



UNIVERSIDAD DE JAÉN
Facultad de Ciencias Experimentales

Trabajo Fin de Grado

Análisis del Ciclo de Vida de una instalación fotovoltaica en Jaén.

Alumno: Alicia García Castillo

Jaén, Julio, 2021



UNIVERSIDAD
DE JAÉN



Trabajo Fin de Grado

Análisis del Ciclo de Vida de una instalación fotovoltaica en Jaén.

Alumno: Alicia García Castillo

Jaén, Julio, 2021

ÍNDICE

RESUMEN.....	4
ABSTRACT.....	4
1. INTRODUCCIÓN	6
1.1 El problema del cambio climático	6
1.2. Mitigación del cambio climático.....	7
1.3 El papel de la energía en las emisiones de CO ₂ y el cambio climático	8
1.4 El problema de la cuantificación de las emisiones de GEI	10
1.5. Métodos de estudio del impacto ambiental de las fuentes energéticas	11
1.6. Objetivos	13
2. ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA (ACV)	14
2.1 Historia y Objetivo.....	14
2.2 Revisión bibliográfica: comparativa de las diferentes formas de cálculo para la energía solar PV.	18
2.3 Formas de computo	20
2.3.1 Parámetros referentes a las emisiones e impacto ambiental	21
2.2.2 Parámetros referentes a los costes.....	22
2.2.3 Parámetros de cálculo de la energía.....	23
3. CÁLCULO DEL ACV DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN JAÉN	24
3.1 Descripción de la instalación.....	24
3.2 Parámetros a tener en cuenta.....	28
3.2.1 Análisis de inventario.....	28
3.2.2 Parámetros.....	29
4. RESULTADOS	30
4.1 Tiempo de recuperación de la energía y costes.....	30
4.2 Impactos ambientales.....	32
4.3 Factor de emisión.....	34
5. CONCLUSIONES.....	36
BIBLIOGRAFÍA.....	38

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Factor de emisión del sistema (escala de la derecha) energético en el periodo 2019-2021. Fuente: Red Eléctrica de España.....	12
Figura 2. Análisis del ciclo de vida de una instalación de generación de energía solar fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.	15
Figura 3. Perspectiva de sostenibilidad global u holística para: (a) desarrollo sostenible y (b) evaluación del ciclo de vida sostenible. Éste último está integrado por S-ACV (ciclo de vida social), LCC (ciclo de vida de coste) y ACV (evaluación del ciclo de vida). Fuente: Zimek, M, et al (2019).....	17
Figura 4. Se muestra la instalación fotovoltaica. Fuente: wiki-solar	25
Figura 5. Datos de irradiancia en la instalación. Fuente: elaboración propia con los datos de la estación meteorológica de la UJA.	27
Figura 6. Energía producida en la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.	28
Figura 7. Análisis energético de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.	32
Figura 8. Impacto ambiental de la instalación. Fuente: elaboración propia.....	34

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.	25
Tabla 2. Energía necesaria para el sistema y emisiones de CO ₂ asociadas. Fuente: Elaboración propia.....	31
Tabla 3. Tasa de secuestro de carbono anual. Fuente: Elaboración propia	33
Tabla 4. Categorías de impacto y emisiones asociadas. Fuente: Elaboración propia.	33
Tabla 5. Emisión de CO ₂ de cada etapa. Fuente: Elaboración propia.	35
Tabla 6. Factor de emisión de CO ₂ . Fuente: Elaboración propia.	35
Tabla 7. Emisión de CO ₂ de la energía fotovoltaica y de todas las fuentes de energía del sistema eléctrico español. Fuente: elaboración propia.	36

RESUMEN

Las energías renovables son las aliadas en la lucha contra el cambio climático y la consecución de la descarbonización del sistema energético. La energía solar fotovoltaica (PV) juega un papel central en este nuevo sistema energético. Si bien el valor de las emisiones de GEI asociadas a las energías renovables, en particular la solar PV, son menores que las asociadas a las convencionales, este valor no es nulo. Existen emisiones asociadas a la construcción, operación y desmantelamiento de las plantas, además de otras vinculadas al impacto ambiental de la planta. La cuantificación de estas emisiones y, en consecuencia, el beneficio ambiental de las fuentes de energía renovables, es un problema complejo que se ha abordado en detalle en las últimas décadas. En este trabajo se ha llevado a cabo un estudio de los impactos y emisiones de la energía solar PV. Para ello, se ha aplicado un *Análisis del Ciclo de Vida* a una planta real situada en Jaén. Los resultados muestran que el tiempo de recuperación de la energía solar PV en Jaén es de 0.71 años, y que la instalación devuelve 33.4 veces más energía que la que consume. Además, desde el punto de vista medioambiental, el factor de emisiones obtenido es de 0.096 ton CO₂/MWh generado, muy por debajo del factor de las fuentes convencionales.

Palabras clave: Análisis del ciclo de vida, factor de emisiones, gases de efecto invernadero, Jaén y energía solar fotovoltaica.

ABSTRACT

Renewable energies are the allies in the fight against climate change and the achievement of the decarbonisation of the energy system. Photovoltaic (PV) solar energy plays a central role in this new energy system. Although the value of GHG emissions associated with renewable energies, particularly solar PV, are lower than those associated with conventional ones, this value is not zero. There are emissions associated with the construction, operation and dismantling of the plants, in addition to others related to the environmental impact of the plant. The quantification of these emissions and, consequently, the environmental benefit of renewable energy sources, is a complex problem that has been addressed in detail in recent decades. Inside this work, a study of the impacts and emissions of solar PV has been carried out. To this end, a Life Cycle Analysis has been

applied to a real plant located in Jaén. Results shows that the energy payback, i.e. the required period in which the PV system can produce the same amount of electricity with the energy consumed over its life cycle, is about 0.71 years, for 25-plant system lifetime. In addition, energy return on investment is about 33.4. Finally, emission factor for greenhouse gases was found to be 0.096 ton CO₂/MWh, well below the value of conventional energy sources.

Keywords: Life Cycle Assessment, emission factor, greenhouse gases, Jaén and photovoltaic solar energy.

1. INTRODUCCIÓN

1.1 El problema del cambio climático

En las últimas décadas existe un consenso claro en la comunidad científica acerca de la existencia de un cambio climático en la tierra y que este cambio está originado por la actividad humana (IPCC 2017).

A lo largo de la historia se han producido cambios climáticos con orígenes naturales muy diversos (vulcanismo, variación en la radiación solar, modificación de los parámetros orbitales, etc). Sin embargo, el cambio actual está claramente asociado a la actividad humana (cambio climático antrópico).

Se ha producido un aumento significativo de la concentración de CO₂ en la atmósfera desde la época preindustrial (278 ppm de CO₂) hasta la actualidad (421.21 ppm en abril de 2021) (CO2.earth, 2021). En abril de 2021, pese a la pandemia del covid19, se ha alcanzado la concentración máxima de CO₂ en el observatorio de Mauna Loa, este mismo mes la media de temperaturas global ha sido ligeramente superior que cualquier otra primavera anterior a 2010, así mismo, se ha registrado la sexta concentración más baja del hielo marino desde que se tienen registros (eltiempo, 2021).

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el cambio climático (IPCC) fue elaborado en 1988 con el fin de aportar bajo una óptica científica la evolución del cambio climático y la trascendencia social, económica y medioambiental que acarrearía. En la actualidad, lo forman 195 países. Desde su inicio, el IPCC ha elaborado cinco informes de evaluación y, se prevé que el sexto será finalizado en el año 2022 (IPCC, 2021).

Los pronósticos de los modelos climáticos muestran que las concentraciones pueden llegar a valores de entre 800 y 1000 ppm hacia final de siglo si no se tomaran medidas (IPCC, 2007).

1.2. Mitigación del cambio climático.

Desde mediados de los años 1999 se han puesto en marcha diversas iniciativas enfocadas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y que en su mayoría implican un cambio en el modelo energético. Particularmente, la sustitución de fuentes de energía fósiles por fuentes de energía renovables.

La iniciativa más importante, en este sentido, hasta la fecha ha sido el Protocolo de Kioto. Este protocolo tuvo su base en el segundo informe del IPCC, estableciendo un protocolo de reducción GEI, especialmente relevante para los países más industrializados (emitían más de la mitad de los GEI globales). El protocolo tenía como objetivo reducir en un 5% las emisiones de GEI globales en la etapa entre 2008 y 2012 respecto a las de 1990.

Posteriormente, ha habido otras iniciativas, como el Acuerdo de París, en la XXI Conferencia de las partes (COP21) dentro de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC). Ese acuerdo sustituye al protocolo de Kioto e implanta medidas para moderar el aumento de temperaturas a 2°C sobre los niveles pre-industriales a nivel global para finales del siglo XXI, fomentando esfuerzos añadidos para no superar el 1.5°C (CMNUCC, 2015). Para ello, es necesario una disminución de los GEI por parte de los países que lo integran, pero de forma global, incluyendo también a los países no desarrollados, pudiendo crear compromisos de reducción de emisiones. En la COP25, los países que lo integran presentaron actualizaciones de sus planes de acciones climáticos y establecieron el objetivo de las cero emisiones para 2050.

“La cumbre de la juventud”, una cumbre pre-COP26, dará la posibilidad a varios centenares de jóvenes de realizar propuestas concretas sobre temas relacionados con la negociación Pre-COP26 en Glasgow y en Milán. La próxima COP26 será del 1 al 12 de noviembre de 2021.

A modo de ejemplo, en España, en el periodo de enero a marzo de 2021 se han reducido las emisiones de GEI un 5.55% con respecto a ese mismo periodo del año anterior, equivalente a 3.41 Mt de CO₂.

En 2019, las fuentes más importantes de emisiones pertenecían al sector transportes (29.1%), industria (24.3%), producción de electricidad (13.7%), agricultura (12%) residencial (8.9%), residuos (4.4%) y maquinarias agrícolas o pesqueras (4.1%). El CO₂ sigue siendo el gas más abundante, representando un 80% del total de emisiones, seguido del metano, el óxido nitroso y los gases fluorados o el transporte.

1.3 El papel de la energía en las emisiones de CO₂ y el cambio climático

La generación de energía supone una de las mayores fuentes de emisiones de CO₂, en Europa representa el 75% de las emisiones de GEI (PNUMA, 2019). En consecuencia, las acciones de mitigación del cambio climático, como las comentadas en el apartado anterior, se basan en la sustitución de las fuentes tradicionales de energía por fuentes renovables. El objetivo a largo plazo es promover sistemas energéticos bajos en emisión de carbono (LCPSs) o, incluso, 100% renovables.

Son muchos los estudios que tratan este tema, un ejemplo importante es la sucesión de artículos de Jacobson y Delucchi (Jacobson y Delucchi, 2011; Jacobson *et al.*, 2018), cuyo objetivo es reducir las emisiones de CO₂, basándose en el aumento del aporte de energía solar y eólica.

La Unión Europea ha establecido una estrategia para la descarbonización de todo el sistema eléctrico para el año 2050. Para conseguirlo, es necesaria la integración del sistema energético, debido a que actualmente se consideran las emisiones de los distintos consumos de energía por separado (transporte, viviendas, industria, etc), lo que provoca que no sea viable alcanzar la neutralidad. La conexión, planificación y gestión del sistema energético de manera global permitirá una mayor eficiencia que se verá reflejada en la disminución de los costes y en la neutralidad climática. La consecución de esta estrategia se basa en la eficiencia energética del sistema energético, la electrificación directa y el uso de combustibles limpios. La Comisión de Expertos

de Transición Ecológica, 2018, detalla los planes para alcanzar la descarbonización del sistema energético español.

España ha ratificado en este 2021 la primera Ley de Cambio Climático, estableciendo, al menos, la reducción de las emisiones de GEI un 23% con respecto al comienzo de la década de los años 90, poniendo fin a la venta de vehículos de diésel, gasolina o híbridos en 2030, la prohibición de la explotación de hidrocarburos, la consecución para 2030 de un 74% de producción de energía del sistema eléctrico con origen renovable y, fomentando un progreso de la eficiencia energética que favorezca la disminución del consumo en un 39.5% de la energía primaria. Para el año 2050, el objetivo es alcanzar la descarbonización, es decir, la neutralidad climática (Ley 7/2021).

En las últimas décadas se ha realizado un gran esfuerzo para conseguir que las energías renovables, y en concreto, la energía solar fotovoltaica (PV), se conviertan en una opción plausible frente al empleo de otras fuentes de energía. Gran cantidad de países poseen una notable potencia instalada, además de planes que reflejan la importancia de la energía solar en su mix energético. España es un ejemplo especialmente significativo, ya que es uno de los países de Europa con un mayor potencial para el aprovechamiento de la energía solar (Santos-Alamillos *et al.*, 2017).

España poseía una escasa potencia instalada: unos 6.5 W de plantas solares fotovoltaicas (PV) y 2.3 GW de plantas solares termoeléctricas, entre ambas aportaban cerca del 8 % de la demanda eléctrica (REE, 2017). Durante la actual década, y hasta 2030, se prevé en el marco del Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC, 2021) alcanzar unos 40 GW de potencia solar PV instalada. Al concluir el año 2020 la potencia instalada era de unos 11.5 GW (10.7% del total), por lo que esto implicaría cuadruplicar la potencia instalada actual (REE, 2021). Debido a ello, se confía en que la participación de la energía solar fotovoltaica en la demanda aumente de un 6.1% actual a un 25% para 2030 (REE, 2021). Asimismo, esta participación se concentrará en las horas centrales del día, de acuerdo al ciclo solar, por lo cual se espera que en momentos precisos la energía solar fotovoltaica pueda llegar a suministrar el 50% de la demanda.

1.4 El problema de la cuantificación de las emisiones de GEI

Como se ha comentado anteriormente, la lucha contra el cambio climático pasa por promover fuentes alternativas renovables de energía y caminar hacia sistemas energéticos bajos en carbono.

Las emisiones de GEI de las energías renovables se consideran notablemente menores que las de otras fuentes de energía. Sin embargo, todas las fuentes de energía, incluidas las renovables, tienen asociada una determinada cantidad de emisiones de GEI, independientemente de que la transformación de energía, como en el caso de la energía solar o eólica, no impliquen la emisión de GEI. Estas emisiones se pueden agrupar en dos grandes campos, por un lado, las emisiones vinculadas a la construcción y operación de la planta y, por otra parte, las vinculadas al impacto ambiental de la planta.

Entre los procesos que implican emisiones de GEI vinculados a la construcción de la planta podemos citar: 1) los procesos de fabricación y transporte de los sistemas de generación, 2) Los procesos constructivos de las plantas (obra civil, movimiento del terreno) y 3) los procesos de mantenimiento de las plantas (reparaciones, limpiezas, cambios de componentes). Estos procesos no se realizan, en general, con energía procedente de fuentes renovables, por lo que implican una emisión de GEI asociada a la energía renovable en cuestión.

Los procesos vinculados al impacto ambiental de la planta son muy variables, y dependen fuertemente del tipo de planta y su localización. En cualquier caso, cabe citar las emisiones de GEI indirectamente asociadas a la ocupación del terreno y, por tanto, a la sustitución de materia orgánica (árboles, arbustos, etc..) que fijan parte de los GEI ambientales (CO₂).

La cuantificación de estas emisiones y, en consecuencia, el beneficio ambiental de las fuentes de energía renovables, es un problema muy complejo que se ha empezado a abordar en detalle en las últimas décadas. Existen muy diversas formas de cuantificación y nivel de aproximación este problema. Muchos de los procedimientos que se cuantifican estas emisiones van más allá de la evaluación de los GEI e inciden también en otros impactos ambientales.

1.5. Métodos de estudio del impacto ambiental de las fuentes energéticas

Una de las formas de cuantificación más extendidas y aceptadas es el Life Cycle Assessment (LCA) o Análisis del Ciclo de Vida (ACV). Este tipo de análisis permiten una comparación de las mismas desde un punto de vista medioambiental. Derivado del estudio ACV se puede derivar el llamado *Factor de Emisiones*, que se puede definir como la media de las emisiones generadas de CO₂ por cada unidad de energía eléctrica generada por el sistema. Se trata de una herramienta del ACV que ayuda a calcular de manera más sencilla las emisiones de un sistema durante su vida útil, ya que aporta un valor de emisiones promedio que, al multiplicarlo por la energía generada, arroja las emisiones de ese sistema de manera global.

Debido a su sencillez, los estudios de emisiones de GEI basados en el Factor de Emisiones han tomado una importancia creciente. Por ejemplo, La iniciativa del Pacto de los alcaldes por el Clima y la Energía (CoM) concentra a las entidades locales y regionales involucradas en el progreso y la implementación de un Plan de Acción para la Energía y el Clima (SECAP) que abarque la reducción de emisiones de GEI, así como la energía asociada. El plan inicial que presentaron estimaba la reducción de GEI en, al menos, un 20% para 2020 pero, recientemente están desarrollando un plan que permita reducir las emisiones hasta un 40% en 2030 (Brigitte Koffi et al. (2017)). En los factores de emisión establecidos por defecto en la CoM para calcular las emisiones directas de GEI de uso de combustibles o de fuentes de energía renovables (RES) se incorporan las emisiones de todo el ciclo de vida del proceso. En el caso de las emisiones indirectas, procedentes del consumo de energía local, se elaboran factores anuales desde 1990. Los factores de emisión de GEI se calculan a través de los factores del potencial de calentamiento atmosférico del IPCC en un rango de 100 años (IPCC, 2007).

El factor de emisión de la energía solar fotovoltaica oscila entre 0.001 y 0.300 t CO₂ eq/MWh (Brigitte Koffi et al. (2017)), valores bastante inferiores que los de otras energías renovables como pueden ser hidroeléctrica (0.0002-0.609 t CO₂ eq/MWh) o eólica (0.0004-0.364 t CO₂ eq/MWh).

Hay diversidad de estudios que realizan el cálculo del factor de emisión de la energía solar fotovoltaica otorgando valores entre 0.090 y 0.029 t CO₂ eq/MWh, pero el de Amponsah et al. (2014) es el que se ha estimado como la mejor alternativa para la producción de electricidad local, dando un valor promedio de 0.030 t CO₂ eq/MWh.

La Figura 1 se muestra la evolución del factor de emisión de las diferentes fuentes del sistema eléctrico español en periodo 2019-21. Red eléctrica española estableció un valor de 0.19 t CO₂ eq / MWh en 2019 para la generación de energía de todo el sistema eléctrico, un valor que en 2020 descendió hasta 0.14 t CO₂ eq/MWh y, que en los meses que llevamos de 2021 ya ha alcanzado, como podemos observar en la Figura 1, un valor de 0.12 t CO₂ eq/MWh (REE, 2021), esto supone un gran avance hacia la descarbonización del sistema eléctrico español.

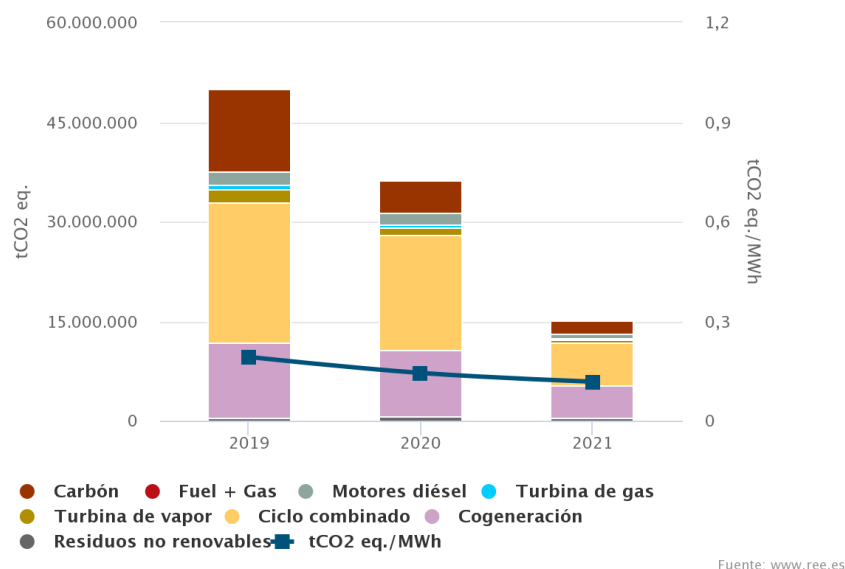


Figura 1. Factor de emisión del sistema (escala de la derecha) energético en el periodo 2019-2021. Fuente: Red Eléctrica de España

Cabe notar que la bibliografía muestra una gran variabilidad en el valor del factor de emisiones de la energía solar PV, en particular. Este es reflejo de la variedad de parámetros y metodologías que se emplean para este fin. Muchas veces esta variabilidad está originada por la localización de estudio. Según sea la región de estudio los parámetros usados para el cálculo pueden variar enormemente. En muchas ocasiones, la bibliografía refleja valores promedio regionales que pueden variar a escala local.

Además del factor de emisiones existen otros parámetros que también miden el impacto y la huella ambiental de la energía solar PV. En particular, entre los más usados están el tiempo de retorno de la energía, es decir, el tiempo requerido por una instalación/planta energética para generar la energía necesaria para fabricar los materiales de la planta y desarrollar la obra civil necesaria. Otro parámetro ampliamente usado en la evaluación de la energía es el coste nivelado de la energía, que cuantifica el precio de la energía generada.

1.6. Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es el estudio y cuantificación de las emisiones de GEI asociadas a la energía solar PV en la provincia de Jaén. Esta cuantificación se llevará a cabo a través de un análisis ACV. Para este fin se utilizarán datos de una planta PV real, situada en el polígono de los Olivares, en Jaén capital, en las cercanías del campus de Las Lagunillas. De esta planta se han recabado datos reales para abordar el estudio.

Para alcanzar el objetivo del trabajo se plantean dos pasos sucesivos:

- 1) En primer lugar, se llevará a cabo una revisión bibliográfica de las metodologías de ACV. El objetivo es conocer las similitudes y diferencias de estas metodologías, así como los datos implicados en los cálculos para el caso concreto de la energía solar PV. Derivado de este estudio, se seleccionará un conjunto de metodologías que se aplicarán en la segunda parte.
- 2) En la segunda parte se abordará la estimación del ACV para la planta de estudio, con diversos niveles de aproximación. Derivado de este estudio se obtendrá el llamado factor de emisiones. También se llevará a cabo

una estimación del tiempo de recuperación de la energía, la tasa de retorno de la energía y del coste nivelado de la misma.

El estudio se enfoca específicamente en la provincia de Jaén. Se usan parámetros reales relativos a recurso solar y otros parámetros medioambientales que inciden enormemente en los cálculos. Los resultados se compararán con los resultados de la bibliografía.

Este trabajo se estructura de la siguiente forma. En el capítulo 2 se presenta la revisión bibliografía de los métodos de cálculo del ACV. En el capítulo 3 se presenta y describen los datos de planta objeto de estudio, así como otros datos necesarios para llevar a cabo el estudio. En el capítulo 4 se presentan los resultados. Finalmente, en el capítulo 5 se resumen y discuten las principales conclusiones del estudio.

2. ANÁLISIS DEL CICLO DE VIDA (ACV)

2.1 Historia y Objetivo

El Análisis del ciclo de vida (ACV) es un instrumento que permite calcular la huella medioambiental de un determinado producto o sistema, como puede ser una planta de generación de energía. Incorpora todos los aspectos ambientales, así como los impactos potenciales en el medio ambiente que se pueden desarrollar a lo largo del sistema de un producto, es decir, desde la extracción de la materia prima hasta su desmantelamiento y reciclaje, teniendo en cuenta también las entradas y salidas al mismo.

Esta herramienta nos permite comparar los aspectos e impactos ambientales de distintas fuentes de energía que componen el sistema energético. Para su cálculo, debemos considerar tanto los factores que dependen de la ubicación del sistema, como los factores en función de los componentes del propio sistema.

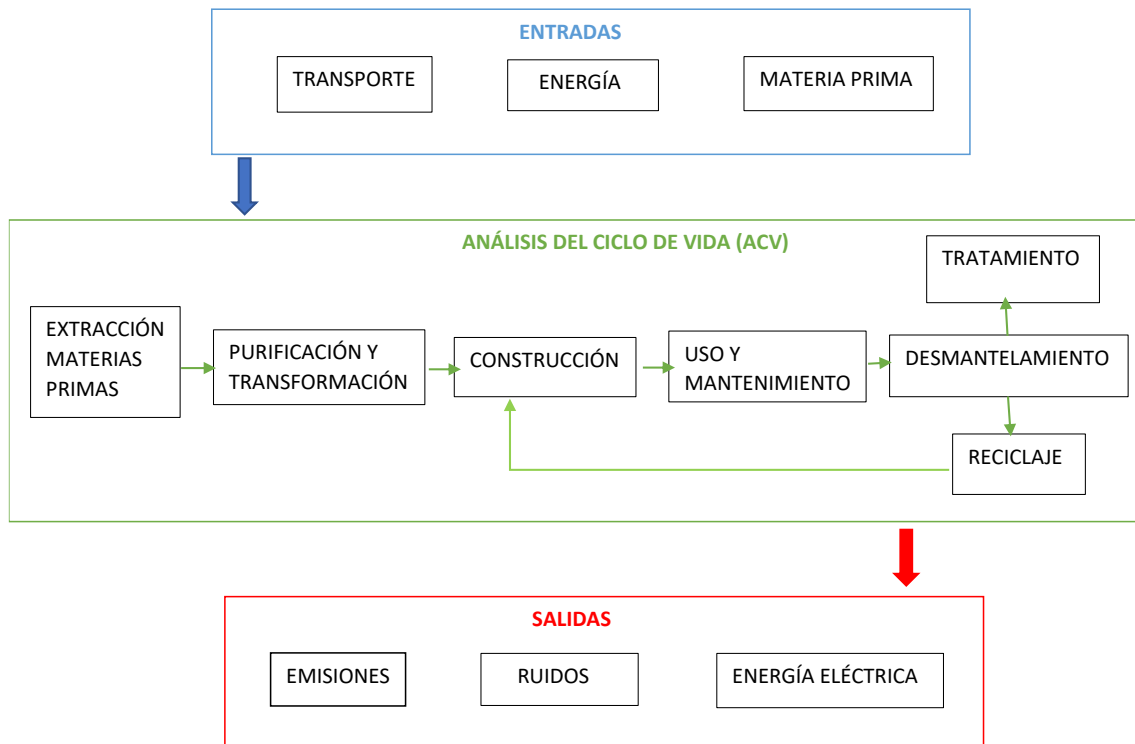


Figura 2. Análisis del ciclo de vida de una instalación de generación de energía solar fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.

En la Figura 2 podemos observar la complejidad que alberga el cálculo del ACV. Nótese que el cálculo engloba todas las etapas, desde la extracción de materias primas como silicio y aluminio, su purificación, elaboración de células, módulos y paneles, transporte, instalación, operación, el desmantelamiento hasta, por último, el reciclaje del sistema. Estos últimos procesos no se han considerado en muchos estudios debido en gran medida a la escasa existencia de sistemas fotovoltaicos obsoletos, pero recientemente están en auge debido a su importancia medioambiental.

La Norma *UNE-EN ISO 14044: 2006* define cuatro fases para la realización de un ACV, definición del objetivo y alcance, análisis de inventario, evaluación del impacto ambiental e interpretación.

Se estima que el concepto de ACV tiene su origen a finales de los años 60 y principios de los 70, promovido principalmente por la crisis del petróleo de 1973. En esta época se realizaron diversos estudios para determinar la eficiencia energética de las distintas fuentes de energía (Guinee, J. B. *et al*, 2011).

A finales de los años 60 se empezaron a realizar estudios para caracterizar los impactos que tenían en el medio ambiente los productos, como es el caso del estudio elaborado para Coca-Cola por Midwest Research Institute (MRI) en 1969, en el que se pretendía evaluar que envases consumían menos recursos y, a su vez, produjeran menos emisiones. En esta década también se ideó el coste del ciclo de vida de un producto (LCC).

El Club de Roma en 1970, fruto de la preocupación por los problemas que advertían a la sociedad, encomendó al MIT (Instituto de Tecnología de Massachusetts) la realización del estudio “Los Límites del Crecimiento”, publicado en 1972. Este estudio se concluía con la idea de que, de seguir con el incremento de población, contaminación, explotación de recursos, etc, existente, acabaríamos con la Tierra en los próximos cien años (Guinee, J. B. *et al*, 2011).

En 1979, Bousted y Hancock (Bousted y Hancock, 1979) desarrollaron un método para evaluar el análisis del ciclo de vida de un sistema en el que se calcula la utilización de energía. Este sistema detalla la fabricación, distribución, ejecución, mantenimiento y eliminación de dicho producto. En este mismo año se creó la SETAC (Society of Environmental Toxicology and Chemistry). Pero fue a partir de finales de la década de los años 80 cuando empezó a tomar especial relevancia, se realizaron estudios con diferentes denominaciones, enfoques y resultados, todo ello debido a la inexistencia de un marco de referencia general.

En los años 90 empezó a haber más coordinación y un aumento de talleres organizados como la SETAC, que desencadenó la elaboración de una guía para armonizar el marco teórico que, posteriormente sería modificada para satisfacer las normas ISO. Existen dos normas ISO relativas al ACV, la *UNE-EN ISO 14040:1997* que establece los principios y el marco de referencia y, la *UNE-EN ISO 14044:2006*, que establece los requisitos y directrices. Aunque estas normas no pretendían la homogeneización del método, es decir, no establecen una única forma de elaborar el ACV. Estas normas fueron reformadas finalmente en 2006.

En la reunión de Bellagio de 1996 se instauraron unos principios básicos para la sostenibilidad global, entendiendo el mundo como un único sistema integrado

por aspectos sociales, económicos y ambientales, para ello se establece la Figura 3:

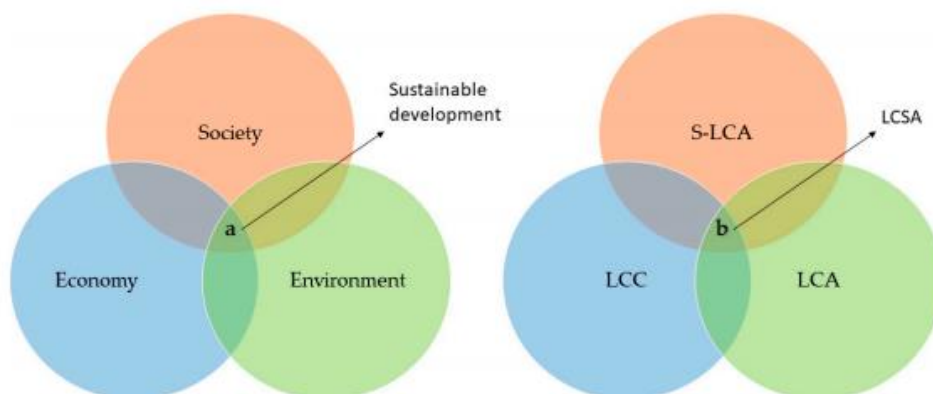


Figura 3. Perspectiva de sostenibilidad global u holística para: (a) desarrollo sostenible y (b) evaluación del ciclo de vida sostenible. Éste último está integrado por S-ACV (ciclo de vida social), LCC (ciclo de vida de coste) y ACV (evaluación del ciclo de vida). Fuente: Zimek, M, et al (2019).

Por ello, la evaluación del ciclo de vida sostenible (LCSA) es la suma de los tres componentes anteriores ($LCSA = S-ACV + LCC + ACV$).

A comienzos del siglo XXI se creó la Iniciativa de Ciclo de Vida, una asociación promovida por el PNUMA (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente) y la SETAC para el progreso de las herramientas y del pensamiento del ACV (acrecentando la calidad de los datos y los indicadores derivados) (Zimek, M. et al, 2019).

En 2005 se crea la Plataforma Europea para la Evaluación del Ciclo de Vida con el fin de establecer la interconexión de datos y metodologías de estudio del ACV. Desde entonces hasta el 2010, los estudios compartían la base del ACV, pero diferían en las formas de llevarlo a cabo.

Desde el 2010 hasta la actualidad, se establece un marco que integra los 3 aspectos fundamentales del LCSA, permitiendo así calcular cualquier punto específico del ACV en relación con la sostenibilidad.

Varios autores dividen el desarrollo del ACV en cuatro etapas:

1. Etapa de concepción, en la que se sientan las bases del ACV

2. Etapa de estandarización (en la que se elaboran las normas ISO)
3. Etapa de elaboración, en la que diversos organismos forman parte y se elabora la Iniciativa del Ciclo de Vida
4. Etapa de evolución de la sostenibilidad del ciclo de vida con el paso del tiempo.

Es por esto, que el ACV se ha convertido en una herramienta clave para la evaluación y mitigación del cambio climático. Ya que podemos evaluar la cantidad de gases de efecto invernadero asociadas a las energías y la degradación del medio que conlleva, así como cuantificar la reducción de las concentraciones de estos gases que se obtendría al evolucionar hacia energías más limpias.

2.2 Revisión bibliográfica: comparativa de las diferentes formas de cálculo para la energía solar PV.

Son muchos los estudios realizados de las emisiones de gases de efecto invernadero a través del ACV de las plantas fotovoltaicas. Las emisiones de GEI de cada planta fotovoltaica son únicas en cada instalación, ya que poseen valores concretos de irradiancia, eficiencia energética, etc.

Debido a que las normas ISO establecidas para estos estudios no establecen una única forma de llevarlos a cabo, sino que establecen un marco teórico de referencia y unas directrices y requisitos, hay diversos estudios que tienen en cuenta el desmantelamiento de estos sistemas y, otros tantos que no lo consideran.

Existen dos enfoques principales, el del IPCC y el establecido por las normas ISO, estos difieren en la consideración de los GEI sólo considerando el CO₂, o incluyendo, además del CO₂, el N₂O, CH₄, etc. También difieren en los límites del sistema establecidos para calcular estas emisiones. El enfoque estándar o del IPCC es el más extendido por los países que conforman la UE.

En los estudios iniciales del ACV, se evaluaban diversas demandas de energía primaria para fabricar los módulos de silicio fotovoltaico, además de diversas asignaciones de recursos para el resto de fases.

Alsema (2000) realizó un estudio en el sur de Europa para el cálculo del ACV en el que se tiene en cuenta parámetros como la energía primaria necesaria (MJ/m^2), el EPBT, los GEI emitidos ($\text{g CO}_2 \text{ eq/kWh}$), la eficiencia, el recurso solar de la zona y el rendimiento; tanto para módulos formados por silicio mono- o policristalino.

Jungbluth (2005) hizo un informe acerca de las métricas del ACV en Suiza, para distintos sistemas fotovoltaicos. Consideró la eficiencia de conversión, EPBT, conversión de GEI y la irradiancia promedio del lugar.

Fukurozaki *et al.* (2012) consideró todo el proceso desde la producción de los paneles hasta la operación y el cableado en Brasil, pero suprimieron la etapa de desmantelamiento. En este estudio calcularon la CED, EPBT, GWP y la tasa de emisión de CO_2 , concluyendo que las etapas de producción de paneles y construcción eran las que más emisiones de CO_2 producían.

Kim *et al.* (2014) tuvo en cuenta todas las etapas del ACV en Corea, deduciendo que la fase con más emisiones de CO_2 era la de fabricación del módulo, también calcularon el EPBT y la eficiencia. Realizaron un análisis de sensibilidad de las emisiones de GEI modificando las irradiancias, en el que expusieron que se producía una reducción de las emisiones con un incremento de la irradiación.

Fu *et al.* (2015) elaboró un informe para un sistema fotovoltaico en China, en el que evaluaron los impactos ambientales (potencial de acidificación, de eutrofización, de agotamiento de la capa de ozono, de formación de ozono fotoquímico y de toxicidad humana), la demanda de energía y el EPBT, pero no consideraron el final de su vida útil por la inexistencia de datos concretos de esta etapa. Los resultados infirieron que la producción del Si multicristalino era la etapa que mayor impacto ambiental generaba, seguida de la fabricación de las células y módulos.

Yang *et al.* (2015) consideró los impactos ambientales y el comercio internacional de un módulo fotovoltaico en China, considerando varios escenarios en función de si todos los materiales para fabricar este módulo se fabricaban íntegramente en China o eran importados. Los impactos considerados incluyen la emisión de GEI, potencial de agotamiento abiótico, potencial de ecotoxicidad tanto en agua salada como dulce, etc. La producción y embalaje de los módulos son las fases que mayor impacto generan, por ello, el mejor escenario en cuanto a impactos es el último, en el que todas las materias primas eran importadas.

Latunussa *et al.* (2016) estudió el desarrollo del reciclaje de los paneles solares de silicio, algo que, como ya hemos visto en otros artículos, se omite, pero que en el futuro será un aspecto clave. Se consideraron todos los impactos desde que se proporcionan estos residuos en la planta de reciclaje hasta su eliminación, siendo las acciones de transporte de residuos, incineración y tratamiento adicional las que mayor impacto generan.

Luo *et al.* (2018) realizó una comparativa de ACV de la generación de energía fotovoltaica en Singapur mediante tres distribuciones de Si monocristalino. Los únicos parámetros estudiados aquí son el EPBT y las emisiones de GEI.

En general, y como cabe esperar, la bibliografía muestra como el aumento del recurso solar provoca una disminución en el tiempo de recuperación de la energía, a pesar de tener paneles solares con porcentajes de eficiencia cercanos, tanto monocristalinos como policristalinos.

2.3 Formas de computo

En base a la normativa europea ISO 14040:2006 e ISO 14044:2006 se establecen varias etapas para realizar el ACV: definición de alcance, análisis de inventario, evaluación de impacto e interpretación de dicho ACV que serán detalladas a lo largo del presente trabajo.

Para determinar la evaluación de impacto del ACV se necesitan calcular varios parámetros, estos podemos extraerlos de trabajos como Xu, L. *et al* (2018) o

Ahmad Ludin, N. et al (2021). A continuación, se introducen los diferentes parámetros.

2.3.1 Parámetros referentes a las emisiones e impacto ambiental

Secuestro medio anual de carbono (t CO₂ eq/año)

$$\text{Secuestro C} = \text{MAI} \times \text{BCEF} \times (1 + R) \times \left[\text{CF} \left(\frac{t \text{ C}}{t \text{ materia seca}} \right) \right] \times \left[\text{CCF} \left(\frac{t \text{ CO}_2}{t \text{ C}} \right) \right] \times \text{Área forestal (ha)}$$

Siendo:

MAI [(m³/ha)/año]: Incremento medio anual, es el crecimiento medio de una masa forestal en un año, este incremento depende de las condiciones ambientales de la zona, el clima, las especies de vegetación con porte arbustivo, la gestión que se lleva a cabo en el mismo, etc.

BCEF: factor de expansión y conversión de la biomasa, este factor hace referencia al volumen de crecimiento de la biomasa que puede ser comerciable. Aunque si no poseemos estos valores, podemos hallar el factor de expansión de la biomasa (BEF) para aquellas situaciones en las que la densidad (D) y las dimensiones de la madera están estimadas por separado:

$$BCEF = BEF \times D (t/m^3)$$

Si no poseemos datos concretos de las extracciones de madera, podemos recurrir a las estadísticas que facilita la FAO (Organización mundial de la Agricultura y Alimentación), con la salvedad de que estos datos no consideran la corteza del árbol, por lo que, hay que multiplicarlos por un factor de expansión de 1.15.

D (Densidad de la madera (t/m³)): varía según el clima y las especies que componen el dosel forestal, alcanzando valores entre 0.3-0.6 en bosques templados y, algo superiores en los tropicales, por ello, se usa por defecto un valor medio, 0.5 t/m³.

R: es la relación existente entre la biomasa subterránea y aérea o entre la raíz y el brote, para un tipo de vegetación concreta, alcanzando un valor de 0 cuando no haya modificación de la biomasa.

CF: es un factor de conversión para determinar la fracción de carbono en la materia seca. Por defecto se establece un valor de 0.5 t C/t materia seca.

CCF: es un factor de conversión del C calculado anteriormente en la materia seca a CO₂ equivalente. Sabiendo que la masa atómica del carbono es 12 y la del oxígeno es 16:

$$CCF = MC_{CO_2} / M_c = [12 + (16 \times 2)] / 12 = 3.67$$

Área forestal (ha): área del proyecto

Emissiones de CO₂ por el sistema eléctrico:

Se usarán los factores de emisiones que aporta Red Eléctrica de España (REE) y la extrapolación de algunos datos de artículos científicos que se han citado anteriormente para calcular las emisiones del sistema.

2.2.2 Parámetros referentes a los costes

Costo nivelado de la energía (LCOE):

$$LCOE = LCC / LEP$$

LCC: coste general del sistema, para ello:

$$LCC = C_1 + C_{omr} + C_{rep} + C_o - C_{res}$$

C₁: inversión

C_{omr}: operación, mantenimiento y reparación

C_{rep}: reemplazo

C_o: otros costes

C_{res}: valor residual

LEP: cantidad de energía generada por el sistema durante su vida útil (en años). Cuanto menor sea este valor, menor será la inversión necesaria para generar una unidad de energía.

2.2.3 Parámetros de cálculo de la energía

Tiempo de recuperación de la energía EPBT para 25 años de vida útil de la tecnología consiste en el tiempo necesario (en años) para recuperar la inversión inicial realizada en términos de energía:

$$EPBT = CED (MJ) / LEP (MJ) , \text{ dónde:}$$

LEP (MJ) es la producción de energía localizada, es decir, la energía producida acumulada en los 25 años de vida del sistema.

CED (MJ) = $E_m + E_t + E_i + E_d$, aquí, la energía consumida se divide en las siguientes etapas:

E_m : en la fase de elaboración

E_t : en la fase de transporte

E_i : en la fase de instalación

E_d : en la fase de desmantelamiento

Retorno de la inversión de energía (EROI):

$$EROI = \text{tiempo de vida} / EPBT$$

$$= T * \frac{(E_{\text{agen}} / n G) - E_{\text{O\&M}}}{(E_{\text{mat}} + E_{\text{manuf}} + E_{\text{trans}} + E_{\text{inst}} + E_{\text{eol}})}$$

E_{mat} : requerimiento de energía primaria para la producción de materiales del sistema.

E_{manuf} : requerimiento de energía primaria para la fabricación del sistema

E_{trans} : requerimiento de energía primaria para el transporte de estos materiales.

E_{inst} : requerimiento de energía primaria en la instalación

E_{eol} : requerimiento de energía primaria para la gestión al final de su vida útil.

E_{agen} : requerimiento de energía anual. Se puede convertir gracias a la eficiencia de conversión, en el caso de Europa occidental alcanza un valor de 0.31.

E_{aoper} : requerimiento de energía anual de energía primaria para la ejecución y mantenimiento.

η_G : eficiencia de la red (media de la eficiencia en la conversión de esta energía primaria a energía eléctrica).

Factor de emisión

Se computa a partir del cociente entre las emisiones producidas de CO₂ por la planta energética a lo largo de toda su vida útil y la energía eléctrica generada. Este cálculo se realiza teniendo en cuenta toda la vida útil de la planta, aquí considerada como 25 años, y todas las emisiones de CO₂ asociadas a la planta (fabricación, obra civil, impacto ambiental, etc.).

3. CÁLCULO DEL ACV DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN JAÉN

3.1 Descripción de la instalación

La instalación elegida para el análisis del ciclo de vida se encuentra en Los Olivares, al norte de la ciudad de Jaén, cuyas coordenadas son 37.7976 N, - 3.7977 W. Esta instalación se inauguró en el año 2008 por la empresa Solar Jiennense, se compone de 3472 unidades, las cuales se componen de 12 paneles o módulos solares de silicio monocristalino (220 Wp cada uno) y, cada uno de estos paneles, de 96 células. Se trata de una instalación conectada a la red con una potencia pico instalada de 9.2 MWp y 7.4MW de potencia nominal, ocupa un área de 17.5 ha, con una densidad de 1.91 ha/MWp, lo equivalente a

unos 1750 olivos de cultivo tradicional. La Tabla 1 muestra las principales características de la central.

Tabla 1. Características del módulo fotovoltaico. Fuente: Elaboración propia.

CARACTERÍSTICAS DEL MÓDULO FOTOVOLTAICO (IS-220)	
Nº de unidades	3472
Nº de módulos (12 módulos/unidad)	41664
Dimensión módulo	1,590 x 1,047 x 39,5 mm
Nº células	96/módulo
Dimensión célula	125 x 125 mm
Peso panel	22 kg
Eficiencia conversión	13.1%
Potencia máxima	220 Wp
Vida útil	25 años

En la Figura 4 se muestra la instalación fotovoltaica en la que se basa el estudio.



Figura 4. Se muestra la instalación fotovoltaica. Fuente: wiki-solar

Para el cálculo de la energía generada por la central se han tomado los datos de radiación solar medidos en la estación meteorológica de la Universidad de Jaén a lo largo del año 2019. La estación se encuentra muy próxima con la instalación fotovoltaica de estudio (2 km de distancia aproximadamente). Para medir las tres componentes de la radiación, necesarias para el cálculo de la generación PV, se

han utilizado dos piranómetros y un pirheliómetro, los tres están clasificados como instrumentos de Primera Clase ISO según los criterios de especificación de la ISO 9060. Uno de los piranómetros se dispone horizontalmente para medir la GHI (radiación horizontal global), el otro se coloca en un seguidor solar con una bola que impide la incidencia directa de los rayos solares, permitiéndonos medir en ese caso la DHI (radiación horizontal difusa) y, el pirheliómetro instalado en el seguidor solar y enfocando directamente al sol, nos posibilita el cálculo de la DNI (radiación normal directa).

En el cálculo de la energía generada por la planta se cuenta un aspecto muy importante y singular de la instalación: la modificación de los ángulos de elevación de los paneles solares en función de los solsticios y equinoccios para elevar el rendimiento de la instalación. Esta característica poco común de esta planta solar PV hace que la producción de energía eléctrica sea superior a la normal. La planta opera con tres ángulos de elevación a lo largo del año:

- 21 diciembre a 21 marzo: elevación 60°
- 22 marzo a 21 junio: elevación 38 °
- 22 junio a 22 septiembre: elevación 17°
- 22 septiembre a 21 diciembre: 38°

Estos ángulos son los óptimos para que la producción sea máxima a las 12 del medio día de los días 21 de marzo y 22 de septiembre (38°), 21 de junio (17°) y 22 de diciembre (60°) justo en el emplazamiento de la central.

La Figura 5 muestra algunos datos de las tres componentes de la radiación usados en el estudio.

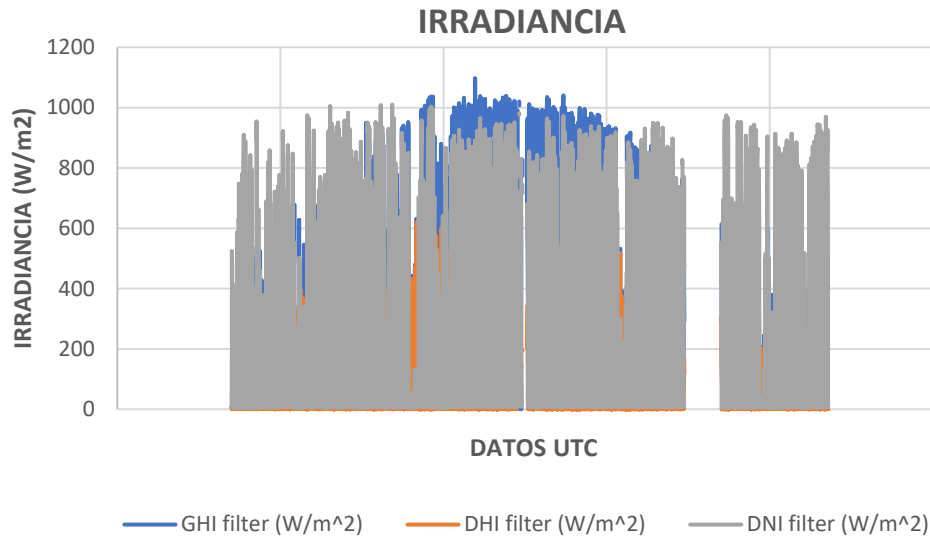


Figura 5. Datos de irradiancia en la instalación. Fuente: elaboración propia con los datos de la estación meteorológica de la UJA.

A partir de las tres componentes de la radiación se puede calcular la radiación en el plano del array (panel), que es la que puede transformar la central en energía solar. El valor de esta radiación resultó ser 1873.45 KW/m² al año.

Gracias al modelo simplificado de Ruiz-Arias. J.A., et al (2012) y, teniendo en cuenta las características de la planta y la radiación en el plano del array, la producción (horaria) de la central se puede estimar de la siguiente forma:

Energía generada (Kwh)

$$= \text{Potencia pico}(Kw) * \frac{\text{Radiación en plano del array (w/m}^2\text{)}}{1000 \text{ (w/m}^2\text{)}} \\ * 1 h * 0.75$$

El factor 0.75 da cuenta de las pérdidas de la central debidas a varios factores:

- 1) Efecto de la temperatura en el rendimiento de la célula fotovoltaica
- 2) Conversión de la energía eléctrica de continua a alterna (inversor),
- 3) Conducción de electricidad por efecto Joule
- 4) Transformación de potencia para su transporte y distribución por la red eléctrica.

La Figura 6 muestra un ejemplo de energía generada por la central a lo largo de una secuencia de días.

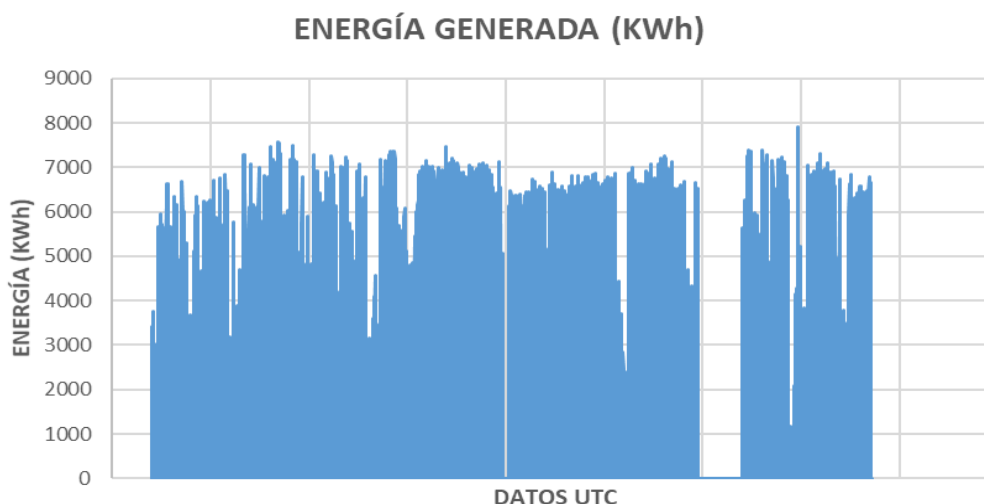


Figura 6. Energía producida en la planta fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

Del estudio de generación se ha obtenido un valor para la energía producida por la planta de 12926787,13 KWh anuales, un valor próximo al que menciona la entidad encargada de su funcionamiento (13091346 KWh/año).

3.2 Parámetros a tener en cuenta

3.2.1 Análisis de inventario

Inventario ambiental

Se trata de una zona que no forma parte de ningún espacio de la Red Natura 2000 ni de Espacios Naturales protegidos. Aunque en un radio de unos 50 km se encuentran:

- Parque Periurbano Santa Catalina
- Parque Natural de Sierra Mágina (a su vez está catalogado como Zona de Especial Protección para las Aves y Zona de Especial Conservación según la Red Natura 2000)
- Paraje Natural Laguna Grande

- Monumento Natural Bosque de la Bañizuela
- Parque Periurbano Monte de la Sierra

La vegetación que formaba parte de este entorno antes de la instalación del parque solar era reducida, debido a que se trataba de un cultivo tradicional de olivar, en el que predomina el olivo con una densidad muy baja (80-100 olivos/ha), excluyendo el resto de la flora. En la parte Sur de la instalación nos encontramos con un cauce de agua, el Arroyo del Turbio.

La evaluación del impacto visual aquí se podría considerar como moderada, ya que se encuentra próxima al polígono industrial y lejos de cualquier zona de especial protección, aunque dista pocos kilómetros de la capital, por lo que puede generar impacto para la población.

Inventario del sistema

En este apartado se consideran las fases que se llevan a cabo en el sistema: producción de los módulos fotovoltaicos (obtención de materias primas, fundición, purificación, procesamiento y ensamblaje), su transporte, construcción, fase de generación (producción de energía del sistema), mantenimiento, desmantelamiento y reciclaje de la misma.

El sistema se compone de 41664 módulos fotovoltaicos (IS-220) de silicio monocristalinos fabricados en China, transportados desde allí por barco y posteriormente por camiones, lo que supone un consumo de combustibles fósiles para el cual se han establecido emisiones de CO₂ equivalentes a 2.7 kg CO₂ por cada kg de panel que se transporte. También forman parte del sistema 72 inversores de 100 KW y 4 de 90KW. Cada modulo tiene un peso de 22 kg.

3.2.2 Parámetros

Uno de los parámetros fundamentales a tener en cuenta es la duración de la instalación, que se encuentra en torno a los 25 años, siendo la vida de algunos de sus componentes menor (R. Frischknecht, *et al* (2020):

- Módulos: 25 años de vida útil

- Inversores: 15 años
- Estructura: 30 años
- Conexiones eléctricas: 30 años

Lo cual implica un coste ambiental y energético del mantenimiento y sustitución de los sistemas que quedan obsoletos durante el funcionamiento de la instalación.

Otro parámetro importante es la ubicación de la planta y, asociada a esta, la radiación solar que recibe, ya que en función de la latitud y de la orientación de la instalación, el recurso solar disponible para la instalación será distinto. Además, la instalación cuenta con un sistema que consta de tres orientaciones en función de la estación del año en la que se encuentre, aumentando así la eficacia de dicha planta fotovoltaica.

La eficiencia de conversión del panel aquí juega un papel importante ya que, en función de la pureza del material empleado, en este caso el silicio, existirá una variación en la eficacia de la conversión, siendo mayor en los paneles de silicio monocristalino, lo cual permite una producción mayor de energía. Aunque la energía necesaria para producir este tipo de módulos fotovoltaicos es superior a la del módulo policristalino.

4. RESULTADOS

4.1 Tiempo de recuperación de la energía y costes

El costo nivelado de la energía, basándonos en el uso de algunos datos del informe de Talavera, D. L. *et al* (2019), considerando un 10% de préstamo sobre la inversión inicial y, los costes de mantenimiento de la instalación, supone 61.25€ por cada kWh generado, dato que parece escaso en comparación con otros resultados, ya que sería lógico que, al tratar con materiales como el silicio monocristalino y su transporte desde largas distancias, suponga un incremento del coste. En nuestro caso, esto puede ser debido a la interpolación de algunos

datos de artículos científicos que no se ajusten perfectamente a todos los parámetros de nuestra instalación.

El tiempo de recuperación de la energía (EPBT) de nuestra instalación alcanza un valor de 0.71 años, siendo la etapa de transformación y purificación del silicio las que mayor energía requieren junto con el transporte, un resultado que a priori parece sorprendente ya que en instalaciones de hace algunas décadas solía oscilar entre los 3 y 7 años, pero este resultado ya se ha dado en diversas instalaciones recientes como la analizada en el estudio de Mason, J.M.et al (Mason, J.M.et al, 2006) en el que concluyen con un EPBT de 0.21 años para una instalación de 3.5MWp o la estudiada en Noruega por Mariska de Wild-Scholten (de Wild-Scholten, M, 2011), con un EPBT que oscila entre 0.8 y 1.7 años. Todo ello gracias a la mejora continua de los procesos productivos y a la ubicación de la planta, debido a que en zonas con elevada irradiancia como es nuestro caso, el tiempo de retorno de la energía disminuye, ya que la energía producida es mayor. En la Tabla 2 podemos observar el flujo de energía analizado para calcular el EPBT, dividiéndolo por la energía total del sistema. Para este cálculo hemos tenido en cuenta que serían necesarios 0.46 kg de silicio por cada m² de modulo y algunos resultados del artículo de Stoppato, A. (Stoppato, A. ,2008).

Tabla 2. Energía necesaria para el sistema y emisiones de CO2 asociadas. Fuente: Elaboración propia.

OPERACIÓN	CANTIDAD	UNIDAD	ENERGÍA (MJ)
Extracción y refinería	0,72	MJ/kg SiO ₂	5796
Transformación sílice en silicio	51,3	MJ/kg mg-Si	412965000
Transformación silicio mg si a sog-si	106	kWht/kg sog-Si	3071880
Fundición y producción de obleas	0,19	KWhe/oblea	2735824,896
Aplicación de contactos eléctricos	0,11	KWhe/oblea	1583898,624
Montaje panel	3,8	KWhe/modulo	569963,52
Transporte	916608	kg co ₂ /kg--MWh	12573470,61

Reciclaje	376,006	KWh/KWp	12453318,72
TOTAL			433505833,6

La Figura 7 muestra los resultados anteriores de manera más visual de forma que es más sencillo discernir las etapas con mayor requerimiento energético.

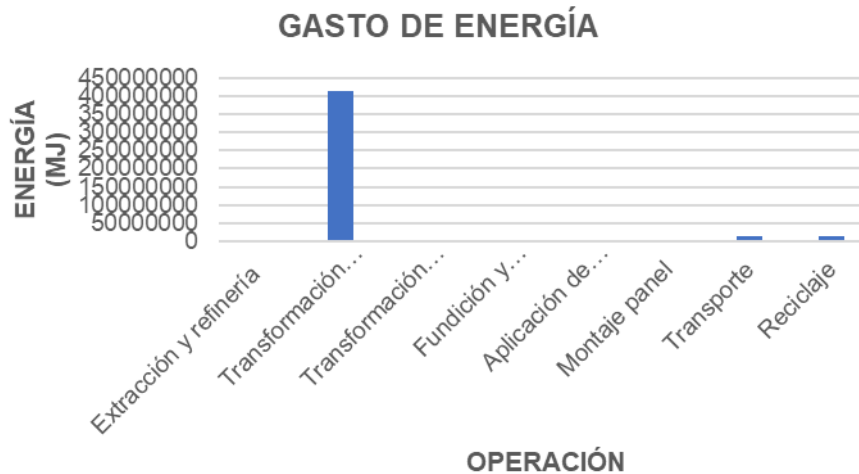


Figura 7. Análisis energético de la instalación fotovoltaica. Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 7 podemos observar el gasto energético de la instalación en las diferentes etapas, en el que la transformación del silicio adquiere el valor más alto, seguido del transporte y reciclaje. Estos resultados son lógicos puesto que la etapa de producción de módulos monocristalinos requiere mayor energía que el resto de procesos, como montaje del panel o funcionamiento del sistema. Todos estos resultados concuerdan con la literatura encontrada y cita anteriormente.

Asociado al EPBT nos encontramos la tasa de retorno energético (EROI) que adquiere un valor de 33.4, esto implica que esta instalación devuelve 33.4 veces más energía que la que consume.

4.2 Impactos ambientales

Al analizar la cantidad de CO₂ que el bosque de olivar de esa zona hubiera secuestrado de la atmósfera (Tabla 3), nos encontramos con un valor de 5.36 t CO₂ eq/año, un valor razonable tratándose de un olivar tradicional (suelen oscilar entre 2 y 5 t CO₂ eq /año).

Tabla 3. Tasa de secuestro de carbono anual. Fuente: Elaboración propia

SECUESTRO MEDIO ANUAL DE CARBONO								
MAI ((m3/ha)/ año	BCEF	BEF (factor expansión biomasa)	DENSIDAD MADERA (t/m3)	R	CF (t C/t mat, seca)	CCF	ÁREA FORESTAL (ha)	SECUESTRO C (t CO2 eq/año)
0,25	0,4452	0,84	0,53	0,50	0,5	3,67	17,5	5,361

Hasta ahora hemos hablado de varios parámetros de la instalación, pero no se ha expuesto el impacto ambiental que genera sobre el medio, para ello se han utilizado los resultados del artículo de Milousi, M. *et al* (2019) los cuales han sido extrapolados para nuestra instalación en concreto y, para una duración de 25 años del sistema, se exponen en la Tabla 4.

Tabla 4. Categorías de impacto y emisiones asociadas. Fuente: Elaboración propia.

CATEGORÍA IMPACTO	UNIDADES	CANTIDAD	KG/VIDA ÚTIL
Calentamiento global	kg CO2 -eq/kWh	160,6584	51919923436
Depleción de O3 estratosférico	kg CFC11-eq/kWh	7,512E-05	24275,53672
Radicación ionizante	kBq Co-60-eq/kWh	13,6437	4409230139
Formación de O3, Salud humana	kg NOx-eq/kWh	0,36792	118900588
Formación de partículas finas	kg PM2.5-eq/kWh	0,377118	121873102,7
Formación O3, ecosistemas terrestres	kg NOx-eq/kWh	0,38325	123854779,2
Acidificación terrestre	kg SO2 -eq/kWh	0,757302	244737043,7
Eutrofización del agua dulce	kg SO2 -eq/kWh	0,1247862	40327116,1
Ecotoxicidad terrestre	kg1,4-DCB-eq/kWh	3464,58	1,11965E+12
Ecotoxicidad agua dulce	kg1,4-DCB-eq/kWh	35,8722	11592807332
Ecotoxicidad marina	kg1,4-DCB-eq/kWh	47,2164	15258908796
Toxicidad carcinógena humana	kg1,4-DCB-eq/kWh	13,27578	4290329551
Toxicidad no carcinógena humana	kg1,4-DCB-eq/kWh	502,824	1,62497E+11

Escasez de recursos minerales	kg Cu-eq/kWh	1,661772	537034322,6
Escasez de recursos fósiles	kg oil-eq/kWh	38,9382	12583645566

En la Figura 8 se muestran los resultados de los impactos ambientales.

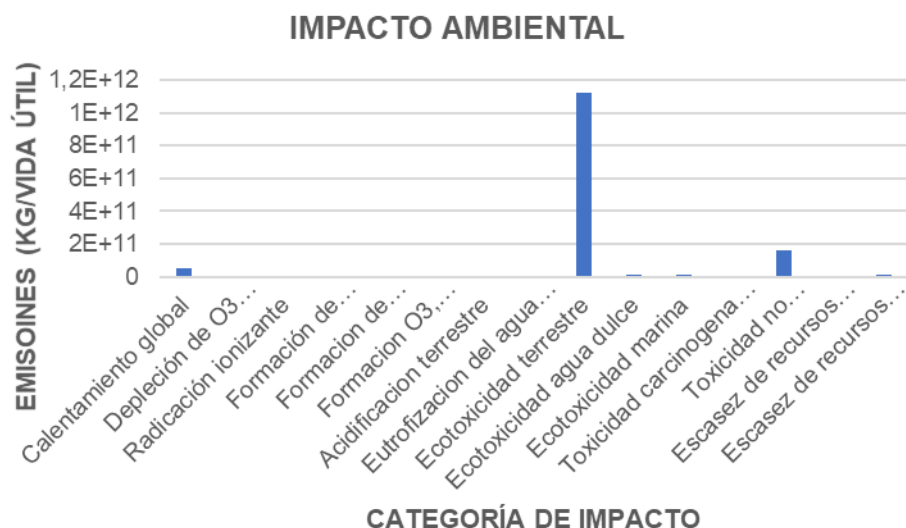


Figura 8. Impacto ambiental de la instalación. Fuente: elaboración propia

Como se puede observar en la Figura 8, la ecotoxicidad terrestre y la toxicidad no carcinogénica humana suponen las actividades que mayor impacto generan, esto es debido a la extracción de recursos naturales del medio para la producción de la planta fotovoltaica. Seguidas de las emisiones de CO₂ como indicador del cambio climático, originadas por la combustión de combustibles fósiles en la extracción de materias primas, procesamiento y producción de los módulos fotovoltaicos. El consumo de agua supone 10.76 m³/KWh.

4.3 Factor de emisión

La radiación solar que reciben los paneles fotovoltaicos es de 1873.45 Kw/m² anuales por el hecho de modificar su ángulo de inclinación, una cantidad superior a la que recibirían si estuviesen colocados fijos para una misma condición geográfica.

Las emisiones de CO₂ de esta instalación se han calculado a partir de la energía necesaria para cada etapa y, multiplicando por el factor de emisión de CO₂ para

cada tipo de combustible o energía utilizada como podemos observar en la Tabla 5, en la que la fase de transformación de la sílice a silicio es la que mayor emisión genera.

Tabla 5. Emisión de CO₂ de cada etapa. Fuente: Elaboración propia.

OPERACIÓN	ENERGÍA (MJ)	KG CO ₂ EMITIDOS
Extracción y refinera	5796	429,4801642
Transformación sílice en silicio	412965000	28678125
Transformación silicio mg si a sog-si	3071880	213325
Fundición y producción de obleas	2735824,896	189987,84
Aplicación de contactos eléctricos	1583898,624	109992,96
Montaje panel	569963,52	42233,95896
Transporte	12573470,61	931686,7186
Reciclaje	12453318,72	922783,5349
TOTAL	433505833,6	31088564,49

Los resultados de nuestro estudio muestran que el factor de emisiones para nuestra planta es de 0.096 t CO₂ eq/MWh generados como podemos observar en la Tabla 6. Un valor que se corresponde con el intervalo establecido en las referencias comentadas anteriormente (0.090 y 0.029 t CO₂ eq/MWh).

Tabla 6. Factor de emisión de CO₂. Fuente: Elaboración propia.

FACTOR DE EMISIÓN				
kg CO ₂	t CO ₂	KWh (25 años)	MWh	t CO ₂ eq/MWh
31088564,49	31088,564	323169679,2	323169,6792	0,09619889

Cabe comparar este valor con los de referencia en la bibliografía. En una primera aproximación, si consideramos el factor de emisión calculado por REE del mix energético nacional para el año 2020 (0.140 t CO₂ eq/MWh) y el factor de emisión para la energía solar fotovoltaica (0.030 t CO₂ eq/MWh), obtenemos la Tabla 7 en la que podemos discernir claramente como la producción de energía fotovoltaica supone una reducción de las emisiones de CO₂ frente al mix energético español. El valor obtenido en nuestro cálculo es el triple. Es difícil saber el origen de la discrepancia, dado que REE no informa de la forma de cómputo.

Tabla 7. Emisión de CO₂ de la energía fotovoltaica y de todas las fuentes de energía del sistema eléctrico español. Fuente: elaboración propia.

	ENERGÍA PRODUCIDA (MWh)	FACTOR EMISIÓN (t CO ₂ eq/MWh)	EMISIÓN CO ₂ (t CO ₂ eq/1 año)	EMISIÓN CO ₂ (t CO ₂ eq/25 años)
MIX ELÉCTRICO	12926,7871	0,14	1809,75	45243,755
FOTOVOLTAICA	12926,7871	0,03	387,804	9695,09

Esto supone una reducción de 35548.67 t de CO₂ eq en 25 años de vida de la instalación.

5. CONCLUSIONES

En este TFG se ha realizado un estudio energético y ambiental de una instalación fotovoltaica real de la provincia de Jaén. La central, situada en las cercanías del a Universidad de Jaén, tiene una potencia pico instalada de 9.2 MW. En este trabajo se ha calculado: la energía generada por la instalación, el tiempo de retorno de la energía (EPBT), el secuestro de carbono del cultivo que había originalmente, las emisiones de CO₂ generadas para la producción de energía eléctrica o el retorno de la inversión de energía (EROI).

Se ha encontrado que el tiempo de retorno de la energía es de 0.74 años. Esto implica que la instalación devuelve 33.5 veces más energía que la que consume. Además, desde el punto de vista medioambiental, el factor de emisiones obtenido es de 0.096 ton CO₂ /MWh generado.

En cualquier caso, se ha puesto de manifiesto a lo largo de este trabajo la dificultad para llegar a obtener estimaciones muy precisas de los parámetros anteriores. Esta dificultad se basa en la complejidad de conocer todos los gastos energéticos implicados en una planta solar PV. Además, muchos impactos ambientales son muy difíciles de cuantificar.

A modo de conclusión final, y en base a nuestros resultados, podríamos comentar el beneficio de la producción de electricidad basada en energías renovables, en concreto la energía solar fotovoltaica, ya que supone la reducción

de una importante cantidad de emisiones de gases de efecto invernadero frente a la producción de electricidad con fuentes de energías convencionales, en concreto, 35548.67 t de CO₂ eq en 25 años de vida de la instalación. Esto supone un cambio esencial para conseguir los objetivos que establece el IPCC para alcanzar la descarbonización para el año 2050.

BIBLIOGRAFÍA

ALSEMA, E.A. (2000). *Energy Pay-back Time and CO2 Emissions of PV Systems. Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. 8: p. 17-25.

ALSEMA, E.A., y DE WILD-SCHOLTEN, M.J. (2005). *The real environmental impacts of crystalline silicon PV modules: an analysis based on up-to-date manufacturers data*. In Presented at the 20th European Photovoltaic Solar Energy Conference (Vol. 6, p. 10).

AHMAD LUDIN, N., AHMAD AFFANDI, N.A., PURVIS-ROBERTS, K., AHMAD, A., IBRAHIM, M.A., SOPIAN, K. y JUSOH, S. (2021) *Environmental Impact and Levelised Cost of Energy Analysis of Solar Photovoltaic Systems in Selected Asia Pacific Region: A Cradle-to-Grave Approach*. Sustainability, 13, 396.

BOUSTEAD, I., Y HANCOCK, G.F. (1979). *Handbook of Industrial Energy Analysis*. Ellis Horwood, Chichester, UK.

BRIGITTE, K., ALESSANDRO, K.C., MARLENE, D., ANDREEA. I., ALBANA, K., y GREET, J.M. (2017). *Covenant of Mayors for Climate and Energy: Default emission factors for local emission inventories*. JRC Publications Repository.

CMNUCC, 2015. United Nations Climate Change. <<https://unfccc.int/es/news/final-cop21>> [Consulta: 2 de febrero de 2021].

CO2.earth. <<https://www.co2.earth/co2-records>> [Consulta:15 de abril 2021].

EDENHOFER, O., PICHS-MADRUGA, R., SOKONA, Y., SEYBOTH, K., KADNER, S., ZWICKEL, T., ... y MATSCHOSS, P. (Eds.). (2011). *Renewable energy sources and climate change mitigation: Special report of the intergovernmental panel on climate change*. Cambridge University Press.

EIB PROJECT CARBON FOOTPRINT METHODOLOGIES (2020), Version 11.1: *Methodologies for the Assessment of Project GHG Emissions and Emission Variations*. European investment bank.

ELTIEMPO. <<https://noticias.eltiempo.es/la-primavera-de-2021-en-espana-ha-sido-la-mas-seca-de-los-ultimos-15-anos/>> [Consulta: 25 de junio 2021].

España. Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética. BOE, 21 de mayo de 2021, núm. 121, páginas 62009 a 62052.

FINNVEDEN G., HAUSCHILD, M.Z., EKVALL, T., GUINEE, J., HEIJUNGS, R., HELLWEG, S., KOEHLER, A., PENNINGTON, D., y SUH S., (2009). *Recent developments in Life Cycle Assessment*. Journal of Environmental Management 91, 1–21.

FRISCHKNECHT, R., STOLZ, P., HEATH, G., RAUGEI, M., SINHA, P. y DE WILD-SCHOLTEN, M. (2020), *Methodology Guidelines on Life Cycle Assessment of Photovoltaic Electricity, 4th edition*, IEA PVPS Task 12, International Energy Agency Photovoltaic Power Systems Programme.

FTHENAKIS, V., KIM, H.C., FRISCHKNECHT, R., RAUGEI, M., SINHA, P. y STUCKI, M. (2011), *Life Cycle Inventories and Life Cycle Assessment of Photovoltaic Systems*, International Energy Agency (IEA) PVPS Task 12, Report T12-02:2011.

FU, Y., LIU, X. y YUAN, Z. (2015). *Life-cycle assessment of multi-crystalline photovoltaic (PV) systems in China*. J. Clean. Prod. 86, 180–190.

FUKUROZAKI, S.H., ZILLES, R. y SAUER, I.L. (2012). *Energy Payback Time and CO2 Emissions of 1.2kWp Photovoltaic Roof-Top System in Brazil*. Int. J. Smart Grid Clear Energy, 164–1699.

GUINEE, J.B., HEIJUNGS, R., HUPPES, G., ZAMAGNI, A., MASONI, P., BUONAMICI, R., ... y RYDBERG, T. (2011). *Life cycle assessment: past, present, and future*.

IPCC, 2007: Summary for Policymakers. In: Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

JUNGBLUTH, N., TUCHSCHMID, M. y DE WILD-SCHOLTEN, M. (2008). *Life Cycle Assessment of Photovoltaics: update of ecoinvent data V2. 0*. ESU-services Ltd, 50.

JUNGBLUTH, N. (2005). *Life cycle assessment of crystalline photovoltaics in the Swiss ecoinvent database*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. 13(8): p. 429-446.

KATO, K., MURATA, A., y SAKUTA, K. (1998). *Energy pay-back time and life-cycle CO₂ emission of residential PV power system with silicon PV module*. Progress in Photovoltaics 6, 105–115. ISSN: 1062-7995.

KIM, B.J., LEE, J.Y., KIM, K.H. y HUR, T. (2014). *Evaluation of the environmental performance of sc-Si and mc-Si PV systems in Korea*. Sol. Energy, 99, 100–114

KREY, V., MASERA, O., BLANFORD, G., BRUCKNER, T., COOKE, R., FISHER-VANDEN, K., HABERL, H., HERTWICH, E., KRIEGLER, E., MUELLER, D., PALTSEV, S., PRICE, L., SCHLÖMER, S., ÜRGE-VORSATZ, D., VAN VUUREN, D., y ZWICKEL T. (2014). Annex II: Metrics & Methodology. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

LARA-FANEGO, V., RUIZ-ARIAS, J.A., POZO-VÁZQUEZ, D., SANTOS-ALAMILLOS, F.J. y TOVAR-PESCADOR, J. (2012). *Evaluation of the WRF model solar irradiance forecasts in Andalusia (southern Spain)*. Solar Energy, 86(8), 2200-2217.

LATUNUSSA, C.E.L., ARDENTE, F., BLENGINI, G.A. y MANCINI, L. (2016). Life Cycle Assessment of an innovative recycling process for crystalline silicon photovoltaic panels. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, 156, 101–111

LUO, W., KHOO, Y.S., KUMAR, A., LOW, J.S.C., LI, Y., TAN, Y.S., WANG, Y., ABERLE, A.G. y RAMAKRISHNA, S.A. (2018) comparative life-cycle assessment of photovoltaic electricity generation in Singapore by multicrystalline silicon technologies. Sol. Energy Mater. Sol. Cells, 174, 157–162

M DE WILD-SCHOLTEN, M. (2011). *Environmental profile of PV mass production: globalization*. In 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg.

MANN, S.A., DE WILD-SCHOLTEN, M.J., FTHENAKIS, V.M., VAN SARK, W.G. y SINKE, W.C. (2014). *The energy payback time of advanced crystalline silicon PV modules in 2020: a prospective study*. Progress in Photovoltaics: Research and Applications, 22(11), 1180-1194.

MASON, J.M., FTHENAKIS, V.M., HANSEN, T. y KIM, H.C., (2006). *Energy payback and life cycle CO2 emissions of the BOS in an optimized 3.5 MW PV installation*. Progress in Photovoltaics: Research and Application 14, 179–190.

MILOUSI, M., SOULIOTIS, M., ARAMPATZIS, G. y PAPAEFTHIMIOU, S. (2019). *Evaluating the environmental performance of solar energy systems through a combined life cycle assessment and cost analysis*. Sustainability, 11(9), 2539

MUTERI, V., CELLURA, M., CURTO, D., FRANZITTA, V., LONGO, S., MISTRETTE, M. y PARISI, M.L. (2020). *Review on life cycle assessment of solar photovoltaic panels*. Energies, 13(1), 252.

Panel Intergubernamental sobre cambio climático (IPCC). <<https://www.ipcc.ch/about/>> [Consulta: 10 de febrero 2021].

PNIEC, (2021). Plan 2021. *Plan Nacional Integrado de Energía y Clima*. <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>

PNUMA (2019). *Informe sobre la disparidad en las emisiones de 2019*. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Nairobi.

Red Natura 200. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. <<https://www.miteco.gob.es/es/biodiversidad/temas/espacios-protegidos/red-natura-2000/>> [Consulta: 1 de junio de 2021].

REE. (2021). Avance sistema eléctrico español 2020. <https://www.ree.es/es/datos/publicaciones/informe-anual-sistema/avance-del-informe-del-sistema-electrico-espanol-2020>

REE. (2021). Emisiones y factor de emisión de CO₂ de la generación (tCO₂ eq/MWh) del sistema eléctrico Nacional. <https://www.ree.es/es/datos/generacion/no-renovables-detalle-emisiones-CO2>

SIMS, R.E.H., SCHOCK, R.N., ADEGBULULGBE, A., FENHANN, J., KONSTANTINAVICIUTE, I., MOOMAW, W., NIMIR, H.B., SCHLAMADINGER, B., TORRES-MARTÍNEZ, J., TURNER, C., UCHIYAMA, Y., VUORI, S.J.V., WAMUKONYA, N. y ZHANG, X., (2007). *Energy supply. In Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

STOPPATO, A. (2008). Life cycle assessment of photovoltaic electricity generation. *Energy*, 33(2), 224-232.

TALAVERA, D.L., MUÑOZ-CERÓN, E., DE LA CASA, J., LOZANO-ARJONA, D., THERISTIS, M., y PÉREZ-HIGUERAS, P.J. (2019). *Complete procedure for the economic, financial and cost-competitiveness of photovoltaic systems with self-consumption*. *Energies*, 12(3), 345.

UNE (2006). *Gestión ambiental. Análisis del ciclo de vida. Requisitos y directrices*. UNE-EN ISO 14044. Madrid, España.

Web oficial de la comisión europea. <https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1259> [Consulta:3 de junio 2021]

Wiki-solar. The authority on utility-scale solar power. <<https://wiki-solar.org/map/sites/index.html?Los%20Olivares?0?u-uW?17?37.7976?-3.7977>> [Consulta:23 de mayo de 2021].

XU, L., ZHANG, S., YANG, M., LI, W., y XU, J. (2018). *Environmental effects of China's solar photovoltaic industry during 2011–2016: a life cycle assessment approach*. *Journal of Cleaner Production*, 170, 310-329.

YANG, D., LIU, J., YANG, J. y DING, N. (2015). *Life-cycle assessment of China's multi-crystalline silicon photovoltaic modules considering international trade*. J. Clean. Prod. 94, 35–45.

ZIMEK, M., SCHOBER, A., MAIR, C., BAUMGARTNER, R.J., STERN, T., y FÜLLSACK, M. (2019). *The third wave of ACV as the "decade of consolidation"*. Sustainability, 11(12), 3283.

KOFFI, B., CERUTTI, A.K., DUERR, M., IANCU, A., KONA, A. y JANSSENS-MAENHOUT, G. (2017) *Covenant of Mayors for Climate and Energy: Default emission factors for local emission inventories– Version 2017*, EUR 28718 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2017, ISBN 978-92-79-71479-5, doi:10.2760/290197, JRC107518.