

Modelización Numérica del LCOE para Plantas Fotovoltaicas sobre Cubierta Plana

Numerical LCOE Modeling for Photovoltaic Plants on Flat Roof

Rodríguez-Martínez, Álvaro, MSc¹; Rodríguez-Monroy, Carlos, PhD.¹; Martínez-Soto, Moisés, Ph.D.²; Núñez-Guerrero, Yilsy, PhD.¹

¹ Universidad Politécnica de Madrid, Escuela Técnica de Ingenieros Industriales, España, crmonroy@etsii.upm.es

² La Universidad del Zulia (LUZ), Facultad de Agronomía, Venezuela, moisesenriquemartinezsoto@fa.luz.edu

Resumen– La disminución del coste de los paneles comerciales ha sido progresiva desde su aparición en el mercado, superando los 4 €/Wp en 2001, para situarse en torno a los 1,2 €/Wp en 2012. En la actualidad, estos precios se sitúan entre 0,2 y 0,3 €/Wp para instalaciones de autoconsumo superior a 50 kW, siendo muy importantes las economías de escala y la tecnología seleccionada. También han aparecido mejoras tecnológicas en paneles, inversores y estructuras. Estas mejoras técnicas, así como la importante caída de precios, hacen que la tecnología fotovoltaica tenga perspectivas de crecimiento sostenido. Actualmente, la potencia instalada a nivel mundial ya alcanza los 500 GWp.

Palabras clave: Sostenibilidad, Energía Solar, Energía Fotovoltaica, Energías Renovables, Autoconsumo

Abstract– The decrease in the cost of commercial panels has been progressive since its appearance in the market, exceeding 4 €/Wp in 2001 to become around 1.2 €/Wp in 2012. Nowadays, these prices are between 0.2 and 0.3 €/Wp for self-consumption installations larger than 50 kW, being the economies of scale and the technology selected very important. Technological improvements in panels, inverters, and structures have also appeared. These technical improvements and the significant price decrease enable photovoltaic technology to have prospects to sustain continued growth. Currently, the installed power worldwide already reaches 500 GWp.

Keywords-- Sustainability, Solar Energy, Photovoltaic Energy, Renewable Energy, Self-consumption.

I. INTRODUCCIÓN

Este artículo ha sido desarrollado con el objetivo de permitir evaluar la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica de autoconsumo industrial. Se generarán modelos numéricos que permitan al interesado obtener los principales parámetros esperados. Para ello, se generará una metodología de cálculo mediante la cual el lector, conociendo la ubicación de la instalación y las dimensiones de la cubierta, podrá calcular la potencia máxima instalable, los principales parámetros relacionados con la producción, el costo de la instalación y el LCOE de la planta. El uso de los costos reales se facilitará en caso de que se conozcan, pero seguirá siendo posible aplicar los costos de los principales equipos (módulos, panel e inversor) considerados a lo largo del artículo.

Esta metodología de cálculo desarrollada permitirá también una rápida comparación de las previsiones de producción, CAPEX y LCOE de plantas diseñadas con diferentes inclinaciones y diferentes tipos de panel. En consecuencia, será especialmente útil para la toma de decisiones previas al desarrollo de la ingeniería básica de la planta. Además, se analizarán en profundidad los cálculos utilizados para modelar el LCOE. Este análisis permitirá evaluar cómo afectan las diferentes variables técnicas a la rentabilidad de una instalación fotovoltaica, como la inclinación seleccionada, la ubicación, la tecnología del panel o la superficie disponible.

Además, se extraerán datos actuales sobre el coste y producción de sistemas fotovoltaicos de 30 casos diferentes. Se estudiará su coste de producción y energía para cuatro localizaciones distintas que representan la mayor parte de la geografía española (Centro, Norte y Sur de la Península, así como Canarias). Todo lo mencionado permitirá generar una base de datos de costes y producción que represente la realidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo industrial proyectadas en la actualidad de la mejor forma posible, utilizando dispositivos equipados con los últimos avances de la industria.

Respecto a lo comentado, se ha diseñado un conjunto de sistemas fotovoltaicos que reúnen las siguientes características:

- Ubicado en España.
- Destinado al autoconsumo industrial.
- Con sistema antivertido.
- En cubiertas planas con alta tolerancia a cargas.
- 100% autoconsumo.
- Inversores ubicados en la sala de la Tarjeta General de Baja Tensión.
- Ausencia de obstáculos.
- Ausencia de pérdidas por sombreado cercano.L
- Altura del edificio de 10 m.

Las variables evaluadas que se han modificado para la generación fotovoltaica son:

1. Ubicación: se han simulado instalaciones para las ubicaciones de Bilbao (País Vasco), Torrejón de Ardoz (Madrid), Sevilla (Andalucía) y Lanzarote (Canarias).

2. Tecnología: Paneles de 72 celdas, utilizando paneles monocristalinos PERC (Passivated Emitted Real Cell) y paneles policristalinos.

Digital Object Identifier (DOI):
<http://dx.doi.org/10.18687/LACCEI2021.1.1.543>
ISBN: 978-958-52071-8-9 ISSN: 2414-6390

3. Inclinación de los paneles: saltos de 5 grados entre 10 ° y 30 ° de inclinación.

4. Superficie disponible: 1.200 m² con conexión de baja tensión, 4.000 m² con conexión de baja tensión y 12.000 m² con conexión de alta tensión.

II. OBJETIVOS

El objetivo principal de este proyecto es la generación de modelos numéricos que permitan a una persona interesada en la valoración económica de una instalación fotovoltaica obtener los principales parámetros esperados. Para ello, se generará una metodología de cálculo a través de la cual el lector, conociendo la ubicación de la instalación y las dimensiones de la cubierta, podrá obtener: la potencia máxima instalable, las horas equivalentes de sol (HES) de dicha instalación, la producción energética del primer año y los valores del CAPEX, OPEX y LCOE de la planta. Se facilitará utilizar costes reales en caso de que se conozcan, pero se contará con la posibilidad de aplicar los costes de los equipos principales (módulos, panel e inversor) considerados a lo largo del proyecto. Esta metodología de cálculo desarrollada permitirá además comparar de forma rápida las previsiones de producción, CAPEX y LCOE de plantas proyectadas con distintas inclinaciones y diferentes tipos de panel, por lo que resultará especialmente útil para la toma de decisiones de forma previa al desarrollo de la ingeniería básica de la planta, ya que de otra forma se tendrían que haber analizado técnica y económicamente las diferentes configuraciones posibles.

Este análisis permitirá evaluar cómo influyen las distintas variables técnicas que afectan a la viabilidad económica de una instalación fotovoltaica, como puede ser la inclinación seleccionada, la ubicación, la tecnología de panel o el área disponible. Desde un punto de vista financiero se analizará la influencia de la tasa de descuento y el periodo de vida útil de la instalación considerados. Además, se evaluará cómo la bajada de costes de los equipos principales puede haber dejado obsoletos algunos criterios de diseño comúnmente aceptados, como la concepción de que la inclinación óptima es aquella que genera la mayor producción por panel, estudiando la influencia de la economía de escala al reducir la inclinación de los paneles.

En este proceso, se extraerán los datos del coste y producción de las 30 instalaciones fotovoltaicas diseñadas para la generación de los modelos. Se estudiará su producción y su coste de la energía para 4 ubicaciones diferentes que representan la mayor parte de la geografía española (Centro, Norte y Sur de la Península, así como las Islas Canarias), permitiendo generar una base de datos de costes y producción que represente de la mejor manera posible la realidad de las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo industrial que se proyectan hoy en día, utilizando equipos que representen los últimos avances del sector.

III. METODOLOGÍA DE INVESTIGACIÓN

La variedad de posibilidades en cuanto a módulos, estructuras, potencias y configuraciones hace que la cantidad de casos que se pueden utilizar para el estudio sea ilimitada. Por otro lado, para realizar una comparativa que permita extraer conclusiones de los resultados obtenidos, resulta necesario fijar el tipo de instalaciones en las que se centrará el estudio y en consecuencia a las que serán aplicables los modelos desarrollados:

- Instalaciones ubicadas en España: para evitar que las distintas climatologías o la variación de costes de unos países a otros puedan distorsionar la comparativa.
- Instalaciones de autoconsumo industrial: ya que la descentralización del sistema eléctrico, unido al bajo periodo de retorno de la inversión que generan estas instalaciones, hacen que las previsiones de instalación sean muy elevadas.
- Instalaciones en cubierta plana con alta tolerancia a cargas
- Instalaciones con un autoconsumo del 100%: es decir, el estudio está realizado para instalaciones que aprovechan toda la energía que generan por tener un consumo muy superior en todo momento a la producción fotovoltaica.
- Inversores ubicados en la sala del Cuadro general de Baja Tensión.
- Ausencia de obstáculos.
- Ausencia de pérdidas por sombreados cercanos.

Sobre estas condiciones, la metodología de cálculo se compondrá de los siguientes pasos:

1. Selección de casos tipo: se definirán las variables que cambiarán de unos casos a otros, con el objetivo de representar la mayor cantidad de instalaciones posibles, de forma que puedan extraerse conclusiones de cómo afectan a los diferentes parámetros estudiados.
2. Selección de equipos principales: se elegirán los paneles, inversores, y estructuras a utilizar. Se tratará de representar los últimos avances del sector, utilizando paneles mejorados por tratamientos tipo PERC, inversores multi MPPT, y estructuras sin necesidad de taladrar la cubierta.
3. Utilización del software Helioscope para el cálculo de la potencia disponible: se generarán las geometrías seleccionadas en Helioscope, y se realizará un dimensionamiento de cada una de las instalaciones definidas en el paso 1.
4. Diseño e ingeniería básica de las instalaciones: con el objetivo de poder valorar posteriormente el coste de las plantas, se dimensionarán los cableados, protecciones, equipos de control y todos los elementos necesarios para cada una de las instalaciones predefinidas, siempre desde un punto de vista de la ingeniería básica.
5. Cálculo del CAPEX: se valorarán económicamente cada una de las instalaciones, presupuestando con precios de mercado materiales y montaje. Se calculará además el coste de la ingeniería, los costes de estructura empresarial y cualquier

otro elemento que pueda intervenir en el presupuesto de una instalación fotovoltaica.

6. Simulación de las instalaciones con el software Helioscope: una vez dimensionadas las plantas fotovoltaicas, se finalizará la introducción de datos a Helioscope y se simularán para cada una de las ubicaciones seleccionadas, recopilando los resultados obtenidos.

7. Cálculo del OPEX y estimación del LCOE: se valorará económicamente el coste del mantenimiento, y con los valores calculados se podrá obtener el LCOE para cada caso en las ubicaciones estudiadas.

8. Modelización numérica del LCOE: se generarán modelos numéricos que permitan calcular de forma aproximada la potencia, producción, coste y LCOE de una instalación fotovoltaica para una cubierta conocida. palabra calidad comprende muchos significados, tales como: inocuidad, delicias gastronómicas, pureza, nutrición, consistencia, honradez (p. ej. en el etiquetado), valor, excelencia de producto [1].

IV. CÁLCULOS

Utilizando el software Helioscope, se ha calculado la potencia disponible de cada una de las instalaciones, y se ha dimensionado el número de inversores adecuado en cada caso. A continuación, se ha desarrollado la ingeniería básica de la instalación, permitiendo dimensionar el resto de los equipos que resultan necesarios para la estimación del CAPEX de cada planta.

IV.1. Cálculo del CAPEX

Como resultado del apartado anterior, se han calculado todos los costes de material asociados a las 30 instalaciones fotovoltaicas diseñadas, unidos con el tiempo de montaje de cada equipo o material.

Los resultados obtenidos para tres de las instalaciones se recogen en la Tabla 2:

Tabla 2: Descomponiendo de costes agrupados por partidas para los tres casos base

Elemento	10 ^o -Mono-1200	10 ^o -Mono-4000	10 ^o -Mono-12000
Módulos Fotovoltaicos	41.325,00 €	143.034,38 €	413.201,25 €
Estructuras	7.524,00 €	27.462,60 €	77.754,60 €
Inversores y complementos	9.470,25 €	25.413,75 €	64.037,25 €
Cableado DC	1.811,81 €	8.900,50 €	42.351,15 €
Cableado AC (Baja y MT)	985,40 €	2.139,64 €	59.436,82 €
Protecciones y control	4.686,52 €	12.480,15 €	17.470,89 €
Montaje	11.472,88 €	36.647,12 €	108.428,35 €
Estructura de obra	12.916,72 €	22.176,69 €	29.918,46 €
Gastos varios	2.233,27 €	5.430,33 €	14.514,18 €
Coste	92.425,86 €	283.685,16 €	827.112,95 €
Margen	11.091,10 €	34.042,22 €	99.253,55 €
Venta	103.516,96 €	317.727,38 €	926.366,50 €

Para poder comparar los resultados obtenidos, resulta necesario normalizar los valores de venta del EPC, pasándolos a unidades por potencia instalada (€/Wp):

Tabla 3. Costes de EPC, tanto absolutos como normalizados, para los tres casos base

Tabla 3: Costes de EPC, tanto absolutos como normalizados, para los tres casos base

Elemento	10 ^o -Mono-1200	10 ^o -Mono-4000	10 ^o -Mono-12000
EPC (€)	103.516,96 €	317.727,38 €	926.366,50 €
Potencia (kWp)	142,5	520,1	1559,3
EPC (€/Wp)	0,726	0,611	0,594

IV.2 Simulación de las Instalaciones con el Software Helioscope

Para cada una de las instalaciones, se han calculado tanto las HES como el PR y la producción en las cuatro localizaciones.

Para ello, se han simulado las instalaciones utilizando el Software Helioscope. El procedimiento utilizado ha sido:

Paso 1: Se han dimensionado las 30 plantas para la localización de Madrid con el Helioscope.

Paso 2: Se han generado las condiciones meteorológicas de la simulación. Los modelos numéricos utilizados en la simulación en el caso base 1 se pueden ver en la siguiente imagen. Se han considerado unas pérdidas por suciedad del 2%, que se corresponden con las recomendaciones del NREL para cubiertas que cuentan con una limpieza anual [2]. No obstante, se incluye un 1,5% para compensar con las pérdidas LID (Light Induced Degradation) que aparecen en la planta en el año 1. Los resultados para la provincia de Madrid de los 3 casos base se recogen en la Tabla 4.

Tabla 4. Resultados de la simulación de los tres casos base en la provincia de Madrid

Parámetro	10 ^o -Mono-1200	10 ^o -Mono-4000	10 ^o -Mono-12000
PR (%)	84,9	84,5	84,7
HES (KWh/kWp)	1548	1540,5	1544,5
Producción (MWh/año)	220,6	801,2	1408

IV.3. Cálculo del OPEX

La valoración económica del mantenimiento depende del país de instalación de la planta, la cercanía a los núcleos urbanos, el ensuciamiento anual y el sistema de monitorización existente. No obstante, para valoraciones con el objetivo de realizar estimaciones del LCOE de la planta, se puede aproximar su cálculo al 0,5% del CAPEX anual en plantas destinadas a la generación en gran escala, y del 1% del CAPEX en plantas de autoconsumo [3]. En los casos estudiados, se realizará la siguiente estimación, recomendada por el NREL:

$$OPEX \text{ anual} = 0,01 \cdot CAPEX \quad (1)$$

IV.4. Cálculo del LCOE

El cálculo del LCOE se puede realizar a través de la siguiente expresión, que no es más que una ampliación de la ecuación utilizada de forma habitual e incluyendo las pérdidas por degradación de los paneles:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CAPEX + OPEX}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{Producción \text{ año } 1 \cdot (1-a)^t}{(1+r)^t}} \quad (2)$$

Para la simulación de los LCOE, se utilizarán los siguientes valores:

- CAPEX: el coste de la planta fotovoltaica en términos absolutos. Se obtiene del precio del EPC añadiéndole un sobrecoste del 4% por licencias de obra.
- OPEX: el coste del mantenimiento anual en términos absolutos, aproximados de acuerdo con el NREL a un 1% del CAPEX (teniendo en cuenta que el mantenimiento no implica un coste en licencia de obra).
- Producción año 1: valores extraídos de la simulación realizada.
- r: tasa de descuento. Al tratarse de una instalación destinada al autoconsumo, este valor resulta bastante elevado, ya que el riesgo asociado a un cambio de ubicación, un descenso del consumo u otros problemas relacionados con el devenir de la compañía propietaria de la instalación es alto. Se va a utilizar un valor del 6%, que se encuentra entre el 4 y el 8% recomendado por Solar Bankability [4] y coincide con los valores recomendados por el NREL [5].
- a: pérdida de rendimiento anual de los paneles. Se utilizará el 0,7% que garantiza el fabricante en las características de los equipos.
- n: vida útil de la planta, se considerarán 30 años [5].

IV.5 Modelización Numérica del LCOE

El LCOE depende de una serie de parámetros que han sido descritos en apartados anteriores, y que en todo caso son conocidos de forma previa al diseño de la instalación, por lo que el cálculo del LCOE puede ser modelizado en función de estos datos, permitiendo conocer un valor orientativo para una superficie disponible.

La obtención del LCOE se conseguirá por lo tanto como consecuencia de la modelización de las variables que lo alimentan. En el método de cálculo planteado en el apartado de Resultados, se tratará de dar valores orientativos para poder trabajar con los modelos en caso de que algunos valores sean desconocidos.

Las variables a modelizar son, por este orden:

1) Potencia pico de la instalación:

$$Pp(kWp) = f [A (m^2), \alpha(^{\circ}), \eta_p (\%)] \quad (3)$$

Siendo:

- Pp: potencia pico de la instalación, en kWp.
 - A: área disponible en la cubierta, en m².
 - α: inclinación del panel, en grados.
 - η_p: rendimiento del panel, que se puede obtener directamente de la ficha técnica del equipo, y que también se puede obtener de la potencia del panel y su área.
- 2) Horas Equivalentes de Sol de la instalación:

$$HES \left(\frac{kWh}{kWp} \right) = f \left[GHI \left(\frac{kWh}{m^2} \right), \alpha (^{\circ}), \text{ubicación} \right] \quad (4)$$

Siendo:

- GHI: Radiación en el Plano Horizontal, en kWh/m².
- Ubicación: la localización de la planta.

3) CAPEX y OPEX de la instalación:

$$CAPEX (\text{€}) = f \left[Pp (kWp), Ppanel \left(\frac{\text{€}}{Wp} \right), Pinv \left(\frac{\text{€}}{Wp} \right), Pest \left(\frac{\text{€}}{Wp} \right), MB(\%) \right] \quad (5)$$

Siendo:

- Ppanel: coste del panel, en €/Wp.
- Pinv: coste del inversor, en €/Wp. Si únicamente se conoce el coste del inversor, se puede asumir un subdimensionamiento del 80% de los inversores respecto a los paneles, por lo que se obtendría de la expresión: $Pinv(\text{€/Wp}) = 0,8 * Pinv(\text{€/Wn})$.
- Pest: coste de las estructuras provisto por el fabricante.
- MB(%) Margen Bruto de la planta, en %.

Dada la variabilidad del mercado de los paneles, inversores y estructuras, su valor se dejará en función del ratio €/Wp de estos equipos, que es como habitualmente se trabaja en el sector. Además, se modelizará el resto de costes en función de la potencia pico instalada por temas de economía de escala, ya que de estos costes no cabe esperar grandes variaciones. El OPEX, debido a su poca relevancia respecto al CAPEX, se mantendrá como un 1% del CAPEX anual.

4) LCOE de la Instalación:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = f [CAPEX (\text{€}), OPEX (\text{€}), Producción (MWh), L(\%), r(\%), a(\%), n(\text{años})] \quad (6)$$

Siendo:

- L: coste de la licencia de obra respecto al coste del EPC (%).
- r: tasa de descuento (%).
- a: pérdida de rendimiento anual de los paneles.
- n: vida útil de la planta

Modelización Numérica de la Potencia Pico

Para la generación de un modelo numérico que prediga la potencia instalada de una planta en función de las variables

recogidas en la Ecuación (3), se puede llegar a la siguiente expresión analítica:

$$Pp(Wp) = n^{\circ} \text{paneles} \cdot P_{\text{panel}} \rightarrow Pp(Wp) = n^{\circ} \text{paneles} \cdot A_{\text{panel}} \cdot \eta_p \cdot G \quad (7)$$

Siendo G el valor de la radiación para la evaluación del rendimiento del panel en condiciones STC, de 1000 W/m².

Es decir, la potencia pico solo depende del área de paneles instalados y su rendimiento, y es independiente de las dimensiones que tenga el panel, ya que un aumento del tamaño conlleva una reducción proporcional de los paneles instalados.

Por lo tanto, nos queda la expresión (8):

$$Pp(kWp) = A_{\text{paneles}} (m^2) \cdot \eta_p \cdot G \left(\frac{kWp}{m^2} \right) \quad (8)$$

Con los resultados recogidos de las distintas simulaciones realizadas, se puede generar una expresión que prediga el área de paneles instalable en función del área de la superficie y la inclinación que se desea dar a los paneles. La ratio Área de paneles /Área útil se va a modelizar para los casos del área de 12000m², que tendrá unas menores distorsiones por eliminación de paneles. Esta ratio se puede modelizar con una función numérica de segundo grado. El área de los paneles es función del área útil de la cubierta y su inclinación, y se puede calcular con la expresión:

$$A_{\text{panel}} = A \cdot (1,75 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^2 - 0,0175\alpha + 0,826) \quad (9)$$

Combinando las Expresiones (8) y (9), se obtiene el modelo numérico que predice la potencia pico de la instalación fotovoltaica en función de las variables previamente comentadas. La G se multiplica directamente por las constantes de la Expresión (9) para simplificar la expresión:

$$Pp = A \cdot \eta_p \cdot (0,175 \cdot \alpha^2 - 17,5\alpha + 826) \quad (10)$$

Se ha calculado el error que genera esta expresión prediciendo las 120 simulaciones realizadas. El error medio de la expresión resulta del 3,7%, debido fundamentalmente a la eliminación de paneles para ajustar el número de paneles por string en las cubiertas de menor área. El cálculo del error generado por el modelo se encuentra detallado en el apartado de Resultados.

Modelización Numérica de las HES

La obtención de las Horas Equivalentes de Sol (HES) de la instalación no solo depende de la radiación en el plano horizontal y la inclinación de los paneles, sino que también se esperan desviaciones en función de la localización de los paneles dentro del territorio nacional, como se recoge en la Expresión (4).

Se han creado cuatro modelos numéricos, uno para cada una de las localizaciones simuladas. Para que puedan adaptarse los resultados a la Radiación Global Horizontal de

cada localización particular, se ha mantenido el resultado en función de este parámetro.

Las variaciones en la tecnología de paneles, inversores e incluso la presencia de transformadores elevadores influyen en el rendimiento de la planta. No obstante, se va a simplificar el modelo no teniendo en cuenta estas variables:

- El efecto de la tecnología de los paneles era muy relevante en los equipos fabricados al principio de la década. Sin embargo, en los equipos de última tecnología las diferencias entre paneles monocristalinos y policristalinos son muy pequeñas. En el total de las simulaciones realizadas, la diferencia acumulada es inferior al 0,1%.
- El efecto de la tecnología de inversor depende del planteamiento en el reparto de strings y el número de MPPT del inversor, además de que la variación de unos modelos a otros es también relevante. En cualquier caso, la ganancia de contar con sistemas multi MPPT respecto a inversores con un único MPPT resulta inferior al 2% [6].
- Los transformadores no presentan pérdidas superiores al 1%, por lo que su presencia se puede considerar que no afecta de forma considerable a la producción de la planta.

Por lo tanto, las expresiones que permiten obtener las HES de la planta en función del valor de la GHI y de la inclinación seleccionada, para una planta determinada, resultan:

Centro, (Madrid):

$$HSP = GHI \cdot (-1,119 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^2 + 7,752 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha + 0,8552) \quad (11)$$

Norte (Bilbao):

$$HSP = GHI \cdot (-1,295 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^2 + 7,567 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha + 0,8546) \quad (12)$$

Sur (Sevilla):

$$HSP = GHI \cdot (-1,309 \cdot 10^{-4} \cdot \alpha^2 + 8,083 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha + 0,8352) \quad (13)$$

Canarias (Lanzarote):

$$HSP = GHI \cdot (-8,67 \cdot 10^{-5} \cdot \alpha^2 + 4,625 \cdot 10^{-3} \cdot \alpha + 0,8648) \quad (14)$$

Modelización Numérica del CAPEX y el OPEX:

Como se ha comentado previamente, la modelización numérica se dejará en función de los costes en €/Wp de paneles, inversores y estructuras, ya que su precio fluctúa mucho en el mercado. El resto de los costes de una planta está más ligado al número de paneles de la planta que a la potencia de ésta, ya que los costes asociados a un mismo número de paneles monocristalinos y policristalinos son similares. Es por ello que se ha calculado el coste del resto de elementos en baja tensión para los casos estudiados, y se ha generado una regresión potencial que representa la variación del coste en €/Panel en función del número de paneles.

En la generación se ha descontado el coste del centro de transformación (CT), para incluir únicamente los costes que

cabría esperar en baja tensión. En caso de ser necesaria la presencia de un CT para elevar tensión, habría que considerar su precio aparte.

Por otro lado, en el caso de utilizar paneles de 60 células, que son proporcionalmente más pequeños y menos potentes que los paneles de 72 células, habrá que corregir la expresión con un factor corrector.

Por lo tanto, la ecuación desarrollada que permite calcular el precio de venta de una instalación fotovoltaica resulta:

$$CAPEX (\text{€}) = \frac{1000 \cdot [P_{panel} + P_{inv} + P_{est}] \cdot P_p + 439,9 \cdot N_{panel} \cdot (fc \cdot N_{panel})^{-0,259} + AT}{(1 - MB)} \quad (15)$$

Siendo:

- P_{panel} : Coste del panel, en €/Wp.
- P_{inv} : El coste de los inversores, en €/Wp
- P_{est} : Coste de las estructuras, en €/Wp
- P_p : La potencia pico total de la instalación, calculada en el paso 1.

- fc : factor corrector, de valor:
 - Paneles de 60 células: $fc=5/6$
 - Paneles de 72 células: $fc=1$

Este factor corrector permite que en el coste final de la planta se considere que los paneles de 60 células presentan menos potencia, y por lo tanto el coste de cableado, tierras, y protecciones que conllevan es proporcionalmente inferior a los paneles de 72 células.

- N_{panel} : número de paneles de la planta, calculado despejando la Expresión (7).
- AT : coste del sistema de elevación de tensión en el caso de que sea necesario
- MB : margen bruto de la instalación, de los costes de oficina y el beneficio industrial. Se propone como valor de referencia un 12% (6%+6%)

El OPEX se obtiene directamente de la Expresión (1).

Modelización Numérica del LCOE

El cálculo del LCOE para el caso de la energía fotovoltaica, se traduce en la Ecuación (2). La complicación de cara al desarrollo de un modelo numérico es que esta ecuación se descompone en un conjunto de elementos en ambos sumatorios de la expresión, por lo que su cálculo no se puede desarrollar de manera rápida.

Sin embargo, existen expresiones que simplifican el cálculo, generando un error asociado al valor de la tasa de descuento. La ecuación desarrollada cuenta con un factor de recuperación de capital, CRF, que corrige el efecto de depreciación en el tiempo que provoca la tasa de descuento. Este CRF tiene la expresión [7], [8]:

$$CFR = \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \quad (16)$$

Multiplicando este factor por los elementos de la ecuación que entran en el flujo de caja en el año 0 (CAPEX) Se genera la siguiente expresión:

$$LCOE \left(\frac{\text{€}}{MWh} \right) = \frac{(1+L) \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1} \cdot CAPEX(\text{€}) + OPEX \left(\frac{\text{€}}{\text{año}} \right)}{Producción_{año 1}(MWh)} \quad (17)$$

Siendo L el coste de la licencia de obra respecto al CAPEX, r la tasa de descuento y n los años de vida útil de la instalación.

Se ha realizado la siguiente aproximación: $a=0$

Es decir, no se consideran los efectos de la degradación de los paneles. Esta simplificación aumenta la precisión del modelo, ya que la tendencia para altas tasas de descuento es a dar valores de LCOE superiores al valor esperado. Por lo tanto, eliminando en la ecuación el efecto de la degradación de los paneles, los valores predichos por el modelo se acercan más a los valores reales.

V. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

V.1. Análisis de la Potencia Instalable

En la Gráfica 4 se recoge la potencia instalable para cada una de las 30 instalaciones simuladas, obtenida de los resultados del software Helioscope.

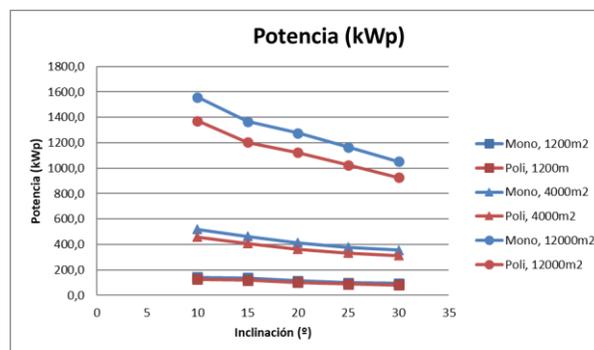


Figura 1. Potencia instalada en función de la inclinación de los paneles y el área disponible

Como puede observarse, un aumento de la inclinación provoca una disminución de potencia instalable para cubiertas planas, ya que resulta necesario aumentar el espacio entre filas de paneles.

En la Figura 2 se muestra el porcentaje de potencia instalable sobre el máximo, siendo el 100% la potencia máxima instalable para una instalación de 10°. Los resultados se recogen únicamente para el caso de instalaciones monocristalinas con un área de 12000 m², pero el resultado es extrapolable al resto de casos.

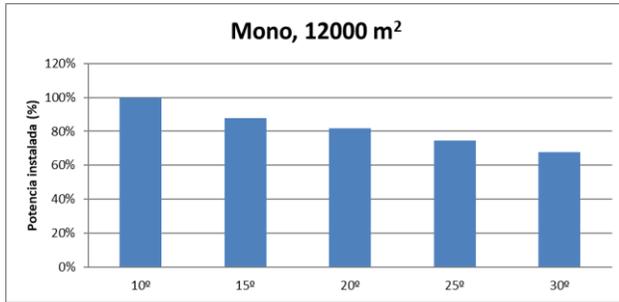


Figura 2. Potencia instalada en función de la inclinación de los paneles

La potencia máxima instalable es directamente proporcional al rendimiento del panel. Pasar a utilizar paneles monocristalinos de 375 Wp en lugar de paneles policristalinos de 330 Wp implica un aumento de la potencia del 14%.

V.2. Análisis de las HES

Las HES dependen directamente de la Radiación Global Horizontal de la localización, que es la energía que llega al plano horizontal por unidad de área en un año natural. En la Figura 3 se recoge la GHI para cada una de las localizaciones estudiadas:

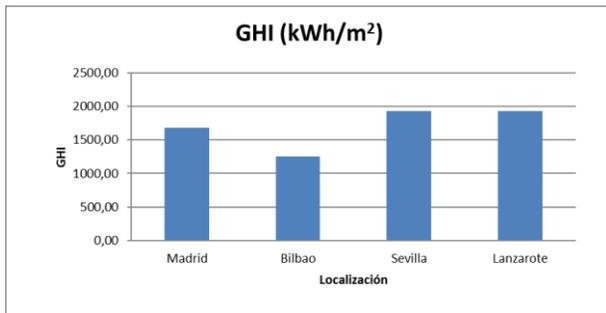


Figura 3. GHI para cada una de las localizaciones estudiadas

Como puede verse en la gráfica anterior, la GHI es menor en el norte de la península que en el Sur. Esto se debe a que en el sur el Sol tiene una trayectoria más alta a lo largo del año, lo que aumenta la proyección respecto a la horizontal. Por otro lado, el clima menos nublado de estas localizaciones aumenta considerablemente la GHI. Por latitud, Lanzarote debería tener una GHI superior. En este caso, este aumento de las horas de Sol no se ven traducidos a radiación debido a su climatología. Por una parte, es cierto que cuenta con menores precipitaciones que Sevilla, pero, por otra parte, si analizamos los días nublados y parcialmente nublados, la proporción es considerablemente mayor que en Sevilla (solo se consideran completamente soleados 73,6 días al año en Lanzarote, frente a los 193,2 de Sevilla) [9]. En la Figura 4 se muestra la variación de HES en función de la inclinación para cada una

de las ubicaciones estudiadas, recogiendo los resultados de las instalaciones de 1200 m2 con paneles monocristalinos.

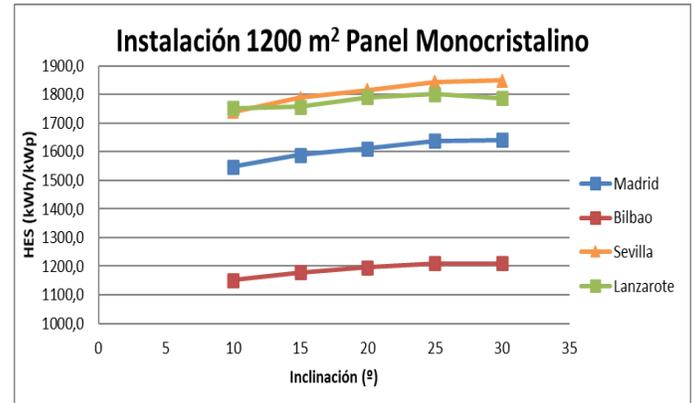


Figura 4. HES en función de la inclinación

Se puede observar que la máxima producción se encuentra en aquellas ubicaciones con mayor GHI, ya que es el principal parámetro que afecta a la producción fotovoltaica. En la Figura 5 se muestra el aumento de las HES respecto al caso base, de 10°, para las instalaciones monocristalinas con área de 1200m2. Esta gráfica se recoge para mostrar el efecto de la inclinación en la producción con mayor detalle:

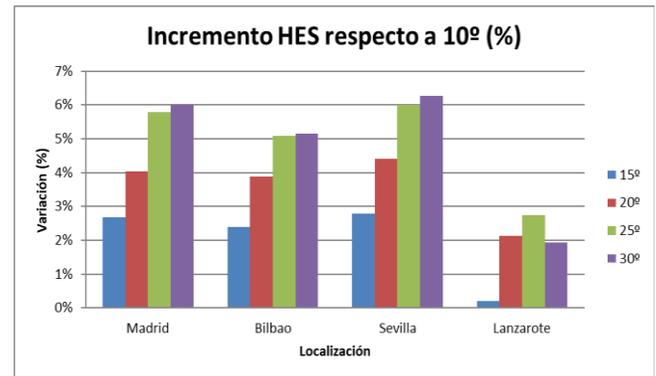


Figura 5. Variación de las HES respecto a los 10° para las localizaciones estudiadas

Como se puede observar en la Figura 5, en las ubicaciones peninsulares el máximo de producción se consigue con inclinaciones del entorno de los 30°, consiguiendo una ganancia de entre el 5% y el 6% respecto a la instalación de 10°. Inclinaciones menores de 10° no se consideran recomendables por favorecer la acumulación de suciedad. Además, la ganancia es especialmente relevante al aumentar la inclinación desde disposiciones poco inclinadas (de 0° a 10° la ganancia es de entorno al 8% para todos los casos, según los informes de Helioscope), pero la diferencia entre los 25° y los 30° es prácticamente despreciable en los casos peninsulares. Este comportamiento se describe perfectamente por medio de una ecuación polinómica de segundo grado con un máximo en

el entorno de los 30°, como puede verse en las ecuaciones (11), (12), (13) y (14). En Lanzarote, que se encuentra en una ubicación considerablemente más austral, la variación de la producción con la inclinación es muy pequeña, y solo se consiguen ganancias respecto a los 10° de menos del 3%. Además, en este caso, la inclinación óptima es inferior a los 25°.

En la Figura 6 se muestra la variación del PR medio para los dos tipos de paneles estudiados en las instalaciones de 1200m².

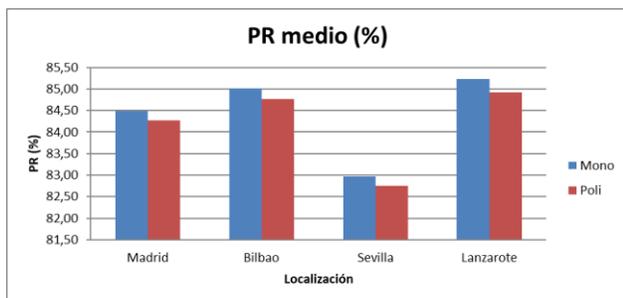


Figura 6. PR medio para cada una de las localizaciones estudiadas

Se puede ver que el PR de las instalaciones con panel monocristalino es por lo general mayor que en el caso de las instalaciones policristalinas. Por lo general, las instalaciones con panel monocristalino suelen conllevar un peor PR, debido al peor comportamiento que tienen estos paneles con la temperatura. Sin embargo, el hecho de contar con paneles monocristalinos PERC permite revertir esta situación. Las células PERC evitan que la radiación no aprovechada se absorba por el contacto metálico del marco, consiguiendo que esta radiación se refleje y vuelva a atravesar la célula. En el caso de las células policristalinas utilizadas, que no cuentan con esta mejora técnica, la absorción de radiación por el marco calienta los paneles, lo que provoca un descenso de la producción, este efecto se atenúa en el caso de las células con tecnología PERC.

V.3 Análisis del CAPEX

Para realizar una comparativa adecuada de cómo afectan las distintas variables al CAPEX de la planta, se han analizado tanto los efectos sobre el CAPEX total como el CAPEX normalizado por vatio pico instalado. En la Figura 7 se muestra el coste del CAPEX normalizado por vatio pico instalado.

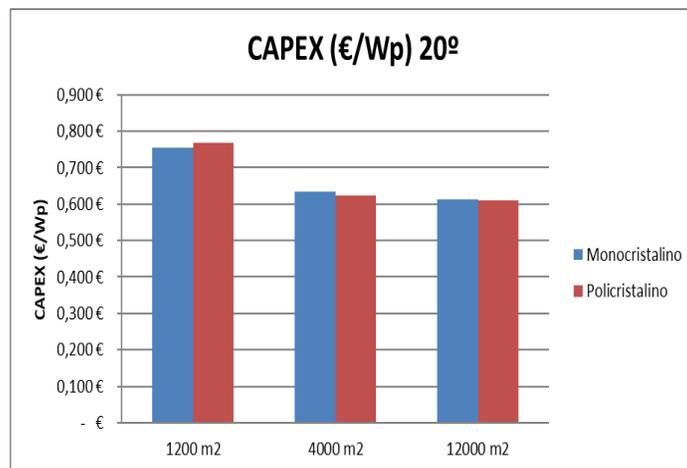


Figura 7. CAPEX normalizado para las instalaciones con una inclinación de 20°

Por motivos de economía de escala, un aumento del área disponible (y por tanto, de la potencia instalada) provoca una disminución del coste por vatio pico instalado. En este caso se pueden observar dos efectos: por una parte, en instalaciones de menor potencia, la economía de escala y la importancia de los costes de estructura hace que los paneles monocristalinos puedan ser la mejor alternativa en instalaciones de pequeño tamaño. Por otro lado, la diferencia entre las instalaciones estudiadas de área de 4000 m² y las instalaciones de 12000 m² son menos significativas, principalmente por los costes del sistema de elevación de alta tensión, que distorsionan los efectos de la economía de escala. A continuación, se amplía la Figura 8 con todos los casos estudiados.

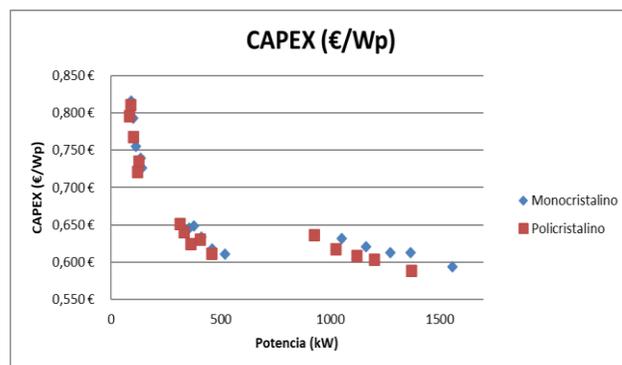


Figura 8. CAPEX normalizado en función de la potencia instalada

Como puede verse, el coste normalizado de la instalación disminuye con la potencia, aunque en las plantas en las que se ha considerado el sistema de elevación de tensión (áreas de 12000 m²) se produce un aumento de los costes por el centro de transformación. Es importante tener en cuenta que lo habitual para plantas de más de 700 kWp es inyectar en la red de media tensión, ya que no es habitual encontrar un cuadro

que consuma esta potencia en baja tensión de manera continua.

Como puede verse en la Figura 9, el coste de los módulos sigue marcando la mayor parte del coste de las instalaciones fotovoltaicas (de media el 40%). No obstante, su abaratamiento respecto a años anteriores ha generado que el resto de los costes sea cada vez más determinante, y por lo tanto la optimización de estos gastos juega un papel fundamental en la competitividad de los instaladores y promotores actuales.

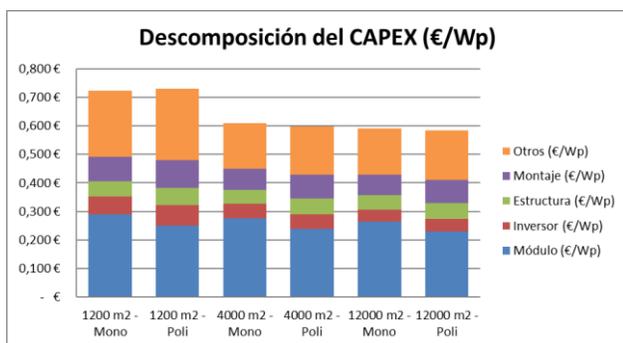


Figura 9. Descomposición del CAPEX normalizado

V.4. Análisis del LCOE

El CAPEX, OPEX y producción calculados para las instalaciones fotovoltaicas estudiadas, se ha utilizado para el cálculo del LCOE de los distintos casos. En la Figura 10 se recoge el rango de valores obtenidos para cada una de las localizaciones de los 30 casos estudiados, considerando una tasa de descuento del 6% y un periodo de vida útil de 30 años:

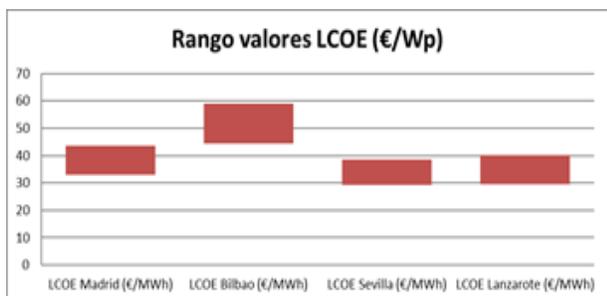


Figura 10. Rango de valores del LCOE para cada una de las localizaciones estudiadas

Como puede verse, el LCOE obtenido depende en gran medida de la localización de la planta, ya que la variación del recurso disponible es muy importante de unas localizaciones a otras. Por otro lado, dentro de una misma localización hay variaciones del LCOE de hasta el 25% dependiendo del resto de variables estudiadas. En la Figura 11 se recogen los resultados para el caso de Madrid con una inclinación de 20°.

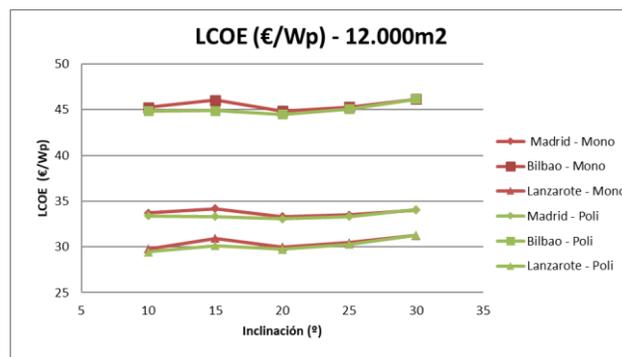


Figura 11. LCOE en función de la inclinación

Se puede observar que la mayor inclinación de paneles, que provoca un aumento de las HES de la planta, entra en conflicto con el mayor CAPEX por Wp generado por temas de economía de escala (a mayor inclinación, mayor separación, y por lo tanto menor potencia disponible). Esto provoca que, al contrario de las recomendaciones habituales de plantear una instalación con una inclinación que optimice las HES, sea mejor buscar el mejor planteamiento calculando el LCOE de las distintas alternativas. La elevada reducción del precio de los paneles de los últimos años ha provocado que los otros costes estudiados sean cada vez más importantes, por lo que la mejor solución no va a coincidir necesariamente con la inclinación de mayor producción por vatio instalado. Compensa aumentar la potencia a costa de sacrificar parte de las HES. En estos casos, se obtiene el menor LCOE en instalaciones con una inclinación de 10° en Lanzarote y de 20° en el resto de las localizaciones, distinta de los 30° que se recomienda utilizar para maximizar las HES.

En la Figura 12 se estudia la influencia de las variables económicas consideradas para las instalaciones de Madrid (panel monocristalino, 10°, área de 1200 m2):

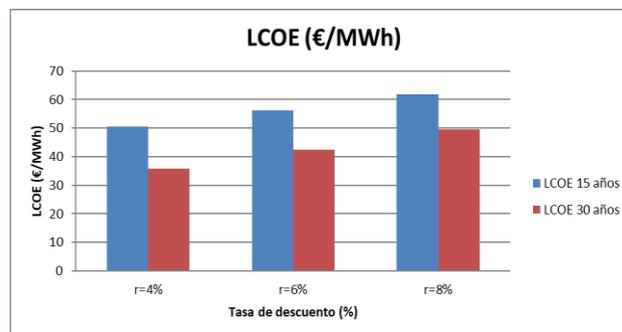


Figura 12. LCOE en función de la tasa de descuento y los años de vida útil considerados

Como puede verse, la tasa de descuento considerada es una variable de gran importancia para el cálculo del LCOE de las instalaciones, ya que deprecia el valor de la producción de forma progresiva con los años. El tiempo de vida de la instalación también es también fundamental a la hora de

calcular el LCOE de las instalaciones, debido a que el coste es el mismo, pero este gasto se reparte entre una mayor cantidad de años de aprovechamiento.

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Reducción de costes de equipos: paneles de 4 €/Wp en 2001 a 0,2-0,3 €/Wp.
2. La mejora PERC permite que los paneles monocristalinos compitan con policristalinos.
3. Las HES (kWh/kWp) dependen fundamentalmente de la localización, principalmente por la variación de la Radiación Global Horizontal (que en los casos estudiados pasa de los 1255 kWh/m².año de Bilbao a los 1935kWh/m².año de Lanzarote), y por la temperatura, que disminuye la producción al bajar el rendimiento de los paneles. Las HES también aumentan con la inclinación, obteniéndose el máximo en los 30°.
4. CAPEX entre 0,59 €/Wp y 0,83 €/Wp. Al aumentar inclinación aumenta coste.
5. Reparto de costes: 40% paneles, 8% inversor, 10% estructuras y 12% montaje. El resto de los elementos, que incluye cableado y protecciones, así como los costes de la estructura empresarial, la ingeniería y el beneficio industrial, suponen de media el 29% del total. Esta dependencia del coste de los módulos e inversor es mucho menor que en épocas anteriores, que contaban con precios de módulos más de 10 veces superiores a los actuales. La disminución de la dependencia del coste de los paneles explica en parte que las inclinaciones utilizadas en la actualidad sean menores, o que no se utilicen sistemas de seguimiento a dos ejes.
6. Bajada de costes: desaparecen seguidores a dos ejes y baja inclinación en instalaciones fijas, 20° la inclinación óptima.
7. El OPEX se ha estimado en un coste anual del 1% del CAPEX, lo que representa su menor importancia en la estimación del LCOE de las instalaciones, especialmente en plantas de autoconsumo industrial, que cuentan con tasas de descuento elevadas.
8. LCOE entre 29 y 39 €/MWh en Sevilla, y entre 45 y 59 €/MWh en Bilbao. Para el cálculo del LCOE de la planta afecta tanto el CAPEX normalizado de la instalación como las HES. Para el presente proyecto se han considerado tasas de descuento fijas de un 6% y una vida útil de 30 años
9. El modelo permite estimar potencia, producción, coste y LCOE de las instalaciones.

La tasa de descuento y la vida útil de la planta también tienen una gran importancia en el cálculo del LCOE. La misma instalación que con una tasa de descuento del 4% presenta un LCOE de 36 €/MWh, para una tasa de descuento del 8% tendría un LCOE de 49 €/MWh. Por otra parte, una instalación

con 15 años de vida útil que presenta un LCOE de 56 €/MWh, si se estudia a 30 años disminuiría su coste de la energía hasta los 42 €/MWh. Por ello valorar correctamente el riesgo de las instalaciones de autoconsumo para aplicar la tasa de descuento y el periodo de vida adecuados es una de las partes más importantes para evaluar este tipo de activos como un producto financiero.

Estos modelos desarrollados permiten calcular de manera rápida el LCOE con varias inclinaciones y tecnologías de panel con el fin de comprobar qué planteamiento de instalación va a presentar un menor LCOE. Además, permite tener una idea rápida de la potencia instalable, el coste de la instalación, su producción y su LCOE, sin necesidad de tener que realizar la ingeniería básica de las distintas instalaciones ni simular cada caso por separado. No obstante, se recomienda utilizar estos modelos como apoyo, y nunca como una metodología de cálculo rígida y absoluta, ya que simplifica las múltiples variables que pueden aparecer en una instalación fotovoltaica.

VII. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] UNIÓN NACIONAL ESPAÑOLA DE FOTOVOLTAICA (UNEF). Informe Anual de 2018. 2017: El Inicio de una Nueva Era en el Sector Fotovoltaico. [En línea]. [Consulta el 18 de julio de 2020]. Disponible en: https://unef.es/wp-content/uploads/dlm_uploads/2018/09/memo_unef_2017.pdf
- [2] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). 2016. Best Practices in Photovoltaic Systems Operation and Maintenance. Segunda Edición. [En línea]. [Consulta el 12 de julio de 2020] Disponible en: <https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/67553.pdf>
- [3] ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). 2015. Budgeting for Solar Plants O&M: Practices and Pricing.[En línea]. [Consulta el 23 de julio de 2020]. Disponible en: <https://prod-ng.sandia.gov/techlib-noauth/access-control.cgi/2016/160649r.pdf>
- [4] STATISTA. Ranking Mundial de Países con Mayor Potencia Solar Fotovoltaica Instalada en 2017 [En línea]. [Consulta el 18 de julio de 2020]. <https://es.statista.com/estadisticas/641225/potencia-solar-fotovoltaica-instalada-por-paises/>.
- [5] MUHLEISEN, W. 2019. Scientific and economic comparison of outdoor characterization methods for photovoltaic power plants. Renewable Energy. Elsevier, 134, 321-329.
- [6] MERMOUD, A. 2014. PVSYS User's Manual. Switzerland.
- [7] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY (NREL). Simple Levelised Cost of Energy Calculator Documentation.[En línea]. [Consulta el 30 de julio de 2020]. Disponible en: <https://www.nrel.gov/analysis/tech-lcoe-documentation.html>
- [8] SHORT, J., A Manual for the Economic Evaluation of Energy Efficiency and Renewable Energy Technologies. NREL. 1995.
- [9] METEOBLUE. CLIMATE (modelled). [En línea]. [Consulta el 6 de agosto de 2020]. Disponible en: https://www.meteoblue.com/es/tiempo/historyclimate/climatemodelled/sevilla_espa%3%b1a_2510911