Retorno Máximo Admisible de en torno a 10 años.

Sin embargo, el análisis anterior asumido que los consumidores pueden obtener la financiación que deseen y que disponen de esa visión a largo plazo. Ese sería por ejemplo, el caso del dueño de una vivienda en propiedad, o el propietario de una nave comercial con buenas perspectivas de negocio. En determinados casos, la realidad objetiva del negocio puede imponer perspectivas a más corto plazo y, así, menores Periodo de Retorno Máximo Admisible.

- En segundo lugar, se ha realizado una revisión de literatura de los períodos en que se amortizan efectivamente las instalaciones en Europa, para así ajustarlo a la realidad en la que ciertos consumidores pueden no tener esa visión a largo plazo. En este sentido, se tiene que:
- Sector residencial: la literatura⁷⁸ analizada refleja que en España se recuperan las inversiones en autoconsumo en 7 – 11 años aproximadamente dependiendo principalmente de su ubicación geográfica y horarios de consumo, pudiendo incluso ser más bajo en el caso de existir bonificaciones en el IBI. Dicha literatura incluye fuentes de 2020 como asociaciones del sector (8 – 11 años). Se ha asumido un PRMA en el rango bajo de los de la literatura: 9 años.
- Sector industrial: se constata en la literatura académica especializada que los períodos de retorno observados están entre 5 y 8 años, que según el análisis financiero anterior implica TIR del orden del 20% – 11% respectivamente, probablemente superiores a los costes de financiación. Esto puede explicarse en que parte de la industria opera en un entorno de alta competencia, deslocalización, reconversiones, etc., y para algunas industrias el coste de oportunidad del capital es alto, pudiendo invertir por ejemplo en incrementar capacidad de producción. Dado el contexto actual de recuperación verde post-COVID, se asume que los consumidores industriales podrían adoptar una visión de más largo plazo, por lo que se asume un PRMA en la parte alta del rango: 8 años.
- Sector comercial: en cambio, este sector está más asentado en España cuyo Producto Interior Bruto depende en más de un 70% del sector servicios. Los propietarios de los edificios comerciales pueden tener una visión más a largo plazo, estar interesados en aumentar el valor de sus propiedades, poder desarrollar las instalaciones con modelos de negocio a largo plazo⁷⁹, y para muchas empresas del sector, el autoconsumo representa una forma efectiva de reducir costes operacionales. La literatura dice que en España se recuperan las inversiones de autoconsumo en este sector entre 5 y 7 años, se asume que el Periodo Máximo de Retorno Admisible es superior a dicho rango y en línea con los resultados del análisis financiero anterior: 10 años.

Sobre la base a los dos análisis descritos anteriormente, la Tabla 13 recoge los valores PRMAs considerados.

Tabla 13: Períodos de retorno máximos admisibles empleados para el Potencial Económico.

Tipo de consumidor	Periodo de Retorno Máximo Admisible por tipo de consumidor
Industrial	8 años +I / -I en Escenarios de Alta /Baja Penetración
Comercial	10 años +I / -I en Escenarios de Alta /Baja Penetración
Residencial	9 años +I / -I en Escenarios de Alta /Baja Penetración

Fuente: Elaboración propia

78 Las fuentes analizadas han sido Greentech media “Spain’s Other Solar Boom: Distributed Systems for Self-Consumption”, UNEF, IEA Renewables 2020 o IRENA, entre otras.

79 Por ejemplo, se han observado en 2020 lanzamientos de modelos de empresas de servicios energéticos que permiten amortizar la planta en plazos de 9 o 10 años.

Todo lo explicado anteriormente (cálculo de producciones, ahorros y rentabilidad) se hace para un rango de potencias fotovoltaicas de autoconsumo instaladas tomando como referencia la potencia contratada de cada consumidor, obteniendo cocientes inversión / ahorro acumulado diferentes para cada potencia. La potencia que se considera la óptima es aquella que da una ratio menor (y en todo caso inferior a 1).

Por último, se suman las potencias óptimas para todos los consumidores, en todas las provincias y zonas de calidad, y dicho valor es el Potencial Económico total en el año. Esto implica que no se considera la posibilidad de que los consumidores retrasen la instalación del autoconsumo para obtener mayores rentabilidades derivadas de menores costes de inversión. En el momento en que una potencia es rentable, se considera como parte del Potencial Económico. Sin embargo, las bajadas de los costes de inversión hacen que, conforme avance el horizonte de estudio, el Potencial Económico tienda a subir, como se explica en la siguiente sección.

5.1.3.3 PE_Tarea 3. Paso C. Proyecciones a 2030

El objetivo de este último paso es proyectar el análisis del coste y beneficio al resto de años del horizonte del estudio (2020 – 2030), bajo tres escenarios de penetración de autoconsumo. Como se ha dicho, se espera que conforme baje el coste de inversión de las instalaciones fotovoltaicas, aumente el total de potencia de autoconsumo rentable, y por lo tanto el Potencial Económico. Es por ello por lo que, en cada año, el potencial que se reporta es acumulativo, sumando al potencial del año previo la nueva potencia que se hace rentable con los nuevos costes de inversión. Además, esto permite la comparación directa con los valores de potencia fotovoltaica reportados en el PNIEC.

En este paso se repite el análisis entre el coste y el beneficio que los consumidores hacen a futuro, descrito anteriormente, hasta 2030. Así, un hipotético consumidor con un Periodo de Retorno Máximo Admisible de 15 años que esté haciendo el análisis en 2029 parte de los costes de inversión en 2029 pero suma los ahorros en todos los años hasta 2044. Es por ello por lo que los parámetros económicos anteriores (precios del mercado mayorista, peajes, impuestos, etc.) se han proyectado hasta 2050.

La siguiente tabla (Tabla 14) resume los valores de CAPEX que se han utilizado hasta 2030 en los tres escenarios:

Tabla 14: Valores de CAPEX usados a 2030, por Escenario en términos reales de 2020.

Escenarios	CAPEX en 2030
Base	CAPEX de 2020 –26%
Alta Penetración	CAPEX de 2020 –40%
Baja Penetración	CAPEX de 2020 –15%

Fuente: Elaboración propia

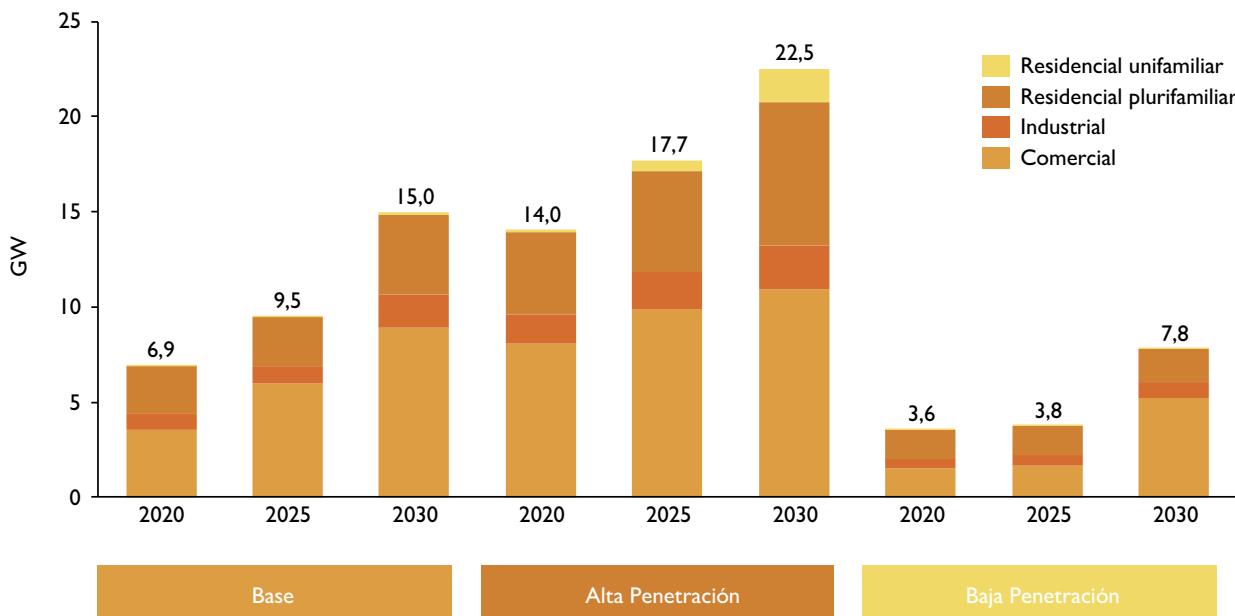
5.2 Resultados obtenidos de potencial económico

Bajo la metodología detallada en el apartado anterior, los principales resultados del Potencial Económico son los siguientes:

- El potencial de autoconsumo a nivel nacional se sitúa en torno a 7 GW en 2020, evolucionando hasta valores de 15 GW en 2030 (Figura 56). En el Escenario de Alta Penetración el Potencial Económico en 2020 es unos 14 GW, debido a los mayores años de retorno admisibles por los consumidores y evoluciona hacia 22,5 GW en 2030, debido a la reducción de CAPEX de un 40% respecto a 2020. En el Escenario de Baja Penetración sería de 3,6 GW en 2020, debido a los menores años de retorno admisibles, y 7,8 GW en 2030, dado que la reducción de CAPEX se limita a un 15% respecto a 2030.

POTENCIAL ECONÓMICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 56: Resultados de Potencial Económico (en GW) a nivel nacional en 2020, 2025 y 2030, por escenario y por tipo de consumidor.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se explica el desglose de los resultados del Potencial Económico por tipo de consumidor. Concretamente:

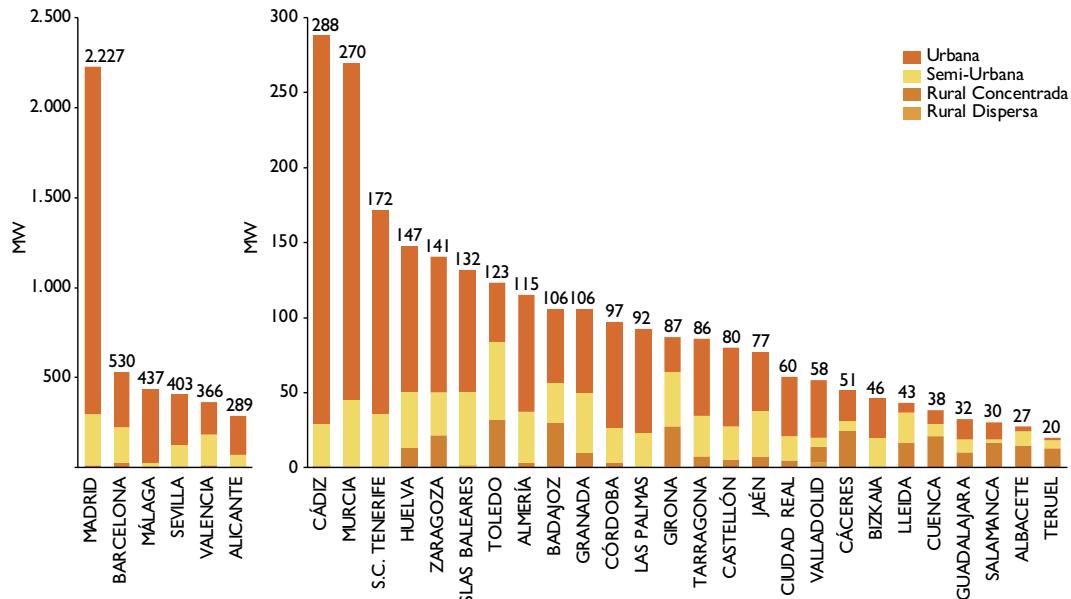
- Comercial. El Potencial Económico en 2030 supone entre 5 GW y 11 GW, representando una parte importante del potencial nacional. Los motivos principales son: i) la coincidencia entre las curvas de consumo y generación, ii) el valor de los peajes para comerciales con peajes 2.x y 3.x, iii) la amplia disponibilidad de cubiertas que permiten instalaciones grandes que dan lugar a economías de escala, y iv) la estructura económica de España (gran parte del PIB en sector servicios).
- Residencial plurifamiliar. El Potencial Económico en 2030 supone entre 1,7 GW y 7,5 GW, representando la mayor parte del residencial. Esto se debe al número de edificios plurifamiliares que hay en España (aproximadamente 1,6 millones según el Censo Demográfico del INE), y las economías de escala derivadas de instalar un sistema fotovoltaico compartido en el edificio (a pesar de que éstas sean relativamente pequeñas en comparación con la potencia contratada del edificio para minimizar vertidos).
- Residencial unifamiliar. El Potencial Económico en 2030 supone entre 0,02 GW y 1,8 GW, sustancialmente inferior al plurifamiliar y el comercial. Teniendo en cuenta que el relevante potencial técnico existente en este tipo de consumidor (aproximadamente 50 GW dada la superficie de cubiertas unifamiliares), la penetración del autoconsumo no alcanzaría los niveles de los otros dos tipos de consumidor, debido a: i.) el bajo tamaño de las instalaciones hace que el CAPEX unitario sea mayor; ii.) el desacoplamiento entre las curvas de generación y consumo; iii.) las limitaciones en la remuneración de los excedentes.
- Industrial. El Potencial Económico en 2030 supone entre 0,8 GW y 2,3 GW, inferior a los otros tipos de consumidores debido a que: i.) unos requisitos de recuperar la inversión en menos años que en los otros tipos de consumidor; ii.) las limitaciones de cubierta son relevantes para aquellos con una alta potencia contratada (como se aprecia en la sección 4.2.3).

Adicionalmente, se indican los resultados de Potencial Económico por provincia y zona de calidad. El Potencial Económico nacional en 2020 (7 GW en el Escenario Base) se concentra en unas pocas provincias: Madrid (2,2 GW), Barcelona, Málaga, Sevilla y Valencia (todas ellas entre 0,3 GW y 0,6 GW, de tal manera que en una o dos de estas provincias habría hoy en día un Potencial Económico del orden de magnitud de lo que se instala realmente a nivel nacional en un año: 0,5 GW en 2019 y unos 0,6 GW en 2020 (teniendo en cuenta el efecto de la COVID-19)).

Dentro de estas provincias, el potencial se concentra en zonas predominantemente urbanas (más del 70%).

POTENCIAL ECONÓMICO: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Figura 57: Resultados de Potencial Económico en 2020, escenario medio, por provincia y zona de calidad (en MW).

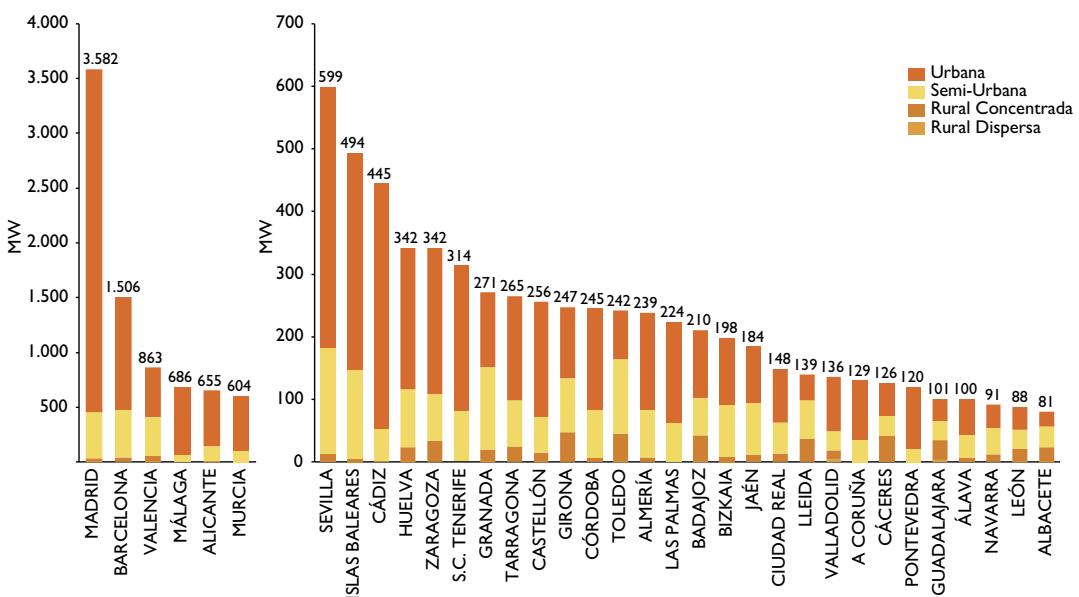


Fuente: Elaboración propia

A 2030 en el Escenario Base, las principales provincias siguen siendo las mismas que en 2020 (Madrid, Barcelona, entre otras), con 7 provincias teniendo más de 0,5 GW. Si en el escenario medio todas estas provincias se sitúan en el levante peninsular; Cataluña, Andalucía o Madrid, en el escenario de Alta Penetración, entrarían otras provincias como Baleares, Cádiz, Huelva, Bizkaia, Zaragoza o S.C. Tenerife.

A 2030, en el Escenario Base se observa una mayor presencia de Potencial económico en municipios semiurbanos respecto al 2020. En el Escenario de Alta Penetración, este efecto se ve aún más acentuado.

Figura 58: Resultados de Potencial Económico en 2030, escenario medio, por provincia y zona de calidad (en MW).



Fuente: Elaboración propia

Por último, se describen las ubicaciones (cubiertas o fachadas) en que se desarrolla el Potencial Económico. A 2020, la totalidad del Potencial Económico se sitúa en cubiertas, y además sobre todo en cubiertas planas con orientación óptima (el PT en cubiertas este y oeste no se desarrolla en tal medida). El importante Potencial Técnico en fachadas (del orden de 80 GW en 2020 Escenario Base a nivel nacional) no resulta económico dada la baja irradiación sobre planos verticales y los mayores CAPEX.

Conclusiones del análisis de Potencial Económico:

- ▶ El Potencial Económico nacional en 2020 supone 7 GW.
- ▶ En la década hasta 2030 el Potencial Económico crece hasta 15 GW como consecuencia principalmente al desarrollo de tecnologías más eficientes y una posible reducción de los costes de inversión.
- ▶ En Escenarios de Alta y Baja Penetración, el Potencial Económico a 2030 toma valores de 22,5 GW y 7,8 GW respectivamente.
- ▶ Por tipo de consumidor, el mayor Potencial Económico a 2030 en el Escenario Base se da en consumidores comerciales (9 GW), residenciales plurifamiliares (4 GW) e industriales (2 GW).
- ▶ Gran parte del Potencial Económico se localiza en menos de 10 provincias del centro, sur y levante, principalmente Madrid, Barcelona, Málaga, Sevilla, Valencia, Alicante y Murcia.
- ▶ El Potencial Económico de autoconsumo se concentra en zonas urbanas (aproximadamente 70% en 2020 y 2030).

A continuación, se recogen los principales resultados del Potencial Económico en los años 2020 y 2030:

Tabla 15: Resultados de Potencial Económico (en GW).

Tipo de consumidor (cifras en GW)	2020			2030		
	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración
Comercial	3,54	8,07	1,53	8,88	10,92	5,19
Residencial Plurifamiliar	2,49	4,34	1,55	4,19	7,5	1,77
Residencial Unifamiliar	0,03	0,10	0,01	0,18	1,79	0,02
Industrial	0,88	1,53	0,50	1,74	2,29	0,84
Total, Nacional	6,95	14,05	3,60	14,99	22,5	7,82

Fuente: Elaboración propia

6. POTENCIAL REAL: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

6.1 Descripción de la metodología desarrollada para la estimación del Potencial Real

El Potencial Real es aquel potencial que refleja los criterios de decisión subjetiva de los consumidores, teniendo en cuenta la voluntad real de realizar las instalaciones de autoconsumo que sean viables técnica y económicamente.

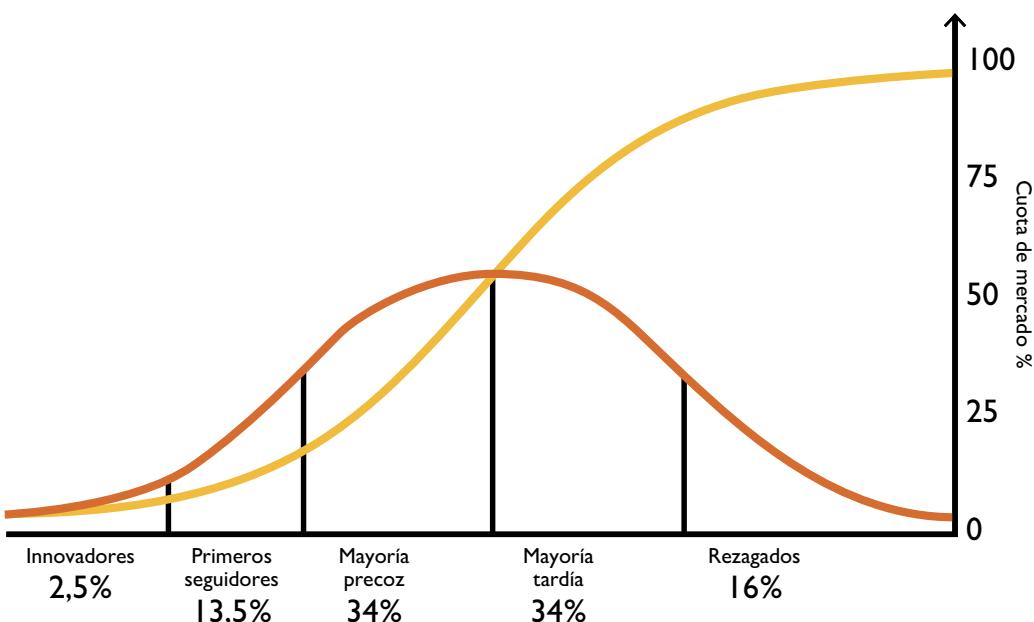
Mientras que en los consumidores comerciales e industriales, donde el coste eléctrico es un factor clave para la determinación de la competitividad de su industria, podrían estar más cerca de la racionalidad económica, en los consumidores del sector residencial cobran más importancia los factores extrínsecos al autoconsumo, como el desalineamiento de intereses propietario/inquilino en el caso de viviendas en alquiler, aspectos sociológicos (p.ej. las modas o el desconocimiento de la tecnología), o la búsqueda de tasas internas de retorno superiores a los costes de financiación, entre otros.

Para la estimación del Potencial Real, se han partido de los resultados de Potencial Económico anteriores, que a su vez estaban limitados por los resultados de Potencial Técnico, incorporando así el análisis de los diferentes potenciales.

Concretamente, los supuestos en los que se ha basado el cálculo del Potencial Real se exponen a continuación:

- a. Para representar los aspectos sociológicos que influyen en la difusión de nuevas tecnologías, se ha aplicado un modelo de difusión tecnológica inspirado en las curvas en "S" recogidas en teorías de Everett M. Rogers y Frank M. Bass.

Figura 59: Evolución ilustrativa de la cuota de mercado en un proceso de difusión tecnológica según la teoría de Rogers y Bass.



Fuente: Datos KPMG

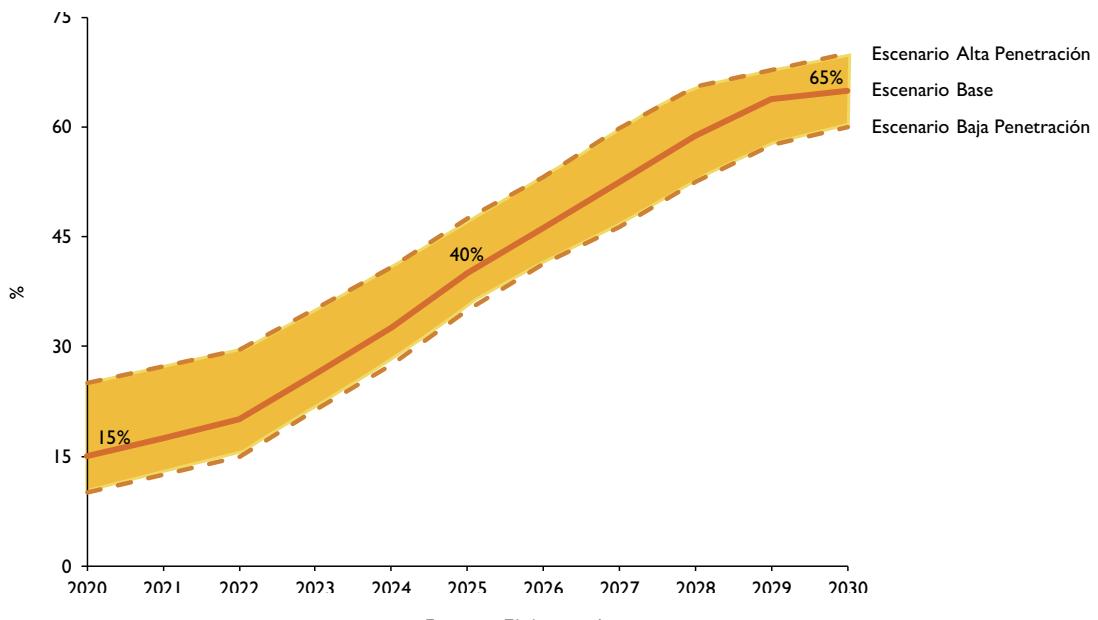
Estas curvas buscan capturar el efecto de cómo en etapas iniciales los consumidores más innovadores consiguen romper las barreras no económicas o límites a la financiación / inversión que pudieran existir, y cómo conforme la tecnología y sus aplicaciones son cada vez más conocidas, su difusión se acelera hasta llegar a altos porcentajes del mercado total, pero de forma asintótica debido a la presencia de consumidores rezagados.

Este enfoque se ha utilizado para estimar el crecimiento del mercado de autoconsumo fotovoltaico por referencias sectoriales clave como Fraunhofer ISI y Bloomberg New Energy Finance.

DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL REAL

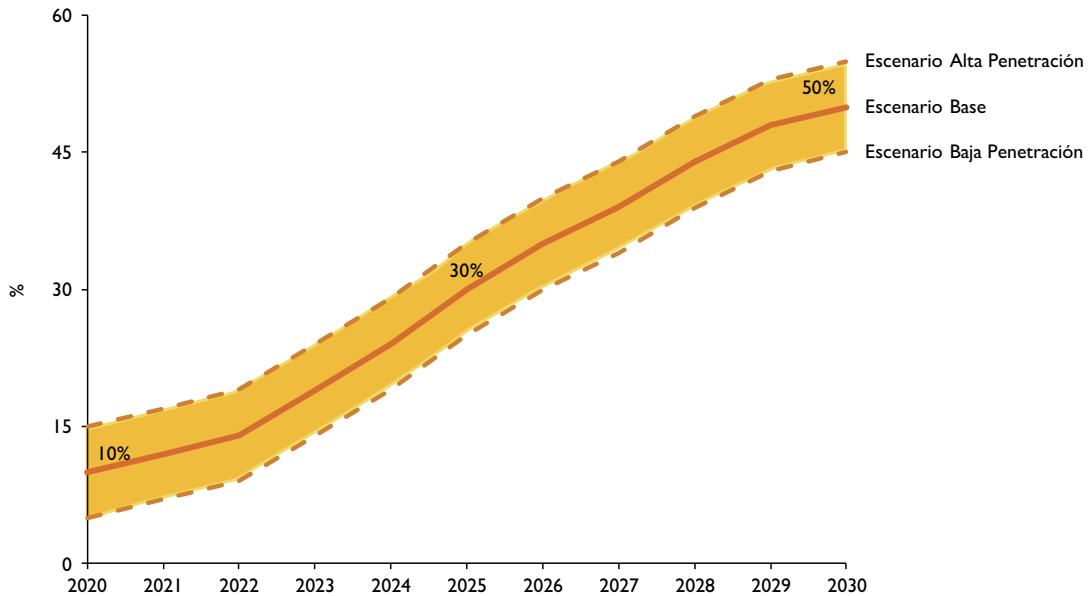
Concretamente, la literatura sectorial establece las siguientes curvas para los consumidores domésticos, industriales y comerciales:

Figura 60: Curva en “S” en el sector industrial y comercial, en el período 2020–2030.



Fuente: Elaboración propia

Figura 61: Curva en “S” en el sector residencial, en el período 2020–2030.



Fuente: Elaboración propia

- b. Se asume que sólo en una determinada proporción de las viviendas en alquiler el propietario e inquilino consiguen llegar a un acuerdo económico para instalar autoconsumo. Esto responde a que en la realidad es difícil que el propietario financie una instalación de autoconsumo de la que se beneficia el inquilino mediante un ahorro en costes energéticos⁸⁰. Este es el llamado “efecto de agente principal” en la literatura económica, y es una de las principales barreras no económicas a la adopción de autoconsumo fotovoltaico u otras mejoras en las viviendas (por ejemplo, las de eficiencia energética). Para la estimación del Potencial Real se usan datos de alquileres por CCAA del INE y se asume que en el escenario medio sólo el 50% de las viviendas en alquiler que cumplen los criterios para instalar autoconsumo (anteriormente explicados) realmente lo instalarán. En los escenarios de Alta/Baja Penetración se usan valores del 70% y 30%, respectivamente.

80 Con la incorporación de medidas fiscales, como la bonificación de IBI que ya se realiza en varios municipios, hacen que estas discrepancias entre inquilino y propietario se puedan ir resolviendo.

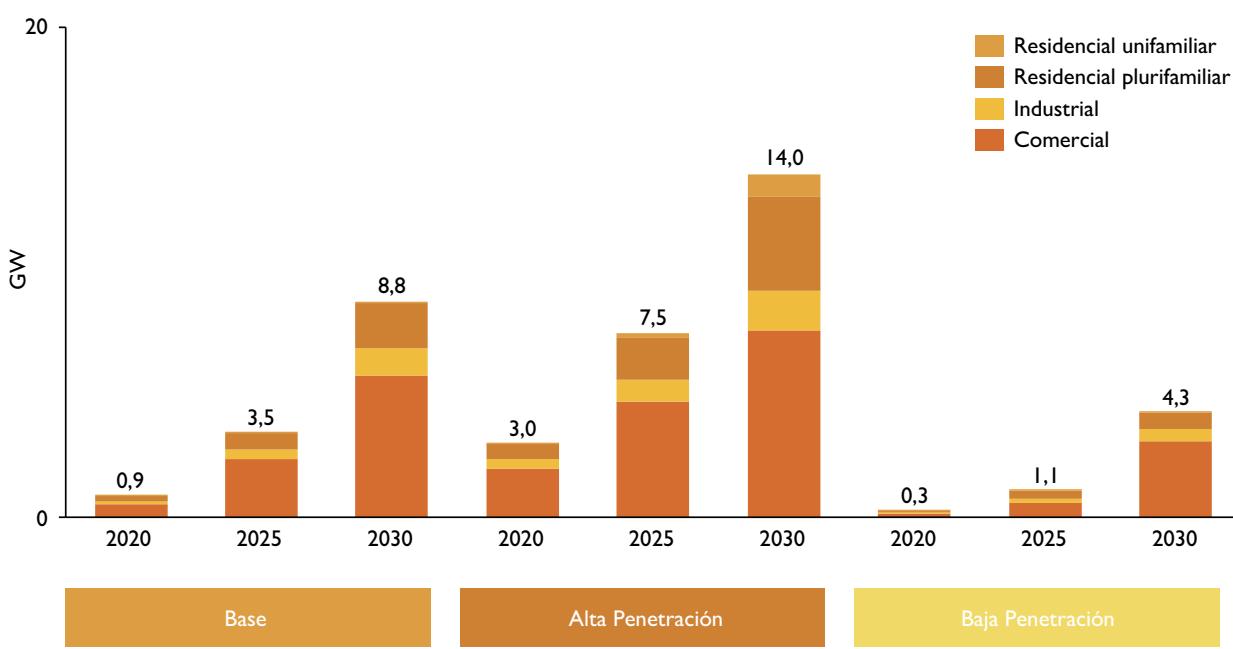
- c. Por último, se asume unos años de recuperación de la inversión más exigentes que en el Potencial Económico. Implícitamente las curvas "S" establecen una media de años de retorno comprendidos entre una horquilla comprendida de 6 y 7 años para un consumidor medio.

6.2 Resultados obtenidos de Potencial Real

La metodología detallada anteriormente proporciona los siguientes resultados del potencial real:

- El Potencial Real de autoconsumo a nivel nacional se sitúa en torno a 0,9 GW en 2020, llegando hasta 8,8 GW en 2030 (Figura 62). En el Escenario de Alta Penetración el Potencial Real en 2020 sería de 3 GW, debido a la mayor aceptación social de la tecnología y los consiguientes mayores años de retorno admisibles por los consumidores y evoluciona hacia 14 GW en 2030. En el Escenario de Baja Penetración, el Potencial Real sería de unos 0,26 GW en 2020 y 4,28 GW en 2030.

Figura 62: Resultados de Potencial Real a nivel nacional en 2020, 2025 y 2030, por escenario y por tipo de consumidor.



Fuente: Elaboración propia

A continuación, se explica el desglose de los resultados del Potencial Real por tipo de consumidor:

- Comercial. El Potencial Real en 2030 supone entre 3 GW y 7,6 GW, siendo una vez más la mayor parte del potencial nacional. Esto se debe a un mayor Potencial Económico pero también a un mayor desarrollo de este debido al incentivo de negocio para optimizar los costes eléctricos que busca reducir las barreras no económicas, por ejemplo, mediante la adopción de modelos de negocio avanzados.
- Residencial plurifamiliar. El Potencial Real en 2030 supone entre 0,6 GW y 3,8 GW, representando una vez más la mayor parte del residencial. Se parte de un Potencial Económico importante, que se desarrolla en una proporción menor a la de los consumidores comerciales debido a una menor aceptación social, y una mayor presencia de barreras no económicas (p.ej. desalineamiento de incentivos entre inquilinos y propietarios).
- Residencial unifamiliar. El Potencial Real en 2030 supone entre 0,06 GW y 0,9 GW, inferior al plurifamiliar y al comercial. El Potencial Económico de partida es limitado al tratarse de una inversión importante que no toda la población se puede permitir.

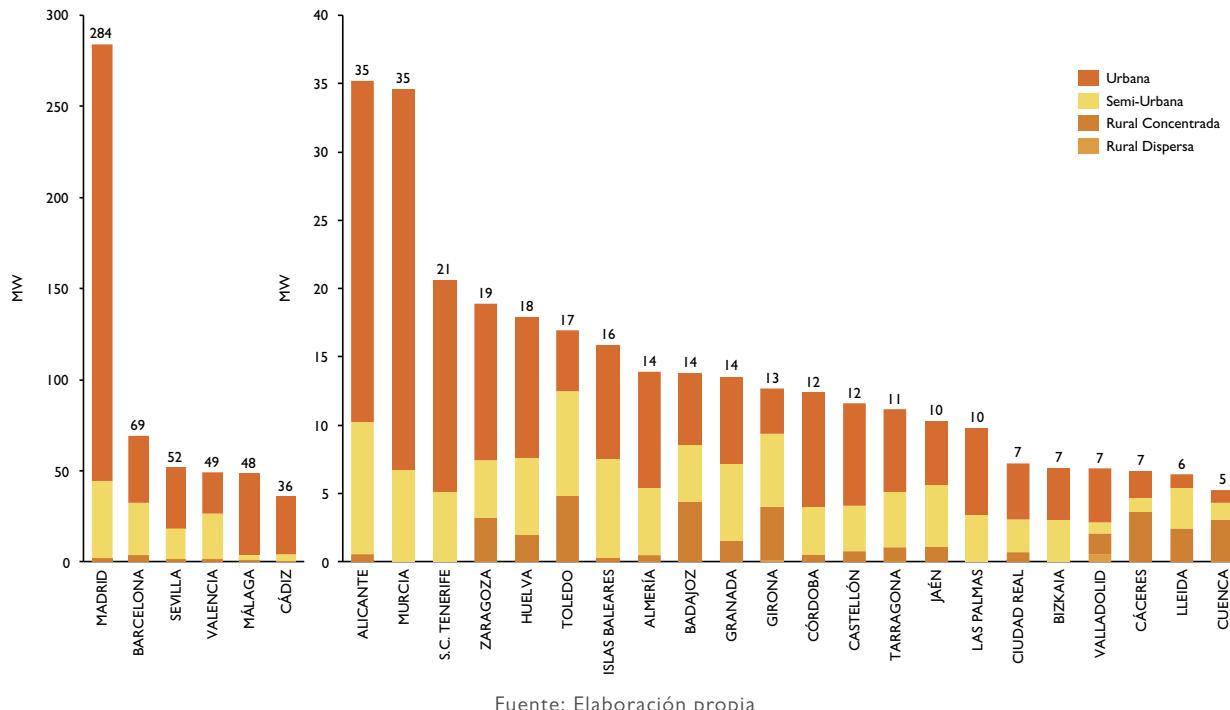
Industrial. El Potencial Real en 2030 supone entre 0,5 GW y 1,6 GW, dándose como en el caso comercial una menor presencia de barreras no económicas como consecuencia de la mejora competitiva y a gestionar y reducir los costes eléctricos.

DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL REAL

A continuación, se detallan los resultados de Potencial Real por provincia y zona de calidad. El Potencial Real nacional en 2020 (0,9 GW en el Escenario Base) se concentraría también en las mismas provincias que en el Potencial Económico, pues las barreras no económicas analizadas afectan de igual manera en todo el territorio nacional. Así, el Potencial Real en Madrid sería de 0,28 GW, con Barcelona, Málaga, Sevilla y Valencia, situándose entre 0,07 GW y 0,04 GW.

Como ocurría en el Potencial Económico, el Potencial Real se concentra en zonas predominantemente urbanas (más del 70%).

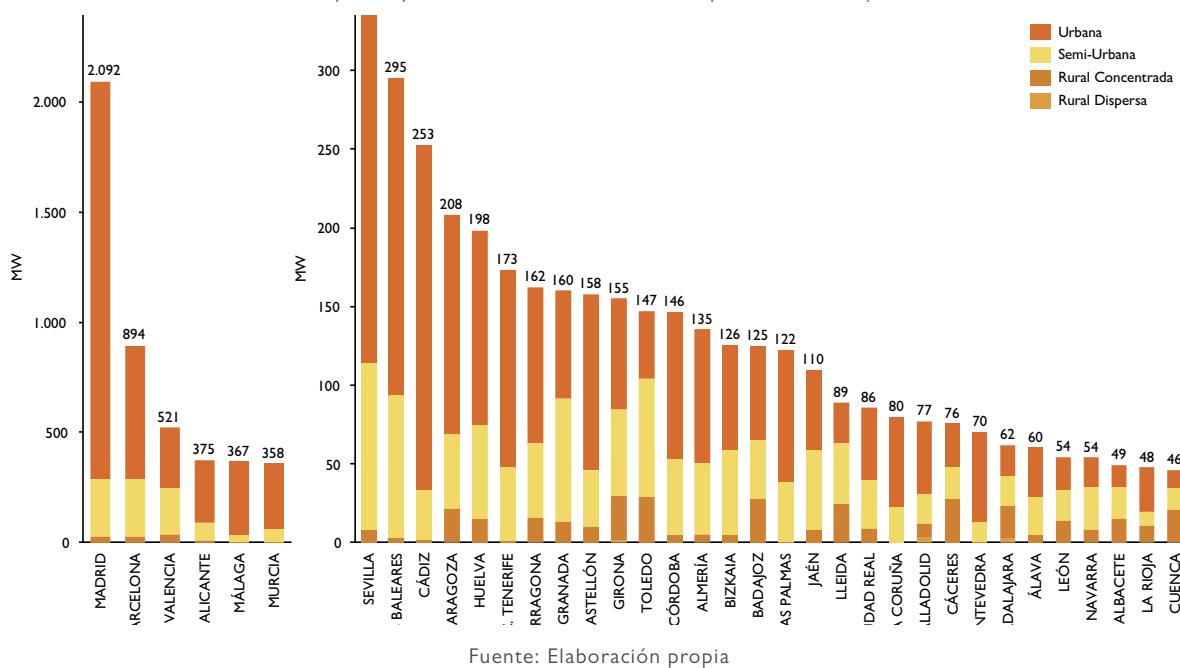
Figura 63: Resultados de Potencial Real en 2020, escenario medio, por provincia y zona de calidad (únicamente se representan aquellas provincias con Potencial Real superior a 5 MW).



Fuente: Elaboración propia

A 2030 en el Escenario Base, las provincias con mayor Potencial Real siguen siendo las mismas que en 2020 (Madrid, Barcelona, entre otras), con 7 provincias teniendo más de 0,3 GW. Igualmente, a 2030 en el Escenario Base, se observa una mayor presencia de Potencial Económico en municipios semiurbanos respecto al 2020. En el Escenario de Alta Penetración, este efecto se ve aún más acentuado.

Figura 64: Resultados de Potencial Real en 2030, escenario medio, por provincia y zona de calidad (únicamente se representan aquellas provincias con Potencial Real superior a 45 MW).



Fuente: Elaboración propia

DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL REAL

Conclusiones del análisis de Potencial Real:

- ▶ El Potencial Real nacional en 2020 se sitúa en 0,9 GW.
- ▶ En la década hasta 2030 el Potencial Real crecería hasta unos 8,8 GW por el crecimiento del Potencial Económico combinado con la mayor aceptación social y la menor influencia de barreras no económicas.
- ▶ En Escenarios de Alta y Baja Penetración, el Potencial Real a 2030 toma valores de 14 GW y 4,3 GW respectivamente.
- ▶ Por tipo de consumidor, el mayor Potencial Real a 2030 en el Escenario Base se da en consumidores comerciales (5,8 GW), residenciales plurifamiliares (1,8 GW) e industriales (1,1 GW).
- ▶ La mayor parte del Potencial Real se localiza en un número limitado de provincias del centro, sur y levante, principalmente Madrid, Barcelona, Málaga, Sevilla, Valencia, Alicante y Murcia.
- ▶ El Potencial Real de autoconsumo se concentra en zonas urbanas (aproximadamente el 70% en 2020 y 2030).
- ▶ A continuación, se recogen los principales resultados del Potencial Real en los años 2020 y 2030:

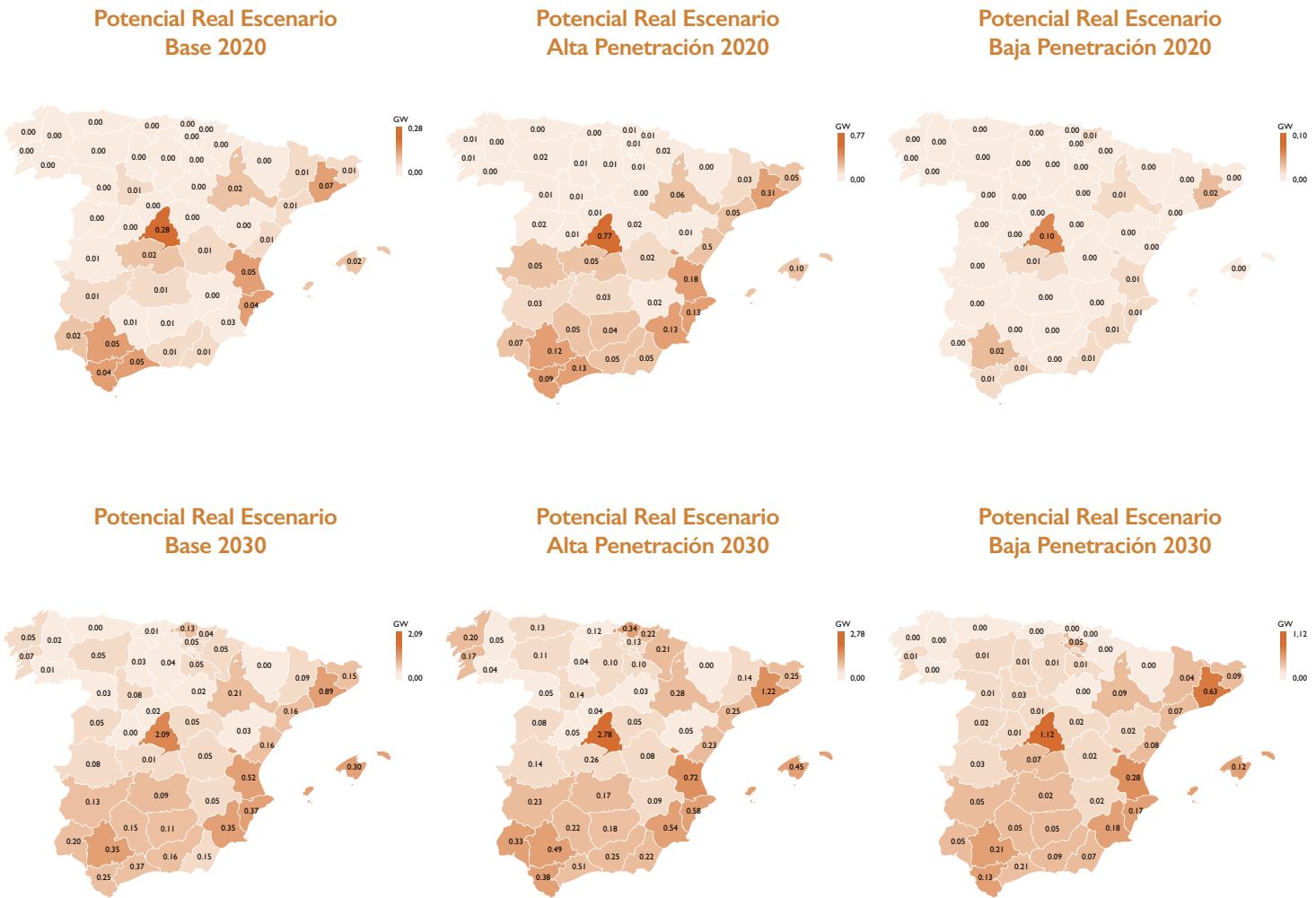
Tabla 16: Resultados de Potencial Real (en GW).

Tipo de consumidor (cifras en GW)	2020			2030		
	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración	Escenario Base	Escenario Alta Penetración	Escenario Baja Penetración
Comercial	0,53	2,02	0,15	5,77	7,65	3,12
Residencial Plurifamiliar	0,22	0,60	0,06	1,85	3,84	0,66
Residencial Unifamiliar	0,001	0,01	0,00	0,08	0,91	0,01
Industrial	0,13	0,38	0,05	1,13	1,60	0,51
Total, Nacional	0,89	3,01	0,27	8,83	14,01	4,29

Fuente: Elaboración propia

DESCRIPCIÓN DE LA METODOLOGÍA DESARROLLADA PARA LA ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL REAL

Figura 65: Mapa del Potencial Real (en GW) por provincia.



Fuente: Elaboración propia

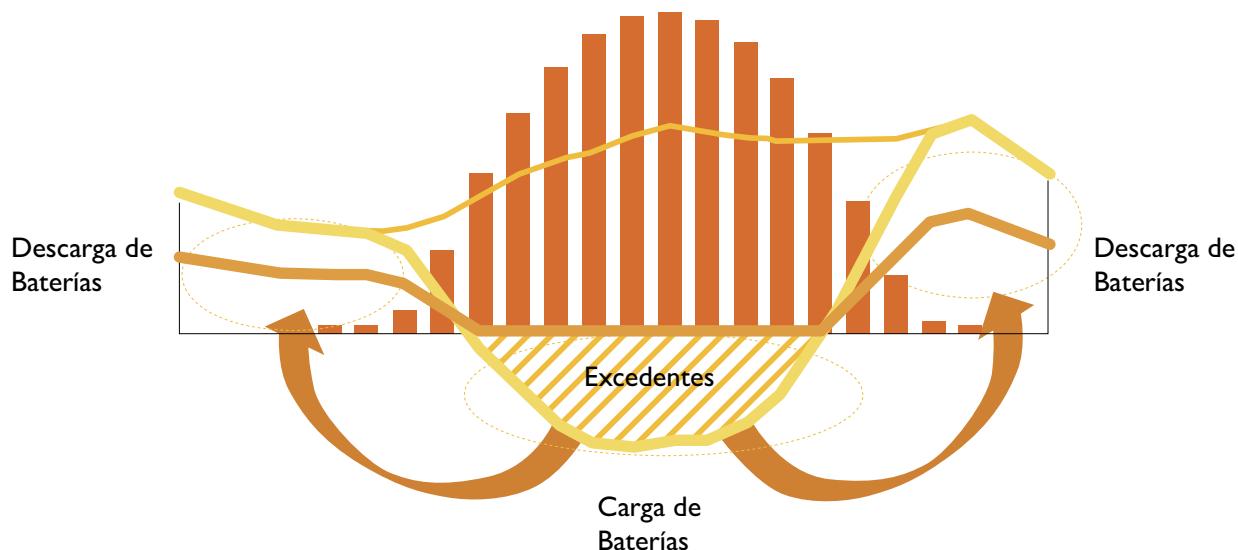
7. IMPACTO DE LA ACUMULACIÓN: METODOLOGÍA Y RESULTADOS

Las baterías y otras formas de almacenamiento de energía están llamadas a mejorar significativamente la operación y gestión de los sistemas eléctricos en los próximos años. Entre otros beneficios, pueden proporcionar parte de la necesaria flexibilidad para la masiva integración de generación renovable no gestionable, contribuir a la gestión de las redes eléctricas, aportar nuevos servicios, facilitar la aparición de nuevos actores y modelos de negocio, o postponer la inversión en nuevas redes de distribución. De hecho, el PNIEC prevé la instalación de 2,5 GW de almacenamiento escala para el año 2030.

Hasta el momento, el análisis entre el coste y el beneficio se ha realizado sin tener en cuenta la posibilidad de contar con sistemas de almacenamiento, por lo que la energía excedentaria se vierte a la red, y se percibe el precio de remuneración de excedentes, que es del orden de magnitud del precio eléctrico mayorista, significativamente menor al minorista para consumidores residenciales y pequeños comerciales.

Sin embargo, **la instalación de baterías permitiría a los consumidores almacenar la energía excedentaria en horas de alta radiación, para luego hacer uso de ella en horas de consumo con precios minoristas relativamente altos**. De esta forma, los consumidores serían capaces de ajustar el autoconsumo a sus curvas de consumo energético. Por lo tanto, la acumulación de energía tiene también el potencial de mejorar el caso económico del autoconsumo, sobre todo en aquellos consumidores: a) cuya demanda se concentre en horas de baja radiación solar, como ciertos residenciales y comerciales; b) consumidores que no demanden tanta energía los fines de semana.

Figura 66: Ejemplo ilustrativo del efecto de la acumulación en la operación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico.



Fuente: Elaboración propia

En esta sección del informe se estima el impacto que la acumulación mediante baterías podría tener en el Potencial Económico de autoconsumo fotovoltaico. Siguiendo la misma estructura que los otros capítulos, en primer lugar se presenta la metodología implementada, para posteriormente detallar los resultados obtenidos y las conclusiones que se extraen de los mismos.

7.1 Metodología desarrollada para el análisis del impacto de la acumulación en el potencial económico de autoconsumo

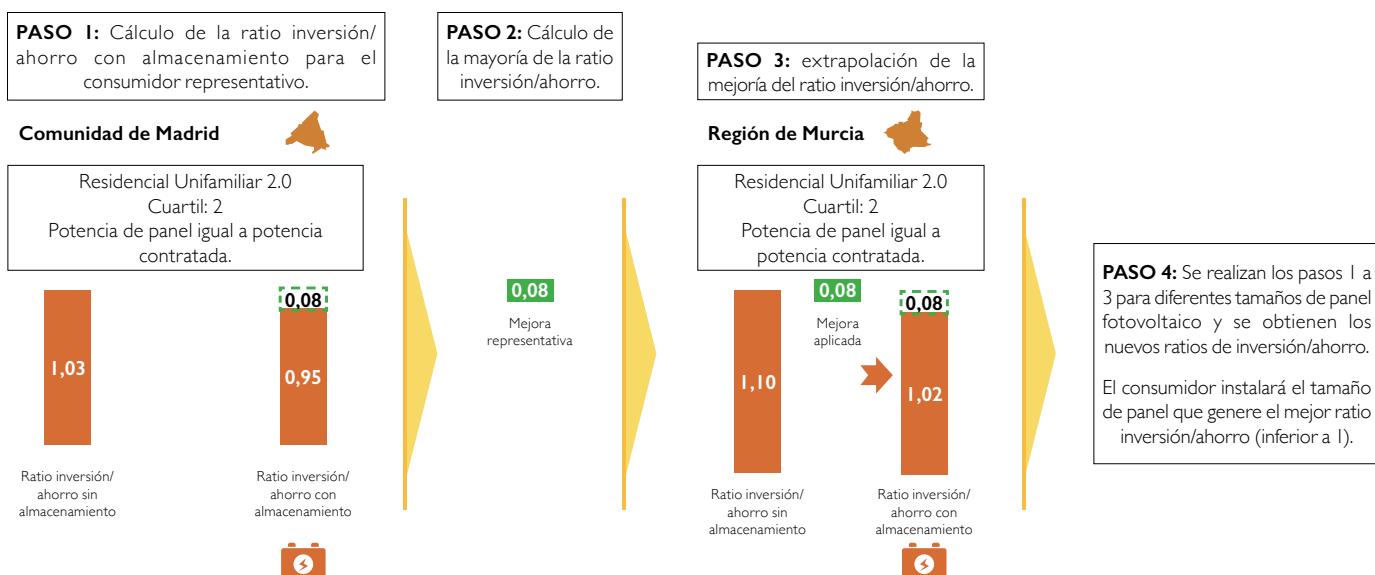
Si bien desde un punto de vista teórico, sería óptimo realizar un análisis individualizado de la rentabilidad de la instalación de baterías, esto requeriría en la práctica la evaluación para cada tipo de consumidor en cada región de un vector de potencias de baterías para cada uno de los elementos del vector de potencias de paneles fotovoltaicos y la identificación para cada caso a nivel diario de las horas de precios minoristas más altos en las que se debería descargar la batería. **Debido a la gran dimensionalidad del análisis, este modelo es intratable a nivel computacional, por lo que se consideran las siguientes hipótesis simplificadoras:**

- ▶ **Para cada potencia de panel, le corresponde solamente una capacidad de batería.** Se ha fijado una capacidad de 0,5 veces la potencia del panel⁸¹.
- ▶ Existe un **consumidor representativo** para cada grupo “TC_Peaje–Cuartil–Elemento del vector de potencias,” cuyas mejorías en la ratio de inversión/ahorro tras la introducción de sistemas de almacenamiento son extrapoladas a nivel nacional. **Se ha considerado los consumidores de Madrid en zona urbana y con cubierta con orientación e inclinación óptimas** como el consumidor representativo por su gran número de consumidores y por la centralidad geográfica de la región.

Por lo tanto, la metodología del cálculo de Potencial Económico por la posibilidad de introducción de sistemas de almacenamiento es la siguiente:

- ▶ **Paso 1. Cálculo de ratios de inversión/ahorro de instalaciones fotovoltaicas con almacenamiento para los consumidores representativos.** Para ello, para cada tipo de combinación “TC_Peaje”–cuartil–elemento del vector de potencias, se dividen los costes de inversión de paneles y baterías por los ahorros generados. Los ahorros generados por autoconsumo con y sin almacenamiento son exactamente iguales (la parte de la curva de consumo que se puede cubrir con producción fotovoltaica en dada hora es la misma). No obstante, los ahorros generados por vertidos de excedentes en el caso con almacenamiento son menores que en el caso sin almacenamiento, ya que parte de la energía excedentaria se utiliza para cargar la batería que posteriormente se descarga en horas cuyo precio minorista es mayor, produciéndose así ahorros en estas horas de descarga.
- ▶ **Paso 2.** Para cada elemento del vector de potencias, según “TC_peaje–Cuartil”, se calcula diferencia entre la ratio inversión/ahorro sin y con almacenamiento para el consumidor representativo. Es decir, **se calcula la mejora de rentabilidad respecto al caso sin almacenamiento por la introducción de baterías.**
- ▶ **Paso 3. Se extrapolan las mejorías** tras la introducción de baterías a consumidores de la misma “TC_peaje–cuartil–elemento del vector de potencias” a **otras regiones y se calculan sus nuevos ratios inversión/ahorro con almacenamiento.**
- ▶ **Paso 4. Se calcula el Potencial Económico con almacenamiento** tras identificar los consumidores cuya inversión con mejor ratio de inversión/ahorro (teniendo en cuenta todos los tamaños de panel) es menor a 1.

Figura 67 Ejemplo ilustrativo de la metodología empleada.



Fuente: Elaboración propia

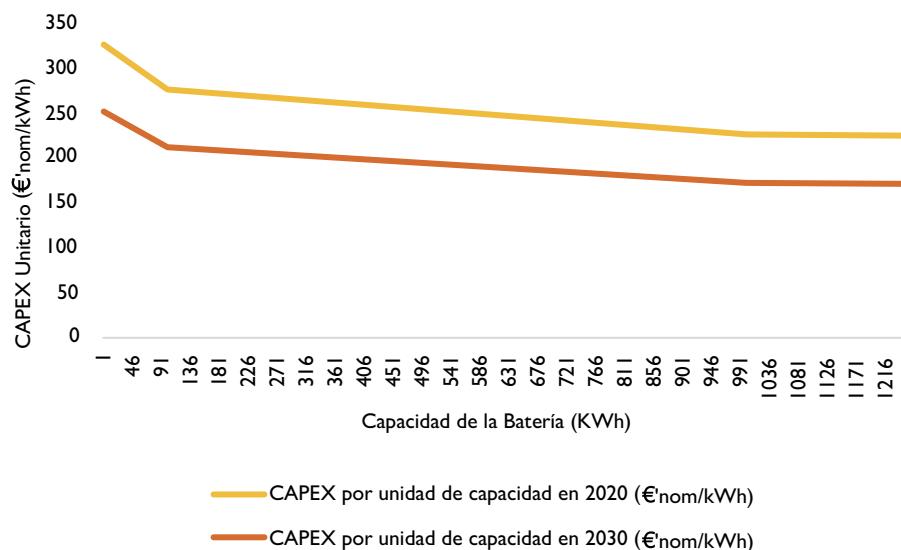
81 Este es la ratio más adecuada según una encuesta de Lazard (2018).

El Potencial Económico con almacenamiento incluye: a) consumidores que antiguamente instalaban sin almacenamiento y que con almacenamiento también encuentran rentable la instalación de paneles fotovoltaicos.; y b) consumidores que antiguamente no instalaban sin almacenamiento pero que deciden instalar paneles con sistemas de almacenamiento.

Características de las baterías

- ▶ Se consideran **baterías ion litio con un ciclo de carga de una hora y un ciclo de descarga de una hora** (una hora equivalente a máxima potencia). La batería realiza un ciclo diario, cargándose en horas donde existen excedentes hasta que se completa el ciclo (o anocchece) y descargándose en las horas con precios minoristas más elevados. No se establece ningún límite al número de ciclos por año.
- ▶ Los valores de **coste de inversión** se representan en la Figura 67. Se considera que dicho coste se amortiza en el mismo número de años que la instalación fotovoltaica, por lo que agotada dicha vida útil se acometería una nueva inversión en una batería de iguales características. Se asume que dicho coste incluye sólo el coste del pack de baterías y su ensamblaje: el "Balance of System"⁸² se supone que va incluido en el Balance of System de la instalación de autoconsumo en su conjunto, lo cual equivale a suponer sólo se decide la inversión en baterías en el momento de instalación del módulo fotovoltaico, y no después.

Figura 68: Costes de inversión asumidos para sistemas de almacenamiento por unidad de capacidad (€ nominales/kWh) en 2020 y 2030, IVA excluido.



Fuente: Datos KPMG

No se considera el arbitraje “puro” de energía entre horas con ánimo de obtener un rédito económico haciendo “trading” de electricidad. Es decir, sólo instalan baterías los consumidores a los que éstas sirven para mejorar la rentabilidad de su sistema de autoconsumo fotovoltaico. Como consecuencia de esto, las baterías sólo se cargan mediante excedentes en horas de alta producción fotovoltaica, y no se consideran ingresos por provisión de nuevos servicios a la red que se puedan desarrollar en el actual contexto regulatorio.

- ▶ **No existe “canibalización” de las baterías** por efectos de incremento de precios eléctricos en momentos de carga / depresión de los mismos en momentos de descarga, debido a la mayor / menor demanda neta en el sistema, disminuyendo la ventaja económica de cargar / descargar en esos momentos. Esta hipótesis se justifica en que la potencia agregada de baterías instaladas en instalaciones de autoconsumo va a ser pequeña en comparación con los varios GW de almacenamiento a gran escala considerados en el PNIEC, lo cual a su vez se justifica por las fuertes economías de escala presentes.

82 De forma consistente con la terminología sectorial, el “Balance of System” incluye todos aquellos elementos periféricos, y mano de obra, necesarios para tener una instalación operativa. Ejemplos son la estructura de instalación, cableado, inversor, y demás electrónica de potencia.

Tabla 17: Resumen de las características de los sistemas de almacenamiento usados en el estudio.

Variable	Descripción
Tipo de batería	Ion de litio
Potencia batería	0,5 x potencia del panel
Capacidad	Potencia (KW) x I hora
Ciclo de carga	I hora (a máxima potencia)
Ciclo de descarga	I hora (a máxima potencia)
Datos CAPEX baterías	Elaboración KPMG con datos actuales de la industria, y literatura como Lazard, IEA, IRENA, Ecofys y BNEF
Arbitraje puro de energía	No
Canibalización	No

Fuente: Elaboración propia

7.2 Resultados obtenidos de impacto de la acumulación en el potencial de autoconsumo

El análisis desarrollado permite concluir que, gracias al almacenamiento, el Potencial Económico de autoconsumo a nivel nacional en el Escenario Base en 2020 podría subir en 0,73 GW respecto al caso sin almacenamiento, para situarse en un total de 7,7 GW. De la misma forma, debido a la reducción de los costes de los sistemas de almacenamiento, en 2030 el Potencial Económico podría incrementarse en 2,39 GW hasta los 17,3 GW.

Dicho incremento se concentraría en consumidores residenciales y pequeños comerciales, por ser éstos en los que las curvas de generación y demanda actuales coinciden en menor medida y en los cuales el alto valor de los peajes hace que el precio minorista sea más elevado con respecto a otros sectores como el industrial.

Es importante reseñar que **grandes consumidores** con tarifas **3.X no ven rentable la instalación de baterías**, siendo los ahorros por baterías inferiores a los costes de instalación.

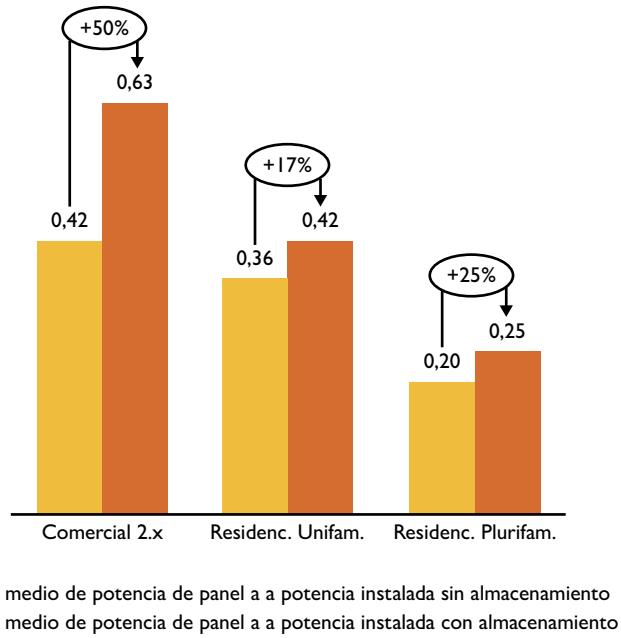
Tabla 18: Incremento del Potencial Económico con almacenamiento (en GW).

Tipo de consumidor	2020				2030			
	Escenario Base sin almacenamiento	Escenario Base con almacenamiento	Incremento (GW)	Incremento (%)	Escenario Base sin almacenamiento	Escenario Base con almacenamiento	Incremento (GW)	Incremento (%)
Comercial 2.X	0,33	0,7	0,37	112%	0,74	1,55	0,81	109%
Residencial Unifamiliar	0,03	0,07	0,04	133%	0,18	0,65	0,47	261%
Residencial Plurifamiliar	2,49	2,81	0,32	13%	4,19	5,3	1,11	26%
Total	2,86	3,58	0,73		5,11	7,5	2,39	
Total, todos consumidores	6,95	7,7			14,99	17,4		

Fuente: Elaboración propia

En el caso sin almacenamiento parte del reducido Potencial Económico situado en pequeños consumidores se debe a que encuentran óptimo la instalación de paneles fotovoltaicos de bajas potencias respecto a su potencia instalada. **Por el contrario, en el caso con almacenamiento, estos pequeños consumidores obtienen una mayor rentabilidad con instalaciones fotovoltaicas de mayor potencia** que les permiten generar más excedentes que son almacenados y posteriormente consumidos en horas de precios altos.

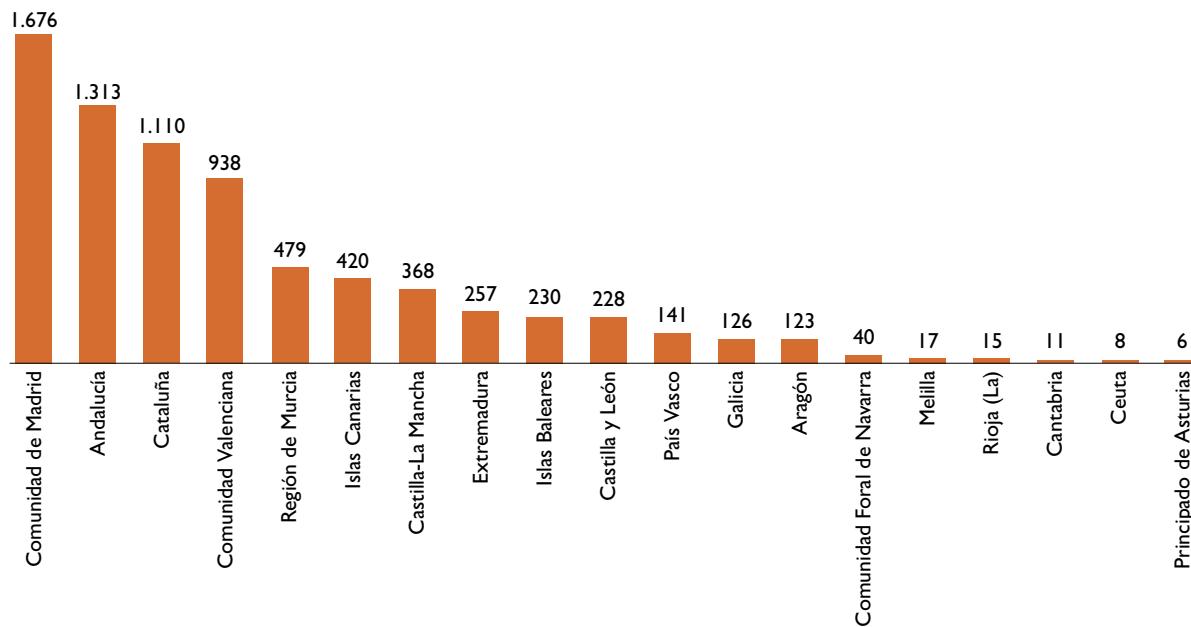
Figura 69: Comparativa del Ratio medio de potencia de panel a potencia instalada con y sin almacenamiento en 2030.



Fuente: Elaboración propia

Geográficamente, el incremento de potencial se sitúa principalmente en la Comunidad de Madrid, Cataluña y Andalucía. Estas provincias coinciden con aquellas en las que el Potencial Técnico en sector residencial y comercial es mayor.

Figura 70: Resultados de Potencial Económico con almacenamiento en 2030, escenario medio, por CCAA (en MW).



Fuente: Elaboración propia

Conclusiones del análisis de Potencial Económico con almacenamiento:

- ▶ El incremento del Potencial Económico fotovoltaico con almacenamiento se encuentra en consumidores residenciales (principalmente en aquellos con tarifa 2.0) y en pequeños consumidores del sector servicios.
- ▶ Debido a la adición de sistemas de almacenamiento, en 2020 el Potencial Económico fotovoltaico se vería incrementado en 0,73 GW respecto al caso sin almacenamiento.
- ▶ En 2030 el Potencial Económico crecería 2,39 GW con respecto al caso sin almacenamiento, alcanzando en torno a 17,3 GW.
- ▶ La adición de sistemas de almacenamiento resulta en la instalación de paneles fotovoltaicos de mayor potencia que en el caso sin almacenamiento, con el objetivo de captar mayor cantidad de excedentes que posteriormente son consumidos en horas con precios minoristas relativamente elevados.

8. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ▶ Bergamasco, F., & Asinari, P. (2011). Scalable Methodology for the Photovoltaic Energy Potential Assessment based on Available Roof Surface Area: Further Improvements by Ortho–image Analysis and Application to Turin (Italy).
- ▶ Catastro. (Acceso 2020). Catastro Nacional.
- ▶ Censo. (2011). Censos de población y vivienda.
- ▶ Cueli, A., Alonso, M., & Chenlo , F. (2003). Potencial fotovoltaico en edificios de viviendas por comunidades autónomas.
- ▶ de Vries, B., et al. (2007). Renewable energy sources: their global potential for the first half of the 21st century at a global level: an integrated approach.
- ▶ Defaix, P. (2009). The Potential for Solar Electricity Production in the EU–27.
- ▶ DELFT, C. (2016). The potential of energy citizens in the European Union.
- ▶ Deng et al. (2015). Quantifying a realistic worldwide wind and solar electricity supply.
- ▶ Denholm, P., & Margolis, R. (2008). Supply Curves for Rooftop Solar PV–Generated Electricity for the United States.
- ▶ Experto Nicolas Fichaux. (2020). Llamada informal consultativa.
- ▶ Expertos JRC ENSPRESO. (Marzo de 2020). Llamada formal consultativa.
- ▶ García–Casals, X. (2020). Experto.
- ▶ García–Casals, X., & Greenpeace. (2005). Renovables 2050. Un informe sobre el potencial de las energías renovables en la España peninsular.
- ▶ García–Casals, X., & Greenpeace. (2011). Energía 3.0. *Un sistema energético basado en inteligencia, eficiencia y renovables 100%*.
- ▶ Ghosh, S., & Vale, R. (2006). Domestic energy sustainability of different urban residential patterns: a New Zealand approach.
- ▶ Gobierno de España, 2020. (s.f.).
- ▶ Groizard, J. (Feb de 2020). Entrevista informal. www.eseficiencia.es.
- ▶ Hoogwijk, M. (2004). On the Global and Regional Potential of Renewable Energy Sources.
- ▶ IEA. (2002). Potential for Building Integrated Photovoltaics.
- ▶ IEA. (2016). Energy Technology Perspectives.
- ▶ INE. (Acceso 2020). Instituto Nacional de Estadística.
- ▶ Izquierdo, S. R. (2008). A method for estimating the geographical distribution of the available roof surface area for large–scale photovoltaic energy–potential evaluations. *Solar Energy*.
- ▶ Jakica, N. (2018). State–of–the–Art Review of Solar Design Tools and Methods for Assessing Daylighting and Solar Potential for Building–Integrated Photovoltaics.

- ▶ JRC. (2019). High resolution geospatial assessment of the rooftop solar PV EU.
- ▶ JRC ENSPRESO. (2019). ENSPRESO – an open data, EU–28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials.
- ▶ Lehmann, H., & Peter, S. (2003). Assessment of Roof & Façade Potentials for Solar Use in Europe.
- ▶ Ministerio de Transportes, M. y. (Acceso 2020). Observatorio de Vivienda y Suelo.
- ▶ Montavon M., et al. (2004). Solar Energy Utilisation Potential fo Three Different Swiss Urban Sites.
- ▶ NREL. (2008). Supply Curves for Rooftop Solar PV–Generated Electricity for the United States.
- ▶ NREL. (2016). Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment.
- ▶ NREL. (2018). Rooftop Solar Technical Potential for Low–to–Moderate Income Households in the United States.
- ▶ Pillai, I., & Banerjee, R. (2007). Methodology for estimation of potential for solar water heating in a target area.
- ▶ Ruiz P., N. W. (2019). ENSPRESO – an open, EU–28 wide, transparent and coherent database of wind, solar and biomass energy potentials. *Energy Strategy Reviews*.
- ▶ Scartezzini, J.–L. e. (2002). Computer Evaluation of the Solar Energy Potential in an Urban Environment.
- ▶ Zhou, X. e. (2009). Solar Potential for the solar photovoltaic roof integration system in China explored by the geographic information system.

ANEXO I: LITERATURA, FUENTES DE DATOS Y EXPERTOS CONSULTADOS PARA LA ESTIMACIÓN DE POTENCIAL TÉCNICO SEGÚN EL ANÁLISIS DEL PARQUE DE EDIFICIOS

El presente anexo resume el estado del arte previo a este informe en cuanto a estimaciones de Potencial Técnico de autoconsumo fotovoltaico según el análisis del parque de edificios con aplicación al caso de España. Se detalla la revisión hecha de la literatura existente, la consulta de las fuentes de datos disponibles y las entrevistas realizadas a expertos en la materia. Así, se presentan:

- ▶ Experiencias previas de análisis de Potencial Técnico.
- ▶ Datos que puedan resultar de utilidad.
- ▶ Principales conclusiones de aplicación al presente análisis.

La siguiente tabla (Tabla 19) recoge las principales conclusiones con el detalle del tipo de fuente (literatura, fuente de datos o experto), procedencia y año, descripción (contexto, objetivos y resultados), y aspectos de utilidad para el presente estudio.

Tabla 19: Resumen de fuentes consultadas para la estimación de potencial técnico según el análisis del parque de edificios.

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
Datos	(Catastro, Acceso 2020)	Datos de todos los edificios de España, en formato de cartografía vectorial (<i>Shapefile</i>) y en formato alfanumérico. Son de utilidad los siguientes datos: provincia; municipio; superficie del inmueble (del edificio en planta, y también superficie útil); coeficiente de propiedad (sobre el total de la parcela), clave de uso (Residencial, Industrial, Almacén-Estacionamiento, Oficinas, Comercial, Deportivo, Espectáculos, Ocio y Hostelería, etc), número de plantas.	Se trata de la fuente de datos principal para este estudio, que adopta una metodología desarrollada en base a datos del catastro con máximo detalle. Se han utilizado el Catastro Nacional, así como los de Álava, Bizkaia, Gipuzkoa, y Navarra, de los cuales se han extraído los siguientes datos para todas las referencias catastrales de España: i) superficie en planta, ii) Superficie construida; iii) municipio, y iv) usos, entre otros.
Exp.	(Expertos JRC ENSPRESO, 2020)	KPMG mantuvo el pasado 10 de marzo una llamada con Wouter Nijs y Pablo Ruiz, los responsables de la Base de Datos JRC ENSPRESO.	Se ha mantenido una comunicación fluida con el objetivo de constatar que su metodología está basada en un artículo de 2003 (Lehmann and Peter, 2003) que obtiene los km ² de cubiertas y fachadas a través de la densidad de población. Es una metodología que tiene la ventaja de ser aplicable uniformemente para mantener consistencia en todos los países de Europa y así poder compararlos y utilizarlos en un modelo del sector energético europeo. Teniendo en cuenta este hecho, se ha decidido desarrollar una metodología más detallada y sofisticada basada en datos del Catastro con el objetivo de incluir en el análisis las particularidades del caso español y no la generalidad a nivel europeo.

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
Exp.	(Experto Nicolas Fichaux, 2020)	Experto en potenciales y GIS, anteriormente en IRENA (Global Atlas) y en la actualidad como consultor. Autor principal de las últimas publicaciones sobre Catastros Solares.	<p>De los contactos mantenidos con Nicolas Fichaux, se obtuvieron las siguientes conclusiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ Hay dos grandes aproximaciones para análisis de potencial fotovoltaico: estadísticas y analíticas (catastros solares). Las primeras se basan en análisis del stock de edificios, superficies cubierta/fachada, etc, y son apropiadas para análisis “regionales” (p.ej. provincia, CCAA, país) y para evaluación de futuras políticas (como el presente estudio). Las segundas se basan en estudios a nivel individual de edificios y podrían servir para el análisis de áreas clave. ▶ Nicolas Fichaux opina que lo que explica fundamentalmente el potencial técnico en cubiertas es la superficie de la misma, así como el tipo de cubiertas (geometría, inclinación, etc). ▶ No ha considerado las fachadas, aunque afirma que conforme bajen los precios de los paneles cada vez tendrá más sentido, sobre todo en edificios nuevos.
Datos	(INE, Acceso 2020)	El Instituto Nacional de Estadística elabora estadísticas de diversa índole que pudieran ser relevantes.	<p>Las siguientes estadísticas se publican por el INE y son de utilidad para este estudio:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ El PIB por provincia y per cápita publicado anualmente. ▶ La Encuesta Continua de Hogares contiene información más actualizada acerca de hogares y vivienda que el Censo, pero con un nivel de detalle inferior. ▶ La proyección de la evolución de la población en el futuro (con detalle CCAA / provincial), que es de utilidad para las estimaciones a futuro realizadas en el presente estudio.
Datos	(Ministerio de Transportes, Acceso 2020)	El Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana publica diversos datos de interés de forma recurrente. El Observatorio de Vivienda y Suelo, de este Ministerio, publica trimestralmente boletines estadísticos que contienen información acerca del sector de la construcción y la vivienda y el mercado actual de los mismos.	El Ministerio realiza diversas estimaciones del parque de viviendas, desagregando por Comunidad Autónoma y Provincia, que son de utilidad para realizar comprobaciones sobre nuestros resultados.

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
Liter	(JRC, 2019)	<p>JRC realiza un análisis de potenciales técnico y económico. Enfoque geoespacial actualizado de la UE que usa el stock de edificios para cuantificar el área de cubiertas disponible para fotovoltaica. Combina información de satélites y datos estadísticos con machine learning. Resolución espacial de 100 m en toda la UE. Hace también análisis de potencial económico comparando LCOE de generación con precios finales de electricidad. Los resultados muestran que los cubiertas de la UE podrían producir 680TWh de electricidad solar, dos tercios de los cuales a un coste inferior a las tarifas residenciales actuales.</p>	<p>JRC (2019) utiliza un enfoque de stock de edificios, confirmando la metodología del presente estudio.</p> <p>Para la realización del análisis, se asume una relación 1:1 entre planta del edificio y cubierta (lo mismo que se hará en el presente dado que el Catastro proporciona la planta del edificio).</p> <p>El estudio usa coeficientes de disponibilidad sobre la superficie total de cubierta, de entorno a un 20 – 25% (tipo de construcción, distancia entre paneles, vías de acceso, etc.) Estos valores están en un orden de magnitud similar al que se usa en el enfoque de KPMG (inspirado en los factores de Izquierdo 2008).</p> <p>De este estudio se pueden obtener los diversos valores:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ El análisis cuantifica en 462 km² la superficie de cubierta efectiva en España para todos los tipos de consumidor. ▶ El potencial técnico total en España se estima en 65 TWh, unos 36 GW (asumiendo 1800 h). 93% del mismo sería económico (34 GW). <p>El informe también incluye costes de operación y mantenimiento, así como costes de inversión, LCOE para tecnología solar PV en cubiertas, que serán de utilidad para el análisis del Potencial Económico.</p>
Liter	(IEA, Energy Technology Perspectives, 2016)	<p>IEA realiza un análisis de potencial fotovoltaico en cubiertas a nivel mundial mediante regresión con densidad de población e insolación solar. Estima el potencial por ciudad a través del área de cubierta per cápita, para lo que: 1) aplica una regresión lineal en 1600 ciudades a nivel global (R^2 de 44%) para obtener superficie per cápita de cubierta, 2) aplica predicciones de población para sacar total superficie; 3) sobre ello, aplica datos de irradiación horizontal (kWh/m²) por país, eficiencia media del 14% y rendimiento del 75%, para obtener datos de generación estimada a nivel global</p>	<p>El estudio IEA Energy Technology Perspectives (2016) proporciona un análisis a nivel global, de alto nivel y un tanto simplista, resultados cuantitativos de difícil aplicación. Este estudio confirma la importancia de un análisis basado en edificios, a nivel cualitativo.</p> <p>IEA (2016) no considera los efectos de orientación e inclinación, y asume una eficiencia media del 14% y rendimiento medio del 75%.</p> <p>El estudio permite calcular una estimación de superficies de cubierta per cápita en países de Europa Occidental y por tamaño de ciudad (a mayor población, mayor densidad de población y por lo tanto menor tejado per cápita). Según el estudio, valores cercanos a 5 – 15 m²/cápita, cuantificarían el potencial en 250–650 km² de cubierta en España (total nacional, zonas urbanas).</p>

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
Liter	(NREL, Rooftop Solar Photovoltaic Technical Potential in the United States: A Detailed Assessment, 2016)	<p>Este informe cuantifica el Potencial Técnico de paneles solares fotovoltaicos desarrollados en cubiertas de Estados Unidos. Estima también, cuánta energía puede ser generada si se instalaran paneles en toda el área disponible.</p>	<p>Los resultados de NREL 2016 proporcionan un Potencial Técnico, sin considerar los factores económicos u otros factores que puedan afectar a dicho potencial. Por tanto, los resultados establecen un límite máximo sobre el desarrollo potencial.</p> <p>El informe utiliza tecnología LIDAR, sistemas de información geográfica (SIG) y modelos de generación fotovoltaica para calcular el grado de implementación de paneles solares en las cubiertas americanas. Las metodologías aplicadas podrían ser una referencia para el presente estudio, aunque por el momento no se han utilizado.</p>
Liter	(DELFT, 2016)	<p>El estudio analiza el rol que los consumidores de energía tendrán como participantes activos en el sistema energético.</p>	<p>Este estudio distingue entre consumidores residenciales que generan energía individual o colectivamente, entidades públicas y pequeñas empresas.</p> <p>Asimismo, un objetivo del estudio es cuantificar la capacidad potencial de gestión activa de la demanda, en la que se incluye el uso de baterías, que se considera en este estudio.</p>
Liter	(Deng et al, 2015)	<p>Este estudio se trata de un detallado análisis de potencial técnico realista para generación de electricidad mediante solar y eólica. Análisis de nivel de cuadrícula de 1 km² que cubre todo el mundo a nivel de país. Analiza el potencial en edificios. Concluyen potenciales combinados a largo plazo de entre 730 y 3700 EJ / año en todo el mundo, dependiendo fundamentalmente de la porción aceptable de tierra desarrollada (asumen hasta el 3,5% del total excluyendo zonas de hielo).</p>	<p>Para el análisis de potencial en cubierta y fachada, (Deng et al, 2015), también realiza un estudio del parque de edificios, confirmando el enfoque realizado en este estudio. De este análisis se pueden obtener las siguientes conclusiones:</p> <ul style="list-style-type: none"> ▶ La mayor parte del potencial PV se encuentra en el suelo, no tanto en fachadas y cubiertas (lo que resulta consistente con resultados (JRC ENSPRESO, 2019). Sin embargo, PV en edificios podría ser hasta un 33% del total de PV en un caso de baja utilización del potencial en suelo y el estudio cita numerosos estudios mencionando la importancia de tener en cuenta cubiertas y fachadas para PV (Defaix, 2009); (Hoogwijk, 2004); (de Vries, B., et al., 2007); (Zhou, 2009); (Denholm & Margolis, 2008)). ▶ Este estudio confirma que la mayor incertidumbre / variabilidad es la de superficies disponibles (cubiertas y fachadas) y no tanto la de recurso o tecnologías de conversión. Esto permite concluir que el análisis de potencial técnico se puede hacer tomando como base el análisis de los edificios (por provincia, tipo de consumidor, zona de calidad), sin necesidad de analizar variaciones de recurso. ▶ Se proporciona para España relaciones entre superficie útil, cubierta y fachada, por orientación y tipo de edificio que ayuda a estimar las superficies de fachada con el nivel de desagregación necesario (ver sección más abajo).

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
			<ul style="list-style-type: none"> ▶ El análisis también proporciona factores de utilización (superficie útil PV / superficie total en cubiertas y fachadas) de 33% para cubiertas, 10% para fachadas aumentando a 30% hacia 2070, basados en literatura (Bergamasco & Asinari, 2011); (Ghosh & Vale, 2006); (IEA, Potential for Building Integrated Photovoltaics, 2002); (Izquierdo, 2008); (Montavon M., et al, 2004); (NREL, Supply Curves for Rooftop Solar PV–Generated Electricity for the United States, 2008); (Pillai & Banerjee, 2007); (Scartezzini, 2002)). ▶ En países desarrollados como España, donde la población y superficie construida va a crecer moderadamente (en comparación con grandes países en desarrollo), el mayor crecimiento de potencial estará justificado por mejoras tecnológicas, por ejemplo, en eficiencia de conversión o densidad de potencia (W/m²), lo que se tendrá en cuenta de cara a la proyección a 2030 del presente estudio. ▶ Deng et al 2015, proporciona relaciones de superficie de fachada a superficie construida para edificios residenciales y no residenciales, por orientación Norte, Sur, Este y Oeste: residencial: N: 0,3; S: 0,3; E: 0,15; O: 0,15; No residencial: N: 0,3; S: 0,3; E: 0,3; O: 0,3.
Datos	(Censo, 2011)	<p>El Censo se realiza cada 10 años (1991, 2001, 2011). Se publica un Boletín Especial Censo 2011 del parque edificatorio de España.</p>	<p>Los datos que se extraen del Censo en 2011 son el número de inmuebles totales en España, que ascendían a 35 millones en dicho año. De los cuales, 23,1 correspondía a inmuebles residenciales, 7,9 millones a almacén–estacionamiento, 1,7 millones a inmuebles industriales y 1,3 millones a inmuebles comerciales. La superficie de inmuebles en 2011 ascendía a 5.278 km². De los cuales, 3.283,704, 345 y 223 km² correspondían a residencial, industrial, almacén estacionamiento y comercial respectivamente.</p> <p>Asimismo, el Censo del parque edificatorio también incluye información desagregada por provincias del número de inmuebles según uso, la superficie de inmuebles según uso, y el número de inmuebles según la tipología de la vivienda (individual o colectiva).</p>

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
Liter	(García-Casals & Greenpeace, 2011)	<p>El informe recoge los resultados del estudio llevado a cabo con el fin de configurar un sistema energético en la España peninsular que se abastezca al 100% con energías renovables de cara a 2050.</p>	<p>El autor considera que la eficiencia energética de los edificios es una pieza clave en la transición energética. Sin embargo, este estudio no realiza un estudio acerca del potencial de capacidad de FV instalada en edificios, sino que justifica que la eficiencia de los mismos se establecerá mediante el uso de redes inteligentes.</p> <p>El informe realiza un cálculo de la superficie peninsular destinada a edificios cuya metodología y resultados han sido de utilidad para el presente estudio (por ejemplo, relación entre superficies construidas residenciales y comerciales).</p>
Liter	(Izquierdo, 2008)	<p>Izquierdo realiza una estimación del potencial técnico de los sistemas fotovoltaicos integrados en cubiertas en España, con una avanzada metodología para estimación del área de cubierta disponible en los edificios existentes, para lo cual no existen datos directos. La metodología se basa en datos fácilmente accesibles (como usos del suelo y la densidad de población y edificios) y en una muestra estratificada estadísticamente significativa de mapas vectoriales GIS de áreas urbanas (según base de datos CORINE). El punto principal en este muestreo es que la estratificación se realiza en base a un conjunto finito de tipologías de “edificios promedio” que comprende cada área urbana en la región de estudio.</p>	<p>La metodología utilizada en (Izquierdo, 2008) permite extraer las diversas consideraciones:</p> <p>(Izquierdo, 2008) utiliza zonas “Urbanas” según la definición de CORINE Database. Por lo tanto, las superficies serían comparables a las del presente estudio (que son “edificios”) salvo por zonas industriales y comerciales, por lo que pueden existir divergencias.</p> <p>Se usan coeficientes de sombra, patios, e instalaciones técnicas (p.ej. climatización) para convertir km² de cubiertas totales en km² de cubiertas útiles, que se utilizarán para el desarrollo de este estudio.</p> <p>Proporciona variables aproximadas para calcular el potencial en cubiertas en zonas urbanas residencial y parte de comercial que se considere incluido en áreas urbanas de CORINE.</p> <p>El potencial fotovoltaico para cubiertas, consumidores en “zonas urbanas CORINE” se cuantifica en 571 km² de cubierta efectivo, lo que supone una generación de 40TWh (23 GW asumiendo 1.800 h eq.).</p>

Tipo (Literat., Datos, Experto)	Fuente y año	Descripción	Aspectos de utilidad para el presente estudio
Liter	(García-Casals & Greenpeace, 2005)	<p>El objetivo de este estudio es realizar un análisis técnico de la viabilidad de un sistema de generación eléctrica peninsular con elevada contribución de energías renovables para el año 2030, teniendo en cuenta restricciones como la disponibilidad de recursos, restricciones medioambientales y la capacidad de transporte de la red eléctrica entre otras.</p>	<p>El estudio proporciona techos de potencia y generación para 2050 de diversas tecnologías renovables, entre las que se encuentra la fotovoltaica integrada en edificaciones.</p> <p>Se basan en un análisis de Sistema de Información Geográfica (SIG) para imponer las distintas restricciones a las diversas tecnologías.</p> <p>Los resultados obtenidos proporcionan una buena descripción de los techos de potencia y generación para las diversas tecnologías separando por Comunidad Autónoma.</p> <p>Proporciona igualmente un detalle significativo de su estimación de potenciales en cubiertas y fachadas, que se han utilizado para este estudio.</p>

Fuente: Datos KPMG

Las conclusiones principales que se extraen del análisis del estado del arte son las siguientes:

- ▶ Se confirma la conveniencia de realizar la estimación de Potencial Técnico sobre la base del análisis de los edificios, sin necesidad de analizar con el mismo nivel de detalle otros factores como la irradiación o las tecnologías fotovoltaicas, pues sobre ellas existe una menor incertidumbre.
- ▶ Se valida la hipótesis de usar la planta del edificio para estimar su superficie total de cubierta.
- ▶ Se obtienen factores que permiten estimar la superficie de fachada en base a superficies construidas.
- ▶ Se observan factores que permiten convertir de superficies “totales” de cubierta y fachada a superficies “efectivas para instalación de fotovoltaica”, que son aquellas que corren por patios, sombras, ventanas, instalaciones de climatización, otros elementos que imposibilitan la colocación de paneles, etc.
- ▶ Se obtienen órdenes de magnitud, tanto de superficies (km^2) como de potenciales (GW) que dan una idea de qué tipos de resultados serían esperables.
- ▶ Se constata que, en países donde la evolución demográfica está en cierta medida estabilizada (en comparación con países en vías de desarrollo), el crecimiento del parque de edificios va a ser moderado, por lo que la proyección de potenciales a 2030 se puede realizar, principalmente, mediante mejoras en tecnologías fotovoltaicas.
- ▶ Se concluye que para el caso de España no hay ningún estudio que estime los potenciales de autoconsumo para todos los tipos de consumidores, provincias, zonas de calidad, anualmente hasta 2030 y por escenarios, como realiza el presente informe.
- ▶ Se constata además que el análisis subyacente a la base de datos JRC ENSPRESO no tiene el suficiente nivel de detalle, por lo que una desagregación de sus valores no sería suficiente para lo requerido en este estudio.
- ▶ Por último, se comprueba que el Catastro es la fuente de datos más detallada que existe del parque de edificios en España, y que una metodología basado en él proporcionaría el nivel de detalle requerido.

Considerando estos aspectos, la metodología desarrollada por KPMG en este estudio será adecuada al caso español a partir de datos del Catastro y corregida con factores obtenidos de la literatura detallada anteriormente.

ANEXO 2: DETALLE DE LA DESCARGA Y TRATAMIENTO DE DATOS CATASTRALES LLEVADOS A CABO

10.1.1 Descarga de datos Catastro Nacional

La solicitud de descarga masiva de datos fue denegada por el Catastro Nacional por lo que se ha tenido que realizar un proceso específico automatizado con código Python que ha estado ejecutándose 24 horas al día durante aproximadamente tres semanas.

En total se han descargado 7 GB de datos del Catastro Nacional de forma comprimida en formato .zip y en formato .gz. Para descomprimir estos ± 15.000 ficheros y para saber a qué provincia pertenece cada uno, se ha programado otro código Python que descomprime y nombra los dos tipos de ficheros. Una vez descomprimido el tamaño de los datos obtenidos alcanza los 130 GB.

Sólo se pueden descargar los datos por municipios individuales, existiendo 7.610 municipios en el Catastro. Por tanto, hay que descargar un total de 15.220 ficheros del catastro (dos ficheros por cada municipio), lo cual es inviable de forma manual.

Se solicitó al “servicio de atención a usuarios de la Dirección General del Catastro” una forma eficaz de descarga de los ficheros, con respuesta negativa, por lo que se optó por utilizar otro código Python que simula el proceso de descarga de un fichero mediante el ratón y el teclado. El proceso automático ha sido un poco más lento (45 segundos por fichero, vs 15 segundos en la descarga manual) pero con el beneficio de que no es necesaria la intervención humana por lo que, al cabo de unas semanas, se disponía de todos los datos.

Durante el proceso se ha encontrado dificultades adicionales:

- ▶ Cada noche a las 00:00 se reinicia el servidor del Catastro lo que obliga a una nueva entrada autenticada en la página web.
- ▶ Algunos municipios no tienen datos en el Catastro (47 de los 15.220 ficheros) lo que obliga a adaptar el código a los mensajes de error.
- ▶ Los códigos de los municipios que utiliza la Dirección General del Catastro (DGC) no coinciden con los códigos que utiliza el INE, y los códigos de la provincia de algunos municipios (32 ficheros de los 15.220) descargados no coinciden con el listado de del portal de la DGC.
- ▶ Por último, la grafía del nombre de cada municipio en la herramienta de descarga del Catastro no siempre coincide con los datos de los municipios que se puede descargar del portal de la DGC (±600 ficheros de los 15.220).

10.1.2 Tratamiento de datos de los diferentes catastros

Esta sección describe el tratamiento que se ha hecho de los datos una vez descargados.

Catastro Nacional

Del Catastro Nacional se ha descargado un fichero en formato texto (.CAT) que contiene los datos alfanuméricos de los bienes inmuebles para todos los municipios que no están ubicados en las CCAA del País Vasco o de Navarra.

Para los objetivos de este estudio es necesario también el dato de la superficie en planta. Por este motivo, se ha descargado también el fichero en formato cartografía vectorial (.SHP) con tipología “Urbana sin Historia” y con la capa “Subparcelas urbanas que representan los volúmenes edificados dentro de una parcela”.

Fichero “CAT”

De toda la información del fichero, solo se necesitan los datos del tipo 15: Registro de Inmueble.

► Los usos de los bienes inmuebles

Tabla 20: Usos de los bienes inmuebles en el fichero CAT del catastro nacional.

Código	Uso Catastro	Uso para este estudio
A	Almacén –Estacionamiento	Comercial
V	Residencial	Vivienda unifamiliar y vivienda plurifamiliar
I	Industrial	Industrial
O	Oficinas	Comercial
C	Comercial	Comercial
K	Deportivo	Comercial
T	Espectáculos	Comercial
G	Ocio y Hostelería	Comercial
Y	Sanidad y Beneficencia	Comercial
E	Cultural	Comercial
R	Religioso	Comercial
M	Obras de urbanización y jardinería, suelos sin edificar	/
P	Edificio singular	Comercial
B	Almacén agrario	Comercial
J	Industrial agrario	Comercial
Z	Agrario	Comercial

Fuente: Datos KPMG

- Coeficiente de propiedad respecto a la finca, en caso de división horizontal.
- Código Parcela Catastral.
- Municipio.
- Superficie del elemento o elementos constructivos asociados al inmueble en el caso de fincas construidas (en metros cuadrados).

Para obtener los datos necesarios (superficie construida, zona de calidad, usos) los datos se tratan de la siguiente forma:

- ▶ Con código REGEX83 se obtiene los datos del fichero 15, siguiendo las instrucciones del “fichero informático de remisión de catastro (bienes inmuebles urbanos, rústicos y de características especiales)”.
- ▶ Se filtran los bienes inmuebles duplicados en la base de datos.
- ▶ Para diferenciar entre vivienda unifamiliar y vivienda plurifamiliar:
 - ▶ Si el coeficiente de propiedad dentro de una parcela catastral para bienes inmuebles con el uso vivienda tienen un porcentaje menor a 99,5%, se les asigna el denominativo de viviendas plurifamiliares y en el caso contrario, viviendas unifamiliares.
 - ▶ En el caso de que haya más que una vivienda unifamiliar dentro de una parcela catastral en los casos que no haya división horizontal, se cambia la asignación de estos bienes inmuebles de vivienda unifamiliar a vivienda plurifamiliar.
- ▶ Para obtener la superficie construida se elimina la superficie de todos los bienes inmuebles bajo rasante.
- ▶ Para obtener los usos por edificio se utiliza lo descrito en la Ley de Propiedad Horizontal y se asigna a cada edificio el uso que tiene mayor peso sobre el total en términos del coeficiente de propiedad proporcionado por el Catastro.

Fichero “SHP”

Dentro del fichero SHP se encuentran los siguientes datos de utilidad para el estudio, según consta en el documento de apoyo del catastro “*modelo de datos de cartografía vectorial (formato shapefile) versión 2.0 (Tabla Constru)*”:

- ▶ Área en m².
- ▶ Subparcelas con las alturas construidas.

Tabla 21: Nomenclatura Subparcelas fichero SHP catastro nacional.

Código	Explicación
-I, -II	volúmenes bajo rasante (I, 2 alturas)
I, II	volúmenes sobre rasante (I, 2 alturas)
B	balcón
T	tribuna (balcón techado)
TZA	terraza
POR	porche
SOP	soportal
PJE	pasaje
MAR	marquesina
P	patio
CO	cobertizo
EPT	entreplanta

83 Una “expresión regular” (REGEX como abreviatura en inglés) es una secuencia de caracteres que conforma un patrón de búsqueda. Son principalmente utilizadas para la búsqueda de patrones de cadenas de caracteres u operaciones de sustituciones.

Código	Explicación
SS	semisótano
ALT	altillo
PI	piscina
TEN	pista de tenis
ETQ	estanque
SILO	silo
SUELO	suelo vacante, sin construir
PRG	pérgola
DEP	depósito
ESC	escalera
TRF	transformador
JD	jardín
YJD	jardín que se valora
FUT	campo de fútbol
VOL	voladizo
ZD	zona deportiva
RUINA	ruinas
CONS	en construcción
PRESA	cuerpo de presa en embalses
ZBE	balsas y estanques que se valoran
ZPAV	obras de urbanización interior
GOLF	campo de golf
CAMPING	camping
TERRENY	sinónimo de suelo
HORREO	hórreo, panera, cabazo
PTLAN	pantalán
DARSENA	dársena, aguas resguardadas artificialmente por un puerto

Fuente: Datos KPMG

Para codificar un atributo de subparcela que esté compuesto por varios elementos de la nomenclatura anterior, se hará uniendo estos códigos, en sentido ascendente, con el signo (+). Ejemplo: -II+IV+TZA

Para obtener los datos necesarios (m^2 en planta), se realiza el siguiente tratamiento:

- ▶ Se seleccionan los datos de superficie en planta de los edificios que tienen al menos una planta sobre la rasante.
- ▶ Se suman estos datos de las subparcelas por parcela catastral. Se eliminan las siguientes subparcelas dado que no tienen un techo donde se podría instalar placas fotovoltaicas: piscinas, silos, ruinas, campings, edificios que solo tienen plantas bajo rasante, terrenos de golf y obras de urbanización interior.

Compilación de ambos ficheros:

Se unen los datos de los dos ficheros, por parcela catastral con el objetivo de obtener para cada parcela catastral el tipo de consumidor, superficie en planta, superficie construida, y zona de calidad.

Catastro de Navarra

Del catastro de Navarra se han descargado principalmente dos ficheros en formato texto, uno con la información de las unidades urbanas que contiene información sobre la superficie construida, los usos de las viviendas y el municipio, y otro con las subáreas que contiene la superficie en planta de cada edificio.

Del mismo modo que en el catastro nacional, se tiene que descargar dos ficheros para todos los municipios de Navarra (272) por lo que se ha utilizado código *Python* para facilitar la descarga de forma automática.

Fichero “unidades urbanas”

Se transforman los usos de las unidades urbanas, con la información incluye el fichero “*destinos.txt*” como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 22: Usos de las unidades urbanas del catastro de Navarra.

Código	Uso catastro	Uso para este estudio
0	desconocido	/
1	suelo	/
2	campo de golf	/
3	placa solar	/
4	vivienda	vivienda unifamiliar y plurifamiliar
5	almacén	comercial
6	desván	comercial
7	bajera sin uso	/
8	establo aprisco	/
9	locales comerciales	comercial
10	locales industriales	industrial
11	aparcamiento	comercial
12	nave industrial	industrial
13	almacén industrial	industrial
14	vestuarios, comedores	comercial
15	granjas	comercial
16	silos	comercial
17	oficinas	comercial

Código	Uso catastro	Uso para este estudio
18	oficina publica	comercial
19	casa consistorial	comercial
20	audiencia, juzgado	comercial
21	universidad	comercial
22	instituto	comercial
23	escuela profesional	comercial
24	escuela e.g.b.	comercial
25	colegio, academia	comercial
26	guardería	comercial
27	biblioteca	comercial
28	museo	comercial
29	casa de cultura	comercial
30	casino	comercial
31	teatro	comercial
32	cine	comercial
33	auditorio	comercial
34	sala de fiestas	comercial
35	plaza de toros	comercial
36	estadios	comercial
37	polideportivos	comercial
38	piscina	comercial
39	frontón	comercial
40	pistas deportivas	comercial
41	hotel	comercial
42	residencia	comercial
43	restaurante	comercial
44	cafetería bar	comercial
45	pensión	comercial
46	sociedad	comercial
47	molino	/
48	construcción (indefinido)	/

Código	Uso catastro	Uso para este estudio
49	religiosos	comercial
50	parque eólico	/
51	telefonía móvil	/
52	bienes especiales	/
53	asilo	comercial
54	convento	comercial
55	hospital	comercial
56	clínica	comercial
57	ambulatorio	comercial
58	dispensario	comercial
59	cuartel	comercial
60	cárceles	comercial
61	estación ferrocarril	comercial
62	bodega	comercial
63	servicios públicos	comercial
64	castillo	comercial
65	cementerio	/
66	transformador	/
67	almacén agrícola	comercial
68	depuradora de aguas	comercial
69	lavadero	comercial
70	bascula	comercial
71	depósito de aguas	comercial
72	casetas bomba de agua	comercial
73	estanque	comercial
74	fosos	comercial
75	parque	comercial
76	cueva	comercial
77	muelles	comercial
78	ruinas	/
79	porche	/

Código	Uso catastro	Uso para este estudio
80	edificación especial	comercial
81	común portal–escaleras	/
82	común terraza	/
83	edificio menor	/
84	jardinería	/
85	pavimento	/
86	urbanización	/
87	garaje	comercial
88	sala de calderas	comercial
89	en construcción	/
90	estación servicios	comercial
91	sede partido político	/
92	casa de campo	/
93	laboratorio	comercial
94	estación de autobús	comercial
95	deposito	comercial
96	estudio	comercial
97	subestación eléctrica	/
98	trastero	comercial
99	pozo de agua	/

Fuente: Datos KPMG

Se eliminan las viviendas que están bajo rasante dado que esta superficie construida no tiene utilidad para el estudio.

Se asimila la información contenida en la columna Superficie Privativa a superficie construida.

Fichero “subáreas”

Se ha utilizado la información contenida en la columna de “Superficie Ocupada” como la superficie de cubiertas en cada parcela.

Compilación de los dos ficheros:

La compilación se realiza en base al Código del municipio, el código del polígono, el código de la parcela y la subparcela. Para la diferencia entre viviendas unifamiliares y plurifamiliar se ha utilizado los datos del fichero “tipos_constructivos.txt” donde los códigos “0111” y “0112” referencian a viviendas unifamiliares y los códigos “0121” y “0122” a viviendas plurifamiliar.

Catastro de Gipuzkoa:

Con los datos del catastro de Gipuzkoa se utiliza el fichero de “urbanolocalesmunicipio.csv” para obtener la superficie construida, los usos de los edificios y las zonas de calidad y el fichero “ERAIKINAK_EDIFICIOS.shp” para obtener la superficie en planta.

Fichero “urbano locales municipio”

Se utiliza la información contenida en la columna “Superficie” para obtener la superficie construida.

Se filtran los sótanos y semisótanos dado que esta superficie construida no tiene uso para el estudio.

Se utiliza los destinos contenidos en el fichero “*doc ayuda bienes inmuebles de naturaleza urbana*” como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 23: Usos de las parcelas en el catastro de Gipuzkoa.

Código	Uso Catastro	Uso Para este estudio
A	cultural	comercial
B	agropecuario	/
C	local comercial	comercial
D	deposito	comercial
E	educativo	comercial
G	garaje cerrado	vivienda
H	hostelería	comercial
I	industrial	industrial
J	jardín	/
K	deportivo	/
L	edificabilidad	/
M	almacén	comercial
N	sanidad	comercial
O	oficina	comercial
P	plaza parking	/
Q	altura menor 1,5 metros	comercial
R	religioso	comercial
S	solar	/
T	trastero	comercial
U	obras urbanización	/
V	vivienda	vivienda
W	accesos y pasillos	/
X	dúplex	
Y	espectáculos	/
Z	terraza	/

Fuente: Datos KPMG

Fichero “Eriakinak Edificios SHP”

Se convierte el tamaño de los datos vectoriales geoespaciales en la superficie de cada uno para obtener la superficie en planta.

Compilación de los dos ficheros

Se une la información de los dos ficheros, en base al municipio, el número de la calle y el nombre de la calle.

Se distribuye las viviendas en unifamiliares y plurifamiliares de la siguiente forma:

- ▶ Si existe más que una vivienda en un numero de la calle es una vivienda plurifamiliar y sino una vivienda unifamiliar.

Catastro de Álava:

Con los datos del catastro de Álava, se utiliza el fichero de parcelas urbanas para obtener la superficie en cubiertas y el fichero de unidades fiscales para obtener la superficie construida, los usos de las unidades fiscales y las zonas de calidad.

Fichero “Parcelas Urbanas”

Se utiliza la información contenida en la columna “Superficie Ocupada” para obtener la superficie en planta.

Fichero “Unidades Fiscales”

Se utiliza la información contenida en la columna “Superficie Primaria” para obtener la superficie construida.

Se eliminan los pisos bajo rasante dado que no tienen utilidad para este estudio.

Con los datos contenidos en el fichero de ayuda “UsosUrbana.csv” se obtienen los usos de cada unidad fiscal como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 24: Usos de las unidades fiscales en el catastro de Álava.

Cod. Uso	Uso Catastro	Uso Para este estudio
111	viv.colect.abierta	vivienda plurifamiliar
112	viv.colect.cerrada	vivienda plurifamiliar
113	trastero	/
114	local en estructura	/
115	garaje	comercial
121	viv.unifaislada	vivienda unifamiliar
122	viv.unif.en linea	vivienda unifamiliar
123	garaje pb.viv.unif.	vivienda unifamiliar
131	vivienda rural	vivienda unifamiliar
141	viviendas prefabricadas	vivienda unifamiliar
142	resto viviendas	vivienda plurifamiliar
211	almacén,taller,gran.	industrial
212	fabrica	industrial
221	garaje	comercial
222	aparcamiento	comercial
231	estación servicio	industrial
232	estac.puerto,aerop.	industrial
241	construcciones auxiliares	industrial
311	oficinas mult.excl.	comercial
312	oficinas unit.excl.	comercial
321	oficina unido vivda.	comercial
322	oficina unido indust.	comercial
331	banca ed.exclusivo	comercial

Cod. Uso	Uso Catastro	Uso Para este estudio
332	banca ed. mixto	comercial
411	local comercial	comercial
412	galería comercial	comercial
421	ed.comercial 1 planta	comercial
422	ed.comercial var.pla.	comercial
431	mercado	comercial
432	supermercado e hipermercados	comercial
511	deporte cubierto	comercial
512	piscina cubierta	comercial
521	deporte descubierto	/
522	piscina descubierta	/
531	auxiliar deportes	comercial
541	stadium, plaza toros	comercial
542	hipódromo, can., velod.	comercial
611	espectáculos varios	comercial
612	descubiertos	comercial
621	discot.club, exclus.	comercial
622	discot.club, unido	comercial
631	cine	comercial
632	teatro	comercial
711	hotel,hostal,motel	comercial
712	apartahotel,bungal.	comercial
721	restaurante	comercial
722	bar, cafetería	comercial
731	casino, club social	comercial
732	exposiciones, congres.	comercial
811	sanatorio, clínica	comercial
812	hospital	comercial
821	ambulatorio, consulta	comercial
822	balnearios, baños	comercial
831	benéfico residencia	comercial
832	benéfico sin residen.	comercial
911	internado	comercial
912	colegio mayor	comercial
921	escuela,col,facultad	comercial
922	biblioteca, museo	comercial
931	convento,cent.parroq.	comercial
932	iglesia, capilla	comercial

Cod. Uso	Uso Catastro	Uso Para este estudio
1011	histórico monumental	comercial
1012	histórico ambiental	comercial
1021	oficial administrat.	comercial
1022	oficial representat.	comercial
1031	militar, penitenciar.	comercial
1032	urbanizac.interior	/
1033	subestac.eléctrica	/
1034	depuradora aguas	/
1035	camping	/
1036	campos golf	/
1037	jardinería	/
1038	silo, depósito sólido	i
1039	deposito líquido, gas	i
1041	edificios menores de carácter aux.	comercial
1051	autopista	/
1061	embalses, presas	/
1071	parque eólico	/
7771	solar (residencial)	/
7772	solar (comercial)	/
7773	solar (oficina)	/
7774	solar (garaje)	/
7775	solar (industria)	/
7777	parcela, solar	/

Fuente: Datos KPMG

Compilación de los dos ficheros

Se unen los dos ficheros en base al código del municipio, el código del polígono, el código de la parcela y de la subparcela.

Catastro de Bizkaia:

En el catastro de Bizkaia toda la información necesaria viene en los ficheros "csv" que se descarga por municipio, con todos los datos de las referencias catastrales.

Primero se eliminan los datos de los pisos que están bajo rasante.

En el siguiente paso, se asignan los usos de las referencias catastrales como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 25: Usos de las referencias catastrales en el catastro de Bizkaia.

Uso Catastro	Uso Para este estudio
v 1 viv plurifamiliares de carácter urb	vivienda plurifamiliar
i 2 varias plantas	industrial

Uso Catastro	Uso Para este estudio
v 2 viv unifamiliar de carácter ur	vivienda unifamiliar
o 1 en edificio exclusivo	comercial
o 2 en edificio no exclusivo	comercial
b 2 l sanitarios varios	comercial
t 1 l con residencia	comercial
i 1 una planta	industrial
d 1 3 cubiertos	comercial
t 2 2 sin residencia en edificio exc	comercial
p 2 l de carácter oficial	comercial
v 3 l viviendas de carácter rural	vivienda unifamiliar
d 1 l cubiertos	comercial
d 2 l descubiertos	comercial
r 1 l en edificio exclusivo	comercial
i 3 servicios de transporte privad	industrial
p 2 2 de carácter oficial	comercial
k 2 2 sin residencia	comercial
i 1 2 una planta	industrial
v 3 viviendas de carácter rural	vivienda unifamiliar
i 1 3 una planta	industrial
b 3 l beneficencia y/o asistencia	comercial
i 1 4 una planta	industrial
k 2 l sin residencia	comercial
t 2 l sin residencia en edificio exc	comercial
c 2 en edificio no exclusivo	comercial
c 1 2 en edificio exclusivo	comercial
7 3 l túneles de peaje	comercial
v 3 3 viviendas de carácter rural	vivienda unifamiliar
k 1 l con residencia	comercial
c 1 l en edificio exclusivo	comercial
k 2 sin residencia	comercial
d 2 descubiertos	comercial
d 1 cubiertos	comercial
2 l centrales térmicas	comercial
p 2 de carácter oficial	comercial
r 1 2 en edificio exclusivo	comercial

Uso Catastro	Uso Para este estudio
b 1 1 sanitarios con camas	comercial
b 1 2 sanitarios con camas	comercial
v 1 1 viv plurifamiliares de carácter urb	vivienda plurifamiliar
e 1 5 en edificio exclusivo	comercial
v 2 1 viv unifamiliar de carácter ur	vivienda unifamiliar
b 3 2 beneficencia y/o asistencia	comercial
d 1 2 cubiertos	comercial
p 1 1 histórico–artísticos	comercial
t 2 4 sin residencia en edificio exc	comercial
e 1 1 en edificio exclusivo	comercial
c 1 4 en edificio exclusivo	comercial
v 4 otras viviendas	vivienda plurifamiliar
5 1 rellenos, explanación, urbaniz	comercial
7 1 1 autopistas de peaje	/
r 2 1 varios	comercial
i 5 varios usos	industrial
p públicos – singulares	comercial
i 4 1 edificios singulares	industrial
k 1 con residencia	comercial
o 1 1 en edificio exclusivo	comercial
v 2 2 viv unifamiliar de carácter ur	vivienda unifamiliar
i 2 1 varias plantas	industrial
p 4 1 varios	comercial
k 1 2 con residencia	comercial
d 2 2 descubiertos	comercial
d 3 1 varios	comercial
t 2 3 sin residencia en edificio exc	comercial
i 4 edificios singulares	industrial
p 3 1 de carácter especial	comercial
i 5 1 varios usos	industrial
a 3 auxiliares/anexos/entreplantas	comercial
r religiosos	comercial
d deportes	comercial
a 1 industria/nave	industrial
v 3 2 viviendas de carácter rural	vivienda unifamiliar

Uso Catastro	Uso Para este estudio
i 1 1 una planta	industrial
i 3 2 servicios de transporte privad	industrial
i 3 3 servicios de transporte privad	industrial
c 1 3 en edificio exclusivo	comercial
p 1 2 histórico–artísticos	comercial
p 4 varios	comercial
p 1 histórico–artísticos	comercial
t 2 sin residencia en edificio exc	comercial
i 6 anexos	industrial
i 2 3 varias plantas	industrial
o 1 2 en edificio exclusivo	comercial
i 3 1 servicios de transporte privad	industrial
i 2 4 varias plantas	industrial
k culturales	comercial
t 1 2 con residencia	comercial
c 1 en edificio exclusivo	comercial
p 1 públicos – singulares	comercial
k 1 culturales	comercial
c 2 3 en edificio no exclusivo	comercial
k 3 varios	comercial
5 3 obra de atraque	comercial
v 1 2 viv plurifamiliares de carácter urb	vivienda plurifamiliar

Fuente: Datos KPMG

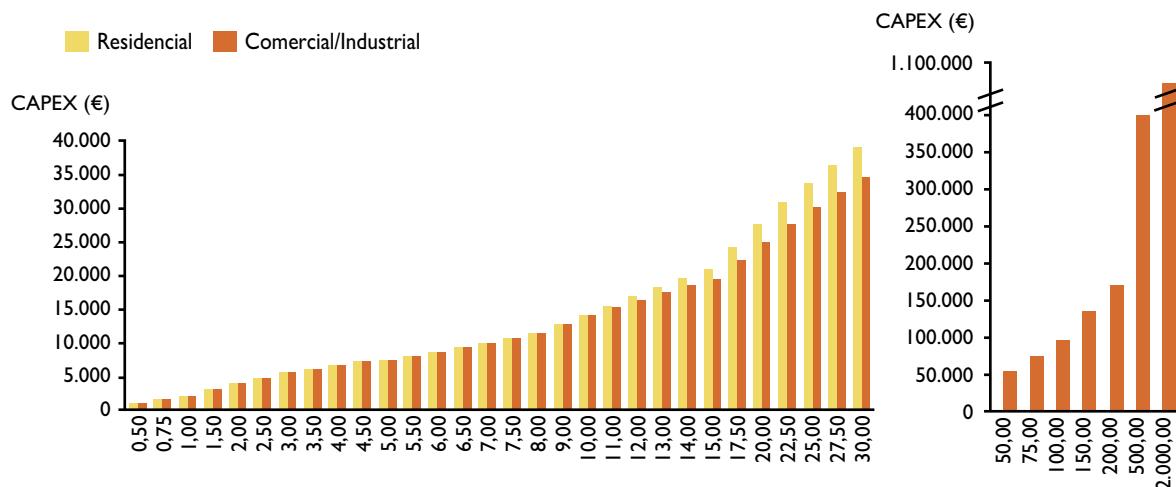
Se utiliza la información de la columna “*Sup_Planta*” como superficie de cubierta y la información de “*Sup_Local*” como superficie construida.

ANEXO 3: DETALLE SOBRE LOS PARÁMETROS ECONÓMICOS EXTERNOS USADOS EN EL CÁLCULO DE POTENCIAL ECONÓMICO Y REAL

Estos parámetros son principalmente los costes de inversión, los precios mayoristas de la electricidad, los peajes de acceso, impuestos y costes de representación y margen bruto de las comercializadoras. Todo el análisis se hace en términos de euros nominales, por lo que los parámetros económicos externos están en consonancia.

Los **costes de inversión** se definen como la inversión que un autoconsumidor debe realizar para la instalación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo. Estos costes de inversión incluyen el coste del panel fotovoltaico, y todo el *Balance of System* (la estructura de instalación, cableado, inversor, y demás electrónica de potencia, así como mano de obra del instalador) e impuestos (si aplican). Para la obtención de estos valores se han consultado referencias nacionales e internacionales tales como empresas del sector, UNEF, IEA, IRENA, así como un *benchmark* de datos de instaladores nacionales. Se han considerado las economías de escala, por lo que una mayor instalación conllevará un coste por kW instalado menor. La Figura 71 muestra los CAPEX considerados a 2020 según la potencia instalada.

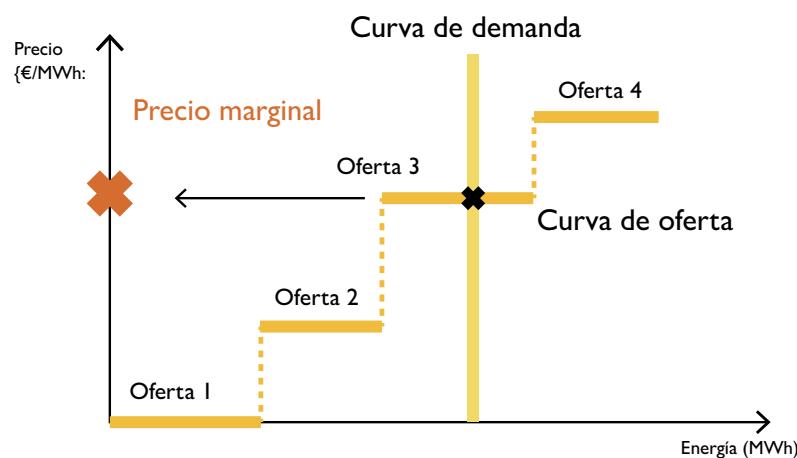
Figura 71 Datos de CAPEX de partida a 2020 en función de la potencia instalada.



Fuente: Elaboración propia

El siguiente parámetro a considerar es el precio mayorista de la electricidad. Para su cálculo a futuro, se ha utilizado el modelo *EPSILON* de KPMG. *EPSILON* replica el mecanismo de casación del mercado diario español de manera horaria, y encuentra el equilibrio entre las curvas de oferta y demanda de energía eléctrica. A partir de este equilibrio, se determinan los precios marginales, así como la estructura de generación por tecnología en cada hora.

Figura 72: Ilustración de la casación realizada por *EPSILON*.



Fuente: Datos KPMG

Las variables de entrada para *EPSILON*, tales como potencia instalada por tecnología, precios de las materias primas energéticas (gas natural, permisos de emisión, etc.) y demanda de electricidad corresponden con un escenario de Transición Energética en línea con el PNIEC Objetivo. No se consideran los efectos de corto plazo derivados de la Covid-19, por considerarse coyunturales en comparación con el enfoque de medio/largo plazo adoptado por el PNIEC y por este estudio.

Los precios mayoristas necesarios abarcan desde 2020 hasta 2050. Esto es porque, aunque el estudio de potencial llegue hasta 2030, los consumidores que evalúen su instalación en 2030 han de tener visibilidad en precio más allá (por ejemplo, hasta 2045 si se están estudiando periodos de retorno de 15 años). La curva de precios utilizada está compuesta por precios de los futuros correspondientes en OMIP para el periodo 2020 – 2023, los precios modelados por *EPSILON* para el periodo comprendido entre 2024 y 2030, y a más largo plazo un enfoque basado en el *Levelised Cost of Electricity* (LCOE) ponderado medio del mix estimado en 2050 (100% renovable y compuesto fundamentalmente de solar, eólica e hidráulica). Este enfoque refleja la incertidumbre que existe sobre el diseño del mercado eléctrico a futuro, pero que sea cual fuere, ha de remunerar los costes totales de las tecnologías existentes.

Sobre estos precios del mercado diario se añaden otras componentes, como el coste de los desvíos (asumido constante en 3 €'nom/MWh), y el coste de los pagos por capacidad (asumido variable en función de los períodos de potencia).

El tercero de los parámetros considerados es el importe de los **peajes de acceso**⁸⁴. Para ello, se ha tomado los valores para 2020 que la regulación ha publicado en la Orden TEC/I258/2019, por la que se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2020 y se prorrogan los peajes de acceso de energía eléctrica a partir del 1 de enero de 2020. Se ha asumido que estos valores, expresados en términos de euros nominales, permanecen inalterados durante el periodo 2020 – 2030, lo cual implica que se reducen en términos reales (al ritmo de la inflación). Se considera que una reducción superior (es decir, bajadas en términos reales superiores a la inflación) podría acarrear una reducción en la sostenibilidad económica del sistema, lo cual es contrario a la legislación vigente (LSE 2013). Tampoco se considera que sea necesario incrementarlos, pues los recursos que son necesarios para financiar la nueva inversión necesaria en redes (sobre todo de distribución) se obtienen de aquellos que se liberan por las reducciones de la retribución específica a renovables, cogeneración y residuos, y por las menores anualidades del déficit de tarifa.

Otro parámetro relevante es el **precio de compensación de excedentes**. Este se ha tomado, para los consumidores sujetos a PVPC, como el valor que publica Red Eléctrica de España (REE) como “precio de la energía excedentaria del autoconsumo para el mecanismo de compensación simplificada (PVPC)”. Para los consumidores en el mercado libre, el precio de compensación de los excedentes se ha tomado como el precio del mercado mayorista menos un 1%, que corresponde aproximadamente con el margen bruto de las comercializadoras. Se ha asumido que todos los consumidores con potencia menor de 100 kW se acogen a la compensación simplificada de excedentes. Para autoconsumidores con instalación mayores a 100 kW, que por tanto, no se pueden acoger a compensación simplificada, el precio de compensación de excedentes es el precio mayorista menos costes de representación (estimados en 0,6 €'nom/MWh), menos impuesto de generación del 7%.

Además de los anteriores, **otros parámetros económicos** que se han considerado son:

- ▶ Margen bruto de comercialización: necesario para estimar los precios minoristas de la electricidad, junto a los precios mayoristas, y los impuestos. Se obtienen de los informes de mercado minorista de la CNMC, incorporan el coste de representación, y suelen ser mayores para consumidores residenciales que para comerciales e industriales.
- ▶ Impuestos:
 - ▶ Eléctrico (5,11%), aplicable a todas las tarifas.
 - ▶ IVPEE (7%) lo pagan los autoconsumidores que no se acogen a la compensación simplificada de excedentes.
 - ▶ IVA: 21%.

⁸⁴ El presente análisis se basa en la estructura actual de peajes y cargos (anterior a la nueva estructura definida en 2020 e implementada en junio de 2021), aunque se ha realizado teniendo en cuenta las últimas novedades regulatorias.

ANEXO 4: INFORMACIÓN SOBRE LAS HERRAMIENTAS INFORMÁTICAS ALTERYX IMPLEMENTADAS

El análisis se lleva a cabo en Alteryx, que es una herramienta de análisis de datos que permite trabajar con grandes volúmenes de datos de una manera más rápida y eficiente.

Las principales características de Alteryx son:

Flujo de trabajo repetible: Alteryx permite automatizar tareas mediante flujos de trabajo analíticos repetibles.

Analítica implementable: posibilidad de implementar y gestionar nuestros propios modelos analíticos.

Flexibilidad y diversidad: Alteryx es una herramienta flexible que permite respaldar todas las fuentes de datos y herramientas de visualización.

Interfaz intuitivo: el interfaz de Alteryx es intuitivo para el modelado analítico sin código, permitiendo su uso fuera necesario, el modelado avanzado con código.

Otras características de Alteryx son la preparación de datos para su análisis, la inteligencia de ubicación o la visualización de datos dentro del flujo de trabajo.





Financiado por
la Unión Europea
NextGenerationEU



Plan de Recuperación,
Transformación y Resiliencia

MARCO ESTRATÉGICO DE ENERGÍA Y CLIMA