



FACULTAD DE CIENCIAS

GRADO EN CIENCIAS AMBIENTALES

TRABAJO DE FIN DE GRADO

Estimación de la producción energética solar fotovoltaica en las cubiertas del área metropolitana de Madrid.

Autor: Diego Landa Leoz
Tutor: Julio Álvarez Jiménez

2020



FACULTAD DE CIENCIAS

GRADO EN CIENCIAS AMBIENTALES
TRABAJO DE FIN DE GRADO

**Estimación de la producción energética solar fotovoltaica en las
cubiertas del área metropolitana de Madrid.**

Tribunal de calificación:

Presidente: Melina Barrio Martínez

Vocal 1º: Juan Javier García-Abad Alonso

Vocal 2º: Julio Álvarez Jiménez

Calificación: 9,5 (Sobresaliente)

Fecha: 21 de julio de 2020

2020

INFORME PARA LA DEFENSA PÚBLICA DEL TRABAJO DE FIN DE GRADO

D. Julio Álvarez Jiménez, profesor del Departamento de Ciencias de la Vida de la UAH, como tutor del Trabajo de Fin de Grado en Ciencias Ambientales de D. Diego Landa Leoz, titulado: Estimación de la producción energética solar fotovoltaica en las cubiertas del área metropolitana de Madrid.

INFORMA:

FAVORABLE

NO FAVORABLE

Alcalá de Henares 30 de junio de 2020

Firma del tutor



Fdo.: Julio Álvarez Jiménez

Agradecimientos.

Finalizando el grado en Ciencias Ambientales con este trabajo, quiero aprovechar para dar mi eterno agradecimiento en primer lugar a mi madre, que tanto y tan duro ha luchado y trabajado siempre por ser quien soy a día de hoy. Y a mi familia: mi abuela, mi tía, mi primo y Moni. Espero que el orgullo que podáis sentir sea parecido al que tengo yo por teneros.

Quiero también agradecer a mi tutor de TFG, Julio Álvarez, la dedicación, ayuda y esfuerzo que me ha ofrecido siempre. También al resto de docentes que han hecho de esta etapa una experiencia muy enriquecedora, tanto a nivel profesional como personal.

Y a todos mis compañeros y amigos, y en especial a David, Sonia, Javi, H y Víctor, que tanto me impulsaron en momentos en que veía todo imposible.

En el primer trabajo que entregué en la carrera escribí una frase que me marcó profundamente, por ser el mayor gesto de generosidad que se puede tener, y en este, mi último trabajo de grado, finalizaré con esa misma frase:

“Desarrollo sostenible es cumplir con las necesidades del presente sin comprometer las necesidades de las generaciones futuras.”

*Gro Harlem Brudtland.
(Informe Bruntland, 1987).*

Diego Landa Leoz.

RESUMEN

La dependencia a los combustibles fósiles provoca impactos medioambientales, sociales, geopolíticos y económicos que hacen replantearse su uso. Acuerdos como el de Kyoto y el de París han impulsado a los países a reducir sus emisiones y buscar alternativas energéticas más respetuosas.

España, en el cumplimiento de estos objetivos presentó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, en el que se aborda una profunda reforma del modelo energético y una implantación de las energías renovables, siendo la fotovoltaica la de mayor crecimiento.

El beneficio de la energía fotovoltaica se fundamenta en la capacidad de integración a nivel local, usando los propios núcleos de consumo como fuentes de generación eléctrica, sin necesidad, por tanto, de ocupar espacios naturales.

El objetivo es desarrollar una metodología de cálculo de la potencialidad de generación eléctrica de origen fotovoltaico en las cubiertas de los edificios en una gran ciudad a partir de fuentes públicas disponibles y calcular cuál sería la potencia instalable y la cobertura que ofrecería en el municipio de Madrid.

La metodología propuesta sirve para realizar cálculos genéricos y poder hacer una aproximación, que puede ser mejorada añadiendo otros criterios, y aplicable a cualquier territorio.

Para la potencialidad fotovoltaica en las cubiertas de Madrid se ha estimado una superficie de 38,8km² y una cobertura del 46,5% de la demanda eléctrica del año 2030, suponiendo una reducción del 48% de emisiones.

Este estudio confirma la viabilidad de este tipo de proyectos, suponiendo una mejora a nivel ambiental, social y económico, que, con el desarrollo tecnológico ofrecerá un mayor beneficio.

Palabras clave: energía, electricidad, transición energética, energías renovables, cubiertas solares, Madrid.

ABSTRACT

Fossil fuels' dependency carries environmental, social, geopolitical and economic issues, which leads to re-think the usage of these. Agreements, such as Kyoto's or Paris' have motivated the countries to reduce their emissions and to look for more respectful energy alternatives.

In order to achieve these goals, Spain presented the Integrated National Plan for Energy and Climate, where it makes a deep reform of the energetic system and there is an implantation of renewable energies. Photovoltaic increased the most.

The benefits of the photovoltaic are founded in the capacity of integration at a local level, using the centres of consumption as sources of electric generation, without the need of occupying natural spaces.

The objective is to develop a calculation methodology of the potentiality of electric generation from photovoltaic sources on building rooftops in a big city, by using public sources and calculating the installable potential and the available surface of Madrid's municipality.

The method gives general estimation and an approximation, which can be improved by adding other criteria, and applicable to any territory.

For photovoltaic potentiality on Madrid's rooftops, an available surface of 38.8km² and a 46.5% electricity demand cover for 2030 was estimated, resulting in a 48% reduction of emissions.

This study confirms the viability of this kind of projects, and improving at environmental, social and economic levels, besides a higher future benefit with technological development.

Keywords: energy, electricity, energy transition, renewable energies, solar covers, Madrid

ÍNDICE

EPÍGRAFE	PÁGINA
1. Introducción.....	1
1.1. Antecedentes.....	1
1.2. Evolución del modelo energético español	
1.3. desde el año 2000 al 2019.....	3
1.4. Previsión de futuro.....	5
1.5. Objetivos.....	
2. Materiales y métodos.....	9
2.1. Fuente de datos.....	9
2.2. Estimación de la producción eléctrica en cubiertas.....	10
3. Resultados.....	15
4. Discusión.....	18
5. Conclusiones.....	23
6. Bibliografía.....	25
7. Anexo I.....	31
8. Anexo II.....	36

1. INTRODUCCIÓN

1.1. Antecedentes

Desde el inicio de la Revolución Industrial, en la segunda mitad del siglo XVIII, se han utilizado los combustibles fósiles como materia prima para la obtención de energía, pero su empleo lleva tras de sí varios problemas medioambientales, sociales y económicos.

Se trata de materias primas finitas que se explotan y se consumen por encima de su capacidad de formación. Así pues, las reservas de carbón recuperables son de 1035 Gt (BP Statistical Review of World Energy, 2018), por tanto, se dispondría de suministro en los próximos 274 años a un ritmo de consumo de 3,73 Gt/año. Por otra parte, las reservas mundiales de gas natural son de 196 billones de m³ por lo que quedaría suministro para los siguientes 56 años a un ritmo de consumo de 3,5 billones de m³/año (CIA World Factbook, 2017a). Finalmente, los yacimientos petrolíferos se valoran en 1,7 billones de bbl (CIA World Factbook, 2017b) y que con un consumo de 96 millones de bbl por día se dispondría de petróleo en los próximos 47 años.

Los combustibles fósiles forman un pilar fundamental en cualquier economía del mundo lo que los convierte en productos cotizados y de primera necesidad. La gran concentración de las reservas mundiales (Figura 1) y las propiedades inherentes a estas materias primas provocan una especulación en los precios por parte de los países productores, que dan como resultado una inestabilidad en las economías nacionales y despierta un gran interés geopolítico por parte de los países compradores, cuya dependencia del exterior conlleva a un endeudamiento y a un empobrecimiento general de su economía.

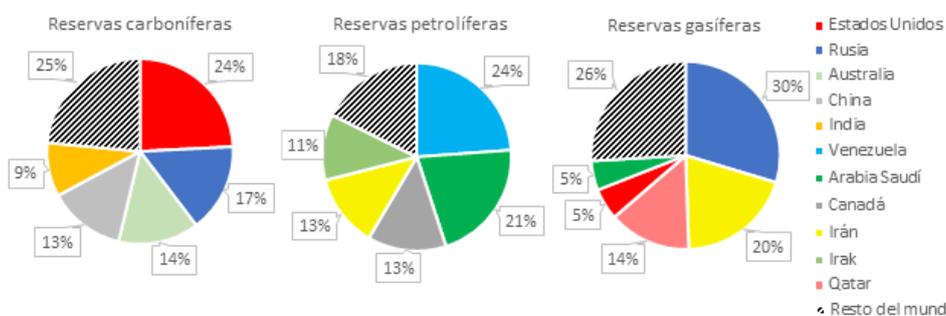


Figura 1. Mayores reservas de combustibles fósiles. Fuente: CIA World Factbook, OPEC Annual Statistical y BP Statistical Review of World. Elaboración propia. Información ampliada en Anexo I: Tablas 1, 2 y 3.

La tecnología empleada para la combustión de carbón, petróleo y gas para la obtención de energía eléctrica apenas ha variado salvo por un aumento de la eficiencia, del rendimiento y la progresiva automatización. Una central térmica convencional tiene una eficiencia del 36% y una de ciclo combinado del 58% (Naturgy, 2020), lo que quiere decir que el resto de la energía se disipa en forma de calor, suponiendo unas pérdidas de más del 60% y del 40%, respectivamente, por tanto, se deberá consumir materia prima en exceso para satisfacer la demanda eléctrica. Además, el aislamiento geográfico de estas centrales hace que se produzcan pérdidas de transporte (emisiones fugitivas) y de suministro (efecto Joule).

Las emisiones fugitivas de gas natural llegan hasta al 9% de las emisiones totales de gas natural. El principal compuesto de este gas es el metano, el cual tras quemarse libera CO₂. Sin embargo, si no se combustiona es un gas 86 veces más perjudicial que el CO₂ en una escala de 20 años. (Union of Concerned Scientists, 2018). Así pues, el aumento de las temperaturas debido a la alteración del efecto invernadero (la concentración de CO₂ ha aumentado un 146% con respecto a la era preindustrial) (AEMET, 2018) y consecuentemente el aumento del nivel del mar; la lluvia ácida, la acidificación de los océanos, la contaminación de los suelos y las aguas y los vertidos por derrames de accidentes, son los principales impactos medioambientales.

España, emitió en el año 2018, 332,8 millones de tCO₂ eq. (MITECO, 2019), de las que 64,2 millones de tCO₂ eq. fueron emitidas por la generación eléctrica. En el precio de los productos siempre se tiene en cuenta el coste de extracción, transformación, transporte, puesta en venta y beneficios, pero no se incluyen los costes económicos y sociosanitarios del impacto que producen, es decir, las externalidades negativas. Ese mismo año, el coste de la contaminación producida por los combustibles fósiles en España fue de entre 14.176 a 31.897 millones de euros y provocó la muerte prematura de entre 17.000 a 37.000 personas; 400.000 personas en la Unión Europea; y 4,5 millones en todo el mundo, de las cuales 40.000 eran niños menores de 5 años. (Greenpeace & Centre for Research on Energy and Clean, 2020).

España como país firmante, junto al resto de países de la Unión Europea, del Protocolo de Kyoto y del Acuerdo de París tiene el obligado cumplimiento de alcanzar unos objetivos de emisiones. La finalidad de estos objetivos es la de mantener el aumento de las temperaturas por debajo de los 2°C con respecto a las temperaturas preindustriales. La estrategia europea se recoge en el Paquete de Energía y Clima 2020, Marco 2030 y la Hoja de Ruta 2050 y que tienen como objetivos la reducción de un 20% de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020, de un 40% para el 2030 y de un 80% para 2050, con respecto al año base, 1990, en el que España emitió 289,3 millones de tCO₂ eq. En el cumplimiento de estos objetivos España presentó el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) en el que se recoge una profunda transformación del sector energético, apostando por la total descarbonización y las energías renovables.

1.2. Evolución del modelo energético español desde el año 2000 al 2019.

El cambio de milenio supuso el comienzo de una era tecnológica y un cambio de paradigma en el modelo energético; se podría decir que está siendo un periodo de transición entre un modelo obsoleto y un modelo futuro.

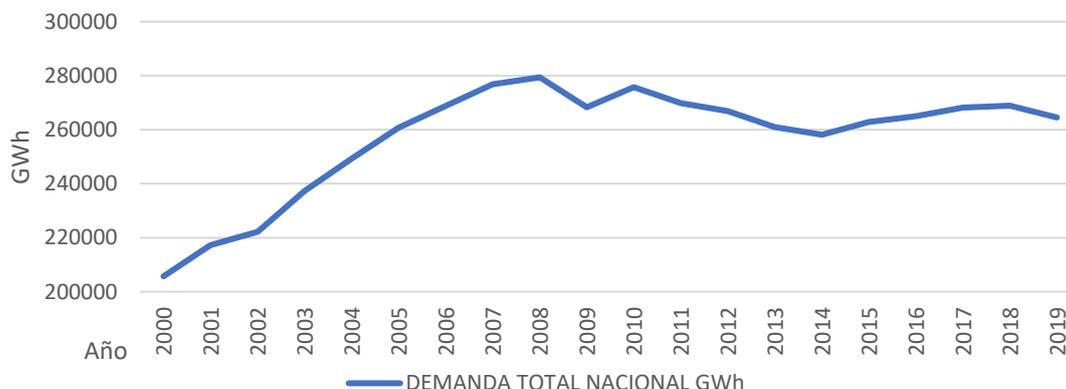


Figura 2. Demanda total nacional de electricidad. Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

Entre los años 2000 y 2008 la demanda eléctrica creció un 36% hasta llegar al pico máximo de consumo de toda la serie (279.392 GWh). Con la llegada de la crisis financiera del año 2008 se rompe esa tendencia creciente de la demanda eléctrica y se produce un paulatino descenso hasta llegar a un mínimo en el año 2014 (258.117 GWh) y que supone un descenso del 7,5% con respecto al 2008. (figura 2) (Información ampliada en Anexo I: Tabla 4).

La generación eléctrica en España a comienzos de siglo estaba fuertemente ligada a los combustibles fósiles y ha ido evolucionando a lo largo de estas dos décadas.

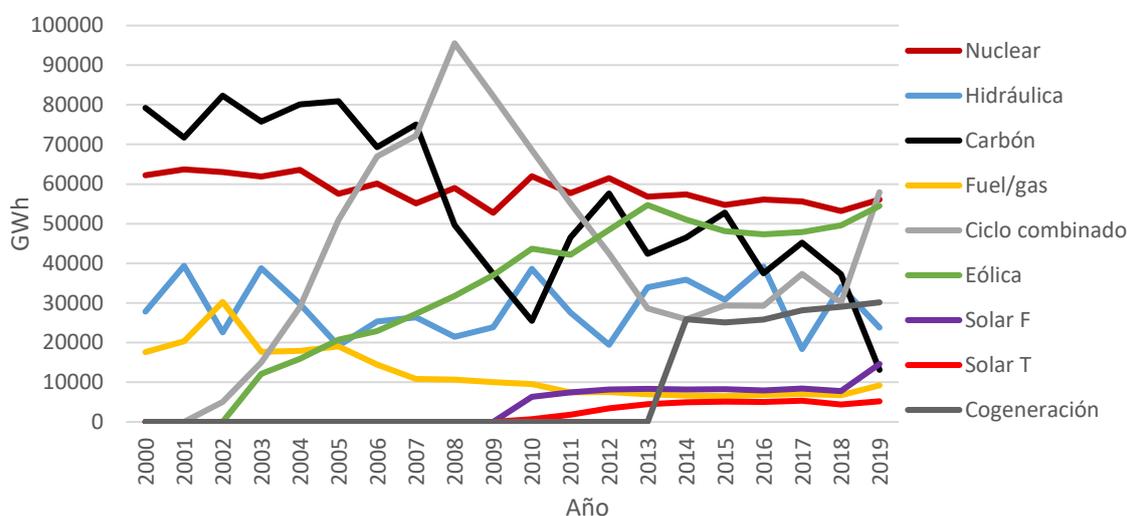


Figura 3. Evolución de los sistemas de generación eléctrica. Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

En la figura 3 se aprecia una clara diversificación en los sistemas de generación, reduciéndose considerablemente el uso de carbón (-83,5% con respecto al año 2000) y de fuel-gas (-47,8% con respecto al año 2000). El sistema nuclear e hidráulico se han mantenido estables, aunque con una ligera tendencia a la baja en el caso del primero y con oscilaciones en el segundo sistema debido a su dependencia a la pluviosidad anual.

Sin duda, el comienzo de siglo supuso el inicio del despegue de las energías alternativas¹ y renovables. El sistema de ciclo combinado es la energía alternativa que más ha crecido en este periodo, llegando a un pico máximo y cubriendo más de un tercio de la demanda eléctrica en el año 2008. Como se refleja en el gráfico (Figura 3) es el sistema sustitutorio del carbón pues se invierten las tendencias entre ellas durante toda la serie.

Por último, las energías renovables hacen su aparición desde el comienzo de la serie, aunque en el caso de los sistemas solares no salen reflejados debido a su escasa implantación y baja productividad en el conjunto de sistemas hasta

¹Los términos para referirse a las nuevas energías son muy ambiguos, así pues, el término *alternativa* hace referencia a un tipo de energía sustitutoria de la energía convencional, que lógicamente, con el paso de los años también se vuelve convencional. Pasa exactamente lo mismo con el término *limpia* o *verde*. En este trabajo se hará referencia a ellas en cualquiera de sus formas sin entrar en cuestiones etimológicas.

el año 2009. Desde entonces creció su instalación y generación, aunque de forma muy paulatina hasta llegar al 2019, donde la potencia del sistema solar fotovoltaico ha aumentado un 88,3% (*Información ampliada en Anexo I. Figura 1, figura 2, tabla 5 y tabla 6*). Además, aunque no estén presentes por su, todavía, escasa relevancia, durante el 2019 se han incorporado dos nuevos sistemas: el hidroeléctrico (“Gorona del Viento”, El Hierro) y el eólico offshore (“Elisa-Elican”, Gran Canaria).

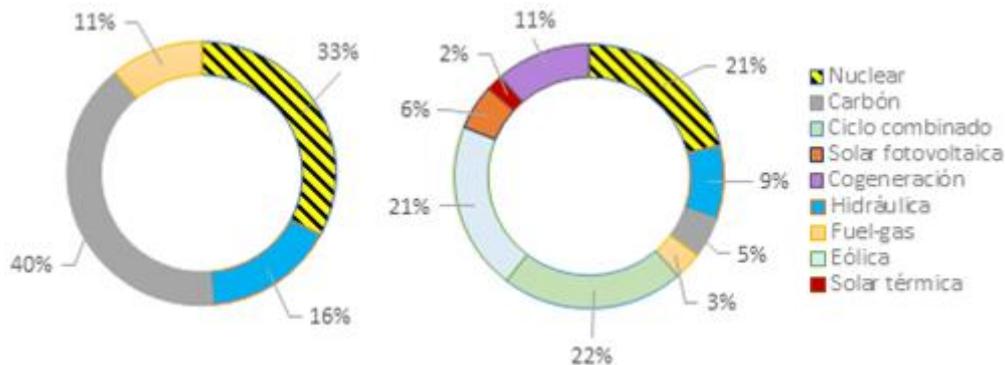


Figura 4. Cuota de mercado por sistemas en los años 2000 y 2019. Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

Con respecto a la cuota de mercado que ocupa cada sistema y realizando una comparación entre el primer y último año de la serie se pueden observar diferencias muy claras. En el año 2000 existían cuatro sistemas, solo uno de ellos renovable, el hidráulico, y la dependencia de los combustibles fósiles era muy elevada, ocupando un 40% de la generación eléctrica el carbón. En cambio, en el año 2019, como se ha expuesto anteriormente, se ha diversificado el sistema, se ha tendido a una descarbonización y las energías renovables han sido las productoras del 38% de la demanda eléctrica (Figura 4).

1.3. Previsión de futuro

Según se recoge en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021 – 2030) los escenarios objetivo de emisiones son de 27.2 millones de tCO₂ eq. para 2025 y de 19,65 millones de tCO₂ eq. para 2030 en la generación de energía eléctrica. Esto supone, con respecto al año 2019, una reducción del 45,6% y del 60,7% respectivamente.

Además, los objetivos para 2030 prevén que la demanda eléctrica esté cubierta en un 74% por energías renovables (Figura 5) y en un 100% para el año 2050.

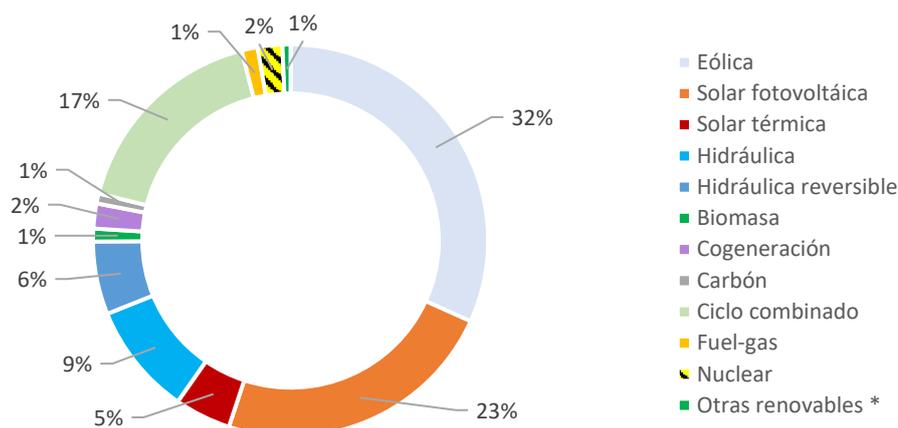


Figura 5. Escenario objetivo de la cuota de mercado por sistemas para el año 2030. Fuente: PNIEC. Elaboración propia.

*Otras renovables: biogás, geotérmica, energías del mar, biomasa, cogeneración renovable y RSU.

Las previsiones, para conseguir estos objetivos, son un crecimiento significativo de las energías renovables en los próximos 10 años y el ocaso de las energías dependientes de combustibles fósiles y de la energía nuclear (Anexo I. Figura 3). Cabe resaltar que el actual plan de descarbonización obligará a cerrar las centrales térmicas de carbón entre los años 2018 y 2020 (el 31 de junio de 2020 nueve de las catorce centrales térmicas de carbón han cesado su producción), a excepción de alguna central con carácter estratégico, y que el cierre de todas las centrales nucleares en España se realizará de manera progresiva en los próximos 15 años: Almaraz I (2027), Almaraz II (2028), Ascó I (2029), Ascó II (2030), Cofrentes (2033), Valdellós II (2034) y Trillo (2035) (Monforte, 2019)

Sistema	2020	2030	Tasa de crecimiento
Biomasa	877	1077	+22,8%
Hidráulica reversible	6024	9524	+58,1%
Hidráulica	14109	14609	+3,5%
Solar térmica	2303	7303	+217,1%
Solar fotovoltaica	8409	36882	+338,6%
Eólica	27968	50258	+79,7%

Tabla 1. MW instalados y tasa de crecimiento de los principales sistemas de energías renovables entre los años 2020 y 2030. Fuente: PNIEC. Elaboración propia.

El incremento de potencia instalada previsto en el PNIEC es notable especialmente en la energía eólica y solar (Tabla 1). Se debe tener en cuenta,

además, que con la entrada en vigor del RD 15/2018, que derogó el impuesto al sol, y el posterior RD 244/2019, se introduce la figura del autoconsumo de energías renovables, por lo que el incremento de la generación eléctrica de estos sistemas puede ser superior a las previsiones iniciales.

1.4. Objetivo del trabajo.

La transformación del modelo de generación eléctrica de España ha hecho que el Estado realice grandes subastas de energías renovables en los últimos años y a las que seguirán otras muchas en el futuro. Actualmente, se encuentran en desarrollo o en ejecución numerosos proyectos de plantas fotovoltaicas. Algunos de estos proyectos llegan hasta los 600 MW y una ocupación de terreno de 1400 hectáreas (MINCOTUR, 2019).

La tasa de crecimiento de la energía solar fotovoltaica prevista en el año 2030 es del 338,6% con respecto a 2020, pasando de 8.409 MW a 36.882 MW instalados (Tabla 1). Para generar esta potencia se ha calculado que será necesario ocupar una superficie de 60.000 hectáreas, es decir, la superficie total de la ciudad de Madrid (ER, 2019).

En el año 2018 la Comunidad de Madrid consumió el 10,6% de toda la energía nacional, sin embargo, solo produjo el 4,4% de su demanda, por tanto, el 95,6% provenía de otras comunidades (REE, 2018).

El objetivo de este trabajo es la estimación de la potencialidad de producción eléctrica de origen fotovoltaico en las cubiertas de los edificios del término municipal de Madrid a partir de fuentes de información públicamente disponibles, así como su comparación con el consumo eléctrico y energético de la ciudad, incluida la proyección de usos y consumos que se prevé ante el cambio de modelo energético que se está promoviendo desde las instituciones (PNIEC 2021-2023). Se trata de estimar de manera aproximada qué porcentaje de ese consumo podría ser producido en la propia ciudad, usada como modelo de gran urbe moderna. Si una parte importante del consumo energético de una gran ciudad puede ser producida *in situ*, la necesidad de implantación de infraestructuras de producción energética en lugares no humanizados y remotos a los principales centros de consumo, es decir, las propias grandes ciudades, se reduce y por tanto es posible minimizar el impacto de la implantación de energías

renovables en zonas más naturales, una implantación que, por sus características, es intensivo y extensivo en el uso de territorio dada la baja densidad de estas fuentes.

Se encuentran en la literatura varios ensayos encaminados en el mismo sentido que este objetivo (Quirós et al. 2018; Cheng et al. 2018; Caamaño et al. 2019), todos recientes y con una metodología que se puede considerar todavía en desarrollo. La dificultad en todos estos intentos es en primer lugar la accesibilidad a fuentes topográficas (Modelos Digitales de Elevación o Modelos Digitales del Terreno, MDT en adelante) de precisión y resolución suficientes, que se utilizan para modelizar la energía solar incidente en una superficie. Se suelen utilizar datos obtenidos mediante tecnologías LiDAR (Light Detection and Ranging o Laser Imaging Detection and Ranging), es decir, datos de elevación tomados con tecnología láser montada en vuelos fotogramétricos. Se estima que un buen MDT apto para ser usado en la evaluación de parámetros ambientales urbanos ha de basarse en datos LiDAR de al menos una densidad de 0,6 puntos de medida por metro cuadrado (Jia et al. 2013) a partir de los cuáles se pueden obtener MDTs de resoluciones cercanas al metro o incluso centimétricas. Se han utilizado con éxito MDTs de paso de malla de 1 m de resolución en ejemplos españoles (Quirós et al. 2018, que utilizan un vuelo fotogramétrico realizado expreso para el trabajo con densidad de 1,5 puntos/m²).

En este caso se va a intentar realizar la estimación con fuentes públicas disponibles con el propósito de desarrollar una metodología que se pueda extrapolar fácilmente a distintas ciudades españolas o incluso al conjunto del territorio nacional sin necesidad de obtener datos específicos adicionales. El objetivo pretendido tiene en cuenta que la estimación va a ser menos precisa que si se realizara una toma de datos LiDAR especialmente diseñada para el estudio a cambio de poder ser aplicable de forma sencilla a otras zonas o a amplios territorios. Puede considerarse que la aplicación del método propuesto es una estimación previa con propósitos genéricos, como la estimación aproximada de la potencialidad de producción de una región o un país entero, que puede ser después matizada y mejorada localmente mediante toma de datos más precisos.

2. MATERIALES Y MÉTODOS

2.1. Fuentes de los datos

Los datos de radiación solar incidente y de productividad fotovoltaica específica se han tomado del Global Solar Atlas (GSA, 2020) que proporciona esa información para cualquier punto del globo. Se ha utilizado el centro de la ciudad de Madrid (Parque del Retiro) como punto de referencia (GSA-Madrid, 2020) o como dato representativo medio del término municipal, teniendo en cuenta que las variaciones son de pocos vatios sobre la superficie de estudio, con un rango latitudinal pequeño. El Atlas proporciona distintos parámetros, como los de radiación solar incidente, directa o difusa, en una superficie horizontal o a la inclinación óptima de un panel en la latitud correspondiente. Un dato que facilita mucho el trabajo es el de Producción Fotovoltaica Específica (PVOUT) que representa la producción eléctrica (kWh) potencial en la localidad de referencia por cada unidad de potencia (1 kW) instalada. Esa producción eléctrica se ofrece tanto para inclinación (35° en Madrid) y orientación/azimut (180° , o Sur) óptimas en la localidad de referencia, como para cualquier otra combinación de los dos parámetros (utilizando las opciones disponibles para distintos tipos de sistemas en la web del Atlas: doméstico, comercial, etc.)

Las cifras de PVOUT del Atlas son de producción real en condiciones estándar, y ya tienen en cuenta todas las pérdidas habituales en este tipo de instalaciones, como las derivadas por suciedad y polvo (3% según IDAE, 2011), las pérdidas por dispersión (2%), en el cableado (2%), en el inversor (4,1% tomando como referencia la eficiencia del inversor Freesun FS0020), las pérdidas por temperatura (8%) y por reflectancia angular espectral (3%) (IDAE, 2011); que pueden suponer en conjunto unas pérdidas totales de más del 20%.

Los modelos digitales de elevación se han obtenido del Instituto Geográfico Nacional a través de su portal de descargas del Centro Nacional de Información Geográfica (CNIG, 2020). Los MDT de máxima resolución disponibles en el CNIG son de 2 m (MDT02), basados en vuelos LiDAR del 2015 en adelante.

El contorno de los edificios en el plano procede de la Base Topográfica Nacional a escala 1:25000 (BTN25) disponible en el CNIG. Adicionalmente, se

ha utilizado fotografía aérea de distintas fuentes públicas (Google, Bing), incluida la proporcionada por el CNIG (ortofotos PNOA de máxima actualidad, Plan Nacional de Ortofotografía Aérea).

Todos los datos geográficos han sido tratados mediante un Sistema de Información Geográfica o SIG (QGIS, 2020).

Los datos prácticos sobre el tamaño de los paneles solares convencionales, necesidades de espacio para una instalación típica en una cubierta, etc., están disponibles en distintas fuentes, especialmente las páginas web de los fabricantes, con ligeras variaciones. En este trabajo se han usado los datos que proporciona la web "Energía Solar Fotovoltaica" (ESF, 2020), que recoge información práctica suficiente para el estudio.

Los datos de la demanda eléctrica del municipio de Madrid y de la Comunidad de Madrid se obtienen del Banco de Datos del Ayuntamiento de Madrid (Ayuntamiento de Madrid, 2020) y de los informes anuales del Sistema Eléctrico Español emitidos por Red Eléctrica de España (REE, 2001-2019), respectivamente.

La progresiva electrificación del parque móvil recogido en el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (LCCTE) es un factor a tener en cuenta en la demanda eléctrica de los próximos años. Los datos sobre previsión de la evolución del parque móvil se tomarán de la propia LCCTE y del PNIEC, mientras que los datos del número de vehículos y consumos de los coches eléctricos serán recogidos de REE y de la Dirección General de Tráfico (DGT).

2.2. Estimación de la producción eléctrica en cubiertas

Para la estimación se ha diseñado un procedimiento en fases que parte de una potencialidad máxima teórica basada en la superficie de cubiertas total a la que se le va restando después capacidad a medida que se van introduciendo supuestos adicionales. En este trabajo solo se van a aplicar algunos supuestos sencillos, siendo posible añadir otros, que reducirán adicionalmente la productividad potencial teórica, dependiendo de la disponibilidad de otros datos o de su calidad (resolución, etc.)

En primer lugar, calculamos la superficie total de cubiertas en los edificios

del término municipal de Madrid a partir de las capas sobre edificaciones de las hojas de la Base Topográfica Nacional (BTN25), disponibles en archivos vectoriales (formato *.shp*) aptos para su uso en un SIG. En el cálculo se incluyen todo tipo de edificios, que se facilitan en los archivos de la BTN25 por separado según tipos (edificios civiles en general, edificios agrícolas, industriales, religiosos, monumentos, etc.), excluyendo únicamente la capa de monumentos, que en todo caso suponen un área total proporcionalmente escasa en el conjunto de la ciudad. En total son 13 hojas independientes (con las distintas capas de edificios en cada una) que han tenido que ser unidas en una sola capa y depuradas (errores topológicos) para poder obtener un mapa único de edificaciones que pueda ser correctamente usado (superposición con capas de los MDT, por ejemplo). Para la corrección de errores topológicos se han usado las herramientas de QGIS/GRASS (algoritmos *v.clean*, *fix geometries*, etc.), además de algunas correcciones que hubo que hacer manualmente revisando las capas en detalle. La superficie total de cubiertas se calcula obteniendo el área ocupada por cada edificación en el mapa final obtenido y sumando todas ellas, todo ello en el SIG.

La superficie instalable de paneles fotovoltaicos se ha estimado para los supuestos de cubierta plana y cubierta inclinada. En el caso de cubiertas inclinadas, se asume que la gran mayoría de los tejados permiten la instalación de paneles a la inclinación óptima (35°) para la latitud de Madrid ya que las cubiertas arquitectónicas suelen tener al menos 20° de inclinación para facilitar la evacuación de la lluvia (ESF 2020). En cuanto a la orientación geográfica de los paneles, en este cálculo potencial se asume que en las cubiertas planas es posible la orientación óptima (azimut 180° , orientación S), aunque es posible añadir supuestos posteriores que reduzcan la potencialidad en función de la orientación del edificio al descontarse rincones y esquinas si se quiere orientar los paneles al sur (o bien considerar otras orientaciones de instalación si se quiere maximizar la superficie cubierta por paneles). En cuanto a la orientación de las cubiertas inclinadas, se ha optado por un enfoque aproximado por las razones que se exponen a continuación, relacionadas con la precisión de los modelos de elevaciones.

A partir de los datos de los Modelos Digitales de Elevación o del Terreno (MDT) disponibles en el CNIG, de dos metros de resolución del mallado (MDT02), se han calculado en el SIG dos capas, una con las orientaciones (azimuts) y otra con las pendientes (en grados) de cada píxel o punto del terreno. Los algoritmos que realizan estos cálculos tienen en cuenta las diferencias de elevación entre píxeles o celdas adyacentes de los MDT. El resultado ha sido pobre dada la limitada resolución del MDT disponible. En particular, la mayoría de los tejados han resultado representados con menos inclinación que la que se puede apreciar visualmente cuando se observa en detalle el resultado y se compara con fotografías aéreas de alta resolución. La mayoría aparecen en este mapa (Figura 6) de pendientes prácticamente planos, cosa que no se corresponde con la realidad. Este resultado hace imposible usar la estimación de inclinaciones con los datos resultantes para los cálculos.



Figura 6. Edificios de la Base Topográfica Nacional (BTN25, amarillo) superpuestos al mapa-LiDAR computado por el Instituto Geográfico Nacional a partir del Modelo Digital de Elevación del Terreno, que representa las inclinaciones y orientaciones de las cubiertas.

En cuanto al mapa de orientaciones, con sus errores y artefactos por el mismo motivo (baja resolución), especialmente en los tejados más pequeños, se observa que sí representa aproximadamente la orientación de las cubiertas tras inspeccionarlo visualmente en comparación con la fotografía aérea.

Estas dificultades metodológicas derivadas de la no disponibilidad de un vuelo fotogramétrico de mayor resolución se han de solventar con algún método, a expensas de pérdida en la precisión, buscando en todo caso que la metodología sea extrapolable a otros lugares donde estos datos de acceso público son igualmente los únicos fácilmente accesibles.

El método que se ha desarrollado consiste en lo siguiente. Se dispone un número de puntos al azar sobre la superficie de cubiertas del mapa de edificaciones (algoritmo *Random Points Inside Polygons* de QGIS) que van a servir como puntos de muestreo para las inclinaciones y las orientaciones de las cubiertas (figura 7). Las orientaciones se calculan en cada uno de esos puntos superponiéndolas con el mapa correspondiente, que tiene calidad suficiente como se ha dicho, mientras que las inclinaciones, no obtenibles numéricamente con los datos disponibles, se reducen a dos clases, cubierta plana o cubierta inclinada, que se estima visualmente, revisando los puntos uno por uno, con la fotografía aérea como fondo. El método es abarcable en términos de coste de tiempo en esta segunda parte (unos 20 puntos por minuto) para una estimación aproximada. Además, se observa que a partir de unos 300-400 puntos las estimaciones, en el caso concreto del área de estudio, no varían en gran medida. Para este trabajo se han utilizado 500 puntos de muestreo repartidos al azar por la superficie de cubiertas de todo el término municipal de Madrid (Figura 7).



Figura 7. Puntos al azar para el muestreo de inclinaciones y orientaciones.

Para el cálculo de la productividad solar en cubiertas inclinadas, se han considerado útiles las orientadas entre 120° y 240° de azimut, es decir, una separación de 60° al Este y al Oeste respecto al óptimo (Sur, 180°) (ESF 2020). En orientaciones menos favorables se considera que hay también productividad solar, pero a coste económico (instalación) más desfavorable, por lo que se rechazan. Podrían ser incluidas en una metodología más exhaustiva si se busca un cálculo preciso de la potencialidad fotovoltaica, especialmente si se tienen en cuenta otros factores o supuestos no considerados en este estudio aproximativo.

Según los datos del Global Solar Atlas para Madrid (GSA-Madrid, 2020), la Producción Fotovoltaica Específica (PVOUT) media para ese rango de orientaciones ($120\text{-}240^\circ$) es de unos 1500 kWh por kW de potencia instalado y año (Figura 8). Se utilizará esta cifra media en el método simplificado que estamos diseñando en lugar de particularizar la cifra real para cada orientación concreta, cosa que se podría hacer bajo supuestos de mayor precisión que la pretendida.

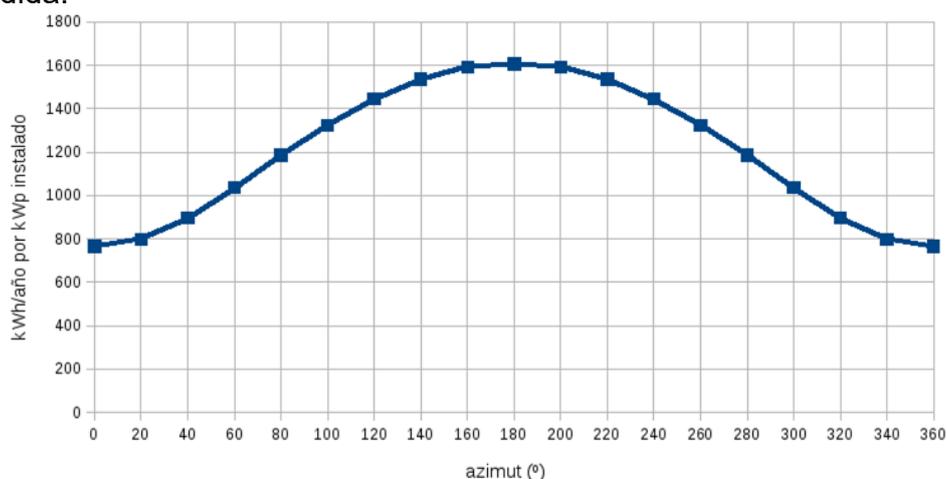


Figura 8. Producción Fotovoltaica Específica (PVout) para Madrid (inclinación óptima de paneles, 35°). Fuente: SGA-Madrid, 2020. Elaboración propia.

Los factores o supuestos que no se están teniendo en cuenta en este método serían, entre otros, el sombreado entre edificios o por la vegetación, la ocupación de cubiertas planas para servicios del edificio, los márgenes de separación respecto al borde del edificio en la instalación de paneles o supuestos más restrictivos sobre la inclinación de los paneles. Analizando visualmente las fotografías aéreas, el sombreado no parece un factor importante en la estructura urbana de Madrid, dominada por edificios altos de varias plantas, que en todo caso afectará a edificios de menor tamaño, como pueden ser algunos barrios

residenciales de las afueras, que suponen un porcentaje menor en el conjunto de edificios. La ocupación de las cubiertas para servicios distintos de la producción fotovoltaica es un factor difícil de estimar, se podría intentar una aproximación mediante muestreo visual por puntos, semejante al que hemos hecho para las inclinaciones. En cuanto a la separación de los bordes de los tejados con los paneles, es un factor de corrección menor que se puede estimar por distintos métodos, el más preciso de los cuáles podría ser crear un búffer en la capa de edificios interno a los contornos de cada cubierta y calcular la superficie resultante; no se ha realizado porque sería un proceso bastante lento (costoso en términos computacionales) dada la complejidad de la trama urbana, pero es conceptualmente sencillo hacerlo. En cuanto a la inclinación de los paneles, ya se ha explicado que se asumen instalaciones a inclinación óptima (35°), pero es evidente que en situaciones prácticas no siempre se realizarían así las instalaciones, ajustándose más a la pendiente real de cada tejado (la instalación óptima sería posible con un bastidor adecuado siempre y cuando la inclinación del tejado no supere los 35°). En todo caso, cada uno de estos supuestos, u otros que se puedan considerar, suponen un factor de reducción al cálculo potencial o máximo que aquí se aborda, que se puede parametrizar en cada caso mediante metodologías adicionales a las propuestas.

Para el cálculo de la superficie de paneles instalables en las cubiertas de los edificios del municipio de Madrid se han utilizado los valores promedios recomendados por los fabricantes (ESF, 2020) de 10 m^2 por kW de potencia instalado en cubiertas planas, teniendo en cuenta pasillos y sombreado entre paneles, y 5.4 m^2 en proyección vertical (cartográfica) por kW instalado para cubiertas inclinadas, suponiendo paneles estándar de 250 w (que miden individualmente unos $165 \times 100 \text{ cm}$).

3. RESULTADOS

El término municipal de Madrid tiene una superficie total de 605.6 km^2 , comprendiendo zonas de estructura netamente urbana y otras rurales o de edificación dispersa (*Figura 9*). Apenas hay solución de continuidad en la trama urbana entre las regiones más densas del municipio y algunos núcleos adyacentes (Pozuelo, Leganés, Getafe, Coslada, San Fernando, etc.), pudiéndose considerar el conjunto partes de una misma conurbanización, que

podría ser analizada en su totalidad con la metodología aquí expuesta.

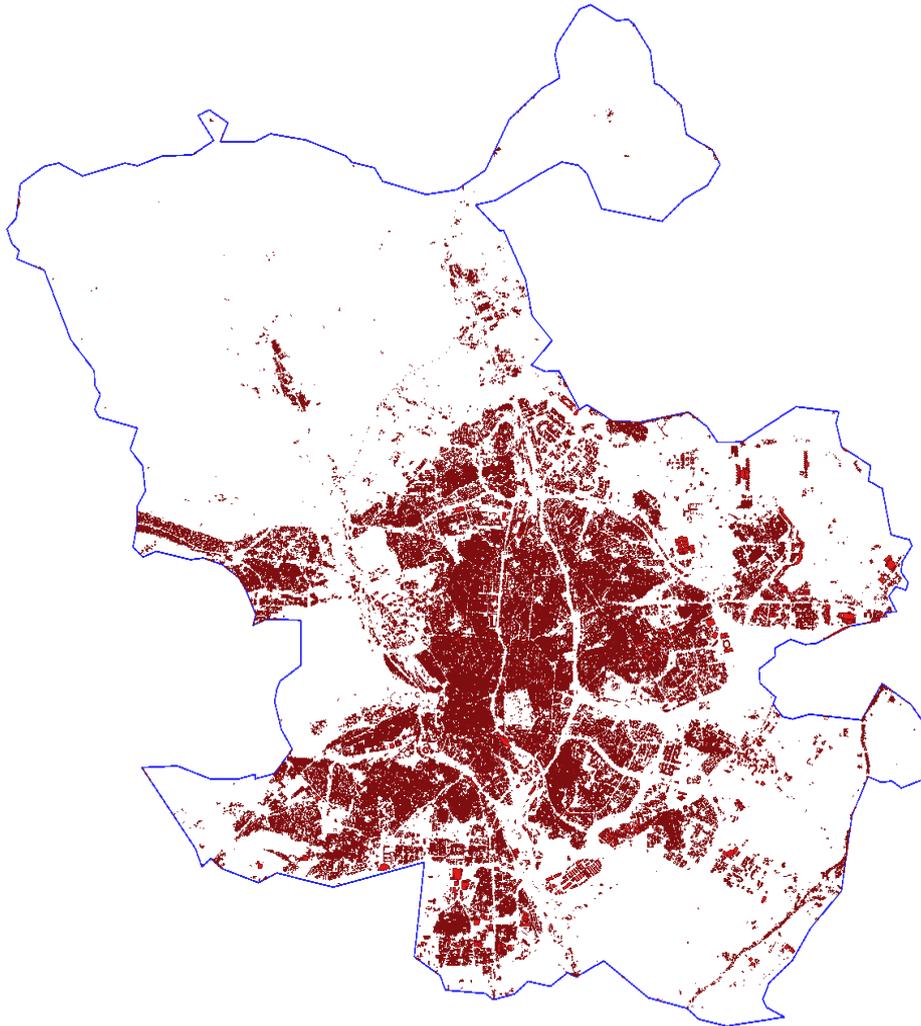


Figura 9. Límites del término municipal de Madrid y mapa de sus edificaciones.

El conjunto de edificios supone una superficie total de 53,07 km² (53.069.464 m²), es decir, las edificaciones ocupan casi un 9% de la superficie del término, siendo el resto calles y plazas, superficies de servicio no edificadas, parques o suelo no urbano.

El muestreo de inclinaciones y orientaciones ha arrojado que un 62% de la superficie edificada corresponde a cubiertas planas mientras que el porcentaje de cubiertas con orientación considerada válida (120-240° de azimut) es del 29% de las inclinadas. En términos de superficie, esto arroja un resultado de un total de unos 33 km² de cubierta plana (32.903.068 m²) y unos 5,8 km² de cubierta inclinada utilizable (5.848.255 m²).

La potencia total instalable en esas superficies es de unos 3,3 GW (3.290.307 kW) en cubiertas planas y unos 1,1 GW (1.083.010 kW) en cubiertas

inclinadas. Lo que da un total de unos 4,4 GW (4.373.317 kW) de potencia instalable como máximo.

Suponiendo una Producción Fotovoltaica Específica (PVout) de 1500 kWh por kW instalado y año, la producción potencial máxima para las cubiertas de los edificios del municipio de Madrid sería de unos 6.560 GWh/año (6.559.975.500 kWh/año). Como se ha explicado, esta cifra es una potencialidad máxima, a la que habría que restar porcentajes según supuestos adicionales, no considerados en este cálculo aproximado.

Atendiendo a la demanda eléctrica del municipio de Madrid (Tabla 2), en las dos últimas décadas se ha mantenido estable, con una media de 13.567 GWh/año y una cobertura del 45,5% de toda la demanda de la Comunidad de Madrid.

AÑO	Demanda eléctrica de la Comunidad de Madrid (GWh)	Demanda eléctrica del municipio de Madrid (GWh)	% de demanda del Municipio sobre el total de la Comunidad
2000	-	-	-
2001	25225	-	-
2002	25806	-	-
2003	27235	12815	47%
2004	29512	13278	44%
2005	29672	13661	46%
2006	30598	13948	46%
2007	31537	14201	45%
2008	31823	14590	46%
2009	30528	14413	47%
2010	30874	14228	46%
2011	30817	13842	45%
2012	30612	13716	45%
2013	30169	13004	43%
2014	28845	12575	44%
2015	28842	12630	44%
2016	29083	12573	43%
2017	28768	12366	43%
2018	28698	15956	55%
2019	28478	12836	45%

Tabla 2. Demanda eléctrica de la Comunidad de Madrid, del municipio de Madrid y % de ocupación. Fuente: Banco de Datos del Ayto de Madrid y REE. Elaboración propia

En el año 2019, el parque móvil nacional, teniendo en cuenta sólo furgonetas, turismos, motocicletas y autobuses puesto que el proyecto de LCCTE se centra en la completa electrificación de estos tipos de vehículos, contaba con un total de 30.698.309 vehículos. (DGT, 2020). La previsión del PNIEC es la electrificación de 5 millones de vehículos para el año 2030, lo que

supondría la renovación del 16% de la flota y del 100% de electrificación para el año 2050. Por otro lado, en la ciudad de Madrid, y de nuevo teniendo en cuenta solo los tipos de vehículos anteriormente citados, existen 1.576.037 vehículos según la última publicación emitida por el Ayuntamiento, 2017. Extrapolando los datos nacionales, en Madrid se deberían electrificar para 2030, 252.165 vehículos. El consumo medio de un vehículo eléctrico es de 15 kWh/100 km y el kilometraje medio anual por vehículo en España son 14.000 km. (REE, 2018). Por tanto, los vehículos eléctricos matriculados en el área metropolitana de Madrid supondrían una demanda total anual de 530 GWh (529.546.500 kWh) en el año 2030 y de 3.310 GWh (3.309.677.700 kWh) con la electrificación del 100% para el año 2050.

Por último, el costo de instalación en España durante el año 2019 se situó entre 0,80 € y 1,50 € por vatio. (SotySolar, 2020; Sunfields Europe, 2020). Suponiendo el mejor de los escenarios, 0,8 €/W, el coste total para los 4,4 GWh (4.373.317.000 W) instalables en las cubiertas sería de 3.498.653.600 €.

4. DISCUSIÓN

La producción potencial máxima de las cubiertas de Madrid de 6.560 GWh/año cubriría el 48% de la demanda eléctrica actual de la ciudad, el 46,5% si se incluye el futuro consumo de los vehículos eléctricos con las previsiones del PNIEC para 2030. Y teniendo en cuenta la electrificación total del parque móvil se daría cobertura al 39% de la demanda. Estos datos son muy parejos a los del estudio del Observatorio de Sostenibilidad en el que se realizaba una estimación de una potencia instalable de 4,5 GWh y una producción de 6.462 GWh/año en la ciudad de Madrid (OS, 2018).

No obstante, se debe tener en cuenta que la demanda eléctrica en Madrid es muy regular mientras que la cobertura solar fotovoltaica no sería uniforme a lo largo del año. Teniendo en cuenta la irradiancia global, directa y difusa, por meses en Madrid (AEMET, 2012), se puede observar cuál será la distribución de los 6.560 GWh a lo largo del año que producirían las cubiertas comparándola con la demanda eléctrica de la ciudad de Madrid en el año 2019 (Figura 10) (Anexo II. Figura 1 y tabla 1).

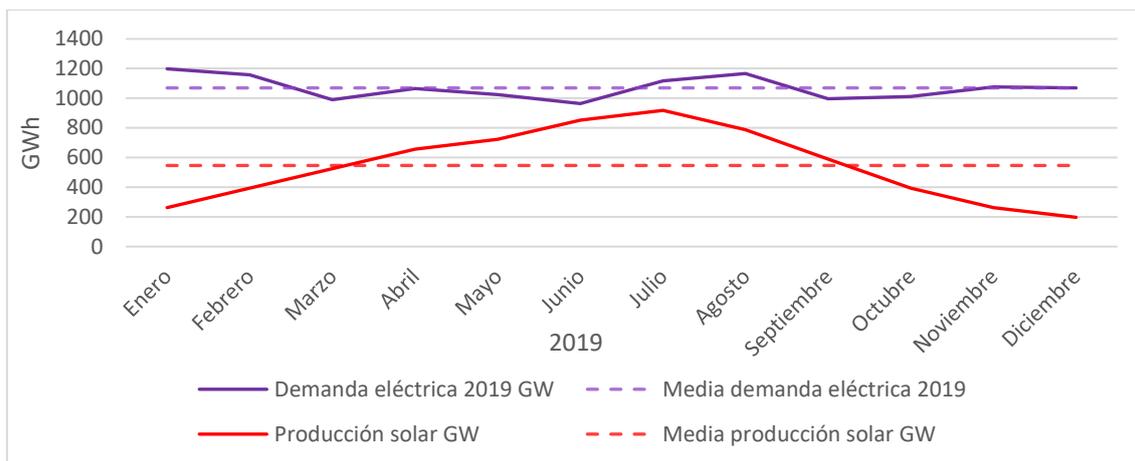


Figura 10. Demanda eléctrica en el año 2019 y producción solar fotovoltaica según la irradiación en Madrid. Tabla de datos en Anexo II. Tabla 1. Fuente: AEMET, 2012 y Ayto. de Madrid, 2020. Elaboración propia.

En la figura 10 se puede ver que el pico máximo de cobertura de la generación solar se produciría en junio con un 88%, mientras que el mínimo sería en diciembre con una cobertura del 18%. En nueve meses del año se conseguiría cubrir más de un tercio de la demanda eléctrica, de los cuales en siete de ellos se supera el 50% de la demanda. (Anexo II. Tabla 2).

La población de la ciudad en el año 2019 fue de 3.266.126 habitantes (Ayuntamiento de Madrid, 2020) por lo que la demanda eléctrica por habitante para ese mismo año fue de 3,9 MWh/año. La proyección poblacional realizada por el Ayuntamiento estima que la población para el año 2030 será de 3.365.133 habitantes (Ayuntamiento de Madrid, 2018), por tanto, la demanda eléctrica será de 13.124 GWh. Incluyendo la previsión de consumo de vehículos eléctricos, la cifra asciende a 13.654 GWh, un aumento del 0,65% con respecto a la media de consumo anual (13.567 GWh/año). Se puede concluir que el aumento demográfico de la próxima década no será un factor decisivo energéticamente.

Los resultados de cobertura son una estimación máxima, puesto que para hacer una aproximación ajustada a la realidad se debería tener en cuenta otros muchos criterios, por ejemplo, el espacio ocupado en las cubiertas para servicios del edificio (máquinas de climatización, antenas, shunts de ventilación, etc.), sombra de edificios aledaños, antepechos de cubiertas (su ancho resta superficie del área total y su altura puede provocar sombras) u otras pérdidas a las recogidas anteriormente, entre otros muchos criterios; y que reducirían la

potencia instalable y por tanto, la capacidad de producción. Tampoco se han tenido en cuenta las fachadas con potencialidad para la generación eléctrica, las cuales aumentarían la potencia instalable. Sin embargo, es una cifra genérica del orden de magnitud de lo que es posible usando las tecnologías fotovoltaicas en las cubiertas de los edificios, válida al menos a efectos comparativos entre distintas ciudades, por ejemplo.

Se debe tener en cuenta que la energía fotovoltaica presenta la siguiente problemática: es un tipo de energía que a nivel industrial se adapta muy bien la demanda energética con las horas de mayor generación pero que a nivel doméstico genera electricidad en las horas valle, pero poco o nada en las horas pico, por tanto, con la incorporación de estas fuentes locales de autoconsumo y de las energías renovables en general, se puede producir un desequilibrio en el mix eléctrico durante las temporadas de otoño y primavera al haber un efecto rebalse a la red. Las centrales de generación eléctrica no son muy flexibles al cambio rápido de régimen de generación eléctrica, lo que puede comprometer al funcionamiento de una central, llegando a detenerse por seguridad y, por tanto, teniendo que absorber la demanda energética el resto de las centrales. (Es energía, 2019). Este impacto se puede minimizar con la disposición de baterías, aunque a día de hoy siguen teniendo serias limitaciones de capacidad por lo que no se anula ese efecto rebalse.

Los paneles solares presentan dos principales problemas, el primero de ellos es su eficiencia, que actualmente es de un 25% teórico, y el segundo de ellos es el empleo de minerales raros. En el estudio *Metal demand for renewable electricity generation in the Netherlands* (Ministry of Infrastructure and Water Management, 2018) se advierte del reto al que se enfrenta la transición energética y la insostenibilidad del uso de minerales raros, que aumentarán su demanda 12 veces en el año 2050. Por su parte, las baterías tienen los inconvenientes del empleo de minerales raros, de capacidad reducida de almacenamiento eléctrico y una corta vida útil, que además va reduciendo su capacidad de carga con el paso de los años. A todo lo anterior se suma el elevado coste energético y la toxicidad de fabricación tanto de los paneles solares (Anexo II. Figura 2 y Tabla 3) como de las baterías.

Precisamente el avance tecnológico será clave en los próximos años para el desarrollo de la energía solar fotovoltaica, solucionar sus inconvenientes y reducir la huella de carbono. En este sentido se han centrado muchas investigaciones, que han conseguido crear celdas fotovoltaicas mucho más eficientes (perovskitas, kesteritas), con mejoras de hasta un 50% (UPM, 2019), que permitirían una mayor cobertura de la demanda eléctrica o una reducción espacial de estas instalaciones; paneles solares de grafeno desarrollados por el Instituto Tecnológico de la Energía de Valencia, que a pesar de que la eficiencia es, de momento, más baja que la de los paneles convencionales, el grafeno se emplea como sustitutorio de muchos minerales raros y además produce electricidad con la lluvia por el impacto de las gotas sobre la placa. (Ruiz, 2020); o el desarrollo que realiza Tesla de baterías inteligentes que puedan almacenar la energía sobrante para minimizar el impacto sobre las centrales y puedan trabajar a un ritmo constante. (Es energía, 2019).

Esta transición energética debería ir acompañada de mejoras en la eficiencia energética como mejoras en el aislamiento de las viviendas, renovación de los cerramientos, renovación de electrodomésticos de bajo consumo y renovación de calefacciones.

A pesar de las limitaciones expuestas, debido a que es una tecnología en evolución, el aprovechamiento de las cubiertas de la ciudad para la generación eléctrica ofrece una oportunidad de desarrollo. La Comunidad de Madrid solo produce el 4,4% de su demanda eléctrica por tanto supondría un paso adelante hacia la autosuficiencia energética. Crearía 14.000 puestos de trabajo en las labores de instalación que posteriormente se situarían en torno a los 9.900 puestos estables para la operación y mantenimiento de estas instalaciones. (OS, 2018). Además del ahorro que supondría por unidad familiar, en un país con la quinta electricidad más cara de toda Europa y que registró un aumento del 66,8% en el periodo de 2008 a 2018, el mayor aumento de toda Europa. (Vélez, A. y Sánchez, R., 2019)

La amortización de la inversión, entendiendo solo el tiempo de equilibrio entre la inversión y el ahorro económico en la factura (630 millones €/año), sería inferior a 6 años, tomando como referencia un coste de 0,12€/kWh. Si se tienen

en cuenta las subvenciones de la Administración, que en el caso de la Comunidad de Madrid son de hasta un 30% de la instalación (1.050 millones €), la amortización sería inferior a los 5 años. Estos datos concuerdan con las estimaciones realizadas por el Observatorio de Sostenibilidad para la ciudad de Madrid (OS, 2018).

No obstante, para tener datos más exactos habría que tener en cuenta gastos de limpieza y mantenimientos, gastos de seguro, intereses de financiación, reducción por compensación simplificada de excedentes de energía, entre otros factores; o tener en cuenta valores añadidos, como desgravaciones en el IBI (50% durante 3 años por vivienda en la Comunidad de Madrid, cubriendo el 50% de la demanda), otro tipo de subvenciones o revalorización del inmueble tras la instalación.

Con respecto a las emisiones, existen diferentes calculadoras de emisiones de CO₂, como la del MITECO del año 2013, pero que se encuentran obsoletas para el mix eléctrico actual. Por tanto, si se tiene en cuenta que las emisiones de la generación eléctrica en España del año 2019 fueron de 50 millones de tCO₂ eq. para una demanda eléctrica de 264.550 GWh, se concluye que las emisiones fueron de 189 tCO₂ eq./GWh. Teniendo en cuenta la demanda eléctrica media del municipio de Madrid (13.567 GWh/año) las emisiones asociadas son de 2,6 millones de tCO₂ eq. Con el aprovechamiento solar de las cubiertas del municipio se evitarían 1,2 millones de tCO₂ eq, es decir, una reducción de emisiones del 48%.

Atendiendo a la viabilidad de este estudio, cabe destacar algunos aspectos importantes del mismo que repercuten directamente con los objetivos del PNIEC. El año 2020 es el punto de inflexión en la transición energética de España, y da comienzo a un nuevo modelo de generación eléctrica libre de carbono, más respetuoso con el medioambiente y con la salud poblacional, y con un potencial abaratamiento de la electricidad para el consumidor. La importancia de este estudio reside en la capacidad de integración de la energía solar fotovoltaica a nivel local, es decir, idear los propios núcleos de consumo eléctrico como fuentes generadoras de energía en espacios que no tienen ninguna utilidad como son las cubiertas de los edificios, sin necesidad de ocupar espacios

naturales, al tratarse de instalaciones intensivas y extensivas en el uso del territorio y que pueden tener un impacto ecosistémico. Un ejemplo de ello es el caso de la planta fotovoltaica de Zarcilla en Murcia (RDGCEA, de 27 de mayo de 2020; Voz Pópuli, 2020). Esta visión la comparten proyectos como *Million Solar Roofs Initiative* en California (EEUU) (Environment America, 2019) o *Virtual Power Plant* en Adelaida (Australia) (Australian Renewable Energy Agency, 2020); o estudios como el de *Potencial solar fotovoltaico de las cubiertas edificatorias de la ciudad de Vitoria-Gasteiz* (Caamaño, E. y Díaz-Palacios, S., 2019) o *Solar potential of rooftops in Cáceres city, Spain* (Quirós, E. y Ceballos, J., 2018). Sin embargo, la progresiva penetración de las energías renovables puede provocar un impacto en el mix eléctrico, como se ha comentado anteriormente, relegando a las centrales tradicionales como sistemas de respaldo e incrementándose los costes de operación y mantenimiento de las mismas, que sumado a las primas a las energías renovables y el precio de las emisiones de CO₂, se da la paradoja de un incremento del precio de la electricidad. Esta situación da como resultado una pobreza energética, que se mitiga a través del bono social eléctrico pero que repercute en las empresas de generación eléctrica y consecuentemente en el consumidor final (Díaz, 2019). En definitiva, la transición energética debe ser una estrategia responsable, que sea económicamente viable y que sea justa con el medioambiente y también con el factor humano, sin que se convierta en una carrera precipitada de última hora en el cumplimiento de los acuerdos y tratados.

5. CONCLUSIONES

- ❖ El método aproximado aquí ensayado para obtener una cifra del potencial fotovoltaico de una ciudad ha resultado práctico en su aplicación usando únicamente datos públicamente disponibles, lo cuál era el objetivo principal del trabajo.
- ❖ El conjunto de los edificios del municipio de Madrid ocupa una superficie de 53 km², de los cuales, 33 km² tienen potencialidad de producción eléctrica de origen fotovoltaico.
- ❖ La potencia total instalable es de 4,4 GW, que generarían 6.560 GWh/año.
- ❖ El aprovechamiento solar de las cubiertas daría cobertura potencial máxima al 46,5% de la demanda eléctrica del municipio en 2030.

- ❖ La inversión necesaria sería de 3.500 millones de euros, que se amortizaría en menos de 5 años.
- ❖ La transición energética supondría una oportunidad de encaminarse hacia la autosuficiencia energética y crearía 9.900 puestos de trabajo estables.
- ❖ Este modelo integraría las energías renovables a nivel local sin necesidad de ocupar espacios naturales o suelo agrícola, que por la naturaleza del sistema son intensivas y extensivas en la ocupación del suelo, pudiendo tener impactos adversos sobre el ecosistema.
- ❖ Las emisiones evitadas serían de 1,2 millones de tCO₂ eq./año, es decir, una reducción de emisiones del 48%.
- ❖ La progresiva electrificación del parque móvil aumentará la demanda eléctrica que deberá suministrarse con una energía limpia y renovable, sería una contrariedad que lo hiciera con una electricidad procedente de un mix eléctrico con fuentes de combustibles fósiles.
- ❖ El desarrollo tecnológico de las celdas fotovoltaicas y de las baterías tendrá un papel clave en el incremento de la eficiencia y abaratamiento de los costes, lo que favorecerá la implementación de este modelo a todos los usuarios.
- ❖ El enfoque de este trabajo coincide con el de otros proyectos y estudios que se han hecho en otras partes del mundo como: *Million Solar Roofs Initiative* en California (EEUU) (Enviroment America, 2019), *Virtual Power Plant* en Adelaida (Australia) (Australian Renewable Energy Agency, 2020), *Potencial solar fotovoltaico de las cubiertas edificatorias de la ciudad de Vitoria-Gasteiz* (Caamaño, E. y Díaz-Palacios, S., 2019) o *Solar potential of rooftops in Cáceres city, Spain* (Quirós, E. y Ceballos, J., 2018).

6. BIBLIOGRAFÍA

- AEMET (2012): *Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT*. Disponible en:
http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf [Consulta: junio de 2020]
- AEMET (2018): Los niveles de gases de efecto invernadero en la atmósfera alcanzan un nuevo récord. Disponible en:
http://www.aemet.es/es/noticias/2018/11/record_gases_invernadero [Consulta: junio de 2020]
- Australian Renewable Energy Agency (2020): AGL Virtual Power Plant. Disponible en: <https://arena.gov.au/projects/agl-virtual-power-plant/> [Consulta: junio de 2020]
- Ayuntamiento de Madrid (2020): Electricidad: infraestructura y consumo eléctrico. Total de electricidad facturada (kWh) en la ciudad de Madrid. Disponible en: <http://www-2.munimadrid.es/CSE6/control/seleccionDatos?numSerie=8010100040> [Consulta: junio de 2020]
- Ayuntamiento de Madrid (2020): IVTM. Parque de vehículos existentes por titularidad y distrito según tipo de vehículo y potencia fiscal en el año 2017. Disponible en: <http://www-2.munimadrid.es/CSE6/control/seleccionDatos?numSerie=8010100040> [Consulta: junio de 2020]
- Ayuntamiento de Madrid (2018): Población estimada por grupos de edad y sexo. Disponible en:
<https://www.madrid.es/portales/munimadrid/es/Inicio/EI-Ayuntamiento/Estadistica/Areas-de-informacion-estadistica/Demografia-y-poblacion/Cifras-de-poblacion/Estimaciones-y-proyecciones/?vgnnextfmt=default&vgnextoid=18ccc057fea82310VgnVCM1000000b205a0aRCRD&vgnnextchannel=a4eba53620e1a210VgnVCM1000000b205a0aRCRD> [Consulta: junio de 2020]
- Ayuntamiento de Madrid (2020): La población de Madrid a 1 de enero de 2019. Disponible en:
https://www.madrid.es/UnidadesDescentralizadas/UDCEstadistica/NuevaWeb/Demograf%C3%ADa%20y%20poblaci%C3%B3n/Cifras%20de%20poblaci%C3%B3n/PMH/Informe/Informe_PMH%202019.pdf [Consulta: junio de 2020]
- BP (2018): *British Petroleum Statistical Review of World Energy*. Disponible en:
<https://www.bp.com/content/dam/bp/business->

sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf [Consulta: junio de 2020]

Caamaño, E. y Díaz-Palacios, S. (2019): Potencial solar fotovoltaico de las cubiertas edificatorias de la ciudad de Vitoria-Gasteiz. Centro de Estudios Ambientales (UPM). Disponible en: <https://www.vitoria-gasteiz.org/docs/j34/catalogo/01/85/potentialsolar19memoria.pdf> [Consulta: junio de 2020]

CIA (2017)a: *The World Factbook. Country comparison. Natural gas. Proved reserves*. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2244rank.html> [Consulta: junio de 2020]

CIA (2017)b: *The World Factbook. Country comparison. Crude oil. Proved reserves*. Disponible en: <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/rankorder/2244rank.html> [Consulta: junio de 2020]

Cheng, L., Xu, H., Li, S., Chen, Y., Zhang, F., & Li, M. (2018). Use of LiDAR for calculating solar irradiance on roofs and façades of buildings at city scale: Methodology, validation, and analysis. *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*, 138: 12–29.

CNIG (2020). *Centro de Descargas, Centro Nacional de Información Geográfica*. Disponible en: <http://centrodedescargas.cnig.es/CentroDescargas/> [Consulta: junio 2020]

DGT (2020): Parque de vehículos – Anuario – 2019. Disponible en: <http://www.dgt.es/es/seguridad-vial/estadisticas-e-indicadores/parque-vehiculos/tablas-estadisticas/> [Consulta: junio de 2020]

Díaz, V. (2019): Energías renovables: ¿Solución o problema? Disponible en: <https://inbestia.com/analisis/energias-renovables-solucion-o-problema> [Consulta: junio de 2020]

Environment America (2019): *Statement: California reaches historic one millionth solar roof*. Disponible en: <https://environmentamerica.org/news/ame/statement-california-reaches-historic-one-millionth-solar-roof#:~:text=CLOVIS%2C%20Calif.&text=The%20achievement%20comples%20the%20state's,the%20leadership%20of%20then%2DGov.&text=Also%20known%20as%20The%20California,price%20of%20solar%20for%20Californians.> [Consulta: junio de 2020]

- ER (2019): “Para cumplir el PNIEC habría que instalar una capacidad solar equivalente a la superficie de Madrid” *Energías-Renovables*, 20 de noviembre. Disponible en: <https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/para-cumplir-el-pniec-habria-que-instalar-20191120> [Consulta: junio de 2020]
- Es energía (2019): “Los problemas de energía solar si no aprendemos. Australia tiene los mismos problemas de energía solar que España.” *Es energía*, 10 de diciembre. Disponible en: [https://esenergia.es/problemas-energia-solar/#:~:text=Uno%20de%20los%20problemas%20de%20energ%C3%ADa%20solar%20es%20el%20desequilibrio%20energ%C3%A9tico&text=Y%20es%20aqu%C3%AD%20donde%20viene,\(menor%20o%20mayor\)%20r%C3%A1pidamente.](https://esenergia.es/problemas-energia-solar/#:~:text=Uno%20de%20los%20problemas%20de%20energ%C3%ADa%20solar%20es%20el%20desequilibrio%20energ%C3%A9tico&text=Y%20es%20aqu%C3%AD%20donde%20viene,(menor%20o%20mayor)%20r%C3%A1pidamente.) [Consulta: junio de 2020]
- ESF (2020) *Energía Solar Fotovoltaica. Dimensiones de los paneles solares*. Disponible en: <https://energiasolarfotovoltaica.org/dimensiones-de-los-paneles-solares> [Consulta: junio 2020]
- España. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Resolución de 27 de mayo de 2020, de la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental por la que se formula informe de impacto ambiental de la «Modificación del proyecto de la instalación fotovoltaica Lorca Solar PV de 287,616 MW ubicada en los TM de Lorca, Aledo y Totana (Murcia)». *Boletín Oficial del Estado*, de 9 de junio de 2020 (162), pp. 38644-38654.
- Greenpeace & Centre for Research on Energy and Clean (2020): *Toxic air: the Price of fossil fuels*. Disponible en: <https://es.greenpeace.org/es/wp-content/uploads/sites/3/2020/02/TOXIC-AIR-Report-110220.pdf> [Consulta: junio de 2020]
- GSA (2020). *Global Solar Atlas 2.0*. Disponible en: <https://globalsolaratlas.info> [Consulta: junio 2020]
- GSA-Madrid (2020). *Global Solar Atlas, datos para Madrid* <https://globalsolaratlas.info/detail?s=40.41428,-3.683317> [consulta: junio 2020]
- IDAE (2020): *Informe estadístico energías renovables*. Disponible en: <http://informeestadistico.idae.es/t10.htm> [Consulta: junio de 2020]
- IDAE (2011): *Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica. Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a Red*. Madrid, Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.
- IDAE (2020): *Impactos ambientales de la producción de electricidad. Estudio comparativo de ocho tecnologías de generación eléctrica*. Disponible en: <https://www.aeeolica.org/uploads/documents/569-impactos-ambientales->

de-la-produccion-de-electricidad-elaborado-por-appa-e-idae.pdf
[Consulta: junio de 2020]

Jia, Y., Lan, T., Peng, T., Wu, H., Li, C., & Ni, G. (2013). *Effects of point density on DEM accuracy of airborne LiDAR*. 2013 IEEE international geoscience and remote sensing symposium – IGARSS, Melbourne, VIC, Australia.

Ministry of Infrastructure and Water Management (2018): *Metal demand for renewable electricity generation in the Netherlands*. Amsterdam, Metabolic.

MINCOTUR (2019): *Registro público*. Disponible en:
<https://sedeaplicaciones.minetur.gob.es/Pretor/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx> [Consulta: diciembre de 2019]

MITECO (2013): *Calculadora de emisiones de CO2*. Disponible en:
<https://www.miteco.gob.es/es/ceneam/recursos/pag-web/gestion-ambiental/calculadora-emisiones.aspx> [Consulta: junio de 2020]

MITECO (2019): *Las emisiones de CO2 disminuyen en España un 2,2% en 2018 con respecto al año anterior*. Disponible en:
<https://www.miteco.gob.es/es/prensa/ultimas-noticias/las-emisiones-de-co2-disminuyen-en-espa%C3%B1a-un-22-en-2018-con-respecto-al-a%C3%B1o-anterior/tcm:30-497589> [Consulta: 09 de junio de 2020]

MITECO (2020): *Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética*. Disponible en:
https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/proyectedeleydecambioclimatico ytransicionenergetica_tcm30-509256.pdf [Consulta: junio de 2020]

Monforte, C. (2019): “El Gobierno cierra el calendario con las fechas de clausura de cada central nuclear” *El País*, 11 de febrero. Disponible en:
https://cincodias.elpais.com/cincodias/2019/02/08/companias/1549647160_807281.html#:~:text=El%20Gobierno%20y%20las%20compa%C3%B1as,de%20las%20centrales%20nucleares%20espa%C3%B1olas.&text=Adem%C3%A1s%20el%20apag%C3%B3n%20nuclear%20no,44%20y%20los%2045%20a%C3%B1os. [Consulta: junio de 2020]

Naturgy (2020): *Ciclos combinados de gas natural: tecnología punta y desarrollo sostenible*. Disponible en:
<https://www.naturgy.es/es/conocenos/compromiso+y+sostenibilidad/cambio+climatico/energias+responsables/1297101993224/ciclos+combinados.html> [Consulta: junio de 2020]

OS (2020): *Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2019)*. Disponible en:
https://www.observatoriosostenibilidad.com/documents/EVOLUCI%C3%

93N%20EMISIONES%20GEI%20ESPA%C3%91A%20%281990-2019%29%20v03.pdf [Consulta: junio de 2020]

OPEC (2017): Organization of the Petroleum Exporting Countries. *Annual Statistical Bulletin*, Ed. 52, Austria.

OS (2018): *Tejados Solares en Madrid: una gran central solar al servicio de los ciudadanos*. Disponible en: <https://www.observatoriosostenibilidad.com/documents/TEJADOS%20SOLARES%20v07.pdf> [Consulta: junio de 2020]

PNIEC. 2021-2023. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030*. Disponible en: <https://www.mitico.gob.es/es/prensa/pniec.aspx> [Consulta: junio 2020]

QGIS (2020). *QGIS, un Sistema de Información Geográfica libre y de Código Abierto*, <https://qgis.org> [Consulta: junio 2020]

Quirós, E., Pozo, M., & Ceballos, J. (2018). Solar potential of rooftops in Cáceres city, Spain. *Journal of Maps*, 14(1): 44-51.

REE (2018): *Vehículo eléctrico: cuestiones a plantear*. Disponible en: https://www.ree.es/sites/default/files/07_SALA_PRENSA/20190114_PRESENTACION_VE.pdf [Consulta: junio de 2020]

REE (2001-2019): *Informes del sistema eléctrico español, 2001-2018*. Madrid, Red Eléctrica de España.

REE (2020): *Avance del Informe del sistema eléctrico español 2019*. Madrid, Red Eléctrica de España.

Ruiz, A. (2020): "Energía solar y grafeno". *Es energía*, 27 de abril. Disponible en: <https://esenergia.es/energia-solar-y-grafeno/> [Consulta: junio de 2020]

SotySolar (2020): *Precio instalación placas solares*. Disponible en: <https://sotysolar.es/placas-solares/instalacion/precio> [Consulta: junio de 2020]

Sunfields (2020): *¿Cuánto cuesta poner placas solares en una casa?* Disponible en: <https://www.sfe-solar.com/noticias/articulos/cuanto-cuesta-poner-paneles-solares-en-casa/> [Consulta: junio de 2020]

Union of Concerned Scientist (2018): *The hidden costs of fossil fuels. The true costs of coal, natural gas, and other fossil fuels aren't always obvious but their impacts can be disastrous*. Disponible en: https://ucsusa.org/resources/hidden-costs-fossil-fuels?_ga=2.182155811.56771212.1591648954-122690870.1591648954 [Consulta: junio de 2020]

- UPM (2019): *Un panel novedoso consigue eficiencias récord sobre tejado*.
Disponible en:
https://www.upm.es/?id=0173be167e809610VgnVCM10000009c7648a____&prefmt=articulo&fmt=detail [Consulta: junio de 2020]
- Vélez, A. y Sánchez, R. (2019): “Los hogares españoles pagar la mayor subida de la luz de Europa: el recibo aumentó un 66,8% entre 2008 y 2018.” *El diario*, 2 de noviembre. Disponible en:
https://www.eldiario.es/economia/hogares-espanoles-pagan-subida-Europa_0_958554781.html [Consulta: junio de 2020]
- Voz Pópuli (2020): “La planta fotovoltaica de Zarcilla (Murcia) será sometida a evaluación ambiental por sus ‘efectos adversos’”. *Voz Pópuli*, 9 de junio. Disponible en: https://www.vozpopuli.com/espana/planta-fotovoltaica-zarcilla-murcia-medio-ambiente_0_1362763817.html [Consulta: junio de 2020]

7. ANEXO I

Posición	País	Barriles de crudo (en miles de millones de bbl) según CIA	Barriles de crudo (en miles de millones de bbl) según OPEC	% sobre el total mundial
1	Venezuela	300,9	302,2	20,26
2	Arabia Saudí	266,5	266,2	18,01
3	Canadá	169,7	3,9 ¹	11,46
4	Irán	158,4	157,2	10,64
5	Irak	142,5	148,7	9,66
6	Kuwait	101,5	101,5	6,86
7	EAU	97,8	97,8	6,61
8	Rusia	80,0	80,0	5,4
9	Libia	48,4	48,3	3,27
10	Nigeria	37,1	37,4	2,5
ESP	España	0,15		0,01
UE	Unión Europea	5,1		0,34

Tabla 1. Mayores reservas petrolíferas por países en el año 2017. Fuente: CIA World Factbook y OPEC Annual Statistical. Elaboración propia.

¹La OPEC excluye las arenas bituminosas

Posición	País	Gas natural (en m ³) según CIA	Gas natural (en m ³) según OPEC	% sobre el total
1	Rusia	47.800.000.000.000	50.485.000.000.000	25,17
2	Irán	33.500.000.000.000	33.721.200.000.000	16,81
3	Qatar	24.300.000.000.000	24.075.500.000.000	12,00
4	Estados Unidos	8.714.000.000.000	9.184.400.000.000	4,58
5	Arabia Saudí	8.602.000.000.000	8.619.300.000.000	4,29
6	Turkmenistán	7.504.000.000.000	9.870.000.000.000	4,92
7	EAU	6.091.000.000.000	6.091.000.000.000	3,03
8	Venezuela	5.701.000.000.000	5.739.700.000.000	2,86
9	Nigeria	5.284.000.000.000	5.475.200.000.000	2,73
10	China	5.194.000.000.000	3.610.700.000.000	1,80
ESP	España	2.548.000.000		0,001
UE	Unión Europea	1.300.000.000.000		0,64

Tabla 2. Mayores reservas gasíferas por países en el año 2017. Fuente: CIA World Factbook y OPEC Annual Statistical. Elaboración propia.

Posición	País	Hulla y antracita	Lignito y carbones pobres	Total	% sobre el total mundial
1	Estados Unidos	220.800	32.403	258.709	24,2
2	Rusia	69.634	90.730	160.364	15,5
3	Australia	68.310	76.508	144.818	14,0
4	China	130.851	7.968	138.819	13,4
5	India	92.786	4.942	97.728	9,4
ESP	España	868	319	1.187	0,1
UE	Unión Europea	24.220	76.185	100.405	9,7

Tabla 3. Mayores reservas carboníferas del mundo en el año 2017. Fuente: British Petroleum Statistical Review of World Energy. Elaboración propia.

AÑO	DEMANDA TOTAL NACIONAL GWh	N	H	C	FG	CC	E	SFV	ST	CO	HE
2000	205698	62206	27844	79206	17627	-	-	-	-	-	-
2001	217211	63705	39376	71753	20345	-	-	-	-	-	-
2002	222247	63016	22560	82310	30286	5038	-	-	-	-	-
2003	237329	61875	38774	75796	17703	14990	12140	-	-	-	-
2004	249242	63606	29777	80097	17912	28974	15916	-	-	-	-
2005	260704	57539	19170	80911	19072	50916	20706	-	-	-	-
2006	268799	60126	25330	69326	14432	67012	22924	-	-	-	-
2007	276849	55102	26352	75028	10827	72219	27247	-	-	-	-
2008	279392	58973	21428	49647	10691	95529	31777	-	-	-	-
2009	268324	52761	23862	37311	10056	82239	36991	-	-	-	-
2010	275773	61990	38653	25478	9553	68595	43692	6311	692	-	-
2011	269816	57731	27571	46519	7479	55140	42160	7414	1823	-	-
2012	266849	61470	19455	57662	7541	42510	48472	8171	3443	-	-
2013	261023	56827	33970	42398	7002	28672	54708	8324	4442	-	-
2014	258117	57376	35860	46480	6663	25919	51026	8199	4959	25887	-
2015	262931	54755	30819	52789	6497	29357	48109	8236	5085	25108	-
2016	265009	56099	39171	37491	6765	29260	47296	7965	5060	25817	-
2017	268140	55609	18364	45196	7011	37296	47897	8385	5348	28170	-
2018	268877	53198	34104	37274	6688	30044	49570	7759	4424	29016	24
2019	264550	56085	23810	13120	9195	57936	54497	14610	5166	30159	24

Tabla 4. Generación eléctrica por sistemas entre el año 2000 y 2019. Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

N (nuclear), H (hidráulica), C (carbón), FG (fuel gas), CC (ciclo combinado), E (eólica), SFV (solar fotovoltaica), ST (solar térmica), CO (cogeneración) y HE (hidroeléctrica).

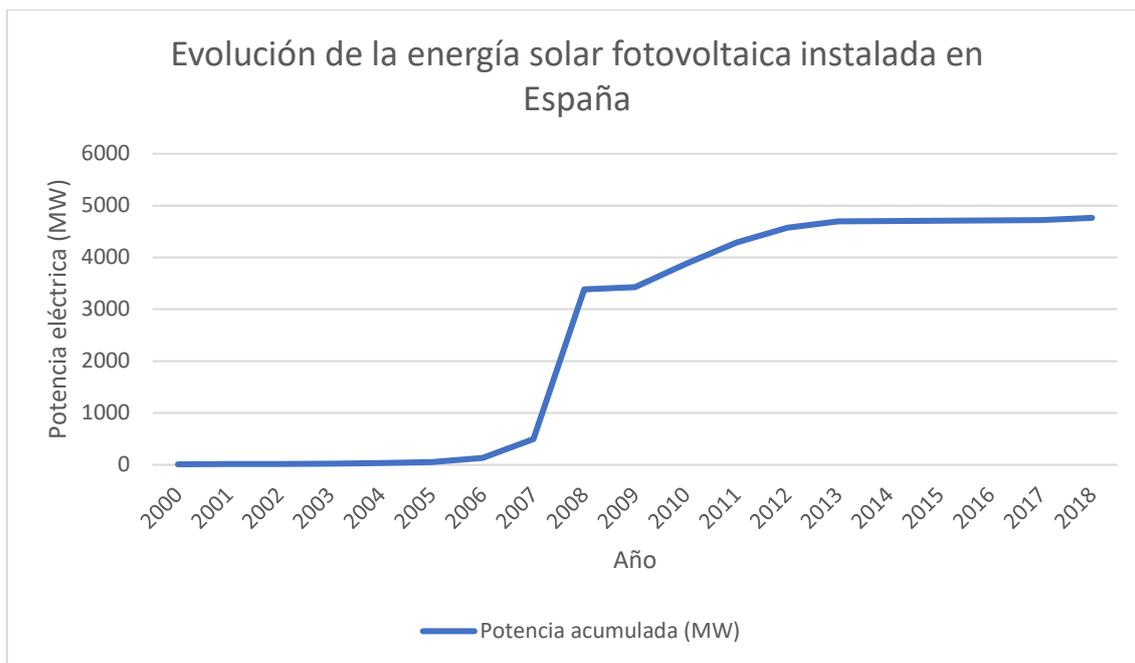


Figura 1. Evolución de la energía fotovoltaica instalada en España desde el año 2000 hasta el 2018. Elaboración propia.

AÑO	Potencia instalada (kW)	Potencia acumulada (MW)
2000	1.972	10
2001	2.850	13
2002	3.827	17
2003	5.404	22
2004	10.448	33
2005	19.128	52
2006	78.795	131
2007	364.165	495
2008	2.892.327	3.387
2009	40.872	3.428
2010	451.928	3.880
2011	408.154	4.288
2012	286.747	4.575
2013	121.095	4.696
2014	6.972	4.702
2015	7.400	4.710
2016	6.386	4.714
2017	8.671	4.722
2018	41.708	4.764

Tabla 5. Evolución de la energía fotovoltaica instalada en España desde el año 2000 hasta el 2018.

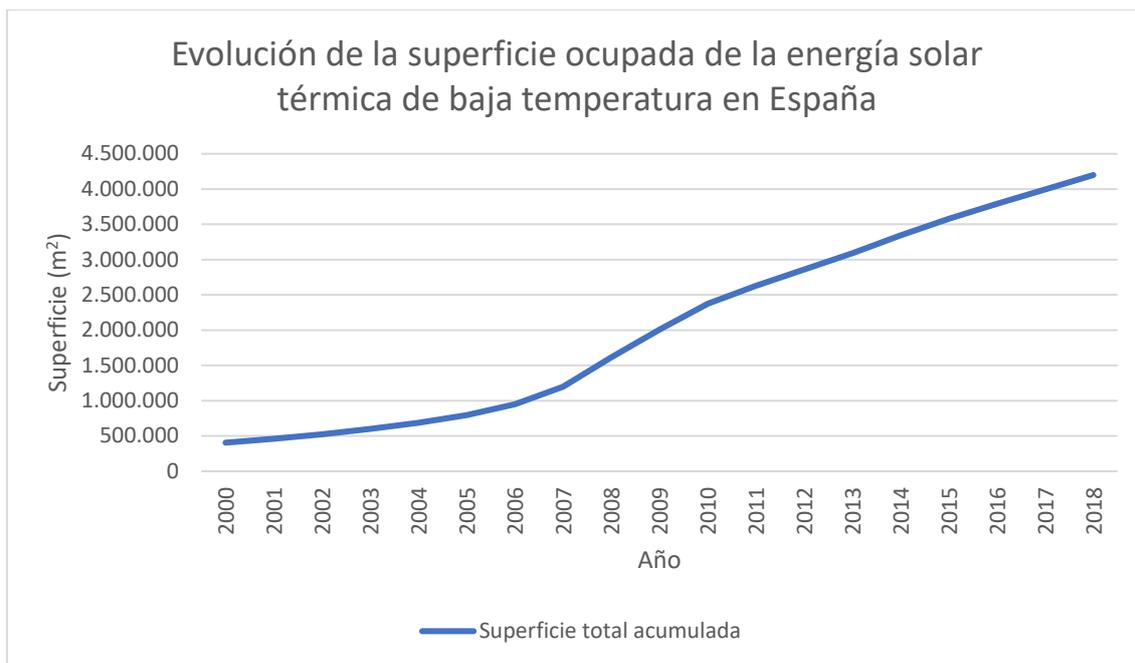


Figura 2. Evolución de la superficie ocupada de la energía solar térmica de baja temperatura en España desde el año 2000 hasta el 2018.

AÑO	Superficie ocupada (m ²)	Superficie total acumulada (m ²)
2000	41.470	405.464
2001	55.401	460.865
2002	61.950	522.814
2003	78.979	601.793
2004	86.139	687.932
2005	106.752	794.684
2006	153.786	948.470
2007	250.408	1.198.878
2008	417.911	1.616.789
2009	392.883	2.009.672
2010	363.661	2.373.333
2011	256.889	2.630.222
2012	227.408	2.857.630
2013	232.856	3.090.486
2014	253.863	3.344.349
2015	233.850	3.578.199
2016	213.643	3.791.851
2017	201.492	3.993.348
2018	205.500	4.198.848

Tabla 6. Evolución de la superficie ocupada de la energía solar térmica de baja temperatura en España desde el año 2000 hasta el 2018.

Evolución de los sistemas de generación eléctrica

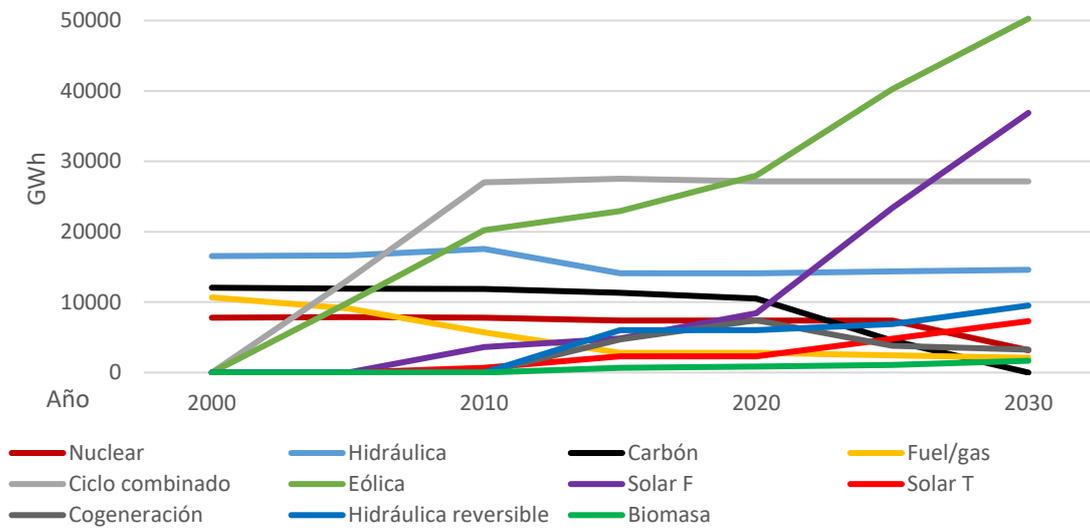


Figura 3. Evolución de los sistemas de generación eléctrica desde el año 2000 hasta el 2030.
Fuente: Red Eléctrica de España. Elaboración propia.

ANEXO II.

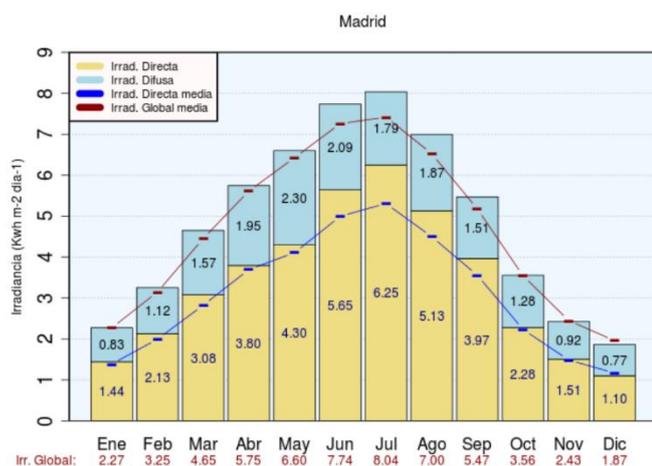


Figura 1. Irradiación global, directa y difusa, en Madrid.

	IRRADIACIÓN (kWh m ² día ⁻¹)	% mes/año	TOTAL 5.110GWh
Enero	2,27	4%	262
Febrero	3,25	6%	394
Marzo	4,65	8%	525
Abril	5,75	10%	656
Mayo	6,60	11%	722
Junio	7,74	13%	853
Julio	8,04	14%	918
Agosto	7,00	12%	787
Septiembre	5,47	9%	590
Octubre	3,56	6%	394
Noviembre	2,43	4%	262
Diciembre	1,87	3%	197

Tabla 1. Distribución mensual de la producción solar fotovoltaica de las cubiertas en función de la irradiación solar global de Madrid. Fuente: AEMET. Elaboración propia.

	Demanda eléctrica 2019 GW	Producción solar GW	Cobertura de la producción solar
Enero	1198	262	22%
Febrero	1157	394	34%
Marzo	990	525	53%
Abril	1065	656	62%
Mayo	1024	722	71%
Junio	964	853	88%
Julio	1116	918	82%
Agosto	1166	787	67%
Septiembre	997	590	59%
Octubre	1011	394	39%
Noviembre	1077	262	24%
Diciembre	1069	197	18%

Tabla 2. Datos mensuales de la demanda eléctrica en el año 2019, la producción solar fotovoltaica de las cubiertas de Madrid según la irradiación mensual, y la cobertura que proporcionaría la energía mensualmente al sistema eléctrico.

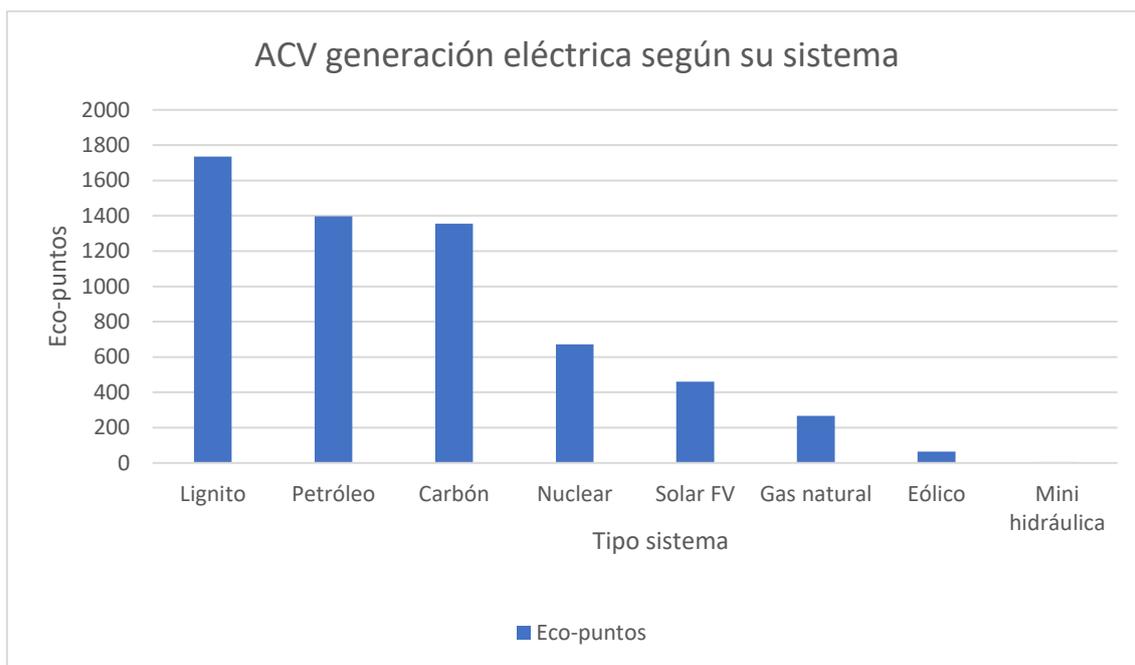


Figura 2. Análisis de Ciclo de Vida de 8 sistemas de generación eléctrica. Fuente: IDAE. Elaboración propia.

SISTEMA	Lignito	Petróleo	Carbón	Nuclear	Solar FV	Gas Natural	Eólico	Mini hidráulica
IMPACTOS								
Calentamiento global	135,00	97,00	109,00	2,05	15,40	95,80	2,85	0,41
Disminución capa de ozono	0,32	53,10	1,95	4,12	3,66	0,86	1,61	0,05
Acidificación	920,00	261,00	265,00	3,33	97,00	30,50	3,49	0,46
Eutrofización	9,83	9,76	11,60	0,28	1,97	6,97	0,27	0,06
Metales pesados	62,90	244,00	728,00	25,00	167,00	46,60	46,60	40,70
Sustancias cancerígenas	25,70	540,00	84,30	2,05	75,70	22,10	9,99	0,76
Niebla de invierno	519,00	135,00	124,00	1,50	53,30	3,08	1,48	0,15
Niebla fotoquímica	0,49	36,90	3,05	0,32	3,03	3,47	1,25	0,06
Radiaciones ionizantes	0,02	0,02	0,5	2,19	0,12	0,00	0,01	0,00
Residuos	50,90	0,62	12,90	0,28	1,84	0,58	0,29	0,52
Residuos radiactivos	5,28	7,11	10,60	565,00	34,90	1,34	1,83	0,32
Agotamiento Recursos energéticos	5,71	13,60	5,47	65,70	7,06	55,80	0,91	0,07
TOTAL	1735,16	1398,11	1355,92	671,82	460,98	267,11	64,67	5,43

Tabla 3. Análisis de Ciclo de Vida de 8 sistemas de generación eléctrica. Datos. Fuente: IDAE