

Trabajo Fin de Máster

Máster en Organización Industrial y  
Gestión de Empresas

Análisis del potencial de generación  
renovable distribuida y concentrada

Autor: Manuel José Fetecua García

Tutor: Dr. Ángel Arcos Vargas

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla



Sevilla, 2023





Trabajo Fin de Máster  
Ingeniería de Organización Industrial y Gestión de Empresas

# Análisis del potencial de generación renovable distribuida y concentrada

Autor:

Manuel José Fetecua García

Tutor:

Dr. Ángel Arcos Vargas

Dpto. de Organización Industrial y Gestión de Empresas I  
Escuela Técnica Superior de Ingeniería  
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2023

Trabajo fin de Máster: Análisis del potencial de generación renovable distribuida y concentrada

Autor: Manuel José Fetecua García

Tutor: Dr. Ángel Arcos Vargas

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2023

El Secretario del Tribunal

*A mi familia, a mi novia y a mis amigos.*

# Agradecimientos

---

Primero agradecer a ese ser superior que pone cada pieza en su lugar con un propósito, también a mi familia por su amor, sus esfuerzos, sacrificios y entrega, también a mi novia y mis amigos que nunca se fueron y siempre creyeron. A todos ellos por motivarme cada día, ayudarme con sus palabras, aunque no lo supieran, por hacer suyo este sueño que era mío y acompañarme incondicionalmente a pesar de cualquier adversidad. También agradecer a mi tutor por su confianza, paciencia y dedicación, gracias por sus conocimientos y guiarme en este camino.

Siendo la transición a un sistema energético sin emisiones de gases de efecto invernadero el objetivo global de los últimos años para todos los países, la implementación de diferentes fuentes de generación por energías verdes ha sido el factor clave en el proceso. Una que está tomando bastante fuerza y que ha sido impulsada en el territorio español es la energía solar fotovoltaica, así que es importante conocer el motivo que lleva a elección del tamaño o adecuación de dichos sistemas. En este trabajo, se analizará la relación del tamaño de las plantas fotovoltaicas y del tipo de adecuación que se escoge sobre los valores de la inversión y el costo de la energía para los sistemas fotovoltaicos. Con el fin de encontrar los inductores de toma de decisión en la instalación de una planta fotovoltaica. Además de esto, se calculará el inmovilizado total y el LCOE del actual parque fotovoltaico peninsular español, luego se comparará con diferentes escenarios hipotéticos que contaran con una limitación de los tamaños inferiores y superiores permitidos para la implementación, para poder cuantificar la variación positiva o negativa que hubiera generado la elección de otro tipo de configuración y así conocer si hubiera existido una mejor opción de implementación.

# Abstract

---

The transition to an energy system without greenhouse gas emissions was the global objective of recent years for all countries, the implementation of different sources of green energy generation has been the key factor in the process. One that is taking advantage and has been promoted in Spanish territory is photovoltaic solar energy, so it is important to know what is the reason that leads to the choice of the size and adequacy of these systems. In this work, will be analyzed the relationship between the size of the photovoltaic plants and the type of adequacy over the investment values and the cost of energy for photovoltaic systems. To find the decision-making drivers in the installation of a photovoltaic plant. Additionally, the total investment and the LCOE of the current Spanish peninsular photovoltaic park will be calculated, then it will be compared with different hypothetical scenarios that will have limitations of inferior and superior boundaries allowed for plants implementation, to quantify the positive or negative variation that would have generated the choice of another type of configuration and thus know if there would have been a better implementation option.

Agradecimientos .....	vi
Resumen .....	vii
Abstract .....	viii
Índice .....	ix
Índice de Tablas .....	xi
Índice de Figuras .....	xiii
<b>1. INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>1</b>
1.1. Contexto ambiental actual .....	1
1.2. Energías renovables en España .....	3
<b>2. OBJETIVOS .....</b>	<b>6</b>
2.1. Objetivo general .....	6
2.2. Objetivos específicos .....	6
2.2.1. Análisis del estado del arte .....	6
2.2.2. Análisis de la inversión .....	6
2.2.3. Análisis de los costes de la energía (LCOE) .....	6
2.2.4. Aplicación al caso español .....	6
<b>3. ESTADO DEL ARTE .....</b>	<b>7</b>
3.1. Reportes de instituciones para sistemas PV .....	7
3.2. Artículos científicos de evolución y efectos de sistemas PV .....	17
3.3. Aporte de la investigación .....	21
<b>4. DATOS .....</b>	<b>22</b>
4.1. Inversión .....	22
4.2. Costo normalizado de la energía (LCOE) .....	24
4.3. Instalaciones en el área geográfica peninsular española .....	26
<b>5. INVERSIÓN .....</b>	<b>32</b>
5.1. Desglose de las categorías de los componentes de la inversión .....	32
5.2. Variaciones determinantes .....	33

<b>6. COSTO DE LA ENERGÍA .....</b>	<b>37</b>
6.1.1. Desglose de los componentes para cálculo .....	37
6.1.2. Variaciones determinantes.....	37
<b>7. Metodología.....</b>	<b>39</b>
<b>8. Aplicación.....</b>	<b>40</b>
<b>9. Análisis de los resultados .....</b>	<b>45</b>
<b>10. Conclusiones .....</b>	<b>48</b>
<b>Referencias.....</b>	<b>49</b>
<b>Anexos.....</b>	<b>51</b>
Anexo A. Escenario 1: Instalación mínima de 11 kW .....	51
Anexo B. Escenario 2: Instalación mínima de 100 kW.....	52
Anexo C. Escenario 3: Instalación mínima de 500 kW .....	53
Anexo D. Escenario 4: Instalación mínima de 2 MW .....	54
Anexo E. Escenario 5: Instalación mínima de 5 MW .....	55
Anexo F. Escenario 6: Instalación mínima de 10 MW .....	56
Anexo G. Escenario 7: Instalación mínima de 50 MW .....	57
Anexo H. Escenario 8: Instalación mínima de 100 MW .....	58
Anexo I. Escenario 9: Instalación mínima de 500 MW .....	58
Anexo J. Escenario 10: Instalación máxima de 11 kW .....	59
Anexo K. Escenario 11: Instalación máxima de 100 kW .....	60
Anexo L. Escenario 12: Instalación máxima de 500 kW.....	61
Anexo M. Escenario 13: Instalación máxima de 2 MW .....	62
Anexo N. Escenario 14: Instalación máxima de 5 MW .....	63
Anexo Ñ. Escenario 15: Instalación máxima de 10 MW .....	64
Anexo O. Escenario 16: Instalación máxima de 50 MW .....	65
Anexo P. Escenario 17: Instalación máxima de 100 MW .....	66

# Índice de Tablas

---

Tabla 1. Revisión bibliográfica de Reportes de instituciones para sistemas PV. ....	17
Tabla 2. Revisión bibliográfica de Artículos científicos de evolución y efectos de sistemas PV.....	21
Tabla 4. Desglose evolución temporal LCOE en instalaciones Comerciales .....	25
Tabla 5. Desglose evolución temporal LCOE en instalaciones a Escala.....	25
Tabla 6. Número de instalaciones y potencia instalada por Comunidad Autónoma. ....	28
Tabla 7. Número de instalaciones por Comunidad Autónoma según categoría. ....	30
Tabla 8. Potencia media instalada por Comunidad Autónoma. ....	31
Tabla 9. Categorías de costo de generación eléctrica PV.....	33
Tabla 10. Desglose de la inversión del sistema fotovoltaico comercial en cubierta y terreno ( $\$/W_{DC}$ )..	34
Tabla 11. Componentes para cálculo del LCOE en el 2021 para instalaciones PV .....	37
Tabla 12. Valores de la inversión según el tamaño de la planta fotovoltaica.....	40
Tabla 13. Valores del costo de la energía según el tamaño de la planta fotovoltaica.....	41
Tabla 14. Valores de la ecuación de la recta para los intervalos establecidos en el cálculo de la inversión.	42
Tabla 15. Valores de la ecuación de la recta para los intervalos establecidos en el cálculo del costo de la energía. ....	42
Tabla 16. Inmovilizado y LCOE del parque fotovoltaico peninsular español. ....	43
Tabla 17. Resumen de los escenarios con límite inferior.....	44
Tabla 18. Resumen de los escenarios con límite superior. ....	44
Tabla 19. Escenario 1: Instalación mínima de 11 kW. ....	51
Tabla 20. Escenario 2: Instalación mínima de 100 kW. ....	52
Tabla 21. Escenario 3: Instalación mínima de 500 kW. ....	53
Tabla 22. Escenario 4: Instalación mínima de 2 MW.....	54
Tabla 23. Escenario 5: Instalación mínima de 5 MW.....	55
Tabla 24. Escenario 6: Instalación mínima de 10 MW.....	56
Tabla 25. Escenario 7: Instalación mínima de 50 MW.....	57
Tabla 26. Escenario 8: Instalación mínima de 100 MW. ....	58

Tabla 27. Escenario 9: Instalación mínima de 500 MW. ....	58
Tabla 28. Escenario 10: Instalación máxima de 11 kW. ....	59
Tabla 29. Escenario 11: Instalación máxima de 100 kW. ....	60
Tabla 30. Escenario 12: Instalación máxima de 500 kW. ....	61
Tabla 31. Escenario 13: Instalación máxima de 2 MW. ....	62
Tabla 32. Escenario 14: Instalación máxima de 5 MW. ....	63
Tabla 33. Escenario 15: Instalación máxima de 10 MW. ....	64
Tabla 34. Escenario 16: Instalación máxima de 50 MW. ....	65
Tabla 35. Escenario 17: Instalación máxima de 100 MW. ....	66

# Índice de Figuras

---

Figura 1.11 Porcentaje de energía eléctrica consumida en la UE de fuentes renovables en 2020. ....	2
Figura 1.21 Porcentaje de generación eléctrica en España 2015-2022. ....	3
Figura 1.22 Potencia eléctrica fotovoltaica instalada en España.....	5
Figura 3.1 Precio de instalación sistemas fotovoltaicos 2000-2018.....	7
Figura 3.2 Precio de instalación 2018 según tamaño.....	8
Figura 3.3 Precio de instalación sistemas fotovoltaicos 2000-2021.....	9
Figura 3.4 Precio de instalación 2021 según tamaño.....	9
Figura 3.5 Precio de instalación sistemas fotovoltaicos a escala 2010-2021. ....	10
Figura 3.6 LCOE 2010-2021.....	10
Figura 3.7 Costo medio total de instalación sistemas fotovoltaicos 2016-2022.....	11
Figura 3.8 Costo total de instalación sistema fotovoltaico en el tiempo. ....	12
Figura 3.9 Evolución del LCOE en el tiempo. ....	13
Figura 3.10 Evolución del costo medio de instalación global entre 2010-2021 para instalaciones a escala. 14	
Figura 3.11 Evolución del LCOE medio global entre 2010-2021 para instalaciones a escala. ....	15
Figura 3.12 Comparación evolución del costo de instalación sistemas residenciales por autor. ....	15
Figura 3.13 Comparación evolución del costo de instalación sistemas comerciales por autor.....	16
Figura 3.14 Comparación evolución del costo de instalación sistemas a escala por autor.....	16
Figura 4.11 Inversión sistema fotovoltaico comercial sobre cubierta. ....	23
Figura 4.12 Inversión de instalación sistema fotovoltaico comercial en terreno. ....	23
Tabla 3. Desglose evolución temporal LCOE en instalaciones Residenciales .....	24
Figura 4.31 Distribución instalaciones fotovoltaicas en España. ....	27
Figura 4.32 Distribución potencia instalada fotovoltaica en España. ....	27
Figura 4.33 Distribución instalaciones fotovoltaicas en España por comunidades autónomas. ....	29
Figura 4.34 Distribución potencia instalada fotovoltaica en España por comunidades autónomas. ....	29
Figura 4.81 Cálculo del valor de la inversión para el tamaño 500 MW. ....	40

Figura 4.82 Cálculo del costo de la energía para el tamaño 500 MW. ....	41
Figura 9.1 Comportamiento del LCOE para los escenarios 1-9. ....	45
Figura 9.2 Comportamiento del valor medio del inmovilizado para los escenarios 1-9. ....	46
Figura 9.3 Comportamiento del LCOE para los escenarios 10-17. ....	46
Figura 9.4 Comportamiento del valor medio del inmovilizado para los escenarios 10-17. ....	47

# 1. INTRODUCCIÓN

---

## 1.1. Contexto ambiental actual

A lo largo de los años, han tomado fuerza las diferentes problemáticas ambientales por el avance exponencial de las industrias y el aumento de la población; entre las más conocidas se encuentran la desertización, la deforestación, la contaminación de recursos hídricos, aumento de la temperatura del planeta, entre muchos otros que no solo traen consigo daños ambientales y sociales a la población actual, sino que también afectara a la población futura. Por ello, desde hace varios años, diferentes naciones reconocieron que el cambio climático era un problema muy importante que tratar y que ya había tomado una gran ventaja, también se interesaron por mitigar los impactos de sus industrias y mejorar las prácticas en todas las actividades económicas que puedan reducir al máximo el aumento de la temperatura en la tierra, mediante la disminución de las emisiones de carbono que generen. Así que, según lo pactado en el Acuerdo de París (Naciones Unidas, 2015) y su posterior puesta en marcha en el año 2016, todas las naciones que participaron buscarían de manera conjunta para el año 2030 reducir considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), con el objetivo de no permitir un aumento de la temperatura global superior a los 2 grados Celsius. El Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), realizaría reuniones y evaluaciones que tendrían como objetivo hacer un seguimiento a las pautas, normas, y consecución de objetivos ya pactados para mejorar el desarrollo sostenible del medio ambiente mundial. Además de eso, realizaría informes y comunicados que indicarían la situación actual de los temas a tratar, esto por lo menos hasta que las naciones pertenecientes al Acuerdo de París brinden informes sobre sus avances y usos de recursos en el año 2024 de manera formal. Por ejemplo, para el año 2020 y como consecuencia de la pandemia por COVID-19, el PNUMA informo que las emisiones de dióxido de carbono se habían reducido, pero que el camino conjunto por el que iban los países no sería suficiente para alcanzar el objetivo propuesto para el año 2030, ya que según la tendencia en aumento que tenían, el incremento sería de más de 2,7 grados para el final de siglo; por ello se solicitó a las naciones que cambiaran las metas de contribución de GEI que tenían por unas más bajas, con el propósito de minimizar el impacto; de hecho varias naciones implantaron un objetivo de cero emisiones para el año 2050, ya que si no se consigue los daños serán irreversibles.

La Unión Europea (UE) siendo uno de los miembros del G20 (grupo de los 20 países que generan el 80% de los GEI), y ya que es evaluado por el PNUMA como el resultado conjunto de naciones que la conforman, ha tenido su manera de implementar diferentes políticas en pro de los objetivos del Acuerdo de París en cada uno de sus países miembros. En estas normas ha establecido que el compromiso de la UE es total y eso lo ratifican sus objetivos para la transición energética que empezaron cuando la Comisión Europea publicó un paquete de normas titulado “Energía limpia para todos los europeos” (2016) donde establecía que para el 2020 debían reducir en un 20% sus emisiones de GEI frente a los niveles de 1990; también la UE deseaba posicionarse como potencia en energías renovables estableciendo para ese mismo año que el 20% de la energía generada sea limpia y mejoren en un 20% su eficiencia energética. Para el año 2030 la Comisión Europea había establecido también metas, pero después de comunicado y presentado “El Pacto Verde Europeo” (2019) estas metas se modificaron; la nueva norma exigía que se debían reducir las emisiones de GEI de la UE al 40% respecto a las del año 1990, el 32% de la energía generada debían ser renovables y mejorar en un 32,5% la eficiencia energética; ya que el propósito principal del Pacto Verde dirige sus esfuerzos a que Europa sea un continente neutro climáticamente para el 2050 mediante el uso eficiente de energías renovables, estableciendo como objetivo final que las

emisiones de GEI deberían estar entre el 85% y el 90% respecto a las que tenían en el año 1990.

Para el 2020 en la UE, como se puede observar en la Figura 1.1, los países que mayor porcentaje de energía eléctrica originada en fuentes renovables utilizaban tanto en transporte, generación de electricidad y sistemas de calefacción o enfriamiento fueron: Suecia con un 60,1%, Finlandia con 43,8% y Letonia con 42,1%; los 2 países que menos electricidad de origen verde utilizaron fueron Luxemburgo con un 11,7% y Malta con 10,7%. (Eurostat, 2023) Estos valores soportan los objetivos establecidos por la Comisión Europea, ya que los países con una mayor extensión territorial y mejor situación económica tienen un avance más rápido en la transición a generación total de electricidad por energías renovables, debido a que pueden tener un fácil acceso a nuevas tecnologías, ya sea por poder adquisitivo o inversiones en investigación y desarrollo que faciliten su avance; también porque pueden sacar mayor provecho a los factores ambientales (temperatura, iluminación, agua, humedad, etc.) y espacios geográficos (mares, valles, montañas, ríos, espacios urbanos, espacios rurales, etc.) que poseen. El total para la UE fue del 22,1%, este valor se encontraba un par de puntos porcentuales por encima del objetivo establecido para el 2020 de energía limpia que muestra el correcto camino que se está siguiendo.

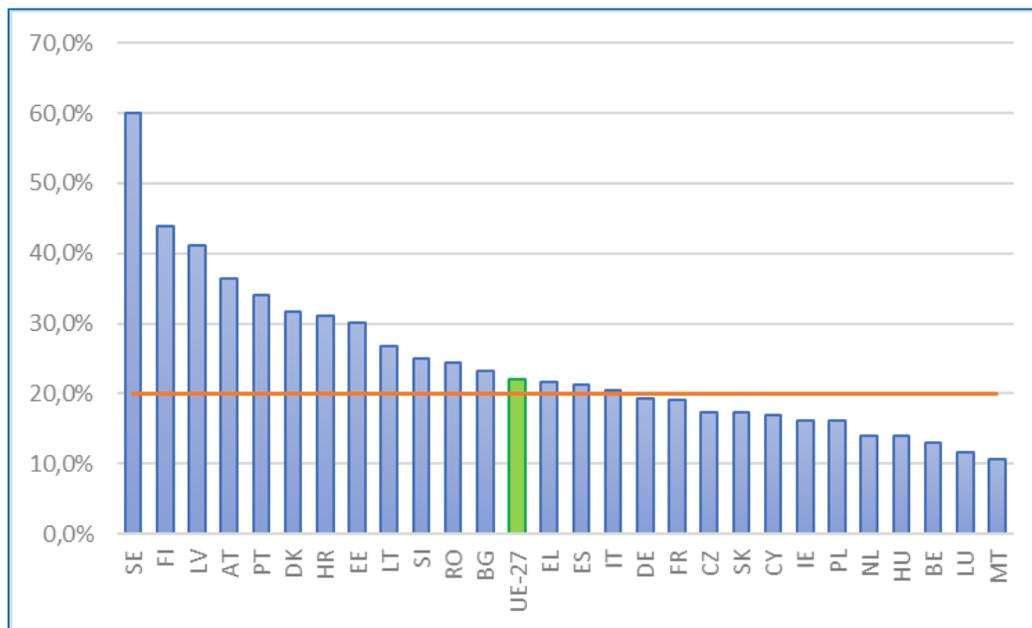


Figura 1.11 Porcentaje de energía eléctrica consumida en la UE de fuentes renovables en 2020.

(Eurostat, 2023) Elaboración propia

En el año siguiente, la Comisión Europea publicó el informe titulado Estado de la unión de la energía (2021) donde confirmo lo anteriormente mencionado, la UE ha estado realizando un correcto trabajo para conseguir la descarbonización completa, alcanzando en la gran mayoría de los estados miembros la meta para el 2020 utilizando las energías renovables como su principal aliado, ya que por primera vez fue la mayor fuente de generación en la UE con un 38%, sobre lo generado con combustibles fósiles y energía nuclear ambas con un 37% y 25% respectivamente. Aun así, indicó que los esfuerzos deberían duplicarse para alcanzar el objetivo de cero emisiones para el 2050, por eso, motivo hacen énfasis en: Mejorar la eficiencia en la implementación y uso de las energías verdes, sacando el mayor beneficio posible.

Actualmente, los estados miembros de la UE están trabajando arduamente en formas de generar menos GEI y más energía limpia según lo solicitado y establecido a nivel global, un ejemplo de esto son los diferentes proyectos en marcha que están siendo desarrollados por el programa ambiental de la ONU en diferentes estados miembros que abordan la innovación, investigación y desarrollo de las tecnologías utilizadas.

## 1.2. Energías renovables en España

Centrándonos ahora en el país que será eje en este caso de estudio, también es importante conocer su situación actual y saber cuáles tecnologías verdes para creación de energía son las que generan más impacto en su economía. Así que, empezando, España como miembro de la UE después de lo pactado en el Acuerdo de París, también ha estado dirigiendo sus esfuerzos para aprovechar sus condiciones geográficas y ambientales para acelerar la transición a la descarbonización total, así como para reducir considerablemente las emisiones de GEI que genera. Una muestra de esto es que, según las estadísticas de la Secretaría de Estado de Energía, del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno de España para el año 2022, el porcentaje de la energía total generada por fuentes renovables aumento considerablemente y se presentó una disminución en aquellas fuentes que utilizan combustibles fósiles respecto al año 2015. Como se aprecia en la Figura 1.2, la energía producida por las fuentes renovables eólica y solar fotovoltaica fueron las que más impacto positivo tuvieron en el año 2022 con respecto al año 2015, estas pasaron del 17% y 2% al 22% y 10% respectivamente, mientras que lo producido por combustibles fósiles disminuyo de un 48% a un 39% y las fuentes hidráulicas disminuyeron en 3 puntos porcentuales en estos 8 años analizados. Respecto a las otras fuentes generadoras de energía incluidas en el gráfico, el cambio porcentual no es considerable. (2023)

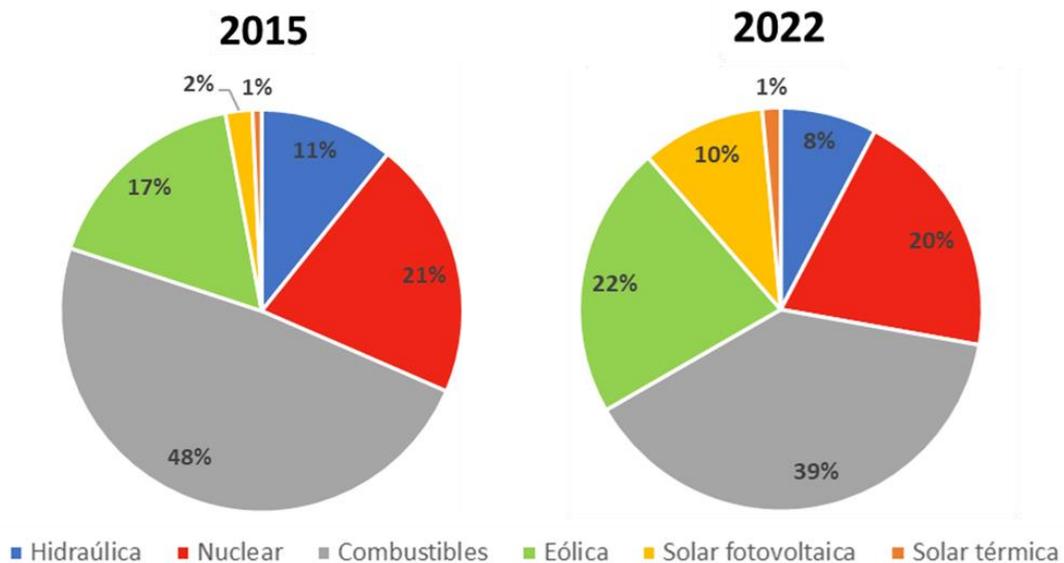


Figura 1.21 Porcentaje de generación eléctrica en España 2015-2022.

Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno Español, 2023)  
Elaboración propia

Es importante tener claro que el cambio que ha ocurrido en España está basado en el aumento de inversión, investigación y desarrollo en el uso de energías verdes para la generación de electricidad que pueda mitigar los efectos del cambio climático y es que según el Informe del Avance del Sistema Eléctrico Español para el 2022 (2023) , aumentó la potencia instalada de las fuentes renovables respecto al año 2021 en 5,900 MW de los cuales el 76,3% corresponde a la solar fotovoltaica siendo este su máximo histórico, seguida de la eólica con un 23,7%. Siendo las energías renovables con el 59,2% las de mayor participación de la potencia total instalada española.

Para comprender los requisitos y características de implementación de estas fuentes de generación, es clave entender lo que necesitan, así que ahora se explicara de manera breve el funcionamiento, diferentes aspectos y situación actual de la fuente renovable que mayor potencial de generación tiene España y en la que han dirigido sus esfuerzos: energía solar fotovoltaica.

Esta energía renovable proviene del uso de los rayos del sol, su funcionamiento depende de la radiación directa del sol sobre celdas fotovoltaicas, las cuales tienen una placa compuesta principalmente por silicio que emite electrones cuando se le ilumina con radiación electromagnética, así que luego de recibir la energía del sol en forma de corriente continua, por medio de un inversor pasa a corriente alterna y generan electricidad directamente para su consumo, almacenamiento o distribución. (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2023)

Dependiendo del lugar donde se ubiquen se pueden dividir en dos tipos de generación Fotovoltaica, la primera de ellas la convencional utilizada en zonas urbanas, donde se ubican las celdas fotovoltaicas en lo más alto de los edificios, en los techos de las casas o en diferentes adecuaciones para poder ser utilizados como fuente de consumo propio, en los últimos años han sido adaptadas cada vez más en las ciudades, ya que el costo de adquisición de estas tecnologías a estado bajando con el paso del tiempo. Las siguientes son las ubicadas en espacios más amplios, que llevan el nombre de campos fotovoltaicos, conocidos también como fuente de generación fotovoltaica concentrada, en este tipo a pesar de tener diferentes investigaciones y comprobar ser más eficiente, no es tan utilizada por su complejidad en el diseño (Ahmad Vassel, 2019). Aunque se pueden instalar las celdas fotovoltaicas como sistemas fijos, siendo esto lo más habitual como se indicaba arriba, estas celdas se pueden ensamblar con un sistema de seguimiento para obtener mayor electricidad, que es la característica principal de la concentrada; sin embargo, el sistema de seguimiento requiere más área para la instalación. (Mohammad Hossein Ahmadi, 2018)

En cuanto a su situación actual, según información de la Red Eléctrica de España, (2023) el crecimiento de la potencia eléctrica solar fotovoltaica instalada ha crecido en un 29.4% respecto al año 2022, y como se evidencia en la Figura 1.3 el potencial eléctrico ha pasado de estar en 4,681 MW en el 2015 a estar en 19,785 MW un aumento del 422% para finales de ese año. Pero no solo eso, según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (2020), el objetivo para el año 2030 en España es aumentar la potencia instalada a 39 GW, que corresponde a más de 19 GW respecto al año 2022.

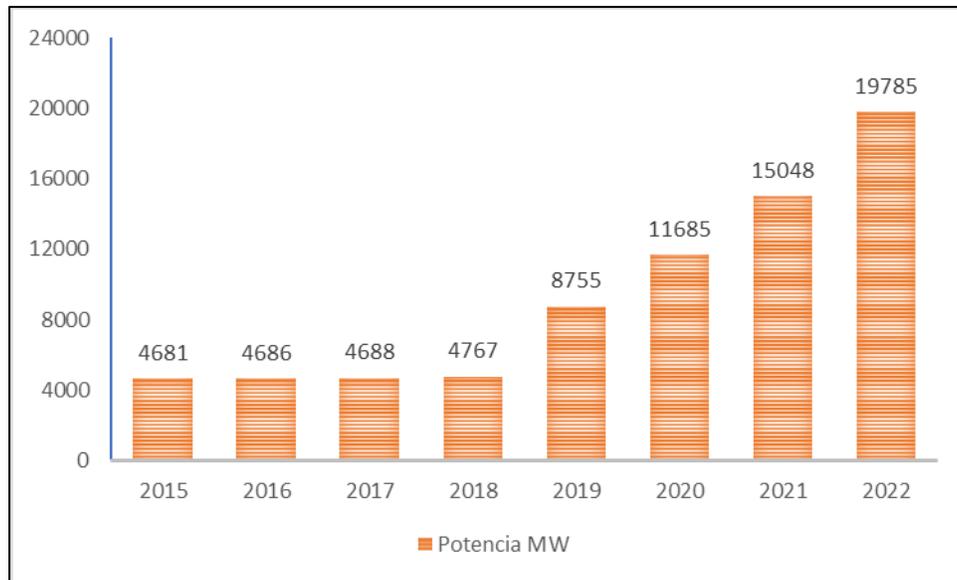


Figura 1.22 Potencia eléctrica fotovoltaica instalada en España

Tomado de: (Red Electrica de España, 2023).Elaboración propia.

Estos datos confirman cada vez más, que España tiene un potencial muy grande de generación eléctrica por este tipo de fuente renovable que podrían catapultarla como uno de los máximos exponentes a nivel europeo y traerían consigo muchas ventajas, no solo a nivel global por las contribuciones que puede realizar en otros países sino que mejoraría la economía del país, haciéndola más atractiva para inversionistas proporcionándole diferentes fuentes de ingreso y activación laboral a sus ciudadanos; siempre que se lleve a consecución una buena gestión, donde el valor de la inversión sea el mejor y los costos de la producción impulsen aún más su desarrollo e implementación.

# 2. OBJETIVOS

---

## 2.1. Objetivo general

Revisión del impacto del tamaño y el tipo de configuración (terreno o cubierta) de las plantas PV y su evolución en el tiempo.

## 2.2. Objetivos específicos

### 2.2.1. Análisis del estado del arte

Identificar investigaciones desarrolladas sobre la influencia del tamaño y configuración de las plantas PV sobre la inversión y costes de producción.

### 2.2.2. Análisis de la inversión

- Analizar la sensibilidad del tamaño de plantas sobre terreno en la inversión necesaria:
  - Año 2021. Análisis de los factores que determinan la inversión.
  - Evolución 2010-2021. Factores relevantes en la evolución.
- Analizar la sensibilidad del tamaño de plantas sobre cubierta en la inversión necesaria:
  - Año 2021. Análisis de los factores que determina la inversión.
  - Evolución 2010-2021. Factores relevantes en la evolución.
- Configuración de mínima inversión.

### 2.2.3. Análisis de los costes de la energía (LCOE)

- Analizar la sensibilidad del tamaño de plantas sobre terreno en el LCOE:
  - Año 2021. Análisis de los factores que determinan el LCOE.
  - Evolución 2010-2021. Factores relevantes en la evolución.
- Analizar la sensibilidad del tamaño de plantas sobre cubierta el LCOE:
  - Año 2021. Análisis de los factores que determina el LCOE.
  - Evolución 2010-2021. Factores relevantes en la evolución.

### 2.2.4. Aplicación al caso español

- Definir la configuración actual del parque PV español.
- Calcular la inversión y costo de la energía actual.
- Calcular la inversión y costo de la energía en diferentes escenarios hipotéticos con una diferente distribución de la potencia instalada.
- Comparar la configuración actual con los diferentes escenarios.

# 3. ESTADO DEL ARTE

El Estado del arte se abordará de dos formas: en reportes de diferentes empresas que han evaluado la evolución técnica y económica de los sistemas PV a través del tiempo, y en artículos científicos que utilizaron información de estas empresas para el desarrollo de sus estudios.

## 3.1. Reportes de instituciones para sistemas PV

El reporte Tracking the Sun del 2019 de Lawrence Berkeley National Laboratory (LBLN) (Barbose & Darghouth, 2019), realizado en Estados Unidos, estudia la evolución que ha tenido el precio de instalación de sistemas PV para los propietarios de estos sistemas desde el año 2000 hasta el año 2018; centrándose en este último, realiza un análisis descriptivo de la variación de precios de instalación de sistemas PV, complementándolo con un análisis econométrico de los sistemas PV residenciales instalados ese año. Toman como fuente de información una muestra del mercado fotovoltaico estadounidense, segmentando su estudio en instalaciones: Residenciales, pequeñas no residenciales ( $\leq 100$  kW), y grandes no residenciales ( $> 100$  kW y  $\leq 5$  MW si están ubicadas sobre terreno). Observan que el tamaño medio de las instalaciones residenciales a través de los años estudiados ha aumentado de 2.4 kW a 6.4 kW, reflejando un aumento de la eficiencia del módulo y un declive en los costos; mientras que los sistemas no residenciales cerraron con un aumento de tamaño medio en el 2018 de 47 kW. En cuanto a los precios medios de instalación, los autores indican que en el tiempo total analizado han disminuido un promedio de \$0.5/W por año; teniendo para el último año del análisis (2018) una disminución respecto al año anterior en los sistemas residenciales de \$0.2/W correspondiente al 5%, en los pequeños no residenciales de \$0.2/W correspondiente al 7% y de \$0.1/W en los grandes no residenciales, correspondiente al 5%. Esto debido a la trayectoria descendente del costo del módulo, así como los costos de adquisición para clientes de los diferentes componentes de los sistemas, tarifas de préstamos y mejores condiciones de mercado.

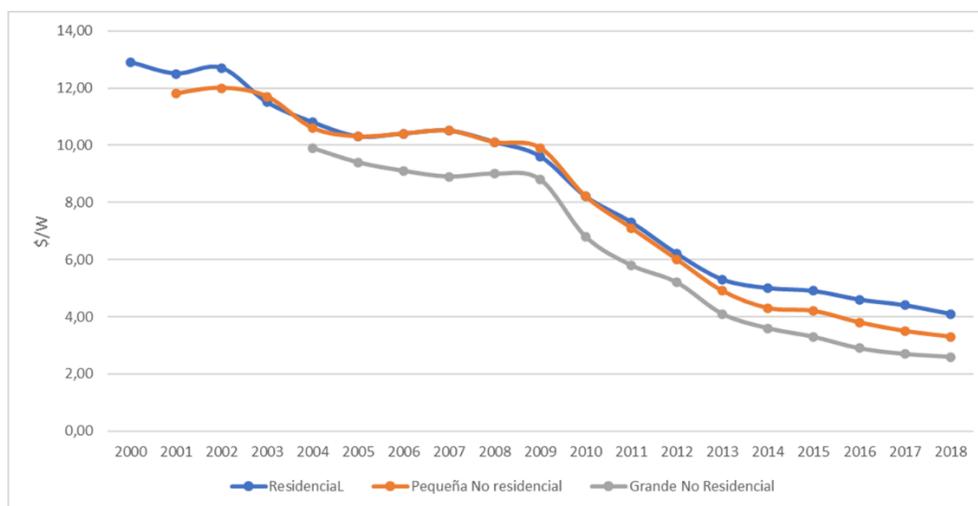


Figura 3.1 Precio de instalación sistemas fotovoltaicos 2000-2018.

Tomado de (Barbose & Darghouth, 2019).Elaboración propia.

En el intervalo de tiempo evaluado, el precio de instalación para sistemas residenciales disminuyó en un 44% por la caída del precio del módulo, un 11% por la disminución del precio del inversor, y en el restante 45% por los costos de balance del sistema y costos indirectos.

Centrándose ahora en el año 2018, para los diferentes tamaños de los sistemas residenciales se observa que la diferencia del precio medio entre el menor de los tamaños ( $\leq 2$  kW) y el mayor de ellos ( $>12$  kW) disminuyó cerca de \$1/W. Para los sistemas no residenciales la diferencia entre el menor y mayor de los tamaños es de \$0.7/W y para los sistemas grandes no residenciales el precio medio disminuyó en \$0.6/W reflejando así que evidentemente existe una fuerte economía de escala en el sector.

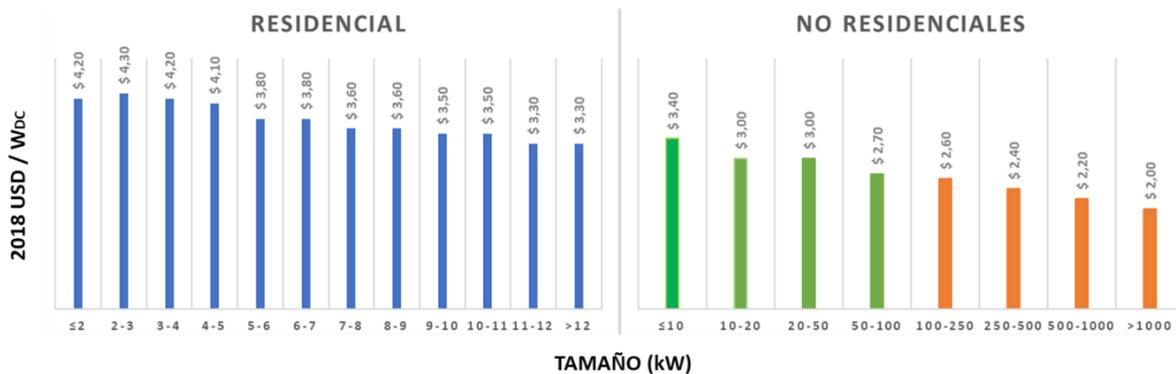


Figura 3.2 Precio de instalación 2018 según tamaño.

Tomado de (Barbose & Darghouth, 2019).Elaboración propia.

Finalizan realizando un análisis econométrico para encontrar las variables que influyen directamente en los precios de estas instalaciones, evaluando factores correspondientes al sistema, al mercado y al instalador. Donde sus resultados muestran que el factor más representativo en la variación de estos sistemas es el tamaño elegido, ya que puede producir un cambio de hasta un \$0.8/W sobre el precio, seguido de sí el sistema es nuevo producirá una disminución de \$0.5/W, también si se elige una adecuación sobre terreno producirá un aumento del precio de \$0.3/W, y según la tecnología o características elegidas para el módulo y el inversor que pueden producir un incremento de \$0.2/W cada uno. Concluyendo que el precio de instalación ha disminuido con el pasar de los años, gracias a la caída de los precios de los componentes físicos y sus costos indirectos, y que, aunque esta disminución ha sido más lenta en los últimos años los costos de los componentes físicos y los costos indirectos siguen cayendo poco a poco.

Para el año 2022 en la versión actualizada del reporte Tracking the Sun de LBLN (Barbose G. L., Darghouth, O'Shaughnessy, & Forrester, 2022), los autores toman como fuente de información una muestra del mercado fotovoltaico estadounidense, segmentando de la misma forma del anterior mencionado, es decir, con instalaciones: residenciales, pequeñas no residenciales ( $\leq 100$  kW), y grandes no residenciales ( $> 100$  kW y  $\leq 5$  MW si están ubicadas sobre terreno). Los cambios representativos se encuentran principalmente en la adición de los datos del precio medio de instalación hasta el año 2021, donde se sigue evidenciando la misma tendencia desde el 2013, donde el último precio medio estudiado (2021) respecto con el año inmediatamente anterior, ha disminuido para los 3 sistemas estudiados entre \$0.1-0.2/W después de ajustar los valores por la inflación presentada en ese país.

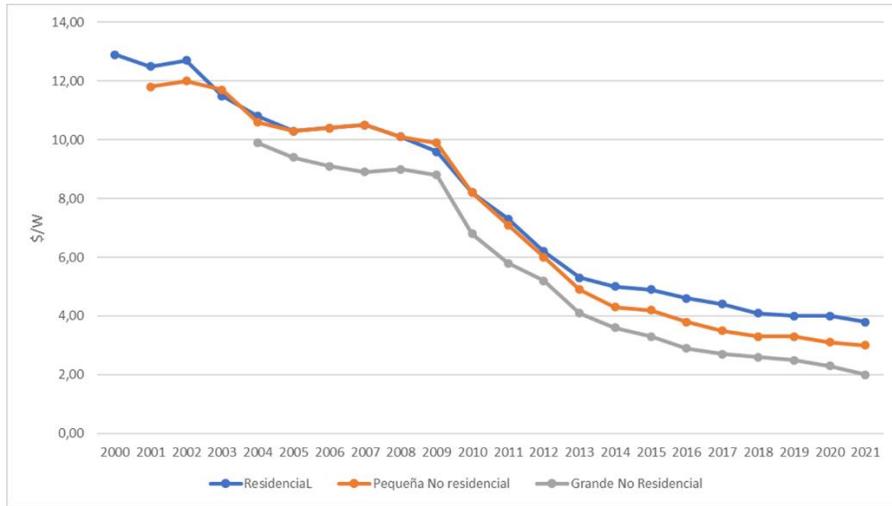


Figura 3.3 Precio de instalación sistemas fotovoltaicos 2000-2021.

Tomado de (Barbose G. L., Darghouth, O'Shaughnessy, & Forrester, 2022).Elaboración propia.

Para el año 2021, indican que la economía de escala surge por los diferentes costos fijos a los que se asocian los sistemas fotovoltaicos; mostrando en sus resultados que en sistemas residenciales el precio medio entre el menor de los tamaños y el mayor de ellos disminuyó en \$1.1/W. Para los sistemas no residenciales la diferencia entre el menor y mayor de los tamaños es de \$1/W y para los sistemas grandes no residenciales el precio medio disminuyó en \$0.6/W.

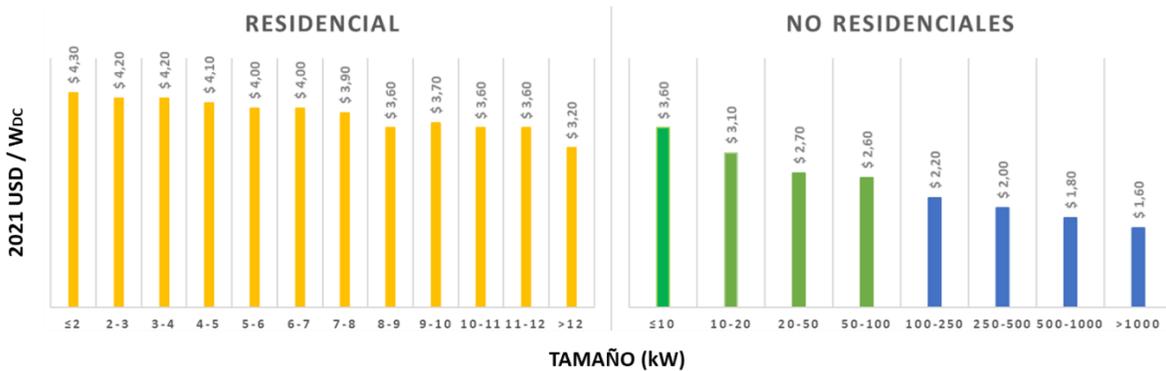


Figura 3.4 Precio de instalación 2021 según tamaño.

Tomado de (Barbose G. L., Darghouth, O'Shaughnessy, & Forrester, 2022).Elaboración propia.

En este reporte, los autores también realizan un análisis econométrico del precio de instalación para el año 2021, que en comparación con el del año 2019 incorpora en los factores estudiados la batería de almacenamiento del sistema, que termina siendo lo que puede producir mayor aumento del precio en los sistemas fotovoltaicos hasta en \$1.9/W, seguidos por variaciones entre \$0.4-0.5/W correspondientes al tipo de adecuación, a si es un nuevo montaje, y a los componentes: micro-inversor y optimizador.

También LBNL realizo para instalaciones a escala en el 2022 un informe (Bolinger, Seel, Warner, & Robson, 2022) donde resalto que los costos de instalación disminuyeron un 76% desde el 2010, esto debido a que los costos de operación y mantenimiento también han disminuido en un 58% desde el 2011 gracias a la generación de más proyectos solares de gran tamaño.

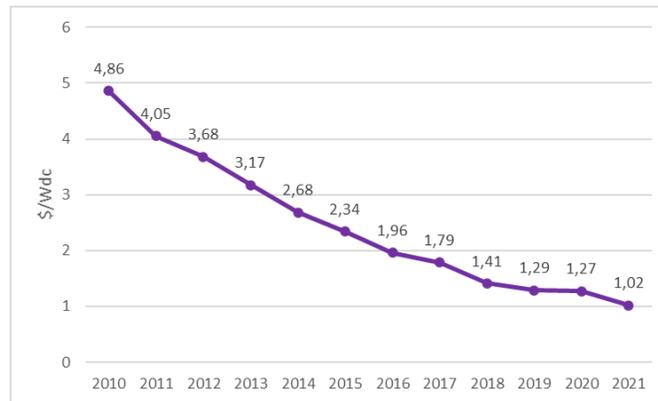


Figura 3.5 Precio de instalación sistemas fotovoltaicos a escala 2010-2021.

Tomado de (Bolinger, Seel, Warner, & Robson, 2022).Elaboración propia.

Indican también los autores que en el 2021 para instalaciones de entre 50-100 MW, el costo de instalación medio era 21% menor que proyectos de 5-20 MW siendo dichos valores \$1.06/W<sub>DC</sub> y \$1.14/W<sub>DC</sub> respectivamente, existiendo relación entre el tamaño y el ahorro de costos.

En este reporte se incluye también la variación que ha tenido el valor medio del LCOE para instalaciones fotovoltaicas a escala en Estados Unidos desde el año 2010 hasta el 2021. Donde, gracias a la disminución de los costos de capital, a la reducción en los costos de operación, al aumento del tiempo de vida de los proyectos y mejores condiciones de financiación; el valor del LCOE ha caído un 85% de \$220/MWh hasta \$33/MWh en el último año analizado.

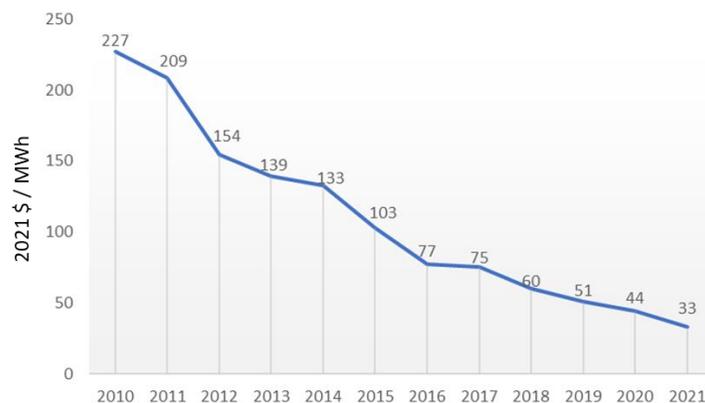


Figura 3.6 LCOE 2010-2021.

Tomado de (Bolinger, Seel, Warner, & Robson, 2022).Elaboración propia.

Por su parte, la empresa SEIA ha realizado diferentes reportes para distintos años, donde aborda para Estados Unidos, la situación actual del mercado fotovoltaico, así como la capacidad de generación del país, incluyendo la variación de los costos de instalación y sus componentes respecto al año inmediatamente anterior, dividiendo en tres segmentos el mercado: Sistemas residenciales, sistemas comerciales y sistemas a escala. Así que, en su último reporte para el año 2022 (SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables U.S. Solar Market Insight, 2023) mencionan crecimientos considerables en la capacidad instalada de los sistemas residenciales, comerciales y de escala en ese año, gracias a los diferentes incentivos y políticas de implementación. En cuanto a los costos de instalación encontraron un aumento respecto al año anterior, de un 1.1%, 4.4% para los dos primeros y cayendo un 0.3% para los sistemas de escala siendo los valores \$3.3/W<sub>DC</sub>, \$1.68/W<sub>DC</sub>, y \$0,91/W<sub>DC</sub> respectivamente. Esto, según los autores, producido por el incremento de costos de material físico necesario para las instalaciones, el aumento del costo de transporte y mano de obra, así como por el aumento de la inflación. En la siguiente figura se muestran los costos de instalación que ha manejado SEIA en sus informes desde el 2016 para los tres tipos de sistemas que maneja.

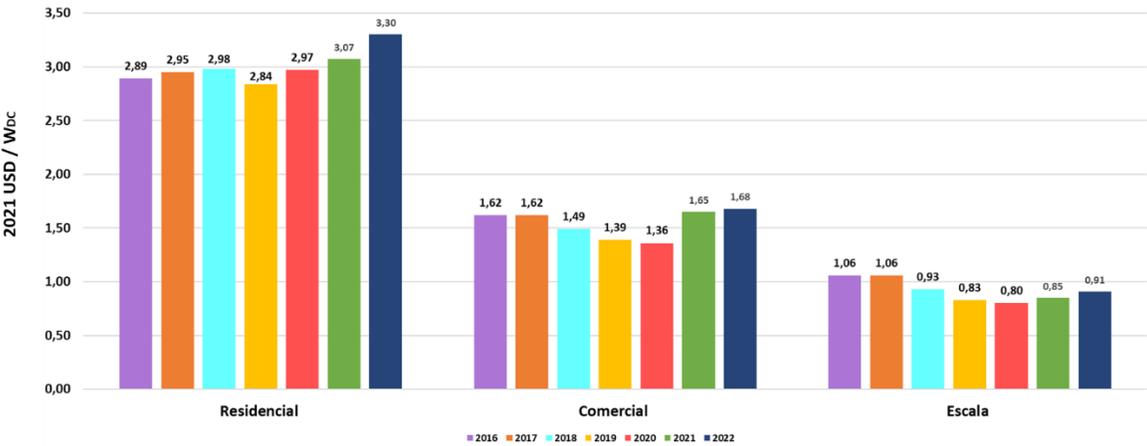


Figura 3.7 Costo medio total de instalación sistemas fotovoltaicos 2016-2022.

Tomado de (SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables U.S. Solar Market Insight, 2023).Elaboración propia.

Lo recopilado en el reporte ‘U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020’ para el National Renewable Energy Laboratory (NREL), donde se analizaron los costos de instalación de una planta fotovoltaica y de la energía a partir de celdas fotovoltaicas en un espacio de tiempo de 10 años (2010-2020), trabajando con un valor en dólares del año 2019 para diferentes tamaños, los cuales estaban entre 7 kW y 100 MW, donde se subdividían en 3 grupos: Residencial (7 kW) solo en cubierta, Comercial (0,1 MW-2 MW) en cubierta y terreno, y en Escala (5 MW-100 MW) solo en terreno, pero con dos tecnologías diferentes: estructuras con inclinación fija y con rastreador de un eje (Feldman, y otros, 2021).

Para la segmentación de estos costos, los autores utilizaron los valores totales de la construcción del equipo necesario, el costo total directo e indirecto de la mano de obra que requieren, así como todo lo relacionado con permisos, inspecciones e interconexión, por último, los gastos generales en las categorías que se utilicen como las de administración, ventas o marketing; así abarcando la gran mayoría de costos que interfieren en la instalación de una planta fotovoltaica. La figura muestra a continuación, un resumen de los costos de instalación para los tamaños máximos establecidos según su categoría residencial (7 kW),

comercial sobre tejado (200 kW) y en Escala con seguidor de un solo eje (100 MW) en todos los años analizados. Para los 3 tamaños se han presentado variaciones de \$4,82, de \$3,85 y de \$4,65 respectivamente entre el primero y último año estudiado.

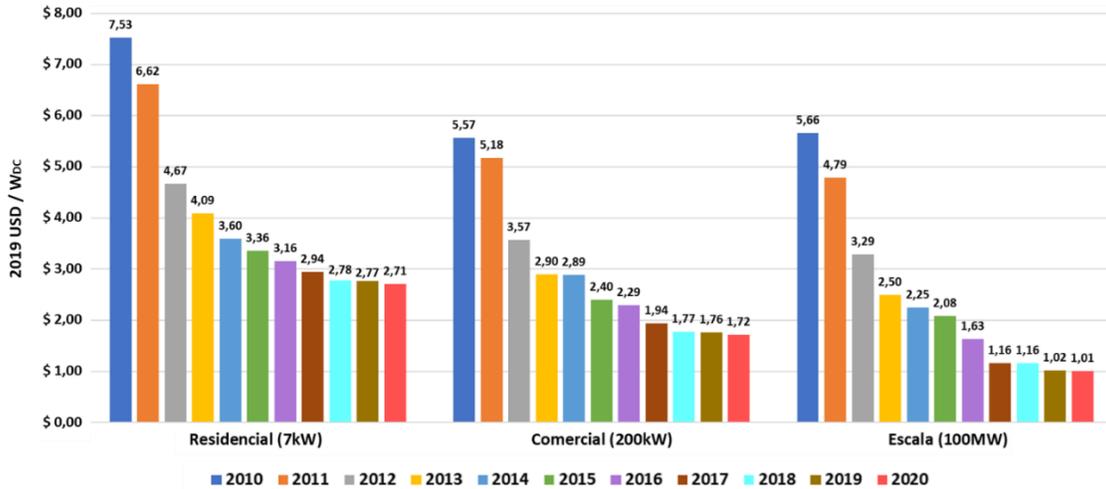


Figura 3.8 Costo total de instalación sistema fotovoltaico en el tiempo.

Tomado de (Feldman, y otros, 2021) .Elaboración propia.

Las variaciones que dicho costo ha tenido con el tiempo son gracias a diferentes mejoras tecnológicas que han surgido en el transcurso del tiempo y que han reducido el valor adquisitivo del hardware necesario para las celdas fotovoltaicas, este evidenciado principalmente en los módulos e inversores para todas las categorías; así mismo también se observa que dicho costo disminuía cuanto más grande era la capacidad instalada de generación. Aunque la mayor reducción del costo en los años estudiados corresponde a la categoría residencial, las otras dos categorías presentan un tamaño de planta PV instaladas mucho mayor, lo que conlleva mayor generación de energía que pueda ser utilizada.

También estudiaron el LCOE para estos tipos de instalaciones, asignando diferentes parámetros para su cálculo que se ajustaran a la realidad y situación actual del sistema eléctrico en Colorado, Estados Unidos. La siguiente figura muestra el valor del LCOE para los tamaños máximos establecidos según su categoría en todos los años analizados, donde las gráficas muestran una reducción en el costo de la energía generada con tecnología PV con el pasar del tiempo y también que el costo de la energía para plantas PV a escala eran mucho menores que para instalaciones residenciales, esto debido a la variación en los costos de instalación con los que cuentan también.

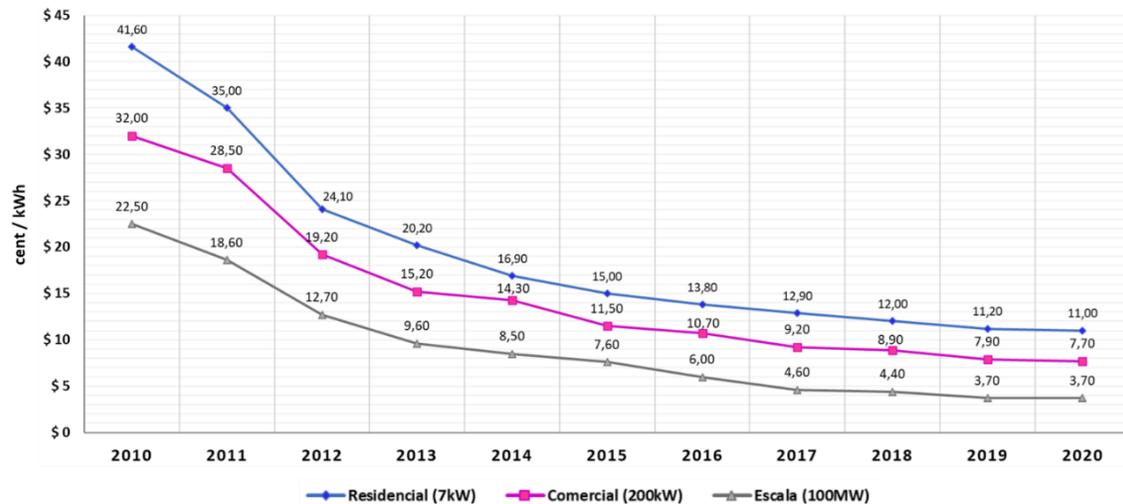


Figura 3.9 Evolución del LCOE en el tiempo.

Tomado de (Feldman, y otros, 2021) .Elaboración propia.

Las disminuciones en el periodo de tiempo analizado que presentan las instalaciones residenciales son de aproximadamente el 73%, las comerciales de 76% y para las de escala de un 83%. Evidenciando también que las más beneficiadas por todos los avances tecnológicos y de conocimiento a través de los años han sido estas últimas mencionadas.

NREL para el año siguiente, realizó el reporte U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021 (Ramasamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021), donde los autores, al igual que en su predecesor, analizan tres tamaños de sistemas fotovoltaicos: Residencial solo en cubierta, Comercial (0,1 MW-2 MW) en cubierta y terreno, y en Escala (5 MW-100 MW) solo en terreno con dos tecnologías diferentes; trabajando con un valor en dólares del año 2020. La principal diferencia a nivel de análisis con el anterior es que no realizan una comparación de los costos de instalación y LCOE en un periodo largo de tiempo establecido, sino solo con los valores del año inmediatamente anterior al estudiado. También que para los sistemas residenciales incluyen un desglose de los componentes del costo de instalación del año 2020, para diferentes tamaños entre los rangos 3 kW y 11 kW que permite un análisis más detallado de la variación de estos según su dimensión.

En sus resultados se observa que el costo de instalación para el año 2021 en sistemas residenciales es de \$2.65/W<sub>DC</sub>, para el comercial sobre cubierta \$1.56/W<sub>DC</sub>, y para el de escala con seguimiento \$0.83/W<sub>DC</sub>, que en comparación con los del año anterior presenta una disminución. Esta disminución fue producida por un balance de variaciones positivas (aumento de costo) y negativas (disminución de costo) en sus componentes, donde debido al resultado las negativas tuvieron más impacto. Entrando en detalle, las variaciones negativas estaban dadas por el aumento de la eficiencia del módulo y menores costos de adquisición de este; por otra parte, las variaciones positivas estaban producidas por el aumento del costo del inversor, el aumento del salario, el aumento del costo de materiales y equipo.

Los cambios en el costo de instalación resultaron también en cambios para el LCOE de cada uno de los sistemas, los valores para el año 2021 fueron de residenciales es de 11.9¢/kWh, para el comercial sobre cubierta 8.3¢/kWh, y para el de escala con seguimiento 4.1¢/kWh, que en comparación con los del año anterior presenta también una reducción.

En el reporte de NREL para el primer cuatrimestre del 2022 (Ramasamy, y otros, 2022) abarcan el detalle

del costo de instalación en Estados Unidos para los mismos tres tamaños mencionados en los anteriores reportes de esta misma empresa. La diferencia con los anteriores es que los autores, utilizando un precio del dólar del 2021, toman 2 valores para comparar en el análisis: el precio mínimo de los instaladores que les permita solventarse financieramente y el precio del mercado que tiene en cuenta la situación actual del mismo (este fue el utilizado en reportes anteriores). En sus resultados se observa, en comparación al año anterior, el aumento de dichos costos; el costo de instalación residencial fue  $\$2.95/W_{DC}$ , el comercial sobre cubierta  $\$1.84/W_{DC}$  y el de escala con seguimiento de un eje de  $\$0.99/W_{DC}$ ; esto debido a complicaciones del mercado en ese año por la situación financiera del país. Ya que dichos costos de instalación se vieron afectados, el valor del LCOE para el año 2022 fue para sistemas residenciales de  $11.1\text{¢/kWh}$ , para el comercial sobre cubierta  $8.7\text{¢/kWh}$ , y para el de escala con seguimiento  $4.1\text{¢/kWh}$ , que en comparación con los del año anterior presenta solamente para el sistema residencial una reducción, mientras que se observa un aumento para el sistema fotovoltaico comercial; reforzando la afirmación que para tamaños mayores dicho valor será menor.

En el 2021 IRENA (IRENA, 2022) abarca un panorama global de los sistemas a escala PV (tamaños entre  $\leq 1\text{ MW}$  y  $\geq 300\text{ MW}$ ) estableciendo que su tendencia sigue en aumento y que el continente con mayores instalaciones nuevas es Asia teniendo este una participación del 57% del total. En cuanto a los costos de instalación se observa una tendencia a la baja del promedio global y que ha pasado de estar a  $4808\text{ USD/kW}$  en el 2010 a  $857\text{ USD/kW}$  en el 2021 presentando una disminución del 82% y para ese último año 6% respecto al anterior, teniendo a la Federación Rusa con el máximo valor de costo de instalación con  $1695\text{ USD/kW}$  y a India con el menor con  $590\text{ USD/kW}$ . Esta disminución se debe a la optimización en los procesos de manufactura e innovación de los módulos PV, de las mejoras producidas por curva de aprendizaje en las labores de instalación, operación y mantenimiento, y por las políticas que facilitan las labores administrativas y financieras.

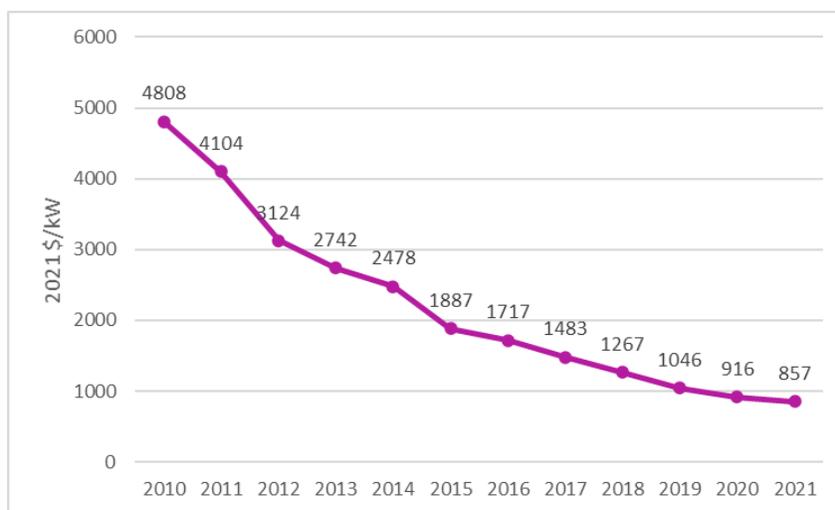


Figura 3.10 Evolución del costo medio de instalación global entre 2010-2021 para instalaciones a escala.

Tomado de (IRENA, 2022).Elaboración propia.

Respecto al LCOE el promedio global se ha reducido en un 88% del 2010 al 2021 pasando de  $\text{USD } 0.417/\text{kWh}$  a  $\text{USD } 0.048/\text{kWh}$ , esto producto de la disminución del costo de instalación y de las mejores prácticas en los procesos; de hecho en el transcurso de esos 11 años, las reducciones más grandes se han

producido en el módulo 45%; en las labores de ingeniería, instalación, desarrollo y otros costos indirectos que corresponden al 26%; y del inversor, otros componentes físicos del sistema junto con labores de montaje que son los causantes del 17% de dicha disminución a través del tiempo que en conjunto han mejorado la competitividad económica del sector PV; teniendo a Australia y la India como máximos exponentes de esto con una reducción del 90%. Por último, mencionan un factor poco detallado que es el espacio necesario de la tierra para generar electricidad, que, debido también a todas las mejoras mencionadas anteriormente, se ha reducido de un promedio global de 2.69 ha/MW en 2010 a 1.94 ha/MW en el 2021.

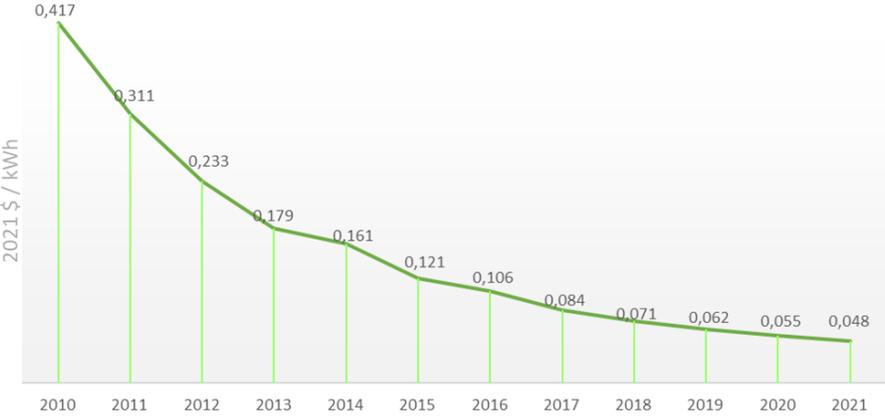


Figura 3.11 Evolución del LCOE medio global entre 2010-2021 para instalaciones a escala.

Tomado de (IRENA, 2022).Elaboración propia

En las siguientes figuras se ilustrarán los diferentes valores del costo de instalación de los diferentes reportes, agrupados por el tipo de sistema al que pertenecen, es decir: Residencial, Comercial y Escala. Esto con el fin de poder comparar sus resultados.

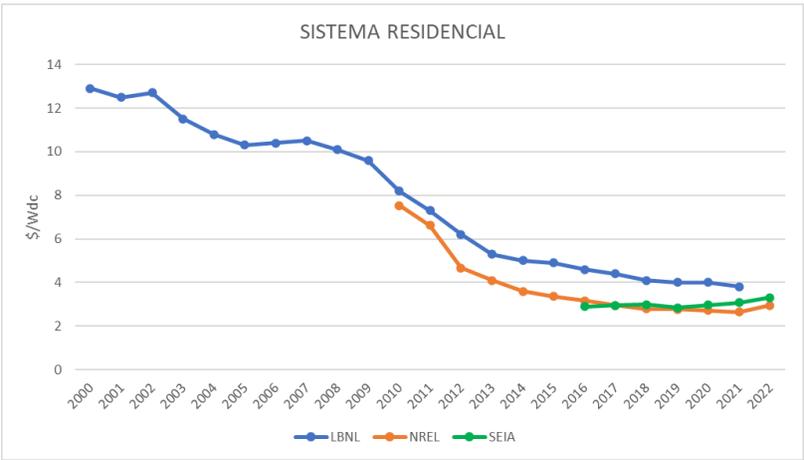


Figura 3.12 Comparación evolución del costo de instalación sistemas residenciales por autor.

Elaboración propia

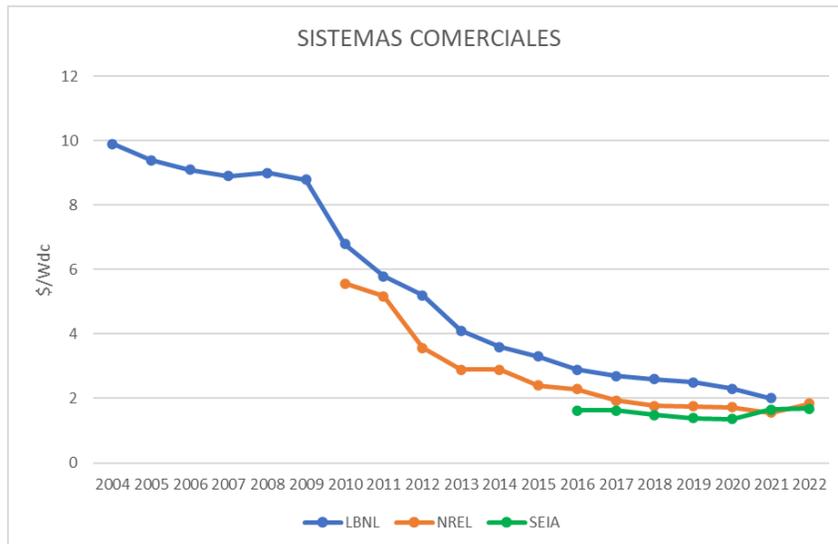


Figura 3.13 Comparación evolución del costo de instalación sistemas comerciales por autor.

Elaboración propia

Se puede observar que LBNL es la empresa que más datos presenta en sus reportes para los sistemas residenciales y comerciales, seguido por NREL y en último lugar SEIA. A su vez, LBNL es quien presenta los valores más altos, esto debido a que maneja costos medios de un rango de tamaños, seguido por NREL quien trabaja con un tamaño específico, mientras que SEIA se encuentra de último, pero maneja también un rango de tamaños.

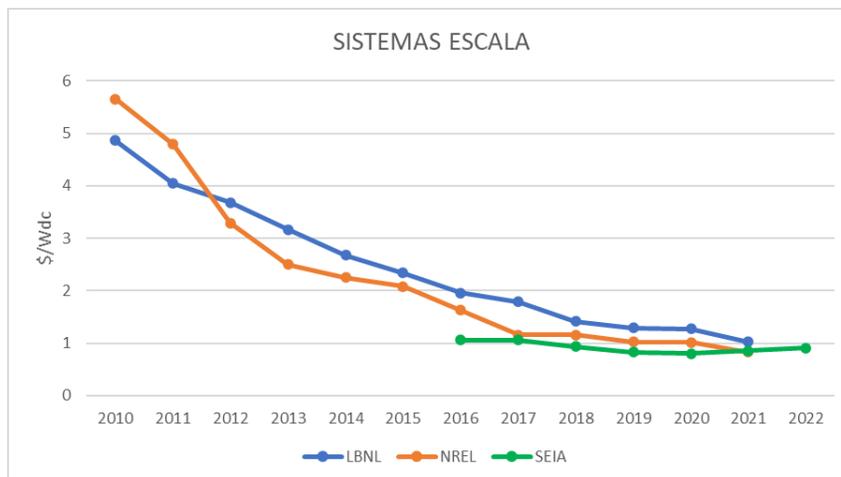


Figura 3.14 Comparación evolución del costo de instalación sistemas a escala por autor.

Elaboración propia

Se puede observar que LBNL y NREL tienen la misma cantidad de datos para los sistemas a escala. También que LBNL es quien presenta los valores más altos, seguido por NREL, y que SEIA es quien aporta valores para el último año, para este tipo de sistemas, al igual que en los anteriores, LBNL y SEIA manejan un valor medio para un rango de tamaños elegido, mientras NREL trabaja con un solo tipo de adecuación y tamaño.

Tabla 1. Revisión bibliográfica de Reportes de instituciones para sistemas PV.

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Entidad</b>	<b>Configuración PV</b>	<b>Observaciones</b>
Barbose & Darghouth	2019	Lawrence Berkeley National Laboratory	Residencial, Comercial	Maneja rangos de tamaño: Residenciales( $\leq 100$ kW) y grandes no residenciales ( $> 100$ kW y $\leq 5$ MW sobre terreno) comparan con diferentes años la evolución del costo de instalación. Analizan las causas del cambio para ese año.
Barbose G. L., Darghouth, O'Shaughnessy, & Forrester	2022	Lawrence Berkeley National Laboratory	Residencial, Comercial	
Bolinger, Seel, Warner, & Robson	2022	Lawrence Berkeley National Laboratory	Escala	Maneja rangos de tamaño de sistemas a escala de entre 5 MW y 100MW comparan con diferentes años la evolución del costo de instalación y LCOE.
SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables U.S. Solar Market Insight	2022	SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables U.S. Solar Market Insight	Residencial, Comercial y Escala	Trabaja los sistemas residencial, comercial y a escala. Realiza comparación de costos de instalación con el año anterior.
Feldman et al.	2020	NREL	Residencial, Comercial y Escala	Trabaja rangos: Residencial(7kW), Comercial(0,1MW-2MW), Escala(5MW-100MW), realiza comparación temporal de varios años de los costos de instalación y LCOE, así como análisis de sensibilidad
Ramasamy, Feldman, Desai, & Margolis	2021	NREL	Residencial, Comercial y Escala	Trabaja rangos: Residencial(3kW-11kW), Comercial(0,1MW-2MW), Escala(5MW-100MW), realiza comparación con el año anterior de los costos de instalación y LCOE, realiza un análisis de sensibilidad
Ramasamy et al.	2022	NREL	Residencial, Comercial y Escala	
IRENA	2022	International Renewable Energy Agency	Escala	Maneja sistemas a Escala( $\leq 1$ MW - $\geq 300$ MW) realiza comparación de costos de instalación, LCOE y evalúa el comportamiento de sus componentes

Fuente: Elaboración propia

### 3.2. Artículos científicos de evolución y efectos de sistemas PV

A continuación se mencionarán, algunos artículos, donde los autores han realizado diferentes investigaciones basadas en reportes empresariales, como fuentes de información que contenían la evolución de costos a analizar, o distintos valores de sus componentes para obtener sus resultados, analizando el comportamiento de los costos de instalación de una planta PV y los costos de la electricidad que generan para entender los factores clave en su desarrollo, predecir futuros valores o analizar la situación actual del mercado.

Bollinger y Gillingham (Bollinger & Gillingham, 2019) quienes basándose en la evolución entre los años 2002 y 2012 que tuvo el sector fotovoltaico en California, EEUU, debido a la participación del gobierno a través de diferentes incentivos en la inversión para instalaciones fotovoltaicas comerciales y residenciales, al crecimiento del mercado por la inclusión de economías de escala y al desarrollo tecnológico de los componentes de las celdas fotovoltaicas basándose en una metodología que se basa en el aprendizaje mediante la experiencia propia o de terceros. Decidieron encontrar la relación de ese aprendizaje aplicado en los costos como gastos de mano de obra, gastos generales o gastos de marketing, asociados como costos indirectos para los diferentes tamaños de instalación fotovoltaica. Para ello primero dejaron clara la situación actual del mercado solar de California junto con los incentivos que brindaba a los instaladores, luego realizaron una estimación de la demanda y suministro con precios de la energía que computarían con la información recolectada de sus fuentes, donde establecerían que trabajarían un modelo de simulación principalmente con los instaladores pequeños, esto debido a las desventajas que ya

presentaban frente a las grandes compañías instaladoras dueñas de las plantas PV más grandes en el mercado, por los incentivos en precios dinámicos que poseían restricciones debido a su capacidad. En su investigación encontraron una disminución en los costos indirectos de unos 0.12 \$/Watt de los 2,5 \$/Watt con los que contaba el balance del sistema (BOS) que corresponde a los componentes de funcionamiento del sistema eléctrico; esta curva de aprendizaje por la cual se presentaba la disminución era mayor en los primeros años y luego menor en el periodo de tiempo analizado. También que los beneficios de las instalaciones residenciales y comerciales disminuían mientras el mercado crecía, pero que en las instalaciones de gran tamaño esto no sucedía, ayudando a entender porque aparentemente para los primeros no se presentó una mayor disminución en el BOS, aunque se evidenciara una disminución considerable en los costos de instalación durante el tiempo analizado. Concluyeron que se presentaba una mayor curva de aprendizaje en los grandes instaladores cuando recibían información de su competencia, gracias a la facilidad que pueden tener para apropiarse de ella con la contratación de personal de la competencia, o trabajos de observación en las instalaciones de terceros. A pesar de esto, demostraron que el sistema de incentivos de California beneficiaba en mayor proporción a los instaladores pequeños ya que afectaba la eficiencia económica a corto plazo de los más grandes, pero que sin la presencia de esa curva de aprendizaje dicho beneficio se vería afectado considerablemente debido al desinterés en la inversión de los pequeños instaladores.

Por su parte, Nemet, Lu, Rai y Rao (Nemet, Lu, Rai, & Rao, 2020) utilizando información de entre los años 2008 a 2014 en Estados Unidos para instalaciones residenciales PV de entre 1 kW y 15 kW, diseñaron un modelo para identificar no solo el impacto de la curva de aprendizaje en la reducción del costo de instalación, sino el impacto del conocimiento adquirido por ubicación geográfica (condados y estados) y por empresas afines. Donde estableciendo como la variable dependiente el costo total de instalación diferente al hardware y como variables independientes la agrupación de valores referentes a las empresas del sector, conocimiento adquirido, mercado, competencia, política y características del sistema; con las observaciones que tenían y los 43 modelos que corrieron para hacer más certeras las respuestas. Encontraron que se podía reducir entre \$0,19 y \$0,35 por Watt con el uso eficiente del aprendizaje empírico, de la información suministrada por su ubicación geográfica y las empresas; que se presentaba una reducción de hasta \$0.28/Watt con una correcta mejora en la mano de obra y que haciendo el tamaño de generación de la instalación más grande se lograra conseguir una disminución del costo de instalación entre \$0.62 y \$1.37 por Watt. Llegaron a la conclusión de que el factor que más influía en la disminución del costo de instalación diferente al hardware era el tamaño que se escogía para la planta PV siendo el causante de un 68% de la reducción de este, por su parte lo relacionado con el conocimiento adquirido de diferentes fuentes correspondía al 21%, mientras que las labores de mano de obra provocaban el 9% del efecto de disminución; añadiendo también que para el mercado estadounidense los costos diferentes al hardware representaban el 80% del costo de instalación residencial debido a la caída del valor que han tenido los componentes físicos del sistema con el pasar del tiempo y que la inclusión de políticas que favorezcan la demanda aumentara ese conocimiento adquirido para la población.

Zhoy y Gu (Zhou & Gu, 2019) en su investigación realizaron un análisis de la curva de aprendizaje a través del tiempo para los sistemas fotovoltaicos residenciales y de escala en Estados Unidos, con el fin de encontrar una relación entre la implementación de sistemas de investigación, desarrollo y demostración (RD&D) con la reducción del valor de la inversión para proyectos de este tipo, los costos sociales que hacen referencia al costo extra que le cuesta a la población la generación de energía mediante esta forma y la reducción del costo de la emisión de carbono. Para ello utilizaron información del costo unitario de inversión, y capacidades instaladas de entre los años 2008-2016, que junto con información histórica relacionada al conocimiento adquirido mediante los datos de inversión pública en RD&D establecieron un modelo de curva de aprendizaje para predecir los valores estimados hasta el año 2030 donde los valores del LCOE marcarían la reducción de la inversión necesaria y si se cumpliría con una reducción de

los costos sociales y de emisión de carbono; sus resultados mostraron que el costo de la inversión para las instalaciones PV de escala hasta el año 2016 había disminuido en un 61,42% y desde ese punto siguiendo la curva se esperaba una reducción de entre el 35%-41.4% para el 2025 y de entre 47.1%-55.3% para el 2030; donde la reducción del costo esperada asociada a RD&D eran de \$127 y \$57 por KW respectivamente correspondiente a un 11,8% y un 5.5% del costo total. Mientras que para las instalaciones PV residenciales habían disminuido un 61,42% para el 2016 y al igual que en el anterior siguiendo la curva se esperaba una reducción desde ese punto del 28.3%-38.2% para el 2025 y de entre 40.1%-50.7% para el 2030 con una reducción de \$220 y \$169 por KW respectivamente relacionada con inversión en RD&D que corresponde a un 11.6% y un 8.9% del costo total. Sus resultados a la vez establecen que entre el 2016 y el 2030 el valor del LCOE para las instalaciones PV de escala se reduzca entre el 41-49.1% con el valor más bajo alcanzado de 0.0456\$/KWh, y para las instalaciones PV residenciales se espera una reducción en el mismo espacio temporal del 36,8-46.8% con el valor más bajo de 0.1081\$/KWh; que según los objetivos fijados por el gobierno de los Estados Unidos de 3 cents/KWh y 5 cents/KWh respectivamente, no se cumplirían; y que significaría que debería haber más instalaciones PV para lograr esto. Concluyen los autores que todo el conocimiento adquirido durante el tiempo y la inversión en RD&D han influido en gran medida en la disminución del valor total de las inversiones en instalaciones PV; también que se deben fortalecer estas inversiones y políticas que favorezcan a los instaladores para que esta tecnología a futuro tenga más oportunidades y se haga más fuerte en el mercado siendo las instalaciones PV residenciales las que necesitan más soporte.

Kamran et al. (Kamran, y otros, 2019) realizaron una investigación de la paridad de la red solar, definida por los autores como el momento en que el precio de la electricidad generada por las instalaciones PV igualan el precio de la electricidad del mercado, con el objetivo de analizar la situación de los mercados y los factores claves que influyen en esta. Para ello utilizaron información de la evolución a lo largo del tiempo que han tenido las instalaciones PV, su tamaño, su capacidad de generación, sus costos, subsidios o beneficios en los siguientes países: Alemania, China, Italia, España, Japón, Malasia, India y Holanda. La manera en que la desarrollaron fue con el análisis de la curva de experiencia o líneas de aprendizajes donde podían crear un gráfico que mostrara el comportamiento del precio de la electricidad generada a través del tiempo respecto al precio de la electricidad del mercado o mediante el LCOE. En sus resultados presentaron que los países como Alemania, China, Japón, India y Holanda habían logrado una paridad de la red solar bajo diferentes circunstancias como la respuesta positiva de los diferentes incentivos para la inversión que brinda a sus ciudadanos. Concluyendo que estos incentivos son cruciales en las primeras etapas para que el precio de la electricidad generada de esta manera baje hasta lograr la paridad con los precios de la electricidad del mercado; ya que evidenciaron que provocaban un aumento de las instalaciones fotovoltaicas a lo largo de su territorio, haciendo cada vez más grande el mercado energético sugiriendo que una vez alcanzada esta igualdad, el mercado sería autosuficiente sin ningún tipo de incentivo. También que, siguiendo los pasos de la evolución del costo del módulo solar, las instalaciones PV cuentan como factor crucial la tendencia a la baja de los costos del BOS ya que este representa la mayor proporción de los componentes. También Bianco et al. (Bianco, Cascetta, & Nardini, 2021) en su investigación sobre la influencia de las políticas de difusión de la tecnología e incentivos en los sistemas fotovoltaicos de Italia, mediante un análisis temporal desde el año 2006 al 2019 de la capacidad instalada, los precios de la electricidad y la representación de los incentivos en el valor. Encontraron que las políticas de ayuda a la inversión tecnológica PV influían de manera directa en el LCOE y producían que los inversores no se sintieran atraídos hacia este modelo dejando a los productores de servicios convencionales el mercado abierto ya que dichas políticas estaban alejadas de la tendencia industrial que manejaba y aunque existían actualmente varias instalaciones a escala ubicadas en donde el valor del terreno era más bajo, junto con la inclusión de instalaciones sobre cubierta o fachadas de edificios iban a verse afectadas a largo plazo por la falta de subsidios acordes a esta tecnología. Esto refuerza aún más la

idea de que el papel de las políticas de las regiones impacta directamente en la reducción del costo de instalación y el costo de la electricidad.

Talavera et al. (Talavera, Ceron, Rodríguez, & Higuera, 2018) desarrollaron una investigación donde el objetivo era encontrar un tipo de tecnología que maximizara la rentabilidad y tuviera un costo competitivo en proyectos fotovoltaicos entre montajes fijos y con ejes de seguimiento, para su estudio utilizaron el LCOE como método de comparación, donde con información temporal recopilada para los años 2007 a 2017 de 5 regiones que fueron Granada y Santa Cruz de Tenerife (España), Riyadh (Arabia Saudí), Alta Floresta (Brasil) y Frenchman Flat (USA), y en cada una de ellas con 3 tecnologías diferentes (fijo, seguimiento de 1 eje y seguimiento de 2 ejes); utilizaron valores de costo de generación, impuestos, tarifas de electricidad, capacidad de generación, entre otras para realizar un análisis financiero y de costos para encontrar las variaciones importantes según las regiones y las tecnologías. En sus resultados encontraron que independientemente del tamaño de generación elegido si la inversión inicial era mayor, el valor del LCOE iba a ser mayor lo que trae consigo un impacto negativo en la competitividad, también que si los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones PV eran menores iban a disminuir a su vez el valor del LCOE; por su parte que el ciclo de vida de la instalación y los impuestos que se pagan tenían el mismo efecto, ya que si estos valores eran más grandes, el LCOE iba a ser menor pero que estos dos factores son los que menos influencia tienen en comparación a los otros analizados, por último si el coste medio ponderado de capital utilizado en la realización de una instalación es menor, iba a obtener un efecto de disminución en el valor del LCOE siendo este el más importante de los resultados obtenidos. Concluyeron los autores que intervienen muchos factores al momento de elegir un tipo de tecnología, como la radiación solar a la que está expuesta la zona, los impuestos, los descuentos que lo afecten y la financiación que escoja mostrando que según las regiones podían tener los tipos de tecnologías valores muy cercanos entre ellos, pero por los beneficios financieros que podían tener sobre las instalaciones al momento de poder generar más energía, la tecnología elegida sería el seguimiento de un eje.

En otro estudio realizado, Bosh (Bosch, 2019) después de realizar un análisis de todos los factores que han influido a través del tiempo en los costos de instalación y LCOE de los tipos de instalaciones residenciales, comerciales y de escala en diferentes países; identificó que la disminución en los costos de los componentes físicos debido a los avances tecnológicos, eficiencia en su producción e instalación estaban relacionados con la adquisición de conocimientos en este campo a través del tiempo; esto tuvo un impacto considerable en la evolución en los costos del sistema ya que correspondían cerca al 35-40% para las instalaciones pequeñas y el 50% para los de escala y que según sus fuentes de información, esto impulsó la investigación para la reducción de los costos indirectos relacionados a los sistemas ya que correspondían al 50% del total para las pequeñas instalaciones y un 30% para las de escala. También encontró que el tamaño de la instalación afectaba directamente los costos del sistema debido a las economías de escala, que causaban un impacto principalmente en la reducción del costo en la adquisición de hardware necesario, señalando que para las instalaciones residenciales se estimaba un costo de 2\$/W, para las comerciales de 1.5\$/W y para las de escala 1\$/W; sin embargo, que estos precios siguen evolucionando y que se pueden llegar a obtener precios más bajos en este sector. Respecto al LCOE establece una relación directamente proporcional con la disminución de los costos de instalación, estableciendo valores en el mercado energético al momento de su investigación de entre 30-40 \$/kWh, siendo China y Alemania los países con el precio más bajo de la electricidad en el sector PV. Para finalizar su investigación realizó una estimación hasta el 2022 de los precios futuros para instalaciones PV residenciales en Australia utilizando el método de curva de aprendizaje con datos desde el 2014 al 2019. En sus resultados (dejando claro que la variabilidad de los datos afecta la predicción de estos, entre más alta sea esa variabilidad más difícil será realizar la estimación) encontró gracias a las curvas más precisas un precio de 1\$/W para tamaños de entre 3 y 10 kW en los sistemas residenciales que permitirán una transición más rápida a una economía renovable en las familias australianas.

Tabla 2. Revisión bibliográfica de Artículos científicos de evolución y efectos de sistemas PV.

<b>Autores</b>	<b>Año</b>	<b>Fuente</b>	<b>Observaciones</b>
Bryan Bollinger & Kenneth Gillingham	2019	Social Science Research Network (SSRN)	Influencia directa en la disminución del costo de instalación del análisis temporal de costos por los instaladores y su curva de aprendizaje.
Nemet, Lu, Rai & Rao	2020	Energy Policy	Análisis temporal de la reducción en los costos de instalación debido al aprendizaje temporal de los instaladores
Zhou & Gu	2019	Sustainability MDPI	Análisis temporal de curva de aprendizaje en sistemas residenciales y comerciales, en el ahorro de costos utilizando el LCOE como evaluador de los resultados.
Kamran et al.	2019	International Journal of Renewable Energy Research	Análisis para establecer las causas del cambio del LCOE y el aumento de instalaciones PV a través del tiempo.
Bianco, Cascetta, & Nardini	2021	Sustainable Energy Technologies and Assessments	Análisis temporal para establecer las causas del cambio del LCOE y aumento de la inversión e implementación de instalaciones PV de las regiones.
Talavera, Ceron, Rodríguez, & Higuera	2018	Renewable Energy	Análisis de sensibilidad del LCOE basándose en fuentes de información que recopilan datos temporales. Sin depender del tamaño PV seleccionado para implementar
Bosch	2019	ETSEIB	Influencia del tamaño de la instalación en los costos del sistema y LCOE

Fuente: Elaboración propia

### 3.3. Aporte de la investigación

En este trabajo a diferencia de los anteriores mencionados, se realizará una investigación de la configuración actual del parque solar fotovoltaico español, donde se establecerán las condiciones con las que cuenta el sistema PV en la región con datos de fuentes públicas. Para después, tomando datos de la evolución de la inversión y los costos de la energía, según la categoría de las instalaciones PV, primero se pueda calcular el valor de la inversión y costo de la energía total actual, para luego poder abordar diferentes escenarios donde se realice una reasignación de la potencia instalada, con el propósito de poder cuantificar la variación positiva o negativa que hubiera tenido la inversión en plantas PV del país, compararlas y generar conclusiones.

## 4. DATOS

---

Se establecieron como fuente principal de información para los datos de partida de este trabajo los reportes técnicos: 'U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmark: Q1 2020 de NREL, en el cual, como se mencionó en el capítulo anterior, se analizaron la inversión y el costo de la energía para un periodo de tiempo de 10 años (2010-2020) en Estados Unidos, para diferentes tamaños entre 7 kW y 100 MW, que a su vez se dividían en 3 grupos según su dimensión: Residencial (solo en cubierta), Comercial (en cubierta y terreno), y Escala (solo en terreno) (Feldman, y otros, 2021) y el reporte con el mismo nombre para el año 2021 donde se incluyeron los valores reales para el año 2020 y los correspondientes para el 2021. (Ramamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021)

### 4.1. Inversión

Al principio de la investigación se planteó hacer un análisis econométrico de la inversión, con la información suministrada de cada uno de los años estudiados (10), de cada tamaño disponible en el reporte NREL (7 kW, 200 kW y 100 MW), para poder identificar si tanto los costos como sus componentes seguían alguna tendencia por el tipo de adecuación o de tamaño, y poder predecir valores futuros; pero debido a que la muestra brindada por el reporte era pequeña, y los datos presentaban diferentes comportamientos los resultados obtenidos no eran concluyentes. Así que para encontrar los factores determinantes de la inversión en la instalación de una planta PV se planteó evaluar un intervalo específico de tamaño de generación, que compare tanto los valores para la inversión de instalación PV sobrecubierta y los de terreno, teniendo los mismos parámetros y así poder generar un comparativo más acertado. Así que, los valores que se tomaron fueron los correspondientes a la categoría comercial mencionada en el informe del NREL, ya que trabaja directamente con ambos tipos de adecuaciones, además también cuenta con información de diferentes tamaños de instalación en el intervalo que maneja (0,1 MW – 2 MW); donde se comparó a detalle dicha estructura de costos, para evidenciar en función de que varían y así poder encontrar cuáles son los factores de toma de decisión adecuados al momento de elegir entre un modelo u otro.

Para las adecuaciones Comerciales de celdas fotovoltaicas, en el informe del NREL para el año 2021 se encuentran las siguientes figuras: la 4.11 para adecuaciones entre 0,1MW y 2MW en cubierta y la 4.12 para adecuaciones en terreno de la misma capacidad de generación.

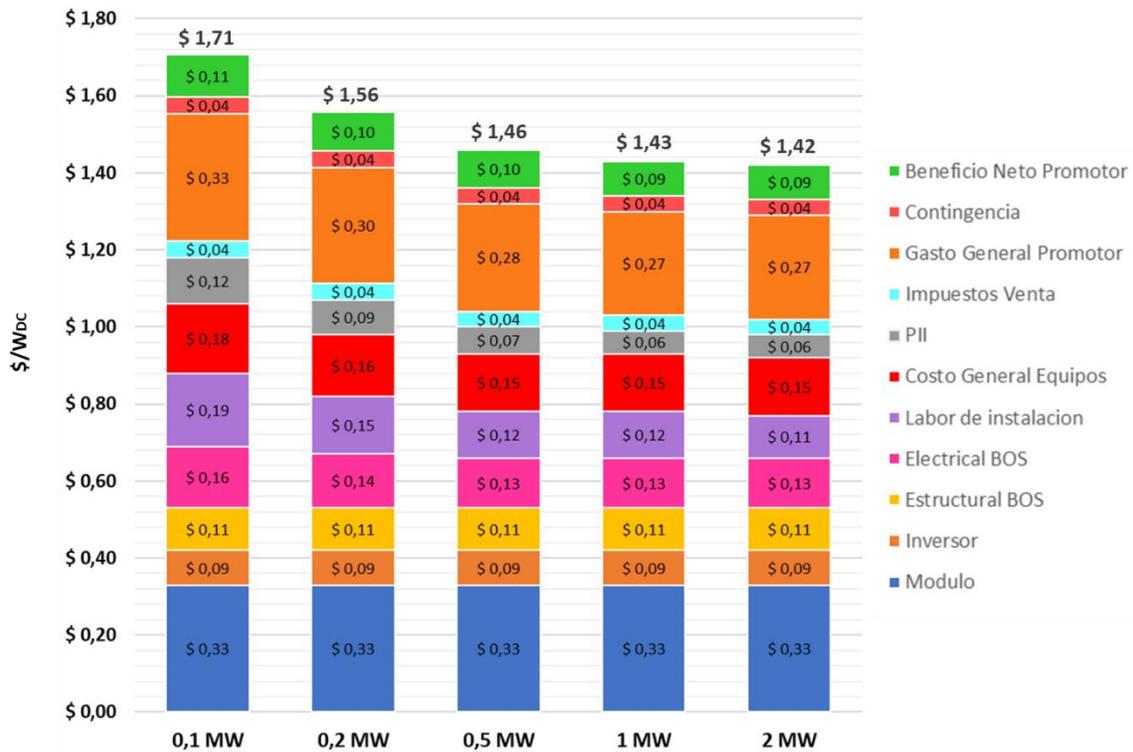


Figura 4.11 Inversión sistema fotovoltaico comercial sobre cubierta.

Tomado de (Ramasamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021).Elaboración propia.

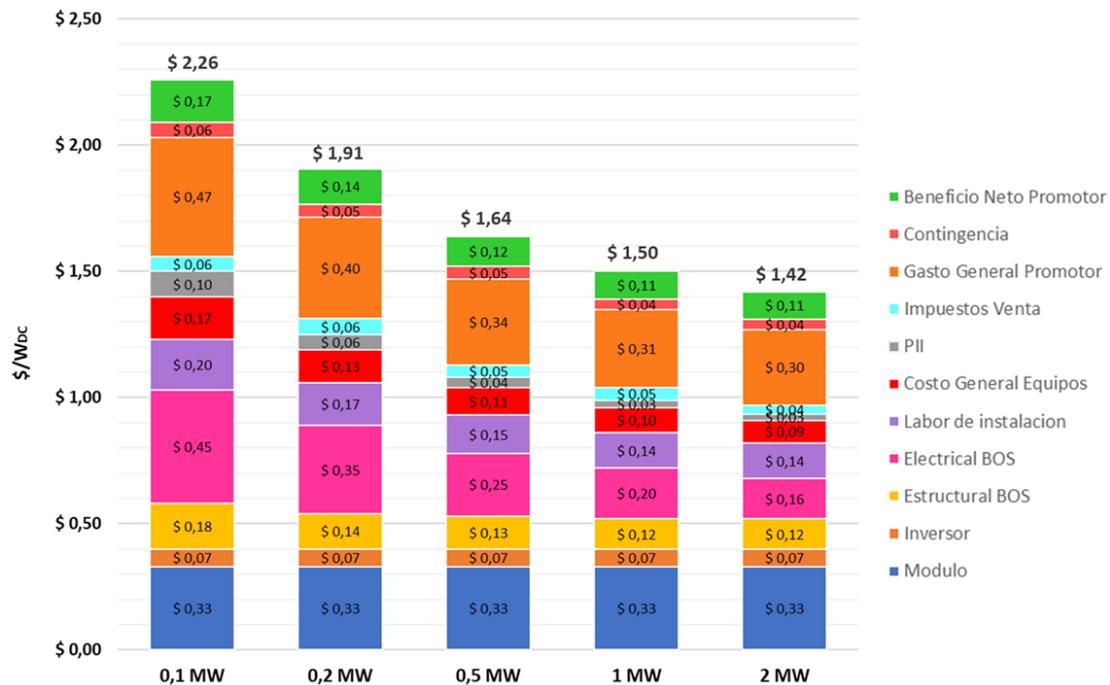


Figura 4.12 Inversión de instalación sistema fotovoltaico comercial en terreno.

Tomado de (Ramasamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021).Elaboración propia.

De la información recopilada se pueden observar que para las 2 adecuaciones con las que se cuenta, tienen 5 tipos de tamaño de instalación de plantas fotovoltaicas que son: 0,1 MW, 0,2 MW, 0,5 MW, 1 MW y 2MW. En las gráficas se evidencia que el valor total de la inversión para la última es igual para ambas adecuaciones; mientras que para las otras 4 es mayor cuando se plantea una ubicación en terreno.

## 4.2. Costo normalizado de la energía (LCOE)

El costo de nivelación de energía o Levelized Cost of Energy (LCOE) es un indicador económico para la evaluación de la generación de energía. Este mide los costos de instalar y operar que tenga un proyecto en un determinado tiempo de vida respecto a su producción de energía, el LCOE permite la comparación de diferentes tipos de tecnologías con sus respectivas inversiones, riesgos, capacidades y rendimientos; es un indicador utilizado globalmente y que depende de correctas estimaciones para que sea acertado. (Zheng Lu, 2021). Como primera instancia se revisó la variación que ha sufrido el LCOE a través del tiempo, para esto se utilizaron los datos de los diferentes tamaños de instalación con los que trabajo NREL en el año 2020 y 2021: Residencial 7kW, Comercial 200kW y de Escala 100MW; con esto se puede determinar las causas de su comportamiento (Para este caso, solo se trabajara con los datos de las instalaciones comerciales sobre cubierta y de Escala con seguimiento de un eje). En este, los autores utilizaron un tiempo de vida del proyecto de 30 años, un impuesto federal del 21%, un impuesto del estado del 6%, asumen que no tienen ningún subsidio, una deuda con termino de 18 años y tomando datos de su reporte inmediatamente anterior donde los factores de degradación anual, operación y mantenimiento, perdidas de energía del sistema, y financiación se ajustaron más a la realidad y situación actual del sistema eléctrico en Colorado, Estados Unidos.

En las tablas 3,4 y 5 se observan los valores correspondientes a los componentes del cálculo del LCOE para los tipos de instalación estudiados que han tenido en 11 años (2010-2021), y que son los responsables de que el resultado final cambie de una u otra forma. En el comparativo se resaltarán de color verde aquellos valores que presentaron una disminución porcentual y de color rojo los que aumentaron con el tiempo.

Tabla 3. Desglose evolución temporal LCOE en instalaciones Residenciales

<b>Residencial (7kW)</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2010-2021</b>
<b>Costo Instalación (\$/W)</b>	7,53	6,62	4,67	4,09	3,6	3,36	3,16	2,94	2,78	2,77	2,71	2,65	-64,81%
<b>O&amp;M (\$/kW-yr)</b>	56	49	42	36	31	26	25	25	22	27	29	29	-48,21%
<b>Tasa Inflación (%)</b>	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	0,00%
<b>Tasa de actualización (%)</b>	9,0%	8,6%	8,3%	7,9%	7,6%	7,3%	6,9%	6,9%	6,9%	6,1%	6,1%	10,2%	13,33%
<b>Tasa Interes de la Deuda (%)</b>	5,5%	5,4%	5,3%	5,2%	5,0%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,0%	5,0%	4,5%	-18,18%
<b>Fracción Deuda (%)</b>	34,2%	35,2%	36,1%	37,1%	38,1%	39,0%	40,0%	40,0%	40,0%	53,7%	71,8%	100,0%	192,40%
<b>Potencia Pico/Potencia Nominal</b>	1,1	1,11	1,12	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	4,55%
<b>Degradación Anual (%)</b>	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,75	0,75	0,75	0,70	0,70	0,70	1,00	0,00%
<b>Reducción del Preinversor (%)</b>	90,0%	90,1%	90,2%	90,3%	90,4%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	85,9%	-4,56%
<b>Eficiencia del Inversor (%)</b>	94,0%	94,8%	95,6%	96,4%	97,2%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	96,0%	2,13%
<b>TOTAL (cents/kWh)</b>	41,60	35,00	24,10	20,20	16,90	15,00	13,80	12,90	12,00	11,20	11,10	9,70	-76,68%

Fuente: Tomado de (Ramamamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021; Feldman, y otros, 2021). Elaboración propia.

Los cambios más significativos para las instalaciones PV Residenciales, han sido la disminución en aproximadamente un 65% del costo de instalación, de los costos de operación y mantenimiento en 48%, la tasa de actualización 13%, y la tasa de interés de la deuda disminuyó un 18%; por su parte el aumento más determinante en el tiempo es de la fracción de la deuda en un 192% respecto a hace once años.

Tabla 4. Desglose evolución temporal LCOE en instalaciones Comerciales

<b>Comercial (200kW)</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2010-2021</b>
<b>Costo Instalación (\$/W)</b>	5,57	5,18	3,57	2,9	2,89	2,4	2,29	1,94	1,77	1,76	1,74	1,56	-71,99%
<b>O&amp;M (\$/kW-yr)</b>	35	32	29	26	23	20	19	19	18	19	19	18	-48,57%
<b>Tasa Inflación (%)</b>	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	0,00%
<b>Tasa de actualización (%)</b>	9,0%	8,6%	8,3%	7,9%	7,6%	7,3%	6,9%	6,9%	6,9%	6,1%	6,1%	6,1%	-32,22%
<b>Tasa Interés de la Deuda (%)</b>	5,5%	5,4%	5,3%	5,2%	5,0%	4,9%	4,8%	4,8%	4,8%	4,0%	5,0%	5,0%	-9,09%
<b>Fracción Deuda (%)</b>	34,2%	35,2%	36,1%	37,1%	38,1%	39,0%	40,0%	40,0%	40,0%	53,8%	71,8%	71,8%	109,94%
<b>Potencia Pico/Potencia Nominal</b>	1,1	1,11	1,12	1,13	1,13	1,14	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15	4,55%
<b>Degradación Anual (%)</b>	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,75	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	-30,00%
<b>Reducción del Preinversor (%)</b>	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	85,9%	-5,08%
<b>Eficiencia del Inversor (%)</b>	95,0%	95,6%	96,2%	96,8%	97,4%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	96,0%	1,05%
<b>TOTAL (cents/kWh)</b>	32,00	28,50	19,20	15,20	14,30	11,50	10,70	9,20	8,90	7,90	7,80	6,80	-78,75%

Fuente: Tomado de (Ramamamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021; Feldman, y otros, 2021). Elaboración propia.

Por su parte, para las instalaciones PV Comerciales, el aumento considerable que presento también fue el de la fracción de la deuda en aproximadamente un 110%. En cuanto a sus disminuciones, el costo de instalación bajo aproximadamente un 72%, los costos de operación y mantenimiento un 49%, la tasa de actualización 32%, la degradación anual un 30% y la tasa de interés de la deuda disminuyó un 9%.

Tabla 5. Desglose evolución temporal LCOE en instalaciones a Escala

<b>Escala (100MW)</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>2019</b>	<b>2020</b>	<b>2021</b>	<b>2010-2021</b>
<b>Costo Instalación (\$/W)</b>	5,66	4,79	3,29	2,5	2,25	2,08	1,63	1,16	1,16	1,02	1,02	0,89	-84,28%
<b>O&amp;M (\$/kW-yr)</b>	29	28	26	25	24	22	22	21	15	17	18	16	-44,83%
<b>Tasa Inflación (%)</b>	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	2,5%	0,00%
<b>Tasa de actualización (%)</b>	7,4%	7,2%	7,0%	6,9%	6,7%	6,5%	6,3%	6,3%	6,3%	5,1%	5,1%	5,1%	-31,08%
<b>Tasa Interés de la Deuda (%)</b>	5,5%	5,3%	5,2%	5,0%	4,8%	4,7%	4,5%	4,5%	4,5%	4,0%	5,0%	5,0%	-9,09%
<b>Fracción Deuda (%)</b>	34,2%	35,2%	36,1%	37,1%	38,1%	39,0%	40,0%	40,0%	40,0%	51,9%	71,8%	71,8%	109,94%
<b>Potencia Pico/Potencia Nominal</b>	1,1	1,12	1,13	1,15	1,17	1,18	1,2	1,3	1,3	1,34	1,34	1,28	16,36%
<b>Degradación Anual (%)</b>	1	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,75	0,75	0,7	0,7	0,7	0,7	-30,00%
<b>Reducción del Preinversor (%)</b>	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	90,5%	85,9%	-5,08%
<b>Eficiencia del Inversor (%)</b>	96,0%	96,4%	96,8%	97,2%	97,6%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	98,0%	96,0%	0,00%
<b>TOTAL (cents/kWh)</b>	22,50	18,60	12,70	9,60	8,50	7,60	6,00	4,60	4,40	3,70	3,70	3,20	-85,78%

Fuente: Tomado de (Ramamamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021; Feldman, y otros, 2021). Elaboración propia.

Por último, para las instalaciones PV a Escala, su mayor disminución también fue en el costo de instalación, ya que bajo un 84%, seguido por los costos de operación y mantenimiento que disminuyeron aproximadamente un 45%, la tasa de actualización 31%, la degradación anual un 30% y la tasa de interés de la deuda disminuyó un 9%. En cuanto al aumento de sus componentes, el relacionado con la fracción de la deuda aumento aproximadamente un 110%.

De los componentes del LCOE analizados se observa que la tasa de inflación tomada para sus cálculos se mantiene constante para los 3 casos; que las variaciones negativas tenían casi la misma magnitud en todos los escenarios a excepción del costo de instalación y los costos de operación y mantenimiento. Por su parte los aumentos presentados a través del tiempo en los tres tipos de instalación corresponden dos de ellos a mejoras tecnológicas en el inversor y el más grande al porcentaje de fracción de la deuda que consideran los autores para el cálculo presentando una magnitud similar.

### **4.3. Instalaciones en el área geográfica peninsular española**

Para establecer el punto de partida y base de comparación frente a diferentes escenarios, se toma como fuente de información el informe público del Ministerio para la transición ecológica del Gobierno de España que brinda 65,271 datos de la distribución real de las diferentes instalaciones de generación eléctrica a partir de fuentes renovables (2023). Luego según el «BOE» núm. 126, de 26/05/2007 por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos (BOE, 2007), se filtra la información para instalaciones que únicamente utilicen la radiación solar como energía primaria mediante la tecnología fotovoltaica y así obtener un total de 60,490 instalaciones, que permiten conocer el parque fotovoltaico actual de la península de España en sus diferentes comunidades autónomas, donde se encuentra que la península española, cuenta actualmente con 21,182 MW de potencia instalada y que se distribuye como se observa en las figuras 4.31 y 4.32; donde se aprecia que la mayor parte de las instalaciones PV en España corresponden a la categoría comercial con un 67,62% del total, seguido por las residenciales con un 31,4% y finalizando con las de escala con un 0,98%. Pero, sin embargo, la potencia instalada total corresponde en su mayoría a las instalaciones de escala con un 81,49% del total, seguido de la comercial con un 17,97% y por último la residencial con un 0,55%.

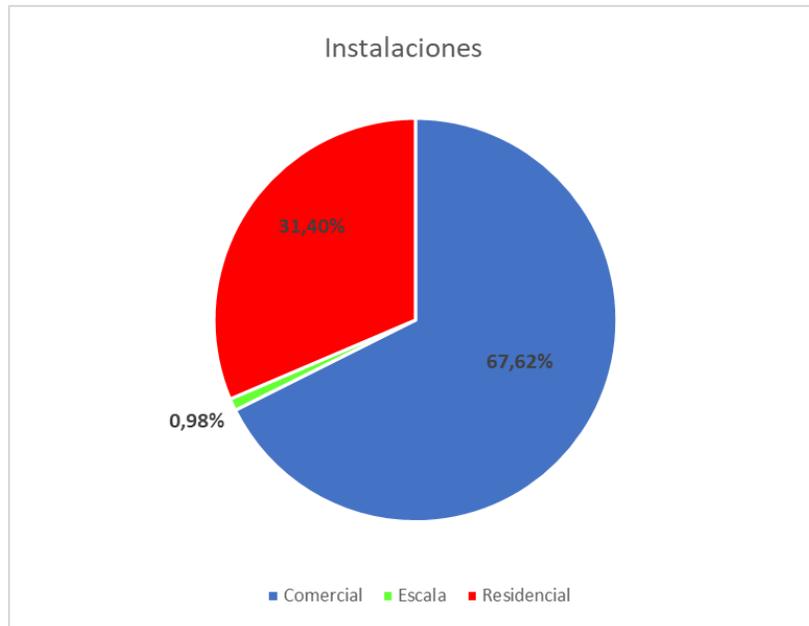


Figura 4.31 Distribución instalaciones fotovoltaicas en España.

Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.



Figura 4.32 Distribución potencia instalada fotovoltaica en España.

Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.

Por su parte, como se puede observar en la tabla 6, respecto a la distribución del número de instalaciones en las diferentes comunidades autónomas se posiciona Castilla-La Mancha, la Comunidad Foral de Navarra y Andalucía como las tres principales con un 19,49%, 15% y 13,5% del total, equivalentes a 11.788, 9.075, y 8.165 instalaciones respectivamente. Por otra parte, se establecen la comunidad de Extremadura como la de mayor participación según la potencia instalada con un 25,7% del total, seguida de Castilla-La Mancha con un 23,56% y Andalucía con un 21,31%; que corresponden a 5.444 MW, 4.990 MW y 4.513 MW instalados respectivamente. Evidenciando así que, aunque la comunidad de Extremadura cuente con apenas el 7,11% de las instalaciones nacionales, aporta la mayor cantidad de potencia instalada y Navarra que se posiciona como la segunda comunidad con más instalaciones fotovoltaicas, apenas cuenta con un 0,79% de la potencia instalada. La ubicación geográfica de las diferentes comunidades es un factor importante en la distribución de las instalaciones y la potencia que generan, ya que las que se encuentran al sur del país tienen un potencial más alto de generación de energía PV por sus condiciones climáticas que son aprovechadas al máximo, mientras que a las comunidades del norte del país les cuesta más con este tipo de instalaciones.

Tabla 6. Número de instalaciones y potencia instalada por Comunidad Autónoma.

Comunidad Autónoma	Instalaciones	%	Potencia Instalada (MW)	%
Andalucía	8.165	13,50%	4.513	21,31%
Aragón	1.961	3,24%	2.220	10,48%
Asturias	83	0,14%	1	0,01%
Cantabria	181	0,30%	5	0,02%
Castilla La Mancha	<b>11.788</b>	19,49%	4.990	23,56%
Castilla y León	5.730	9,47%	1.463	6,91%
Cataluña	3.718	6,15%	306	1,45%
Comunidad de Madrid	1.696	2,80%	65	0,30%
Comunidad Valenciana	5.645	9,33%	428	2,02%
Extremadura	4.301	7,11%	<b>5.444</b>	25,70%
Galicia	704	1,16%	18	0,09%
La Rioja	588	0,97%	100	0,47%
Murcia	5.246	8,67%	1.409	6,65%
Navarra	9.075	15,00%	167	0,79%
País Vasco	1.609	2,66%	52	0,24%
<b>TOTAL</b>	<b>60.490</b>	<b>100%</b>	<b>21.182</b>	<b>100%</b>

Fuente: Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.

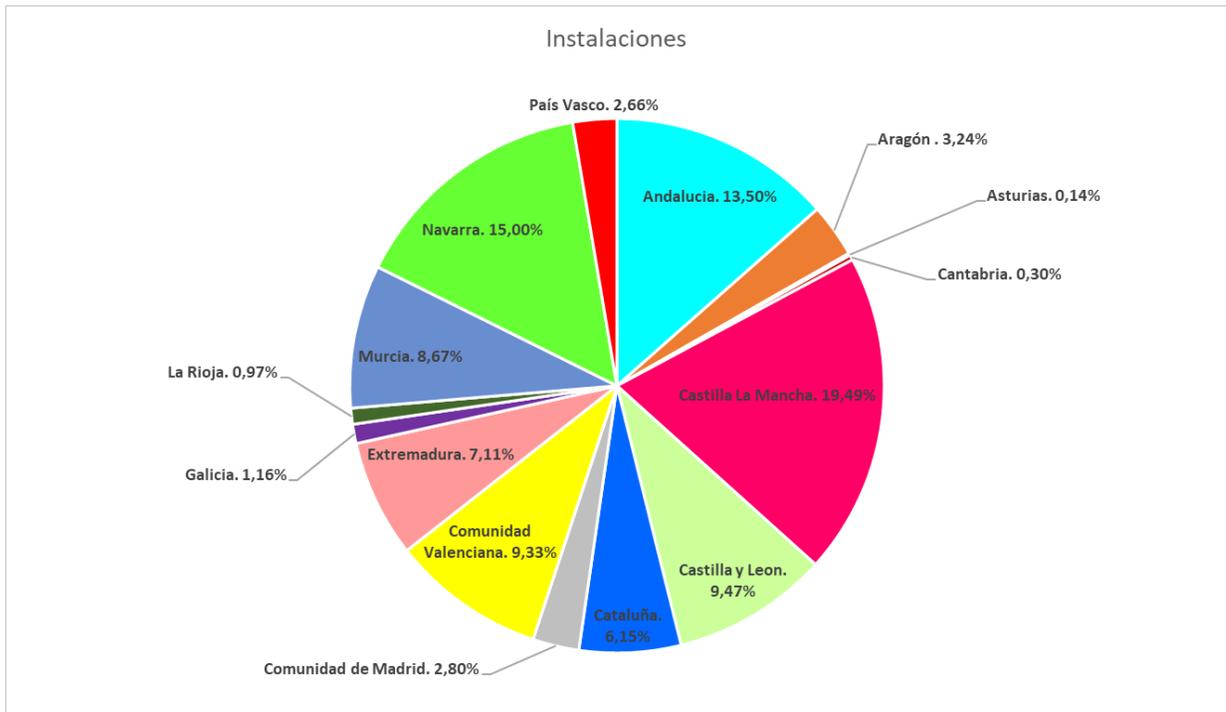


Figura 4.33 Distribución instalaciones fotovoltaicas en España por comunidades autónomas. Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.

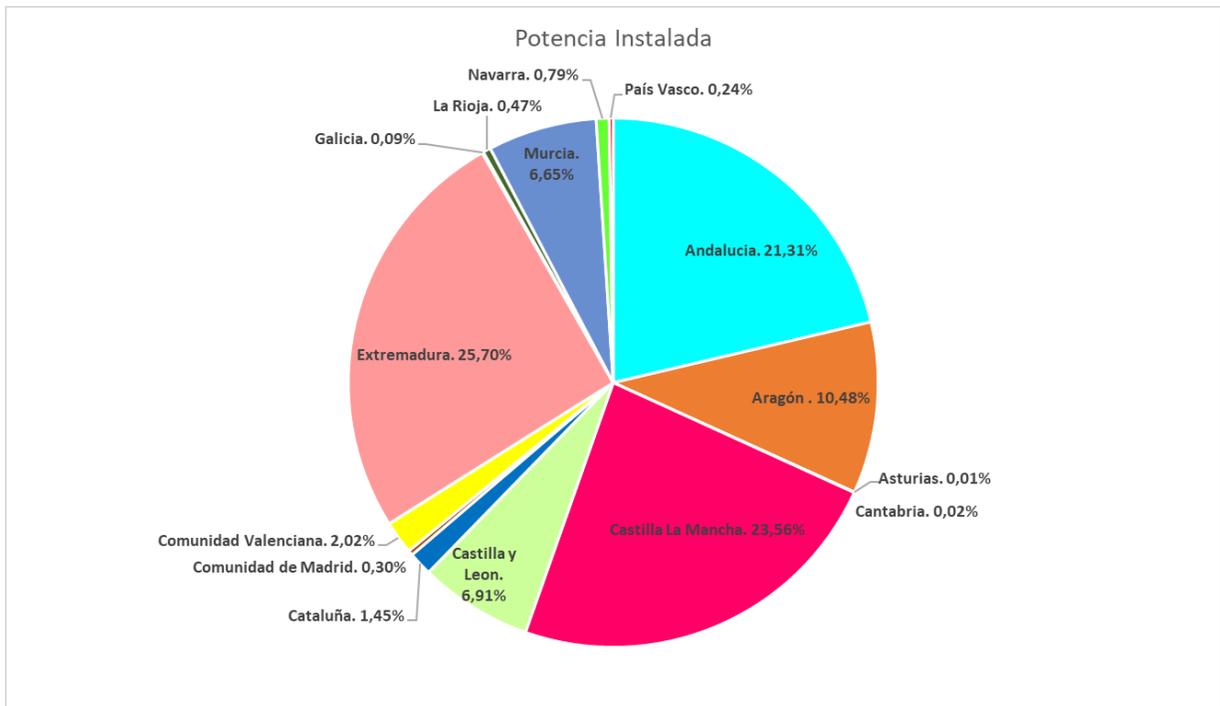


Figura 4.34 Distribución potencia instalada fotovoltaica en España por comunidades autónomas. Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.

La cantidad de instalaciones por categoría en la península española y por comunidad autónoma se encuentran en la tabla 7, donde se evidencia que la categoría comercial es la que más participación tiene con un total de 40,903 instalaciones siendo Castilla La Mancha la comunidad donde más hay; le siguen las instalaciones residenciales que cuentan con 18,996 instalaciones y la comunidad autónoma que más instalaciones de este tipo tiene es la Comunidad Foral de Navarra. Por último, la categoría que menos número de instalaciones tiene es la de escala con 591 en todo el territorio, en donde 5 comunidades no tienen ninguna de este tipo, 4 de ellas ubicadas en el norte del país: Asturias, Cantabria, Galicia, Navarra y la otra corresponde a la Comunidad de Madrid; sin embargo las comunidades autónomas que cuentan con el mayor número de instalaciones de este tipo ordenadas de mayor a menor son Castilla la Mancha, Andalucía y Extremadura con 157, 121 y 111 respectivamente; estas 3 comunidades son del sur del país y como se mencionó anteriormente por su ubicación geográfica esta región es la que más favorece la generación de energía por celdas fotovoltaicas debido a sus condiciones ambientales.

Tabla 7. Número de instalaciones por Comunidad Autónoma según categoría.

Comunidad Autónoma	Residenciales	Comerciales	Escala	TOTAL
Andalucía	710	7.334	121	8.165
Aragón	334	1.562	65	1.961
Asturias	69	14	-	83
Cantabria	128	53	-	181
Castilla La Mancha	2.143	9.488	157	11.788
Castilla y León	1.227	4.443	60	5.730
Cataluña	964	2.749	5	3.718
Comunidad de Madrid	1.014	682	-	1.696
Comunidad Valenciana	1.603	4.030	12	5.645
Extremadura	636	3.554	111	4.301
Galicia	427	277	-	704
La Rioja	77	503	8	588
Murcia	1.640	3.556	50	5.246
Navarra	6.788	2.287	-	9.075
País Vasco	1.236	371	2	1.609
<b>TOTAL</b>	<b>18.996</b>	<b>40.903</b>	<b>591</b>	<b>60.490</b>

Fuente: Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.

Respecto a la potencia instalada de cada comunidad, se mencionó que más del 70% está presente únicamente en 3 de ellas mostrando así la capacidad de generación de estas, también que la categoría que cuenta con el mayor número de instalaciones es la comercial; sin embargo, es importante identificar el tamaño medio de las instalaciones para cada comunidad para así conocer cuál es el tamaño que predomina y pueden tener como base los futuros instaladores. Como se observa en la tabla 8, efectivamente el tamaño medio corresponde a categorías por encima de las residenciales, es decir mayores a 11 kW y no hay mayores a 1,3 MW que está por debajo del límite superior de las instalaciones comerciales (2 MW) siendo la comunidad de Asturias la de menor tamaño medio con 13.5 kW y la comunidad de Extremadura con la de mayor tamaño 1.3 MW. Se encuentran 8 comunidades con un tamaño medio mayor a 13 kW y menor a 100 kW, 4 comunidades con un tamaño medio entre 100 kW y

500 kW, y 3 comunidades con un tamaño medio superior a 500kW y menor a 1.3 MW. Realizando un promedio ponderado del tamaño medio de las instalaciones de cada comunidad teniendo en cuenta la participación en la potencia instalada total en España de cada una de ellas, se obtiene que el tamaño medio ponderado para el país es de 701 kW.

Tabla 8. Potencia media instalada por Comunidad Autónoma.

<b>Comunidad Autónoma</b>	<b>Potencia Instalada (MW)</b>	<b>Tamaño medio (kW)</b>
Andalucía	4.513	552,78
Aragón	2.220	1.132,23
Asturias	1	13,46
Cantabria	5	28,88
Castilla La Mancha	4.990	423,33
Castilla y León	1.463	255,26
Cataluña	306	82,38
Comunidad de Madrid	65	38,09
Comunidad Valenciana	428	75,81
Extremadura	5.444	1.265,82
Galicia	18	25,91
La Rioja	100	170,00
Murcia	1.409	268,62
Navarra	167	18,38
País Vasco	52	32,18
<b>TOTAL</b>	<b>21.182</b>	<b>700,93</b>

Fuente: Tomado de (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, 2023) Elaboración propia.

# 5. INVERSIÓN

---

## 5.1. Desglose de las categorías de los componentes de la inversión

Teniendo en cuenta los diferentes valores presentados, es importante conocer cuáles son los componentes del detalle del costo de instalación para los 5 tamaños, así como la manera en que están implícitos en ellos y la forma en que se calcularon. Estos son once y corresponden a lo siguiente:

- **Modulo:** Hace referencia al módulo de generación específico para las celdas fotovoltaicas, en este caso el autor tomo como referencia un módulo monocristalino con una eficiencia según su estimación del 19.5%, está establecido en un valor en dólares por cada Watt instalado.
- **Inversor:** Este es el encargado de transformar la corriente continua que reciben las celdas fotovoltaicas en corriente alterna para su futuro uso. En esta a diferencia del módulo, los autores tomaron como referencia tres tipos diferentes de inversores según la ubicación de las celdas: Cadena trifásica, optimizador de potencia de corriente continua para cadena trifásica y micro inversor, siendo los últimos dos solo para adecuaciones sobre tejado. Pero estas también dependen del tamaño que se desee implementar, ya que está dado en dólares por cada Watt instalado.
- **Estructural BOS:** En este los autores juntan toda la estructura física encargada de darle soporte a los paneles, así como la inclinación que deben manejar. Varía dependiendo la ubicación que se desea en un intervalo establecido de dólares por cada Watt instalado.
- **Electrical BOS:** Corresponde a todos los componentes eléctricos necesarios para el montaje y funcionamiento del sistema, pero sin incluir el módulo y el inversor, estos según la elección de lo anterior y la adecuación que se elija cambiarán en el costo del producto ya que también viene en un intervalo de costo establecido en dólares por cada Watt instalado.
- **Labor de instalación:** Esta viene dada por el costo por horas del país de origen de todo el personal necesario para la instalación del sistema y se entiende que entre más grande sea, más horas o personal se utilizaran para completar dicha tarea.
- **Costo General Equipos:** El valor se estima como un porcentaje dado por los autores sobre el costo total de los equipos utilizados, asociado con tarifas de manejo, inventario, envío y manipulación de estos.
- **PII:** Valor establecido en dólares por Watt instalado para los permisos de construcción del sistema, la interconexión necesaria, también para los gastos correspondientes a las tasas de estudio de subestaciones existentes, pruebas y puesta en marcha de este.
- **Impuestos de Venta:** Porcentaje aplicado al valor de venta del costo de equipos necesarios, estimado según los valores establecidos en el país de origen de los autores.
- **Gasto General Promotor:** Valor dado en dólares, corresponde a un intervalo que varía según el tamaño del sistema a implementar, en este se relacionan los gastos más administrativos como la nómina, viajes, honorarios legales, gastos comerciales, finanzas, y otras funciones corporativas.
- **Contingencia:** Valor dado porcentualmente sobre el costo general de equipos para subsanar cualquier gasto extra en que incurran sobre el estimado si lo hay.
- **Beneficio Neto Promotor:** En este los autores aplican un valor porcentual fijo establecido a todos los costos y representa la ganancia esperada del promotor por la instalación de la generación eléctrica.

Dejando claro la forma en que cada componente del costo está establecido, ahora se puede subdividir en diferentes categorías para saber si cambian respecto al tamaño o a la tecnología que utilizan o son un valor porcentual del costo total, y así resolver la incógnita de cuáles son los inductores de toma de decisiones en este caso.

Tabla 9. Categorías de costo de generación eléctrica PV

	<b>%</b>	<b>Proporcional</b>	<b>Tecnología</b>
<b>Beneficio Neto Promotor</b>	<b>X</b>		
<b>Contingencia</b>	<b>X</b>		
<b>Gasto General Promotor</b>		<b>X</b>	
<b>Impuestos Venta</b>	<b>X</b>		
<b>PII</b>		<b>X</b>	
<b>Costo General Equipos</b>	<b>X</b>		
<b>Labor de instalacion</b>		<b>X</b>	
<b>Electrical BOS</b>		<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Estructural BOS</b>		<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Inversor</b>		<b>X</b>	<b>X</b>
<b>Modulo</b>		<b>X</b>	

Fuente: Elaboración propia

## 5.2. Variaciones determinantes

Ahora para profundizar más en la razón de dicha variación, se analizó a detalle los valores de cada componente de los costos, estos se agruparon en la Tabla 10 según las categorías previamente establecidas, realizando el comparativo entre las dos adecuaciones disponibles (cubierta y terreno); de color verde están resaltados aquellos valores inferiores en el comparativo y también se puede observar la participación porcentual en el costo total de cada componente.

Tabla 10. Desglose de la inversión del sistema fotovoltaico comercial en cubierta y terreno (\$/W<sub>DC</sub>)

COMPONENTES	TAMAÑOS Y UBICACIONES																			
	0,1 MW				0,2 MW				0,5 MW				1 MW				2 MW			
PORCENTUALES	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%
Beneficio Neto Promotor	\$ 0,11	6,4%	\$ 0,17	7,5%	\$ 0,10	6,4%	\$ 0,14	7,3%	\$ 0,10	6,8%	\$ 0,12	7,3%	\$ 0,09	6,3%	\$ 0,11	7,3%	\$ 0,09	6,3%	\$ 0,11	7,7%
Contingencia	\$ 0,04	2,5%	\$ 0,06	2,7%	\$ 0,04	2,8%	\$ 0,05	2,8%	\$ 0,04	2,7%	\$ 0,05	3,0%	\$ 0,04	2,8%	\$ 0,04	2,7%	\$ 0,04	2,8%	\$ 0,04	2,8%
Impuestos Venta	\$ 0,04	2,5%	\$ 0,06	2,7%	\$ 0,04	2,8%	\$ 0,06	3,3%	\$ 0,04	2,7%	\$ 0,05	3,0%	\$ 0,04	2,8%	\$ 0,05	3,3%	\$ 0,04	2,8%	\$ 0,04	2,5%
Costo General Equipos	\$ 0,18	10,5%	\$ 0,17	7,5%	\$ 0,16	10,3%	\$ 0,13	6,8%	\$ 0,15	10,3%	\$ 0,11	6,7%	\$ 0,15	10,5%	\$ 0,10	6,7%	\$ 0,15	10,6%	\$ 0,09	6,3%
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ 0,38</b>	<b>22,1%</b>	<b>\$ 0,46</b>	<b>20,4%</b>	<b>\$ 0,35</b>	<b>22,3%</b>	<b>\$ 0,39</b>	<b>20,3%</b>	<b>\$ 0,33</b>	<b>22,6%</b>	<b>\$ 0,33</b>	<b>20,1%</b>	<b>\$ 0,32</b>	<b>22,4%</b>	<b>\$ 0,30</b>	<b>20,0%</b>	<b>\$ 0,32</b>	<b>22,5%</b>	<b>\$ 0,28</b>	<b>19,4%</b>
PROPORCIONALES	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%
Gasto General Promotor	\$ 0,33	19,3%	\$ 0,47	20,8%	\$ 0,30	19,3%	\$ 0,40	21,0%	\$ 0,28	19,2%	\$ 0,34	20,7%	\$ 0,27	18,9%	\$ 0,31	20,7%	\$ 0,27	19,0%	\$ 0,30	21,1%
PII	\$ 0,12	7,0%	\$ 0,10	4,4%	\$ 0,09	5,8%	\$ 0,06	3,1%	\$ 0,07	4,8%	\$ 0,04	2,4%	\$ 0,06	4,2%	\$ 0,03	2,0%	\$ 0,06	4,2%	\$ 0,03	1,8%
Labor de instalacion	\$ 0,19	11,1%	\$ 0,20	8,8%	\$ 0,15	9,6%	\$ 0,17	8,9%	\$ 0,12	8,2%	\$ 0,15	9,1%	\$ 0,12	8,4%	\$ 0,14	9,3%	\$ 0,11	7,7%	\$ 0,14	9,9%
Modulo	\$ 0,33	19,3%	\$ 0,33	14,6%	\$ 0,33	21,2%	\$ 0,33	17,3%	\$ 0,33	22,6%	\$ 0,33	20,1%	\$ 0,33	23,1%	\$ 0,33	22,0%	\$ 0,33	23,2%	\$ 0,33	23,2%
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ 0,97</b>	<b>56,8%</b>	<b>\$ 1,10</b>	<b>48,7%</b>	<b>\$ 0,87</b>	<b>55,9%</b>	<b>\$ 0,96</b>	<b>50,3%</b>	<b>\$ 0,80</b>	<b>54,8%</b>	<b>\$ 0,86</b>	<b>52,4%</b>	<b>\$ 0,78</b>	<b>54,5%</b>	<b>\$ 0,81</b>	<b>54,0%</b>	<b>\$ 0,77</b>	<b>54,2%</b>	<b>\$ 0,80</b>	<b>56,0%</b>
TECNOLOGICOS Y PROPORCIONALES	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%
Electrical BOS	\$ 0,16	9,4%	\$ 0,45	19,9%	\$ 0,14	9,0%	\$ 0,35	18,4%	\$ 0,13	8,9%	\$ 0,25	15,2%	\$ 0,13	9,1%	\$ 0,20	13,3%	\$ 0,13	9,2%	\$ 0,16	11,3%
Estructural BOS	\$ 0,11	6,4%	\$ 0,18	8,0%	\$ 0,11	7,1%	\$ 0,14	7,3%	\$ 0,11	7,5%	\$ 0,13	7,9%	\$ 0,11	7,7%	\$ 0,12	8,0%	\$ 0,11	7,7%	\$ 0,12	8,5%
Inversor	\$ 0,09	5,3%	\$ 0,07	3,1%	\$ 0,09	5,8%	\$ 0,07	3,7%	\$ 0,09	6,2%	\$ 0,07	4,3%	\$ 0,09	6,3%	\$ 0,07	4,7%	\$ 0,09	6,3%	\$ 0,07	4,9%
<b>SUBTOTAL</b>	<b>\$ 0,36</b>	<b>21,1%</b>	<b>\$ 0,70</b>	<b>31,0%</b>	<b>\$ 0,34</b>	<b>21,8%</b>	<b>\$ 0,56</b>	<b>29,4%</b>	<b>\$ 0,33</b>	<b>22,6%</b>	<b>\$ 0,45</b>	<b>27,4%</b>	<b>\$ 0,33</b>	<b>23,1%</b>	<b>\$ 0,39</b>	<b>26,0%</b>	<b>\$ 0,33</b>	<b>23,2%</b>	<b>\$ 0,35</b>	<b>24,6%</b>
TOTAL	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%	CUBIERTA	%	TERRENO	%
	\$ 1,71	100%	\$ 2,26	100%	\$ 1,56	100%	\$ 1,91	100%	\$ 1,46	100%	\$ 1,64	100%	\$ 1,43	100%	\$ 1,50	100%	\$ 1,42	100%	\$ 1,42	100%
<b>DIFERENCIA</b>	<b>-\$ 0,55</b>		<b>-32,4%</b>		<b>-\$ 0,35</b>		<b>-22,5%</b>		<b>-\$ 0,18</b>		<b>-12,3%</b>		<b>-\$ 0,07</b>		<b>-4,9%</b>		<b>\$ 0,00</b>		<b>0,0%</b>	

Fuente: Elaboración propia

De lo mostrado en la Tabla 7 de manera global se puede observar que realizar plantas de generación eléctrica que utilicen tecnología fotovoltaica de hasta 1 MW resulta más económico si se adecua sobre cubierta, debido a que la mayoría de los componentes del costo son más bajos. Entre ellos resaltan principalmente el beneficio y gastos generales del promotor, la labor de instalación y la estructura eléctrica para el balance del sistema, que equivalen al 46,3%, 44,3%, 43,2% y 42,7% del valor de la inversión total para adecuaciones sobre cubierta en los tamaños de 0,1 MW, 0,2 MW, 0,5 MW y 1 MW; y del 57,1%, 55,6%, 52,4% y del 50,7% en la inversión para adecuaciones en terreno para los mismos tamaños mencionados. Donde se encuentra una diferencia entre los componentes mencionados de los dos tipos de adecuaciones de  $\$0,5/W_{Dc}$ ,  $\$0,37/W_{Dc}$ ,  $\$0,23/W_{Dc}$  y  $\$0,15/W_{Dc}$  respectivamente para los tamaños anteriormente nombrados.

Mientras que para instalar plantas de generación de 2MW por el valor de la inversión es indiferente su adecuación, ya que cuentan con el mismo:  $\$1,42/W_{Dc}$ . Existen tres valores detallados donde la adecuación en terreno es inferior al de cubierta; son los correspondientes a PII (permisos, inspecciones e interconexión), costo general de equipos y el inversor, la participación de estos para el tamaño de 2MW es de un 21,1% en cubierta y 13% en terreno. Por su parte las ubicaciones sobre cubierta cuentan con cinco valores detallados menores con respecto a terreno, que son beneficio y gastos generales del promotor, la labor de instalación y la estructura física y eléctrica para el balance del sistema que representan un 42,3% para instalaciones sobre cubierta y un 50% sobre terreno.

Ahora, después de tener las 3 categorías especificadas, resulta aún más práctico comparar las diferencias en el valor de la inversión para cada una de las ubicaciones y tamaños, se puede aseverar que las diferencias más grandes encontradas se presentan en tres de ellas principalmente. Los dos primeros inductores de toma de decisiones son el Gasto general del promotor y la labor de instalación, relacionados directamente con el tamaño de la capacidad de generación instalada ya que entre más grande sea la capacidad en MW dicho costo disminuirá considerablemente, tenemos que la variación entre 0.1MW y 2MW es de  $\$0,06/W_{Dc}$  y de  $\$0,08/W_{Dc}$  respectivamente en las adecuaciones sobre cubierta y de  $\$0,17/W_{Dc}$  y  $\$0,06/W_{Dc}$  respectivamente para las adecuaciones en terreno, evidenciando también que el cambio más significativo del valor se produce en esta última ubicación. El otro factor que influye aún más en el costo, es el relacionado con el soporte eléctrico para balance del sistema, donde su variación se comporta inversamente proporcional al tamaño (entre más grande es la capacidad instalada más disminuye este); en donde impacta la tecnología que se vaya a utilizar ya que en instalaciones sobre terreno utilizan componentes diferentes a los de cubierta y por el tamaño a utilizar obtendrá de los proveedores mejores precios al requerirse mayor cantidad de componentes para generar energía, siendo todo esto lo que traerá consigo beneficios mayores en este tipo de instalaciones porque aunque su costo individual sea mucho mayor frente al de cubierta en todos los tamaños estudiados, la diferencia entre los tamaños 0.1MW y 2MW para terreno es de  $\$0,29/W_{Dc}$ .

Por último, con los datos que se presentan y según la información utilizada se debe decidir el tipo de adecuación que es económicamente más atractiva para implementar, para ello tenemos claro que según los valores de la inversión para realizar una instalación PV para cada uno de los tamaños de 0,1 MW a menos de 2MW es más factible realizarlo sobre cubierta, ya que el valor por  $W_{Dc}$  instalado es mucho menor gracias a la diferencia de sus componentes; sin embargo para espacios instalados de 2 MW es indiferente, teniendo un papel clave la diferencia del tamaño de la planta PV prevista a instalar. Aun así, también es importante resaltar que la diferencia de la inversión entre las instalaciones sobre cubierta respecto a las de terreno para los tamaños de 0,5 MW y 1 MW son  $\$0,18/W_{Dc}$  y  $\$0,07/W_{Dc}$  respectivamente y corresponden a un 12,3% y un 4,9% del valor de la inversión para las instalaciones sobre cubierta; y según los intereses del instalador, o las restricciones con las que cuente algún proyecto, estas pueden ser una diferencia poco representativa al momento de la elección.

Ahora, ya que en este valor no se encuentra incluido el costo de la tierra que se ocupara y no cuenta con una diferencia asignada para la adquisición de la tierra; si se sabe que se necesitan 2 hectáreas por MW instalado (Clemente Alvarez, 2021) en caso tal de que se desee llevar a cabo un proyecto de instalación de una planta PV sobre terreno, es crucial que el valor del mismo no supere la diferencia que presenta con respecto a una ubicación sobre cubierta de la misma dimensión.

# 6. COSTO DE LA ENERGÍA

## 6.1.1. Desglose de los componentes para cálculo

Teniendo en cuenta los diferentes factores que influyen en el cálculo del LCOE, debemos conocer su papel en este y la manera en que afectan el resultado. Para el cálculo del LCOE participan los valores de los gastos en que se incurrirán en el periodo de vida escogido, sobre los valores de generación de energía en este mismo periodo de tiempo. En el informe realizado por NREL los autores asignaron 4 valores según sus investigaciones como variables que afectaban la generación de la energía, estos fueron: La relación de carga del inversor, es decir, la relación entre la potencia pico (potencia de los paneles solares) sobre la potencia nominal (potencia del inversor), el porcentaje de la reducción del inversor, la eficiencia del inversor, y la degradación anual de la instalación. Dejando otros 6 valores correspondientes a los gastos en que se incurrirían, estos fueron: el costo de instalación, los costos de operación y mantenimientos anuales(O&M), así mismo asignaron el porcentaje de la inflación que afectaría el proyecto, también las tasas de descuento de acciones y la manera en que asignarían la tasa de interés de la deuda financiera que adquirirían, también el porcentaje de esta que se financia con deuda. Así que se marcan como valores históricos los correspondientes al costo de instalación y de operación y mantenimiento.

## 6.1.2. Variaciones determinantes

Para profundizar en la razón de la variación del LCOE se analizarán a detalle los valores de cada componente significativo de los costos para el año 2021, estos se agruparán en la Tabla 11 según las categorías previamente establecidas realizando el comparativo entre los tres tipos de instalaciones, donde se cuenta con dos adecuaciones sobre cubierta (Residencial y Comercial) y una sobre terreno; de color verde se resaltarán los valores inferiores de cada factor de entre los tres tipos de instalaciones, se observará la variación del mismo y su equivalencia porcentual.

Tabla 11. Componentes para cálculo del LCOE en el 2021 para instalaciones PV

2021	7kW	200kW	100MW	7kW-200kW		200kW-100MW		7kW-100MW	
Costo Instalación (\$/W)	2,65	1,56	0,89	1,09	-41,13%	0,67	-42,95%	1,76	-66,42%
O&M (\$/kW-yr)	29	18	16	11	-37,93%	2,00	-11,11%	13,00	-44,83%
Tasa de actualización (%)	10,2%	6,1%	5,1%	4,1%	-40,20%	1%	-16,39%	5,1%	-50,00%
Fracción Deuda (%)	100,0%	71,8%	71,8%	28,2%	-28,20%	-	-	28,2%	-28,20%
Potencia Pico/Potencia Nominal	1,15	1,15	1,28	-	-	-0,13	11,30%	-0,13	11,30%
TOTAL (cents/kWh)	9,70	6,80	3,20	2,90	-29,90%	3,60	-52,94%	6,50	-67,01%

Fuente: Tomado de (Ramasamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021).Elaboración propia.

De lo mostrado en la Tabla 11 se puede aseverar que el LCOE disminuirá para las plantas PV que mayor tamaño tengan y que a su vez por la configuración que manejan las ubicadas sobre terreno serían las mejores, esto debido a que la mayoría de los componentes del costo son más bajos, y su capacidad de generación es mucho mayor. Si se comparan los valores entre las dos adecuaciones sobre cubierta se observa que para las instalaciones comerciales el costo de instalación y los de operación y mantenimiento

disminuyen más del 41% y 37% respectivamente y que son suficientes para disminuir el valor total del LCOE en casi un 30% brindando fundamentos para decir, que independientemente de la configuración que se escoja entre mayor tamaño se establezca la instalación, mejor resultado tendrá este indicador. Ahora, si se comparan las instalaciones residenciales y comerciales contra las de escala, la relación se sigue manteniendo ya que el costo de instalación del que se habló anteriormente es mucho menor para el último mencionado, y es el que en mayor medida marca la diferencia para un mejor resultado del indicador; seguido por los costos de operación y mantenimiento, ya que aunque su dimensión sea mayor, al generar un mayor beneficio hace que los costos de operación y mantenimiento por kW al año sean menores. Siendo estos dos los determinantes de que el LCOE sea mayor o menor según los otros valores asignados.

# 7. METODOLOGÍA

---

Debido a que los datos de NREL con los que se cuentan, corresponden a los valores reales tanto de la inversión como del costo de la energía para tamaños exactos. Existe la necesidad de encontrar los valores correspondientes para todos los tamaños. La herramienta matemática que se utilizó para este caso fue la función lineal, utilizando la ecuación de la recta que se expresa de la siguiente forma:

$$y = mx + n \quad (1)$$

Definiendo a  $m$  como la pendiente de la recta, o el grado de inclinación de la línea recta, donde si tenemos que  $m > 0$ , la función es creciente; si  $m < 0$ , la función es decreciente; o si  $m = 0$  la función es constante. Por su parte  $n$  representa al intercepto con el eje 'y', es decir al valor donde corta a la ordenada de origen en un plano cartesiano. En la ecuación los valores de  $m$  y  $n$  son constantes y deben pertenecer a los números reales. También se definen a  $x$  como la variable independiente, mientras  $y$  representa a la variable dependiente, es decir aquella que fluctúa según los valores asignados a  $x$ .

Ahora, ya que se cuenta con diferentes valores( $y$ ) correspondientes a varios tamaños( $x$ ) de un mismo año y comparten una relación, el cálculo que se realizara es el de obtener la ecuación de la recta para cada dos valores existentes de los tamaños estudiados contiguos, asumiendo que pertenecen ellos y todos los tamaños dentro de ese intervalo a una misma recta, con el fin de obtener de esta manera el valor real de la inversión y costo de la energía para todos los tamaños existentes en la configuración del parque solar fotovoltaico español. Para ello, si se tienen dos puntos conocidos de una recta llamados  $P_1(x_0, y_0)$ , y  $P_2(x_1, y_1)$  sabiendo que comparten la pendiente, se puede calcular de la siguiente manera:

$$m = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} \quad (2)$$

Así que conociendo la pendiente solo queda calcular el intercepto, que se obtendría reemplazando el valor obtenido en (2) en la ecuación de la recta (1) para cualquiera de los dos puntos conocidos, así que la ecuación podría darse de la forma:

$$n = y_1 - \left( \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0} \right) x_1 \quad (3)$$

De esta manera, ya se puede reemplazar cualquier tamaño dentro del intervalo en la ecuación (1) para obtener el valor de su inversión o el costo de la energía correspondiente. En este caso aplicativo, se generarán tantas ecuaciones de la recta como intervalos establecidos para cada uno de los valores a calcular (inversión o costo de la energía).

# 8. APLICACIÓN

Para los cálculos correspondientes se utilizaron los valores de la inversión y costo de la energía hallados por NREL para los diferentes tamaños de instalaciones fotovoltaicas; que para el caso de la inversión correspondía a 14 datos para los tamaños: 3 kW, 5kW, 7kW, 9 kW, 11 kW, 100 kW, 200 kW, 500 kW, 1 MW, 2 MW, 5MW, 10 MW, 50 MW y 100MW; mientras que para el costo de la energía solamente consideraban los tamaños: 7 kW, 300 kW y 100 MW. Ya que dichos valores estaban dados para un tamaño máximo 100MW mientras que los datos de las instalaciones fotovoltaicas del informe del Ministerio para la transición ecológica del Gobierno de España contaban como máximo valor instalado 500MW, se utilizó la herramienta ofimática Excel para el análisis de sus datos y generación de una línea de tendencia que aproximara sus valores a la función que mayor coeficiente de determinación(R<sup>2</sup>) obtuviera.

Para la inversión correspondiente al tamaño 500MW, la función potencial es la más adecuada, ya que cuenta con un R<sup>2</sup> de 0,8912. La ecuación correspondiente para el cálculo es  $y = 3,5206x^{-0,126}$ , cuyo resultado es de \$0,67/ W<sub>DC</sub>.

Tabla 12. Valores de la inversión según el tamaño de la planta fotovoltaica

Tamaño(kW)	3	5	7	9	11	100	200	500	1.000	2.000	5.000	10.000	50.000	100.000	500.000
Inversión (\$/W <sub>DC</sub> )	\$ 4,64	\$ 3,27	\$ 2,65	\$ 2,34	\$ 2,14	\$ 1,71	\$ 1,56	\$ 1,46	\$ 1,43	\$ 1,42	\$ 1,22	\$ 1,13	\$ 0,98	\$ 0,89	\$ 0,67

Fuente: Tomado de (Ramasmay, Feldman, Desai, & Margolis, 2021).Elaboración propia.

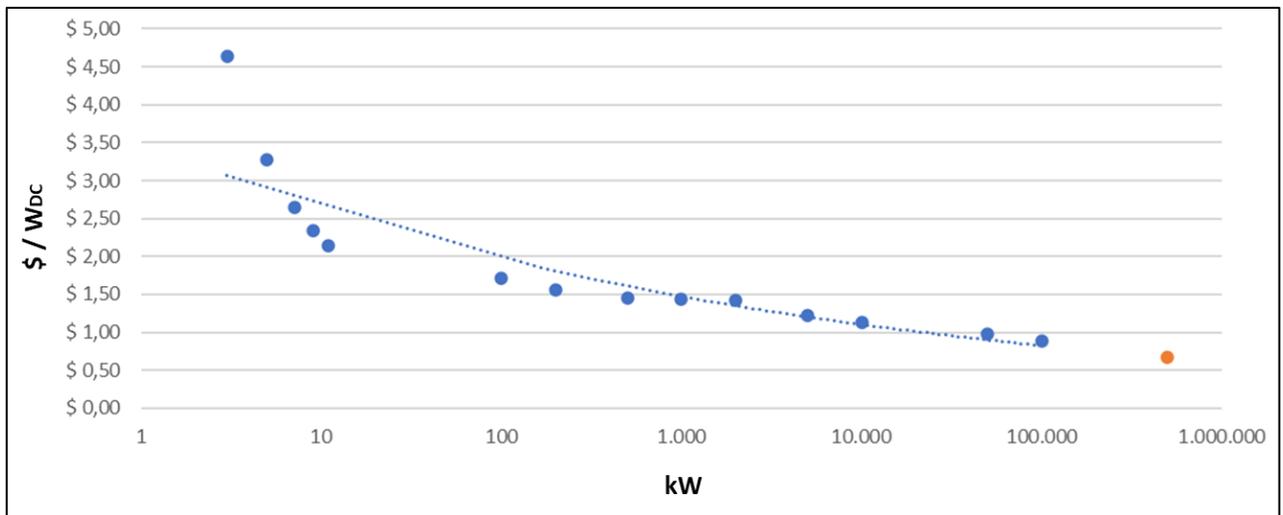


Figura 4.81 Cálculo del valor de la inversión para el tamaño 500MW.

Por su parte, para el costo de la energía correspondiente al tamaño 500MW, la función logarítmica es la que más se aproxima, ya que cuenta con un R<sup>2</sup> de 0,9882. La ecuación correspondiente para el cálculo es  $y = -0,667\ln(x) + 10,736$ , cuyo resultado es de 1,98 c/kWh.

Tabla 13. Valores del costo de la energía según el tamaño de la planta fotovoltaica

<b>Tamaño(kW)</b>	7	200	100.000	500.000
<b>Costo (c/kWh)</b>	9,70	6,80	3,20	1,98

Fuente: Tomado de (Ramasaamy, Feldman, Desai, & Margolis, 2021).Elaboración propia.

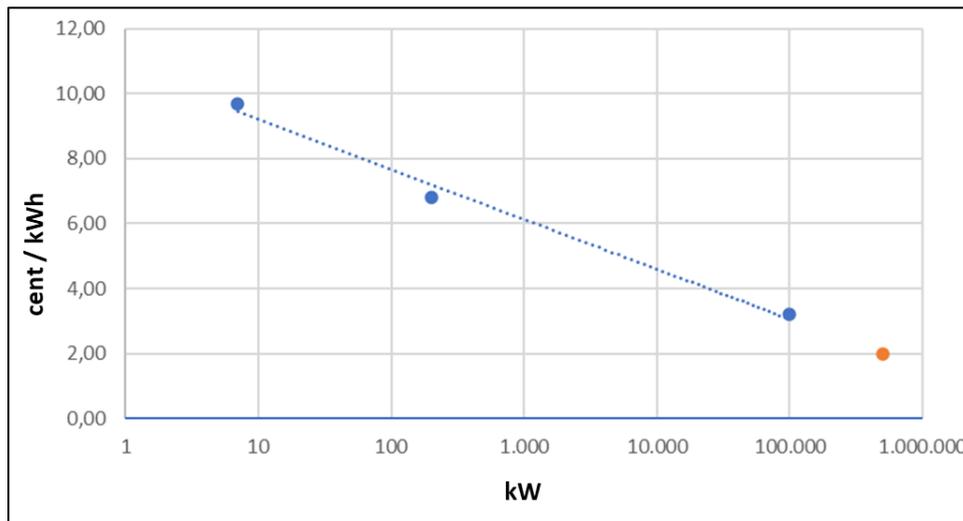


Figura 4.82 Cálculo del costo de la energía para el tamaño 500MW.

Luego de contar con todos los valores tanto de la inversión como del costo de la energía asignados a todo el rango de tamaños existentes, para calcular cada uno de los valores reales pertenecientes a todas las instalaciones del parque fotovoltaico español se utilizó la ecuación de la recta de la siguiente manera:

Para la inversión, asumiendo que todos los valores para las plantas de tamaño entre 0 kW a 3 kW son iguales a  $\$4,64/W_{DC}$ , correspondientes a este último tamaño mencionado. Se plantearon en total 14 intervalos, que generaron el mismo número de ecuaciones de la recta que fueron utilizadas en el cálculo del valor de la inversión por watt real de cada una de las instalaciones existentes dentro de cada uno de los intervalos correspondientes. Los tamaños de los intervalos, los valores de la pendiente 'm' y el intercepto 'n' se observan en la Tabla 14.

Tabla 14. Valores de la ecuación de la recta para los intervalos establecidos en el cálculo de la inversión.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	m	n
3	5	-0,685	6,695
5	7	-0,288	4,712
7	9	-0,168	3,848
9	11	-0,100	3,240
11	100	-0,0048	2,193
100	200	-0,0015	1,860
200	500	-0,00033	1,627
500	1.000	-0,00006	1,490
1.000	2.000	-0,00001	1,440
2.000	5.000	-0,000067	1,553
5.000	10.000	-0,000018	1,310
10.000	50.000	-0,00000375	1,168
50.000	100.000	-0,0000018	1,070
100.000	500.000	-0,00000054	0,944

Fuente: Elaboración propia.

Para el costo de la energía, al igual que en el caso anterior, para las instalaciones con tamaño instalado inferiores a 7 kW que es el primer valor real brindado por NREL para este caso, se les asignó el correspondiente a 9,7c/kWh. Después de eso se plantearon únicamente 3 intervalos, que generaron un mismo número de ecuaciones de la recta que se utilizaron en el cálculo del valor del costo de la energía por kilowatt hora real de cada una de las instalaciones tomadas como muestras dentro de cada uno de los intervalos correspondientes. Dichos tamaños de los intervalos, los valores de la pendiente 'm' y el intercepto 'n' de este caso se pueden observar en la Tabla 15.

Tabla 15. Valores de la ecuación de la recta para los intervalos establecidos en el cálculo del costo de la energía.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	m	n
7	200	-0,015	9,805
200	100.000	-0,000036	6,807
100.000	500.000	-0,000003	3,504

Fuente: Elaboración propia.

Después de establecer cada valor de la inversión y costo de la energía para cada una de las instalaciones del parque solar fotovoltaico peninsular español, se procedió a calcular los valores totales de la inversión real que llamaremos ahora inmovilizado y el costo total de la energía, para luego con este último calcular el costo medio de cada intervalo y posteriormente realizar un promedio ponderado para calcular el costo medio total de la energía o LCOE del escenario actual español. Para presentar los resultados en la moneda donde se está realizando el estudio, se utilizará el cambio del día 28 de septiembre de 2023, que

corresponde a 1 dólar estadounidense = 0,9468 euros. Los resultados que se obtuvieron se pueden observar en la tabla 16.

Tabla 16. Inmovilizado y LCOE del parque fotovoltaico peninsular español.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	N. de Instalaciones	Potencia Instalada (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	1.005	2	10	9,18
3	5	12.221	60	189	9,18
5	7	459	3	8	9,18
7	9	1.069	8	20	9,17
9	11	4.242	42	90	9,14
11	100	39.778	3.011	5.025	8,01
100	200	181	30	46	6,83
200	500	382	140	198	6,43
500	1.000	345	271	370	6,42
1.000	2.000	217	354	477	6,39
2.000	5.000	162	619	750	6,30
5.000	10.000	87	698	766	6,16
10.000	50.000	324	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	3	265	229	3,42
100.000	500.000	15	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>60.490</b>	<b>21.182</b>	<b>22.362</b>	<b>5,13</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para el escenario real actual español, el total del inmovilizado es de 22.362 millones de euros y el LCOE es de 5,13 c/kWh. Para realizar un comparativo de los diferentes escenarios que se pudieron dar en cuanto a la selección de los tamaños o categorías de plantas a instalar, y así establecer las variaciones económicas positivas o negativas producidas por la gestión realizada en el inmovilizado y el LCOE, se plantearon 2 diferentes casos:

- Se establece un tamaño de instalación mínimo admitido en el territorio español, donde se cuantifica el total de la potencia instalada real que este por debajo del tamaño elegido, y como se conoce tanto el costo de la energía y la inversión para cualquier tamaño de instalación, se multiplica por los correspondientes del tamaño mínimo escogido para calcular su inmovilizado y LCOE. Por último, se calcula el inmovilizado total y LCOE de cada escenario propuesto. Para este caso se seleccionaron 9 escenarios.
- Se establece un tamaño de instalación máximo admitido en el territorio español, en este al igual que el anterior se cuantifica el total de la potencia real instalada pero que está por encima del tamaño elegido, luego se multiplica por el costo de la energía y la inversión del tamaño de instalación máximo permitido para así poder calcular el inmovilizado total y LCOE de cada escenario establecido. Para este caso se seleccionaron 8 escenarios.

Si se desea ver la tabla resultado de cada escenario ver los anexos.

Los dos diferentes casos y sus resultados se encuentran a continuación.

Tabla 17. Resumen de los escenarios con límite inferior.

Escenarios Límite Inferior	Inmovilizado (M€)	Variación Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)	Variación LCOE (c/kWh)
Actual	22.362		5,13	
1. Mín. 11 kW	22.280	-82	5,13	0,00
2. Mín. 100 kW	22.084	-278	5,10	-0,03
3. Mín. 500 kW	21.334	-1.027	4,89	-0,24
4. Mín. 2 MW	21.203	-1.159	4,88	-0,25
5. Mín. 5 MW	20.426	-1.936	4,86	-0,27
6. Mín. 10 MW	20.020	-2.342	4,82	-0,31
7. Mín. 50 MW	18.915	-3.447	4,32	-0,81
8. Mín. 100 MW	17.440	-4.922	2,92	-2,20
<b>9. Mín. 500 MW</b>	<b>13.514</b>	<b>-8.848</b>	<b>1,88</b>	<b>-3,25</b>

Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar en los escenarios con límite inferior de tamaño de instalación, tanto el valor del inmovilizado total como del LCOE presentan una variación negativa respecto al actual, lo que indica que los escenarios hubieran representado un ahorro en recursos económicos si se hubieran tenido en cuenta alguna de estas condiciones. El escenario que mayor variación obtuvo fue el 9, que corresponde a establecer un tamaño mínimo de 500 MW para la instalación de plantas PV con un inmovilizado de 13.514 millones de euros y un LCOE de 1,88 c/kWh y que representa un ahorro de 8.848 millones de euros y de 3,25 c/kWh respectivamente si se compara con el parque actual.

Tabla 18. Resumen de los escenarios con límite superior.

Escenarios Límite Superior	Inmovilizado (M€)	Variación Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)	Variación LCOE (c/kWh)
Actual	22.362		5,13	
10. Máx. 11 kW	43.000	20.638	9,13	4,00
11. Máx. 100 kW	34.573	12.211	7,89	2,76
12. Máx. 500 kW	30.308	7.946	6,67	1,54
13. Máx. 2 MW	29.637	7.275	6,63	1,50
14. Máx. 5 MW	26.403	4.041	6,54	1,42
15. Máx. 10 MW	25.005	2.643	6,41	1,29
16. Máx. 50 MW	23.101	739	5,55	0,42
<b>17. Máx. 100 MW</b>	<b>22.771</b>	<b>409</b>	<b>5,23</b>	<b>0,11</b>

Fuente: Elaboración propia.

Para el caso de los escenarios con límite superior para tamaño de instalación, el valor del inmovilizado total y LCOE presentan una variación positiva frente al parque fotovoltaico actual, lo que indica que los escenarios hubieran representado un gasto extra de haber sido tenidos en cuenta. El escenario de menor variación fue el 17, que establece un tamaño máximo de 100 MW para la instalación PV con un inmovilizado de 22.771 millones de euros y un LCOE de 5,23 c/kWh, que representa un gasto extra de 409 millones de euros y de 0,11 c/kWh respectivamente frente al escenario actual.

## 9. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

Según los resultados obtenidos en los escenarios donde se restringía el tamaño mínimo de instalación (1-9), se evidencia que cada vez que se establecía un límite inferior más grande, los dos valores a evaluar mostraban una reducción respecto al escenario actual. Esto se debe a que la potencia que se debía reasignar iba a contar con un LCOE y un valor de la inversión menor al que tenían, lo que producía una disminución en los totales. En la gráfica 9.1 se puede observar el comportamiento del LCOE para estos escenarios, donde partiendo de un valor actual de 5,13 c/kWh muestra una reducción progresiva que se acentúa cuando los límites inferiores establecidos corresponden a instalaciones de mayor tamaño. Por ejemplo, el LCOE para un límite inferior de 50MW es de 4,32 c/kWh que corresponde a una disminución de casi el 16%, siguiendo con el límite de 100MW con un valor de 2,92 c/kWh que equivale a un ahorro del 43%, hasta llegar a un LCOE de 1,88 c/kWh que representa una reducción del 64% del valor actual en el escenario donde solo se admitían instalaciones de 500 MW, siendo de momento este el tamaño más grande de construcción de una planta PV del parque fotovoltaico español.

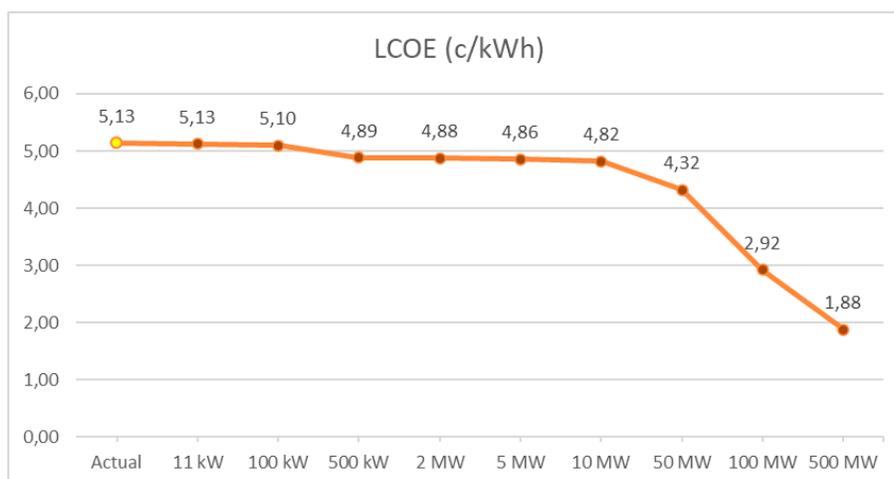


Figura 9.1 Comportamiento del LCOE para los escenarios 1-9.

Por su parte, para evaluar de manera más precisa el valor del inmovilizado se calculó su valor medio por kW para cada escenario, donde al igual que el LCOE, muestra una reducción a medida que el tamaño de instalación establecido como límite inferior se hace más grande. En la gráfica 9.2 se muestra el comportamiento de este, partiendo de un escenario actual con un valor de 1,06 €/kW, para cuando se establece como tamaño mínimo de instalación 10MW ya presenta una reducción del 10,5%, y a partir de ese tamaño el valor respecto al actual se reduce aún más, llegando a disminuir en un 15,4%, 22% y 39,6% para los límites inferiores de 50 MW, 100 MW y 500 MW respectivamente; obteniendo para este último un valor medio del inmovilizado de 0,64 €/kW siendo el menor valor de todos los escenarios propuestos.

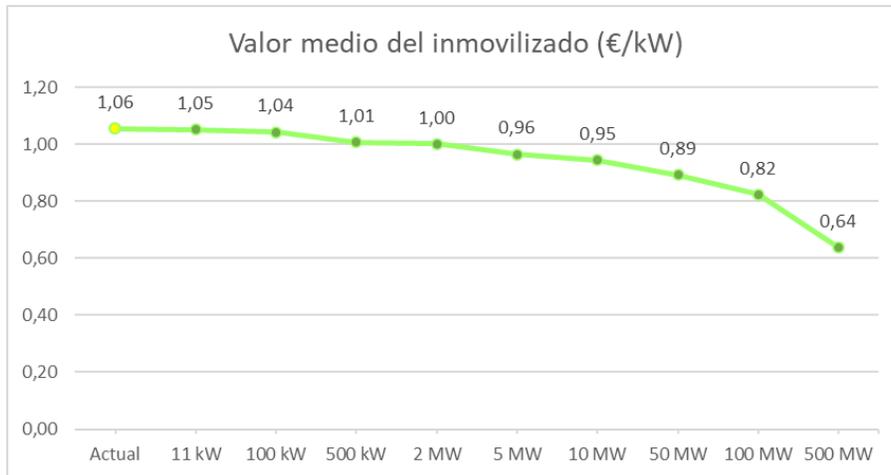


Figura 9.2 Comportamiento del valor medio del inmovilizado para los escenarios 1-9.

Mientras que para los escenarios donde se estableció un límite superior (10-17) que hacía cada vez más pequeñas las instalaciones permitidas, los valores totales aumentaban respecto al actual. Ya que, en los escenarios evaluados, los intervalos de plantas con mayor tamaño cuentan con una potencia instalada mayor y valores individuales de inversión y LCOE menores a los nuevos que se iban a asignar produciendo así este incremento en los totales. En la gráfica 9.3 se muestra el comportamiento del LCOE para los escenarios faltantes, donde tomando como referencia el valor actual de 5,13 c/kWh muestra un aumento progresivo a medida que el límite máximo permitido para plantas PV se hace más pequeño; y es que desde el escenario que establece un límite superior de hasta 10 MW con un LCOE de 6,41 c/kWh ya presenta un incremento del 25%; para cuando se establece el límite de hasta 500 kW dicho incremento ya representa un 30%, a partir de ese punto para los límites de 100 kW y 11 kW con LCOE de 7,89 c/kWh y 9,13 c/kWh respectivamente, el aumento crece considerablemente llegando a equivaler un 54% y 78% del valor actual.

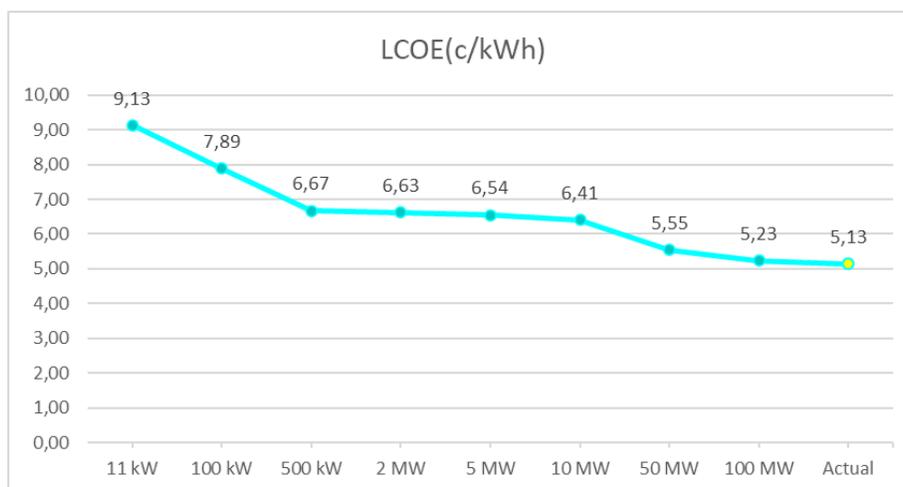


Figura 9.3 Comportamiento del LCOE para los escenarios 10-17.

Para el valor medio del inmovilizado de los escenarios con límite superior, se muestra un comportamiento parecido al del LCOE. Como se comentaba anteriormente, entre menor sea el tamaño máximo permitido se contará con valores unitarios mayores, que junto con una potencia instalada que está por asignarse de mayor dimensión dará como resultado valores totales mayores. Como se observa en la figura 9.4, para límites superiores de hasta 100 y 50 MW la variación, aunque es positiva, no es tan marcada, pero con un límite de hasta 10 MW con valor de 1,18 €/kW ya se presenta un incremento del 12%, siendo el siguiente gran salto en este incremento el límite de hasta 2 MW donde ya se encuentra en un 33%. Para los límites superiores de 100 kW y 11 kW los valores medios del inmovilizado son de 1,63 €/kW y 2,03 €/kW y representan respectivamente un incremento frente al escenario actual del 55% y 92%, siendo cifras demasiado elevadas que apuntan a una dirección completamente contraria frente a lo que se espera.

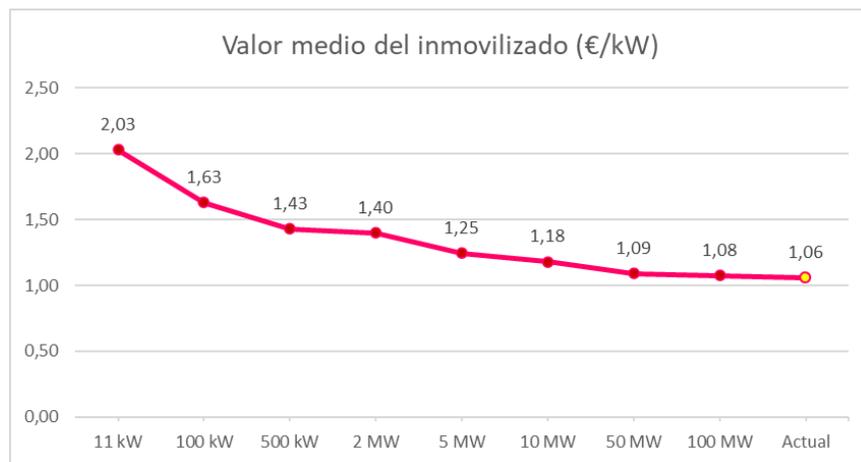


Figura 9.4 Comportamiento del valor medio del inmovilizado para los escenarios 10-17.

Así que después de comparar los escenarios propuestos frente al actual, se confirma la influencia del tamaño de la instalación en la consecución de valores de LCOE e inmovilizado menores, donde la elección de plantas de mayor tamaño resultara en mejores resultados. Aun así, la manera en que se desarrolló la implementación de las diferentes instalaciones del parque solar fotovoltaico español actual en el tiempo fue acertado ya que logro construir un mix de diferentes categorías que pudo optimizar el uso de todas las superficies urbanas y rurales del espacio geográfico español brindando facilidades al momento del almacenamiento, distribución y uso de este recurso energético por todo el país, teniendo en cuenta también las condiciones ambientales de las zonas donde se realizaron las instalaciones para obtener el máximo provecho.

# 10. CONCLUSIONES

---

Según la información recopilada de NREL y los escenarios evaluados durante el periodo 2010-2021, se observó que con el pasar del tiempo tanto el valor de la inversión como del costo de la energía han tenido una tendencia a la baja, esto producido principalmente por todos los desarrollos tecnológicos de los proveedores de los componentes físicos de los paneles solares, que junto con la evolución, recopilación de datos, seguimiento y mejora de las prácticas de implementación, mantenimiento y desarrollo han potencializado los resultados de productividad de las plantas y ahorro de costos. También se identifica que para plantas de mayor tamaño tanto la inversión como el costo eran menores, manteniendo esta tendencia durante todos los años evaluados por NREL.

Respecto a la elección de la configuración de una planta fotovoltaica (terreno o cubierta), después de identificar los inductores de toma de decisión sobre la inversión: los gastos generales del promotor, la labor de instalación y la estructura eléctrica de balance del sistema; y para el costo de la energía: el costo de instalación y el de operación y mantenimiento. Hasta el tamaño de 200 kW su implementación estaría ligada a instalaciones sobre cubierta, ya que para tamaños inferiores la inversión sobre terreno es menor y ya dependiendo de los criterios de los desarrolladores del proyecto los tamaños desde 500 kW hasta 2 MW podrían optar por adecuaciones sobre terreno ya que su inversión varía en apenas del 15% respecto a las de terreno. Ahora, para tamaños mayores a este, el factor crucial para tener en cuenta es el valor del terreno donde se realizará la instalación ya que tendría como margen la variación hasta donde la inversión iguala a la otra configuración; acompañando la idea de que, entre mayor tamaño, mayor generación de energía, menor inversión unitaria y menor costo de la energía.

La configuración actual del parque solar fotovoltaico español cuenta con un inmovilizado total de 22.362 millones de euros y un LCOE de 5,13 c/kWh. Comparándolo con los diferentes escenarios de los casos elegidos: estableciendo límites inferiores y límites superiores para instalaciones fotovoltaicas; se afirma que para escenarios donde se establecen plantas de tamaños cada vez más grandes los resultados del inmovilizado total y LCOE son menores, siendo el escenario que manejaba únicamente instalaciones de 500 MW el que tenía mejores resultados con un inmovilizado total de 13.514 millones de euros y un LCOE de 1,88 c/kWh, que representaban un ahorro de 8.848 millones de euros y 3,25 c/kWh respectivamente. Sin embargo, el parque solar actual de España con los valores utilizados como referencia, se posiciona por delante de los otros escenarios que establecían plantas de tamaño cada vez menor, siendo la que solo permitía plantas de hasta 11 kW el peor escenario de todos con un inmovilizado total de 43.000 millones de euros y un LCOE de 9,13 c/kWh. Mostrando que el desarrollo de la asignación de instalaciones fotovoltaicas en el transcurso de los años ha sido acertado, ya que han podido sacarles provecho a las condiciones geográficas de las regiones para conseguir la mayor generación de energía fotovoltaica posible, haciendo uso de los espacios urbanos y rurales con los que cuentan las ciudades, ayudando a que a la fecha al país este acoplado a la transición global a energías verdes.

# REFERENCIAS

---

- Ahmad Vasel, D. S.-K. (2019). En *Advances in Sustainable Energy* (págs. 107-109). Springer.
- Barbose, G. L., Darghouth, N. R., O'Shaughnessy, E., & Forrester, S. (2022). *Tracking the Sun: Pricing and Design Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States, 2022 Edition*.
- Barbose, G., & Darghouth, N. (2019). *Tracking the Sun: Pricing and Design Trends for Distributed Photovoltaic Systems in the United States - 2019 Edition*. USA: Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Bianco, V., Cascetta, F., & Nardini, S. (9 de Mayo de 2021). Analysis of technology diffusion policies for renewable energy. The case of the Italian solar photovoltaic sector.
- BOE. (26 de 05 de 2007). *por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial*. Obtenido de <https://www.boe.es/buscar/pdf/2007/BOE-A-2007-10556-consolidado.pdf>
- Bolinger, M., Seel, J., Warner, C., & Robson, D. (2022). *Utility-Scale Solar, 2022 Edition: Empirical Trends in Deployment, Technology, Cost, Performance, PPA Pricing, and Value in the United States*. Lawrence Berkeley National Laboratory.
- Bollinger, B., & Gillingham, K. (3 de Abril de 2019). Learning-by-Doing in Solar Photovoltaic Installations. USA.
- Bosch, B. A. (Septiembre de 2019). Analysis of the Costs, Variability and Evolution of Solar Photovoltaic Generation Projects for the Analysis by Learning-by-doing. Barcelona.
- Clemente Alvarez, M. Z. (23 de ENERO de 2021). Cuanto ocupan las megacentrales solares: investigadores alertan sobre el "boom" fotovoltaico. *EL PAIS*.
- Comisión Europea. (2016). *Energía limpia para todos los europeos*. Bruselas.
- Comisión Europea. (2019). *El Pacto Verde Europeo*. Bruselas.
- European Commission. (2021). *State of the Energy Union 2021 – Contributing to the European Green Deal and the Union's recovery*. Bruselas.
- Eurostat. (2023). *Eurostat*. Obtenido de Share of energy from renewable sources: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg\\_ind\\_ren/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/nrg_ind_ren/default/table?lang=en)
- Feldman, David, Ramasamy, V., Fu, R., Ramdas, A., Desai, J., & Margolis, a. R. (2021). *U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2020*. Golden CO: National Renewable Energy Laboratory.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. (2023). *IDAE. Solar Fotovoltaica*. Recuperado el 2022, de <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables/uso-electrico/solar-fotovoltaica>
- IRENA. (2022). *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency.
- Kamran, M., Fazal, M. R., Mudassar, M., Ahmed, S. R., Adnan, M., Abid, I., . . . Shams, H. (Marzo de 2019). Solar Photovoltaic Grid Parity: A Review of Issues and Challenges and Status of Different PV Markets.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2020). *PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA 2021-2030*.
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (Julio de 2023).

<https://energia.serviciosmin.gob.es/Pretor/Vista/Informes/InformesInstalaciones.aspx>.

- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno Español. (2022). *Estadísticas Eléctricas Mensuales*. (Secretaría de Estado de Energía) Recuperado el 2022, de <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasMensuales/Paginas/ElectricasMensuales.aspx>
- Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico del Gobierno Español. (2023). *Estadísticas Eléctricas Mensuales*. (Secretaría de Estado de Energía) Recuperado el 2022, de <https://energia.gob.es/balances/Publicaciones/ElectricasMensuales/Paginas/ElectricasMensuales.aspx>
- Mohammad Hossein Ahmadi, M. G. (2018). Solar power technology for electricity generation: A critical review. Wuhan.
- Naciones Unidas. (2015). Acuerdo de París. *Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático*, 2. París.
- Nemet, G. F., Lu, J., Rai, V., & Rao, R. (14 de Junio de 2020). Knowledge spillovers between PV installers can reduce the cost of installing solar PV. USA.
- Ramasamy, V., Feldman, D., Desai, J., & Margolis, R. (2021). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks: Q1 2021*.
- Ramasamy, V., Zuboy, J., O'Shaughnessy, E., Feldman, D., Desai, J., Woodhouse, M., . . . Margolis, R. (2022). *U.S. Solar Photovoltaic System and Energy Storage Cost Benchmarks, With Minimum Sustainable Price Analysis: Q1 2022*. NREL.
- Red Eléctrica de España. (2023). *Informe resumen de energías renovables*.
- Red Eléctrica de España. (2023). *El Sistema Eléctrico Español Avance 2022*.
- SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables U.S. Solar Market Insight. (2023). *Solar Market Insight Report 2022 Year in Review*. SEIA/Wood Mackenzie Power & Renewables U.S. Solar Market Insight.
- Talavera, D., Ceron, E. M., Rodríguez, J. F., & Higuera, P. J. (26 de Noviembre de 2018). Assessment of cost-competitiveness and profitability of fixed and tracking photovoltaic systems: The case of five specific sites.
- Torres, M. D. (2018). Inversión en energía solar fotovoltaica: aspectos financieros, marco regulatorio en España y derecho comparado. Sevilla.
- Zheng Lu, Y. C. (18 de Noviembre de 2021). Study on Feasibility of Photovoltaic Power to Grid Parity in China Based on LCOE. China.
- Zhou, Y., & Gu, A. (17 de Abril de 2019). Learning Curve Analysis of Wind Power and Photovoltaics Technology in US: Cost Reduction and the Importance of Research, Development and Demonstration. China.

## Anexo A. Escenario 1: Instalación mínima de 11 kW

Se establece que el tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales corresponde a 11 kW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 11 kW es 116 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 22.280 millones de euros y un LCOE de 5,31 c/kWh.

Tabla 19. Escenario 1: Instalación mínima de 11 kW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
<b>Subtotal</b>		116	116	234	9,13
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
100	200	30	30	46	6,83
200	500	140	140	198	6,43
500	1.000	271	271	370	6,42
1.000	2.000	354	354	477	6,39
2.000	5.000	619	619	750	6,30
5.000	10.000	698	698	766	6,16
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>22.280</b>	<b>5,13</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo B. Escenario 2: Instalación mínima de 100 kW

En este, el tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales es 100 kW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 100 kW es 3.127 MW. El resultado que se obtiene para este escenario es un inmovilizado total de 22.084 millones de euros y un LCOE de 5,10 c/kWh.

Tabla 20. Escenario 2: Instalación mínima de 100 kW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
<b>Subtotal</b>		3.127	3.127	5.062	7,86
100	200	30	30	46	6,83
200	500	140	140	198	6,43
500	1.000	271	271	370	6,42
1.000	2.000	354	354	477	6,39
2.000	5.000	619	619	750	6,30
5.000	10.000	698	698	766	6,16
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>22.084</b>	<b>5,10</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo C. Escenario 3: Instalación mínima de 500 kW

El tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales corresponde a 500 kW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 500 kW es 3.296 MW. El resultado obtenido para este escenario es un inmovilizado total de 21.334 millones de euros y un LCOE de 4,89 c/kWh.

Tabla 21. Escenario 3: Instalación mínima de 500 kW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
100	200	30	0	0	0
200	500	140	0	0	0
<b>Subtotal</b>		3.296	3.296	4.557	6,43
500	1.000	271	271	370	6,42
1.000	2.000	354	354	477	6,39
2.000	5.000	619	619	750	6,30
5.000	10.000	698	698	766	6,16
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>21.334</b>	<b>4,89</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo D. Escenario 4: Instalación mínima de 2 MW

El tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales es 2 MW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 2 MW es 3.922 MW. Obteniendo para este escenario una inversión total de 21.203 millones de euros y un LCOE de 4,88 c/kWh.

Tabla 22. Escenario 4: Instalación mínima de 2 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
100	200	30	0	0	0
200	500	140	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
<b>Subtotal</b>		3.922	3.922	5.273	6,38
2.000	5.000	619	619	750	6,30
5.000	10.000	698	698	766	6,16
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>21.203</b>	<b>4,88</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo E. Escenario 5: Instalación mínima de 5 MW

El tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales es 5 MW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 5 MW es 4.541 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 20.426 millones de euros y un LCOE de 4,86 c/kWh.

Tabla 23. Escenario 5: Instalación mínima de 5 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
100	200	30	0	0	0
200	500	140	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
<b>Subtotal</b>		4.541	4.541	5.245	6,27
5.000	10.000	698	698	766	6,16
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>20.426</b>	<b>4,86</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo F. Escenario 6: Instalación mínima de 10 MW

El tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales es 10 MW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 10 MW es 5.239 MW. El resultado para este escenario es de un inmovilizado total de 20.020 millones de euros y un LCOE de 4,82 c/kWh.

Tabla 24. Escenario 6: Instalación mínima de 10 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
100	200	30	0	0	0
200	500	140	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
<b>Subtotal</b>		5.239	5.239	5.605	6,10
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>20.020</b>	<b>4,82</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo G. Escenario 7: Instalación mínima de 50 MW

El tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales es 50 MW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 50 MW es 17.252 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 18.915 millones de euros y un LCOE de 4,32 c/kWh.

Tabla 25. Escenario 7: Instalación mínima de 50 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
100	200	30	0	0	0
200	500	140	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
<b>Subtotal</b>		17.252	17.252	16.008	4,74
50.000	100.000	265	265	229	3,42
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>18.915</b>	<b>4,32</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo H. Escenario 8: Instalación mínima de 100 MW

El tamaño mínimo permitido para las instalaciones nacionales es 100 MW. Donde la potencia real a la que se le asignan los valores de 100 MW es 17.518 MW. Para este escenario se obtiene un inmovilizado total de 17.440 millones de euros y un LCOE de 2,92 c/kWh.

Tabla 26. Escenario 8: Instalación mínima de 100 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
0	3	2	0	0	0
3	5	60	0	0	0
5	7	3	0	0	0
7	9	8	0	0	0
9	11	42	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
100	200	30	0	0	0
200	500	140	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
<b>Subtotal</b>		17.518	17.518	14.761	3,03
100.000	500.000	3.664	3.664	2.679	2,40
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>17.440</b>	<b>2,92</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo I. Escenario 9: Instalación mínima de 500 MW

Este escenario sugiere una instalación permitida de 500 MW. Donde el total de la potencia real es al que se le asignan los valores de 500 MW. Se obtiene para este escenario un inmovilizado total de 13.514 millones de euros y un costo medio de la energía de 1,88 c/kWh.

Tabla 27. Escenario 9: Instalación mínima de 500 MW.

Tamaño(kW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
<b>500.000</b>	<b>21.182</b>	<b>13.514</b>	<b>1,88</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo J. Escenario 10: Instalación máxima de 11 kW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 11 kW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 11 kW es 21.066 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 43.000 millones de euros y un LCOE de 9,13 c/kWh.

Tabla 28. Escenario 10: Instalación máxima de 11 kW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
200	500	140	0	0	0
100	200	30	0	0	0
11	100	3.011	0	0	0
<b>Subtotal</b>		<b>21.066</b>	<b>21.066</b>	<b>42.684</b>	<b>9,13</b>
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>43.000</b>	<b>9,13</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo K. Escenario 11: Instalación máxima de 100 kW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 100 kW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 100 kW es 18.055 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 34.573 millones de euros y un LCOE de 7,89 c/kWh.

Tabla 29. Escenario 11: Instalación máxima de 100 kW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
200	500	140	0	0	0
100	200	30	0	0	0
<b>Subtotal</b>		<b>18.055</b>	<b>18.055</b>	<b>29.232</b>	<b>7,86</b>
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>34.573</b>	<b>7,89</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo L. Escenario 12: Instalación máxima de 500 kW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 500 kW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 500 kW es 17.886 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 30.308 millones de euros y un LCOE de 6,67 c/kWh.

Tabla 30. Escenario 12: Instalación máxima de 500 kW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
1.000	2.000	354	0	0	0
500	1.000	271	0	0	0
<b>Subtotal</b>		17.886	17.886	24.724	6,43
200	500	140	140	198	6,43
100	200	30	30	46	6,83
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>30.308</b>	<b>6,67</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo M. Escenario 13: Instalación máxima de 2 MW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 2 MW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 2 MW es 17.260 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 29.637 millones de euros y un LCOE de 6,63 c/kWh.

Tabla 31. Escenario 13: Instalación máxima de 2 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
2.000	5.000	619	0	0	0
<b>Subtotal</b>		17.260	17.260	23.206	6,38
1.000	2.000	354	354	477	6,39
500	1.000	271	271	370	6,42
200	500	140	140	198	6,43
100	200	30	30	46	6,83
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>29.637</b>	<b>6,63</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo N. Escenario 14: Instalación máxima de 5 MW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 5 MW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 5 MW es 16.641 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 26.403 millones de euros y un LCOE de 6,54 c/kWh.

Tabla 32. Escenario 14: Instalación máxima de 5 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
5.000	10.000	698	0	0	0
<b>Subtotal</b>		16.641	16.641	19.222	6,27
2.000	5.000	619	619	750	6,30
1.000	2.000	354	354	477	6,39
500	1.000	271	271	370	6,42
200	500	140	140	198	6,43
100	200	30	30	46	6,83
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>26.403</b>	<b>6,54</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo Ñ. Escenario 15: Instalación máxima de 10 MW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 10 MW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 10 MW es 15.943 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 25.005 millones de euros y un LCOE de 6,41 c/kWh.

Tabla 33. Escenario 15: Instalación máxima de 10 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
10.000	50.000	12.013	0	0	0
<b>Subtotal</b>		15.943	15.943	17.057	6,10
5.000	10.000	698	698	766	6,16
2.000	5.000	619	619	750	6,30
1.000	2.000	354	354	477	6,39
500	1.000	271	271	370	6,42
200	500	140	140	198	6,43
100	200	30	30	46	6,83
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>25.005</b>	<b>6,41</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo O. Escenario 16: Instalación máxima de 50 MW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 50 MW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 50 MW es 3.930 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 23.101 millones de euros y un LCOE de 5,55 c/kWh.

Tabla 34. Escenario 16: Instalación máxima de 50 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
50.000	100.000	265	0	0	0
<b>Subtotal</b>		3.930	3.930	3.646	4,74
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
5.000	10.000	698	698	766	6,16
2.000	5.000	619	619	750	6,30
1.000	2.000	354	354	477	6,39
500	1.000	271	271	370	6,42
200	500	140	140	198	6,43
100	200	30	30	46	6,83
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>23.101</b>	<b>5,55</b>

Fuente: Elaboración propia.

## Anexo P. Escenario 17: Instalación máxima de 100 MW

El tamaño máximo permitido para las instalaciones nacionales es 100 MW. La potencia a la que se le asignan los valores correspondientes a 100 MW es 3.664 MW. Obteniendo para este escenario un inmovilizado total de 22.771 millones de euros y un LCOE de 5,23 c/kWh.

Tabla 35. Escenario 17: Instalación máxima de 100 MW.

Lim. Inf (kW)	Lim. Sup (kW)	Potencia Real (MW)	Potencia Propuesta (MW)	Inmovilizado (M€)	LCOE (c/kWh)
100.000	500.000	3.664	0	0	0
<b>Subtotal</b>		3.664	3.664	3.088	3,03
50.000	100.000	265	265	229	3,42
10.000	50.000	12.013	12.013	11.507	5,03
5.000	10.000	698	698	766	6,16
2.000	5.000	619	619	750	6,30
1.000	2.000	354	354	477	6,39
500	1.000	271	271	370	6,42
200	500	140	140	198	6,43
100	200	30	30	46	6,83
11	100	3.011	3.011	5.025	8,01
9	11	42	42	90	9,14
7	9	8	8	20	9,17
5	7	3	3	8	9,18
3	5	60	60	189	9,18
0	3	2	2	10	9,18
<b>TOTAL</b>		<b>21.182</b>	<b>21.182</b>	<b>22.771</b>	<b>5,23</b>

Fuente: Elaboración propia.