



# UNIVERSIDAD DE LA RIOJA

## TESIS DOCTORAL

Título
<b>Energía solar fotovoltaica integrada en la edificación: modelizado y análisis del efecto del sombreado en la captación de irradiación</b>
Autor/es
<b>Alberto Martínez Rubio</b>
Director/es
Félix Sanz Adán y Jacinto Santamaría Peña
Facultad
Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial
Titulación
Departamento
Ingeniería Mecánica
Curso Académico



**Energía solar fotovoltaica integrada en la edificación: modelizado y análisis del efecto del sombreado en la captación de irradiación**, tesis doctoral de Alberto Martínez Rubio, dirigida por Félix Sanz Adán y Jacinto Santamaría Peña (publicada por la Universidad de La Rioja), se difunde bajo una Licencia Creative Commons Reconocimiento-NoComercial-SinObraDerivada 3.0 Unported. Permisos que vayan más allá de lo cubierto por esta licencia pueden solicitarse a los titulares del copyright.

© El autor  
© Universidad de La Rioja, Servicio de Publicaciones, 2016  
publicaciones.unirioja.es  
E-mail: publicaciones@unirioja.es



**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, quiero reconocer el apoyo que mi familia me ha brindado durante todo este tiempo, no sólo durante el Doctorado, siendo la principal causa por la que he llegado hasta aquí. Espero que os sintáis orgullosos de mí, yo lo estoy de vosotros, y mucho.

Amigos, también os considero familia, gracias.

Félix, te agradezco tu paciencia y buen hacer, y que en innumerables ocasiones consiguió enderezar mi camino para llevar a buen término este trabajo y mi desarrollo como profesional. Ahora eres mentor y amigo.

Agradecerlos a todos los docentes, compañeros y trabajadores de los diferentes niveles del sistema educativo en los que he participado, porque esta Tesis pertenece a todos vosotros. Quiero recordar que en otros lugares, llegar hasta aquí está reservado para unos pocos privilegiados con recursos, así que gracias por la oportunidad.

Finalmente, quiero dar las gracias a todos los profesionales con los que he trabajado y que me han aportado una visión más práctica de la ingeniería, muchos de ellos repartidos por el mundo.



## RESUMEN

La evolución tecnológica de la energía fotovoltaica y el abaratamiento de los materiales fotovoltaicos, así como la imperiosa necesidad de obtener energía no contaminante, sin riesgos para la salud y sin agotar los recursos naturales, hacen prever que las cubiertas y las fachadas de los edificios estén, en un futuro próximo, revestidas de materiales captadores de energía solar térmica y fotovoltaica con tres funciones: aislamiento (eficiencia pasiva), fuente de calor (agua caliente) y energía eléctrica (eficiencia activa).

En esta Tesis se desarrolla una metodología que permite determinar la localización y orientación más apropiadas de los elementos fotovoltaicos sobre la envolvente de los edificios, para así obtener un aprovechamiento óptimo de la irradiación solar. Los modelos son extrapolables a cualquier envolvente de cualquier edificio y ubicación geográfica, pudiendo evaluar diferentes soluciones que permiten disponer de instalaciones solares fotovoltaicas eficientes en función de las necesidades de los usuarios.

La metodología propuesta es soportada por modelos matemáticos que simulan la generación eléctrica de los elementos fotovoltaicos en función de la captación de irradiación solar. Uno de las aportaciones más importantes es la incorporación del efecto de sombreado de obstáculos propios del edificio, de edificios contiguos, urbanos y orográficos, en la incidencia de la irradiación solar en diferentes entornos. Los resultados obtenidos se presentan en series temporales, de tal forma que es posible analizar de forma anual o estacional cada punto de la envolvente del edificio.

Una vez construido el escenario, los modelos desarrollados buscan todos los objetos posibles que pueden producir sombra dependiendo del vector solar, a lo largo de todo el año, y obtienen las curvas iso-radiantes en la envolvente. Esta metodología también permite analizar la ganancia o pérdida de irradiación sobre los elementos integrados en la fachada, tradicionalmente diseñados para proteger el interior de un exceso de radiación solar (paramentos, toldos, lamas horizontales o verticales); calcula la orientación ideal para elementos fijos y cuantifica la mejora de la eficiencia si se dota a los elementos de seguimiento solar (giro zenital, giro azimutal o desplazamiento lineal sobre la fachada).

Adicionalmente, se proponen modelos para la estimación de la irradiación solar en cada punto de la envolvente de los edificios de una urbanización, combinando mapas de puntos LiDAR (Laser Detection and Ranging) con datos de irradiación solar.

Los métodos y resultados obtenidos han sido validados en diferentes instalaciones solares fotovoltaicas existentes.

Esta Tesis presenta una metodología muy útil para avanzar en la integración arquitectónica de este tipo de energía en entornos urbanos (BIPV). El uso de fachadas para captar energía solar es una de las más prometedoras soluciones para la integración fotovoltaica en los edificios de las ciudades.

**Palabras clave:** energía solar fotovoltaica integrada en la edificación; irradiación solar; generación eléctrica; efecto del sombreado; simulación de procesos.





# **ÍNDICE GENERAL**

**CAPÍTULO I: Introducción**

**CAPÍTULO II: Estado del arte**

**CAPÍTULO III: Metodología**

**CAPÍTULO IV: Resultados**

**CAPÍTULO V: Validación**

**CAPÍTULO VI: Conclusiones y futuras líneas de investigación**

**CAPÍTULO VII: Referencias**





**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO I: Introducción**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. PRESENTACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN .....	3
2. IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA.....	8
3. ENERGÍA RENOVABLE .....	10
4. EL SISTEMA ENERGÉTICO .....	14
4.1. LAS EERR EN EL FUTURO DEL SISTEMA ENERGÉTICO .....	14
4.2. LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL.....	15
4.3. ALGUNOS DATOS COMPARATIVOS CON EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA UNIÓN EUROPEA.....	19
4.4. ESCENARIO 100% RENOVABLE EN ESPAÑA. HORIZONTE 2050 .	21
4.4.1. Red Eléctrica de España y la integración sostenible de las Energías Renovables [1].....	21
4.4.2. Potencial de las energías renovables en la España peninsular. Horizonte 2050 [2].....	22
5. POTENCIAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA .....	28
5.1. POTENCIAL MUNDIAL .....	28
5.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EDIFICIOS EN LA ESPAÑA PENINSULAR [2].....	30
6. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	36
6.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	36
6.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN .....	36
6.3. PROCEDIMIENTO .....	36
6.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS .....	38
ÍNDICE FIGURAS .....	40



# 1. PRESENTACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Las grandes preguntas que motivan el inicio de la presente Tesis son las siguientes:

¿Qué es la energía y de cuánta disponemos?

¿Cuánto tiempo podremos continuar con el actual tipo de consumo energético?

¿Está a nuestro alcance hacer algo para evitar que el planeta Tierra desaparezca por una modificación acelerada de la tecnosfera?

El trabajo aquí presentado, pretende contribuir a dar respuesta a estos tres interrogantes mediante el estudio y modelización del recurso solar existente en las ciudades y en cada edificio para lograr que su aprovechamiento sea óptimo y el retorno de la inversión conocido de antemano.

Para determinar el interés mundial de la investigación desarrollada, responderemos en primer lugar a las preguntas con las que iniciamos el presente documento de tesis doctoral.

¿Qué es la energía y de cuánta disponemos?

La energía ni se crea ni se destruye, únicamente se transforma, ya sea a partir de la combustión del carbono y del hidrógeno, a partir de la fisión nuclear o a partir de la que procedente del Sol atraviesa la Atmósfera Terrestre.

El Sol tiene una potencia energética estimada de 170 TeraWattios (170 TW), de los cuales un 70% atraviesan la atmósfera terrestre (119 TW), y de ésta el 66% (79 TW) calienta la corteza terrestre.

El consumo energético mundial anual es aproximadamente 150.000 TWh, lo que equivale a necesitar una potencia media de 17 TW, equivalente al 14% de la energía solar que atraviesa la atmósfera y al 21% de la que calienta la corteza terrestre [*Consumo y recursos energéticos a nivel mundial. Wikipedia*].

Las estimaciones más optimistas de recursos fósiles disponibles en el Planeta, sin incremento del consumo mundial, equivalen a 1.200 años y de recursos nucleares a 5.000 años [*Consumo y recursos energéticos a nivel mundial. Wikipedia*].

¿Cuánto tiempo podremos continuar con el actual tipo de consumo energético?

Según el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) encargado de evaluar el cambio climático por la ONU (capítulo II.9.1 [3]), el escenario energético actual nos encamina hacia un calentamiento de 4°C para 2.100; lo cual implica riesgos e impactos altos para los sistemas humanos y naturales. La adaptación proporciona una ayuda limitada. En 2016, la temperatura de la superficie terrestre ha aumentado aproximadamente 0,85°C desde los niveles pre-industriales.

Los riesgos a largo plazo de fenómenos singulares tales como el derretimiento de la capa de hielo, la liberación de gas metano atrapado en el permafrost (capa de suelo permanentemente congelado de las regiones muy

frías o periglaciales) y el comienzo de un largo periodo de sequías permanecen moderados hasta 1,6 °C, pero aumentan desproporcionadamente entre 1,6 °C y 2,6 °C de calentamiento respecto a los niveles preindustriales (1 °C – 2°C por encima de los niveles actuales). Existen grandes incertidumbres sobre los cambios a gran escala en los puntos de inflexión que pueden ser bruscos y/o irreversibles.

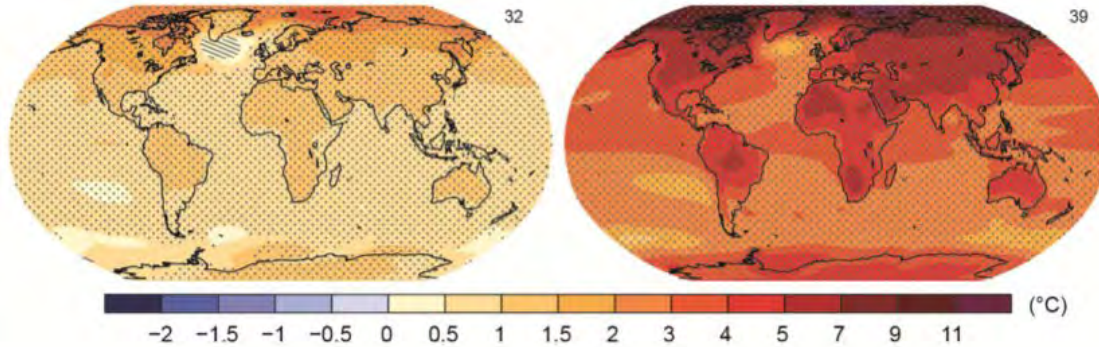


Figura 1-1 Previsión de calentamiento global con las tendencias actuales [4]

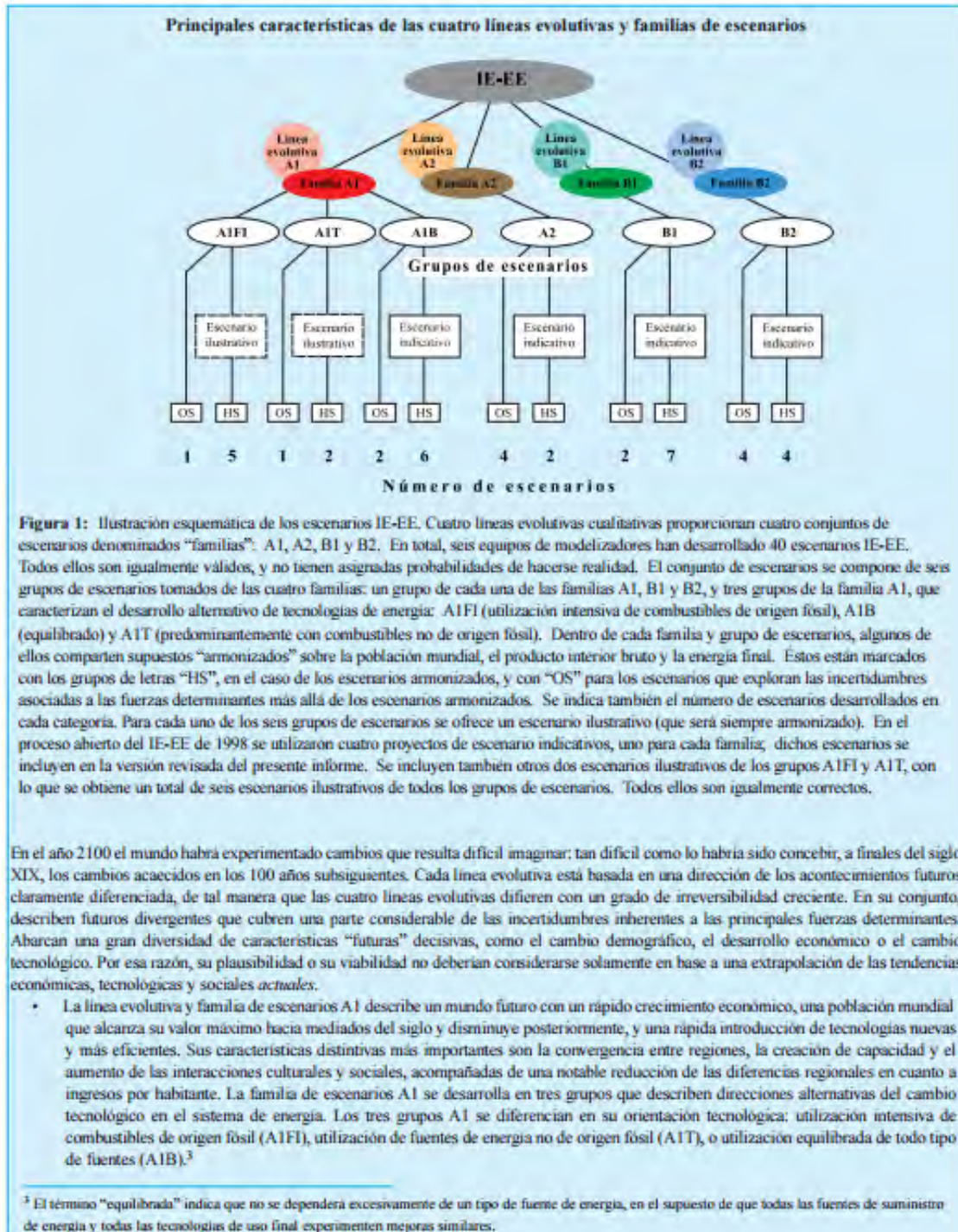
¿Está a nuestro alcance hacer algo para evitar que el planeta Tierra desaparezca por una modificación acelerada de la tecnosfera?

Según [5], el Sol se formó hace 4.650 millones de años y tiene combustible para 7.500 millones de años más. Después, comenzará a hacerse más y más grande, hasta convertirse en una gigante bola roja. Finalmente, se hundirá por su propio peso y se convertirá en una enana blanca, que puede tardar unos mil millones de años en enfriarse. Llegará un día en que el Sol agote todo el hidrógeno en la región central al haberlo transformado en helio. La presión será incapaz de sostener las capas superiores y la región central tenderá a contraerse gravitacionalmente, calentando progresivamente las capas adyacentes. El exceso de energía producida hará que las capas exteriores del Sol tiendan a expandirse y enfriarse y el Sol se convertirá en una estrella gigante roja. El diámetro puede llegar a alcanzar y sobrepasar al de la órbita de la Tierra, con lo cual, cualquier forma de vida se habrá extinguido.

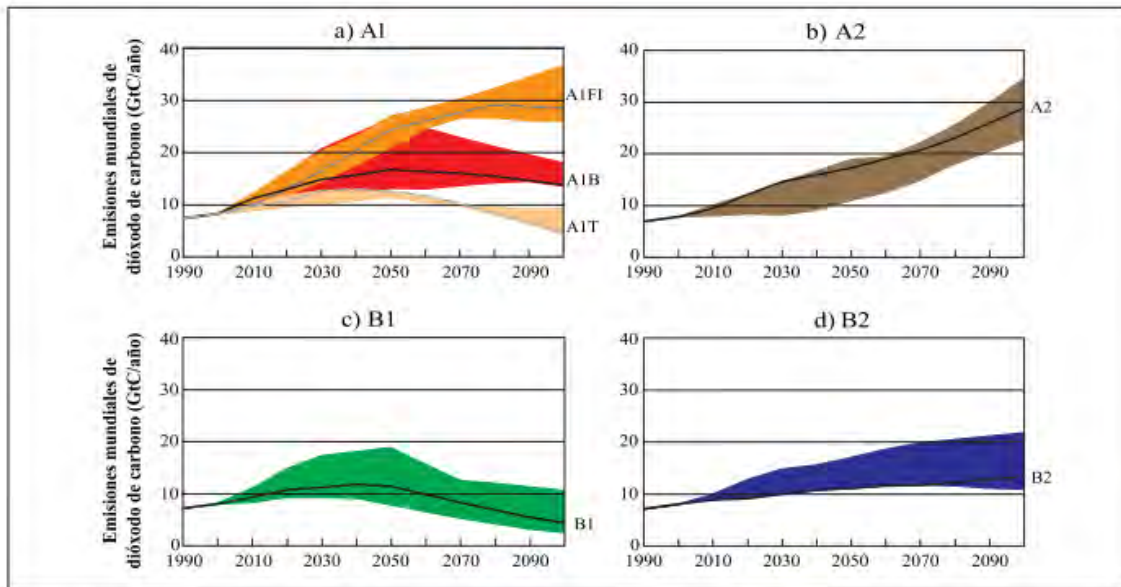
Si consideramos las anteriores hipótesis como ciertas, podemos concluir que el nuestro futuro más optimista está ligado al Sol, mientras éste siga emitiendo, el futuro está en nuestras manos. Podemos seguir aumentando la producción de energía con un aumento exponencial de los niveles de gases de efecto invernadero provocando un incremento de la temperatura de altísimo riesgo o podemos desarrollar urgentemente un nuevo escenario en el que prácticamente toda la energía proceda de la transformación –directa o indirecta- de la radiación solar que llega a la corteza terrestre.

En la Figura 1-2, se exponen diversos escenarios futuros y sus previsibles causas, según los expertos del IPCC [3].



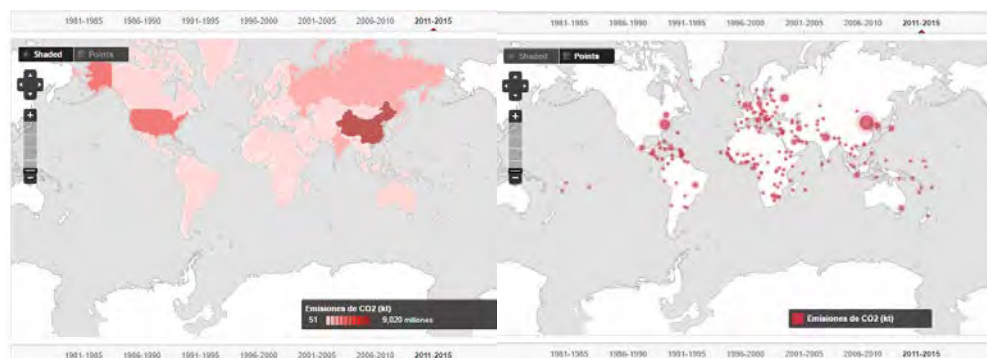


- La familia de líneas evolutivas y escenarios A2 describe un mundo muy heterogéneo. Sus características más distintivas son la auto-suficiencia y la conservación de las identidades locales. Las pautas de fertilidad en el conjunto de las regiones convergen muy lentamente, con lo que se obtiene una población mundial en continuo crecimiento. El desarrollo económico está orientado básicamente a las regiones, y el crecimiento económico por habitante así como el cambio tecnológico están más fragmentados y son más lentos que en otras líneas evolutivas.
- La familia de líneas evolutivas y escenarios B1 describe un mundo convergente con una misma población mundial que alcanza un máximo hacia mediados del siglo y desciende posteriormente, como en la línea evolutiva A1, pero con rápidos cambios de las estructuras económicas orientados a una economía de servicios y de información, acompañados de una utilización menos intensiva de los materiales y de la introducción de tecnologías limpias con un aprovechamiento eficaz de los recursos. En ella se da preponderancia a las soluciones de orden mundial encaminadas a la sostenibilidad económica, social y medioambiental, así como a una mayor igualdad, pero en ausencia de iniciativas adicionales en relación con el clima.
- La familia de líneas evolutivas y escenarios B2 describe un mundo en el que predominan las soluciones locales a la sostenibilidad económica, social y medioambiental. Es un mundo cuya población aumenta progresivamente a un ritmo menor que en A2, con unos niveles de desarrollo económico intermedios, y con un cambio tecnológico menos rápido y más diverso que en las líneas evolutivas B1 y A1. Aunque este escenario está también orientado a la protección del medio ambiente y a la igualdad social, se centra principalmente en los niveles local y regional.



**Figura 3:** Emisiones anuales totales de CO<sub>2</sub> provenientes de todas las fuentes (energía, industria y cambio de uso de las tierras) entre 1990 y 2100 (en gigatoneladas de carbono (GtC/año) para las familias y los seis grupos de escenarios. Los 40 escenarios IE-EE aparecen clasificados en función de las familias (A1, A2, B1 y B2) y de los seis grupos de escenarios: el A1FI, de utilización intensiva de combustibles de origen fósil (que incluye los escenarios de alto nivel de carbón y de alto nivel de petróleo y gas), el A1T, de combustibles predominantemente no de origen fósil, el A1B, equilibrado, de la Figura 3a; el A2 de la Figura 3b; el B1 de la Figura 3c, y el B2 de la Figura 3d. Cada franja de emisiones coloreada indica el repertorio de escenarios armonizados y no armonizados dentro de cada grupo. Se ofrece un escenario ilustrativo para cada uno de los seis grupos de escenarios, incluidos los cuatro de referencia (A1, A2, B1 y B2, en líneas de trazo continuo), y dos escenarios ilustrativos para A1FI y A1T (líneas de trazos).

*Figura 1-2 Escenarios futuros y sus previsibles causas [3]*



*Figura 1-3 Emisiones actuales de CO<sub>2</sub> por países y por metrópolis [6]*

Las tecnologías de la energía renovable permiten aminorar las emisiones de GEI además de otros beneficios medioambientales importantes. El aprovechamiento óptimo de tales beneficios dependerá del tipo de tecnología, del régimen de gestión y de las características del emplazamiento que correspondan a cada proyecto de energía renovable.

Diversos análisis del ciclo de vida de la producción de electricidad, entre los que citaremos a [7], indican que las emisiones de GEI resultantes de las tecnologías de la energía renovable son bastante menores que las ocasionadas por los combustibles fósiles y menores que estas últimas acompañadas de captura y almacenamiento del dióxido de carbono. Los valores medianos para el conjunto de las energías renovables están situados entre 4 y 46g de CO<sub>2</sub> eq/kWh, mientras que los combustibles de origen fósil están comprendidos entre 469 y 1.001g de CO<sub>2</sub> eq/kWh (exceptuando las emisiones debidas a los cambios del uso de la tierra).

Por todo lo anteriormente expuesto, consideramos que para alcanzar un escenario que permita a las próximas generaciones sobrevivir en condiciones similares a las actuales, deben adoptarse urgentemente las siguientes medidas:

- Las empresas eléctricas, responsables del 24% de las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), deben aumentar su eficiencia, utilizar los combustibles y procesos que emitan menos gases efecto invernadero y aumentar la proporción de energías renovables.
- Las industrias consumidoras de energía, responsables del 16% de emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), deben optimizar sus procesos para aumentar su eficiencia.
- Fomentar formas de transporte que consuman menos energía por pasajero (vehículos más eficientes, más transporte público, carburantes menos contaminantes).
- Fomentar la eficiencia energética de los edificios, consumir más eficientemente la energía en el trabajo y en el hogar.
- Aumentar la generación de energía de los edificios (envolventes, cubiertas, autoconsumo).
- Aumentar las superficies vegetales que actúan como sumideros, es decir absorben carbono, evitando la deforestación y aumentando las repoblaciones.

## 2. IMPORTANCIA DE LA ENERGÍA

El término “energía” relacionado con esta investigación, se refiere únicamente al calor y a la electricidad.

¿Cuáles son los productos energéticos primarios y secundarios que producen calor o electricidad?

Los productos energéticos o bien se extraen o captan directamente de los recursos naturales (en cuyo caso se les dice primarios) como el petróleo crudo, carbón mineral duro, y gas natural, o son producidos a partir de los productos primarios (secundarios) como la gasolina.

Tanto la electricidad como el calor pueden producirse como energéticos primarios o secundarios. El calor primario es el captado de fuentes naturales (paneles solares, yacimientos geotérmicos) y representa la llegada de energía “nueva” a las existencias nacionales de productos energéticos.

¿Cuáles son los combustibles fósiles y fuentes renovables de energía?

Los productos energéticos primarios también pueden dividirse en combustibles de origen fósil y productos energéticos renovables. Los combustibles fósiles se extraen de los recursos naturales que se formaron a partir de biomasa en el pasado geológico. Los productos energéticos renovables, a excepción de la energía geotérmica, se obtienen directa o indirectamente de los flujos corrientes o recientes de la energía solar y gravitacional, constantemente disponibles.

La electricidad es una forma de energía con una gama muy amplia de aplicaciones. Se utiliza en casi todos los tipos de actividad humana, que van desde la producción industrial, el uso doméstico, la agricultura, el comercio cuando requiere el trabajo de las máquinas, la iluminación y la calefacción. La electricidad primaria se obtiene de fuentes naturales como la hidroelectricidad, eólica, solar, maremotriz y del oleaje. La electricidad secundaria se produce del calor de la fisión de los combustibles nucleares, del calor geotérmico y el calor térmico solar, así como quemando combustibles primarios como el carbón mineral, gas natural, petróleo, fuentes renovables y desechos. Una vez producida la electricidad, se distribuye a los consumidores finales a través de los sistemas nacionales o internacionales de transmisión y distribución.

El calor, es un portador de energía que se usa para calefactar o refrigerar los espacios y en los procesos industriales.

Actualmente, la electricidad se usa en casi toda actividad humana. Se utiliza en los hogares, para calefacción, iluminación y funcionamiento de los aparatos electrodomésticos. Se utiliza en el trabajo, impulsando las máquinas en las fábricas, las computadoras en las oficinas, y los equipos en los hospitales. Se usa en el transporte, la agricultura y otros sectores de la economía.

Las principales fuentes para la producción de electricidad y calor son el carbón mineral, seguido por el gas natural, nuclear, hidroelectricidad y petróleo (figuras 3.3 y 3.4).

Durante los últimos 30 años han surgido grandes cambios en los combustibles utilizados para generar la electricidad. Por ejemplo, la

participación del petróleo se redujo del 25% al 8%, mientras que la participación de la energía nuclear se incrementó desde el 3% al 17%. Durante este mismo periodo, la producción de electricidad, con un aumento del 250%, ha experimentado el crecimiento más rápido en comparación con el petróleo, carbón mineral y gas natural. Este gran incremento tuvo que acompañarse de una inversión considerable en capacidad nueva, especialmente de centrales nucleares entre los años 1970 y 1980.

¿Son importantes las pérdidas de electricidad y calor en la transmisión y distribución de la energía?:

Para la electricidad, las pérdidas por distribución representan entre el 7% y el 15%, en función de la distancia, de la infraestructura de transporte/distribución y de la tecnología de producción.

Para el calor, las pérdidas por distribución representan un 15%, a pesar de que se distribuye a cortas distancias.

### 3. ENERGÍA RENOVABLE

El diccionario de la Real Academia Española [www.rae.es] define energía renovable como aquella cuyas fuentes se presentan en la naturaleza de modo continuo y prácticamente inagotable. Hay varias formas de generar energía renovable, derivadas directa o indirectamente del Sol o del calor generado en el interior de la Tierra. Incluyen la energía generada a partir de los recursos solares, eólicos, de biomasa, hidráulica, maremotriz y geotérmica. Aunque no son inagotables, por su impacto positivo para el Medioambiente, se incluyen como energías renovables, las procedentes del tratamiento de los residuos (Figura 3-1 y Figura 3-2).

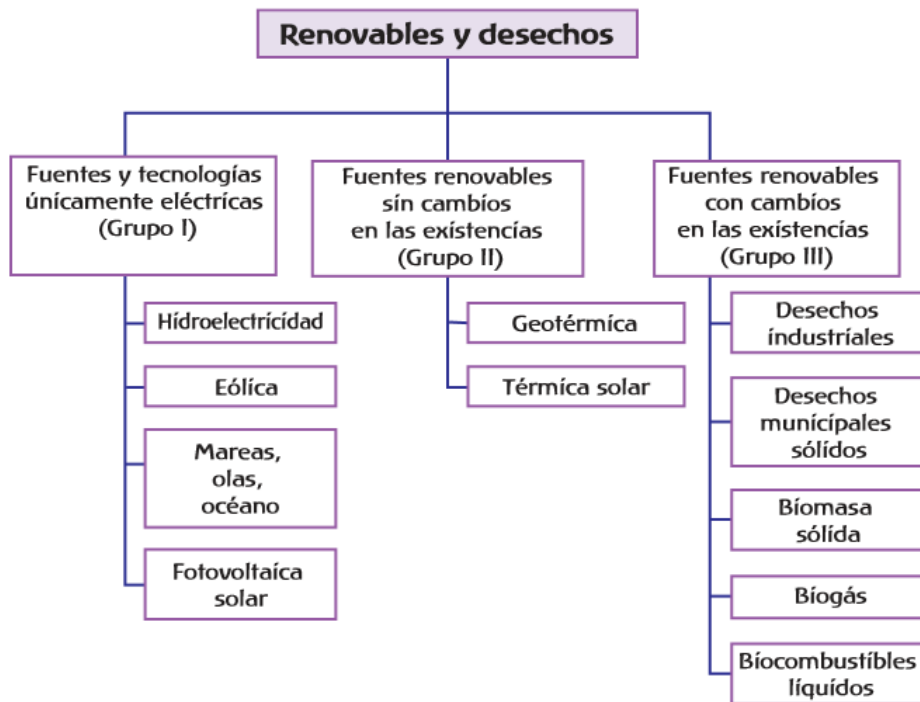


Figura 3-1 Tipos de energías renovables

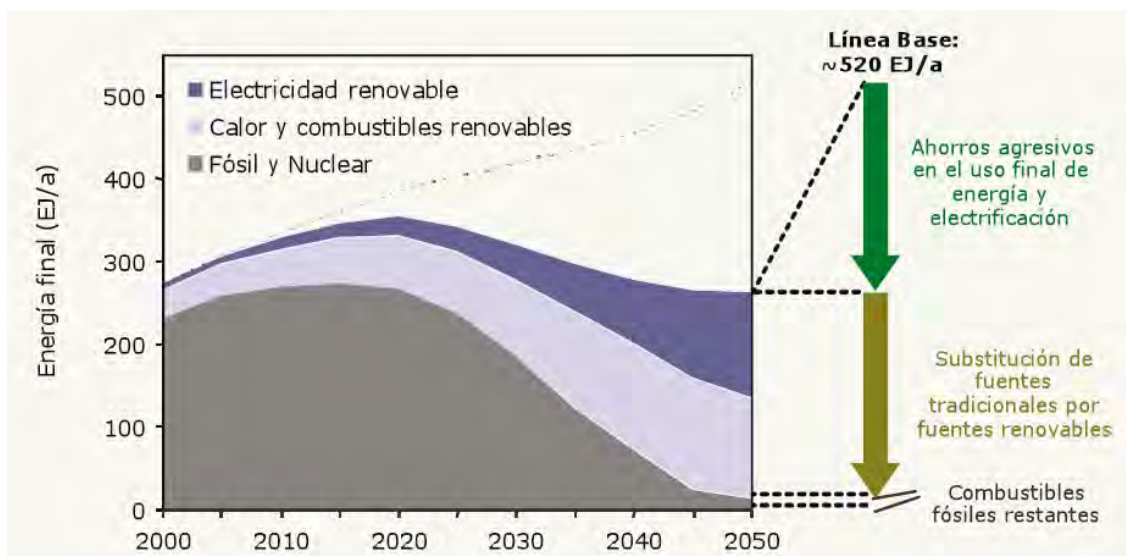


Figura 3-2 Evolución del consumo de energía en el escenario Ecofys [8]

“Bajo el escenario de Ecofys [8], para el año 2050 la demanda de energía será un 15% menor de lo que es hoy en día; aun cuando la población, la producción industrial, los viajes de pasajeros y el transporte de carga vayan en aumento. Las ambiciosas medidas de ahorro de energía nos permitirán hacer más con menos, si se adoptan las siguientes medidas:

- La industria utilizará más materiales reciclados y más eficientes energéticamente.
- Los edificios serán construidos o actualizados para requerir un mínimo de energía para calefacción y refrigeración.
- Habrá medios más eficientes de transporte.”

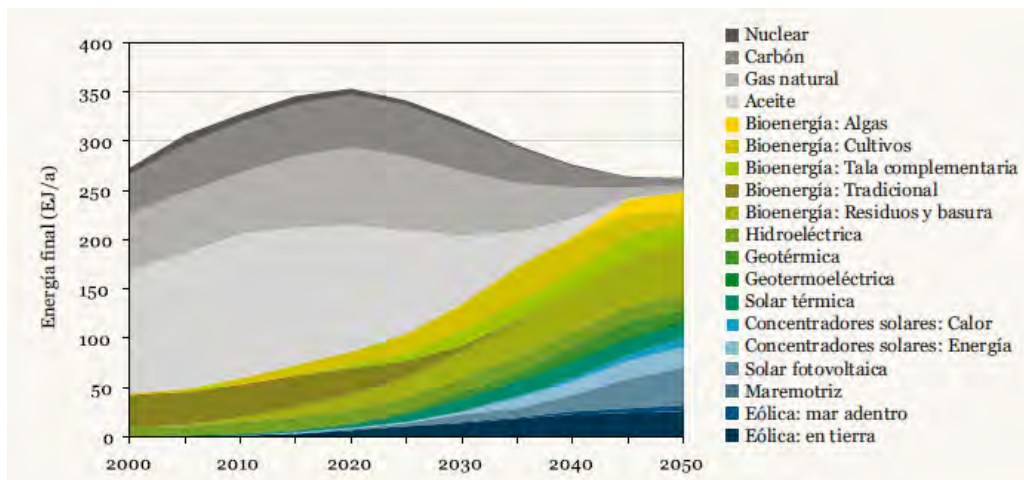


Figura 3-3 Composición consumo mundial de energía. Escenario Ecofys [8]

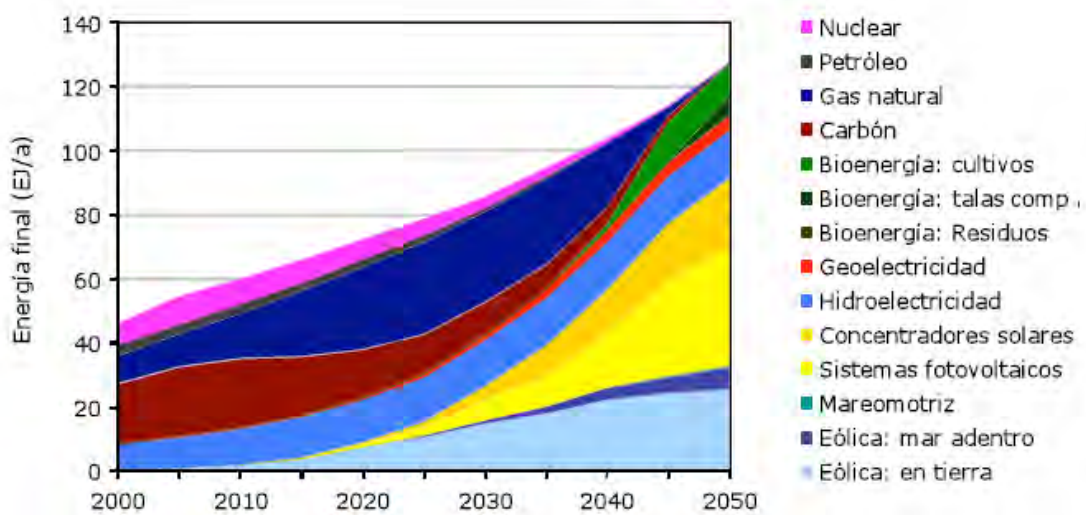


Figura 3-4 Consumo global de electricidad en el escenario Ecofys [8]

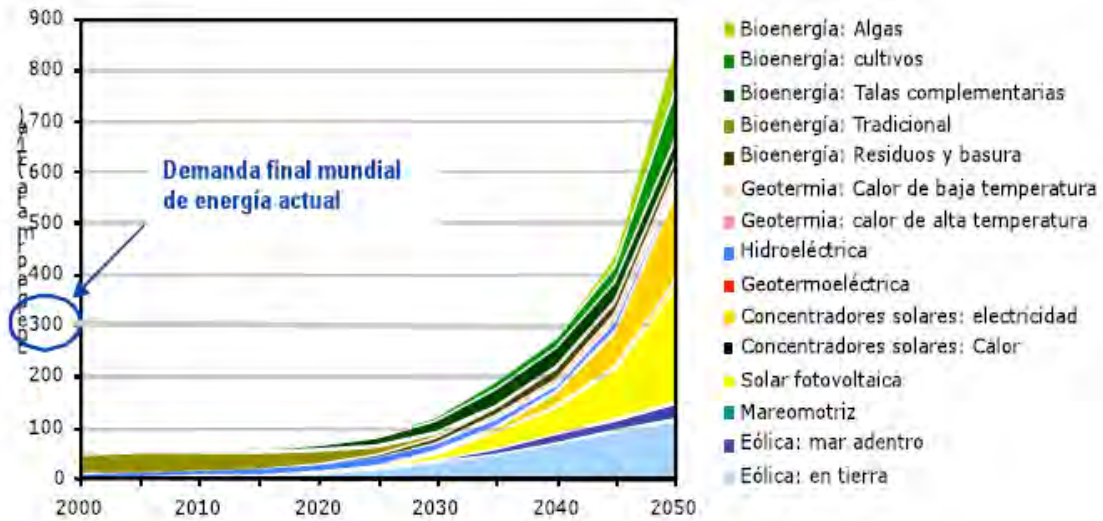


Figura 3-5 Recurso potencial de energía renovable anual [8]

Las restricciones en la red eléctrica explican el por qué las opciones de energía renovable no se utilizan plenamente, a pesar de que el despliegue potencial supera a la demanda. La Figura 3-6 muestra las grandes posibilidades en las fuentes movidas por la demanda para el 2030. La razón por la cual dicho potencial no se utiliza plenamente es porque las redes eléctricas de transporte y distribución necesitan tiempo para adaptarse a los nuevos sistemas de generación que conllevan casi todas las energías eléctricas de origen renovable (discontinuidad, difícil de gestionar).

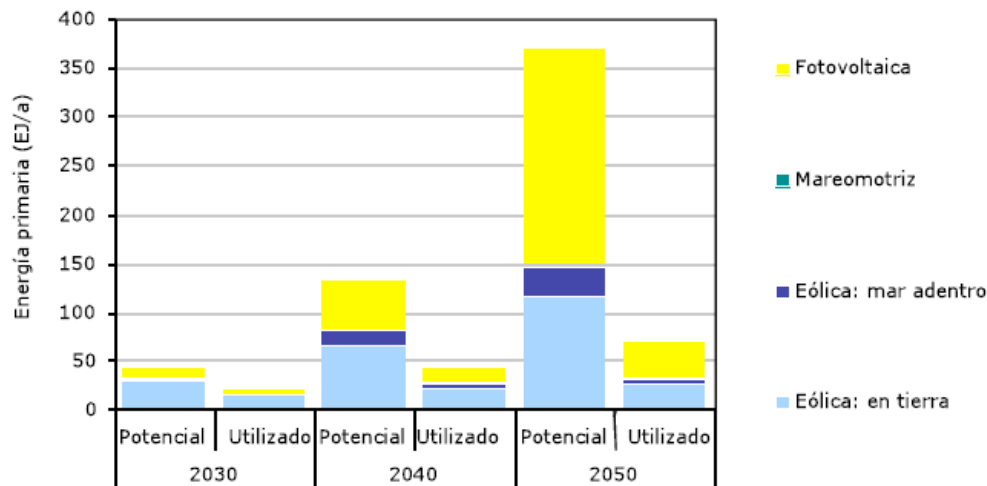


Figura 3-6 Recursos potenciales vs recursos utilizados [8]

Además de la reducción de costes, de equipos y aparatos más eficientes, de avances tecnológicos, las políticas gubernamentales de apoyo seguirán siendo fundamentales para la mayor parte de la capacidad a implementar.

Cerca de 100 expertos gubernamentales, de la industria, del mundo académico, de las instituciones financieras y grupos civiles de todo el mundo se reunieron en la Agencia Internacional de Energía ([www.iea.org](http://www.iea.org)) el 29 de abril de 2016 para asesorar sobre la mejor manera de aprovechar las energías



renovables para luchar contra el cambio climático, mejorar la seguridad energética y reducir la contaminación del aire local.

La IEA organizó el taller de alto nivel en materia de energía renovable para analizar en profundidad la importancia y problemática de la energía renovable en la edición 2016, conclusiones que se publicarán en la principal publicación de la agencia “*World Energy Outlook*” de noviembre 2016. El objetivo perseguido es informar a los responsables políticos sobre los desafíos y oportunidades para el despliegue de las energías renovables para generación de electricidad y otros usos.

## 4. EL SISTEMA ENERGÉTICO

### 4.1. LAS EERR EN EL FUTURO DEL SISTEMA ENERGÉTICO

Ha quedado claro en el anterior apartado que el futuro pasa por una generación de energía descarbonizada, procedente de fuentes renovables y que para lograr esos objetivos se requiere una transformación significativa de los sistemas de transporte, distribución y operación de la energía de hoy en día.

Para ello, debe implementarse una amplia gama de acciones para transformar los sistemas energéticos actuales, secuenciadas en tres periodos (Figura 4-1):

- A corto plazo: Con una penetración de aproximadamente el 10% de la energía procedente de EERR (algunos países ya lo han alcanzado con éxito).
- A medio plazo: Con niveles de penetración del 50% (solo unos pocos países fuertemente desarrollados lo han alcanzado, España llegó al 42,8% en 2014).
- A largo plazo: Para niveles de penetración próximos al 100%.

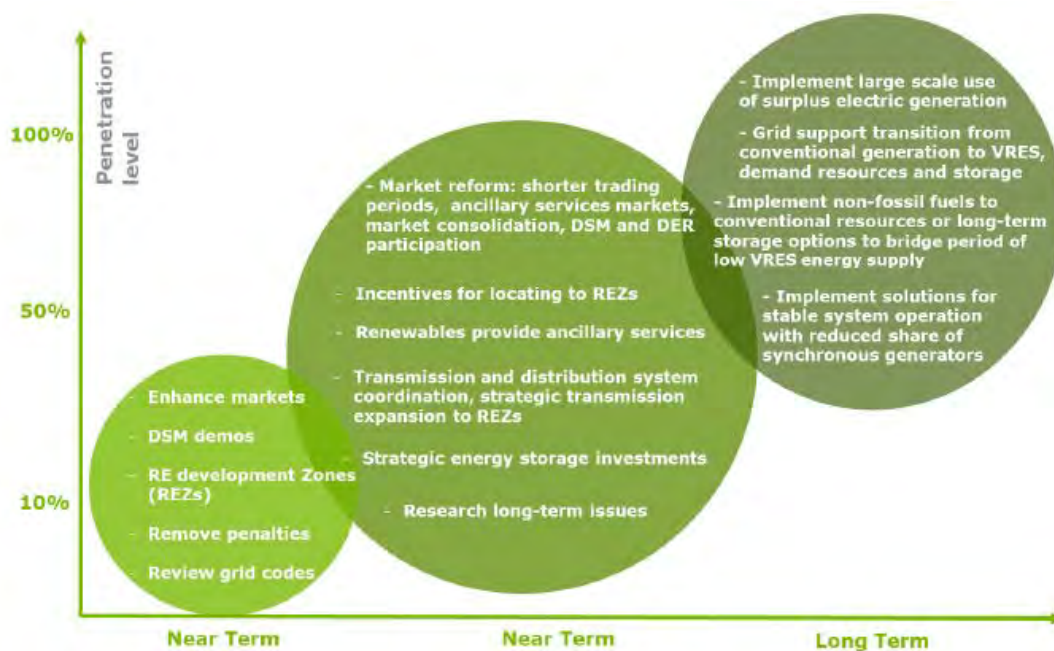


Figura 4-1 Cambios necesarios en el sistema eléctrico para una creciente penetración de las energías renovables [8]

Ecofys [8] estima que las redes eléctricas en los países industrializados podrían tomar entre el 20% y el 30% del total de electricidad de fuentes intermitentes sin modernizarse mayormente. En un cálculo conservador, esto aumentará a un 60% para el año 2050 a través de mejoras en la tecnología y la administración de las redes. El otro 40% provendría de energía hidroeléctrica, biomasa, geotérmica y de concentradores solares con almacenamiento.

Para que este escenario fuera posible, es clave combinar súper-redes con micro-redes inteligentes que permitan a las empresas eléctricas y a los

consumidores obtener información sobre la oferta de energía y el precio instantáneo, para ayudar a administrar la demanda:

- Los hogares, oficinas o fábricas programarán medidores inteligentes para operar determinados aparatos o procesos, automáticamente, cuando las fuentes de alimentación de electricidad sean abundantes.
- Las empresas eléctricas ajustarán el flujo de electricidad a la demanda; por ejemplo, mediante la manipulación del termostato de temperatura de los hogares, para hacer frente a los picos de demanda.
- Los automóviles serán eléctricos y cargarán las baterías cuando la demanda supere a la oferta (recarga eficiente) contribuyendo a aplanar la curva de demanda, lo cual permitirá optimizar las infraestructuras de generación y una mayor integración de las energías renovables. Una recarga ineficiente (durante periodos punta) requeriría un sobredimensionamiento de las infraestructuras de generación y transporte, mayores inversiones e incremento de emisiones de CO<sub>2</sub>
- Otros beneficios del vehículo eléctrico: Ofrecerá servicios de almacenamiento distribuido de energía pudiendo verter de nuevo a la red, en los momentos de máxima demanda, la energía que se ha almacenado durante la noche.
- La electricidad también llegará a quienes no puedan estar conectados a la red, sobre todo en las zonas rurales de los países en desarrollo, mediante la autogeneración de electricidad en su propio hogar o comunidad a través de plantas de generación híbrida, a pequeña escala, de energía solar, microhidráulica, eólica o biomasa.

Llevar la electricidad a los 1.400 millones de personas que no cuentan con electricidad -de 50 a 100 kWh/año-, requerirá 25,000 millones de euros anuales de aquí al 2030 (el 0.05 % del PIB mundial).

Las redes eléctricas que suministran electricidad a nuestro mundo son una de las grandes proezas de la ingeniería del Siglo XX. El trabajo para modernizarlas durante las próximas décadas será una de las grandes hazañas del Siglo XXI.

Para el año 2050, todos los automóviles, camionetas y trenes de todo el mundo deben funcionar con electricidad.

Para lograr este escenario es necesario legislar, invertir e incentivar para estimular a los fabricantes y consumidores a cambiar a los vehículos eléctricos.

Son objetivos a largo plazo, pero la investigación y el desarrollo se necesitan hoy día.

## **4.2. LA INTEGRACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN EL SISTEMA ELÉCTRICO ESPAÑOL**

Uno de los problemas del sistema energético basado en los combustibles fósiles es la dependencia económica que crea en los países no productores de las materias primas requeridas. En cambio, las energías

renovables se consumen generalmente en el lugar dónde se generan, es decir, son fuentes de energía autóctonas que disminuyen la dependencia de suministros externos y contribuyen al equilibrio interterritorial y a la creación de puestos de trabajo en zonas ahora deprimidas.

En este sentido, se calcula que las energías renovables crean cinco veces más puestos de trabajo que las convencionales, que generan muy poca ocupación en relación a su volumen de negocio.

Tenemos que pensar que los impactos medioambientales del modelo vigente tienen un gran coste socioeconómico para el conjunto de la sociedad, que es la que paga las consecuencias económicas de un modelo energético insostenible y la que tiene que sufrir los impactos del deterioro del medio ambiente.

Este tipo de energías a día de hoy son necesarias para el funcionamiento del sistema eléctrico español tal y como puede apreciarse en la gráfica de la curva monótona de carga (Figura 4-2) extraída del informe realizado por Red Eléctrica Española en el año 2014 [1].

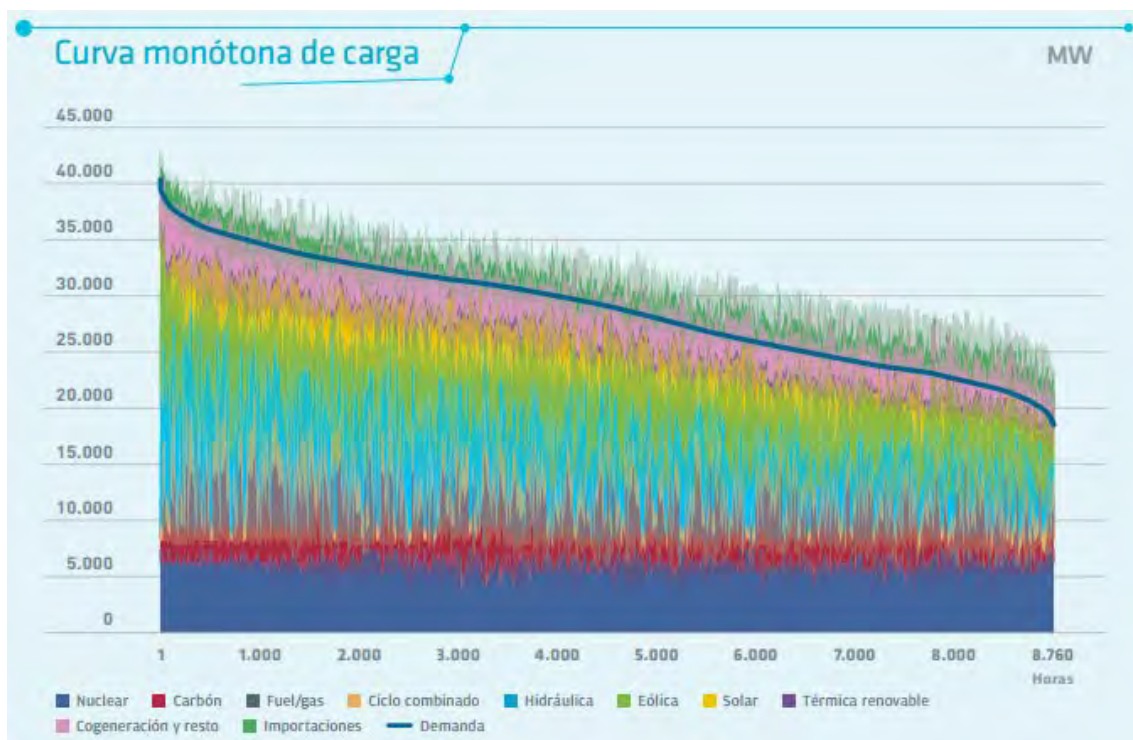


Figura 4-2 Curva monótona de carga 2014 [1]

En la Figura 4-3 y en la Figura 4-4 se puede apreciar la aportación anual al *mix* eléctrico de cada tecnología de generación eléctrica y su evolución de 2010 a 2014, extrayéndose las siguientes conclusiones:

- En 2010 la mayor aportación correspondió a la energía térmica de ciclo combinado con gas natural (11.000 MW de potencia instalada y 5.000 horas de funcionamiento medio). Mientras que con la misma potencia instalada, en 2014 funcionaron una media de 2.000 h, habiéndose constituido esta tecnología en factor clave para regular la intermitencia de las tecnologías renovables menos gestionables (eólica y solar), si bien esta situación, a diferencia de la regulación

por hidroeléctrica sin bombeo, provoca una elevada pérdida de eficiencia.

- En 2014 la mayor aportación correspondió a la energía nuclear, a pesar de haberse reducido su producción en 3.500 GWh por el cierre a finales del 2012 de la “Central Nuclear de Garoña”. Se ha demostrado que dicho cierre no ha provocado alteración alguna en el sistema eléctrico español.



Figura 4-3 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima entre los años 2007 y 2011 [1]

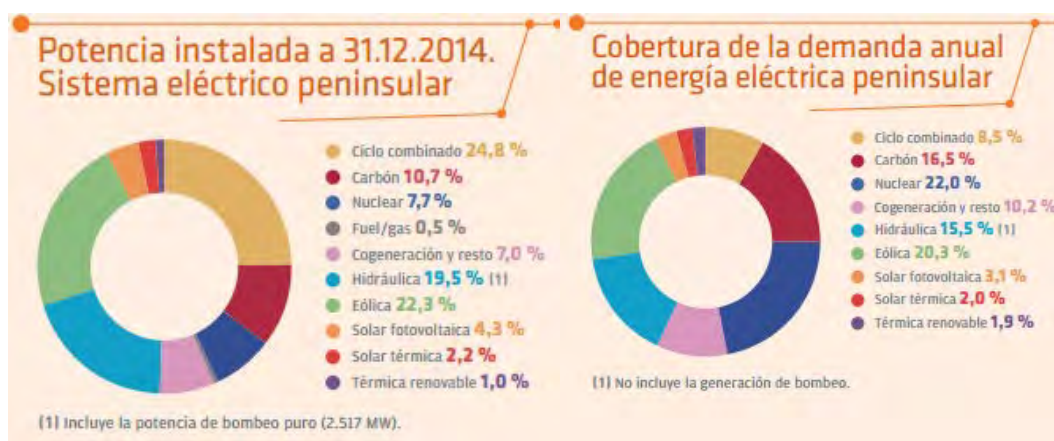


Figura 4-4 Potencia instalada y cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular por tecnología [1]

### Capacidad instalada vs capacidad de generación

La potencia peninsular instalada (Figura 4-4) se ha mantenido prácticamente desde 2012, y al finalizar el año 2014 se situaba en 102.262 MW. La mayor variación la ha registrado el carbón que ha reducido su potencia

en 159 MW como consecuencia del cierre de la “Central Térmica de Escucha”. El resto de tecnologías no han tenido variaciones de potencia o han sido poco significativas

La demanda máxima horaria en 2014 fue de 38.666 MWh, aunque está claro que toda la potencia instalada no puede producir 8.760h/año, los datos anteriores nos arrojan que en el momento de máxima demanda anual existe un sobredimensionamiento de potencia instalada de 63.596 MW (264% sobre la punta de máxima demanda anual).

Analizando los datos suministrados por REE [1] en la Figura 4-4, podemos determinar la relación entre capacidad instalada y su contribución anual a la cobertura de la demanda:

- Los ciclos combinados, con una capacidad instalada del 292% son los peor parados. Esta situación no se debe a su eficiencia sino a que son los más fáciles de gestionar, lo cual les permite parar en momentos de máxima oferta (bien por imperativo del Gestor de la Red o bien porque el precio de casación no hace rentable generar energía).
- Las energías renovables, con un 47% de la capacidad total instalada contribuyen con un 42,8% a la generación, son las más equilibradas. Para conseguir esta elevada cobertura cuenta con la ventaja legislativa de tener prioridad de generación, prioridad solo superada por la energía nuclear.
- La energía del carbón, con tan solo un 10,7% de la capacidad instalada, aporta al Sistema Eléctrico el 16,5%. A pesar de ser la que mayores emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente provoca (Figura 4-5), cuenta con el apoyo del Gobierno por cuestiones estrictamente sociales (empleo en las cuencas tradicionalmente mineras).
- La energía nuclear, con un 7% de capacidad instalada, aporta un 22% a la generación. Esta cuestión no es debida a su alta disponibilidad (8000 h al año, salvo accidentes o reparaciones de importancia) sino a la imposibilidad de ininterrumpibilidad horaria.

#### Emisiones de CO<sub>2</sub> por la generación de energía eléctrica

El *mix* actual de generación de energía eléctrica español, provoca unas emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente de 60 Mt al año, de las que el 70% corresponden a las centrales de carbón, el 15% a las de cogeneración, el 13% a las de ciclos combinado (Figura 4-5).

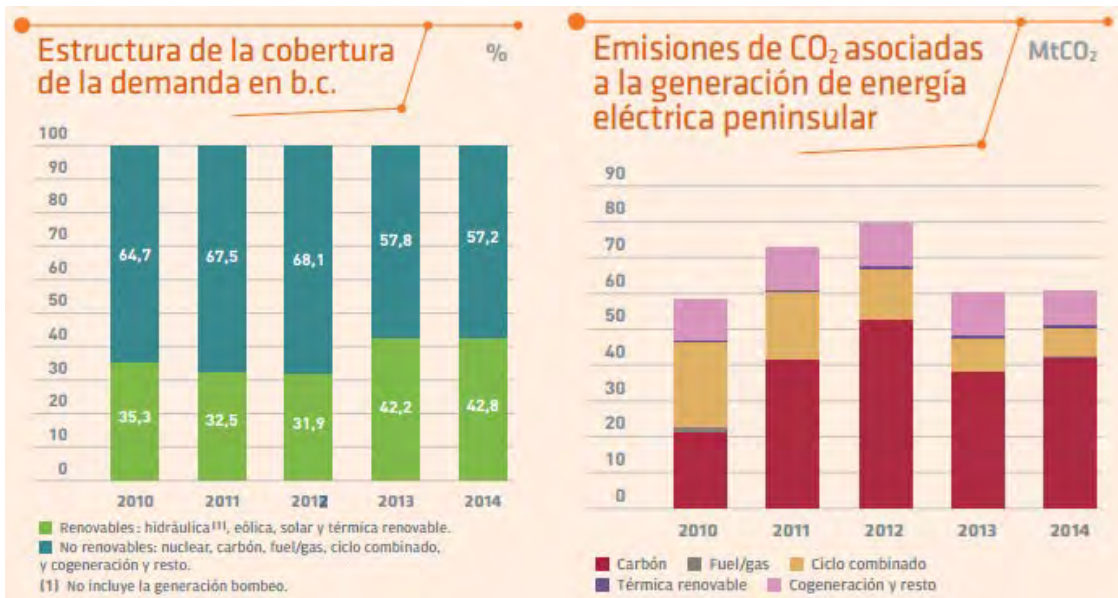


Figura 4-5 Evolución de la cobertura de la demanda y de emisiones CO<sub>2</sub> [1]

Bastaría con sustituir las centrales de carbón por un *mix* de energías renovables, determinado en función de las curvas horarias de generación de cada tecnología, para pasar a un escenario en el que la cobertura de la demanda con energías renovables llegara al 60% y un 85% de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>.

### 4.3. ALGUNOS DATOS COMPARATIVOS CON EL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA UNIÓN EUROPEA

La dependencia exterior de la UE con respecto a los hidrocarburos, como podemos ver en la figura 16, ha ido aumentando debido al descenso en los yacimientos existentes en el viejo continente.

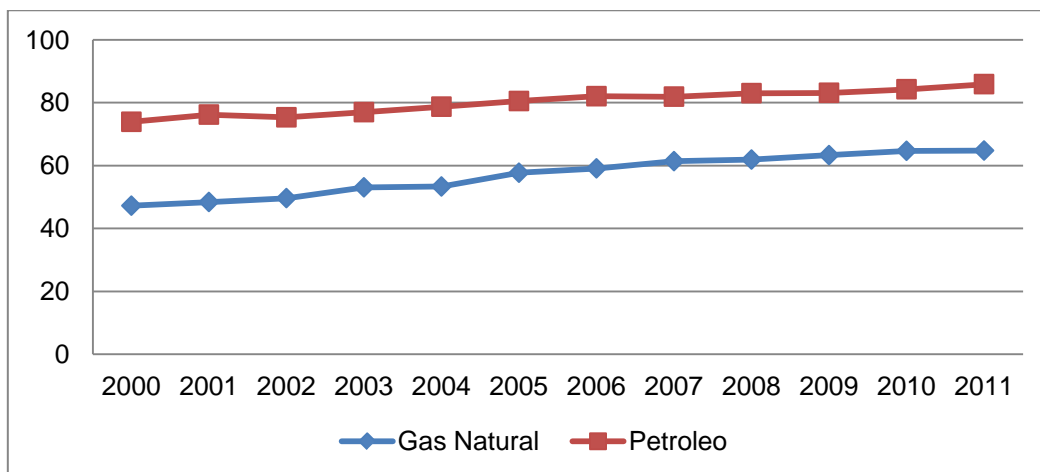


Figura 4-6 Dependencia exterior de gas natural y petróleo en la UE. Elaboración propia a partir de datos extraídos de la base estadística de Eurostat [9]

La penetración de las energías renovables en España, comenzó a estar por encima de la media europea a partir de 2005 y continúa estándolo en la actualidad, si bien existe un pequeño desfase entre los datos de REE (Figura 4-5) y los de Eurostat (Figura 4-7 y 4-8).

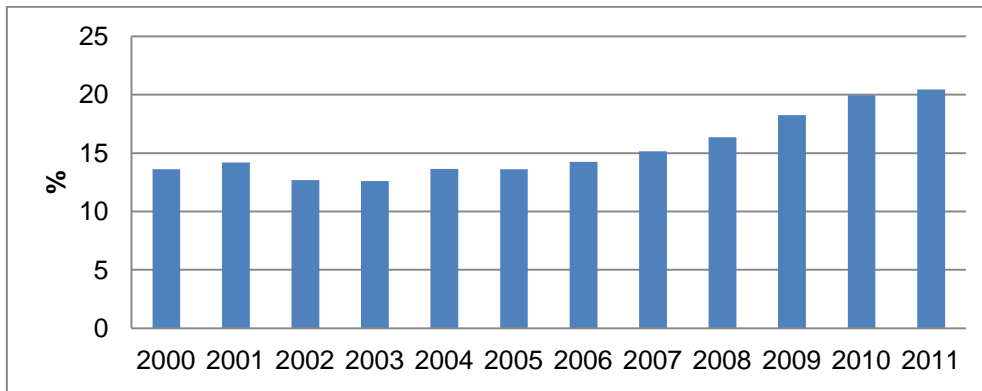


Figura 4-7 Evolución electricidad generada por energías renovables en España. Elaboración propia a partir de datos extraídos de la base estadística de Eurostat [9]

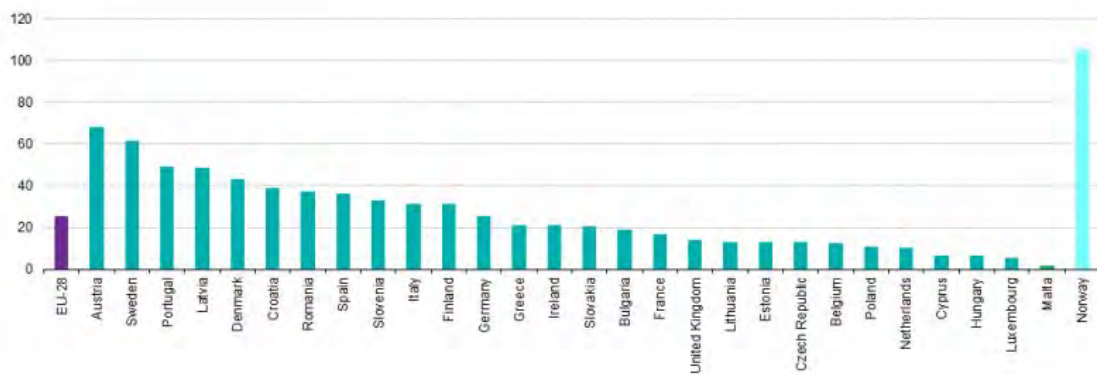


Figura 4-8 Electricidad generada por energías renovables por países [9]

A pesar del liderazgo de la UE en el fomento de la generación de electricidad procedente de Energías Renovables, existen importantes intereses contrapuestos de los países que integran la UE, entre los que destacan la energía nuclear (Figura 4-9), la creación de un mercado eléctrico único y las infraestructuras requeridas para lograr una mayor penetración de las EERR.

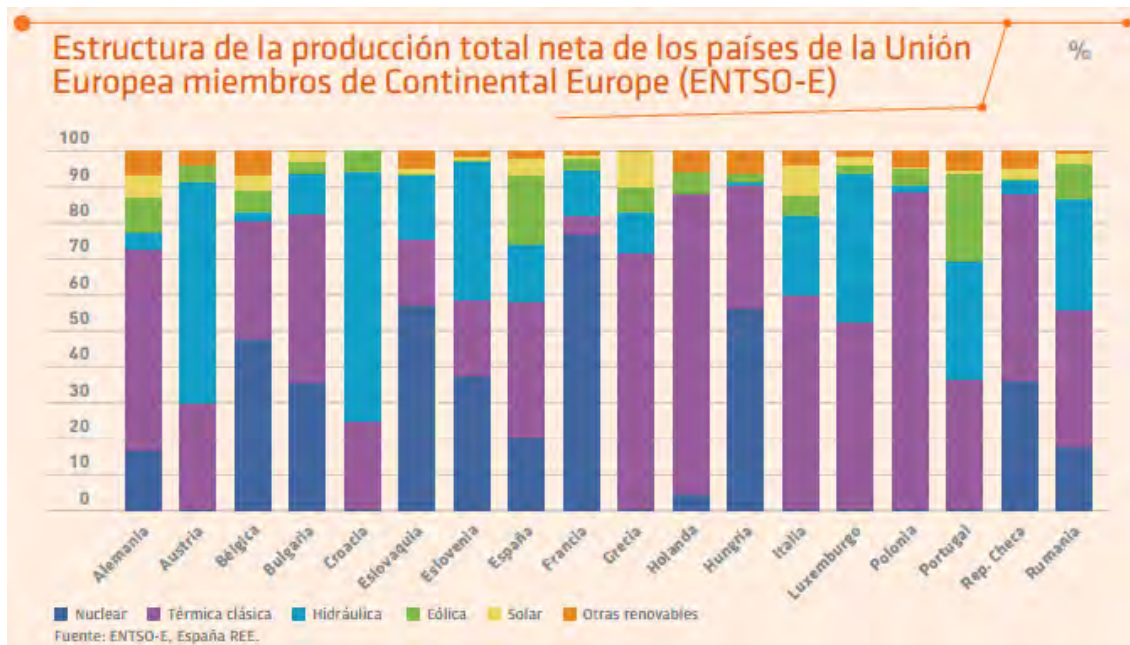


Figura 4-9 Cobertura de la demanda de energía eléctrica en la U.E. 2014 [1]



#### 4.4. ESCENARIO 100% RENOVABLE EN ESPAÑA. HORIZONTE 2050

Se resume en este apartado un análisis técnico de la viabilidad de un sistema de generación eléctrica, en la España peninsular, con la máxima contribución posible de energías renovables; encargado por Greenpeace al Instituto de Investigaciones Tecnológicas de la Universidad Pontificia Comillas [2].

También se incluye la opinión y objetivos que la empresa gestora del Sistema Eléctrico Español (Red Eléctrica SA) tiene sobre los retos que plantea el constante aumento en el *MIX* peninsular de las fuentes renovables en la infraestructura actual y en la operación del Sistema; así como las medidas que permitirían llegar a un techo cercano al 100%.

##### 4.4.1. Red Eléctrica de España y la integración sostenible de las Energías Renovables [1]

Con la puesta en servicio de la nueva interconexión con Francia se aumenta la capacidad de interconexión existente entre ambos países. El refuerzo en las interconexiones puede permitir suavizar las limitaciones requeridas en escenarios de elevado nivel de producción de energía de origen renovable, facilitando la exportación de energía eléctrica hacia otros sistemas eléctricos. No obstante, incluso con la nueva interconexión, la capacidad de interconexión con Francia continúa en niveles muy inferiores a las directrices dadas por la Unión Europea (un nivel de interconexión de, al menos, un 10% de la potencia instalada para 2020).

Por otro lado, la curva de la demanda peninsular varía en función de la época del año, día de la semana, temperatura, etc., aunque su característica más destacable es la diferencia en el consumo en las horas punta y valle. Por ello, las unidades de producción de energía eléctrica gestionables deben funcionar en un régimen más exigente y con una mayor flexibilidad al ser las encargadas principales de seguir la curva de carga a lo largo del día. Esta exigencia se ha visto incrementada aún más en los últimos años por el contingente de energías renovables que se ha instalado en el sistema y su prioridad de funcionamiento respecto al resto de tecnologías.

##### Retos:

- Escasa capacidad eléctrica de interconexión con Europa.
- Cobertura de la demanda.
- Control y supervisión de la generación distribuida.
- Variabilidad de la producción renovable e incertidumbre en la predicción.
- Comportamiento ante perturbaciones.
- Contribución de la generación renovable a los servicios auxiliares del sistema.
- Situaciones de excedentes de generación no integrables en el sistema.

##### Soluciones:

- Desarrollo y refuerzo de las interconexiones internacionales.

- Incremento de la generación flexible y desarrollo de herramientas de gestión de la demanda (almacenamiento y vehículo eléctrico).
- Desarrollo y adaptación del Centro de Control de Renovables (Cecre).
- Desarrollo y mejora de las herramientas de predicción.
- Adaptación tecnológica de los generadores.
- Desarrollo normativo y tecnológico para la provisión de servicios de ajuste.

#### Apuesta por la integración de renovables:

El esfuerzo de Red Eléctrica por la integración de renovables se pone de manifiesto día a día con el eficaz funcionamiento del Centro de control de energías renovables (Cecre), la herramienta tecnológica pionera mediante la cual se afronta el reto de incorporar al sistema eléctrico energías que tienen una gran variabilidad, difícil predictibilidad y menor capacidad de adaptación a la demanda, por su dependencia de las condiciones climáticas. El funcionamiento de este centro de control, referente mundial en la integración de renovables, ofrece una gran capacidad de respuesta para identificar los riesgos y anticipar los comportamientos de estas energías intermitentes y compensar su gran variabilidad, sin comprometer la calidad y seguridad del suministro.

La labor del Cecre ha contribuido a que la producción de energías renovables en el sistema eléctrico peninsular represente más del 40% de la producción anual de energía durante los últimos años, alcanzando en algún caso, valores de cobertura horaria superiores al 80%, con la consiguiente reducción de la dependencia energética exterior”.

Para conocer si el sistema eléctrico es viable con un 100% en energías renovables, debemos comprobar si es posible producir en todo momento la electricidad que se demanda. Por ello, el estudio del escenario deseado, debe comenzar por el estudio de la capacidad de generación temporal de cada tecnología, y a continuación, realizar un detallado análisis de cómo se deberían acoplar con la demanda eléctrica a lo largo del año.

#### 4.4.2. Potencial de las energías renovables en la España peninsular. Horizonte 2050 [2]

El objetivo de este proyecto es averiguar si las renovables son suficientes para cubrir la demanda energética de la sociedad o si, por el contrario, necesitamos desarrollar otras fuentes de energía que cubran las supuestas limitaciones de las renovables. En definitiva, se trata de verificar si es posible encontrar la solución al cambio climático mediante la sustitución completa de los combustibles fósiles por energías renovables, junto a un uso más eficiente de la energía.

El análisis tiene en cuenta los principales condicionantes en cuanto a disponibilidad de recursos, restricciones ambientales, usos del suelo, acoplamiento entre demanda y capacidad de generación y capacidad de transporte de la red eléctrica.

El análisis de cómo varía la generación de cada tecnología, a lo largo del año, incorpora el efecto de la dispersión espacial, es decir el efecto de sumar la

generación de una misma tecnología repartida por todas las zonas del Sistema Eléctrico y compararla con la curva de demanda horaria anual.

En general, cualquier *mix* renovable se caracteriza por la dispersión espacial y la diversidad tecnológica. Además, hay que tener en cuenta que la mayoría de las tecnologías renovables disponen de una gran capacidad de regulación, es decir, pueden ajustar su producción a la demanda en cada momento, y hacerlo de forma más rápida que las tecnologías convencionales, si se trata de reducir la potencia entregada por debajo de la potencia disponible (que depende del Sol, viento, etc.) en cada instante de tiempo.

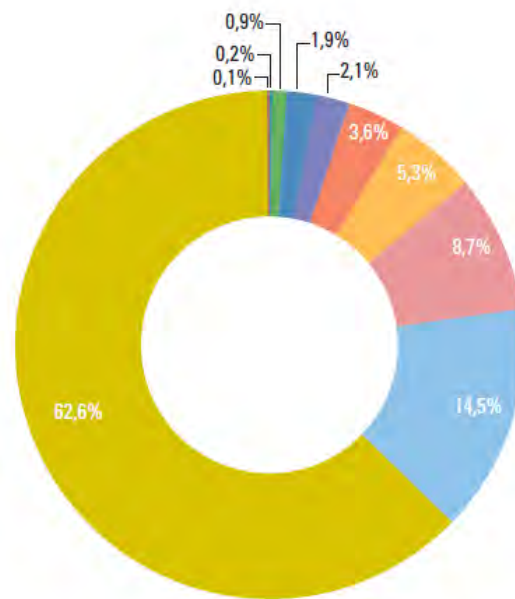
Esta situación, en un sistema de generación en el que no se haga un extenso uso de la gestión de la demanda, obliga a contar con una “potencia rodante” (centrales que no están generando pero que están en disponibilidad de generar en cualquier momento en que se produzca un déficit de potencia) superior a la de los sistemas de generación convencionales, cuya función es mantener la generación de electricidad aun cuando el recurso disponible disminuya.

Hay varias herramientas para conseguir esta potencia rodante en los *mix* 100% renovables: aumentar la potencia instalada, usar la capacidad de almacenamiento y regulación de tecnologías como la hidroeléctrica de embalse (incluyendo bombeo), biomasa, geotérmica y termosolar, o mejor aún la hibridación con biomasa (gasificada) de las centrales termosolares, es decir, centrales que puedan utilizar indistintamente la energía del sol y la biomasa como combustible. En el estudio se adopta un criterio de dimensionamiento del *mix* renovable consistente en exigir que cuente con una potencia rodante de al menos un 15% de exceso, y con una capacidad de regulación de al menos un 25%.

#### Recursos renovables totales disponibles:

Hay que destacar la gran capacidad de generación de las tecnologías renovables en su conjunto, con algunas de ellas alcanzando por sí mismas un techo de generación superior, y en algunos casos muy superior, a las demandas, tanto de electricidad proyectada para 2050 (280 TWh/año) como de energía total (1.525 TWh/año).

Si sumáramos los techos de las diferentes tecnologías obtendríamos un máximo del techo total de generación basado en renovables de 15.798 TWh/año. Las intersecciones a descontar por coincidir emplazamientos serían muy limitadas, por ser compatibles en la mayoría de los casos o por haber impuesto de antemano condiciones muy restrictivas sobre el terreno disponible. Este techo de generación con EERR representa la capacidad de generación (Figura 4-10 y Figura 4-11), equivalente a más de cincuenta y seis veces la demanda peninsular de electricidad para 2050 y superior a diez veces la demanda de energía total.



Techo generación= 15.798 TW.h/a



Figura 4-10 Capacidad de generación de electricidad a partir de EERR [2]

	Techo Potencia GWp	Techo Generación TW.h/año	Demanda eléctrica (%)	Demanda energía total (%)
<b>Solar</b>	4.266	12.684	4.530	832
Solar Termoeléctrica	2.739	9.897	3.535	649
Solar Fotovoltaica con seguimiento	708	1.382	494	91
Chimenea Solar	324	836	299	55
Fotovoltaica integrada	495	569	203	37
<b>Eólica</b>	1.080	2.619	935	172
Eólica terrestre*	915	2.285	816	150
Eólica marina	165	334	119	22
<b>Olas</b>	84	296	106	19
<b>Biomasa</b>	19	142	51	9
Biomasa residual y biogás	7	51	18	3
Cultivos energéticos	5	35	13	2
Cultivos forestales de rotación rápida*	5	38	14	3
Monte bajo*	2	17	6	1
<b>Hidráulica</b>	19	38	14	3
Hidroeléctrica (P> 10 MW)	17	31	11	2
Minihidráulica (P< 10 MW)	2	7	3	0,5
<b>Geotérmica roca seca caliente</b>	3	20	7	1
<b>Total renovables</b>	<b>5.471</b>	<b>15.798</b>	<b>5.642</b>	<b>1.036</b>

\* Se presentan los techos de generación máximos

Figura 4-11 Capacidad de generación de electricidad de cada fuente renovable [2]

Los recursos renovables más abundantes son los asociados a las tecnologías solares. Es de destacar el gran potencial de la solar termoeléctrica, que podría satisfacer más de treinta y cinco veces la demanda eléctrica proyectada para 2050. Otras tecnologías solares también podrían generar varias veces la demanda de electricidad para 2050: solar fotovoltaica con

seguimiento (cinco veces), chimenea solar (tres veces) y **fotovoltaica integrada en edificios (dos veces)**. Con eólica se podría satisfacer (dos veces).

Comparando estas proyecciones con el Plan de Energías Renovables 2005-2010, los techos de potencia y generación obtenidos en este proyecto están muy distantes (Figura 4-12).

	Potencia (MW) Objetivo para el 2010 del PER	Techo de Potencia (MW) Escenario 2050
Solar Termoelectrica	500	2.738.800
Solar Fotovoltaica	400	1.202.900
Eólica	20.155	1.079.900
Chimenea solar	0	324.300
Olas	0	84.400
Biomasa total (incluye biogás)	2.274	19.400
Hidráulica	18.977	18.800
Geotérmica roca seca caliente	0	2.500
R.S.U.	189	0*
<b>Total</b>	<b>42.495</b>	<b>5.471.000</b>

\*Greenpeace no considera renovable la incineración de RSU

Figura 4-12 Comparación de los techos de potencia [2] y [10]

### Cobertura de la demanda eléctrica. Propuesta de *mix* de generación

Con una capacidad de generación renovable tan elevada, existen infinitas opciones para configurar un *mix* de generación 100% renovable con capacidad para abastecer la demanda. Este análisis tiene en cuenta el acoplamiento temporal entre demanda y generación, así como la capacidad de transporte de la red eléctrica, para poder llegar a un escenario 100% renovable en 2050.

Con la filosofía de diversificación tecnológica, la Figura 4-13 muestra un posible *mix* tecnológico con capacidad de generación del 178% (180 GW) de la demanda eléctrica proyectada (sobredimensionado necesario si se utilizara como sistema de distribución de la electricidad la actual red eléctrica), una capacidad de generación de 500 TWh/año y una ocupación del 5,3% de la superficie peninsular. En esta estimación, más del 50% de la capacidad de generación correspondería a las tecnologías solares.

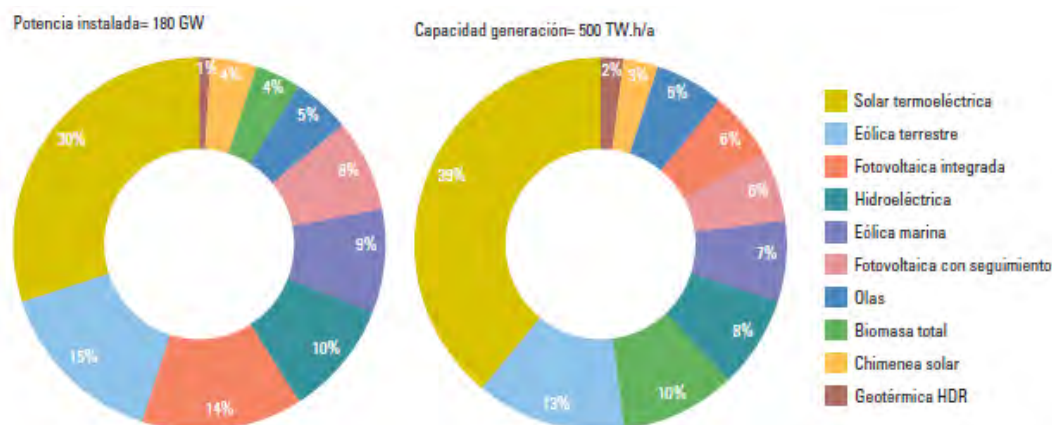


Figura 4-13 Mix tecnológico eléctrico con capacidad de generación del 178% [2]

El estudio se basa en un crecimiento de un 1% de la demanda anualmente, en línea con las previsiones habituales de la Agencia Internacional de la Energía para países desarrollados; además considera que la incorporación del coche eléctrico de manera masiva, conllevará un aumento de la demanda eléctrica cercana al 20% (unos 2,7 TWh de energía eléctrica anual por cada millón de vehículos) (Figura 4-14). Gran parte del porcentaje de esta demanda se abastecería en las horas valle, de manera que se compensen los picos de producción y se tenga un sistema lo más homogeneizado posible.

De todas formas, debido a su alta diversidad, en caso de ser necesaria una mayor productividad, el sistema sería fácilmente escalable.

El indicador principal empleado para valorar los costes, es el “coste normalizado de la electricidad” (LEC: *Levelized Electricity Cost*) factor que agrupa el efecto de los costes de inversión y de los de operación a lo largo del ciclo de vida de cada tecnología.

Para el ejemplo descrito, según los estudios de Greenpeace, el LEC (también se conoce como LCOE), estaría entre 4,51 c€/kWh, y 6,02 c€/kWh (la cifra se aproximará más a esta última cifra si se incluye la inversión hidroeléctrica de bombeo necesaria), mientras que si siguiéramos con tecnologías convencionales, teniendo en cuenta la poca apuesta de futuro que presentan las nucleares y que la principal tecnología a desarrollar sería el ciclo combinado, el LEC sería de unos 15 c€/kWh.

Diversos estudios de índole similar, apoyándose en las centrales de bombeo como recurso de acumulación, ven viable un sistema futuro 100% renovable. En la Figura 4-14, extraída del estudio “*Renewable and Sustainable Energy Reviews*” ([11], [12]) podemos apreciar cómo las centrales de bombeo son el elemento principal del futuro Sistema Eléctrico; en el que PV es fotovoltaica, ST Termosolar, W Eólica, HE Hidroeléctrica, B Biomasa, GT Geotérmica y EES Almacenamiento eléctrico.

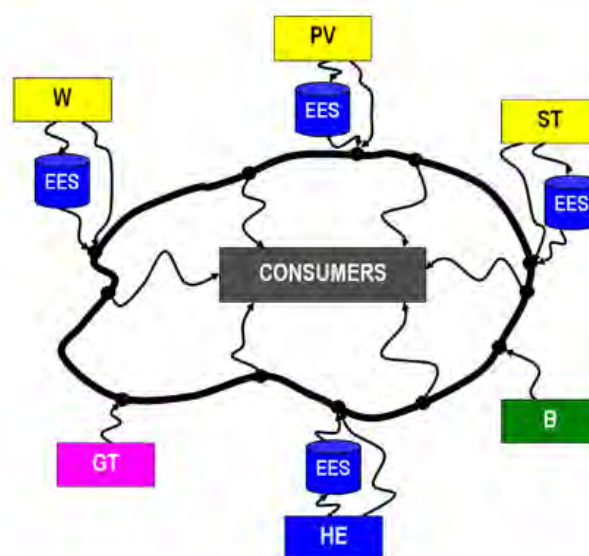


Figura 4-14 Red de un Sistema Eléctrico 100% renovable [11]

En esta hipótesis, todas las tecnologías sin posibilidad de regulación, verterían su producción primeramente a las centrales de bombeo (acumulación), y éstas serían las encargadas de regular su producción en función de la demanda, de esta forma aunque perderíamos en rendimiento, ganaríamos en factor de regulación que es justo el mayor déficit de las renovables.

En [12] se propone el cambio de la biomasa y la geotermia de potencia base (uso actual) a un uso con un amplio rango de gestionabilidad, junto con la hidráulica de bombeo, capaz de ejercer de mecanismos de acumulación.

En lo que a costes se refiere, considera asumible el grado de inversión requerida, ya que aunque como todos los estudios, deja claro que el valor de los distintos factores de análisis, dependen del grado de acierto en las previsiones de los costes de inversión, operación, mantenimiento, también nos arrojan que en las previsiones de costes para el 2050, en un sistema 100% renovable, es parejo con respecto a un sistema tradicional, Esta estimación presupone la bajada en el precio de las tecnologías renovables, así como al aumento del precio de los combustibles fósiles (Figura 4-15).

Tecnología	Mix actual			100% Renewable					
	Prod GWh	LCOE €/MWh	Coste Mill. €	Propuesta 1 Alm. Rev. = 9 GW			Propuesta 2 Alm. Rev. = 6,1 GW		
				Prod GWh	LCOE €/MWh	Coste Mill. €	Prod GWh	LCOE €/MWh	Coste Mill. €
Eólica terrestre	41.661	63	2.625	118.899	64	7.610	102.773	64	6.578
Eólica marina	0	108	0	13.957	108	1.507	14.190	108	1.532
Fotovoltaica con seguidor	7.569	56	424	18.363	70	1.285	16.887	66	1.115
Fotovoltaica en edificación	0	49	0	18.363	60	1.102	16.887	56	946
Cilindro parabólico	2.029	129	262	2.029	161	327	2.029	151	306
Torre con almacenamiento	0	95	0	7.153	95	679	6.415	95	609
Residuos urbanos	1.200	60	72	0	NA	0	0	NA	0
Biomasa (paja, poda, monte)	2.168	93	202	18.407	109	2.006	25.636	109	2.794
Biomasa (cultivos energéticos)	2.168	123	267	4.602	139	640	6.409	139	891
Geotérmica Binaria	0	34	0	18.407	45	825	26.636	45	1.154
Geotermia EGS	0	90	0	4.602	121	557	6.409	121	775
Gran hidráulica	25.703	60	1.542	21.304	85	1.811	20.959	86	1.802
Bombeo puro	1.947	93	181	7.649	112	857	3.969	131	520
Minihidráulica	5.155	51	263	7.748	53	411	8.163	53	433
Nuclear	57.670	88	5.075	0	NA	0	0	NA	0
Ciclo combinado	50.619	72	3.645	0	NA	0	0	NA	0
Central de carbón	32.990	60	1.979	0	NA	0	0	NA	0
Cogeneración	30.403	72	2.189	0	NA	0	0	NA	0
Consumos en generación	-7.186								
Consumo en bombeo	-3.245			-10.631			-5.511		
<b>Total</b>	<b>250.851</b>		<b>18.725</b>	<b>250.851</b>	<b>1.222</b>	<b>19.620</b>	<b>250.851</b>		<b>19.455</b>

Figura 4-15 Análisis de costes en el año 2050, para el mix actual y dos propuestas 100% renovables [12]

## 5. POTENCIAL DE ENERGÍA FOTOVOLTAICA

### 5.1. POTENCIAL MUNDIAL

El Sol proporciona efectivamente un suministro ilimitado de energía que podemos utilizar para generar electricidad y calor. En el 2010, la tecnología de energía solar contribuyó con sólo 0,02% del suministro mundial de energía, pero esta proporción está creciendo rápidamente. En el escenario de Ecofys 2050 [8], la energía solar suministrará alrededor de la mitad de la electricidad; o puede lograr con un crecimiento anual mucho menor al que actualmente tiene. El potencial estimado para la energía fotovoltaica incluye instalaciones integradas en los edificios y en grandes áreas.

Las células fotovoltaicas, que convierten la luz solar directamente en electricidad, pueden ser integradas en dispositivos (las calculadoras solares han estado presentes desde la década de 1970) o en edificios. Los concentradores de energía solar (solar termoeléctrica) utilizan espejos o lentes para enfocar los rayos del sol en una pequeña área donde el calor se concentra, por ejemplo, para calentar agua que puede utilizarse para generar electricidad mediante una turbina de vapor. El mismo principio puede utilizarse a pequeña escala para cocinar alimentos o hervir agua. La radiación directa del sol puede utilizarse también para generar electricidad a la par que aumenta la inercia térmica del edificio disminuyendo su consumo energético.

La energía solar puede generar electricidad en las zonas rurales, en las islas, y en lugares remotos no conectados a la red eléctrica. Una desventaja obvia de la energía solar es que su suministro es intermitente. Las células fotovoltaicas no funcionan en la oscuridad, aunque la mayoría de electricidad se consume en horas de luz del día cuando la luz solar es intensa, y son poco eficientes en días nublados.

Los sistemas de concentración solar pueden almacenar energía. La variabilidad también puede abordarse al combinar electricidad solar con otras fuentes de electricidad renovable.

El Escenario Energético incluye tres tipos diferentes de fuentes de energía solar:

- Sistemas solares fotovoltaicos para la generación de electricidad.
- Sistemas de concentración solar (termoeléctrica).
- Sistemas de concentración solar para obtener calor a altas temperaturas en la industria (como sustituto de la electricidad que requieren determinados procesos intensivos en consumo energético).

El potencial adoptado para las primeras tres fuentes se muestra en la Figura 5-1.



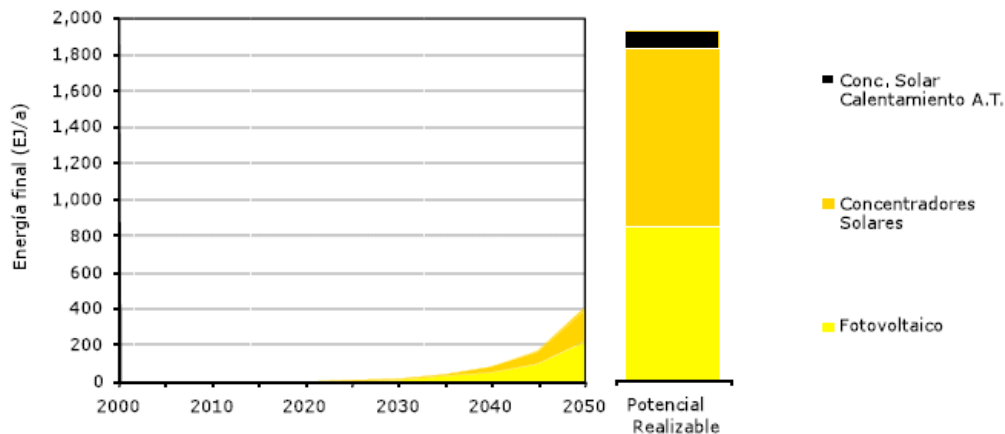


Figura 5-1 Evolución estimada de los sistemas solares de generación de electricidad [8]

Dado el origen del encargo del estudio [2], se podría pensar que estas estimaciones fueron excesivamente optimistas; veamos qué evolución de costes estimaron a partir de datos reales de 2004 (pag. 177 [2]): “Si bien los costes actuales son muy elevados, también es cierto que la tecnología fotovoltaica ha experimentado una elevada tasa de reducción de costes en los últimos años, pasando de 200.000 \$/Wp en sus inicios de aplicaciones espaciales (1959) hasta costes de módulo de 3,5 \$/Wp en 2003. De hecho, las perspectivas son que, gracias a sus elevadas tasas de crecimiento y de aprendizaje, la tecnología fotovoltaica consiga reducir muy significativamente sus costes, colocándose en un coste total instalado en torno a 1 €/Wp alguna década antes del año del escenario considerado en este proyecto (2050)”. Tal como se demuestra en [13], este precio ya era inferior en 2015 (el factor económico se describe con detalle en el capítulo II.8).

La energía fotovoltaica permite una generación muy cercana a los puntos de consumo, reduciendo las pérdidas y costes por distribución y transporte, reforzando las líneas eléctricas y reduciendo la carga punta.

Este último aspecto es especialmente relevante en España dado el predominio que tienen los picos de consumo eléctrico en temporadas de refrigeración.

El emplazamiento distribuido de la fotovoltaica y su máxima productividad en los periodos de mayor carga refrigerante, permite reducir el sobredimensionado de las líneas eléctricas y de la capacidad de generación punta para cubrir estos picos de demanda.

Gran flexibilidad en la implementación de la potencia, por su gran modularidad y por sus cortos plazos de implementación.

En las aplicaciones urbanas tiene la ventaja de no competir en disponibilidad de terreno con otras tecnologías renovables de generación eléctrica. Si bien en la actualidad puede competir en disponibilidad de espacio con las aplicaciones de solar térmica de baja temperatura en el contexto urbano, en un futuro esta competencia puede desaparecer por la implementación de colectores solares híbridos (térmico-fotovoltaico).

*Es la única tecnología de generación eléctrica renovable que permite una integración arquitectónica dentro de los cascos urbanos y en los propios*

*edificios, con una múltiple funcionalidad de los módulos (elementos de la envolvente, protecciones solares, etc.), aprovechando por tanto una superficie apta para generación en la que no entra en conflicto con otras tecnologías de generación eléctrica. Apoyándose en la fotovoltaica, los edificios pueden pasar de ser consumidores netos de energía a ser productores netos de energía a lo largo de su ciclo de vida (sostenibilidad energética en la edificación).*

Constituye una solución tecnológica óptima en regiones con una elevada densidad de población gracias a sus características (modular, silenciosa, sin partes móviles, bajo mantenimiento, no emisiones, integración en edificios, etc.).

Al poder aprovechar la radiación difusa, la tecnología fotovoltaica puede emplearse en toda la geografía nacional, y en prácticamente cualquier emplazamiento del planeta: si bien –como demostramos en esta tesis- la optimización del rendimiento de estas instalaciones dependerá de una adecuada ubicación y orientación respecto al Sol y teniendo en consideración las sombras producidas por los edificios contiguos.

Para los objetivos de esta tesis, de los dos sistemas predominantes de generación fotovoltaica: la integrada en la edificación destinada al autoconsumo y la producida en grandes instalaciones conectadas a la Sistema de transporte y de distribución eléctrica (con o sin seguimiento), solo nos interesa la primera, conocida por las siglas en inglés BAPV (Aplicaciones fotovoltaicas en la edificación) y BIPV (Integración fotovoltaica en la edificación).

Respecto a la orientación de los módulos fotovoltaicos, en los edificios del hemisferio norte, se admiten -como potencialmente rentables- instalaciones en cubierta con una inclinación cercana a la óptima (dependiente de la latitud) y mirando al sur (en el hemisferio sur, mirando al norte), instalaciones en fachadas verticales mirando al sur y mirando a SE/SO e incluso a E/O.

## **5.2. ENERGÍA FOTOVOLTAICA INTEGRADA EN EDIFICIOS EN LA ESPAÑA PENINSULAR [2]**

Se presenta un análisis de las posibilidades de la fotovoltaica integrada en los edificios en el horizonte 2050, bajo las siguientes hipótesis:

- Eficiencias y rendimientos de 2005 si bien es de esperar grandes mejoras para 2050 (ver capítulo II.3 y II.4):
- Pérdidas por disponibilidad del 5%.
- Pérdidas por instalación y por otros factores del 3%.
- Irradiación sobre plano horizontal los valores de años meteorológicos tipo.
- El modelo de Klein-Theilaker [14] para evaluar la radiación total sobre superficie inclinada.

La Figura 5-2 muestra, para una superficie orientada al sur en Madrid ( $\gamma=0^\circ$ ) y en función del ángulo de elevación de la misma ( $\beta$ ), el factor de capacidad (CF), el coste de la electricidad (LEC), la tasa interna de retorno (TIR) bajo el esquema de retribución a la fotovoltaica dentro del régimen de

generación especial (RD 661/2007) y los costes de eliminación de CO<sub>2</sub>. Se ha tomado como coste de 2.005 (7 €/Wp). (En el apartado III.8 se formulan las estimaciones económicas de esta tesis).

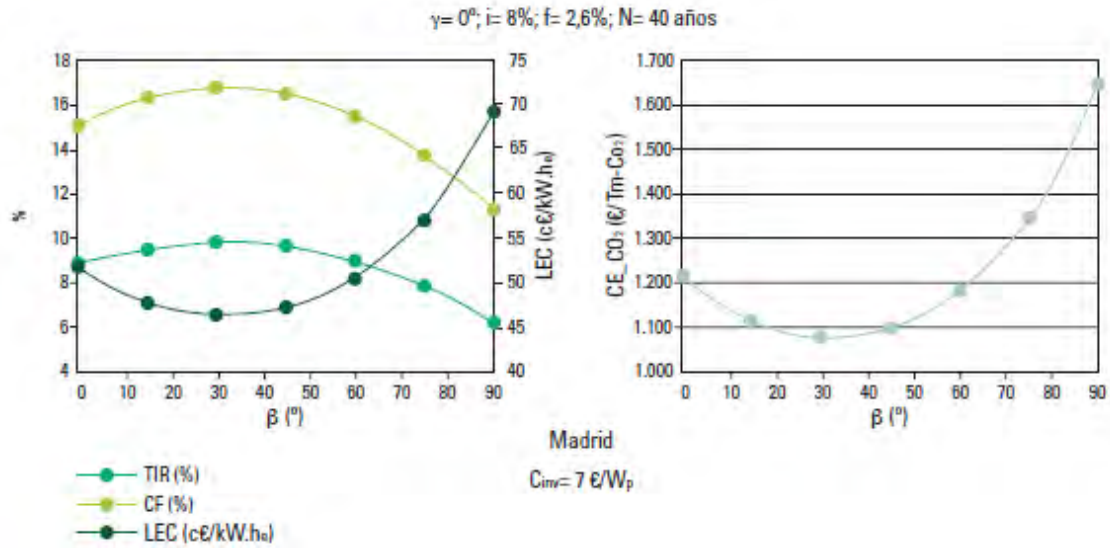


Figura 5-2 Rentabilidad de una instalación PV orientada al Sur en función de su inclinación, a precios de 2.005 [2]

Como puede observarse, el ángulo óptimo de elevación de una superficie orientada al sur en Madrid está en torno a 30°, valor que adopta como representativo de la media de los módulos fotovoltaicos integrados en cubierta en toda la geografía peninsular para estimar el recurso solar.

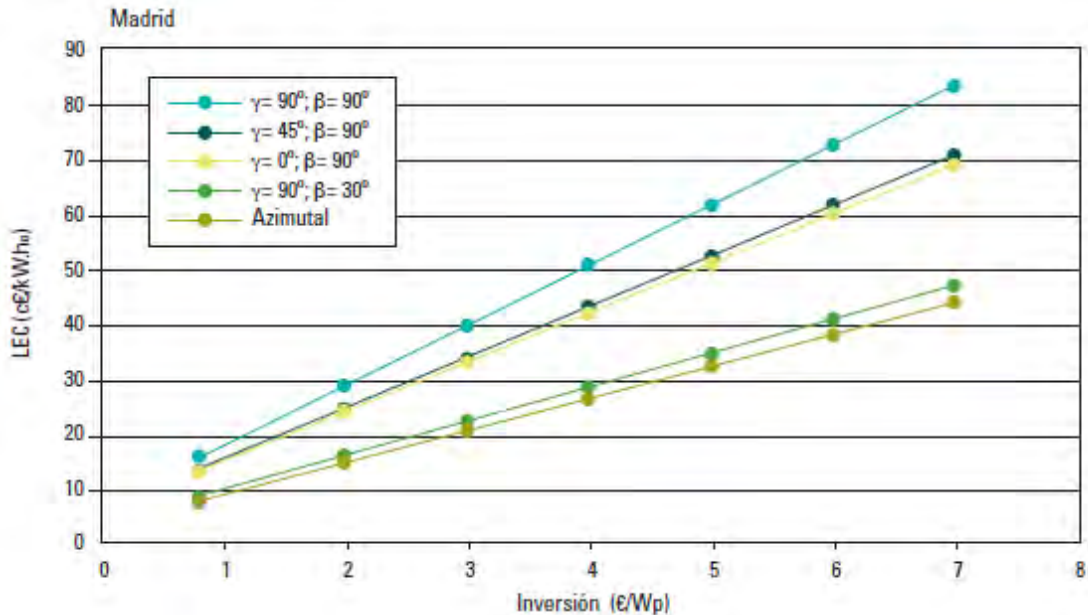


Figura 5-3 Rentabilidad de una instalación PV con diferentes orientaciones y elevaciones [2]

En la Figura 5-3 se comparan la intensidad de la inversión energética en función de la orientación y de la elevación del panel. La más favorable corresponde al seguimiento con eje azimutal, si bien los módulos fotovoltaicos integrados en cubierta con orientación y elevación óptimas ( $\gamma = 0^\circ, \beta = 30^\circ$ ) se

aproximan mucho al seguimiento (menor generación energética, pero menor coste).

Al pasar de la orientación óptima en cubierta a la integración en distintas fachadas, podemos ver cómo las actuaciones técnico-económicas empeoran significativamente. La integración en una fachada desviada 45° respecto al sur tiene un impacto relativamente pequeño. La integración en fachadas Este u Oeste supone una pérdida significativa.

*Sin embargo, las sombras sobre las superficies captadoras en un ambiente urbano hace imposible generalizar los valores obtenidos, como se demuestra en esta investigación (capítulos IV y V).*

Para determinar la superficie disponible en cubierta, de potencia instalada y generación, [2] emplea la información del INE y del Ministerio de Fomento de 2001 (limitada a edificios residenciales), en base a la cual realiza una estimación de edificios residenciales y no residenciales proyectada a 2003 (Figura 5-4).

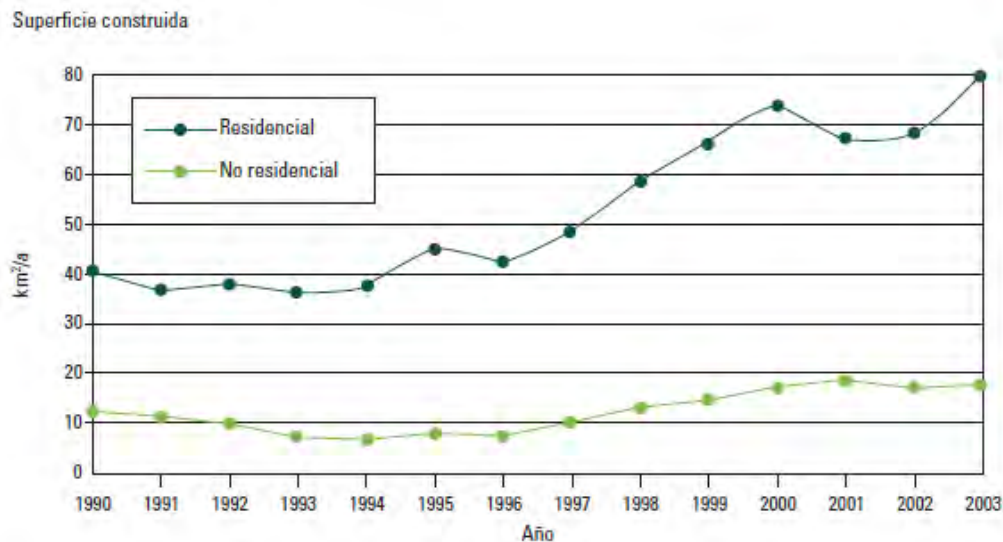


Figura 5-4 Evolución de la superficie edificada. Elaborada por [2] a partir de [15]

La Figura 5-5 muestra las tasas de crecimiento en la superficie de cubierta y de fachada, para edificios residenciales y no residenciales (estimando que, de media, cada edificio tiene 4 fachadas iguales y una sola con aprovechamiento fotovoltaico). *En los edificios residenciales durante los últimos años la superficie de fachada ha superado a la de cubierta, reflejo del incremento de la altura media de los edificios residenciales. De ahí la importancia de considerar la integración arquitectónica también en fachadas. Por el contrario, en los edificios no residenciales, la menor altura hace que la superficie de cubierta sea mayor que la de fachadas (que a pesar de todo sigue siendo significativa, sobre todo al tener en cuenta que puede llegar a integrarse en 3 fachadas).*

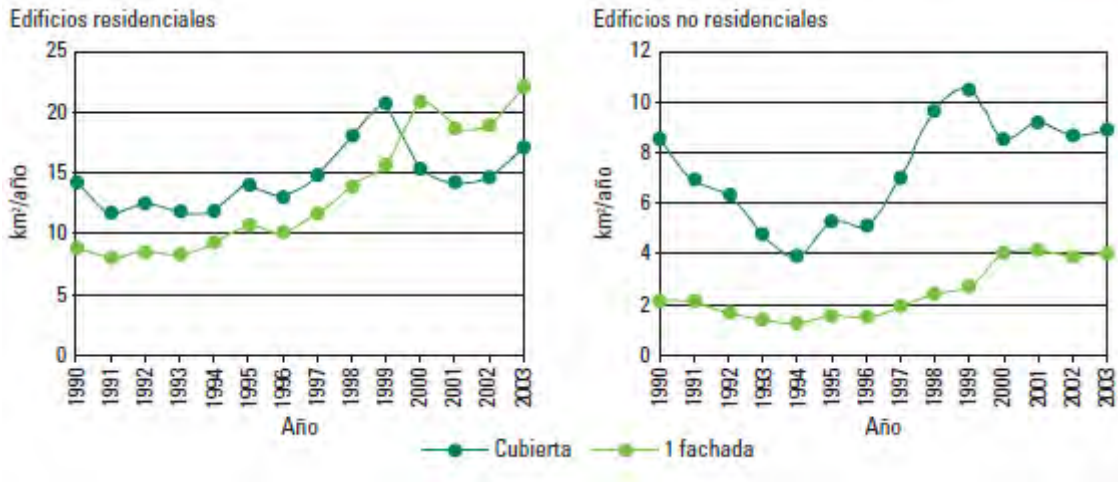


Figura 5-5 Evolución de la superficie de cubierta y fachada. Elaborada por [2] a partir de [15]

Aplicando estas tasas de crecimiento llegamos a la distribución por CC.AA. de superficies de tejado y una fachada del total de edificios (residencial y no residencial) para el año 2050 y que se plasma en la Figura 5-6. El total peninsular acumulado es de 1.799 km<sup>2</sup> de cubierta y 1.430 km<sup>2</sup> de una fachada.

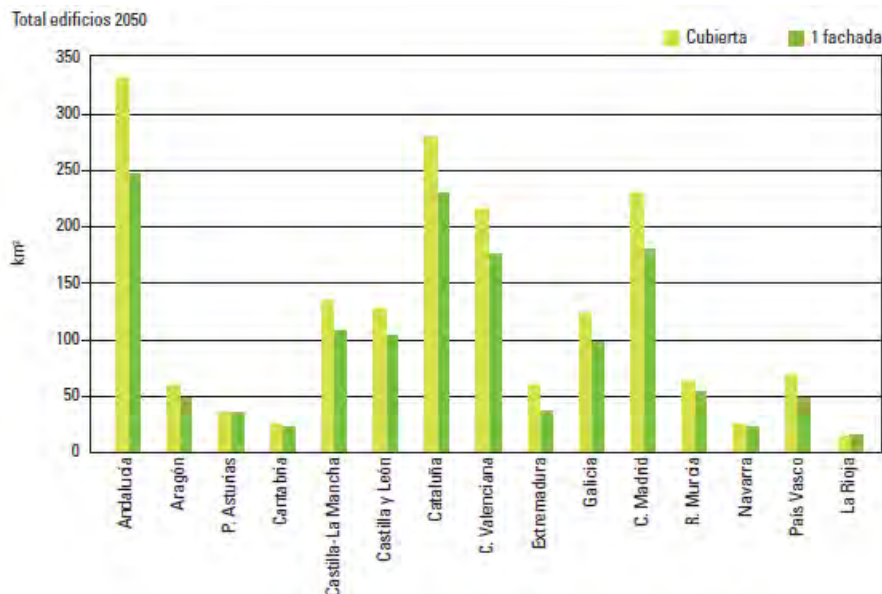


Figura 5-6 Disponibilidad de superficie de cubierta y fachada por CCAA [2]

Respecto a los requerimientos para otros usos cabe citar, además de los requerimientos para instalación de otros servicios del edificio, los asociados a disponibilidad de huecos para acristalamiento y la integración de energía solar térmica para cubrir parte de la demanda de energía térmica. En este sentido, el desarrollo de la tecnología y de sus opciones de integración arquitectónica es muy posible que reduzca estas limitaciones, ofreciendo productos que sustituyan completamente a otros elementos constructivos, e incluso que puedan desarrollar parte de las funciones de los huecos acristalados actuales sustituyendo a los acristalamientos con control solar. Así mismo, es lógico

pensar en un mayor desarrollo de los colectores térmico-fotovoltaicos que implementen ambas funciones en un mismo colector, de tal forma que ya se eliminaría la competencia por disponibilidad de superficie entre estas dos tecnologías. De todas formas, el desarrollo de una gran superficie de captación térmica en nuestro país está fuertemente asociado al desarrollo de la tecnología de absorción para refrigeración solar, si bien probablemente resulte más viable desarrollar esta función con electricidad de origen renovable que con captadores fototérmicos, en cuyo caso, el requerimiento de captadores solares térmicos integrados en la edificación sería exclusivamente para producción de ACS, dejando la mayor parte de la superficie de integración existente disponible para la tecnología fotovoltaica.

Se presenta a continuación la superficie complementaria que se obtiene añadiendo la posibilidad de emplear para la integración fotovoltaica otras fachadas además de la sur. En concreto en las fachadas S, SE, SO, E y O. Además de aumentar el techo de potencia instalada y de generación eléctrica fruto de la previsible evolución tecnológica, como ya indicamos anteriormente, la integración en múltiples fachadas presenta la ventaja de homogeneizar más la curva de producción fotovoltaica diaria, reduciendo el pico al medio día solar y aumentando la generación por las mañanas y tardes. Por otro lado, admitiremos mayores factores de utilización por considerar que para el 2050 estarán más establecidos los criterios de urbanización bioclimática (planteamientos urbanísticos teniendo en cuenta el aprovechamiento energético en los edificios), y una mayor disponibilidad de tecnología de la integración arquitectónica.

*Respecto a las fachadas verticales, los factores de utilización se irán reduciendo a medida que nos alejamos de la orientación sur por el mayor impacto de las sombras de los demás edificios con las menores alturas solares asociadas a esas orientaciones.* De forma global, seguimos considerando que los factores de utilización que hemos considerado son conservadores respecto a lo que cabría esperar para el 2050. Los factores de utilización adoptados son los que se indican en la Figura 5-7.

Orientación	Factor de utilización (%)
Cubierta	60
Fachada S	50
Fachada SE	25
Fachada SW	25
Fachada E	15
Fachada W	15

*Figura 5-7 Factores de utilización para la integración fotovoltaica en la edificación [2]*

En estas condiciones, el potencial fotovoltaico a integrar en la edificación en la España peninsular es de 494,5 GWp, que con la población proyectada para el 2050 equivale a 12,9 kWp/habitante. Como vemos, el potencial de la fotovoltaica integrada en la edificación es realmente elevado. En la Figura 5-8 se muestra la distribución por CC.AA. de esta potencia techo.

En lo que respecta a la producción eléctrica, el cálculo en base provincial empleando la tecnología fotovoltaica adoptada, proporciona un techo de generación eléctrica en la España peninsular mediante la fotovoltaica integrada

en la edificación de 569,3 TWh/a., que representan un 200% de la demanda eléctrica total para el 2050.

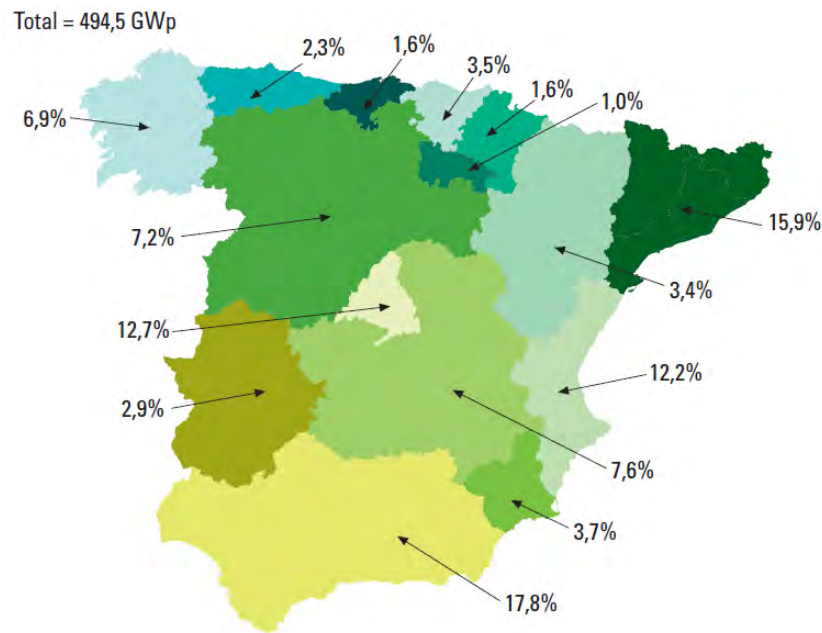


Figura 5-8 Distribución por CC.AA. del techo de potencia fotovoltaica integrada en la edificación [2]

## 6. JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

### 6.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Con los antecedentes anteriormente mencionados, este trabajo trata de profundizar con rigor en el potencial uso de la energía solar fotovoltaica integrada en la edificación, a través de la instalación de superficies captadoras en la envolvente de los edificios.

### 6.2. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

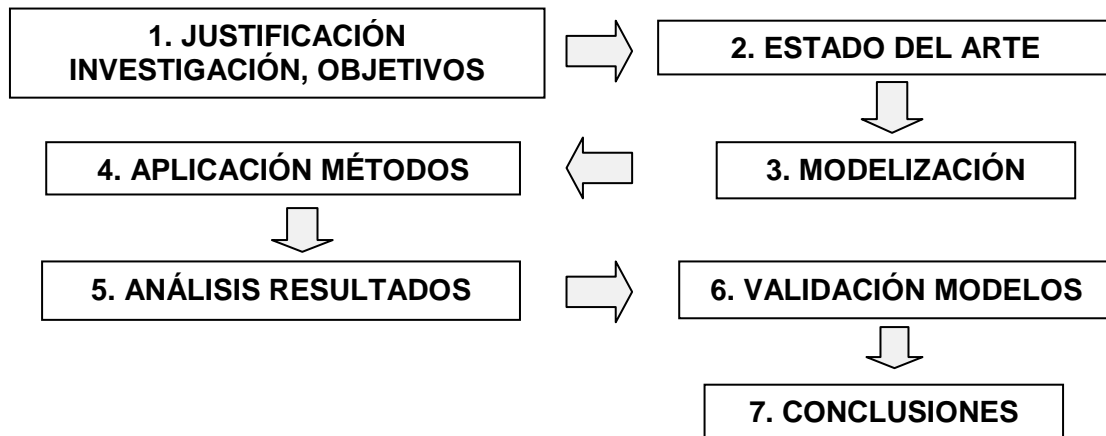
Los principales objetivos que se buscan con la presente Tesis son los siguientes:

- Analizar el potencial de generación de energía solar fotovoltaica integrada en la envolvente de las edificios, desde el punto de técnico, medio ambiental y económico.
- Estudiar la capacidad de las envolventes de los edificios como superficies captadoras de energía solar, en las cuales poder ubicar elementos fotovoltaicos que actúen generando electricidad.
- Generar procesos y modelos que permitan evaluar analíticamente el fenómeno de la incidencia de la irradiación solar en entornos urbanos.
- Validación de los modelos propuestos para las simulaciones.
- Analizar el efecto de las sombras provocadas por obstáculos próximos sobre la envolvente de los edificios urbanos.
- Generar mapas de irradiación de las envolventes de los edificios que permitan definir las zonas más propicias para la instalación de elementos captadores, dentro de una misma fachada o cubierta.
- Desarrollar una herramienta infográfica que permita a los proyectistas diseñar la envolvente de los edificios con criterios de eficiencia energética y maximizar el aprovechamiento fotovoltaico.

### 6.3. PROCEDIMIENTO

Para lograr los objetivos indicados anteriormente, se ha seguido el procedimiento de investigación mostrado en la Figura 6-1.





*Figura 6-1 Procedimiento de investigación seguido en la presente Tesis*

### Justificación de la investigación, objetivos

En el ejercicio de la investigación, es muy importante tener claro desde un principio cuál es el objeto de la misma, qué la motiva y su relevancia científica, tecnológica, económica y medioambiental, estableciendo unos objetivos claros como meta para así poder planificar el camino a recorrer hasta alcanzarlos.

### Estado del arte

Como en cualquier investigación, es básico y clave analizar lo que otros autores e investigadores han aportado en publicaciones relacionadas con el objeto de la presente Tesis. Para ello se ha acudido a publicaciones indexadas, además de bibliografía de organismos públicos mundialmente reconocidos.

### Modelización

La modelización del problema se ha antojado uno de los puntos clave de la presente investigación, ya que se detectó desde el principio que el análisis de las envolventes para la evaluación de su potencial energético no está suficientemente desarrollado.

Por ello, resolver el problema con rigor se convirtió en uno de los requerimientos más importantes para el autor de la presente Tesis. El objetivo de los algoritmos desarrollados es generar herramientas informáticas que faciliten las tareas de análisis para un mejor aprovechamiento de las envolventes de los edificios como captadores de energía solar.

Cabe destacar que como en cualquier modelización, es imposible llegar a poder explicar con total exactitud fenómenos de esta envergadura, pero las simulaciones además de aproximarse a la realidad, deben ser capaces de conocer su margen de error.

### Aplicación de modelos

Cuando los modelos de simulación han demostrado un nivel de fiabilidad aceptable, el siguiente paso es aplicarlos a diferentes situaciones de análisis que interesen a los investigadores, ya sean edificios existentes o en fase de diseño.

La aplicación de modelos varía en función de la situación a simular, aunque en esta Tesis los principios de modelización han sido los mismos en todos los casos.

### Análisis de resultados

Uno de los puntos más importantes es el análisis de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas, a fin de esclarecer los puntos clave de cada uno de los casos. El análisis debe de servir para discutir sobre la fiabilidad y validez de los resultados obtenidos que permita pronunciar conclusiones que aporten razonamientos aplicables a cada uno de los modelos analizados.

### Validación

Ante la generación de herramientas de simulación, es importante evaluar el alineamiento de los resultados obtenidos con la realidad. Para ello es básico disponer de instalaciones en funcionamiento en las que comparar los modelos generados. Se trabajó en esta línea accediendo a datos de instalaciones reales gracias al apoyo de otros investigadores y empresas colaboradoras.

### Conclusiones

El último punto de la investigación supone realizar un resumen con las conclusiones más importantes obtenidas en las diferentes actividades desempeñadas, para que sirviendo a modo de resumen puedan ser utilizadas por otros autores para iniciar sus investigaciones, aportando razonamientos nuevos apoyados en lo indicado en esta Tesis, y criticando o reforzando los presentados en este trabajo.

### Líneas futuras de investigación

Toda tesis genera conocimiento y resuelve problemas planteados por primera vez, pendientes de resolver o aporta soluciones diferentes, pero también deja otros problemas sin resolver y descubre nuevas posibilidades sobre las que el doctorando u otros investigadores pueden investigar en el futuro inmediato o lejano.

## **6.4. ESTRUCTURA DE LA TESIS**

Este trabajo está dividido en siete capítulos, los cuales están alineados con las actividades del procedimiento de investigación indicado anteriormente:

### Capítulo I: Introducción

El presente Capítulo trata de explicar el fundamento de la Tesis, las razones que la motivan y el planteamiento general seguido para alcanzar los objetivos de la misma.

### Capítulo II: Estado del arte

En este Capítulo se realiza un estudio de lo que otros autores han aportado en diferentes publicaciones relacionadas con el objeto de la presente Tesis.

### Capítulo III: Metodología propuesta

En este Capítulo se presentan los diferentes métodos y formulaciones empleadas para la generación de modelos de simulación.

#### Capítulo IV: Resultados

Se realiza la simulación de varios casos con los métodos expuestos en el Capítulo III, generando modelos de comportamiento que permiten predecir la captación de energía solar en la envolvente de edificios en diferentes situaciones.

#### Capítulo V: Validación

En el Capítulo de validación se realiza la comparativa de los modelos matemáticos propuestos con respecto a instalaciones en funcionamiento, con el fin de evaluar la rigurosidad de los métodos planteados en la presente Tesis.

#### Capítulo VI: Conclusiones y líneas futuras

Se plantean las conclusiones finales obtenidas de la investigación, además de proponer nuevas líneas futuras en las que seguir trabajando para avanzar más en la integración de la energía solar fotovoltaica en la edificación.

#### Capítulo VII: Bibliografía

En este último Capítulo se presentan las diferentes referencias utilizadas y consultadas para la realización de la investigación.

## ÍNDICE FIGURAS

Figura 1-1 Previsión de calentamiento global con las tendencias actuales [4] .....	4
Figura 1-2 Escenarios futuros y sus previsibles causas [3] .....	6
Figura 1-3 Emisiones actuales de CO <sub>2</sub> por países y por metrópolis [6] .....	6
Figura 3-1 Tipos de energías renovables .....	10
Figura 3-2 Evolución del consumo de energía en el escenario Ecofys [8] .....	10
Figura 3-3 Composición consumo mundial de energía. Escenario Ecofys [8] .....	11
Figura 3-4 Consumo global de electricidad en el escenario Ecofys [8] .....	11
Figura 3-5 Recurso potencial de energía renovable anual [8] .....	12
Figura 3-6 Recursos potenciales vs recursos utilizados [8] .....	12
Figura 4-1 Cambios necesarios en el sistema eléctrico para una creciente penetración de las energías renovables [8] .....	14
Figura 4-2 Curva monótona de carga 2014 [1] .....	16
Figura 4-3 Cobertura de la demanda de potencia media horaria para la punta máxima entre los años 2007 y 2011 [1] .....	17
Figura 4-4 Potencia instalada y cobertura de la demanda anual de energía eléctrica peninsular por tecnología [1] .....	17
Figura 4-5 Evolución de la cobertura de la demanda y de emisiones CO <sub>2</sub> [1] .....	19
Figura 4-6 Dependencia exterior de gas natural y petróleo en la UE. Elaboración propia a partir de datos extraídos de la base estadística de Eurostat [9] .....	19
Figura 4-7 Evolución electricidad generada por energías renovables en España. Elaboración propia a partir de datos extraídos de la base estadística de Eurostat [9] .....	20
Figura 4-8 Electricidad generada por energías renovables por países [9] .....	20
Figura 4-9 Cobertura de la demanda de energía eléctrica en la U.E. 2014 [1] .....	20
Figura 4-10 Capacidad de generación de electricidad a partir de EERR [2] .....	24
Figura 4-11 Capacidad de generación de electricidad de cada fuente renovable [2] .....	24
Figura 4-12 Comparación de los techos de potencia [2] y [10] .....	25
Figura 4-13 Mix tecnológico eléctrico con capacidad de generación del 178% [2] .....	25
Figura 4-14 Red de un Sistema Eléctrico 100% renovable [11] .....	26
Figura 4-15 Análisis de costes en el año 2050, para el mix actual y dos propuestas 100% renovables [12] .....	27
Figura 5-1 Evolución estimada de los sistemas solares de generación de electricidad [8] .....	29
Figura 5-2 Rentabilidad de una instalación PV orientada al Sur en función de su inclinación, a precios de 2.005 [2] .....	31
Figura 5-3 Rentabilidad de una instalación PV con diferentes orientaciones y elevaciones [2].	31
Figura 5-4 Evolución de la superficie edificada. Elaborada por [2] a partir de [15] .....	32
Figura 5-5 Evolución de la superficie de cubierta y fachada. Elaborada por [2] a partir de [15]	33
Figura 5-6 Disponibilidad de superficie de cubierta y fachada por CCAA [2] .....	33
Figura 5-7 Factores de utilización para la integración fotovoltaica en la edificación [2] .....	34
Figura 5-8 Distribución por CC.AA. del techo de potencia fotovoltaica integrada en la edificación [2] .....	35
Figura 6-1 Procedimiento de investigación seguido en la presente Tesis .....	37



**UNIVERSIDAD  
DE LA RIOJA**



**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO II: Estado del arte**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA.....	4
2. RECURSO SOLAR [16] .....	10
2.1. EL SOL .....	10
2.2. LA CONSTANTE SOLAR .....	12
2.3. ESPECTRO DE RADIACIÓN SOLAR .....	12
2.4. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR .....	14
2.5. BASES DE DATOS DE IRRADIACIÓN .....	16
3. MATERIALES .....	20
3.1. PRINCIPIO FOTOVOLTAICO .....	20
3.2. MATERIALES FOTOVOLTAICOS.....	21
3.3. MATERIALES FOTOVOLTAICOS: FORMULACIÓN .....	21
3.3.1. Eficiencia energética .....	22
3.3.2. Corriente de cortocircuito .....	23
3.3.3. Voltaje circuito abierto .....	23
3.3.4. Factor de llenado.....	23
3.4. MATERIALES FOTOVOLTAICOS: EFICIENCIA .....	24
3.4.1. Eficiencias de productos comerciales y materiales más utilizados..	24
3.4.2. Eficiencias de materiales en fase de investigación.....	24
3.5. ANÁLISIS EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA.....	30
3.5.1. Evolución de la eficiencia energética.....	30
3.5.2. Previsión evolución de la eficiencia energética .....	30
4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA EDIFICACIÓN: APROVECHAMIENTO ELÉCTRICO .....	34
4.1. GENERALIDADES .....	34
4.2. BIPV .....	34
4.2.1. Tejados inclinados: módulos superpuestos.....	35
4.2.2. Tejados inclinados: tejas fotovoltaicas de pequeño tamaño.....	35
4.2.3. Tejados inclinados: tejas de gran tamaño .....	37
4.2.4. Lucernarios y tejados semi-transparentes.....	38
4.2.5. Tejados planos y curvos.....	39
4.2.6. Fachadas: revestimientos.....	40
4.2.7. Fachadas: elementos semitransparentes.....	41
4.2.8. Fachadas: elementos de sombreado .....	41

5. TECNOLOGÍA LiDAR .....	43
5.1. INTRODUCCIÓN.....	43
5.2. APLICACIÓN.....	45
6. PROGRAMAS DE SIMULACIÓN EXISTENTES .....	48
6.1. ARCHICAD® .....	49
6.2. AUTODESK® ECOTECT®.....	49
6.3. GOOGLE SKETCHUP® SKELION®.....	51
6.4. PVSYST®.....	52
6.5. SOFTWARE COMERCIAL VERSUS DESARROLLO PROPIO DE MODELOS .....	53
7. RELEVANCIA MEDIAMBIENTAL .....	55
8. RELEVANCIA SOCIAL .....	58
9. INTERÉS TECNOLÓGICO Y ECONÓMICO .....	60
10.    LEGISLACIÓN Y NORMATIVA URBANÍSTICA .....	62
10.1. ORGANISMOS INTERNACIONALES .....	62
10.1.1.    Protocolo de Kioto 1997.....	62
10.1.2.    Conferencia de París Diciembre 2015 .....	62
10.1.3.    Organización de Naciones Unidas.....	63
10.2. UNIÓN EUROPEA.....	64
10.2.1.    Energía sostenible .....	64
10.2.2.    Urbanismo sostenible .....	64
10.3. ESPAÑA .....	65
10.3.1.    Plan de Energías Renovables 2011-2020 [17] .....	65
10.3.2.    Código Técnico en la Edificación [18].....	67
ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS .....	70



## 1. REVISIÓN BIBLIOGRÁFICA

El principal objetivo de esta Tesis es desarrollar una herramienta informática que sea útil para optimizar el aprovechamiento solar de la envolvente de un edificio, con el fin de avanzar en la integración arquitectónica de este tipo de energía en los entornos urbanos.

A continuación se realiza una revisión bibliográfica de las aportaciones que otros autores han propuesto sobre aprovechamiento solar y que guardan relación con el objeto de esta tesis.

Una integración adecuada de los materiales de construcción capaces de producir energía eléctrica utilizando elementos integrados en la edificación (BIPV), ofrece una excelente solución para la envolvente de edificios de nueva ejecución o ya construidos, contribuyendo a reducir la huella de carbono de las personas que los habitan. Estos materiales deben reducir las necesidades de frío en verano y de calor en invierno, consiguiendo una integración armónica y estética en entornos rurales y urbanos. Estos sistemas representan una tecnología de envolvente activa (ABE). Las mayores ventajas que presentan la utilización de elementos BIPV son: reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, menor consumo energético, menores pérdidas eléctricas debidas a transformación y transporte de electricidad (generación distribuida y consumos en baja tensión) [19], y la ausencia de intermediarios en el mercado eléctrico (autoconsumo).

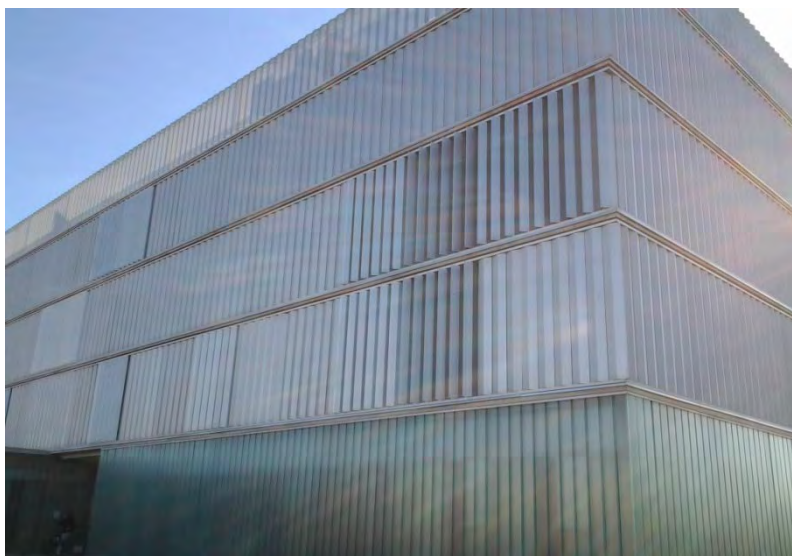
Sin embargo, existen importantes inconvenientes que deben ser solucionados para lograr implementar los elementos BIPV de forma generalizada: un precio menor de los productos fotovoltaicos (especialmente materiales semitransparentes), una masiva implementación de los materiales de eficiencia fotovoltaica, o el desarrollo de metodologías que permitan detectar la irradiación recibida en estos elementos dependiendo de la geografía, orientación y sombreado.

Las soluciones energéticas y arquitectónicas óptimas no son homogéneas en toda la envolvente del edificio. Sechilariu [19] and Jelle [20] analizan cerca de 500 productos comerciales, incluyendo BIPV en tejado y fachadas. Ambos autores concluyen que en un futuro no muy lejano, estos productos BIPV proporcionarán mayor eficiencia con un menor coste de inversión, lo que implicará retornos energéticos y económicos menores.

Por lo tanto, para que la implantación de los productos BIPV existentes en el mercado tengan éxito, es esencial determinar las curvas de irradiación anual en cada edificio que permitan establecer, para cada caso, la mejor solución de integración arquitectónica.



*Figura 1-1 Ejemplo de implantación de lamas horizontales*



*Figura 1-2 Ejemplo de implantación de lamas verticales*

Existen pocos edificios emblemáticos a nivel mundial que tengan instalados componentes BIPV [21], [22], [23]. Esto se debe a su reducida producción eléctrica, su limitada eficiencia (materiales de baja eficiencia) y pobre aprovechamiento (orientaciones inapropiadas en tejados y cubiertas), integración estética limitada, problemas de seguridad o grandes costes de mantenimiento.

Existen múltiples productos tipo BIPV que pueden adaptarse a cada edificio y situación, tales como revestimientos superficiales con diferentes inclinaciones [24], elementos de sombreado de fachadas como marquesinas, toldos, persianas o lamas [25], ventanas con células semi-transparentes [26], o lucernarios y atrios ([27], [28]).

Diversas publicaciones han presentado metodologías para el cálculo de la orientación de módulos fotovoltaicos en función de su localización y el clima del lugar. Estos documentos sirven de guía para los diseñadores de sistemas solares fotovoltaicos y térmicos, para calcular la eficiencia de los diferentes sistemas así como su producción energética. Sin embargo, la mayoría de los

mismos son incompletos al no tener en cuenta una serie de parámetros que se consideran determinantes para encontrar la solución óptima en cada caso.

Kristl et al [29] propone una herramienta para el análisis de diferentes posibilidades de disposición de módulos en una ubicación determinada, especialmente útil en las primeras fases de diseño. Puede ser usado para nuevos desarrollos en edificios a construir así como en edificios existentes.

Yang et al [30] presenta un modelo matemático para el cálculo de ángulos óptimos de inclinación y orientación, para integrar elementos fotovoltaicos en los revestimientos de las fachadas de los edificios.

Mutlu [31] propone un modelo para obtener el ángulo de inclinación óptimo de cubiertas para superponer panel fotovoltaico (misma inclinación que el tejado).

Sun et al [24] investiga acerca del impacto de la orientación de los edificios, inclinación y uso de elementos de sombreado en fachada para el aprovechamiento energético de la envolvente. Señala que los sistemas de lamas fijas BIPV pueden mejorar la captación de irradiación, respecto a los módulos fotovoltaicos tradicionales, usándolos como elementos de sombreado.

Strzalka [32] analiza la implementación de sistemas fotovoltaicos en entornos urbanos, incluyendo instalaciones en tejados o fachadas con orientaciones que no son ideales desde el punto de vista de máxima generación energética posible (orientación no óptima).

Jayanta [33] investiga el impacto de la orientación de módulos fotovoltaicos de forma anual, estacional y mensual, considerando la irradiación incidente, la producción fotovoltaica, la eficiencia de los módulos, la eficiencia del sistema, la eficiencia del inversor y el *Performance Ratio* (PR).

Mäki [34] demuestra que el sombreado parcial de sistemas fotovoltaicos es un efecto a tener muy en cuenta durante el diseño.

Perpiñan [35] propone una herramienta para el estudio del sombreado en parques solares, cuantificando el porcentaje del área total de módulos que está sombreada dependiendo de la distancia entre seguidores y su orientación.

Alonso-García [36] ilustra sobre el efecto del sombreado parcial en un conjunto de módulos, mostrando el efecto *reverse bias* (ver apartado III.3.3) que se produce en las células como consecuencia del sombreado parcial de los módulos.

Zommer [21] analiza varios sistemas BIPV existentes en el edificio, y concluye que una buena configuración de las series y de los subsistemas puede permitir reducir la influencia del efecto de sombreado, a tener en consideración especialmente en los elementos BIPV de zonas urbanas de gran densidad de edificación. Además, con una buena división en series del campo solar fotovoltaico, los arquitectos pueden mejorar el uso de los productos BIPV y combinarlos con aspectos arquitectónicos.

Existen varios autores que analizan la pérdida de irradiación en función de la latitud y de los datos meteorológicos:

Según Martin [37], las desviaciones entre los resultados de la simulación y mediciones reales, los cuales dependen principalmente de la localización geográfica y de las características del lugar, pueden ser explicadas interpretando las características propias de la irradiación y su influencia en el ángulo de incidencia y la irradiación directa. Sin embargo, esta metodología no puede ser aplicada en casos donde la afección por sombreado de edificios cercano esté presente.

Hummon [38] estudia el valor económico de orientar módulos fotovoltaicos en diferentes direcciones para hacer coincidir el pico de producción con el máximo precio del mercado eléctrico, utilizando para ello datos históricos del mercado eléctrico y de la meteorología. Aunque orientar los módulos al Oeste disminuye la producción anual de energía, los ingresos pueden aumentar o disminuir en función del precio horario del kWh. Por otro lado, [38] no determina qué zonas de una misma fachada son más eficientes de cara a instalar módulos fotovoltaicos, pues considera cada fachada como un todo.

Portolan [39] analiza las diferentes orientaciones y elevaciones de las superficies en generadores fotovoltaicos en edificios de baja latitud.

Mulcué-Nieto [40] propone una metodología para calcular el máximo de pérdidas admisibles por orientación y sombreado en sistemas fotovoltaicos.

[39] y [40] estudian la energía generada por la irradiación difusa, y ambos concluyen que el efecto del sombreado de obstáculos cercanos ha de ser considerado cuando los arquitectos diseñen la envolvente de los edificios. Sin embargo, ninguno de los dos propone un método para evaluar la irradiación de las diferentes áreas del edificio.

Existen varias publicaciones que realizan una primera aproximación del potencial energético de generación en un área residencial, ciudad o gran urbe dependiendo del grado de incidencia solar de los edificios. Ello permite identificar aquellas ubicaciones potenciales para instalación de elementos BIPV en función de la irradiación incidente ([41], [42], [43], [44], [45]).

Melo [41] propone una metodología para estimar el factor de sombreado y la irradiación en entornos urbanos en diferentes superficies mediante modelos tridimensionales.

Chun-Ming [42] simula la generación fotovoltaica en verano e invierno, demostrando que la electricidad generada por unidad de área en tejados en verano es el doble que en invierno. Aunque la producción eléctrica en fachadas verticales es mayor en invierno. Esta metodología no simula el sombreado y la producción a lo largo del día, por lo que no puede utilizarse para análisis anuales.

Escalpés [43] desarrolla un método basado en GIS para analizar la integración de sistemas fotovoltaicos en fachadas que permite analizar grandes áreas urbanas. Este algoritmo permite una primera aproximación a la

determinación de qué áreas son de mayor interés para la ubicación de elementos BIPV.

[45] y [referencia16BIPV] estudian el comportamiento de sistemas fotovoltaicos en los tejados de edificios y las dificultades que implican y concluyen que las soluciones dependen del interés del propietario (producción, eficiencia o estética)

Mandalaki [25] realiza un análisis de la influencia de los sistemas de sombreado en fachadas de cara a mejorar la calidad de las condiciones interiores del edificio, desde el punto de vista de reducción de consumo energético.

Zogou [46] propone que una fachada ventilada con células fotovoltaicas en la cara exterior, minimiza el consumo de calefacción y aire acondicionado, mediante un adecuado aislamiento y sombreado, así como un eficiente sistema de ventilación. Solución que puede ser mejorada con sistemas activos BIPV correctamente orientados y posicionados.

Seung-Ho [47] y Paul et al. [48] presentan resultados del análisis de elementos de sombreado fijos instalados sobre una fachada Sur, concluyendo que la inclinación óptima varía en función de la latitud.

Seokyoung Kanga [28] estudia las diferencias entre colocar lamas en la cara interior o exterior de una ventana.

Taeyon Hwang [49] analiza cómo maximizar la generación eléctrica en edificios altos y exentos con elementos BIPV.

Ninguno de los autores citados obtiene curvas de iso-irradiación de las fachadas y cubiertas.

La tecnología LiDAR permite obtener, en una primera aproximación, el recurso energético de las cubiertas de los edificios urbanos, en función de la orientación de cada faldón de cubierta. También se han desarrollado algoritmos que permiten detectar la pérdida de producción debida a obstáculos en cubierta (chimeneas, casetones, antenas). La conclusión que se extrae es que la mayor parte de las cubiertas de los edificios son poco rentables energéticamente ([50], [51], [52]).

Diversas bases de datos de reconocido prestigio permiten predecir con bastante aproximación la irradiación solar recibida en una determinada ubicación geográfica dadas sus coordenadas UTM y su altitud así como en función de su orientación y de su sistema de seguimiento (sistemas fijos, eje horizontal, vertical, polar) ([53], [54]).

Por otro lado, se han publicado algoritmos que permiten modelizar, basándose en los datos suministrados por las bases de datos citadas y los obtenidos en estaciones meteorológicas locales que permiten optimizar la posición y orientación de los paneles (BAPV y BIPV) y determinar con carácter previo el número de horas equivalentes solares que una determinada instalación fotovoltaica producirá anualmente; aspecto fundamental para poder determinar el TIR y el retorno de la inversión “payback” de una instalación ([55],

[56], [40]); interesantes mejoras se introducen al calcular los efectos de sombreado de edificios contiguos y obstáculos en cubierta ([13], [41]).

Según Lukac ([57], [58]), el potencial solar de un tejado se determina a través de un método que combina la topografía urbana obtenida de los datos LiDAR con las medidas piranométricas de la radiación solar difusa y global.

Jakubiec [59]. Su método emplea modelos celestes detallados basados en medidas de datos climáticos. Tiene en consideración las reflexiones de la irradiación procedentes del entorno urbano e incluye un modelo horario de temperatura en tejados para predecir la radiación urbana y transformar esta radiación en rendimiento energético fotovoltaico.

Brito [60] desarrolla un procedimiento para estimar el potencial fotovoltaico de una zona urbana usando datos LiDAR con la extensión Análisis Solar de ArcGIS©.

## 2. RECURSO SOLAR [16]

La estructura y características solares determinan la naturaleza de su radiación hacia el espacio. Se van a presentar las características de la energía solar en el exterior de la atmósfera terrestre, su intensidad y espectro, centrándose en aquella radiación que se encuentra en el intervalo de longitud de onda 0.25 a 3.0  $\mu\text{m}$ , por ser la porción de radiación electromagnética que incluye la parte más energética.

En este apartado se describen además los instrumentos para la medición de la irradiación solar y los datos de irradiación disponible. Generalmente no es práctico basar los cálculos o predicciones de la irradiación solar terrestre a partir de la atenuación de la irradiación solar extraterrestre. Es más habitual utilizar datos de irradiación en la localización del proyecto o una interpolación con datos existentes cercanos, siempre y cuando existan datos de irradiación disponibles.

La irradiación solar se utiliza en muy diversas formas y para diferentes propósitos, aunque la más utilizada es la irradiación solar directa y la difusa en el plano horizontal, normalmente en intervalos horarios, para simulaciones y modelizaciones de sistemas solares.

### 2.1. EL SOL

El Sol es una esfera caliente de materia gaseosa con un diámetro de  $1.39 \times 10^9$  m, ubicado a una distancia media de  $1.5 \times 10^{11}$  m de la Tierra. Como puede observarse desde la Tierra, el Sol rota en torno a sí mismo cada cuatro semanas. Sin embargo, no rota como un sólido rígido, su Ecuador tarda aproximadamente 27 días en rotar y 30 días las zonas polares.

El Sol tiene una temperatura de cuerpo negro de 5,777 K, y se estima que la temperatura interior puede estar entre los  $8 \times 10^6$  a  $40 \times 10^6$  K. El Sol es, en efecto, un reactor nuclear con sus gases retenidos por fuerzas gravitacionales. Se ha sugerido que diferentes reacciones de fusión suministran la energía radiada por el Sol. La considerada como más importante es la que involucra la combinación de hidrógeno (cuatro protones) para formar helio (un núcleo de helio). La masa del núcleo de helio es menor que la de los cuatro protones de hidrógeno, la diferencia es convertida en energía.

La energía producida en el interior de la esfera solar a una temperatura de miles de grados, tiene que ser transferida a su corteza para así ser radiada hacia el exterior. La radiación en el exterior del Sol consiste en rayos X y rayos Gamma del espectro, con valores de longitud de onda cada vez mayores conforme se va alejando del Sol.

La Figura 2-1 muestra un esquema de la estructura solar [16]. Se estima que el 90% de la energía es generada en la región 0 a 0.23R (donde R es el radio del Sol), parte que contiene el 40% de la masa solar. A una distancia de 0.7R del centro, la temperatura desciende a aproximadamente 130,000K, y la densidad baja a  $70 \text{ kg/m}^3$ , donde los procesos de convección empiezan a ser importantes. El intervalo 0.7R a 1.0R se conoce como zona convectiva, donde la temperatura desciende hasta los 5,000K aproximadamente y la densidad a  $10^{-5} \text{ kg/m}^3$ .

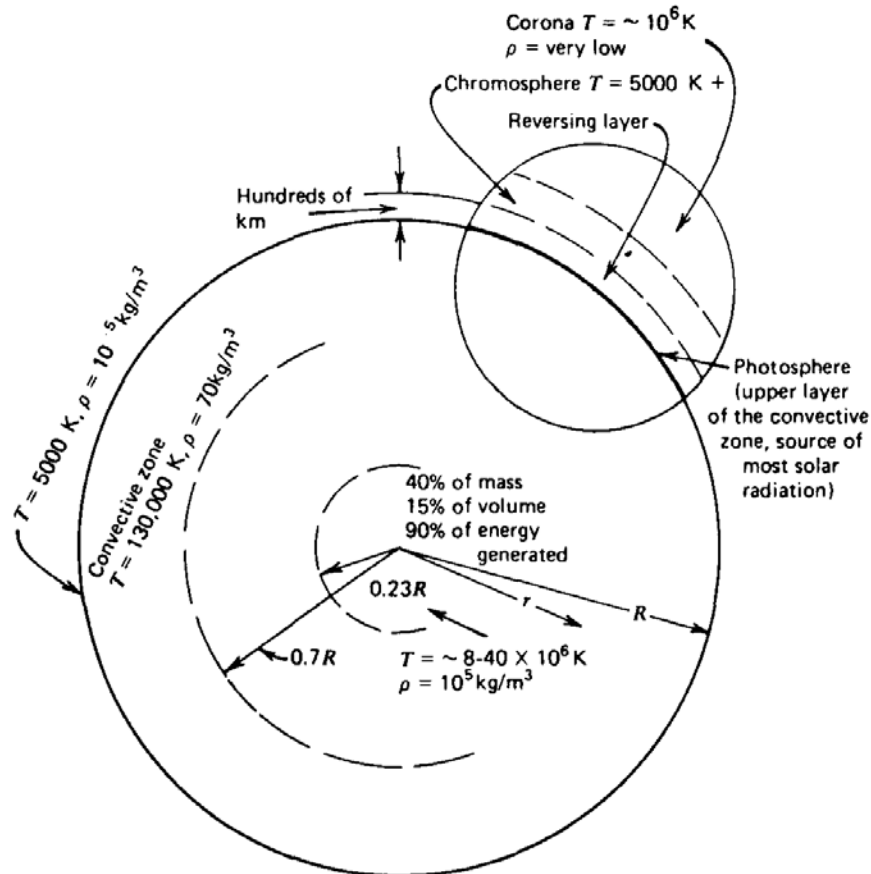


Figura 2-1 Estructura del Sol [16]

La superficie solar parece estar compuesta de gránulos (células irregulares de convección), con dimensiones de 1,000 a 3,000 km y con una vida útil de unos pocos minutos. En la superficie solar también están presentes áreas oscuras denominadas poros, que son de una magnitud similar a los gránulos, y otras áreas más grandes llamadas manchas solares. La zona más externa de la zona convectiva se denomina fotosfera. El límite de la fotosfera está claramente definido, a pesar de la baja densidad de esa zona ( $10^{-4}$  respecto a la densidad del aire a nivel del mar). La fotosfera es opaca debido a la alta ionización de los gases que la componen y son capaces de emitir un continuo espectro de radiación. Es por ello que la fotosfera es la mayor causante de la irradiación solar que llega a la Tierra.

En el exterior de la fotosfera existe una atmósfera solar más o menos transparente, que puede ser observada en los eclipses solares totales o con instrumentos que ocultan el disco solar. Sobre la fotosfera se encuentra una capa de gases, a menor temperatura, de varios cientos de km de anchura denominada capa de inversión solar. Fuera de la fotosfera se encuentra la cromosfera, con una anchura de aproximadamente 10,000 km. Esta es una capa gaseosa con temperaturas algo mayores que en la fotosfera pero de menor densidad. Todavía más externo se encuentra la corona, una región de muy baja densidad y alta temperatura ( $10^6 \text{ K}$ ).

Esta es una imagen simplificada del Sol, su estructura física, y sus gradientes de densidad y temperatura que sirve para darse cuenta de que el Sol no actúa como un cuerpo negro que funciona a una temperatura fija.



Además, la radiación emitida es la composición de varias capas que emiten y absorben radiación a diferentes longitudes de onda.

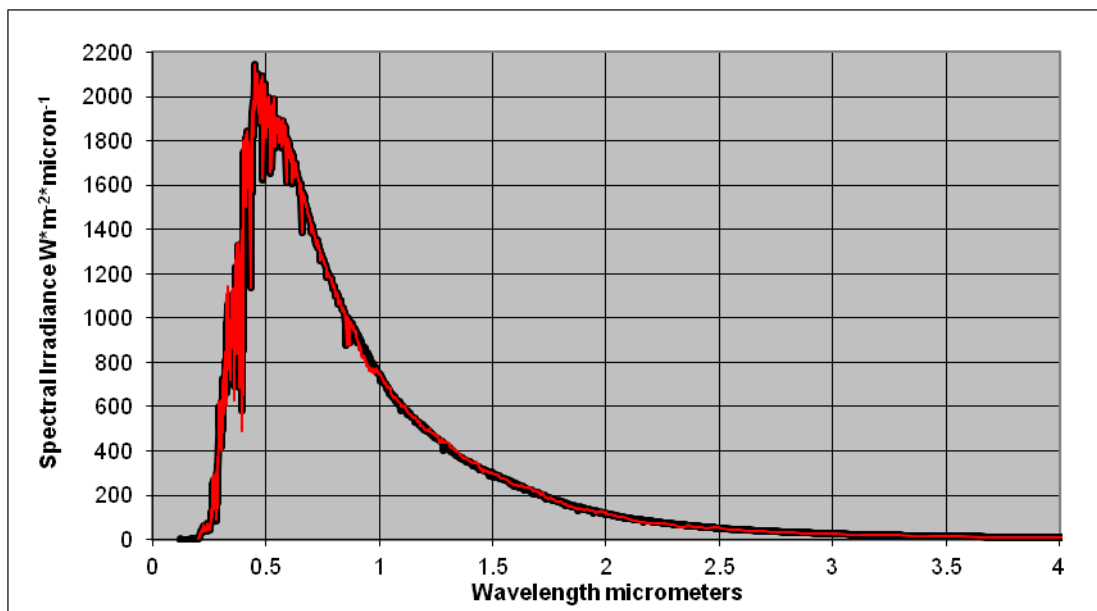
## 2.2. LA CONSTANTE SOLAR

Si se analiza la geometría entre el Sol y la Tierra, se puede observar que la excentricidad de la órbita terrestre alrededor del Sol varía un 1.7% a lo largo del año. A una distancia de una unidad astronómica ( $1.495 \times 10^8$  km), la distancia media del Sol a la Tierra, el Sol se subtende un ángulo de 32 minutos. La radiación emitida por el Sol y la relación espacial existente con la Tierra resulta en una radiación exterior a la atmósfera terrestre. La constante solar es la energía proveniente del Sol, por unidad de tiempo, recibida en una superficie unitaria perpendicular a la dirección de la propagación de la radiación, a una distancia media Sol-Tierra, fuera de la atmósfera

En este trabajo se utiliza el valor de  $1,367 \text{ W/m}^2$  de constante solar, según lo propuesto por [61]. Como es lógico, este valor variará en función del día del año en el que se encuentre el sistema, conforme se muestra en el Capítulo III de la presente Tesis.

## 2.3. ESPECTRO DE RADIACIÓN SOLAR

Como antes se ha comentado, la constante solar es el valor de toda la energía del espectro solar recibida en una superficie unitaria perpendicular a la propagación de la dirección de la radiación, sin embargo es útil conocer la distribución de la irradiación, que, en el caso de ausencia de atmósfera, incidiría directamente en la corteza terrestre.



*Figura 2-2 Espectro radiación extraterrestre AM0 ASTM E490 [62]*

El espectro de radiación es modificado al atravesar la atmósfera terrestre, y como más tarde se comprobará, algunos materiales tienen la característica de absorber el espectro en diferentes intervalos de longitud de onda.

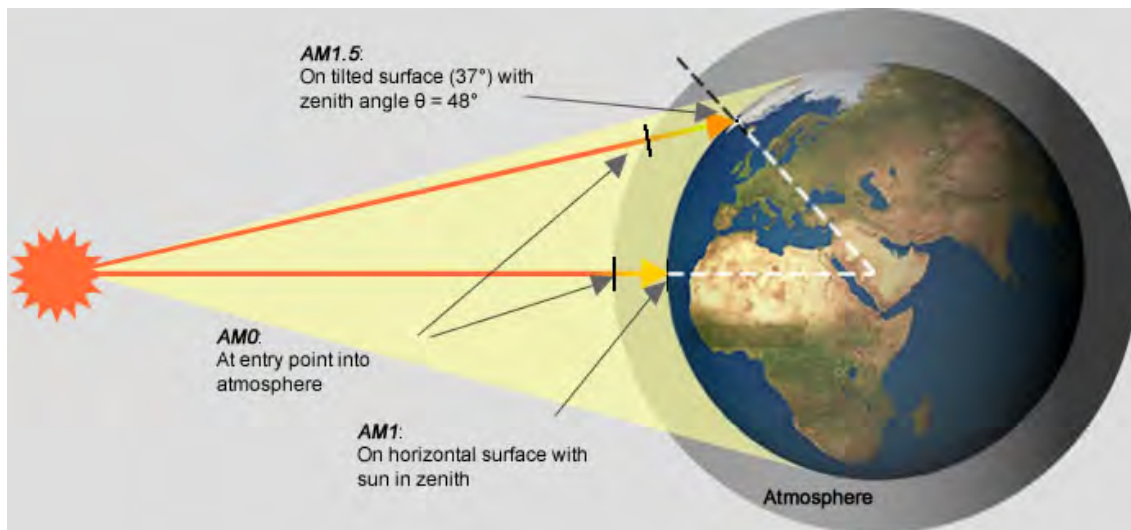
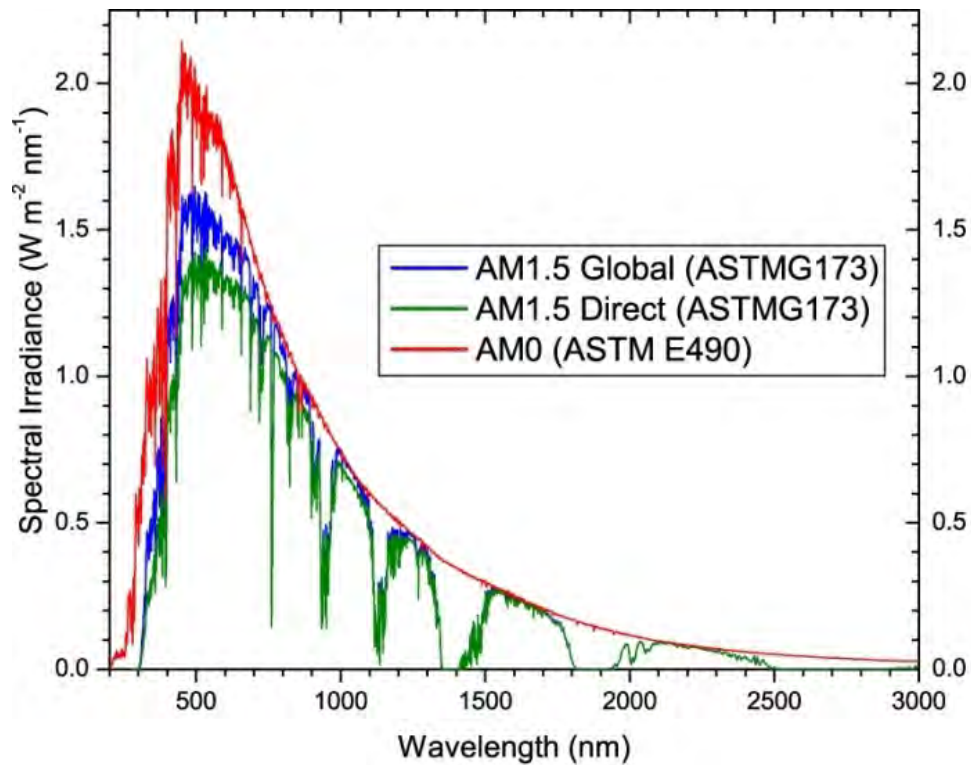


Figura 2-3 Espectros de radiación solar

La radiación solar o de longitud corta, es aquella proveniente del Sol con una longitud de 0.3 a 3  $\mu\text{m}$ . En la terminología del presente trabajo se utiliza para definir la suma de la radiación directa proveniente del Sol, y una parte muy pequeña de la radiación difusa.

Existe otro tipo de irradiación que incide en las superficies captadoras, es la de onda larga ( $>3 \mu\text{m}$ ). Esta es emitida por la atmósfera, por objetos o en general por cualquier cuerpo que se encuentre a una temperatura normal, en la literatura se suele denominar como radiación terrestre; por lo anterior, se puede considerar que la radiación de onda corta es la directa, y la de onda larga la difusa.

La radiación directa se ve totalmente afectada por obstáculos existentes entre el Sol y la superficie captadora, mientras que la radiación difusa no proyecta sombras ni tiene una dirección cierta.

## 2.4. MEDICIÓN DE LA RADIACIÓN SOLAR

La práctica habitual de los proyectistas y promotores de energía solar es acudir a bases de datos de irradiación para poder realizar diseños, simulaciones y modelos de negocio de este tipo de tecnología. Sin embargo, y desde hace varios años, existen estaciones de medición con instrumentos calibrados para poder evaluar el recurso solar de un determinado emplazamiento terrestre. Estos datos terrestres suelen ser utilizados a su vez para generar bases de datos de irradiación.

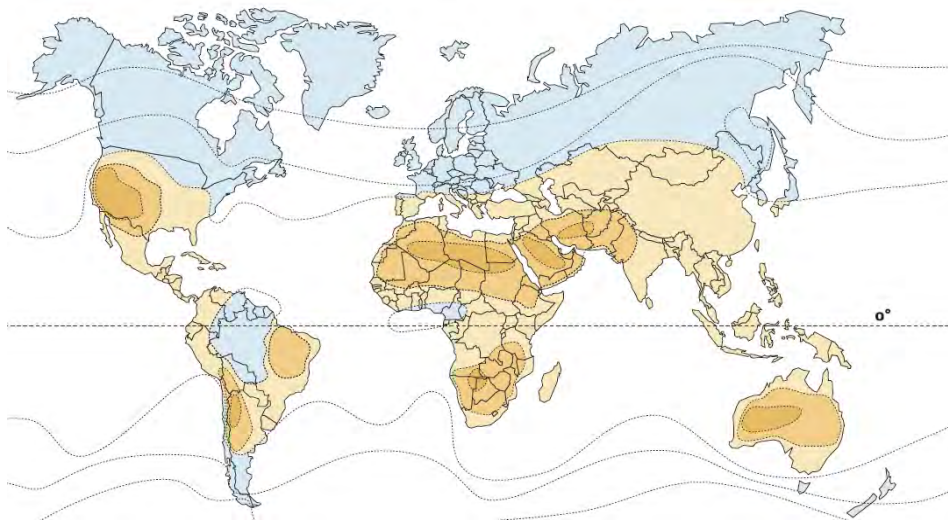


Figura 2-4 Irradiación global anual [63]

En algunos casos de grandes proyectos, de varios megawatt de potencia, es muy habitual que se realicen durante un par de años registros en el emplazamiento del futuro proyecto para corroborar los valores de irradiación establecidos.



*Figura 2-5 Estación meteorológica móvil*

A continuación se van a explicar los dos instrumentos de medición de irradiación solar más importantes, el pirheliómetro y el piranómetro.

Un pirheliómetro es un instrumento que, con un detector alineado, mide la radiación del disco solar y de una pequeña parte del espacio alrededor del Sol, denominada irradiación normal directa. Este equipo debe de ser acompañado de un sistema de seguimiento solar para estar orientado en todo momento hacia el Sol.



*Figura 2-6 Pirheliómetro*

Un piranómetro es un instrumento para la medición de la irradiación total solar incidente sobre una semi-esfera, tanto radiación difusa como directa, y normalmente respecto al plano horizontal (perpendicular al radio de la Tierra en el punto que está ubicado).



Figura 2-7 Piranómetro

El piranómetro puede ser utilizado para la medición de radiación solar difusa utilizando elementos de sombreado como anillos o sistemas de punto con seguimiento solar. Como se puede observar en la Figura 2-8, muchos fabricantes incorporan en una misma estación meteorológica varios elementos de medición, aprovechando acciones comunes para varios dispositivos de medición, como el seguimiento.



Figura 2-8 Equipo medición solar Kipp&Zonen©

## 2.5. BASES DE DATOS DE IRRADIACIÓN

A continuación se realiza una breve presentación y explicación de las bases de datos de irradiación existentes actualmente y que son comúnmente utilizadas. Se presentan únicamente bases de datos que contienen información de Europa.

METEONORM [64]

Se dispone de datos mensuales promedio de unas 1,200 estaciones durante el periodo de 1960 a 1991 (y también de 1981-2000 en la versión 6.0). Todas las estaciones terrestres tienen datos de irradiación y están presentes en casi todos los países europeos. Cuando quiere disponer de un dato que no está cerca de una estación existente, realiza una interpolación entre las tres estaciones terrestres más cercanas.

Esta base de datos no dispone de datos horarios, pero realiza una interpolación a partir de datos mensuales. Utiliza modelos de autorregresión para la generación de los diferentes perfiles, no sólo de irradiación, sino también de viento y de temperatura.

SATELLIGHT [65]

Dispone de datos de satélites reales medidos en base horaria en el periodo de 1996-2000, para cualquier punto de una malla de precisión 5x7 km<sup>2</sup> en Europa.

NASA [63]

Dentro de su programa de meteorología terrestre y energía solar NASA-SSE, dispone de datos públicos mensuales provenientes de satélites en una malla de precisión 1°x1° (=111x111 km<sup>2</sup>, en el ecuador), cubriendo toda la geografía terrestre, para un periodo de medición de 10 años (1983-1993).

Helioclim-SoDa [66]

Esta base de datos es de tipo satelital utilizando el Meteosat como fuente de imágenes, durante el periodo de 1985 a 2005 para Europa y África. Desde febrero de 2004 existen valores horarios.

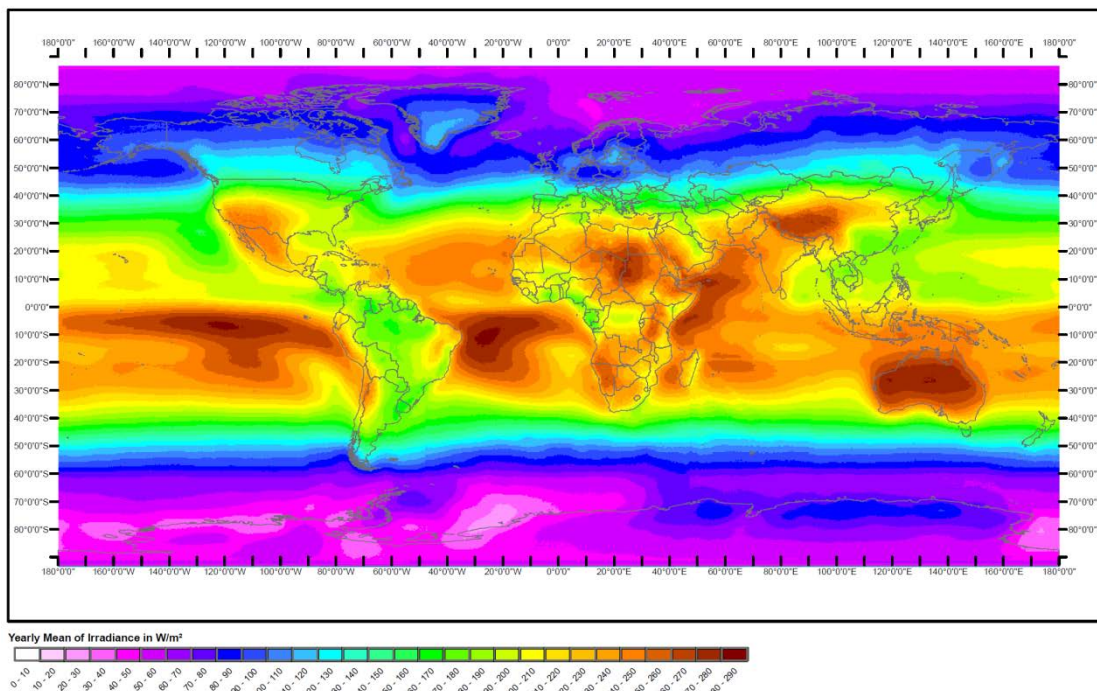


Figura 2-9 Irradiación global horizontal [66]

PVGIS-ESRA [67]

Esta base de datos dispone de datos mensuales promedio para cualquier localización de Europa y África; para el periodo 1981-1990 en estaciones terrestres en Europa, y de 1985-2004 para África mediante el satélite Meteosat.

Retscreen [68]

Es un software canadiense que dispone de una completa base de datos para cualquier ubicación geográfica mundial. Está optimizado utilizando las mejores bases de datos para cada ubicación, con más de 20 fuentes distintas, siendo las más importantes las de la NASA y WRDC. Adicionalmente también suministra datos de temperatura y de velocidad de viento con cierta fiabilidad.

SolarGIS [69]

Esta base de datos posibilita un acceso rápido a datos de irradiación solar de alta fiabilidad, además de datos meteorológicos cubriendo los últimos 20, 15 o 12 años, dependiendo de la ubicación, y que además están siendo actualizados año tras año.

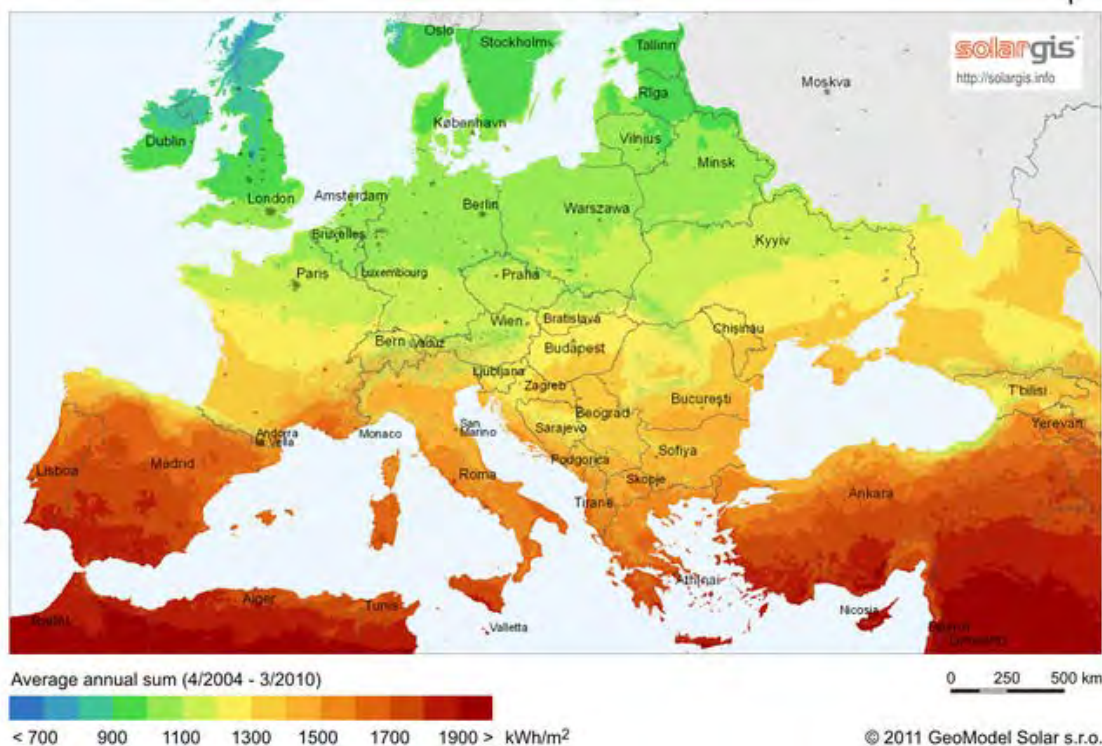


Figura 2-10 Irradiación global horizontal Europa [69]

Es una herramienta que dispone de datos horarios y del Año Meteorológico Típico (TMY), entre las latitudes 60°N a 50°S (Estocolmo a Nueva Zelanda). Las variables solares y meteorológicas son tratadas mediante las últimas metodologías en lo referente a análisis meteorológico desde satélites, datos atmosféricos y meteorológicos. Muchos expertos evalúan esta base de datos como la de mayor fiabilidad del mercado.

*Tabla 1 Resumen de principales bases de datos de irradiación*

BASE DATOS	REGION	VALORES	FUENTE	PERIODO DATOS	VARIABLES	DISPONIBILIDAD
Meteonorm	Mundial	Horarios	1700 estaciones terrestres Interpolación	1960-1991 Promedios 1995-2005 (V 6.0) Promedios	$G_n$ , $D_n$ , $T_a$  $Wind_{Vel}$	Software
Meteonorm	Mundial	Horarios	Generación sintética	1960-1991 Promedios 1995-2005 (V 6.0) Promedios	$G_n$ , $D_n$ , $T_a$  $Wind_{Vel}$ I	Software
Satellite	Europa	Horarios	Meteosat Píxel de $5 \times 7 \text{ km}^2$	1996-2000	$G_n$	Gratuito
ISM-EMPA	Suiza	Horarios	22 estaciones terrestres	1981-1990	$G_n$ , $D_n$ , $T_a$  $Wind_{Vel}$	Gratuito
Helioclim (SoDa)	Europa África	Horarios	Meteosat	Desde 02/2004	$G_n$	Web de pago
NASA-SSE	Mundial	Mensuales	Satélites $1^\circ \times 1^\circ$ ( $111 \times 111 \text{ km}^2$ )	1983-1993 Promedios	$G_n$ , $T_a$	Gratuito
WRDC	Mundial	Horarios Diarios Mensuales	1195 estaciones terrestres	1964-1993	$G_n$	Gratuito
PVGIS-ESRA	Europa	Mensuales	Europa : 566 estaciones terrestres interp. $1 \times 1 \text{ km}^2$	1981-1990 Promedios	$G_n$ , $T_a$	Gratuito
	África		África : Meteosat  (Base datos Helioclim-1)	1985-2004		
Helioclim -1 (SoDa)	Europa África	Mensuales	Meteosat  $50 \times 50 \text{ km}^2$	1985-2005	$G_n$	Web de pago  1985-89 gratuito
RETSscreen	Mundial	Mensuales	Recopilación 20 fuentes Incl. WRDC - NASA	1961-1990 Promedios	$G_n$ , $T_a$  $Wind_{Vel}$	Software, gratuito
SolarGIS	Mundial	Horarios	Meteosat Aprox. $4 \times 5 \text{ km}^2$	Desde 1994	$G_n$ , $D_n$ , $T_a$	De pago



### 3. MATERIALES

Este apartado trata sobre la existencia de un amplio espectro de materiales en la integración solar fotovoltaica para hacer notar las posibilidades que existen tanto presentes como futuras en este tipo de solución tecnológica, lo que hay que sumar al interés económico anterior.

Debido al gran alcance que supone el estudio de todos los materiales usados y sus propiedades, se ha optado por estudiar aquellos que se han estimado como más interesantes para este trabajo, caracterizándolos según la propiedad más importante, la eficiencia energética.

#### 3.1. PRINCIPIO FOTOVOLTAICO

El efecto fotovoltaico consiste en la generación de una corriente eléctrica a través de un material expuesto a irradiación solar; es un fenómeno físico-químico basado en el efecto fotoeléctrico.

Cuando la radiación solar, o cualquier otro tipo de radiación, incide sobre la superficie de un material semiconductor, los electrones de la banda de valencia absorben energía y se excitan, saltando de la banda de conducción para ser libres. Algunos de estos electrones excitados alcanzan una zona de unión donde son acelerados por otro material debido al potencial galvánico. Este fenómeno genera una fuerza electromotriz, y de esta forma la energía solar se convierte en energía eléctrica.

La importancia de la estructura química del material donde incide la irradiación es crucial; el más utilizado actualmente es el silicio, dopado con boro o fósforo. Esto se debe a la capacidad semiconductora del silicio y de su material de unión con otros elementos, que es casi idéntica al carbón.

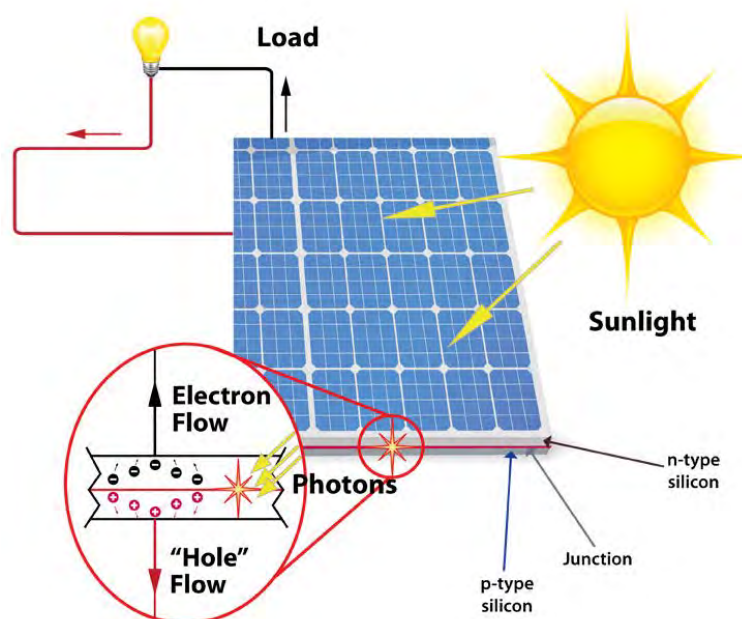


Figura 3-1 Principio energía solar fotovoltaica

### 3.2. MATERIALES FOTOVOLTAICOS

A continuación se muestra un gráfico donde se indican los distintos materiales existentes en el sector de la energía solar fotovoltaica.

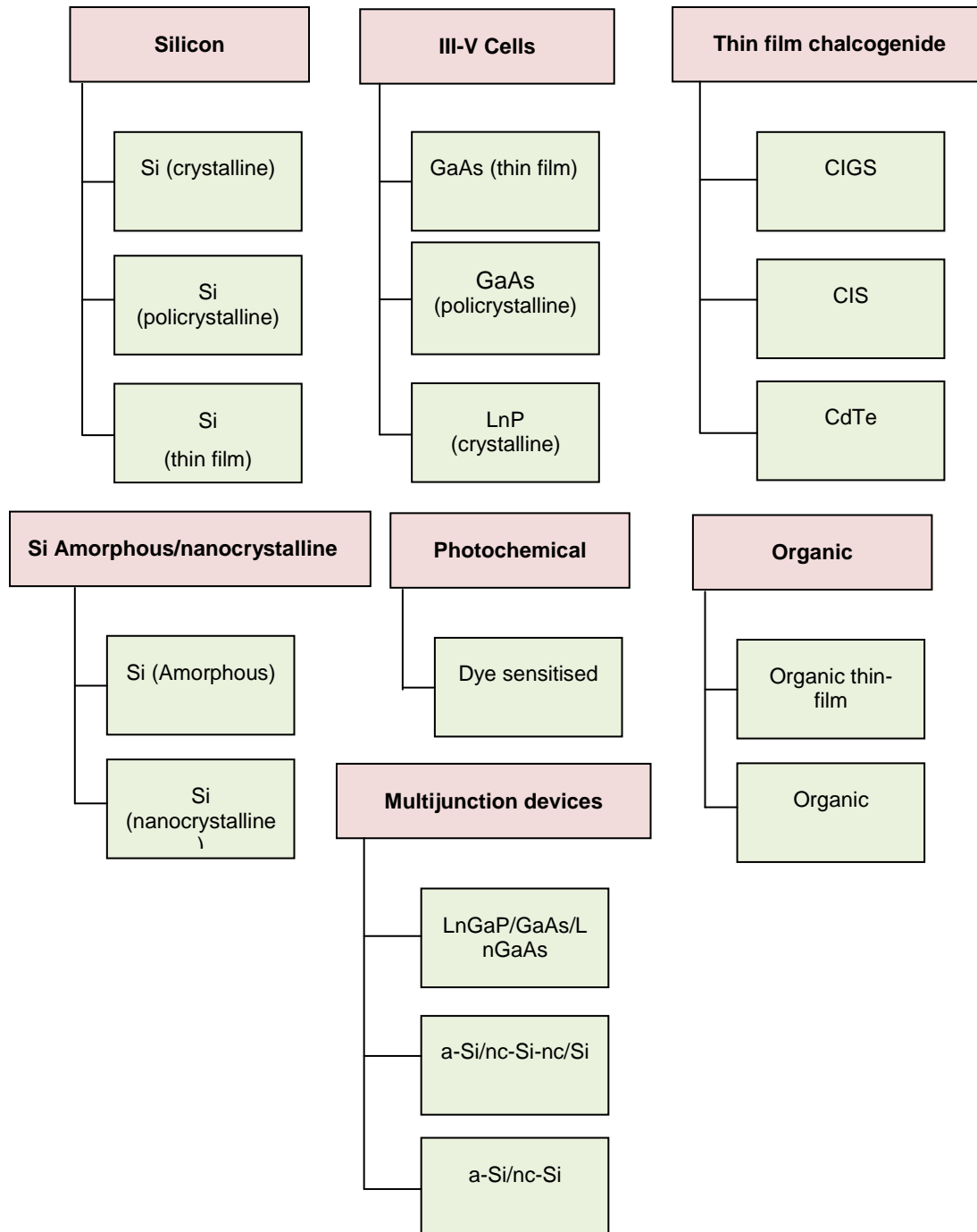


Figura 3-2 Materiales energía solar fotovoltaica [70]

### 3.3. MATERIALES FOTOVOLTAICOS: FORMULACIÓN

Las propiedades que definen qué materiales son más ventajosos respecto a otros son varias, aunque por lo general el parámetro que más se tiene en cuenta es la eficiencia energética [71]. Esto se debe a la propia historia

de la energía solar fotovoltaica, ya que desde las primeras fases de su desarrollo el gran problema ha sido la baja eficiencia energética a la hora de convertir radiación solar en electricidad. A grandes rasgos esta propiedad depende del nivel de desarrollo tecnológico del material, del propio material, y de las condiciones de operación del sistema.

Aunque para productos BIPV&BAPV se debe tener en cuenta la conductividad térmica, ésta queda fuera del alcance de la presente investigación.

### 3.3.1. Eficiencia energética

La eficiencia energética de los materiales fotovoltaicos se define según la siguiente expresión:

$$PCE = \frac{J_{sc} \cdot V_{oc} \cdot FF}{P_{in}} \quad \text{Ecuación 3-1}$$

Donde:

- PCE: Power Conversion Efficiency (%). Eficiencia energética.
- $J_{sc}$ : Short Circuit Current Intensity ( $A/cm^2$ ). Corriente de cortocircuito.
- $V_{oc}$ : Open Circuit Voltage (A). Voltaje en circuito abierto.
- FF: Fill Factor (%). Factor de llenado.
- $P_{in}$ : Input Power ( $W/cm^2$ ). Energía introducida durante el ensayo.

Para una mejor comprensión de los parámetros anteriores se presenta la siguiente curva I-V (intensidad-voltaje) típica de un producto fotovoltaico.

Las curvas I-V son muy útiles para el diseñador del sistema, y representan el comportamiento eléctrico de las células/módulos fotovoltaicos sometidos a un ensayo determinado y estandarizado internacionalmente, de tal forma que todos los productos son comparables entre sí (capítulo III.3.1).

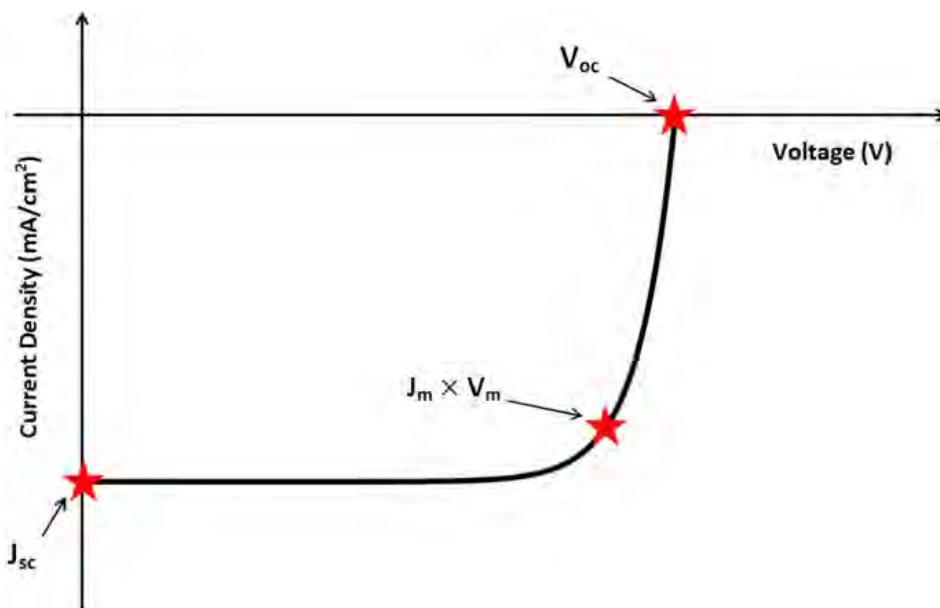


Figura 3-3 Curva I-V [72]

Los ensayos a los que se someten estos productos consisten en una simulación en laboratorio de unas condiciones normales de operación del módulo o célula, es decir, se ilumina mediante unas condiciones determinadas de irradiación y el módulo o célula se mantiene a una determinada temperatura, mientras se modifican eléctricamente los parámetros eléctricos para la construcción de la curva I-V.

Para las condiciones que definen el parámetro  $P_{in}$ , el estándar más usado es el STC (*Standard Test Conditions*) de la normativa IEC 61646 [73], el cual consiste en un nivel de irradiación de  $1,000 \text{ W/m}^2$ , con una temperatura de módulo de  $25^\circ\text{C}$  y un espectro de radiación AM 1.5 Global (Figura 2-3). El espectro de radiación vuelve a estar estandarizado por el organismo internacional IEC (International Electrotechnical Commission) [73].

A continuación se presentan los parámetros de los que depende directamente la eficiencia energética para una mejor comprensión de las tablas y datos que se irán mostrando posteriormente.

### 3.3.2. Corriente de cortocircuito

El parámetro de corriente de cortocircuito se define como el máximo amperaje que se puede extraer de un material fotovoltaico en condiciones de cortocircuito. Este parámetro está directamente ligado a otro, el EQE (External Quantum Efficiency) o eficiencia cuántica externa, mediante la siguiente expresión:

$$J_{sc} = \frac{q}{hc} \cdot \int_{\lambda_{min}}^{\lambda_{max}} EQE \cdot P_{in}(\lambda) \lambda \cdot d\lambda \quad \text{Ecuación 3-2}$$

EQE es la relación entre electrones generados y fotones absorbidos por el material a una determinada longitud de onda. Este dato es importante, ya que en función de la localización geográfica y el momento del año en los que nos encontremos, el espectro de radiación es distinto, pudiéndose considerar como un factor a tener en cuenta a la hora del diseño.

### 3.3.3. Voltaje circuito abierto

Al igual que la corriente de cortocircuito es el valor máximo de tensión que puede dar la célula/módulo fotovoltaico, en este caso con una situación de circuito abierto.

### 3.3.4. Factor de llenado

El factor de llenado representa la “cuadratura” de la curva I-V. Se expresa mediante lo siguiente:

$$FF = \frac{J_m \cdot V_m}{J_{sc} \cdot V_{OC}} \quad \text{Ecuación 3-3}$$

Donde  $J_m$  y  $V_m$  son respectivamente la intensidad y voltaje a los que obtiene la máxima potencia eléctrica. El valor limitado de este parámetro asciende a 1, que es el máximo posible.

### 3.4. MATERIALES FOTOVOLTAICOS: EFICIENCIA

Es importante diferenciar entre las eficiencias existentes en fase de investigación y las que se encuentran en fase comercial. Una vez que los costes pueden pasar a competir en el mercado, los materiales y productos anteriormente novedosos y caros dan el salto. Es por ello que a continuación se analizan estas dos fases por separado según las fuentes más actualizadas posibles encontradas, aunque debido al rápido desarrollo de esta tecnología y al secreto industrial con que se realizan algunas investigaciones, puede que no esté actualizada.

#### 3.4.1. Eficiencias de productos comerciales y materiales más utilizados

Por lo general los productos en fase comercial son difíciles de encontrar en artículos de investigación, sin embargo sí que hay algunos tipos *Review* o *State-of-art* que referencian a páginas web o recursos donde se analizan los productos comerciales más eficientes.

En [20] se recogen las mejores eficiencias para Si-mono, Si-poli y CIGS en módulos comercialmente disponibles. Con ese recurso y otros, se muestra un resumen de las eficiencias de productos fotovoltaicos comerciales.

*Tabla 2 Tabla eficiencias materiales comerciales [20]*

MATERIAL	EFICIENCIA
Silicio monocristalino (células)	16,0 – 24,0 %
Silicio monocristalino (módulos)	20,0 %
Silicio policristalino (células)	14,0-18,0 %
Silicio policristalino (módulos)	16,0 %
Silicio amorfo (células)	4,0-10,0 %
Teluro Cadmio (células)	9,4-13,8 %
CIS/CIGS (células)	11,0-18,7 %
CIS/CIGS (módulos)	13,0 %

#### 3.4.2. Eficiencias de materiales en fase de investigación

En [70] se incluyen las mejores eficiencias en materiales fotovoltaicos de investigación, así como los parámetros de ensayos y los laboratorios donde se realizaron esos ensayos. Cabe destacar que hay ensayos del siglo XX, por ejemplo en el Si-mono, con una eficiencia comercialmente inexistente hasta la fecha.

*Tabla 3 Tabla eficiencias materiales en investigación [70]*

*Confirmed terrestrial cell and submodule efficiencies measured under the global AM1.5 spectrum (1000W/m<sup>2</sup>) at 25°C (IEC 60904-3: 2008, ASTM G-173-03 global)*

CLASSIFICATION	EFFICIENCY (%)	Area (cm <sup>2</sup> )	Voc (V)	Jsc (mA/cm <sup>2</sup> )	FF (%)	TEST CENTRE (DATE)	DESCRIPTION
<u>Silicon</u>							
Si (crystalline)	25.0 ± 0.5	4.000	0.706	42.7	82.8	Sandia (3/99)	UNSW PERL
Si (multicrystalline)	20.4 ± 0.5	1.002	0.664	38.0	80.9	NREL (5/04)	FhG-ISE
Si (thin film transfer)	19.1 ± 0.4	3.983	0.650	37.8	7.6	FhG-ISE (2/11)	ISFH (43 µm thick)
Si (thin film submodule)	10.5 ± 0.3	94.0	0.492	29.7	72.1	FhG-ISE (8/07)	CSG Solar
<u>III-V Cells</u>							
GaAs (thin film)	28.8 ± 0.9	0.9927	1.122	29.68	86.5	NREL (5/12)	Alta Devices
GaAs (multicrystalline)	18.4 ± 0.5	4.011	0.994	23.2	79.7	NREL (11/95)	RTI, Ge substrate
LnP (crystalline)	22.1 ± 0.7	4.02	0.878	29.5	85.4	NREL (4/90)	Spire, epitaxial
<u>Thin film chalcogenide</u>							
CIGS (cell)	19.6 ± 0.6	0.996	0.713	34.8	79.2	NREL (4/09)	NREL, on glass
CIGS (submodule)	17.4 ± 0.5	15.993	0.681 5	33.84	75.5	FhG-ISE (10/11)	Solibro, four serail cells
CdTe (cell)	17.3 ± 0.5	1.066	0.842	28.99	75.6	NREL (7/11)	First Solar, on glass
<u>Amorphous/nanocrystalline</u>							
Si (amorphous)	10.1 ± 0.3	1.036	0.886	16.75	67.0	NREL (7/09)	Oerlikon Solar Lab
Si (nanocrystalline)	10.1 ± 0.2	1.199	0.539	24.4	76.6	JQA (12/97)	Kaneka
<u>Photochemical</u>							
Dye sensitised	11.0 ± 0.3	1.007	0.714	21.93	70.3	AIST (9/11)	Sharp
Dye sensitised (submodule)	9.9 ± 0.4	17.11	0.719	19.4	71.4	AIST (3/12)	Sony, eight parallel cells
<u>Organic</u>							
Organic thin-film	10.0 ± 0.3	1.021	0.899	16.75	66.1	AIST (10/11)	Mitsubishi Chemical
Organic (submodule)	5.2 ± 0.2	294.5	0.689	11.73	64.2	AIST (3/12)	Sumitomo
<u>Multijunction devices</u>							
LnGaP/GaAs/LnGaAs	37.5 ± 1.3	1.046	3.015	14.56	85.5	AIST (2/12)	Sharp
a-Si/nc-Si-nc/Si (thin film)	12.4 ± 0.7	1.050	1.936	8.96	71.5	NREL (3/11)	United Solar
a-Si/nc-Si (thin film cell)	12.3 ± 0.3	0.962	1.365	12.93	69.4	AIST (7/11)	Kaneka
a-Si/nc-Si (thin film submodule)	11.7 ± 0.4	14.23	5.462	2.99	71.3	AIST (9/04)	Kaneka

En [72] se presentan las propiedades de algunos materiales híbridos, los cuales combinan una parte orgánica y otra inorgánica. Pese a los bajos rendimientos energéticos ofrecidos respecto a otros materiales, los costes de fabricación son muy inferiores, por lo que puede tratarse de un tipo de material que en unos años con un poco más de investigación y desarrollo sean altamente competitivos a nivel comercial.

*Tabla 4 Tabla eficiencias materiales híbridos orgánicos-inorgánicos en investigación [72]*

ACCEPTOR	STRUCTURE	DONOR	$J_{sc}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	$V_{oc}$ (V)	FF	EFFICIENCY (%)	YEAR
CdS	Quantum dot	P3HT	10,900	1,100	0,350	4,100	2011
CdS	Nanocrystal	P3HT	4,848	0,842	0,532	2,170	2011
CdS	Nanowire	P3HT	5,260	0,600	0,540	1,730	2009
CdS	Nanorod	MEH:PPV	2,960	0,850	0,466	1,170	2007
CdS	Nanoporous	P3HT	5,340	0,518	0,380	1,060	2012
CdS	Quantum dot	P3HT	3,540	0,611	0,330	0,720	2010
CdSe	Nanorod:quantum dot	PCPDTBT	13,860	0,480	0,510	3,640	2012
CdSe	Nanoparticles	PCPDTBT	9,200	0,780	0,490	3,500	2012
CdSe	Nanorod	PCPDTBT	12,100	0,630	0,450	3,420	2012
CdSe	Tetrapod	PCPDTBT	10,100	0,678	0,510	3,190	2010
CdSe	Nanorod:quantum dot	PCPDTBT	8,600	0,630	0,560	3,100	2011
CdSe	Tetrapod	PDTTTPD	7,260	0,880	0,460	2,900	2011
CdSe	Nanorod	P3HT	8,790	0,620	0,500	2,900	2006
CdSe	Quantum dot	PCPDTBT	8,300	0,591	0,560	2,700	2011
CdSe	Nanorod	P3HT	9,700	0,553	0,494	2,650	2010
CdSe	Branched nanoparticles	APFO-3	7,230	0,950	0,380	2,600	2006
CdSe	Tetrapod	OC1C10-PPV	6,420	0,760	0,440	2,400	2005
CdSe	Hyperbranch	P3HT	-	0,600	-	2,180	2007
CdSe	Quantum dot	P3HT	5,800	0,623	0,560	2,000	2010
CdSe	Quantum dot	P3HT	5,500	0,780	0,470	2,000	2011
CdSe	Nanocrystal	P3HT	5,620	0,800	0,430	1,900	2012
CdSe	Nanospheres	P3HT	6,500	0,700	0,420	1,900	2011
CdSe	Quantum dot	P3HT	6,900	0,550	0,470	1,800	2009
CdSe	Nanorod	P3HT	5,700	0,700	0,400	1,700	2002
CdSe	Nanorod	P3HT	3,870	0,640	0,530	1,310	2011
CdTe	Tetrapod	PSBTBT-NH <sub>2</sub>	7,230	0,790	0,560	3,200	2011
CdTe	Quantum dot	PPV	10,700	0,500	0,400	2,140	2011
CdTe	Nanorod	P3OT	3,120	0,714	0,477	1,060	2005
CdTe	Nanocrystals	PNV	6,140	0,440	0,320	0,860	2011
CuInSe <sub>2</sub>	Quantum dot	P3HT	8,070	0,335	0,527	1,425	2011
graphene	Layers	CdSe	2,560	0,520	0,418	0,580	2012
PbS	Nanocrystals	MEH-PPV	0,130	1,000	0,280	0,700	2005
PbS	Quantum dot	P3HT	1,000	0,420	0,390	0,160	2011
PbS	Quantum dot	P3HT	0,300	0,350	0,350	0,040	2007
Si	Nanorod	Spiro-OMeTAD	30,900	0,570	0,588	10,300	2011
Si	Nanowire	PEDOT:PS	24,240	0,532	0,651	8,400	2012
Si	Nanowire	PEDOT	19,280	0,470	0,610	5,090	2010
Si	Core-shell	P3HT	18,900	0,346	0,352	2,310	2011

ACCEPTOR	STRUCTURE	DONOR	$J_{sc}$ (mA/cm <sup>2</sup> )	$V_{oc}$ (V)	FF	EFFICIENCY (%)	YEAR
Si	Nanowire	P3HT	11,610	0,425	0,390	1,930	2009
Si	Quantum dot	P3HT	3,800	0,800	0,470	1,470	2010
Si	Quantum dot	P3HT	3,300	0,750	0,460	1,150	2009
TiO <sub>2</sub>	Porous	P3HT	4,710	0,870	0,680	2,810	2011
TiO <sub>2</sub>	Nanorod	P3HT	4,330	0,780	0,650	2,200	2009
TiO <sub>2</sub>	Nanorod	P3HT	2,730	0,640	0,560	0,980	2008
TiO <sub>2</sub>	Nanotube	P3HT	1,800	0,620	0,580	0,500	2011
ZnO	Domains	P3HT	5,200	0,750	0,520	2,000	2009
ZnO	Nanoparticles	MDMO:PP V	2,400	0,814	0,590	1,600	2005
ZnO	Nanoparticles	MDMO:PP V	2,670	0,828	0,399	0,880	2011
ZnO	Nanoparticles	P3HbpT	2,100	0,830	0,350	0,610	2012
ZnO	Nanowire	P3HT	0,320	0,400	0,280	0,036	2010
ZnS	Nanoparticles	P3HT	0,008	1,200	0,250	0,200	2009

Al combinar dos materiales, uno orgánico y otro inorgánico, se puede establecer un valor determinado de EQE. Se recuerda que este valor determinaba la cantidad de fotones absorbidos en una longitud de onda de radiación. Por ello, se puede seleccionar una pareja que, en función de la localización del proyecto/instalación u otros criterios, nos interese que convierta en electricidad más cantidad de radiación que esté contenida en una determinada longitud de onda.

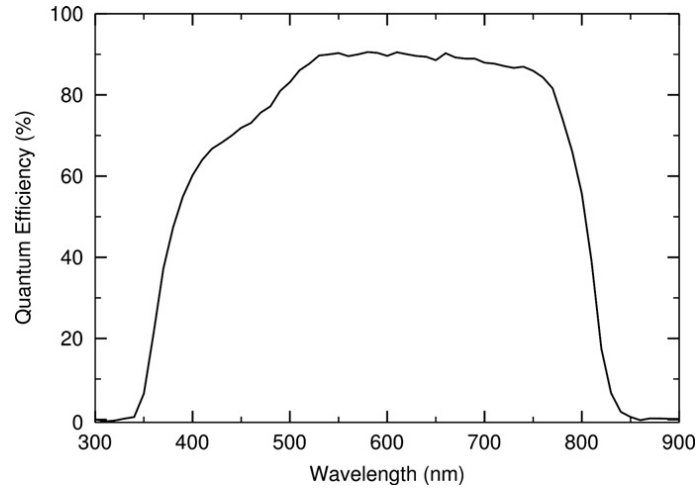
En [74] se presentan las eficiencias de otros materiales, en este caso de CIS y CIGS.

*Tabla 5 Tabla eficiencias materiales en investigación [74]*

SOURCE	BUFFER	ABSORBER BUFFER SOURCE	AREA	EFF (%)	$V_{oc}$ (mV)	$J_{sc}$ (Ma/cm <sup>2</sup> )	FF (%)
HZB	Zn(S,O)	CIS	0.5	9.8	710	22.3	61.6
HZB	Zn(S,O)			10.4	700.4	22.5	65.8
HZB	CdS			10.3	708	21.4	68.1
SCG	Zn(S,O)	CIS	0.5	8.5	640	21.9	60.6
SCG			900	7.2	680/cell	20.4	51
Avancis	Zn(S,O)	CISSe	0.5	15.9	580	39.9	68.3
Avancis			900	13.2	580/cell	34.3	66.6

En [75] se presenta propiedades del material CIS, indicándose una eficiencia del 12,8 %.



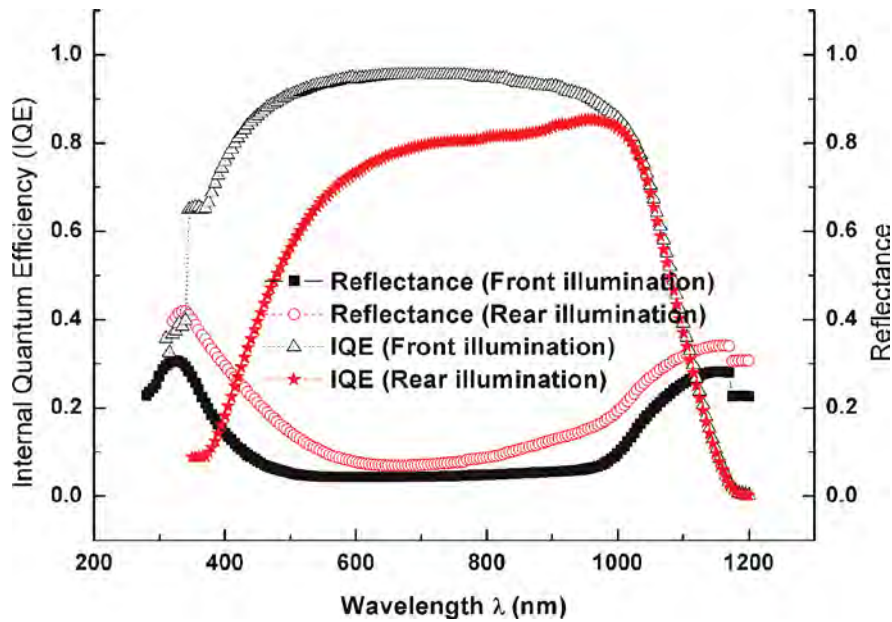


External quantum efficiency of a MgF/ZnO/CdS/CIGS cell (data certified by ISE Freiburg)

Figura 3-4 Eficiencia Cuántica Externa célula MgF/ZnO/CdS/CIGS [75]

En la figura anterior se observa cómo varía el parámetro EQE en función de la longitud de onda de radiación absorbida por el material.

En [76] se presentan los valores de ensayo de un módulo con células de tipo bifacial, es decir, que son capaces de absorber y producir electricidad en ambas caras. El material que se utiliza es silicio mono-cristalino.



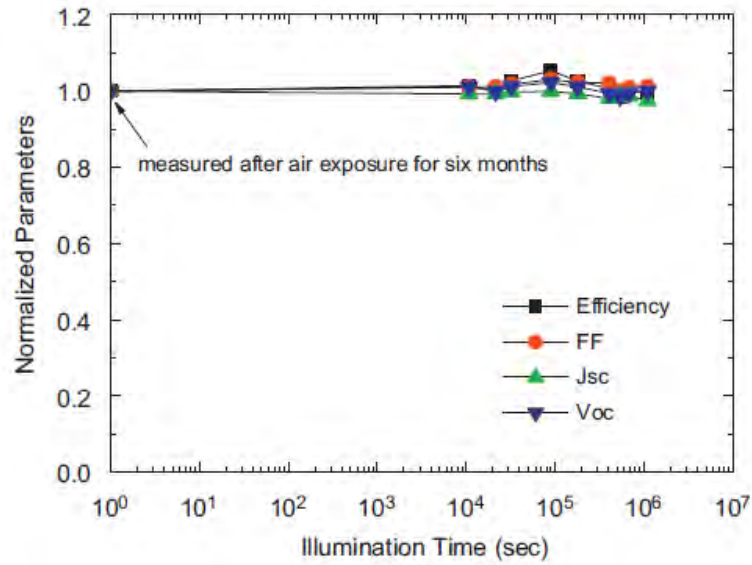
Front and rear internal quantum efficiency (IQE) and reflectance of the bifacial solar cells

Figura 3-5 Eficiencia Cuántica Interna célula bifacial si-mono [76]

En este caso se observa cómo el valor de IQE es distinto en función de la longitud de onda para la parte frontal *front* y la trasera *rear*. El valor de eficiencia cuántica interna (IQE) es diferente del de eficiencia cuántica externa (EQE), ya que la IQE contempla aquellos fotones efectivamente absorbidos por el material, restando aquellos que se pierden por transmisión y/o reflexión, mientras que EQE contempla todos los fotones incidentes.

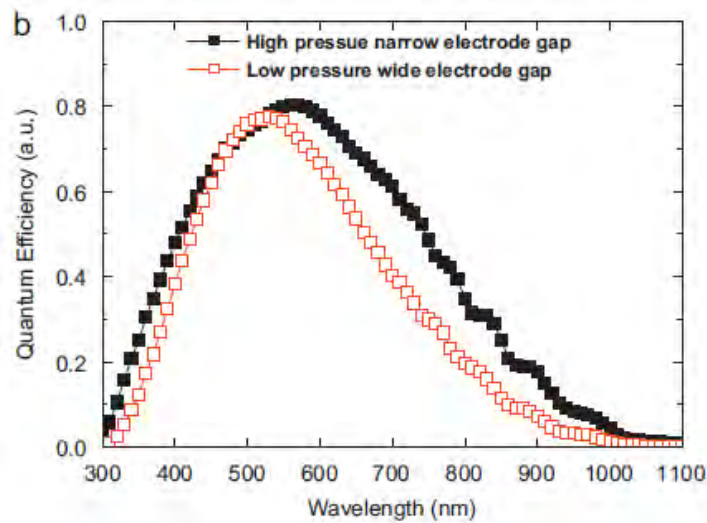
Como último caso de materiales en investigación, en [77] se analiza silicio micro-cristalino como material para células fotovoltaicas. Este material

puede ser un ejemplo de inmadurez para poder salir al mercado, ya que los costes por el momento no son competitivos.



Front and rear internal quantum efficiency (IQE) and reflectance of the bifacial solar cells

Figura 3-6 Evolución parámetros eléctricos silicio microcristalino [77]



Quantum efficiency characteristics of mc-Si PIN solar cells with the intrinsic mc-Si layer deposited under two deposition regime

Figura 3-7 EQE silicio microcristalino [77]

Esta última figura vuelve a mostrar el valor de EQE, en este caso para el silicio micro-cristalino objeto de la investigación en esta referencia. Se pueden comparar estas curvas con otros materiales, de tal forma que se puede llegar a definir la conveniencia de colocar un material u otro en función de la distribución de radiación solar según su longitud de onda, distinta en cada ubicación del globo terrestre y del momento del año.

### 3.5. ANÁLISIS EVOLUCIÓN DE LA EFICIENCIA ENERGÉTICA

#### 3.5.1. Evolución de la eficiencia energética

En el gráfico posterior se presenta la evolución de los valores de eficiencia energética en células fotovoltaicas a nivel de investigación según NREL (*National Renewable Energy Laboratory, USA*).

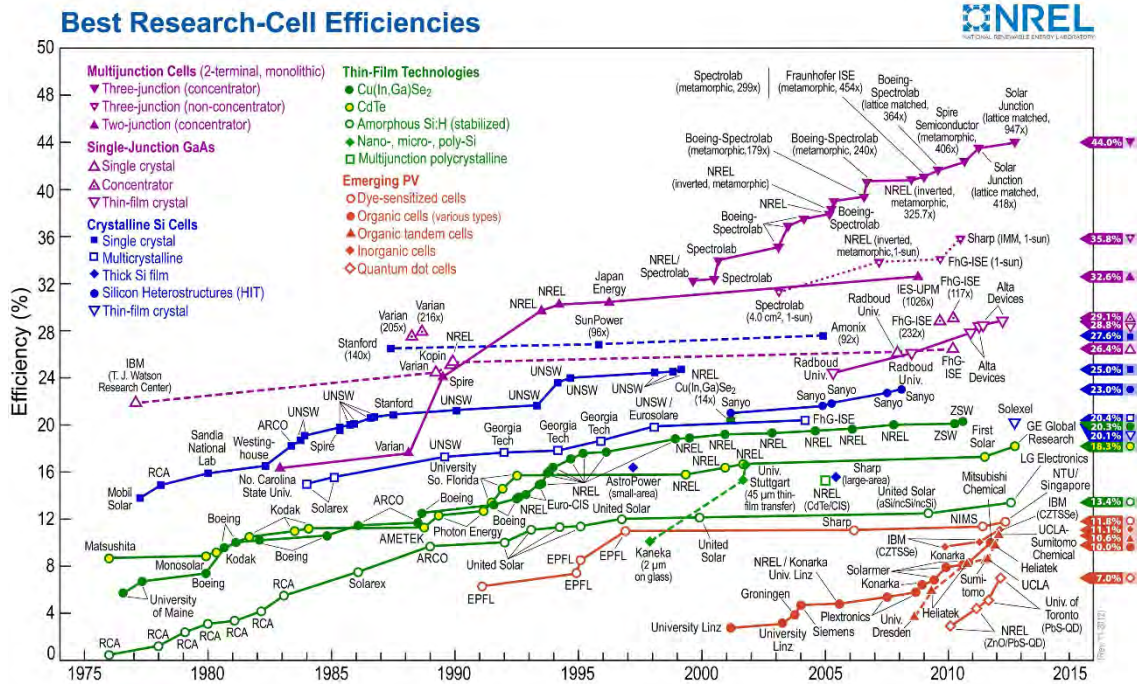


Figura 3-8 Evolución de la eficiencia de células fotovoltaicas en investigación [78]

Para explicar el desfase producto en investigación-producto comercial antes comentado, realizaremos un caso clarificador tomando como material ejemplo el silicio policristalino. Según la figura 3-8 el valor más alto de eficiencia energética en célula comercial existente es de 20.4 % en el año 2015, mientras que en investigación según [70] es de 37.5% en el año 2016.

#### 3.5.2. Previsión evolución de la eficiencia energética

Para analizar la evolución prevista de la eficiencia energética se ha acudido a dos referencias más, en este caso [79] y [80].

En [79], fechado en el año 2009, los autores realizan un análisis del ciclo de vida y costes de los sistemas fotovoltaicos, además de realizar unas estimaciones sobre qué ocurrirá en el futuro en base a unas hipótesis establecidas cuantitativamente.

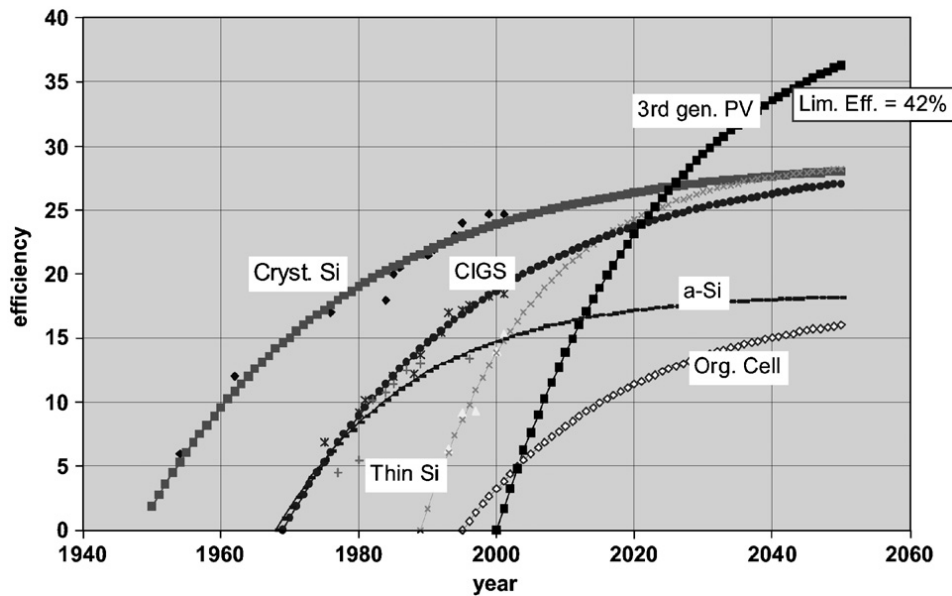


Figura 3-9 Previsión de eficiencias energéticas en varios materiales [79]

Si cortamos las curvas de cada uno de los materiales con el año 2016, podremos asegurar que en la mayoría de los casos la eficiencia prevista se encuentra por debajo de la que realmente se está obteniendo en productos en investigación y ligeramente por debajo en productos comercializados, es decir que la previsión en el mejor de los casos se realizó a la baja. Esto significa que se ha realizado un mayor esfuerzo en el desarrollo de las tecnologías fotovoltaicas de lo que se pensaba, con los consiguientes resultados.

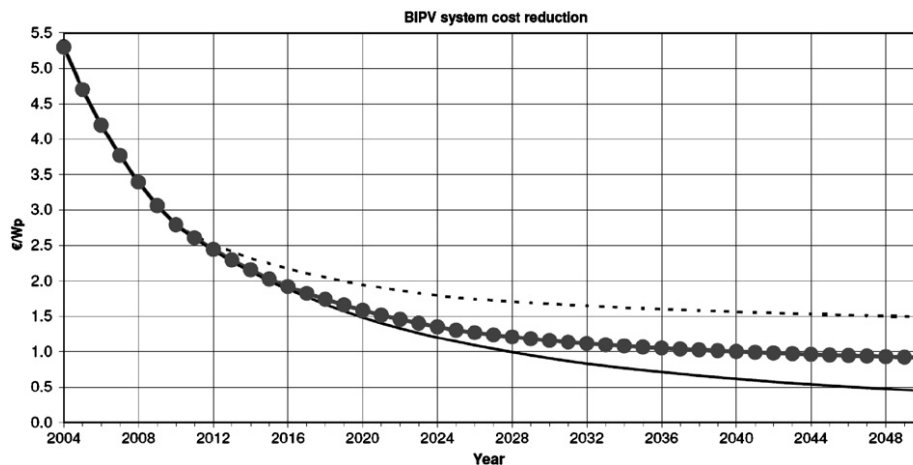


Figura 3-10 Previsión de costes BIPV [79]

También se analizan los costes asociados a la integración de la energía solar fotovoltaica en la edificación (BIPV), y aunque no se han encontrado referencias actuales, estimamos que el coste de los paneles fotovoltaicos mono-cristalinos, ha decrecido hasta valores de 0.7 €/Wp durante este año, por lo que podríamos estar hablando de unos 1.8 €/Wp sobre el total del sistema mientras que en las previsiones se hablaba de 2.0 €/Wp para el año 2016. Esto traducido a un sistema de 3 kWp en una vivienda unifamiliar tipo supone una diferencia de 600 € entre los 5,400 € actuales y los 6,000 € previstos en 2009 para 2016.

En [80] se realiza un análisis de las patentes presentadas hasta la fecha en los distintos tipos de tecnologías/materiales. En este documento afirma que una forma de establecer la madurez y evolución de un sector es mediante el estudio de las patentes aparecidas en el mismo.

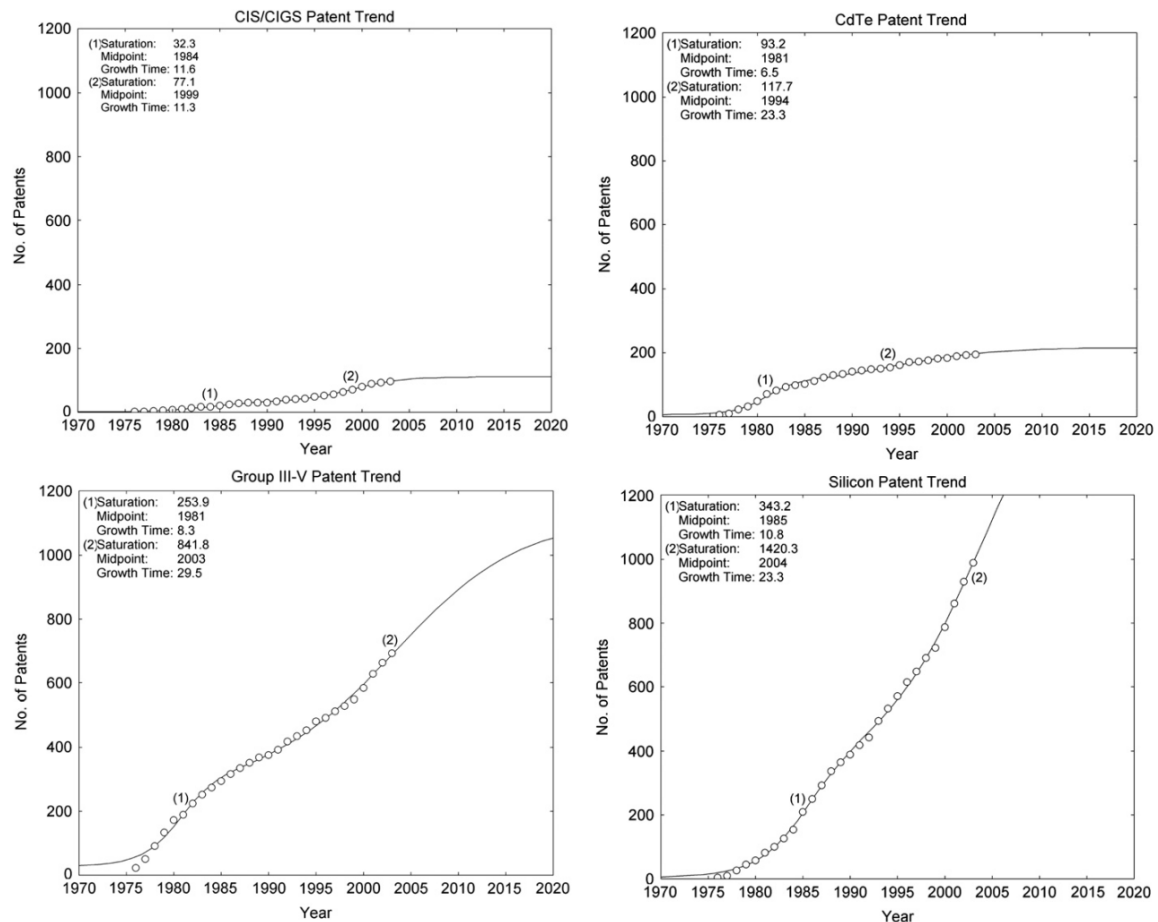


Figura 3-11 Previsión de evolución de las patentes CIS/CIGS, CdTe, III-V y Silicio [80]

En la figura anterior se presenta la evolución en número de patentes de silicio y CdTe entre otras.

Se define el sector del silicio como todavía “inmaduro” mientras el de CdTe tiene cercano su recorrido final. Esto puede llevarse al campo de la eficiencia energética de materiales, pues cada patente presentada mejora este parámetro. Por ello, puede preverse un mayor desarrollo de la eficiencia en algunos materiales como el silicio.

En la tabla 6 se establece para cada una de las tecnologías estudiadas un resumen de patentes con su eficiencia y el año en el que [80] estimó que alcanzarían la madurez tecnológica.

*Tabla 6 Ciclo de vida esperado en varias tecnologías fotovoltaicas [80]*

Technology	Midpoint (year)	Characteristic duration (years)	Mature year
Overall	2004	24.1	≈2016
Emerging PV	2005	17.3	≈2014
CdTe	1994	23.3	≈2006
CIS/CIGS	1999	11.3	≈2005
Group III-V	2003	29.5	≈2018
Silicon	2004	23.3	≈2016

## 4. ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA EDIFICACIÓN: APROVECHAMIENTO ELÉCTRICO

### 4.1. GENERALIDADES

Dentro del sector de la energía solar fotovoltaica quedan definidas dos ramas principales en lo referente a integración en la edificación:

-BAPV: *Building Attached Photovoltaics*. Consiste en añadir productos tradicionales fotovoltaicos en los edificios, en la mayoría de los casos se trata de soluciones tipo paneles sobre estructura fija anclada en cubierta de edificio o en fachada (marquesinas). Por lo general se trata de soluciones que afectan de manera negativa a la estética del edificio, sin embargo tienen la ventaja de que se pueden instalar en edificios existentes sin que los costes aumenten en demasía.



Figura 4-1 Ejemplo producto BAPV

-BIPV: *Building Integrated Photovoltaics*. Proporcionan una solución técnica (generación de energía) en armonía con el edificio existente; puede ser mediante de la sustitución de materiales de la envolvente por superposición.

El problema de este tipo de soluciones es que el coste de implementación es crítico si se trata de un edificio existente, por lo que suelen quedar relegadas a nuevas construcciones.



Figura 4-2 Ejemplos productos BIPV

### 4.2. BIPV

A continuación se va a realizar una breve explicación de los diferentes productos BIPV existentes en el mercado, incluyendo además imágenes y características de los mismos para poder comprender sus aplicaciones.

#### 4.2.1. Tejados inclinados: módulos superpuestos

Se trata de una opción de instalar módulos convencionales superpuestos a la cubierta del edificio (misma pendiente), su integración es menos agresiva que los que sobresalen de la envolvente por tener mayor pendiente. Se trata de una solución a medio camino entre BAPV y BIPV.

##### SolarWatt [81]

El sistema *Easy-In* de SolarWatt© consiste en un marco de aluminio que cierra tres lados del módulo, el cual es instalado en la dirección de la máxima pendiente del tejado.



Figura 4-3 Módulos superpuestos tejado [81]

#### 4.2.2. Tejados inclinados: tejas fotovoltaicas de pequeño tamaño

Solus Engineering [82], ofrece una gran variedad de tejas que permiten una solución de generación energética libre de emisiones para el sector residencial. El rango de productos es muy amplio en soluciones y tamaños. A continuación se muestra un ejemplo de teja fotovoltaica de  $88 \text{ W}_p/\text{m}^2$  de potencia y  $14 \text{ kg}/\text{m}^2$  de peso, formadas por células de silicio monocristalino realizadas con materiales reciclados.

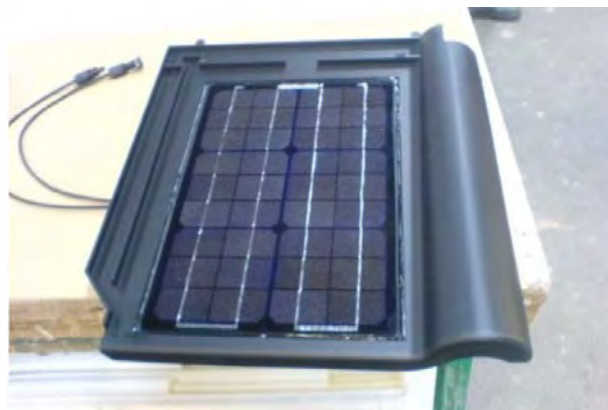




Figura 4-4 Teja fotovoltaica Solus Engineering [82]

Las tejas *RenoSolPan* y *NeoSolPan* de *Smartroof*© [83], fabricadas con materiales sintéticos de alta calidad y reciclables. Posee unos canales de enfriamiento integrados en las tejas para enfriar los elementos fotovoltaicos y aumentar la eficiencia del sistema y prolongar su vida útil. El aire de los canales de enfriamiento de la teja solar puede ser recogido en el punto más alto del tejado (cumbre) por convección natural o por ventilación mecánica. Opcionalmente, este aire caliente puede ser llevado hacia el evaporador de una bomba de calor o aprovechado para calentar el agua sanitaria.

Las tejas son rígidas y se colocan fácilmente. Cada teja está atornillada en el rastrel y encajada en la teja inferior por un gancho integrado. La terminación del tejado puede hacerse combinando con tejas cerámicas tradicionales



Figura 4-5 Tejas fotovoltaicas Smartroof [83]

A continuación se muestra un resumen con algunas de las soluciones comerciales existentes de tejas de pequeño tamaño, así como sus principales características

Tabla 7 Resumen productos tejas fotovoltaicas de pequeño tamaño comerciales

EMPRESA	PAÍS	NOMBRE PRODUCTO	P. Esp (kg/m <sup>2</sup> )	EFICIENCIA (%)	POTENCIA (Wp/m <sup>2</sup> )	ALTURA (mm)	ANCHURA (mm)
Dow	EEUU	Powerhouse Solar Shingle	-	10	39	250	570
Atlantis Energy Systems	EEUU	SunSlate Roof Tile	40.3	-	-	300	400
Panotron Energy System	Alemania	Solar-F	-	-	74	-	-
Smartroof	Bélgica	Neosolpan	16	-	120	468	356

EMPRESA	PAÍS	NOMBRE PRODUCTO	P. Esp (kg/m <sup>2</sup> )	EFICIENCIA (%)	POTENCIA (Wp/m <sup>2</sup> )	ALTURA (mm)	ANCHURA (mm)
Smartroof	Bélgica	Renosolpan	17	-	75	-	-
Solus Engineering	Bélgica	Roof tile	14	-	88	-	-
LUMETA	EEUU	Solar S tile	-	-	66	432	968
Tegola fotovoltaica	Italia	Giellenergy	14.5	18.2	80	245	415
LOF Solar	Taiwán	True steel	-	-	65	600	1100
SolarDachStein	Italia	SRT	-	-	60	260	440
Star Unity	República Checa	Energy tiles	9	-	74	365	607

#### 4.2.3. Tejados inclinados: tejas de gran tamaño

A continuación se muestran unos ejemplos de tejas fotovoltaicas de gran tamaño.

##### Sun Power-Tenesol [84]



Figura 4-6 Tejas fotovoltaicas Sun Power-Tenesol [84]

Esta compañía ofrece un amplio rango de productos para edificios industriales, agrícolas o residenciales, obteniendo una gran integración de los elementos fotovoltaicos.

##### Solar Century [85]



Figura 4-7 Tejas fotovoltaicas Solar Century [84]

A continuación se muestra una tabla resumen con ejemplos de tejas fotovoltaicas comerciales de gran tamaño.

Tabla 8 Resumen productos tejas fotovoltaicas comerciales de gran tamaño

EMPRESA	PAÍS	NOMBRE PRODUCTO	PESO (kg/m <sup>2</sup> )	EFICIENCIA (%)	POTENCIA (Wp/m <sup>2</sup> )	ALTURA (mm)	ANCHURA (mm)
BIPV	EEUU	Sun Energy Tile	12	-	104	430	1200
Creaton	Alemania	Solecia	15	-	123	335	1778
Eternit Solar	República Checa	Integral Plan	14	-	116	1200	2500
Helvetic Energy	República Checa	Voltaic	-	-	120	1098	2250
Monier	Reino Unido	DuoPlain	21.8	17.	120	301	1973
Monier	Reino Unido	Double Roman	18.6	17	146	473	1827
Monier	Reino Unido	Grovebury	18.6	17	146	472	1827
Monier	Reino Unido	Mini Stonewold	16.8	17	137	469	1940
Monier	Reino Unido	Cambrian	16.4	17	90	362	1985
Solecture	Alemania	Pallium	16.3	-	112	681	1302
Sunpower-Tenesol	EEUU	SunTile	25.2	22	110	425	1475
Synroof	Holanda	Kingston W23 solarpan	23.3	19	100	480	932

#### 4.2.4. Lucernarios y tejados semi-transparentes

Canadian [86], fabrica módulos PV de vidrio templado en ambas caras con células solares laminadas entre las mismas. Son ideales para tejados, lucernarios y fachadas, la densidad de células fotovoltaicas varía en función de la transparencia deseada.



Figura 4-8 Módulos semi-transparentes Canadian [86]

El sistema *MultisolR Vitro* de Scheuten Solar [87], es un módulo semi-transparente reciclado y flexible. Ofrece una excelente resistencia a fuego, viento y nieve, diseñado para optimizar su integración en tejados y fachadas.



Figura 4-9 Módulos semi-transparentes Scheuten Solar [87]

#### 4.2.5. Tejados planos y curvos

En el sistema fotovoltaico solar *Quick-Step*, RheinZink [88], los módulos solares están adheridos directamente sobre paneles de *Quick-Step*. El resultado es una conexión flexible y resistente, que cumple con los requisitos específicos relativos a la penetración de la luz, exposición a la intemperie y el envejecimiento. Cuando se somete a condiciones húmedas o secas, frío o calor extremos, la tira adhesiva mantiene su rendimiento. Las células son de silicio tipo *thin-film*.

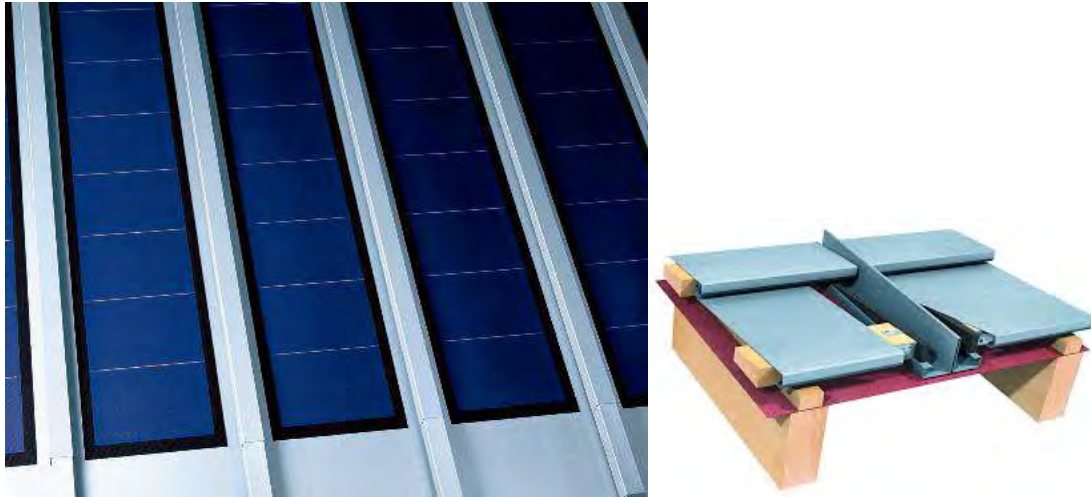


Figura 4-10 Módulos tejados planos y curvos Rheinzink [88]

#### 4.2.6. Fachadas: revestimientos

Otra de las opciones de aprovechamiento eléctrico de la energía solar en la edificación es la instalación de elementos fotovoltaicos en las fachadas, algo muy útil en ciudades donde la relación de área entre tejados y fachadas es muy favorable debido a la altura de los edificios.



Figura 4-11 Ejemplo revestimiento fotovoltaico de fachada

Solecture [89] ofrece un producto que se ancla a la fachada mediante anclajes de acero corrugado, ofreciendo una doble función, generación de energía eléctrica y fachada ventilada.

El número de elementos fotovoltaicos puede ser instalado a elección en función de la orientación de la fachada. Utiliza como material CIS y las dimensiones son a medida. Existe una zona interior entre el material fotovoltaico y la fachada por donde circula aire, que refrigera la fachada y las células PV, mejorando la eficiencia y durabilidad de los sistemas.



Figura 4-12 Revestimiento FV de fachadas Solecture [89]

#### 4.2.7. Fachadas: elementos semitransparentes

Otra forma de aprovechamiento de fachadas es instalando en los huecos ventanas semi-transparentes que dispongan de elementos fotovoltaicos.

Los módulos semi-transparentes *Asi<sub>R</sub> THRU* y *ASI OPAK Schott Solar* [90], son conocidos por su intensidad luminosa y están disponibles como productos de vidrio de seguridad o de aislamiento. Pueden adaptarse a cualquier fachada.



Figura 4-13 Módulos semi-transparentes en fachadas Schott Solar [90]

#### 4.2.8. Fachadas: elementos de sombreado

Los elementos de sombreado son utilizados en arquitectura para reducir la irradiación incidente sobre la envolvente del edificio. La colocación de materiales fotovoltaicos en estas superficies tiene una doble funcionalidad,

pasiva (mejorar la inercia térmica del edificio) y activa (generar energía eléctrica).

Las lamas móviles Solarnova [91], permiten el sombreado del interior y la gestión de la iluminación natural. Al abrirse/cerrarse en función del movimiento del Sol, permite durante todo el día un interior con iluminación óptima (radiación difusa) y una mayor eficiencia que las fijas, por el contrario, requieren un mayor mantenimiento y consumen energía.

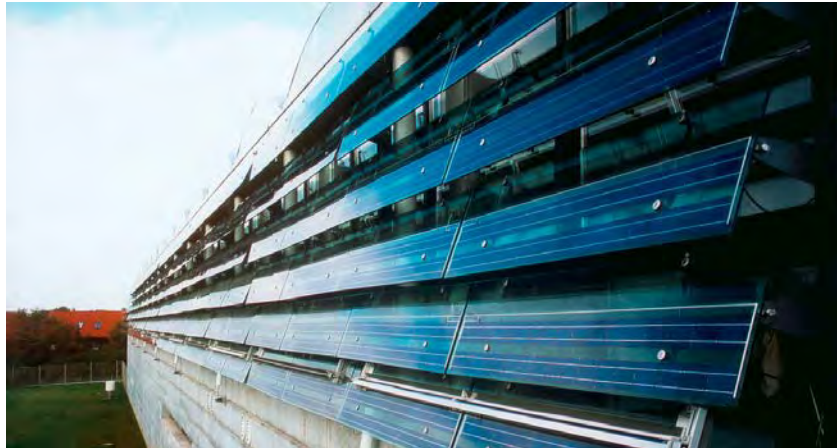


Figura 4-14 Elementos PV con sombreado en fachadas Solarnova [91]

Colt Shadovoltaic es un sistema de sombreado Colt International [92], basado en vidrio, de tipo fijo pero regulable, que puede ser instalado en posición horizontal y vertical en frente de las fachadas. Las células fotovoltaicas están integradas en el vidrio.



Figura 4-15 Elementos PV con sombreado en fachadas Colt International [92]

## 5. TECNOLOGÍA LIDAR

### 5.1. INTRODUCCIÓN

LiDAR es el acrónimo de “*Light Detection and Ranging*” o de “*Laser Imaging Detection and Ranging*”, y se trata de una tecnología basada en la detección remota de objetos por medio de un emisor laser. Es por tanto un sistema de detección remota activo, que emite energía sobre el objeto y recibe la señal reflejada por el mismo.

Los emisores y sensores laser pueden estar situados en puntos fijos (Estaciones laser) o ir montados en plataformas aéreas (sensores LiDAR aerotransportados). Son estos últimos los que más nos interesan a efectos de esta Tesis, ya que con ellos se consigue abarcar grandes superficies de terreno y se obtienen grandes densidades de puntos por metro cuadrado.

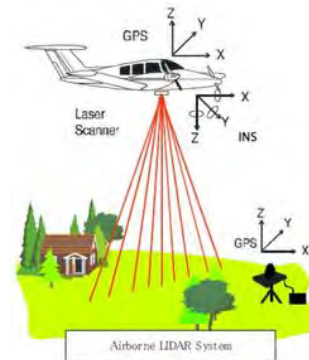


Figura 5-1 Escáner Laser Terrestre fijo (izquierda) y móvil (derecha)

Los sensores LiDAR aerotransportados van asociados con un sistema inercial de navegación y un GPS diferencial (DGPS) trabajando en tiempo real, de forma que se obtienen posiciones georreferenciadas de todos los puntos detectados.

Los componentes básicos del sistema son los siguientes:

- Escaner Laser Aerotransportado (ALS): emisor activo de pulsos y receptor de rebotes. Los sensores LiDAR suelen emplear un láser en el infrarrojo próximo, normalmente de 1,000nm ó 1,500nm.
- GPS diferencial (DGPS): basado en un receptor fijo en el avión y una o varias estaciones de control terrestres, para dar posición georreferenciada de precisión al emisor laser.
- Sistema inercial de navegación (*IMU-Inertial Measurement Unit*): para detectar los giros y trayectorias del avión. Es un sistema que informa de la velocidad, orientación y fuerzas gravitacionales, usando una combinación de acelerómetros y giróscopos.
- Vehículo aéreo: avión, helicóptero o dron.

La base teórica del funcionamiento de un sensor LiDAR es sencilla: el sensor mide el tiempo que la luz láser emitida tarda en ir y volver a un objeto en



el cual rebota (distanciómetro laser). Como las coordenadas y la dirección exacta de emisión de cada pulso de luz son conocidas, gracias al DGPS y al sistema inercial asociado al sensor, el sensor calcula el espacio recorrido por cada pulso de luz y la tripleta de coordenadas de cada rebote del láser en las diferentes superficies. Para calcular el espacio recorrido por cada pulso el sensor aplica la ecuación  $s=v*(t/2)$ , donde  $v$  es la velocidad de la luz y  $t$  es el tiempo que tarda el pulso en ir y volver al sensor. En definitiva, el sensor LiDAR nos proporciona información tridimensional de las superficies que está escaneando.

Por cada pulso emitido por el sistema LiDAR, se pueden captar más de un rebote (normalmente entre 1 y 5), lo que nos permite obtener información de los objetos del terreno a diferentes alturas. Además, se recoge información de la intensidad de la señal reflejada, que luego podrá ser utilizada en los procesos de clasificación de los puntos.

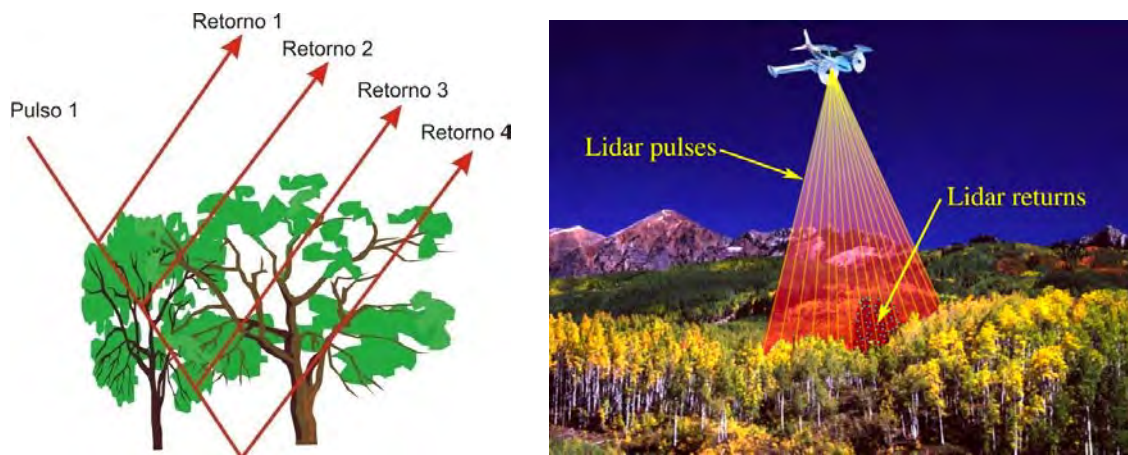
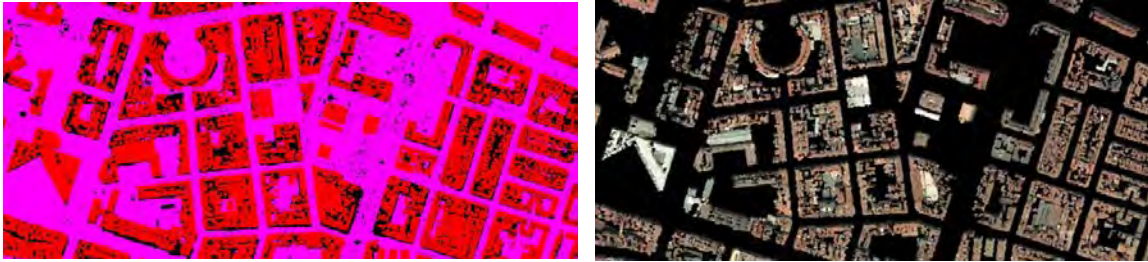


Figura 5-2 Explicación de los pulsos y retornos el LiDAR aerotransportado

El sensor láser emite los pulsos en una única dirección pero un sistema de espejo oscilante, de polígono rotatorio o de fibra se encarga de desviarlos consiguiendo un barrido en una determinada franja de terreno en un ángulo de amplitud configurable. La anchura de la banda escaneada dependerá del ángulo configurado y de la altura de vuelo. Actualmente hay instrumentos LiDAR que miden hasta con una frecuencia de 500kHz. (siendo comunes valores entre 100 y 250kHz), lo que quiere decir que emiten y reciben 500,000 pulsos láser por segundo.

El sistema no puede discriminar en principio los tipos de superficies contra las que impactan los pulsos y por tanto no se distingue entre los puntos que corresponden a vegetación, suelo, edificios u otros objetos. El tratamiento posterior de la nube de puntos brutos mediante filtrado con algoritmos específicos, permite la separación de puntos de suelo, vegetación, edificios y otros.



*Figura 5-3 Puntos LiDAR clasificados edificio/suelo (izquierda) y puntos LiDAR con asignación de color RGB (derecha)*

Precisamente, los puntos LiDAR clasificados como “edificios”, constituyen un material muy importante en el desarrollo de esta Tesis, ya que a partir de ellos podemos modelizar fachadas, tejados y otros elementos constructivos de interés.

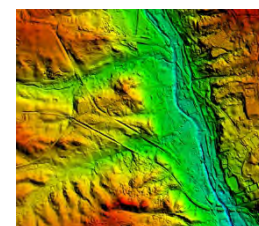
## 5.2. APLICACIÓN

El sistema LiDAR registra puntos con coordenadas X,Y,Z con alta precisión, georreferenciados y sobre grandes extensiones de terreno. Y además es una captura masiva de puntos uniformemente distribuidos en el espacio, lo que permite registrar con detalle tanto el propio suelo, como todo elemento que se halle sobre él. Las densidades de puntos por metro cuadrado logradas van en general desde los 0.5 puntos/m<sup>2</sup> hasta los 10 puntos/m<sup>2</sup>, en función de la altura del vuelo y de la frecuencia del emisor.

Las aplicaciones de esta tecnología son muy diversas y cada día surgen nuevos usos y adaptaciones. Entre las aplicaciones más conocidas están:

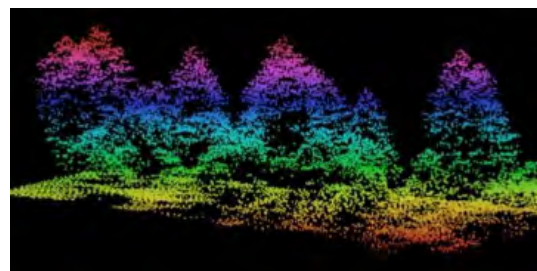
- GENERACIÓN DE MODELOS DIGITALES DEL TERRENO (MDT) Y MODELOS DE SUPERFICIE (MDS)

El uso más directo de los datos obtenidos por tecnología LiDAR es la generación de Modelos Digitales del Terreno (MDT) y Modelos Digitales de Superficies (MDS) mucho más precisos que los obtenidos por otras técnicas topográficas o fotogramétricas.



- GESTIÓN FORESTAL

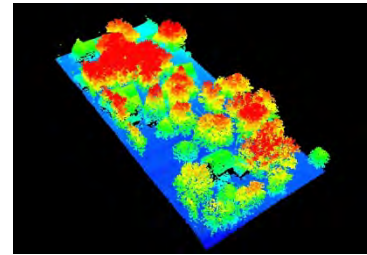
La alta densidad de puntos LiDAR que se pueden capturar dentro de un área forestal, permite realizar estudios dasométricos de estructura de la masa forestal e incluso determinar parámetros de árbol individual. En general, se facilitan mucho las labores periódicas de inventario forestal, con obtención rápida de alturas de vegetación y volúmenes de aprovechamiento, así como el seguimiento de las



replantaciones y la estimación del riesgo de incendios forestales.

- **CONTROL DE BIOMASA**

Las operaciones de clasificación de la nube de puntos LiDAR utilizando algoritmos adecuados, permite evaluar y cuantificar la biomasa existente sobre un terreno. Estudiando vuelos sucesivos a lo largo del tiempo, se puede estimar la evolución de la biomasa, lo que permite una planificación de su aprovechamiento.



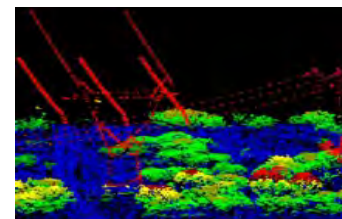
- **GESTIÓN DEL MEDIO FLUVIAL**

Mediante el uso de nubes de puntos LiDAR del cauce fluvial se puede determinar fácilmente la geomorfología de la cuenca, realizar estudios de la vegetación de ribera, cuantificar los riesgos de avenidas, estimar indicadores del estado ecológico de los ríos o gestionar las redes de drenaje.



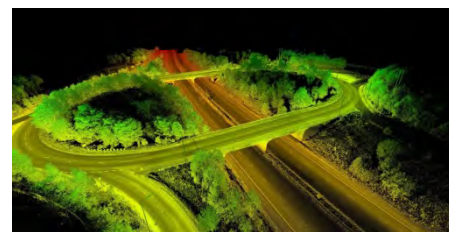
- **CONTROL DE LOS TENDIDOS ELÉCTRICOS**

Sobre los tendidos eléctricos también se producen rebotes, y los puntos deducidos a partir de ellos definen geoméricamente los cables. Esto nos permite detectar problemas de proximidad del cableado al arbolado o a los edificios.



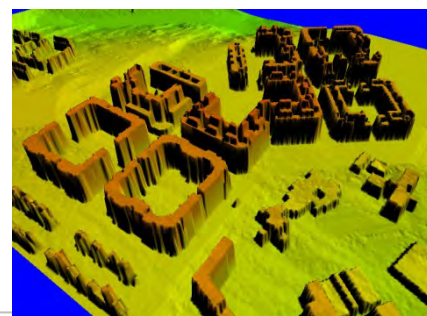
- **PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DE OBRAS PÚBLICAS**

Los puntos LiDAR permiten tener una representación fiable del terreno y de la realidad de muchas obras de infraestructura pública como carreteras, ferrocarriles, embalses o aeropuertos. Se puede realizar cubicación de terrenos y el seguimiento de las obras.



- **PLANIFICACIÓN Y GESTIÓN DEL ENTORNO URBANO**

La disposición de nubes de puntos LiDAR de alta densidad, posibilita el control geométrico de edificios, viales y de todas las infraestructuras urbanas que integran la ciudad. Se pueden determinar volumetrías edificatorias, controlar de alturas máximas permitidas, hacer un seguimiento del grado de ejecución de Planes Generales de Ordenación y estudios de



visibilidad o realidad virtual. Podemos también conocer con detalle la altura de los edificios, la disposición de las fachadas, la inclinación y la orientación de faldones en los tejados, etc. Es precisamente esta aplicación la que vamos a desarrollar en esta Tesis.

## 6. PROGRAMAS DE SIMULACIÓN EXISTENTES

El uso de programas de simulación en el diseño solar de los edificios es una práctica habitual entre los ingenieros y arquitectos. Además de incrementar la rapidez de generación de proyectos, las herramientas de simulación facilitan y mejoran la comunicación entre los diferentes agentes de la construcción (en las fases de diseño, proyecto y ejecución).

Aunque la presente Tesis desarrolla modelos de simulación propios, es esencial conocer las prestaciones de los programas de simulación existentes, sus ventajas y desventajas. En general, en cualquier tipo de investigación es recomendable no acudir a software comercial, ya que los códigos de programación son cerrados y no pueden modificarse los modelos para que se adapten mejor a las necesidades específicas de la investigación. Sin embargo, existen otro tipo de programas más abiertos en otras ramas de la ingeniería en donde sí puede ser interesante utilizarlos, algo que no ha ocurrido durante el desarrollo del argumento del presente trabajo.

No obstante lo anterior, el estudio de las diferentes herramientas existentes ha servido de base para entender el proceso a seguir en la formulación de los problemas planteados en la tesis, sobre todo en lo relativo a presentación de resultados.

Este apartado realiza una breve presentación de algunos de los programas de simulación existentes para el diseño solar de edificios. Algunas de estas herramientas únicamente proveen de resultados cualitativos, que pueden ser especialmente útiles durante una etapa inicial del diseño. Otras, son herramientas especializadas en dimensionamiento de componentes solares activos, generando resultados cuantitativos, aunque tienen el inconveniente de necesitar más tiempo de computación y mayor detalle en los elementos de entrada en la simulación.

## 6.1. ARCHICAD®

ArchiCAD es un programa de arquitectura tipo BIM/CAD de Graphisoft®. Sus funciones principales son las siguientes:

- Análisis de sombreado solar
- Animaciones de sombreado
- Visualización de instalaciones solares

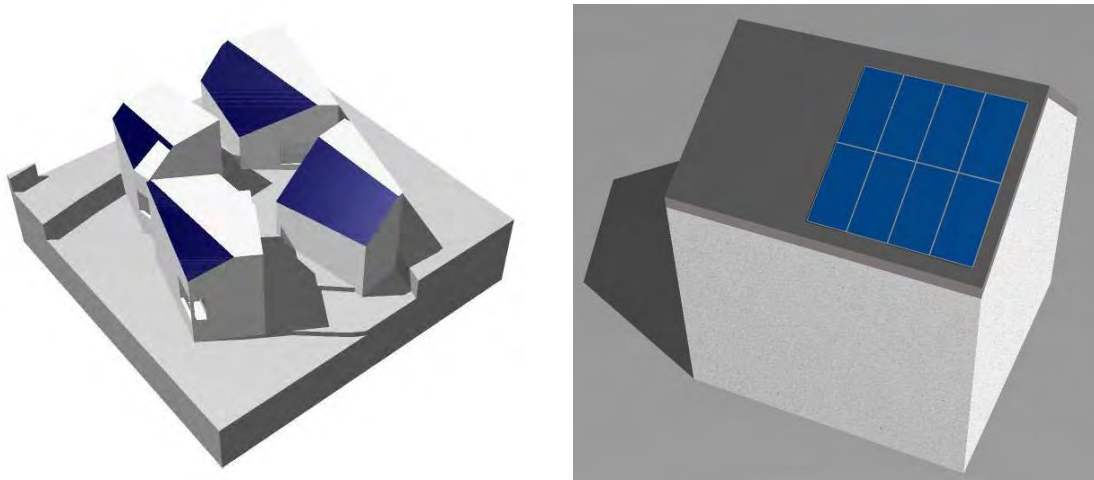


Figura 6-1 Ejemplo simulaciones ArchiCAD®

Los resultados de este programa son cualitativos, por lo que no es capaz de proveer de conclusiones analíticas, por ejemplo irradiación incidente.

## 6.2. AUTODESK® ECOTECT®

Este software es capaz de realizar los siguientes análisis:

### Análisis de recurso solar

El programa es capaz de evaluar la irradiación solar incidente, la irradiación solar absorbida/transmitida en la envolvente de edificio, sombreados, etc.

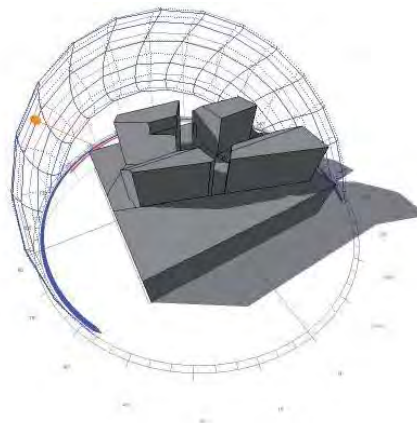


Figura 6-2 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (i)

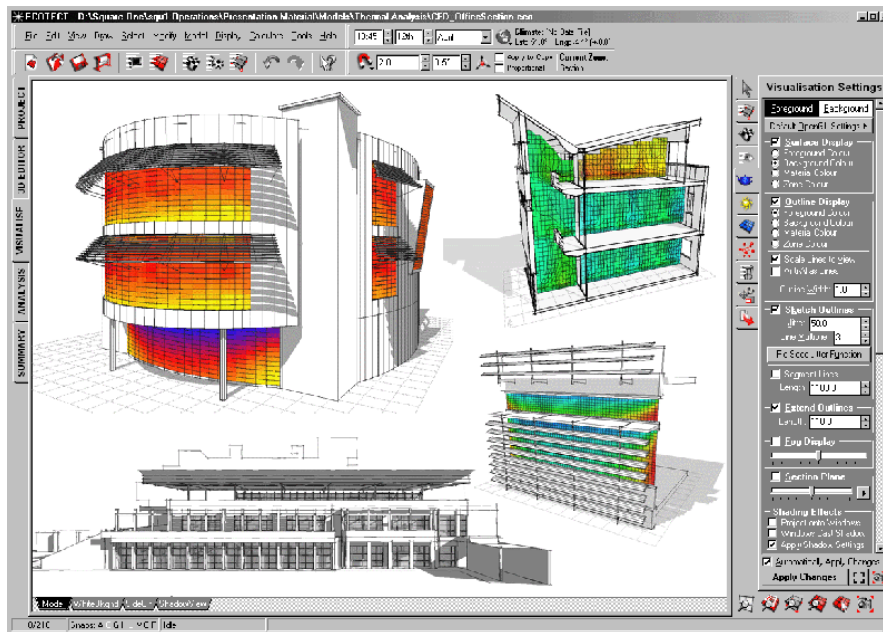


Figura 6-3 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (ii)

### Análisis de iluminación

Mediante la inserción del modelo en 3D, es capaz de calcular la iluminación natural en las diferentes partes del interior del edificio, evaluando la necesidad de iluminación artificial.

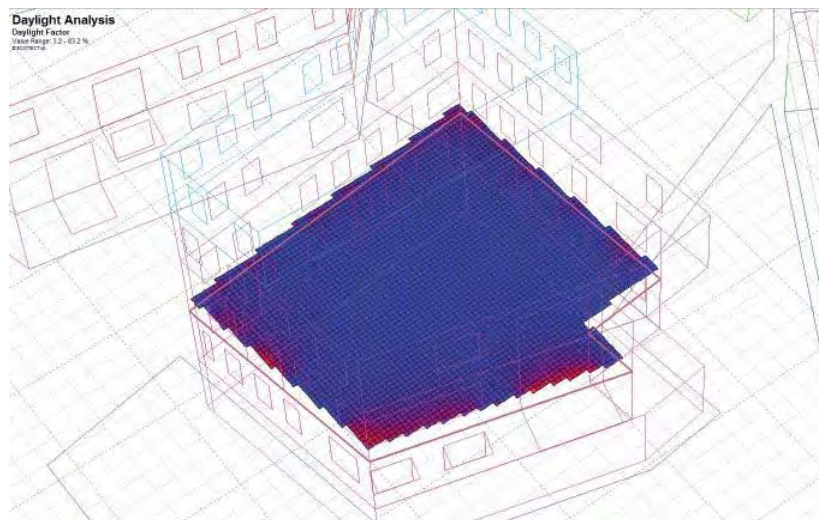


Figura 6-4 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (iii)

### Análisis térmico

Adicionalmente, el programa es capaz de simular térmicamente el edificio, calculando trasmittancias, evaluando pérdidas térmicas, etc, a fin de asegurar unas condiciones de confort dentro del edificio.







Figura 6-7 Ejemplo simulaciones Google Sketchup® Skelion® (i)

Ofrece resultados cualitativos y cuantitativos del nivel de generación eléctrica de los elementos fotovoltaicos. Sin embargo, no es tan válido para el cálculo de elementos integrados BIPV.



Figura 6-8 Ejemplo simulaciones Google Sketchup® Skelion® (ii)

#### 6.4. PVSYST®

El PVSYST es uno de los programas más utilizados en el diseño de instalaciones solares fotovoltaicas. Su éxito está basado en la eficiente implementación de importación de datos de irradiación, generación de series sintéticas, bases de datos de equipos fotovoltaicos y sobre todo la capacidad de diseño eléctrico de la parte de energía fotovoltaica.

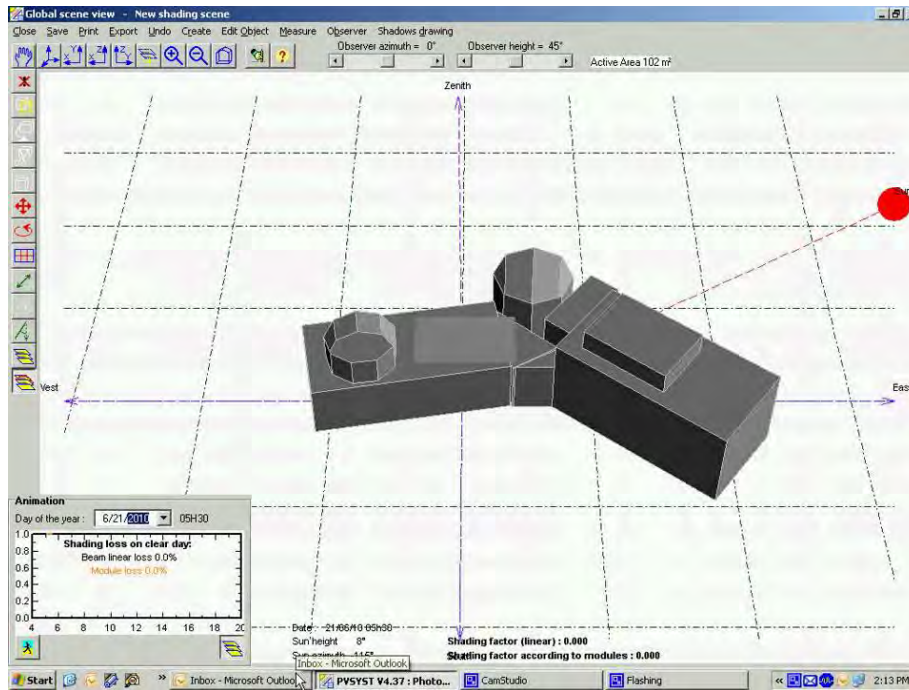


Figura 6-9 Ejemplo simulaciones PVSYST®

Sin embargo, su capacidad de modelización es muy limitada, ya que por ejemplo no permite incluir superficies captadoras fijas que estén orientadas en diferentes planos. Adicionalmente, el análisis de sombreado se realiza en valores porcentuales de todas las áreas analizadas, por lo que el programa no es capaz de diferenciar una zona de otra para proceder a su análisis, de tal forma que es totalmente necesario generar un modelo de simulación para cada área a estudiar.

## 6.5. SOFTWARE COMERCIAL VERSUS DESARROLLO PROPIO DE MODELOS

Como anteriormente se ha comentado, en el presente trabajo se ha optado por desarrollar modelos propios de comportamiento que permitan el diseño solar de la envolvente de los edificios. La argumentación se puede observar en la siguiente tabla de ventajas y desventajas del desarrollo propio de modelos.

Tabla 9 Ventajas y desventajas del desarrollo de modelos propios

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Al ser códigos generados de tipo abierto, se permite modificar, importar o compartir las líneas de programación.	Tiempo necesario para la generación de resultados en tablas y gráficos
Optimización de los procesos de simulación, más adaptados al problema planteado	Son necesarias habilidades y recursos de programación informática

<p>Implementación de mejoras que den más rapidez a los cálculos del modelo</p>	<p>Cualquier modelo desarrollado ha de validarse con resultados experimentales, mientras que el software comercial tiene un histórico mayor.</p>
<p>Flexibilidad para simulación de diferentes hipótesis, casos, etc.</p>	
<p>Poder de computación optimizado, de tal forma que es aprovechado para lo realmente importante, el cálculo cualitativo. Los programas de simulación pecan de ser lentos debido a las necesidades gráficas de los mismos en la presentación de resultados</p>	

No obstante, y dada la naturaleza de la presente Tesis, se han utilizado programas comerciales para la construcción de los modelos: *Excel*® para la generación de gráficos y tablas y *Autocad*© para la representación de resultados.

## 7. RELEVANCIA MEDIAMBIENTAL

Las fuentes de energía renovables encierran un gran potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de la quema de combustibles fósiles y, en consecuencia, para mitigar el cambio climático. Si se utilizan de forma adecuada, las fuentes de energía renovables pueden contribuir al desarrollo social y económico, a un mayor acceso a la energía, a un suministro de energía segura y sostenible y a la reducción de los efectos perjudiciales del suministro de energía sobre el medio ambiente y la salud humana.

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el órgano internacional que lidera la evaluación del cambio climático. Fue establecido por el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Organización Meteorológica Mundial (OMM) para proporcionar al mundo una opinión científica clara acerca del estado actual de los conocimientos sobre el cambio climático y sus posibles consecuencias medioambientales y socioeconómicas.

En este apartado (II.7 y II.7.1) se resume el Informe especial de IPCC [3] sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático, destinado particularmente a las instituciones legislativas y normativas, al sector privado, y a los investigadores de instituciones académicas y de la sociedad civil, evalúa con imparcialidad la literatura científica sobre la función potencial de la energía renovable en la mitigación del cambio climático. El Informe aborda seis fuentes de energía renovables: bioenergía, **solar directa**, geotérmica, hidroeléctrica, oceánica y eólica, así como su integración en los sistemas de energía actuales y futuros. Estudia las consecuencias sociales y medioambientales del uso de esas tecnologías y presenta estrategias para superar los obstáculos técnicos y de otra índole que se presentan para su aplicación y difusión. Además, compara el costo nivelado de la energía procedente de fuentes renovables y el costo reciente de energías no renovables (apartado II.8).

La forma en que producimos y usamos la energía hoy en día no es sostenible. Nuestras principales fuentes de combustibles fósiles son los principales contribuyentes al cambio climático. La desertificación regional y local es causada por el agotamiento de la leña y otras fuentes de biomasa a menudo usadas de manera muy ineficiente, lo cual ocasiona contaminación sustantiva y millones de muertes cada año.

Podemos concluir que los combustibles fósiles -finitos y cada vez más caros- no son la respuesta para países en desarrollo; mientras que las fuentes de energía renovable ofrecen el potencial para transformar la calidad de vida y mejorar las perspectivas económicas de miles de millones de personas.

Para algunos, la energía nuclear se considera como una parte de la solución a la crisis energética: Produce electricidad a gran escala con bajas emisiones de carbono, sin embargo la minería y enriquecimiento de uranio que implica su producción son muy intensivos en el uso de energía. Además la fisión nuclear produce residuos peligrosos que siguen siendo altamente tóxicos durante miles de años, y que no hay ningún lugar en el mundo donde se puedan almacenar de manera segura. Tan sólo Estados Unidos ha acumulado

más de 50,000 toneladas de residuos altamente radiactivos que no se han eliminado de forma segura. De acuerdo con la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos, pasarán por lo menos 10,000 años para que su amenaza a la salud pública se reduzca sustancialmente.

La energía nuclear es una opción extremadamente cara. Como lo demuestra el presupuesto necesario para adaptar la central nuclear de Garoña (Burgos) a la normativa del CSN español para poder reabrirse: el mismo que para construir una central eólica con la misma potencia instalada (no obstante, hay que reconocer que una Central Nuclear puede producir 8,000h.e./año, y una central eólica 3,000h.e./año).

La sustitución de combustibles de origen fósil por energías renovables u otras tecnologías bajas en carbono puede contribuir considerablemente a reducir las emisiones de óxidos de nitrógeno y de dióxido de azufre. Varios modelos han incluido una representación explícita de factores, como la contaminación por sulfatos, que afectan al medio ambiente y a la salud. Los resultados de algunos escenarios muestran que las políticas en materia del clima pueden ayudar a mejorar los problemas locales de contaminación atmosférica (es decir, las partículas), aunque por sí solas las políticas de reducción de la contaminación no necesariamente aportan reducciones de las emisiones de gases de efecto invernadero. Otra consecuencia de algunas trayectorias potenciales de la energía es una desviación eventual del uso de la tierra para destinarla a la producción de biocombustibles. Los resultados de escenarios han resaltado la posibilidad de que si no están acompañadas de otras medidas, las políticas sobre el clima podrían provocar una extensa deforestación al cambiar el uso de la tierra por cultivos destinados a la generación de bioenergía, con las posibles consecuencias adversas para el desarrollo sostenible y, en particular, con las correspondientes emisiones de gases de efecto invernadero.

La Figura 7-1 demuestra la evolución total de las emisiones por energía del Escenario energético en CO<sub>2</sub> equivalente en un escenario de evolución a una energía 100% renovable en 2050. En los primeros años, las emisiones siguen claramente la evolución de la oferta y demanda de energía, sin embargo, en los últimos años, el desplazamiento de opciones energéticas intensivas en emisiones por opciones de bajas o nulas emisiones conduce a una rápida contracción de las emisiones globales.

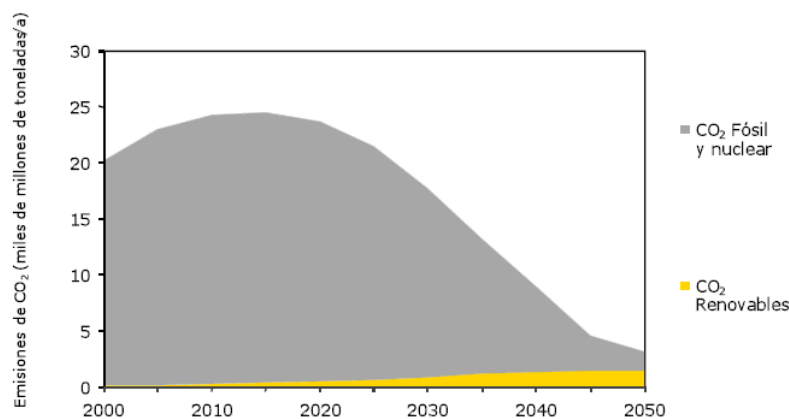


Figura 7-1 Emisiones de CO<sub>2</sub> equivalente en un escenario energético 100% renovable [8]

De manera general, el Escenario Energético llevaría a una disminución, en el año 2050 de un 80% en las emisiones relacionadas con el uso de energía respecto a los niveles de 1990.

En la Figura 7-2, se representa la estimación de las emisiones de gases de efecto invernadero a lo largo de un ciclo de vida (g CO<sub>2</sub> eq/kWh) para categorías amplias de tecnologías de generación eléctrica. Se ha excluido el cambio neto de las existencias de carbono vinculado al uso de la tierra (que concierne principalmente a la bioenergía eléctrica y a la energía hidroeléctrica generada en reservorios) y los efectos de la gestión de tierras; las estimaciones negativas de la bioenergía eléctrica están basadas en ciertos supuestos acerca de las emisiones evitadas de residuos y desechos en vertederos y sus productos asociados. Los rangos de variabilidad de cada tecnología están extraídos de la media obtenida de las numerosas publicaciones en las revistas de mayor impacto; todas las referencias tenidas en consideración se encuentran en el Anexo II de [93].

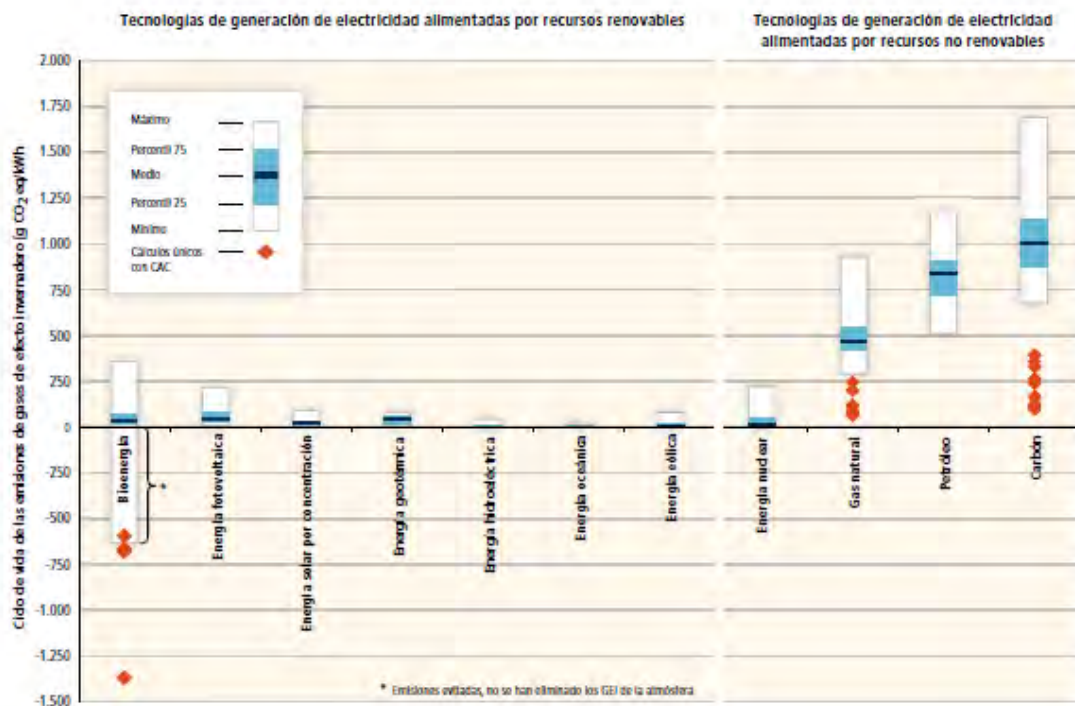


Figura 7-2 Estimaciones de emisiones de CO<sub>2</sub> eq. por tecnologías de generación eléctrica [3]

## 8. RELEVANCIA SOCIAL

“1,400 millones de personas no tienen acceso a una fuente de electricidad fiable. Mientras que la mayoría de la población de los países industrializados da por sentado que la energía es un derecho básico, una quinta parte de la población mundial aún no tiene acceso a una fuente de electricidad fiable. Este hecho reduce drásticamente sus posibilidades de recibir una educación adecuada y de ganarse la vida. A medida que el precio de la energía aumenta, los pobres del mundo seguirán siendo excluidos.

Más de 2,700 millones de personas dependen de la bioenergía tradicional (principalmente madera, residuos de cosechas y estiércol) como su principal fuente de combustible de cocción y calefacción. Combustibles obtenidos, habitualmente, de manera no sostenible, causando erosión del suelo y aumentando el riesgo de inundaciones, así como amenazas a la diversidad biológica y aumento de las emisiones de gases de efecto invernadero. Las estufas tradicionales también son un problema significativo para la salud: la Organización Mundial de la Salud (OMS) estima que 2.5 millones de mujeres y bebés mueren prematuramente cada año como resultado de la inhalación de sus vapores. Con muchas sociedades en desarrollo convirtiéndose rápidamente en sociedades urbanas, la calidad del aire en las ciudades disminuirá aún más.

Aunque la contribución exacta de la energía renovable al desarrollo sostenible debe ser evaluada en el contexto de cada país, las energías renovables ofrecen la oportunidad de contribuir al desarrollo social y económico, a un mayor acceso a las fuentes de energía, a un suministro de energía seguro, a la mitigación del cambio climático y a la reducción de los impactos medioambientales y sanitarios negativos.

En condiciones favorables, es posible economizar costos en comparación con el uso de las energías no renovables, particularmente en zonas apartadas y en medios rurales pobres que carecen de acceso centralizado a la energía. En muchos casos, es posible reducir el costo de la importación de la energía adoptando tecnologías de la energía renovable en pequeña escala que sean ya competitivas. Los niveles básicos de acceso a los servicios energéticos modernos pueden reportar beneficios importantes a nivel de la comunidad o de los hogares. En muchos países en desarrollo, las redes descentralizadas que explotan energías renovables y la incorporación de estas a redes centralizadas han ampliado y mejorado el acceso a la energía. La implantación de la energía renovable podría atenuar la vulnerabilidad a las alteraciones del suministro y a la volatilidad de los mercados si aumenta la competencia y se diversifican las fuentes de energía” [3].

Según [94], “La Unión europea podría reducir su consumo de energía en más de un tercio y generar casi la mitad restante con energías renovables. Las políticas Post-2020 sobre clima y energía podrían ayudar a la UE a reducir su factura externa en importación de combustibles fósiles en 53 millones de euros y reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero a la mitad”. Este informe adapta el escenario global 100% renovable para 2050 a un escenario intermedio (2030).

“A medida que las economías de Europa luchan por recuperarse, las energías renovables y el ahorro energético son signos de esperanza para salir de la crisis actual. Casi 8 de cada 10 europeos están de acuerdo en que la lucha contra el cambio climático puede impulsar la economía y crear nuevos puestos de trabajo” [95]. “Además, el 70% de los europeos creen que la inversión en energías renovables se debe priorizar en los próximos 30 años, en comparación con otras fuentes de energía tales como el gas no convencional (también conocido como “shale gas”), la energía nuclear y las plantas de captura y almacenamiento de carbono (CCS, de sus siglas en inglés Carbon Capture and Storage)” [96].

"Mejorar los objetivos climáticos y energéticos en Europa para 2050 mediante la introducción de un ambicioso paquete de medidas posteriores a 2020 es una situación en la que todos ganaríamos. No sólo ayudaría a reducir el impacto del cambio climático, incluidos los altos costes para la salud y el medio ambiente, sino que también permitiría generar hasta 5 millones de puestos de trabajo” [97], reactivando significativamente la economía.

"Ahora tenemos que decidir cómo se desarrollará nuestro sistema energético a partir de 2020, de modo que se maximicen los beneficios actuales y no se derroche energía ni despilfarren recursos", añadió Jasan Anderson. "Nuestro informe muestra claramente que la UE tiene un gran potencial sin explotar para reducir el uso de energía, aprovechando al máximo las ventajas de las fuentes renovables, que podrían desarrollar energía más barata y más segura. De este modo, se garantizaría un sistema 100% renovable en Europa para 2050" [94].



## 9. INTERÉS TECNOLÓGICO Y ECONÓMICO

El Programa de Energías Renovables de España para el periodo 2011-2020 [17] busca obtener un mayor porcentaje de penetración en edificios usando sistemas de pequeño y mediano tamaño. Por otro lado, eso es algo que no se produjo con el anterior modelo, donde las grandes plantas instaladas en suelo predominaron. Los sistemas instalados cerca de los puntos de consumo reducen las pérdidas de transporte y facilitan un desarrollo más sostenible. Este Programa previó que algunas tecnologías podrían alcanzar una competitividad suficiente en el mercado libre o “pool” en 2016, mientras que otras lo harían en 2030.

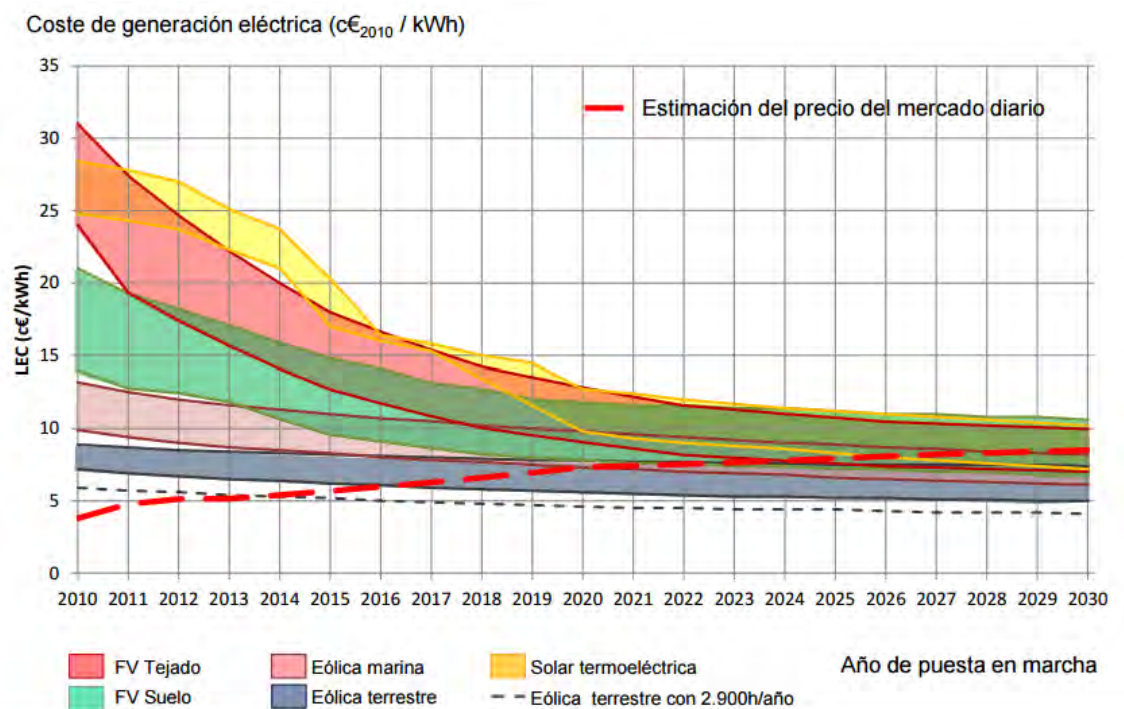


Figura 9-1 Previsión de costes de energías renovables [17]

La Figura 9-1 muestra las estimaciones realizadas por el Gobierno español en el año 2010, en el que preveía que alguna tecnología comenzaría a ser competitiva en condiciones de libre mercado a partir del 2016 y todas ellas en el 2030. Transcurridos 6 años desde que se realizó esta estimación, se puede observar que la evolución va más rápida que las estimaciones, como ya sucedió con otras realizadas en 2007 por Shell Corporation e incluso por Green Peace [3]. En esta Tesis se demuestra que la energía solar fotovoltaica ya es competitiva en 2016, bajo la modalidad de generación para autoconsumo y en determinadas condiciones de captación de irradiación solar.

Tal como se expone en el capítulo 1.5.2, la energía solar fotovoltaica en edificios se considera una de las más prometedoras formas de desarrollo y crecimiento de la tecnología fotovoltaica, y para ello, es esencial reducir los costes, mejorar la eficiencia del panel (kW/m<sup>2</sup>) y de la captación de la irradiación solar (kWh/kW), **éste último aspecto es el núcleo de esta investigación, mediante el cálculo de las horas equivalentes de la envolvente del edificio en cada punto así como de paramentos**

***suplementarios (marquesinas, lamas, toldos), teniendo en cuenta el efecto de sombreado de edificios contiguos.***

La evolución tecnológica de la energía fotovoltaica y el abaratamiento de las celdas fotovoltaicas, así como la imperiosa necesidad de obtener energía no contaminante, sin riesgos para la salud y sin agotar los recursos naturales, hacen prever que las cubiertas y las fachadas de los edificios estén, en un futuro próximo, revestidas de materiales captadores de energía solar térmica y fotovoltaica con tres funciones: aislamiento (eficiencia pasiva), fuente de calor y de refrigeración (agua caliente) y energía eléctrica (eficiencia activa).

## 10. LEGISLACIÓN Y NORMATIVA URBANÍSTICA

El análisis de Ecofys [93] muestra que técnicamente el mundo puede satisfacer sus necesidades de energía con fuentes renovables para el año 2050. Pero esto deriva en varios retos: técnicos, sociales, ambientales, económicos y políticos.

En el aspecto técnico, dos factores clave permitirán al mundo satisfacer sus necesidades de energía con fuentes renovables: (i) es necesario reducir la demanda al mejorar la eficiencia energética y reducir el desperdicio de energía; y (ii) porque la electricidad y el calor son las formas de energía más fácilmente generadas a partir de energías renovables, tenemos que aprovechar al máximo el uso de electricidad y calor directo, apoyados en mejoras de las redes eléctricas.

Un futuro con energía sostenible ha de ser equitativo. Su impacto en la gente y en la naturaleza dependerá enormemente de la forma en que utilicemos nuestros recursos de tierra, mar y agua. Los cambios en el estilo de vida también tienen un papel decisivo que desempeñar.

La gobernanza local, nacional e internacional deberá reforzarse considerablemente para garantizar un futuro energético equitativo.

### 10.1. ORGANISMOS INTERNACIONALES

#### 10.1.1. Protocolo de Kioto 1997

Los firmantes se comprometieron a recortar las emisiones de 6 Gases de Efecto Invernadero en un 5,2% respecto a 1990, durante el periodo 2008-2012.

- La reducción no era uniforme para todos (La U.E. tenía que reducir una media del 8%).
- Su ratificación requería la firma de al menos 55 países que supusieran al menos el 55% del total de las emisiones GEI.
- Las condiciones se cumplieron en 2005 (a partir de la incorporación de Rusia): Actualmente hay 184 países adheridos. USA, y China (mayores contaminantes) no se han adherido todavía.

#### 10.1.2. Conferencia de París Diciembre 2015

El pacto de París tiene como objetivo principal conseguir que el aumento de la temperatura media del planeta a final de siglo se quede “muy por debajo” de los dos grados con respecto a los niveles preindustriales. También se apunta a que se deben hacer esfuerzos para que no se superen los 1.5°C. El acuerdo establece una meta ambiciosa. Pero los objetivos que cada país se fija nacionalmente para recortar las emisiones de gases de efecto invernadero no aparecen en el texto como legalmente vinculantes. Sí es obligatorio presentar planes para reducirlas o limitarlas.

**Objetivo general.** Para lograr el objetivo de que el aumento de la temperatura media a finales de siglo se quede entre los 1.5 y 2°C con respecto a los niveles preindustriales, se establece que todos los países deberán

alcanzar un techo en sus emisiones de gases de efecto invernadero lo antes posible. Los países desarrollados deberán hacerlo los primeros. Los que no lo son tendrán más tiempo, aunque no se fija un año concreto. De lo que sí se habla es de que, en la segunda mitad de este siglo, se deberá llegar a un equilibrio entre las emisiones y la capacidad de absorber esos gases, principalmente el CO<sub>2</sub>. Este punto abre la puerta a los mecanismos de secuestro y almacenamiento de carbono, una vía que defienden los países petroleros para no cortar de cuajo con los combustibles fósiles.

Dado que los compromisos actuales son insuficientes, el acuerdo establece que las contribuciones se revisarán cada cinco años al alza. El primer análisis se realizará en 2018 y la primera actualización en 2020, cuando entraría en vigor el acuerdo de París.

El acuerdo es vinculante para los 195 países asistentes (incluidos USA y China), pero no serán legalmente vinculantes los objetivos de reducción de emisiones de cada país.

### 10.1.3. Organización de Naciones Unidas

El Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) es el principal órgano internacional encargado de evaluar el cambio climático. Pueden formar parte de él todos los países miembros de las Naciones Unidas y de la OMM. Actualmente está compuesto por 195 países. El Grupo de Expertos se reúne por lo menos una vez al año en sesión plenaria. Los gobiernos participan también en la exploración del alcance de los informes, la designación de los autores, el proceso de revisión, y aceptan, adoptan y aprueban los informes en las sesiones plenarias.

Por su carácter científico e intergubernamental, el IPCC ofrece una oportunidad excepcional para proporcionar información científica rigurosa y equilibrada a las instancias decisorias. Al hacer suyos los informes del IPCC, los gobiernos reconocen la autoridad de su contenido científico. Así, pues, la labor de la organización es pertinente para la adopción de políticas y, sin embargo, neutral, nunca preceptiva.

#### Así funciona el IPCC

Miles de científicos de todo el mundo aportan contribuciones voluntarias a la labor del IPCC, en calidad de autores, autores contribuyentes y revisores. Ninguno de ellos recibe remuneración alguna del IPCC.

El Grupo de Expertos adopta decisiones importantes en las sesiones plenarias de los representantes de los gobiernos. Una Secretaría central del IPCC apoya la labor del Grupo de expertos.

Actualmente, el IPCC está compuesto por tres grupos de trabajo y un Grupo especial. Los grupos de trabajo y el Grupo especial cuentan con la asistencia de Unidades de apoyo técnico, albergadas y financiadas por el Gobierno del país desarrollado que copreside el Grupo de trabajo o el Grupo especial correspondiente. Se ha establecido también una Unidad de apoyo técnico para prestar apoyo en la elaboración del Informe de síntesis.

El Grupo de trabajo I se ocupa de las bases físicas del cambio climático; el Grupo de trabajo II, del impacto, la adaptación y la vulnerabilidad, el Grupo

de trabajo III, de la mitigación del cambio climático y el Grupo especial, de los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero que consiste en formular y perfeccionar una metodología para el cálculo y la notificación de las emisiones y las absorciones nacionales de gases de efecto invernadero.

Además de los grupos de trabajo y del Grupo especial, podrán crearse otros grupos especiales y grupos directivos de duración limitada o más larga, del cambio climático a fin de examinar un tema o cuestión concretos. Un ejemplo de ello es el Grupo especial sobre datos y escenarios en apoyo de los análisis del impacto y del clima (TGICA).

## 10.2. UNIÓN EUROPEA

### 10.2.1. Energía sostenible

Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE [98]

El control del consumo de energía en Europa y la mayor utilización de la energía procedente de fuentes renovables, junto con el ahorro energético y una mayor eficiencia energética, constituyen una parte importante del paquete de medidas necesarias para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y para cumplir el Protocolo de Kioto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, y otros compromisos comunitarios e internacionales, con vistas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero más allá de 2012. Asimismo, estos factores pueden desempeñar un papel importante para fomentar la seguridad del abastecimiento energético, el desarrollo tecnológico y la innovación y ofrecer oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales y aisladas.

A nivel nacional y regional, las normas y obligaciones en materia de requisitos mínimos para el uso de energía procedente de fuentes renovables en edificios nuevos y renovados han conducido a un aumento considerable del uso de la energía procedente de fuentes renovables

### 10.2.2. Urbanismo sostenible

DIRECTIVA 2010/31/UE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios. [99]

“El 40 % del consumo total de energía en la Unión corresponde a los edificios. El sector se encuentra en fase de expansión, lo que hará aumentar el consumo de energía. Por ello, la reducción del consumo de energía y el uso de energía procedente de fuentes renovables en el sector de la edificación constituyen una parte importante de las medidas necesarias para reducir la dependencia energética de la Unión y las emisiones de gases de efecto invernadero. Las medidas adoptadas para reducir el consumo de energía en la Unión permitirán, junto con un mayor uso de la energía procedente de fuentes

renovables, que la Unión cumpla el Protocolo de Kyoto de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), así como su compromiso a largo plazo de mantener el aumento de la temperatura global por debajo de 2 °C y su compromiso de reducir, para 2020, las emisiones totales de gases de efecto invernadero en un 20 % como mínimo con respecto a los niveles de 1990 y en un 30 % en el caso de lograrse un acuerdo internacional. La reducción del consumo de energía y un mayor uso de la energía procedente de fuentes renovables desempeñan asimismo un papel importante a la hora de fomentar la seguridad del abastecimiento energético y el desarrollo tecnológico y de ofrecer oportunidades de empleo y desarrollo regional, especialmente en zonas rurales.

Habida cuenta de que las autoridades locales y regionales son claves para que la aplicación de la presente Directiva tenga éxito, se las debe consultar y hacer partícipes, de conformidad con la normativa nacional aplicable, en los aspectos de la planificación, el desarrollo de programas para facilitar información, la formación y la sensibilización del público, así como en la aplicación de la presente Directiva a escala nacional o regional. Tales consultas también podrán servir para promover una orientación adecuada de los responsables de la planificación urbana a nivel local y de los inspectores de edificios al llevar a cabo las tareas necesarias. Además, *"los Estados miembros deben facultar y animar a los arquitectos y resto de agentes de la planificación urbana a que consideren de forma adecuada la combinación óptima de mejoras en el ámbito de la eficiencia energética, la utilización de energía procedente de fuentes renovables y el uso de la calefacción y refrigeración urbanas a la hora de proyectar, diseñar, construir y renovar zonas industriales o residenciales"*.

### **10.3. ESPAÑA**

#### 10.3.1. Plan de Energías Renovables 2011-2020 [17]

El objetivo global que se recoge en el PER 2011-2020, da respuesta, a su vez, al artículo 78 de la Ley 2/2011, de Economía Sostenible, que fija los mismos objetivos de la Directiva 2009/28/CE como los objetivos nacionales mínimos de energías renovables en 2020, estableciendo además que el Gobierno aprobará planes de energías renovables que hagan posible el cumplimiento de los objetivos fijados y que permitan la posibilidad efectiva de desarrollo de las energías renovables en todas las Comunidades Autónomas.

Tabla 10 Objetivos 2010, 2015, 2020 del PER 2011-2020 en el sector eléctrico [17]

	2010			2015			2020		
	MW	GWh	GWh (normalizados)**	MW	GWh	GWh (normalizados)**	MW	GWh	GWh (normalizados)**
<b>Hidroeléctrica (sin bombeo)</b>	13.226	42.215	31.614	13.548	32.538	31.371	13.861	33.140	32.814
<1 MW (sin bombeo)	242	802	601	253	772	744	268	843	835
1 MW-10 MW (sin bombeo)	1.680	5.432	4.068	1.764	4.982	4.803	1.917	5.749	5.692
>10 MW (sin bombeo)	11.304	35.981	26.946	11.531	26.784	25.823	11.676	26.548	26.287
par bombeo	5.347	3.106	(**)	6.312	6.592	(**)	8.811	8.457	(**)
<b>Geotérmica</b>	0	0	(**)	0	0	(**)	50	300	(**)
<b>Solar fotovoltaica</b>	3.787	6.279	(**)	5.416	9.060	(**)	7.250	12.356	(**)
<b>Solar termoelectrica</b>	632	691	(**)	3.001	8.287	(**)	4.800	14.379	(**)
<b>Energía hidrocinética, del oleaje, mareomotriz</b>	0	0	(**)	0	0	(**)	100	220	(**)
<b>Eólica en tierra</b>	20.744	43.708	42.337	27.847	55.703	55.538	35.000	71.640	70.734
<b>Eólica marina</b>	0	0	0	22	66	66	750	1.845	1.822
<b>Biomasa, residuos, biogás</b>	825	4.228	(**)	1.162	7.142	(**)	1.950	12.200	(**)
Biomasa sólida	533	2.820	(**)	817	4.903	(**)	1.350	8.100	(**)
Residuos	115	663	(**)	125	938	(**)	200	1.500	(**)
Biogás	177	745	(**)	220	1.302	(**)	400	2.600	(**)
<b>Totales (sin bombeo)</b>	<b>39.214</b>	<b>97.121</b>	<b>85.149</b>	<b>50.996</b>	<b>112.797</b>	<b>111.464</b>	<b>63.761</b>	<b>146.080</b>	<b>144.825</b>

(\*) En esta columna aparecen los valores normalizados para la producción hidráulica y eólica según se recoge en el Artículo 5, Apartado 3 de la Directiva 2009/28/CE, utilizando las fórmulas de normalización contenidas en su Anexo II.

(\*\*) Estas producciones no se normalizan. Se consideran los mismos valores que la producción sin normalizar.

Solar Fotovoltaica: El PER estima "En cuanto a los costes, es previsible que se mantengan los descensos recientes, si bien, no con la misma intensidad. Según los estudios realizados se prevé un descenso en los costes de inversión desde el rango de 2,5 €/W a 3,0 €/W en 2010 hasta un rango de entre 1,1 €/W a 1,3 €/W en 2020. **En cuanto a la tipología de las instalaciones, se prevé una mayor penetración en edificaciones, con instalaciones de pequeña o mediana potencia**, desde un modelo previo donde predominaban las grandes instalaciones en suelo. **El potencial es inmenso, debido al alto recurso disponible y a la versatilidad de la tecnología, que permite su instalación cerca de los centros de consumo fomentando la generación distribuida renovable**. Las propuestas planteadas están enfocadas, por una parte, a impulsar el descenso de los costes de la energía producida con la tecnología y, por otra, a superar otras barreras no económicas que permitan su integración a gran escala en el sistema eléctrico. Destacan las propuestas sobre impulso a la I+D, desarrollo de almacenamiento eléctrico, simplificación de procedimientos y fomento de autoconsumo (balance neto)".

Tabla 11 Emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas por el nuevo parque de EERR del PER2011-2020 [17]

	Emisiones evitadas en el periodo 2011-2020 (tCO <sub>2</sub> )
<b>Energías Renovables - GENERACION DE ELECTRICIDAD (*)</b>	
Hidroeléctrica normalizada	592.172
Eólica normalizada	62.712.996
Eólica marina	1.554.616
Solar termoeléctrica	32.569.924
Solar fotovoltaica	12.934.085
Biomasa	10.587.673
Biogás **	3.093.316
Residuos domésticos renovables	1.586.777
Energías del mar	235.108
Geotermia	217.767
<b>TOTAL ÁREAS ELÉCTRICAS</b>	<b>126.084.435</b>
<b>Energías Renovables - CALEFACCIÓN/REFRIGERACIÓN</b>	
Biomasa y residuos(cal/ref)	11.280.173
Biogás (cal/ref) **	975.152
Geotérmica (cal/ref)	65.412
Paneles solares y otros (cal/ref)	4.969.922
Bomba de calor (aerotérmica+ geotérmica)	486.308
<b>TOTAL ÁREAS TÉRMICAS</b>	<b>17.776.967</b>
<b>Biocarburantes - TRANSPORTES</b>	
Biodiesel	24.516.882
Bioetanol	2.543.943
<b>TOTAL ÁREA TRANSPORTE</b>	<b>27.060.825</b>
<b>ACUMULADO CO<sub>2</sub> evitado en el periodo 2011-2020 (tCO<sub>2</sub>)</b>	<b>170.922.226</b>

\* Emisiones evitadas frente a centrales de ciclo combinado de gas natural en generación eléctrica con un rendimiento medio del 50%.

\*\* Adicionalmente, se estima que en el periodo 2011-2020 las emisiones acumuladas de CH<sub>4</sub> y N<sub>2</sub>O evitadas por las nuevas instalaciones de digestión anaerobia de purines y estiércoles, expresadas como t CO<sub>2</sub>\_eq, serían 10.069.317 t CO<sub>2</sub>\_eq asociadas al objetivo eléctrico de biogás y 4.277.718 t CO<sub>2</sub>\_eq asociadas al objetivo térmico.

Los ámbitos prioritarios de I+D+i del PANER, en Solar fotovoltaica, coinciden con los de El Plan Estratégico Europeo en Tecnologías Energéticas (SET-Plan), definen las líneas prioritarias de actuación en I+D+i en la tecnología solar fotovoltaica:

- Procesos avanzados de fabricación de células y módulos.
- Desarrollo de sistemas de almacenamiento eléctrico para instalaciones.
- **Mejora del rendimiento y del periodo de vida de todos los componentes y sistemas de las distintas tecnologías.**
- Desarrollo y sostenibilidad de materiales.

### 10.3.2. Código Técnico en la Edificación [18]

Con la entrada en vigor del Real Decreto 314/2006, se aprobó el Código Técnico de la Edificación (CTE), cuyo fin es reducir el consumo de los edificios transponiendo al marco legislativo nacional la Directiva Europea de Eficiencia Energética de los edificios (2002/91/CE), la cual obliga a los estados miembros de la Unión Europea a desarrollar medidas concretas que garanticen la mejora de la eficiencia energética en los edificios de nueva construcción y en los ya existentes.

Un estudio realizado por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía, financiado por la agencia Eurostat, establece que **los hogares españoles consumen el 25% de la electricidad de todo el país**, siendo ésta la fuente más utilizada (35%) seguida por el gas natural (25%).



En este contexto, la edificación sostenible tiene por objetivo **reducir el consumo de energía primaria** y, en consecuencia, **las emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera** que produce el uso y explotación de las viviendas. Las infraestructuras urbanas son capaces de generar, almacenar y distribuir energía de forma eficiente al mismo tiempo que reducen su impacto medioambiental.

### **Sección HE 5: Contribución fotovoltaica mínima de energía eléctrica**

**Ámbito de aplicación:** Los edificios de los usos indicados, a los efectos de esta sección, en la Tabla 12 incorporarán sistemas de captación y transformación de energía solar por procedimientos fotovoltaicos cuando superen los límites de aplicación establecidos en dicha tabla.

Tabla 12 Tabla 1.1 CTE [18]

<b>Tipo de uso</b>	<b>Límite de aplicación</b>
Hipermercado	5.000 m <sup>2</sup> construidos
Multitienda y centros de ocio	3.000 m <sup>2</sup> construidos
Nave de almacenamiento	10.000 m <sup>2</sup> construidos
Administrativos	4.000 m <sup>2</sup> construidos
Hoteles y hostales	100 plazas
Hospitales y clínicas	100 camas
Pabellones de recintos feriales	10.000 m <sup>2</sup> construidos

**Caracterización y cuantificación de las exigencias:** La disposición de los módulos se hará de tal manera que las pérdidas debidas a la orientación e inclinación del sistema y a las sombras sobre el mismo sean inferiores a los límites de la Tabla 13.

Tabla 13 Tabla 2.2 CTE [18]

<b>Caso</b>	<b>Orientación e inclinación</b>	<b>Sombras</b>	<b>Total</b>
General	10 %	10 %	15 %
Superposición	20 %	15 %	30 %
Integración arquitectónica	40 %	20 %	50 %

En la Tabla 13 se consideran tres casos: general, superposición de módulos e integración arquitectónica. Se considera que existe integración arquitectónica cuando los módulos cumplen una doble función energética y arquitectónica y además sustituyen elementos constructivos convencionales o son elementos constituyentes de la composición arquitectónica. Se considera que existe superposición arquitectónica cuando la colocación de los captadores se realiza paralela a la envolvente del edificio, no aceptándose en este concepto la disposición horizontal con el fin de favorecer la autolimpieza de los módulos. Una regla fundamental a seguir para conseguir la integración o superposición de las instalaciones solares es la de mantener, dentro de lo posible, la alineación con los ejes principales de la edificación.

En todos los casos se han de cumplir las tres condiciones: pérdidas por orientación e inclinación, pérdidas por sombreado y pérdidas totales inferiores a

los límites estipulados respecto a los valores obtenidos con orientación e inclinación óptima y sin sombra alguna. Se considerará como la orientación óptima el sur y la inclinación óptima la latitud del lugar menos 10°.

Sin excepciones, se deben evaluar las pérdidas por orientación e inclinación y sombras del sistema generador de acuerdo a lo estipulado en los apartados 3.3 y 3.4. Cuando, por razones arquitectónicas excepcionales no se pueda instalar toda la potencia exigida cumpliendo los requisitos indicados en la tabla 2.2, se justificará esta imposibilidad analizando las distintas alternativas de configuración del edificio y de ubicación de la instalación, debiéndose optar por aquella solución que más se aproxime a las condiciones de máxima producción.

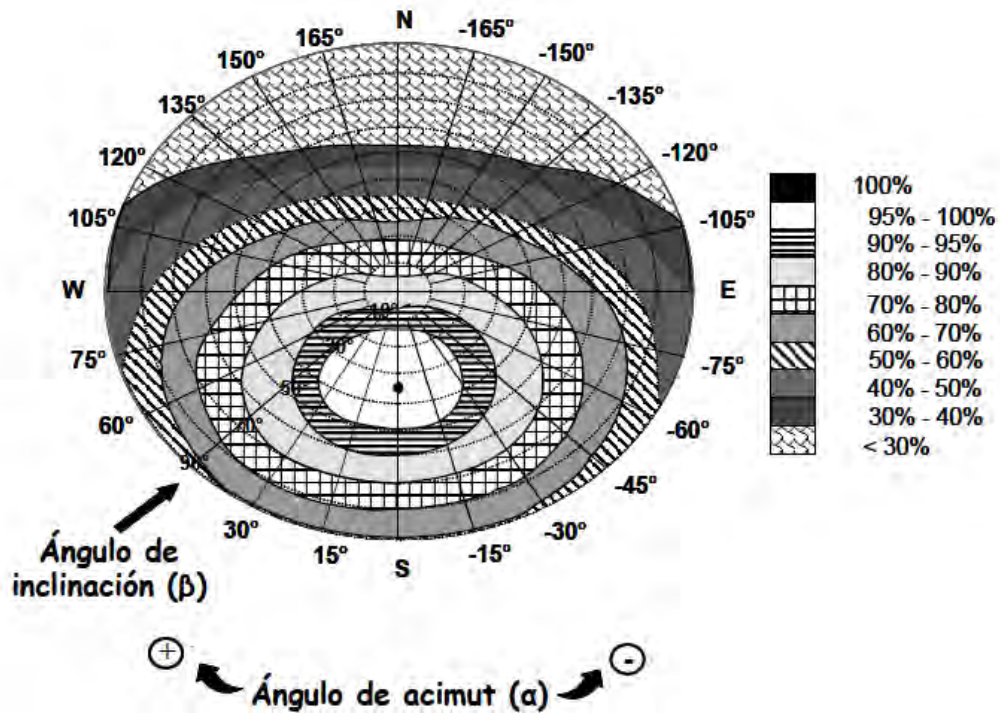


Figura 10-1 Porcentaje (%) de energía respecto al máximo a causa de las pérdidas por orientación e inclinación [18]

## ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1-1 Ejemplo de implantación de lamas horizontales .....	5
Figura 1-2 Ejemplo de implantación de lamas verticales.....	5
Figura 2-1 Estructura del Sol [16].....	11
Figura 2-2 Espectro radiación extraterrestre AM0 ASTM E490 [62].....	12
Figura 2-3 Espectros de radiación solar .....	13
Figura 2-4 Irradiación global anual [63].....	14
Figura 2-5 Estación meteorológica móvil.....	15
Figura 2-6 Pirheliómetro.....	15
Figura 2-7 Piranómetro .....	16
Figura 2-8 Equipo medición solar Kipp&Zonen©.....	16
Figura 2-9 Irradiación global horizontal [66].....	17
Figura 2-10 Irradiación global horizontal Europa [69] .....	18
Figura 3-1 Principio energía solar fotovoltaica .....	20
Figura 3-2 Materiales energía solar fotovoltaica [70].....	21
Figura 3-3 Curva I-V [72].....	22
Figura 3-4 Eficiencia Cuántica Externa célula MgF/ZnO/CdS/CIGS [75] .....	28
Figura 3-5 Eficiencia Cuántica Interna célula bifacial si-mono [76] .....	28
Figura 3-6 Evolución parámetros eléctricos silicio microcristalino [77].....	29
Figura 3-7 EQE silicio microcristalino [77] .....	29
Figura 3-8 Evolución de la eficiencia de células fotovoltaicas en investigación [78].....	30
Figura 3-9 Previsión de eficiencias energéticas en varios materiales [79].....	31
Figura 3-10 Previsión de costes BIPV [79] .....	31
Figura 3-11 Previsión de evolución de las patentes CIS/CIGS, CdTe, III-V y Silicio [80].....	32
Figura 4-1 Ejemplo producto BAPV .....	34
Figura 4-2 Ejemplos productos BIPV .....	34
Figura 4-3 Módulos superpuestos tejado [81].....	35
Figura 4-4 Teja fotovoltaica Solus Engineering [82] .....	36
Figura 4-5 Tejas fotovoltaicas Smartroof [83] .....	36
Figura 4-6 Tejas fotovoltaicas Sun Power-Tenesol [84] .....	37
Figura 4-7 Tejas fotovoltaicas Solar Century [84].....	38
Figura 4-8 Módulos semi-transparentes Canadian [86].....	39
Figura 4-9 Módulos semi-transparentes Scheuten Solar [87].....	39
Figura 4-10 Módulos tejados planos y curvos Rheinzink [88].....	40
Figura 4-11 Ejemplo revestimiento fotovoltaico de fachada .....	40
Figura 4-12 Revestimiento FV de fachadas Solecture [89] .....	41
Figura 4-13 Módulos semi-transparentes en fachadas Schott Solar [90].....	41
Figura 4-14 Elementos PV con sombreado en fachadas Solarnova [91] .....	42
Figura 4-15 Elementos PV con sombreado en fachadas Colt International [92].....	42
Figura 5-1 Escáner Laser Terrestre fijo (izquierda) y móvil (derecha).....	43
Figura 5-2 Explicación de los pulsos y retornos el LiDAR aerotransportado.....	44
Figura 5-3 Puntos LiDAR clasificados edificio/suelo (izquierda) y puntos LiDAR con asignación de color RGB (derecha) .....	45
Figura 6-1 Ejemplo simulaciones ArchiCAD®.....	49
Figura 6-2 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (i) .....	49
Figura 6-3 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (ii).....	50
Figura 6-4 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (iii).....	50
Figura 6-5 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (iv).....	51
Figura 6-6 Ejemplo simulaciones Autodesk® Ecotect® (v) .....	51
Figura 6-7 Ejemplo simulaciones Google Sketchup® Skelion® (i).....	52
Figura 6-8 Ejemplo simulaciones Google Sketchup® Skelion® (ii) .....	52
Figura 6-9 Ejemplo simulaciones PVSYST® .....	53
Figura 7-1 Emisiones de CO <sub>2</sub> equivalente en un escenario energético 100% renovable [8] ....	56
Figura 7-2 Estimaciones de emisiones de CO <sub>2</sub> eq. por tecnologías de generación eléctrica [3].....	57
Figura 9-1 Previsión de costes de energías renovables [17].....	60
Figura 10-1 Porcentaje (%) de energía respecto al máximo a causa de las pérdidas por orientación e inclinación [18].....	69

Tabla 1 Resumen de principales bases de datos de irradiación .....	19
Tabla 2 Tabla eficiencias materiales comerciales [20].....	24
Tabla 3 Tabla eficiencias materiales en investigación [70].....	25
Tabla 4 Tabla eficiencias materiales híbridos orgánicos-inorgánicos en investigación [72].....	25
Tabla 5 Tabla eficiencias materiales en investigación [74].....	27
Tabla 6 Ciclo de vida esperado en varias tecnologías fotovoltaicas [80] .....	33
Tabla 7 Resumen productos tejas fotovoltaicas de pequeño tamaño comerciales .....	36
Tabla 8 Resumen productos tejas fotovoltaicas comerciales de gran tamaño.....	38
Tabla 9 Ventajas y desventajas del desarrollo de modelos propios .....	53
Tabla 10 Objetivos 2010, 2015, 2020 del PER 2011-2020 en el sector eléctrico [17] .....	65
Tabla 11 Emisiones de CO <sub>2</sub> evitadas por el nuevo parque de EERR del PER2011-2020 [17]..	67
Tabla 12 Tabla 1.1 CTE [18] .....	68
Tabla 13 Tabla 2.2 CTE [18] .....	68



**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO III: Metodología**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. INTRODUCCIÓN .....	4
2. FORMULACIÓN DE ECUACIONES DE ENERGÍA SOLAR .....	6
2.1. POSICIÓN SOLAR .....	6
2.2. ÁNGULO DE INCIDENCIA .....	8
2.3. FORMULACIÓN de la IRRADIACIÓN SOLAR .....	9
2.3.1. Modelo de irradiación Perez .....	9
2.3.2. Modelo Erbs .....	11
2.3.3. Índices de claridad .....	12
2.3.4. Métodos estocásticos: Generación de series de irradiación .....	13
2.3.5. Factor modificador del ángulo de incidencia (IAM) .....	15
3. FORMULACIÓN DE ECUACIONES FOTOVOLTAICAS .....	16
3.1. COMPORTAMIENTO FOTOVOLTAICO .....	16
3.2. AGRUPACIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS .....	20
3.3. SOMBREADO .....	21
4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA GEOMÉTRICO .....	26
4.1. INTRODUCCIÓN .....	26
4.2. ECUACIÓN DE LA RECTA .....	26
4.3. ECUACIÓN DEL PLANO .....	27
4.4. ECUACIÓN DE LA CIRCUNFERENCIA y de la ESFERA .....	28
4.5. INTERSECCIÓN DE RECTAS .....	28
4.6. INTERSECCIÓN DE RECTA Y PLANO .....	29
4.7. INTERSECCIÓN DE PLANOS .....	29
4.8. INTERSECCIÓN DE RECTA Y CIRCUNFERENCIA/ESFERA .....	30
4.9. INTERSECCIÓN DE CIRCUNFERENCIAS .....	30
4.10. DISTANCIA ENTRE PUNTOS, RECTAS Y PLANOS .....	31
4.11. PERPENDICULARIDAD ENTRE RECTAS .....	32
4.12. PARALELISMO .....	33
4.13. ÁNGULO ENTRE VECTORES .....	34
4.14. MOMENTO DE UN VECTOR RESPECTO DE UN PUNTO .....	35
4.15. PUNTO INTERIOR A UN POLÍGONO .....	35
4.16. APLICACIÓN: DISTANCIA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTAS .....	36
5. OTRAS FORMULACIONES GEOMÉTRICO-MATEMÁTICAS .....	38

5.1. INTRODUCCIÓN.....	38
5.2. MÉTODO NEWTON PARA RESOLUCIÓN ECUACIONES NO LINEALES.....	38
5.3. ÁNGULOS DE EULER .....	39
6. GENERACIÓN DE SUPERFICIES TRIANGULADAS .....	45
6.1. INTRODUCCIÓN.....	45
6.2. TRIANGULACIÓN DELAUNAY .....	45
6.2.1. Fundamento .....	45
6.2.2. Proceso triangulación Delaunay .....	46
6.2.3. Ampliación de la triangulación de Delaunay al 3D .....	48
6.2.4. Aplicaciones de la triangulación Delaunay .....	48
6.3. TRIANGULACIÓN DE EDIFICIOS A PARTIR DE LIDAR .....	51
7. INTERSECCIÓN-UNIÓN POLÍGONOS 2D .....	53
7.1. INTRODUCCIÓN.....	53
7.2. INTERSECCIÓN POLÍGONOS CONVEXOS.....	53
7.3. UNIÓN POLÍGONOS CONVEXOS .....	56
8. FORMULACIONES ECONÓMICAS .....	58
8.1. INTRODUCCIÓN.....	58
8.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	58
8.3. ANÁLISIS VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA .....	61
ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS .....	65



# 1. INTRODUCCIÓN

El objetivo de este capítulo es la descripción y explicación de las formulaciones empleadas durante los trabajos de investigación de la presente Tesis. Como se ha comentado en otros puntos del presente trabajo, el objetivo de esta Tesis es la evaluación del potencial de las envolventes de los edificios para la generación de energía eléctrica fotovoltaica mediante la captación de irradiación solar.

Para ello, se ha trabajado en la elaboración de modelos matemáticos que permitan simular estos procesos, en vez de acudir a *software* existente, pues se considera que ningún programa comercial es capaz de representar con total especificidad el problema planteado, por lo que se opta por generar modelos propios que sí representen con mayor fidelidad estos procesos. Dado que se decide generar modelos propios, es muy importante la validación de los mismos, y de esa forma se ha trabajado en los diferentes casos de estudio.

Los modelos han sido desarrollados en VisualBasic© del entorno Microsoft©, permitiendo trabajar paralelamente con otros programas como Excel© para la entrada, salida y almacenamiento de datos o Autocad©, el cual ha sido utilizado para representar resultados y validar el comportamiento del modelo geométrico desarrollado.

En general, se ha definido una estrategia a la hora de abordar la generación de modelos de simulación, la cual consiste en el clásico esquema Entrada de datos / Modelo / Salida de datos:

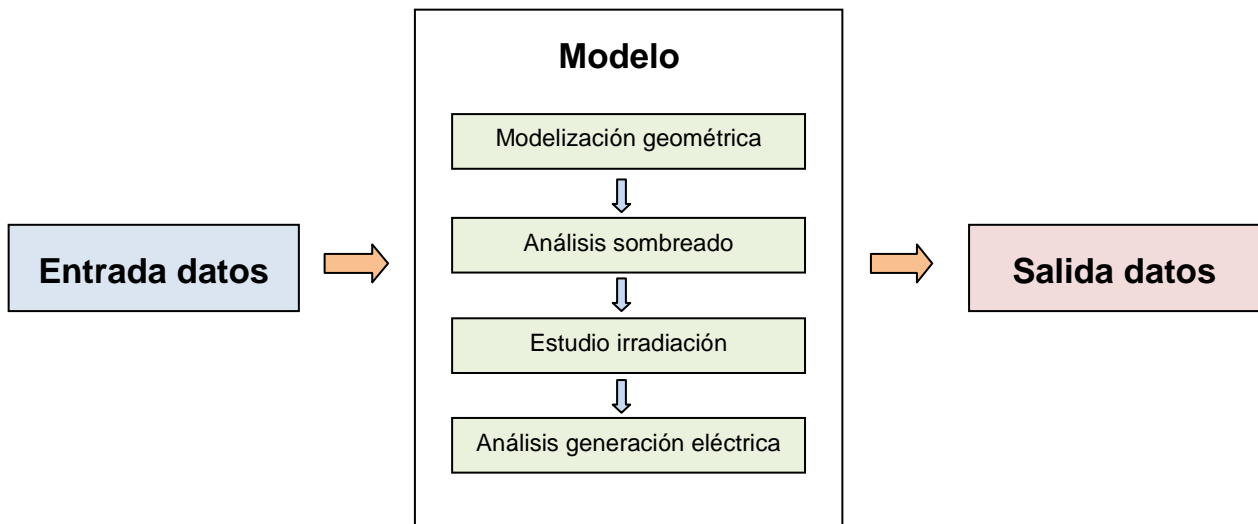


Figura 1-1 Diagrama de flujo del proceso general

Como se observa en la Figura 1-1, la generación de modelos queda dividida en cuatro partes, las cuales se van formando secuencialmente con la salida de las anteriores.

## Modelización geométrica

Supone la generación de modelos en 3D que contienen toda la información geométrica del edificio y su entorno. Aquí se incluye la modelización del edificio y de los elementos captadores fotovoltaicos.

### Análisis sombreado

Mediante proyección, se analizan las diferentes posiciones solares a lo largo de año para establecer el sombreado del modelo en cada situación. Se realiza el estudio de sombreado tanto de obstáculos cercanos como de los propios elementos de análisis, los cuales producen sombras sobre otros elementos fotovoltaicos.

### Estudio irradiación

Derivado del estudio de sombreado y de la modelización geométrica, se analiza la cantidad de irradiación incidente sobre cada elemento captador a lo largo del año.

### Análisis generación eléctrica

El último paso es la evaluación de la generación eléctrica que presentarían los elementos captadores en función del nivel de irradiación recibida y de sombreado soportado.

En el Capítulo IV se describen los modelos completos de simulación. El proceso de construcción de los mismos está basado funciones simples, las cuales agrupadas consiguen explicar diferentes fenómenos con bastante exactitud. Las operaciones utilizadas pasan desde definición de ecuaciones de rectas y planos, hasta algoritmos específicos como la definición de la posición solar o metodologías para evaluar la irradiación incidente en superficies inclinadas.

En todo caso, siempre se han utilizado métodos ampliamente demostrados y sobradamente contrastados, de tal forma que su utilización para generar modelos más complejos hace prever que el resultado obtenido en esta tesis sea fiel a la realidad, tal como se demuestra en el Capítulo V, donde se comparan los modelos elaborados con mediciones en campo.

En los apartados siguientes, se muestran las diferentes formulaciones utilizadas en la construcción de los modelos de esta investigación. Adicionalmente, algunas de estas han servido en la presentación de resultados como por ejemplo la generación de superficies.

## 2. FORMULACIÓN DE ECUACIONES DE ENERGÍA SOLAR

### 2.1. POSICIÓN SOLAR

La literatura existente para la formulación de la posición solar en función de la localización geográfica (UTMx, UTM<sub>y</sub>, UTM<sub>z</sub>) y de la hora solar la define mediante los ángulos acimutal y cenital solar [16], siendo el criterio establecido el siguiente:

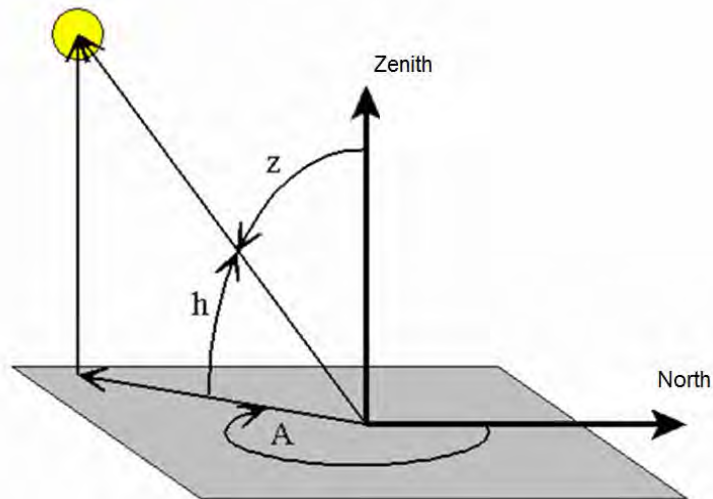


Figura 2-1 Representación ángulos solares. Cenit (z) y acimut (A)

Como se observa en la Figura 2-13-1, el cenit (z) queda definido como el ángulo que forma el vector solar con la vertical (dirección al Centro de la Tierra), mientras que el acimut (A) es el ángulo con sentido horario de la proyección del vector solar (sobre el plano perpendicular a la vertical) con referencia el norte geográfico.

#### Declinación solar

En el sistema de coordenadas ecuatorial, la declinación solar ( $\delta$ ) se define como el que forma el rayo solar con el plano del Ecuador.

La ecuación de la declinación solar depende únicamente del día del año, como se muestra a continuación, según Copper [100]:

$$\delta = 23.45 \cdot \sin\left(2 \cdot \pi \cdot \frac{284 + n}{365}\right) \quad \text{Ecuación 2-1}$$

Donde  $n$  es el día del año (de 1 a 365). A continuación se presenta una gráfica con los valores de declinación solar a lo largo del año:

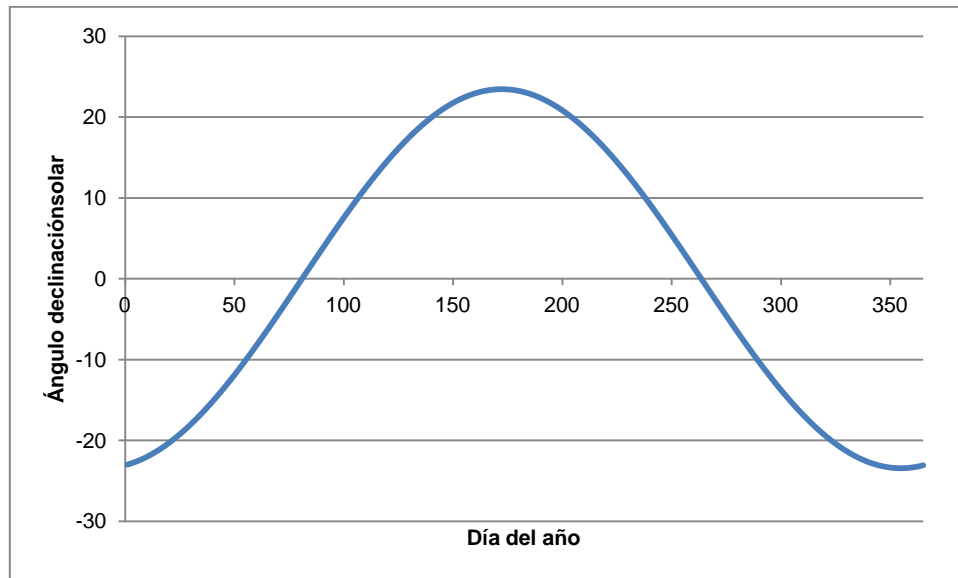


Figura 2-2 Ángulo declinación solar a lo largo de un año

### Ángulo horario

En este caso, también dentro del sistema de coordenadas ecuatorial, se define ángulo horario como el desplazamiento angular del Sol en dirección Este u Oeste en referencia al meridiano del observador, y derivado de la rotación de la Tierra sobre su propio eje a una velocidad de 15° por hora. La ecuación en este caso sólo depende de la hora solar, como a continuación se muestra:

$$\omega(^{\circ}) = 15 \cdot (\text{Hora solar} - 12) \quad \text{Ecuación 2-2}$$

### Cenit solar

Para la definición del ángulo de cenit solar se utiliza la siguiente expresión:

$$\cos(\theta_z) = \cos(\phi) \cdot \cos(\delta) \cdot \cos(\omega) + \sin(\phi) \cdot \sin(\delta) \quad \text{Ecuación 2-3}$$

Donde  $\theta_z$  es el ángulo de cenit solar,  $\phi$  es la latitud geográfica,  $\delta$  es la declinación solar y  $\omega$  es el ángulo horario.

### Acimut solar

Para el cálculo del ángulo de acimut solar se utiliza la siguiente expresión:

$$\gamma_s = \text{sign}(\omega) \left| \cos^{-1} \left( \frac{\cos(\theta_z) \cdot \sin(\phi) - \sin(\delta)}{\sin(\theta_z) \cdot \cos(\phi)} \right) \right| \quad \text{Ecuación 2-4}$$

Donde  $\gamma_s$  es el valor de acimut solar.

Dado que se trata de valores de ángulos y el modelo trabaja con un sistema de tipo cartesiano con unidades en metros, se realiza la siguiente conversión para la definición de un vector director solar que sirva posteriormente para la definición geométrica de rectas y planos:

$$v_{\text{sun}} = \begin{bmatrix} v_{\text{sun},x} \\ v_{\text{sun},y} \\ v_{\text{sun},z} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(\theta_z) \cdot \sin(\gamma_s) \\ \sin(\theta_z) \cdot \cos(\gamma_s) \\ \cos(\theta_z) \end{bmatrix} \quad \text{Ecuación 2-5}$$

## 2.2. ÁNGULO DE INCIDENCIA

El ángulo de incidencia del rayo solar respecto a un plano receptor se define como el ángulo que forma el vector solar y el vector normal al plano de recepción

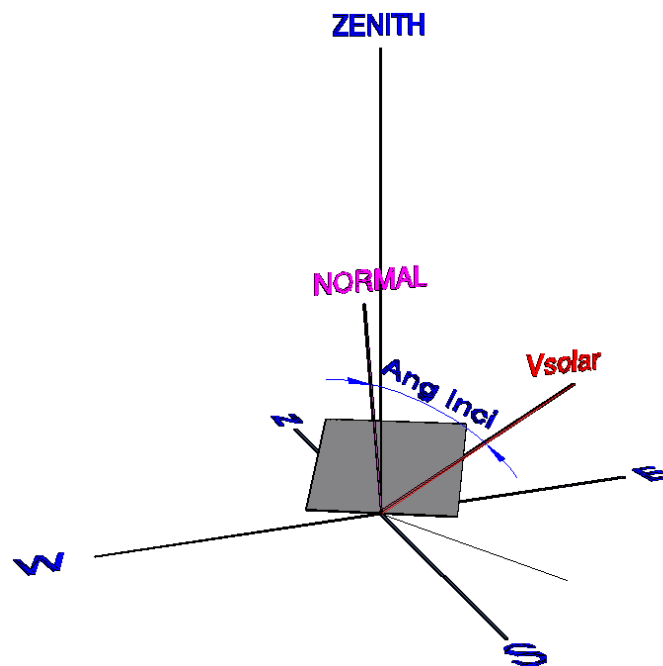


Figura 2-3 Representación ángulo de incidencia ( $\theta$ )

En general, se busca que las superficies captadoras de irradiación solar minimicen este ángulo, ya que la parte de irradiación solar directa se ve reducida proporcionalmente al coseno del ángulo de incidencia  $\cos(\theta)$ . En el apartado XX se muestra cómo calcular el ángulo que forman dos vectores, para poder analizar el ángulo de incidencia en cada caso planteado.

La selección de áreas captadoras móviles permite reducir el ángulo de incidencia, captando más irradiación solar, o lo que es lo mismo, planos receptores con seguimiento solar.

## 2.3. FORMULACIÓN DE LA IRRADIACIÓN SOLAR

La irradiación solar global está compuesta de irradiación directa y de irradiación difusa. Queda definida la irradiación directa como aquella que viene directamente del globo solar, y que en general es la mayor parte de la irradiación global, mientras que la irradiación difusa proviene de la reflexión de la irradiación en la atmósfera, nubosidad, corteza terrestre, etc.

Durante los trabajos de análisis, se utilizaron diferentes modelos de irradiación solar que solucionaban diferentes aspectos de la misma. A continuación se realiza una explicación de los diferentes modelos utilizados.

### 2.3.1. Modelo de irradiación Perez

Se utiliza el cielo anisotrópico (Anisotropic Sky) para radiación en superficies inclinadas, con el modelo de irradiación difusa propuesto por Perez et al [101]. El modelo utilizado divide la irradiación recibida por una superficie inclinada en directa (Beam), difusa isotrópica de la Bóveda Celeste (Isotropic Diffuse from Sky Dome), difusa circumsolar (Circumsolar Diffuse), difusa de horizonte (Diffuse from horizon) y difusa reflejada por la Tierra (Ground-Reflected).

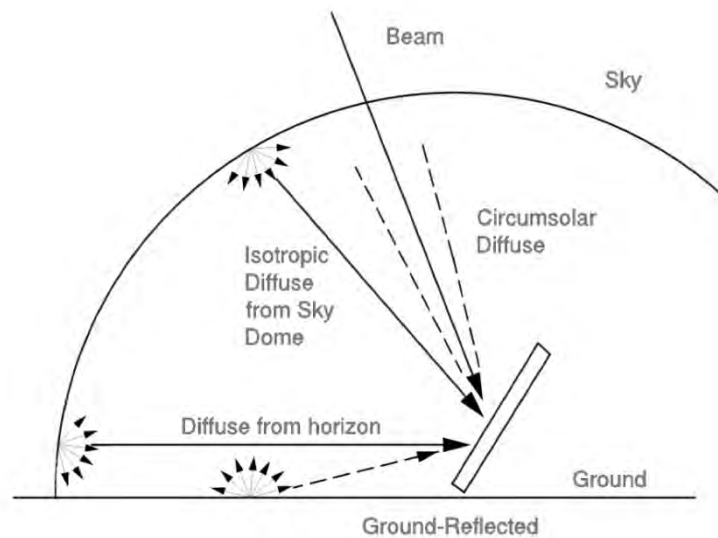


Figura 2-4 Esquema modelo radiación Perez et al [101]

$$G_{pv}(t) = G_{bh}(t) \cdot \frac{\cos(\theta)}{\cos(\theta_h)} + G_{dh}(t) \cdot (1 - F_1) \cdot \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + G_{dh}(t) \cdot F_1 \cdot \frac{a}{b} + G_{dh}(t) \cdot F_2 \cdot \sin(\beta) + (G_{bh}(t) + G_{dh}(t)) \cdot \rho_g \cdot \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right)$$

Ecuación 2-6

Donde  $G_{pv}$  es la radiación total absorbida por la superficie inclinada, con  $G_{bh}$  radiación directa sobre superficie horizontal y  $G_{dh}$  radiación difusa sobre superficie horizontal.  $\theta$  es el ángulo de incidencia del rayo solar respecto a la superficie inclinada, y  $\theta_h$  es el ángulo del rayo solar respecto al plano horizontal. El ángulo de elevación de la superficie viene representado en  $\beta$ , mientras que  $\rho_g$  es el valor de albedo (cantidad de radiación solar que es devuelta a la atmósfera tras chocar con la superficie terrestre), el cual lo considera constante a lo largo del año e igual a 0.2 (20%).

Los valores de a y b dependen de los ángulos de incidencia:

$$a = \max[0, \cos(\theta)]$$

*Ecuación 2-7*

$$b = \max[\cos(85^\circ), \cos(\theta_z)]$$

Donde  $\theta_z$  es el ángulo cenital solar.

$F_1$  y  $F_2$  son coeficientes de brillo:

$$F_1 = \max \left[ 0, \left( f_{11} + f_{12} \cdot \Delta + f_{13} \cdot \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \right) \right]$$

$$F_2 = \left( f_{21} + f_{22} \cdot \Delta + f_{23} \cdot \frac{\pi \cdot \theta_z}{180} \right)$$

$$\Delta = m \cdot \frac{G_{dh}(t)}{G_{on}(t)}$$

*Ecuación 2-8*

$$m = \frac{1}{\cos(\theta_z)}$$

$$G_{on}(t) = 1367 \cdot \left( 1 + 0.033 \cdot \cos \left( \frac{360 \cdot n}{365} \right) \right)$$

Donde  $n$  es el día del año (1 a 365). La matriz de coeficientes de brillo es la siguiente:

*Tabla 1 Matriz coeficientes de brillo [101]*

Rango $\varepsilon$	$f_{11}$	$f_{12}$	$f_{13}$	$f_{21}$	$f_{22}$	$f_{23}$
0 - 1.065	-0.196	1.084	-0.006	-0.114	0.180	-0.019
1.065 - 1.230	0.236	0.519	-0.180	-0.011	0.020	-0.038
1.230 - 1.500	0.454	0.321	-0.255	0.072	-0.098	-0.046
1.500 - 1.950	0.866	-0.381	-0.375	0.203	-0.403	-0.049
1.950 - 2.800	1.026	-0.711	-0.426	0.273	-0.602	-0.061
2.800 - 4.500	0.978	-0.986	-0.350	0.280	-0.915	-0.024
4.500 - 6.200	0.748	-0.913	-0.236	0.173	-1.045	0.065
6.200 - ▲	0.318	-0.575	0.103	0.062	-1.698	0.236

El valor de  $\varepsilon$  se calcula mediante la siguiente expresión:

$$\varepsilon = \frac{\frac{G_{bh}(t) + G_{dh}(t)}{G_{dh}(t)} + 5.5535 \cdot 10^{-6} \cdot \theta_z^3}{1 + 5.5535 \cdot 10^{-6} \cdot \theta_z^3} \quad \text{Ecuación 2-9}$$

### 2.3.2. Modelo Erbs

El modelo de Erbs et al [102], permite obtener las componentes de la irradiación solar directa y difusa a partir de la irradiación global.

Este modelo estima que existe relación entre estas componentes y la radiación extraterrestre. Para ello, define dos parámetros,  $k_t$  y  $k_d$ . El primero de ellos supone la relación entre la radiación global sobre superficie terrestre y la radiación solar extraterrestre en ese mismo instante. El segundo relaciona la radiación difusa y la global.

$$k_t = \frac{G_h}{G_{on}}$$

Ecuación 2-10

$$k_d = \frac{G_{dh}}{G_h}$$

Donde  $G_h$  es la radiación global horizontal,  $G_{dh}$  la radiación difusa horizontal y  $G_{on}$  es la radiación extraterrestre. En el caso de la radiación extraterrestre, cabe decir que sólo depende del día del año en que se estudie, ya que sólo depende de la distancia al sol. El modelo de Erbs responde a las siguientes ecuaciones:

–Con  $k_t \leq 0.22$

$$k_d = 1 - 0.09 \cdot k_t$$

–Con  $0.22 < k_t \leq 0.8$

$$k_d = 0.9511 - 0.1604 \cdot k_t + 4.388 \cdot k_t^2 - 16.638 \cdot k_t^3 + 12.336 \cdot k_t^4$$

Ecuación 2-11

–Con  $k_t > 0.8$

$$k_d = 0.165$$



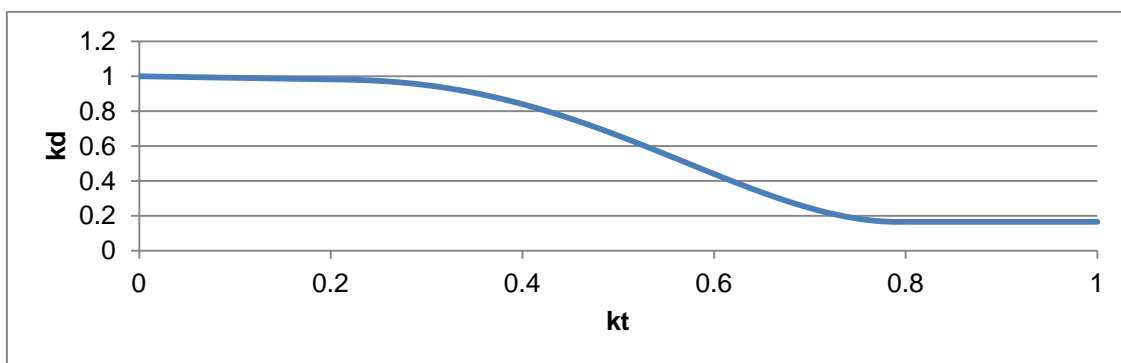


Figura 2-5 Ecuación Erbs para la relación  $k_d$  y  $k_t$

Como se observa, una alta relación de radiación global respecto a la radiación solar extraterrestre indica un día claro, con unos valores medios de claridad de 0,165. La radiación directa se puede calcular con el factor complementario a  $k_d$  o simplemente restando la cantidad de radiación difusa a la global total obtenida.

La radiación solar extraterrestre depende únicamente de la distancia al sol, por lo que dependerá del día del año en el que nos encontremos. En el hemisferio norte, aunque parezca una paradoja, en enero (pleno invierno) es cuando menor distancia hay al sol, y por lo tanto mayor radiación extraterrestre. Mientras tanto, en verano es cuando más distancia hay al sol. Todo ello lo demuestra la siguiente gráfica donde se representa la radiación extraterrestre a lo largo del año.

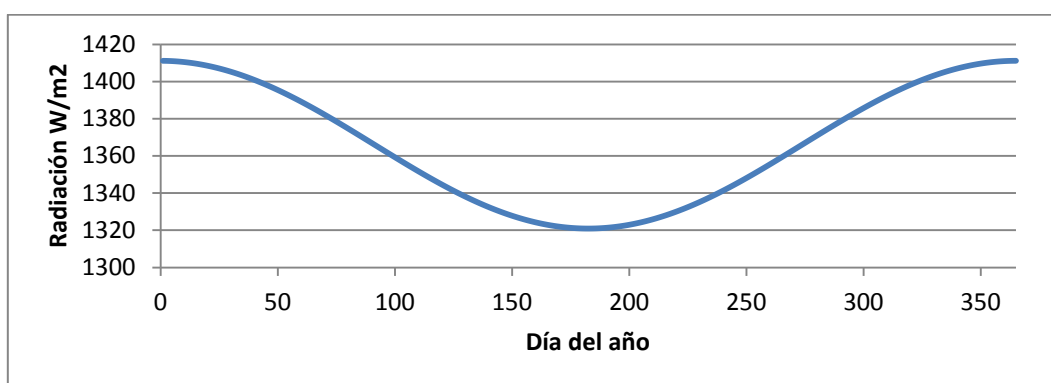


Figura 2-6 Radiación extraterrestre a lo largo del año

La explicación de que las estaciones sean distintas en el hemisferio Sur y el Norte se puede entender fácilmente con la inclinación del eje terrestre respecto al plano que forma el Sol y la trayectoria de la Tierra alrededor del mismo.

Cabe destacar que para la obtención de irradiación solar directa y difusa a partir de irradiación global, existen otros modelos como el de Liu [103] o Perez [104].

### 2.3.3. Índices de claridad

Los índices de claridad son los coeficientes que relacionan la irradiación global horizontal con respecto a la irradiación extraterrestre disponible por encima de la atmósfera. Por lo tanto, el índice de claridad  $k_t$  puede considerarse como el factor atenuante de la irradiación debido a la atmósfera.

$$k_t = \frac{G_h}{G_{on}}$$

Ecuación 2-12

En función de la base temporal que se tome, se habla de índice de claridad horario  $k_t$ , diario  $K_t$  o mensual  $KT$ . La irradiación global horizontal es normalmente un valor existente proveniente de bases de datos (ver apartado XX), estaciones meteorológicas o similar. La irradiación extraterrestre  $G_{on}$  se calcula conforme lo mostrado en la Ecuación 2-8.

#### 2.3.4. Métodos estocásticos: Generación de series de irradiación

Es muy común encontrar bases de datos de irradiación solar con valores de tipo mensual, cuando para realizar una correcta estimación del potencial energético requiere de datos horarios o incluso quince-minutal.

Sin embargo, existen una serie de métodos estocásticos que permiten generar series sintéticas de datos a partir de otros valores de mayor serie temporal, tal y como se explica a continuación.

##### Datos diarios a partir de datos mensuales

El primer proceso de generación de irradiación es el propuesto por [105], según el cual se obtienen series diarias de irradiación global horizontal a partir de valores de irradiación global mensual.

El proceso está basado en las matrices de transición de Markov para el cálculo de los índices de claridad diarios. Existen 9 matrices de transición de Markov, dependiendo del índice de claridad del mes que se esté analizando. En la Tabla 2 se muestra una de ellas, para que sirva para explicar mediante un ejemplo concreto el funcionamiento de este método.

Tabla 2 Matriz de transición Markov n°4 ( $0.4 < k_t \leq 0.5$ )

$0.4 < k_t \leq 0.5$	0.0-0.1	0.1-0.2	0.2-0.3	0.3-0.4	0.4-0.5	0.5-0.6	0.6-0.7	0.7-0.8	0.8-0.9	0.9-1.0
0.0-0.1	0.116	0.223	0.196	0.129	0.093	0.077	0.054	0.044	0.032	0.037
0.1-0.2	0.051	0.228	0.199	0.143	0.101	0.083	0.065	0.052	0.035	0.043
0.2-0.3	0.028	0.146	0.244	0.156	0.120	0.092	0.069	0.053	0.040	0.052
0.3-0.4	0.020	0.111	0.175	0.208	0.146	0.104	0.074	0.067	0.044	0.052
0.4-0.5	0.017	0.115	0.161	0.177	0.155	0.102	0.085	0.067	0.054	0.068
0.5-0.6	0.018	0.114	0.147	0.156	0.142	0.123	0.088	0.075	0.060	0.077
0.6-0.7	0.019	0.116	0.152	0.153	0.133	0.100	0.090	0.078	0.061	0.098
0.7-0.8	0.022	0.105	0.145	0.134	0.112	0.109	0.103	0.085	0.077	0.108
0.8-0.9	0.016	0.100	0.119	0.120	0.100	0.105	0.099	0.096	0.120	0.126
0.9-1.0	0.012	0.081	0.109	0.115	0.101	0.082	0.075	0.091	0.107	0.226

Se desea generar una serie sintética de datos para el mes de Febrero de 2014, cuando se tuvo un índice de claridad  $KT$  de 0.424, mientras que en el mes de Enero de 2014 el índice de claridad fue 0.389. El método consistiría en los siguiente pasos:

1) Dado que el índice de claridad del mes de estudio es 0.424, hay que consultar la tabla número 4 ( $0.4 < k_t \leq 0.5$ ).

2) El índice de claridad del primer número de la serie sintética se obtiene a partir del índice de claridad del dato anterior. Dado que es el primer número

de la serie, no existe uno generado, por lo que se utiliza el del mes anterior (0.389).

3) El valor de 0.389 de índice de claridad se corresponde con la 4ª fila de la tabla 4. Esta fila queda seleccionada para la generación estocástica del primer punto de la serie.

4) Mediante un generador de valores aleatorios de distribución uniforme de 0 a 1, se obtiene un valor. En este caso se ha generado 0.350. Este valor se usa para generar el primer índice de claridad, y para ello se van sumando los datos de las casillas de la fila 4 hasta que el total sea  $\geq 0.350$ , esto es:  $P_{41} + P_{42} + P_{43} + P_{44} = 0.020 + 0.111 + 0.175 + 0.208 = 0.514 > 0.350$ . Si se ajusta a 0.350 con interpolación lineal, el valor que cumple con la condición es el 0.321, el cual será el índice de claridad estimado para el primer día.

5) A continuación se pasaría a calcular el índice de claridad del segundo día, usando en este caso como valor anterior 0.321, volviendo al punto 3, y así sucesivamente hasta completar el mes de Febrero de 2014.

#### Datos horarios a partir de datos diarios

Es posible obtener datos de irradiación horarios a partir de datos diarios. En esta investigación se ha utilizado el método propuesto por [106].

$$k_t(h) = k_{tM}(h) + y(h)$$

$$y(h) = \phi_1 \cdot y(h - 1) + r$$

$$\phi_1 = 0.148 + 2.356 \cdot K_t - 5.195 \cdot K_t^2 + 3.758 \cdot K_t^3$$

$$\sigma(K_t) = 0.32 \cdot \exp[-50 \cdot (K_t - 0.4)^2] + 0.002$$

*Ecuación 2-13*

$$\sigma' = \sigma \cdot (1 - \phi_1^2)^{0.5}$$

$$r = N(0, \sigma')$$

Donde  $k_t(h)$  es el índice de claridad horario,  $k_{tM}(h)$  es el índice de claridad del perfil promedio diario,  $y(h)$  es la función de auto-regresión de primer orden,  $\phi_1$  es la autocorrelación de primer orden,  $\sigma(K_t)$  es la desviación estándar de la función  $y$ ,  $\sigma'$  es la desviación estándar de la distribución normal de la función aleatoria, y  $r$  es la variable aleatoria normalmente distribuida con media 0 y distribución estándar  $\sigma'$ .  $K_t$  es el índice de claridad diario.

#### Datos minutales a partir de datos horarios

Para el cálculo de datos de irradiación en base minutal, se ha utilizado de nuevo el método propuesto por [106].

$$k_t(\text{min}) = k_{tM}(\text{min}) + y(\text{min})$$

$$y(\text{min}) = \phi_1 \cdot y(\text{min} - 1) + r$$

*Ecuación 2-14*

$$\phi_1 = 0.148 + 2.356 \cdot k_t - 5.195 \cdot k_t^2 + 3.758 \cdot k_t^3$$

$$\sigma(K_t) = 0.32 \cdot \exp[-50 \cdot (K_t - 0.4)^2] + 0.002$$

$$\sigma' = \sigma \cdot (1 - \phi_1^2)^{0.5}$$

$$r = N(0, \sigma')$$

Donde  $k_t(\min)$  es el índice de claridad minutil,  $k_{tM}(\min)$  es el índice de claridad del perfil promedio horario,  $y(h)$  es la función de auto-regresión de primer orden,  $\phi_1$  es la autocorrelación de primer orden,  $\sigma(k_t)$  es la desviación estándar de la función y,  $\sigma'$  es la desviación estándar de la distribución normal de la función aleatoria, y  $r$  es la variable aleatoria normalmente distribuida con media 0 y distribución estándar  $\sigma'$ .  $k_t$  es el índice de claridad horario.

### 2.3.5. Factor modificador del ángulo de incidencia (IAM)

El factor modificador del ángulo de incidencia (IAM) tiene que ver con el debilitamiento de la irradiación solar con respecto a una incidencia perfecta. Este efecto sigue las leyes de Fresnel en relación a transmisión y reflexión de las superficies de protección (vidrios).

$$F_{IAM} = 1 - 0.05 \cdot \left( \frac{1}{\cos(\theta)} - 1 \right)$$

*Ecuación 2-15*

### 3. FORMULACIÓN DE ECUACIONES FOTOVOLTAICAS

#### 3.1. COMPORTAMIENTO FOTOVOLTAICO

El comportamiento de un módulo fotovoltaico sigue una curva denominada I-V, según la cual, en un estado de irradiación solar y de temperatura determinado, el módulo es capaz de generar una curva de tensión-intensidad de una morfología similar a la mostrada en la Figura 3-1.

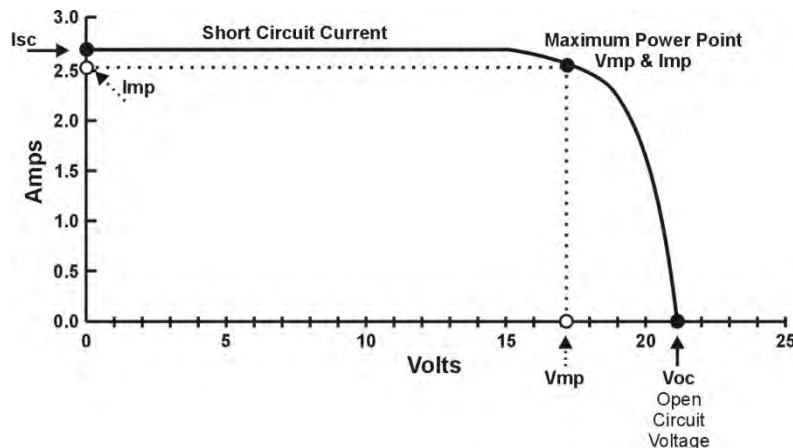


Figura 3-1 Curva I-V módulo fotovoltaico

Como se observa en la Figura 3-1, cuando el módulo tiende a 0V de voltaje, se produce el cortocircuito y por lo tanto una corriente de cortocircuito  $I_{sc}$ , mientras que en el caso de que la intensidad se haga nula, se produce la apertura del circuito y por lo tanto un voltaje de circuito abierto  $V_{oc}$ . Existe una pareja ideal de voltaje-intensidad ( $V_{mp}$ ,  $I_{mp}$ ) a la cual el módulo produce la máxima potencia  $P_{mp}$ .

Las curvas I-V de los módulos varían en función del nivel de irradiación y de la temperatura de las células. Los fabricantes presentan las características de los módulos en dos situaciones de ensayo, STC (*Standard Test Conditions*) y NOTC (*Normal Operating Test Conditions*). Las condiciones de ensayo en STC son  $1,000 \text{ W/m}^2$  de irradiación,  $1.5 \text{ AM}$  y  $25^\circ\text{C}$  de temperatura de célula. Las condiciones de ensayo en NOCT son  $800 \text{ W/m}^2$  de irradiación,  $1.5 \text{ AM}$  y  $20^\circ\text{C}$  de temperatura ambiente.

Adicionalmente, los fabricantes proporcionan los coeficientes de variación de los parámetros anteriores en función de la temperatura; normalmente los dan para  $V_{oc}$  ( $\mu_{Voc}$ ),  $I_{sc}$  ( $\mu_{Isc}$ ) y  $P_{mp}$  ( $\mu_{Pmp}$ ), y tienen como magnitud  $\%/^\circ\text{C}$ . Cabe destacar que  $\mu_{Voc}$  y  $\mu_{Pmp}$  son siempre negativos, es decir, al aumentar la temperatura de la célula los parámetros se reducen. Por otro lado,  $\mu_{Isc}$  es un valor positivo, lo que implica que al aumentar la temperatura de la célula, aumenta la intensidad de cortocircuito.

Es posible utilizar una ecuación que simule el comportamiento de un módulo fotovoltaico, y en este trabajo se ha utilizado la propuesta en [34], [107], [108], [109], [110]. Se trata del conocido *one-diode model* (modelo de un diodo).

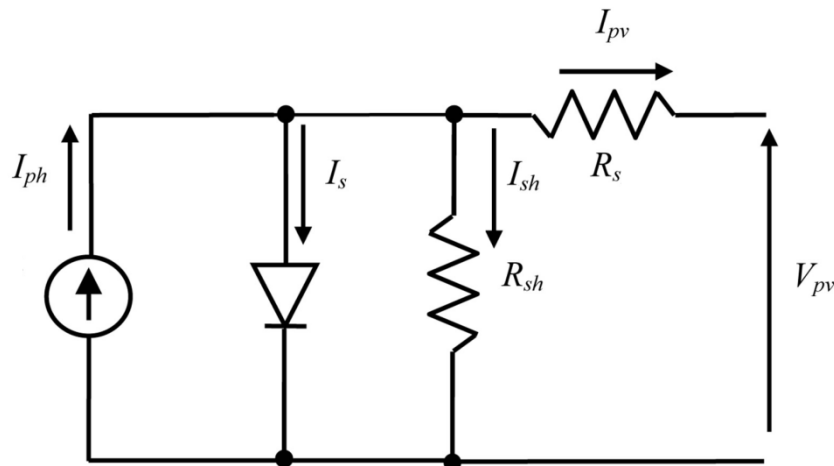


Figura 3-2 Modelo de un diodo para simulación del módulo fotovoltaico [34]

La siguiente ecuación muestra el comportamiento del modelo de un diodo presentado en la Figura 3-2.

$$I_{pv} = I_{ph} - I_s - I_{sh}$$

$$= I_{ph} - I_0 \left[ \exp \left( \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{a} \right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} \quad \text{Ecuación 3-1}$$

Donde  $I_{pv}$  es la intensidad de salida,  $V_{pv}$  es el voltaje de salida,  $I_{ph}$  es la intensidad generada por el módulo fotovoltaico,  $I_s$  es la intensidad que circula por el diodo,  $I_{sh}$  es la corriente de derivación,  $I_0$  es la corriente de saturación inversa del diodo,  $R_s$  la resistencia en serie,  $R_{sh}$  la resistencia en derivación. El parámetro  $a$  se calcula como sigue:

$$a = \frac{n \cdot k \cdot T \cdot N_s}{q} \quad \text{Ecuación 3-2}$$

Donde  $n$  es el factor de idealidad del diodo, el cual tiene un valor entre 1 y 2 (1.825 en este trabajo),  $k$  es la constante de Boltzmann's ( $1.381 \cdot 10^{-23}$  J/K),  $T$  es la temperatura de la célula en K,  $N_s$  es el número de células en serie, y  $q$  es la carga electrónica ( $1.602 \cdot 10^{-19}$  A·seg).

Como se observa, existen 4 incógnitas para poder realizar la simulación de comportamiento de un módulo fotovoltaico ( $I_0$ ,  $I_{ph}$ ,  $R_s$ , y  $R_{sh}$ ). Por lo tanto, si se quiere analizar el comportamiento del módulo, han de hallarse esos valores. Para ello se ha de disponer de 4 ecuaciones, las cuales están basadas en las características del módulo presentes en las fichas técnicas de los módulos fotovoltaicos en condiciones STC, y que en este apartado denominaremos condiciones de referencia (ref).

La primera ecuación (1) corresponde a la intensidad de cortocircuito ( $I_{pv}=I_{sc}$ ), en la que el voltaje es nulo ( $V_{pv}=0$ ):

$$I_{sc,ref} = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[ \exp \left( \frac{R_{s,ref} \cdot I_{sc,ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right] - \frac{R_{s,ref} \cdot I_{sc,ref}}{R_{sh,ref}} \quad \text{Ecuación 3-3}$$

La segunda ecuación (2) corresponde al voltaje de circuito abierto ( $V_{pv}=V_{oc}$ ), en la que la intensidad es nula ( $I_{pv}=0$ ):

$$0 = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[ \exp \left( \frac{V_{oc,ref}}{a_{ref}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{oc,ref}}{R_{sh,ref}} \quad \text{Ecuación 3-4}$$

La tercera ecuación (3) corresponde a la situación de máxima potencia ( $I_{pv}=I_{mp}$ ,  $V_{pv}=V_{mp}$ ):

$$I_{mp} = I_{ph,ref} - I_{0,ref} \left[ \exp \left( \frac{V_{mp} + R_{s,ref} \cdot I_{mp}}{a_{ref}} \right) - 1 \right] - \frac{V_{mp} + R_{s,ref} \cdot I_{mp}}{R_{sh,ref}} \quad \text{Ecuación 3-5}$$

La cuarta ecuación (4), es similar a la anterior, ya que derivando respecto a  $V$ , en la situación de máxima potencia ( $I_{pv}=I_{mp}$ ,  $V_{pv}=V_{mp}$ ), la función derivada es 0 en un máximo:

$$\frac{I_{mp}}{V_{mp}} = \frac{\frac{I_{0,ref}}{a_{ref}} \cdot \exp \left( \frac{V_{mp} + R_{s,ref} \cdot I_{mp}}{a_{ref}} \right) + \frac{1}{R_{sh,ref}}}{1 + \frac{I_{0,ref} \cdot R_{s,ref}}{a_{ref}} \cdot \exp \left( \frac{V_{mp} + R_{s,ref} \cdot I_{mp}}{a_{ref}} \right) + \frac{R_{s,ref}}{R_{sh,ref}}} \quad \text{Ecuación 3-6}$$

Mediante la aplicación de las ecuaciones anteriores, es posible calcular los valores de referencia  $I_{ph,ref}$ ,  $I_{0,ref}$ ,  $R_{sh,ref}$  y  $R_{s,ref}$ , con lo que el módulo quedaría totalmente definido en las condiciones STC.

El siguiente paso es poder simular el comportamiento del módulo para cada situación de irradiación y temperatura. Ha de destacarse que existen ecuaciones que relacionan los parámetros del modelo de un diodo para cada nivel de irradiación y de temperatura, si bien la temperatura de referencia no es la ambiente sino la de la célula. Es por ello indispensable disponer de una ecuación que relacione la temperatura ambiente con la temperatura de la célula.

$$T_c = T_{amb} + G_{pv} \cdot k \quad \text{Ecuación 3-7}$$

Donde  $T_c$  es la temperatura de la célula,  $T_{amb}$  la temperatura ambiente,  $G_{pv}$  es la irradiación incidente (energía total absorbida por la célula) y  $k$  es un parámetro que relaciona la irradiación incidente con el aumento de temperatura de la célula, y que en este caso se ha establecido en  $0.03125 \text{ } ^\circ\text{C}\cdot\text{m}^2/\text{W}$ .

Los valores de  $a$ ,  $I_0$ ,  $I_{ph}$ ,  $R_s$ , y  $R_{sh}$  dependen de la temperatura de la célula y del nivel de irradiación, y pueden calcularse conforme lo indicado en la Ecuación 3-8.

$$a = a_{ref} \cdot \frac{T_c}{T_{c,ref}}$$

$$I_{ph} = \frac{G_{pv}}{G_{pv,ref}} \cdot [I_{ph,ref} + \mu_{Isc} \cdot (T_c - T_{c,ref})]$$

$$I_0 = I_{0,ref} \cdot \left(\frac{T_c}{T_{c,ref}}\right)^3 \cdot \exp\left(\frac{E_g}{k \cdot T_{c,ref}} - \frac{E_g}{k \cdot T_c}\right) \quad \text{Ecuación 3-8}$$

$$R_{sh} = R_{sh,ref} \cdot \frac{G_{pv}}{G_{pv,ref}}$$

$$R_s = R_{s,ref}$$

En la Figura 3-3 se muestra la simulación de las curvas I-V e I-P del módulo CS5-185M (Canadian Solar), en las condiciones STC y NOTC. Se observa que en condiciones STC la potencia máxima que entrega es 185 W, mientras que en condiciones NOTC no llega a los 140 W.

Al analizar las curvas I-V de la Figura 3-3, tanto en condiciones STC como en NOTC, se observa que los módulos fotovoltaicos trabajan de forma óptima cuando se consigue el binomio intensidad-voltaje requerido ( $I_{mp}$ ,  $V_{mp}$ ), y es por eso que uno de los fundamentos clave de la electrónica de potencia de los inversores, es el control y búsqueda de estos puntos que maximizan la generación fotovoltaica.

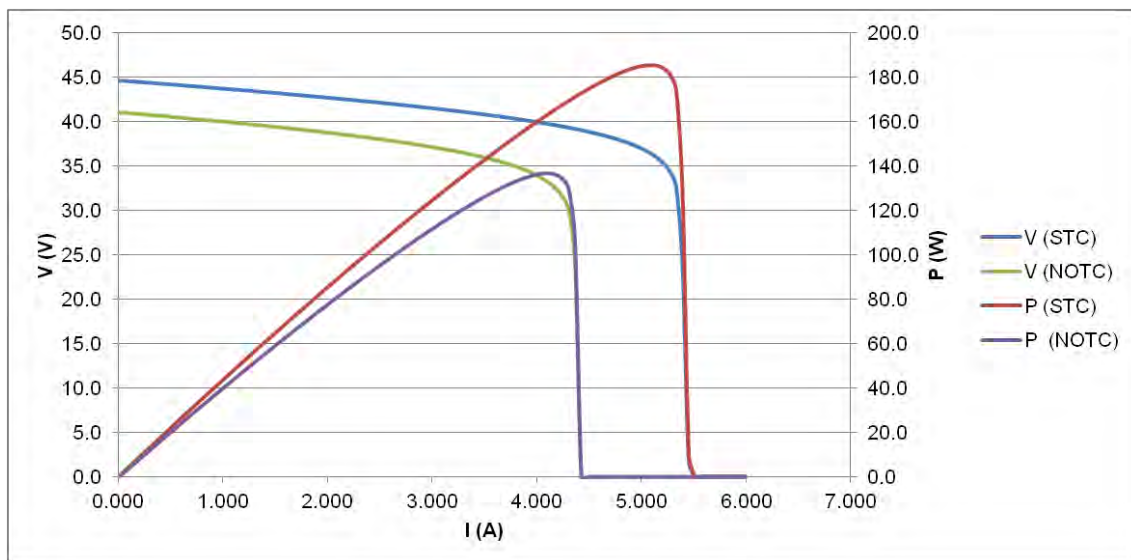


Figura 3-3 Simulación curvas I-V e I-P (STC, NOTC) del módulo completo CS5A-185M

Las ecuaciones anteriormente mostradas sirven para simulación de un módulo fotovoltaico, los cuales están compuestos de células fotovoltaicas conectadas en serie. En el presente trabajo se ha analizado el comportamiento del módulo fotovoltaico a nivel de célula, y para ello se ha planteado el análisis de comportamiento del módulo completo y después dividiendo el valor del voltaje entre el número de células del módulo.



En la siguiente figura se muestran las curvas I-V e I-P de una célula perteneciente al módulo CS5-185M anteriormente citado, el cual tiene 72 células. Se observa que la potencia máxima de la célula en STC es 2.57 W, por lo que si todas las células funcionaran bajo la misma curva I-V el módulo sería capaz de generar 185 W.

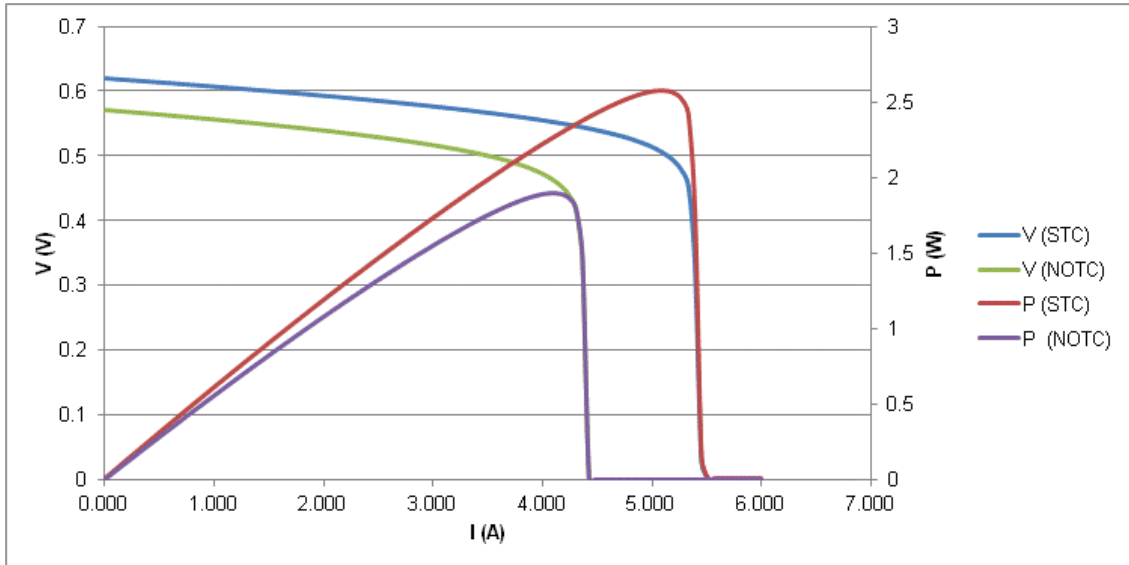


Figura 3-4 Simulación curvas I-V e I-P (STC, NOTC) de una célula del módulo CS5A-185M

### 3.2. AGRUPACIONES DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

La división más pequeña del sistema fotovoltaico es la célula; la cual se agrupa en serie con otras células para formar un módulo. A su vez, los módulos son agrupados en serie dependiendo del proyecto de generación requerido, e incluso llegan a agruparse en paralelo antes de conectarse al inversor, componente encargado de convertir la corriente continua en alterna.

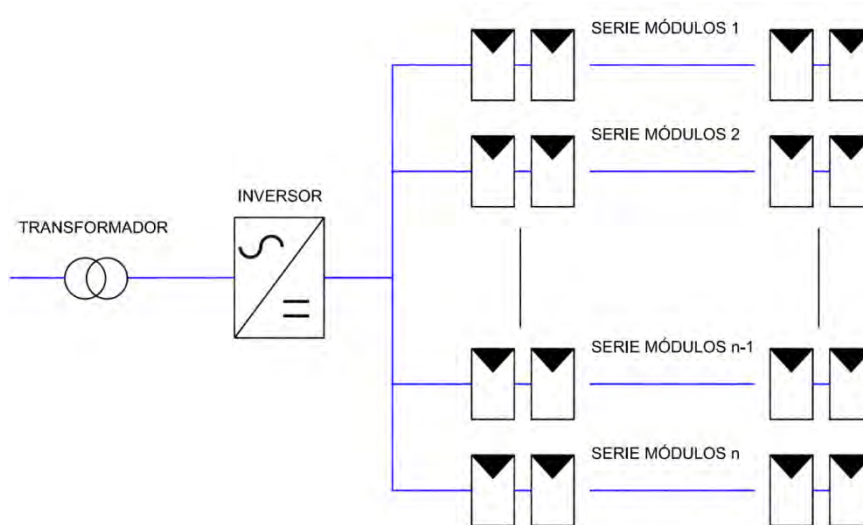


Figura 3-5 Agrupación sistema fotovoltaico

Por principio eléctrico, una agrupación en serie de un generador de corriente continua implica una corriente común a todos los generadores, y una diferencia de voltaje total que es la suma de cada uno de los mismos. En el caso de agrupación en paralelo, ocurre al revés, es decir que la corriente se suma mientras que la diferencia de voltaje permanece constante. Esto, unido a la flexibilidad de los módulos fotovoltaicos para generar curvas I-V, hace que dependiendo de la aplicación se puedan producir rangos de tensión y de intensidad en un amplio rango de valores.

A continuación se muestra el comportamiento de 4 series de 16 módulos CS5A-185, las cuales están agrupadas en paralelo. Todo el sistema está trabajando a 20°C de temperatura ambiente, y las series 1 y 2 están recibiendo 1,000 W/m<sup>2</sup> mientras que las series 3 y 4 están recibiendo 500 W/m<sup>2</sup>.

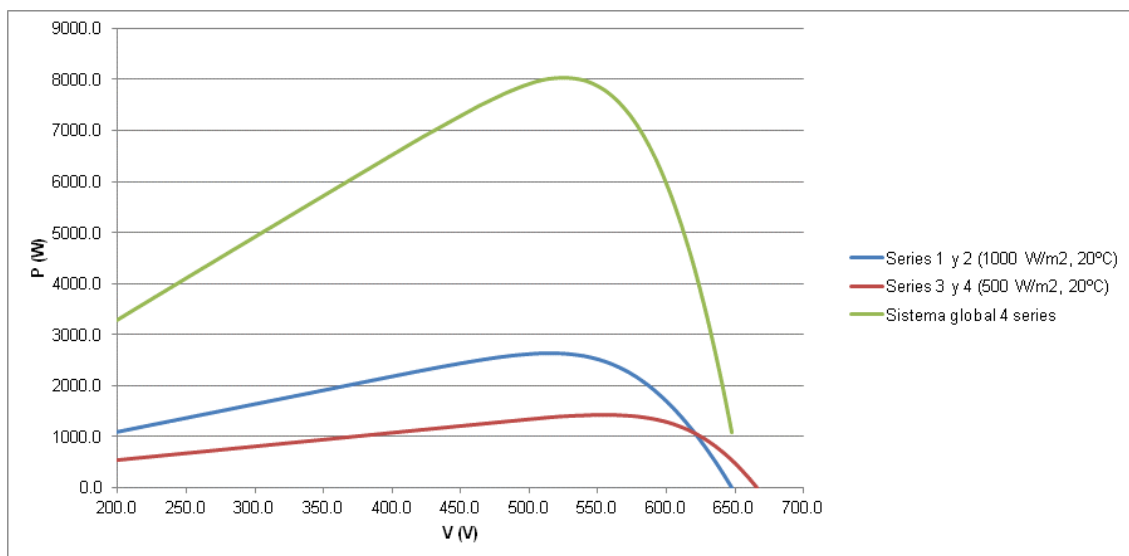


Figura 3-6 Simulación curvas V-P sistema fotovoltaico módulos CS5A-185M

El total de módulos del sistema es 64, por lo que en condiciones de máxima potencia podrían estar generados 11,840 W. Sin embargo el sistema está produciendo 8,000 W, un 67% menos. Ello es debido a las condiciones de irradiación y a las distintas intensidades  $I_{mp}$  y voltajes  $V_{mp}$  que posee cada módulo (margen de tolerancia de cada fabricante). Por cada serie circula la menor  $I_{mp}$  de los módulos que la componen y, la tensión de salida será la menor  $V_{mp}$  de las 4 series. Esta circunstancia hace que la distribución de los distintos módulos no deba ser arbitraria, al objeto de minimizar las pérdidas conocidas como “*mismatch losses*”.

### 3.3. SOMBREADO

El sombreado es uno de los efectos críticos a tener en cuenta durante el diseño de cualquier sistema fotovoltaico. Tiene como origen la interposición de un obstáculo entre el sol y la superficie captadora, y como consecuencia la drástica disminución de la captación de irradiación directa.

Durante el desarrollo de la presente Tesis se ha supuesto que el sombreado afecta a la parte de irradiación directa, haciéndola nula, mientras que la irradiación difusa no se ve reducida.

Cabe destacar que es inevitable la afección por sombras a lo largo del año, pero el estudio en detalle de este fenómeno, uno de los principales objetivos de la presente Tesis, permite reducir el impacto que estas sombras tienen sobre la producción eléctrica de los sistemas fotovoltaicos.

También la tecnología fotovoltaica ha ido evolucionando para reducir al máximo el efecto del sombreado, y es por ello que todos los módulos fotovoltaicos incorporan diodos “by-pass”. Para comprender mejor este componente, en la Figura 3-7 se muestra un módulo de 60 células (6 columnas de 10 células), el cual está dividido en 3 series de 20 células, una por diodo.

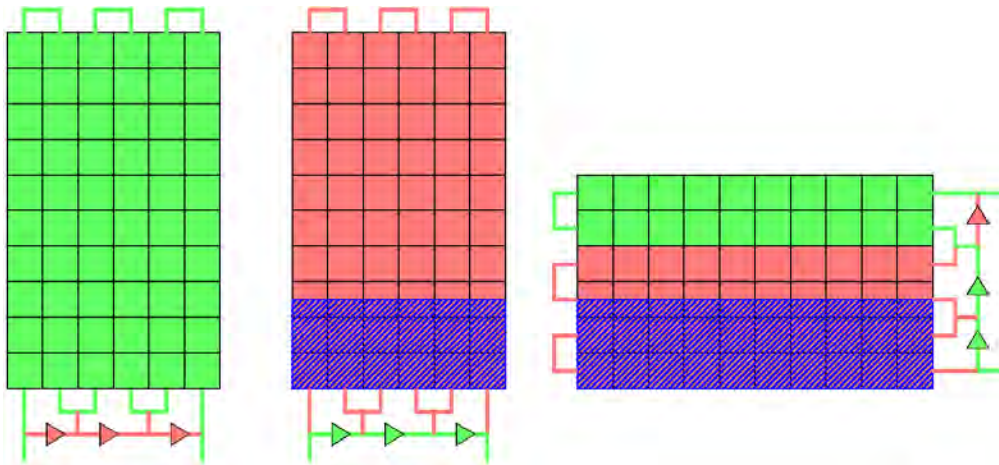


Figura 3-7 Explicación funcionamiento diodos by-pass

Como se observa en la Figura 3-7, en la parte izquierda se tiene un módulo totalmente libre de sombreado, por lo que los tres diodos están abiertos. En el módulo de la parte central el sombreado afecta a las tres primeras filas de módulos, lo que hace que actúen los diodos, y el módulo esté produciendo energía como si estuviera totalmente en sombra (irradiación difusa). En la parte derecha, se observa el mismo efecto de sombreado sobre un módulo colocado en horizontal, una orientación que optimiza el funcionamiento del módulo permitiendo que una serie de las células esté produciendo bajo irradiación directa y dos series bajo irradiación difusa.

Cabe destacar que la activación de los diodos no se da siempre que existe una zona sombreada en la serie de células. El diodo se activa cuando detecta corriente inversa en la serie de células, algo que ocurre cuando varias células no alcanzan la intensidad con la que está trabajando el módulo. Observando la Figura 3-4, una célula trabajando en NOTC no podría dar la intensidad de STC para el punto de máxima potencia (4 A), y es cuando ocurre el fenómeno “reverse-bias” (Figura 3-8).

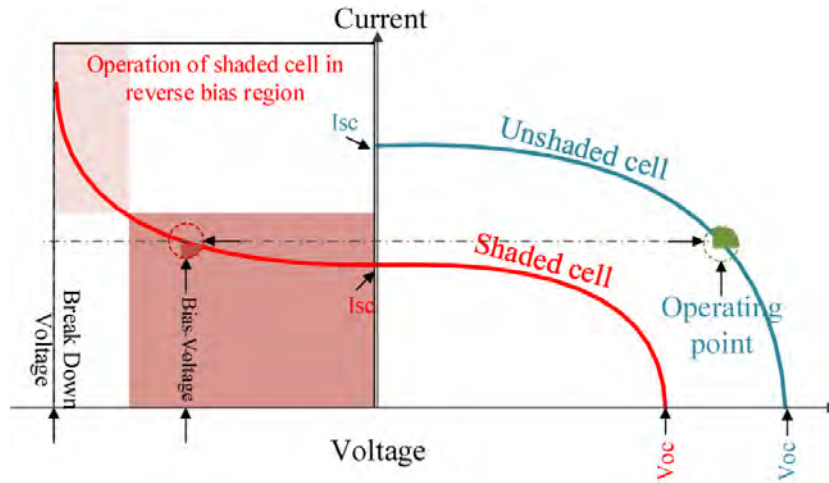


Figura 3-8 Explicación del fenómeno "Reverse-bias"

Para comprender mejor el efecto de sombreado, se presenta un sistema fotovoltaico formado por 92 módulos CS5A-185M que se encuentra bajo la influencia del sombreado (Figura 3-9). Los datos de simulación son  $350 \text{ W/m}^2$  de irradiación solar directa,  $250 \text{ W/m}^2$  de irradiación difusa y  $15^\circ\text{C}$  de temperatura ambiente.

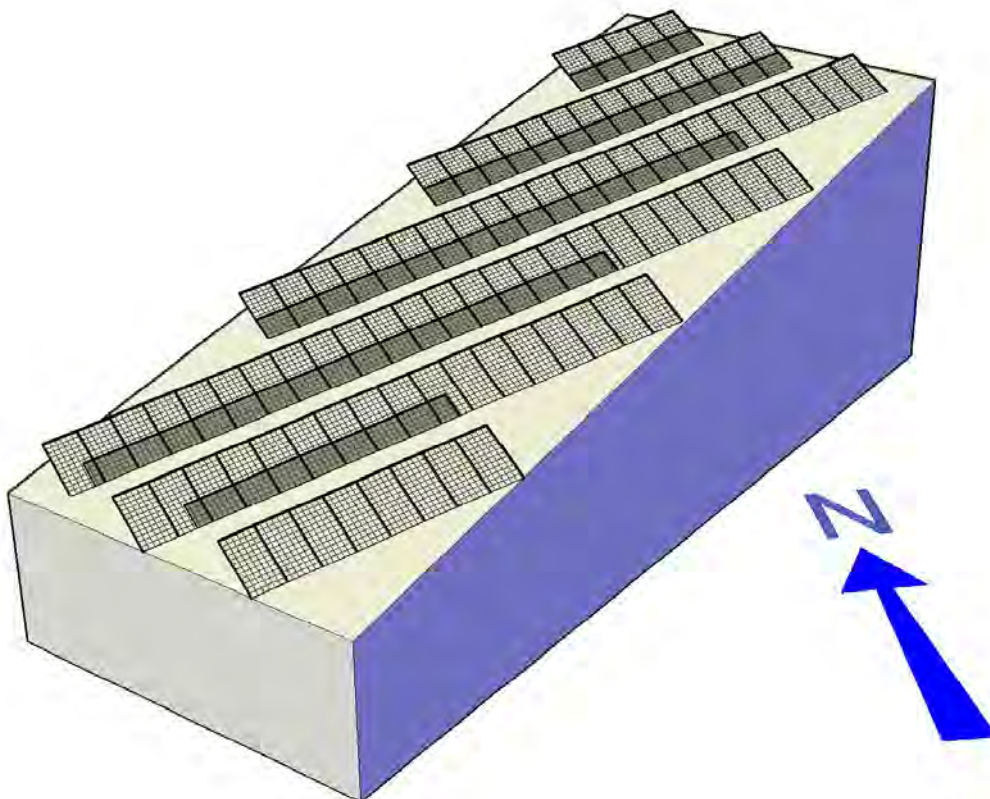


Figura 3-9 Simulación sistema fotovoltaico 92 módulos CS5A-185M

Si se analiza la segunda fila del sistema fotovoltaico de izquierda a derecha, se puede observar que el primer módulo no está sombreado, mientras

que el segundo y el tercero lo están parcialmente, aunque de dos maneras diferentes.

Analizando el comportamiento eléctrico de estos módulos, tal y como se muestra en la Figura 3-10, el primer y tercer módulos tienen un único punto de máxima potencia, mientras que el segundo tiene dos. Este fenómeno está relacionado con la conexión eléctrica interna de las células. El primer y tercer módulos tienen un único punto de máxima potencia porque las tres series de células trabajan bajo el mismo efecto de sombreado. Sin embargo, la primera serie de células del segundo módulo no está sombreada, mientras que la segunda y la tercera lo están, pero de forma diferente. Los valores de  $I_{mp}$  son 3.04 A en el caso del primer módulo, 1.29 A, 2.13 A y 3.10 A para el segundo y 1.29 A para el tercer módulo.

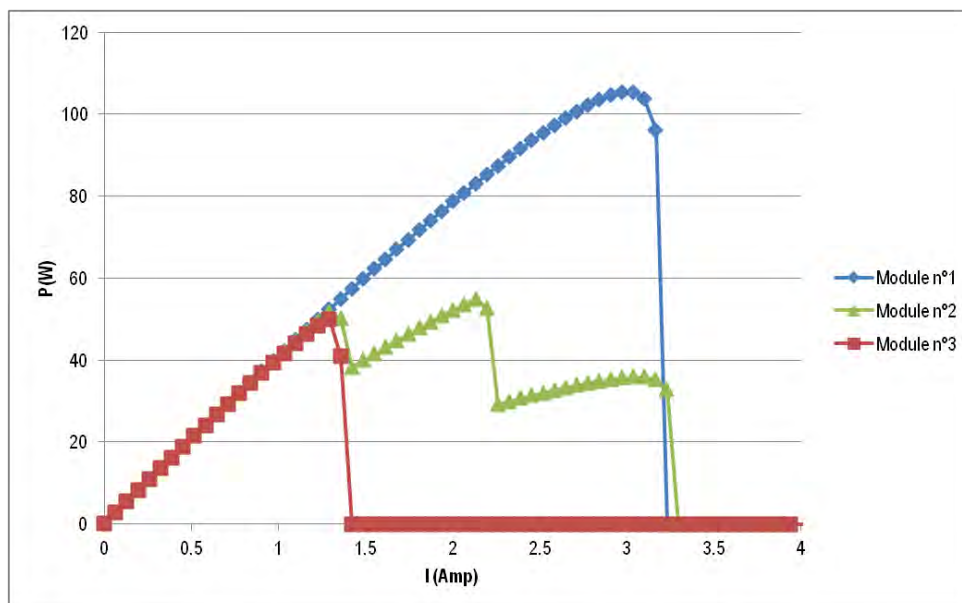


Figura 3-10 Curvas I-V módulos 1, 2 y 3 sistema fotovoltaico 92 módulos CS5A-185M

Conectando todos los módulos del campo fotovoltaico de la Figura 3-9 en una única serie, se puede analizar el comportamiento eléctrico del sistema completo. En la Figura 3-11 se muestran las curvas I-V e I-P de este sistema, y se pueden observar dos puntos de máxima potencia, con 1.34 A (4,828 W) y 3.10 A (3,294 W). Estos valores de intensidad de máxima potencia ( $I_{mp}$ ) son cercanos a los obtenidos cuando se analizan los módulos uno y tres (Figura 3-10), esto es 3.04 A y 1.29 A.

La razón por la que los valores de intensidad de máxima potencia del sistema completo y de los módulos sean similares, es que el 30.4% de los módulos del sistema se encuentran en la misma situación de sombreado que el módulo uno (sin sombra), mientras que el 64.1% lo hacen de igual forma que el tercer módulo. De esta forma, se demuestra que el comportamiento individual de grupos de módulos que trabajan bajo las mismas circunstancias acaba siendo representativo en las curvas generales del sistema.

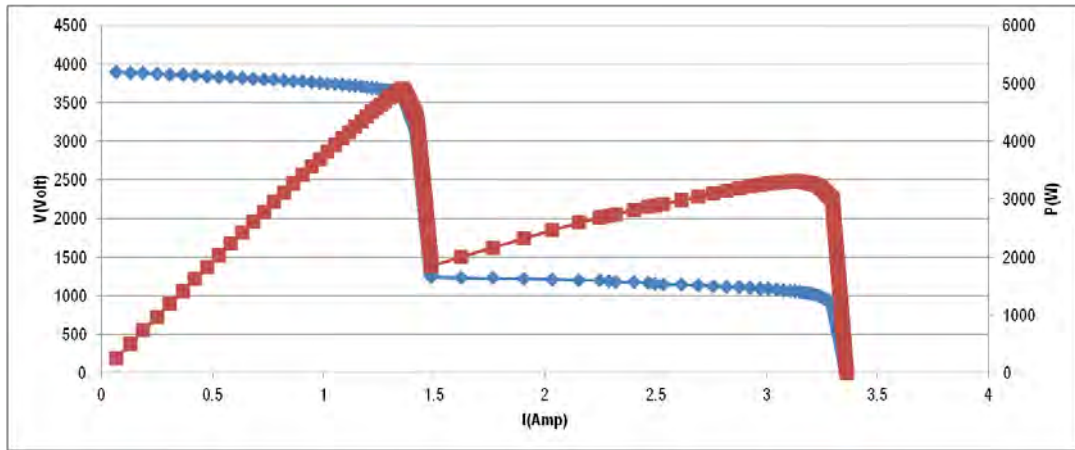


Figura 3-11 Curvas I-V e I-P sistema fotovoltaico 92 módulos CS5A-185M

## 4. FORMULACIÓN DEL PROBLEMA GEOMÉTRICO

### 4.1. INTRODUCCIÓN

La geometría Euclídea y la geometría analítica suponen una de las bases del presente trabajo, ya que son herramientas matemáticas empleadas para el análisis geométrico de las situaciones de sombreado de las instalaciones fotovoltaicas, **objetivo principal de estudio de la Tesis**.

La geometría Euclídea es un sistema matemático atribuido al matemático griego Euclídes, quien la describió en su libro sobre geometría "*Los Elementos*". Está basada en cinco axiomas, a partir de los cuales se deducen otros muchos teoremas.

En su mayor parte, el análisis geométrico se ha realizado en tres dimensiones (3D), aunque por simplificación y por mejorar los tiempos de cálculo de las diferentes rutinas elaboradas, siempre que fuera posible se ha realizado un análisis en el plano XY, o en cualquier otro que permita desprenderse de la tercera dimensión.

### 4.2. ECUACIÓN DE LA RECTA

#### Ecuación de la recta en 2D (Plano XY)

En el caso de trabajar en proyección sobre el plano XY, se tiene:

$$\frac{x - x_0}{x_1 - x_0} = \frac{y - y_0}{y_1 - y_0}$$

*Ecuación 4-1*

$$\left(\frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}\right) \cdot (x - x_0) = y - y_0$$

Resulta finalmente la siguiente ecuación:

$$y = m \cdot x + n$$

$$m = \frac{y_1 - y_0}{x_1 - x_0}$$

*Ecuación 4-2*

$$n = y_0 - m \cdot x_0$$

#### Ecuación recta en 3D

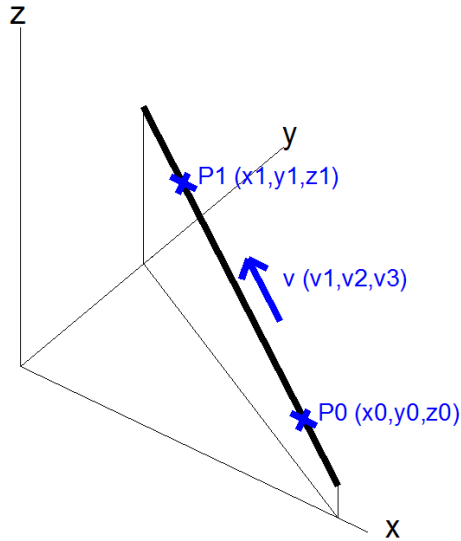


Figura 4-1 Representación de la recta en 3D

La ecuación de la recta que pasa por los puntos  $P_0(x_0, y_0, z_0)$  y por  $P_1(x_1, y_1, z_1)$ :

$$\frac{x - x_0}{x_1 - x_0} = \frac{y - y_0}{y_1 - y_0} = \frac{z - z_0}{z_1 - z_0} \quad \text{Ecuación 4-3}$$

Definiendo el  $v(v_1, v_2, v_3)$  como el vector director de la recta:

$$\frac{x - x_0}{v_1} = \frac{y - y_0}{v_2} = \frac{z - z_0}{v_3} \quad \text{Ecuación 4-4}$$

### 4.3. ECUACIÓN DEL PLANO

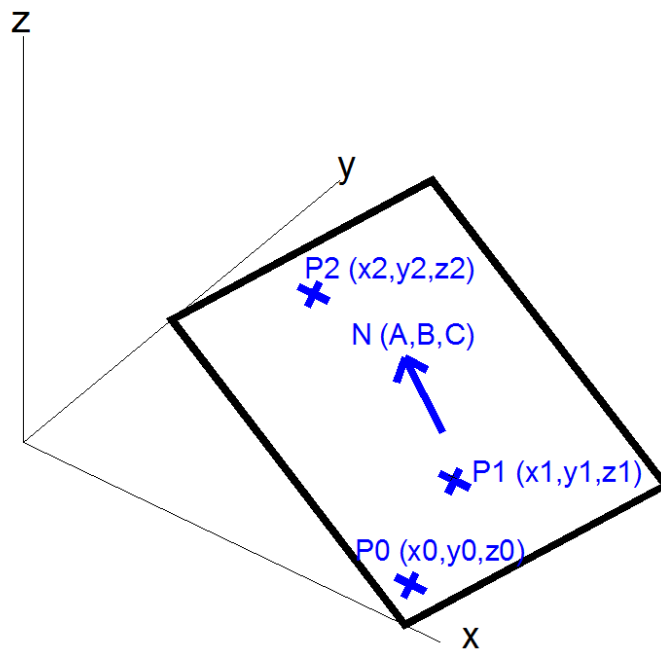


Figura 4-2 Representación del plano



La ecuación del plano queda definida por la siguiente expresión:

$$A \cdot x + B \cdot y + C \cdot z + D = 0 \quad \text{Ecuación 4-5}$$

Los coeficientes A, B y C corresponden a las componentes del vector N (A,B,C), vector normal al haz de planos paralelos que define.

La definición del plano perpendicular al vector N (A, B, C) que pasa por tres puntos  $P_0 (x_0, y_0, z_0)$ ,  $P_1 (x_1, y_1, z_1)$  y  $P_2 (x_2, y_2, z_2)$  se realiza mediante el cálculo del producto vectorial de los vectores que unen los puntos  $P_1$  con  $P_0$  y  $P_2$  con  $P_0$ .

$$\begin{vmatrix} i & j & k \\ x_1 - x_0 & y_1 - y_0 & z_1 - z_0 \\ x_2 - x_0 & y_2 - y_0 & z_2 - z_0 \end{vmatrix} = A \cdot i + B \cdot j + C \cdot k \quad \text{Ecuación 4-6}$$

Una vez calculados los valores de A, B y C, se resuelve la Ecuación 4-5 que pasa por  $P_0$ , obteniéndose el coeficiente D:

$$A \cdot x_0 + B \cdot y_0 + C \cdot z_0 + D = 0 \quad \text{Ecuación 4-7}$$

En el caso de disponer de dos rectas que se cortan ( $r_1$  y  $r_2$ ), en el punto  $P_0 (x_0, y_0, z_0)$ , bastaría con calcular el producto vectorial de los vectores directores de ambas rectas ( $v_1$  y  $v_2$ ) y resolver la Ecuación 4-5 que pasa por  $P_0$ . Cualquier otro caso que pueda presentarse podrá ser resuelto de forma similar a la indicada anteriormente.

#### 4.4. ECUACIÓN DE LA CIRCUNFERENCIA Y DE LA ESFERA

La circunferencia/esfera se define como el lugar geométrico de los puntos que equidistan una distancia constante llamada radio (r) de un punto llamado centro (C).

Ecuación circunferencia en 2D (Plano XY)

$$\sqrt{(x - x_c)^2 + (y - y_c)^2} = r \quad \text{Ecuación 4-8}$$

Ecuación esfera

$$\sqrt{(x - x_c)^2 + (y - y_c)^2 + (z - z_c)^2} = r \quad \text{Ecuación 4-9}$$

#### 4.5. INTERSECCIÓN DE RECTAS

El cálculo de la intersección de dos rectas se plantea en dos dimensiones y en tres dimensiones:

Intersección de dos rectas en 2D (plano XY)

En el caso de que las dos rectas no sean paralelas ( $m_1 \neq m_2$ ) el punto solución  $P_0(x_0, y_0)$ :

$$\begin{cases} y = m_1 \cdot x + n_1 \\ y = m_2 \cdot x + n_2 \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-10}$$

Restando las dos expresiones se puede calcular el punto intersección:

$$x_0 = \frac{(-1) \cdot (n_1 - n_2)}{(m_1 - m_2)} \quad \text{Ecuación 4-11}$$

$$y_0 = m_1 \cdot x_0 + n_1 \quad \text{Ecuación 4-12}$$

### Intersección de dos rectas en 3D (plano XYZ)

En el caso de que las dos rectas no sean paralelas ( $v_{r1} \neq v_{r2}$ ) ni se crucen, existe un punto intersección  $P_0(x_0, y_0, z_0)$ , que se calcula resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} \frac{x - x_0}{v_{1r_1}} = \frac{y - y_0}{v_{2r_1}} = \frac{z - z_0}{v_{3r_1}} \\ \frac{x - x_0}{v_{1r_2}} = \frac{y - y_0}{v_{2r_2}} = \frac{z - z_0}{v_{3r_2}} \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-13}$$

## 4.6. INTERSECCIÓN DE RECTA Y PLANO

Siempre que la recta ( $r_1$ ) y el plano ( $\pi$ ) no sean paralelos, existe un punto intersección  $P_0(x_0, y_0, z_0)$ .

La intersección de la recta con el plano se realiza en 3D, resolviendo el sistema de ecuaciones formado por las Ecuación 4-3 y Ecuación 4-5:

$$\begin{cases} \frac{x - x_0}{v_{1r_1}} = \frac{y - y_0}{v_{2r_1}} = \frac{z - z_0}{v_{3r_1}} \\ A \cdot x_0 + B \cdot y_0 + C \cdot z_0 + D = 0 \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-14}$$

## 4.7. INTERSECCIÓN DE PLANOS

La intersección de dos planos que no sean paralelos es una recta que se obtiene resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} A_1 \cdot x + B_1 \cdot y + C_1 \cdot z + D_1 = 0 \\ A_2 \cdot x + B_2 \cdot y + C_2 \cdot z + D_2 = 0 \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-15}$$

Para el cálculo de la ecuación de la recta hay que restar las dos ecuaciones en dos ocasiones, eliminando una de las tres variables:

$$\left(\frac{B_1}{A_1} - \frac{B_2}{A_2}\right) \cdot y + \left(\frac{C_1}{A_1} - \frac{C_2}{A_2}\right) \cdot z + \left(\frac{D_1}{A_1} - \frac{D_2}{A_2}\right) = 0$$

*Ecuación 4-16*

$$\left(\frac{A_1}{B_1} - \frac{A_2}{B_2}\right) \cdot x + \left(\frac{C_1}{B_1} - \frac{C_2}{B_2}\right) \cdot z + \left(\frac{D_1}{B_1} - \frac{D_2}{B_2}\right) = 0$$

De esta forma se llega a la definición de la recta conforme la Ecuación 4-3.

#### 4.8. INTERSECCIÓN DE RECTA Y CIRCUNFERENCIA/ESFERA

La intersección de recta y circunferencia 2D (Plano XY):

$$\begin{cases} y = m_1 \cdot x + n_1 \\ \sqrt{(x - x_c)^2 - (y - y_c)^2} = r \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-17}$$

La resolución de este sistema de ecuaciones se realiza sustituyendo la componente  $y$  de la primera ecuación, en la segunda ecuación y calculando los valores de  $x$  que cumplen la ecuación.

Intersección recta y esfera

Dada una recta  $r_1 (v_{1r_1}, v_{2r_1}, v_{3r_1})$  que pasa por  $P_0 (x_0, y_0, z_0)$  y una esfera de centro  $C (x_c, y_c, z_c)$  y radio ( $r$ ), los puntos intersección se calculan resolviendo el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} \frac{x - x_0}{v_{1r_1}} = \frac{y - y_0}{v_{2r_1}} = \frac{z - z_0}{v_{3r_1}} \\ \sqrt{(x - x_c)^2 - (y - y_c)^2 - (z - z_c)^2} = r \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-18}$$

Para resolver este sistema de ecuaciones se sustituyen las variables  $y, z$  de la ecuación de la recta en la segunda ecuación.

Tanto en el caso de trabajar en dos dimensiones como en tres, el exponente de la ecuación que define el lugar geométrico de la circunferencia/esfera hace que existan dos soluciones.

#### 4.9. INTERSECCIÓN DE CIRCUNFERENCIAS

Se plantea únicamente la intersección de circunferencias en el plano XY, ya que no se ha encontrado aplicación a la intersección en tres dimensiones.

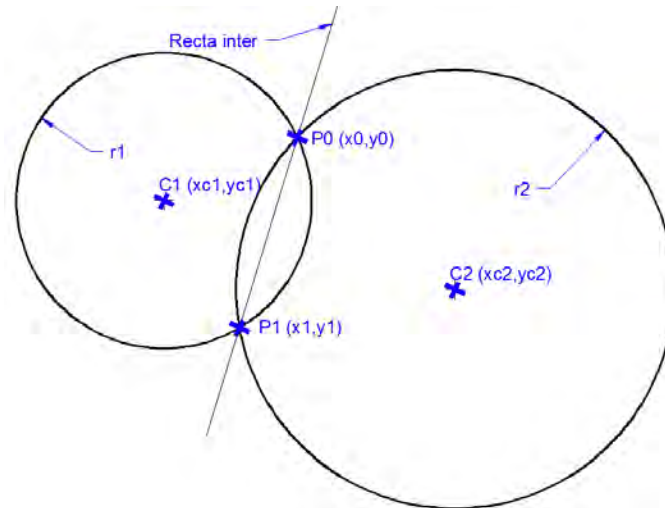


Figura 4-3 Representación intersección circunferencias

Se plantea el siguiente sistema de ecuaciones (para las circunferencias  $C_1$  y  $C_2$ ):

$$\begin{cases} \sqrt{(x - x_{c1})^2 + (y - y_{c1})^2} = r_1 \\ \sqrt{(x - x_{c2})^2 + (y - y_{c2})^2} = r_2 \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-19}$$

Desarrollando el sistema de ecuaciones anterior se obtiene lo siguiente:

$$\begin{cases} x^2 + x_{c1}^2 - 2 \cdot x \cdot x_{c1} + y^2 + y_{c1}^2 - 2 \cdot y \cdot y_{c1} = r_1^2 \\ x^2 + x_{c2}^2 - 2 \cdot x \cdot x_{c2} + y^2 + y_{c2}^2 - 2 \cdot y \cdot y_{c2} = r_2^2 \end{cases} \quad \text{Ecuación 4-20}$$

Si procedemos a la resta de ambos términos del sistema de ecuaciones, obtenemos una ecuación de primer grado del tipo  $y=m \cdot x+n$ :

$$x_{c1}^2 - x_{c2}^2 - 2 \cdot x \cdot x_{c1} + 2 \cdot x \cdot x_{c2} + y_{c1}^2 - y_{c2}^2 - 2 \cdot y \cdot y_{c1} + 2 \cdot y \cdot y_{c2} = r_1^2 - r_2^2 \quad \text{Ecuación 4-21}$$

La ecuación de esta recta es la representada como "Recta inter" en la Figura 4-3, pudiéndose despejar y calcular los parámetros correspondientes. Una vez obtenida la definición de la ecuación de esta recta, se procede conforme lo indicado en la intersección de circunferencia con recta.

## 4.10. DISTANCIA ENTRE PUNTOS, RECTAS Y PLANOS

### Distancia de un punto (P) a una recta (r)

La distancia de un punto (P) a una recta (r) se calcula mediante la siguiente expresión:

$$d(P, r) = \frac{|\vec{v} \times \overline{AP}|}{|\vec{v}|}$$

*Ecuación 4-22*

El punto A es un punto cualquiera de la recta r, AP el vector que une A con P y v el vector director de la recta r.

#### Distancia entre dos rectas paralelas (r y s)

La distancia entre dos rectas paralelas se resuelve calculando un punto P de la recta s y calculando la distancia de ese punto a la recta r.

#### Distancia entre dos rectas que se cruzan (r y s)

Dadas dos rectas (r y s) que se cruzan, la distancia entre ambas recta se calcula como sigue:

$$\text{Recta } r : \frac{x - x_0}{v_1} = \frac{y - y_0}{v_2} = \frac{z - z_0}{v_3}$$

$$\text{Recta } s : \frac{x - x_1}{w_1} = \frac{y - y_1}{w_2} = \frac{z - z_1}{w_3}$$

*Ecuación 4-23*

$$d(r, s) = \frac{|\overline{[P_1 P_0, \vec{v}, \vec{w}]}|}{|\vec{v} \times \vec{w}|}$$

#### Distancia de un punto (P) a un plano ( $\pi$ )

$$\text{Punto } P : (x_0, y_0, z_0)$$

$$\text{Plano } \pi : A \cdot x + B \cdot y + C \cdot z + D = 0$$

*Ecuación 4-24*

$$d(P, \pi) = \frac{|A \cdot x_0 + B \cdot y_0 + C \cdot z_0 + D|}{\sqrt{A^2 + B^2 + C^2}}$$

#### Distancia entre planos paralelos ( $\pi_1, \pi_2$ )

$$\text{Plano } \pi_1 : A \cdot x + B \cdot y + C \cdot z + D_1 = 0$$

$$\text{Plano } \pi_2 : A \cdot x + B \cdot y + C \cdot z + D_2 = 0$$

*Ecuación 4-25*

$$d(P, \pi) = \frac{|D_2 - D_1|}{\sqrt{A^2 + B^2 + C^2}}$$

## 4.11. PERPENDICULARIDAD ENTRE RECTAS

### En el plano XY

En el caso de trabajar en el plano XY, la recta perpendicular (p) a otra recta (r) queda definida mediante la siguiente expresión:

Recta r:  $y = m_1 \cdot x + n_1$

Recta p:  $y = \left(-\frac{1}{m_1}\right) \cdot x + n_2$

Ecuación 4-26

Circunferencia formada por tres puntos

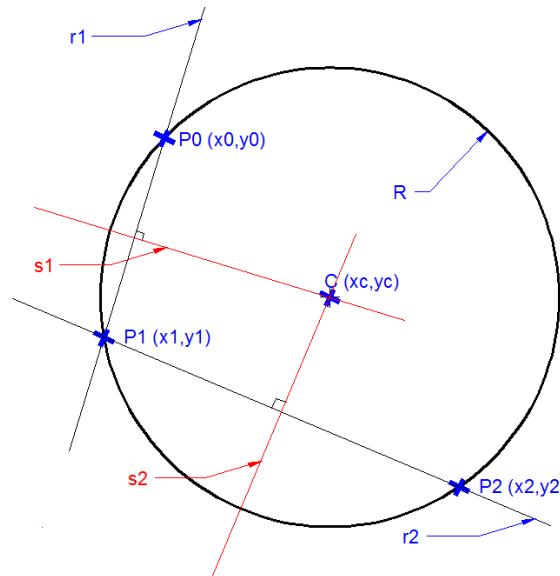


Figura 4-4 Representación de circunferencia formada por 3 puntos

Una aplicación directa de la perpendicularidad es la definición de una circunferencia mediante tres puntos no alineados (P0, P1, P2). Se calculan las rectas r1 y r2 formadas por los puntos P0-P1 y P1-P2 respectivamente, obteniéndose la Ecuación 4-2. A partir de los puntos medios de P0-P1 y P1-P2, se calculan las rectas s1 y s2, perpendiculares a r1 y r2 respectivamente. Finalmente, la intersección de las rectas s1 y s2 es el centro de la circunferencia (C), siendo el radio (R) la distancia del punto C a P0.

En el espacio (3D)

En el caso de trabajar en el espacio, el lugar geométrico de las rectas (p) que son perpendiculares a otra recta (r) es un plano (π). Este plano se define asumiendo como vector normal el vector director de la recta (r) y que pase por el punto medio de P0-P1. Idem para el plano (α) perpendicular a P1-P2 por su punto medio.

A continuación se realiza la intersección (t) de los dos planos (π-α) y, después la intersección (t-β), siendo (β) el plano definido por los tres puntos por los que pasa la circunferencia (P0, P1, P2).

**4.12. PARALELISMO**

En el plano XY (2D)

Dos rectas son paralelas en el plano XY siempre y cuando los coeficientes m (Ecuación 4-2) sean iguales.

En el espacio (3D)

Dos rectas son paralelas en el espacio siempre y cuando los vectores directores  $v$  sean iguales (Ecuación 4-4).

### 4.13. ÁNGULO ENTRE VECTORES

El ángulo entre dos vectores ( $v_1$  y  $v_2$ ) se calcula utilizando el producto escalar, según el cual se cumple lo siguiente:

$$\vec{v}_1 = a_1 \cdot \vec{i} + b_1 \cdot \vec{j} + c_1 \cdot \vec{k}$$

$$\vec{v}_2 = a_2 \cdot \vec{i} + b_2 \cdot \vec{j} + c_2 \cdot \vec{k}$$

Ecuación 4-27

$$a_1 \cdot a_2 + b_1 \cdot b_2 + c_1 \cdot c_2 = \sqrt{a_1^2 + b_1^2 + c_1^2} \cdot \sqrt{a_2^2 + b_2^2 + c_2^2} \cdot \cos(\alpha)$$

Como se observa en la ecuación anterior, despejando el valor de  $\cos(\alpha)$  puede calcularse el ángulo entre vectores.

El cálculo de ángulo entre vectores se extiende a la resolución de otros problemas como el ángulo entre dos rectas que se cortan, ángulo entre dos planos que no son paralelos, o el ángulo entre recta y plano. En cualquiera de los casos mencionados, hay que analizar el vector director de la recta/plano para proceder a calcular el ángulo que forman ambos elementos. Por ejemplo, el ángulo diedro que forman dos planos equivale al ángulo formado entre sus vectores normales, tal y como se muestra en la Figura 4-5:

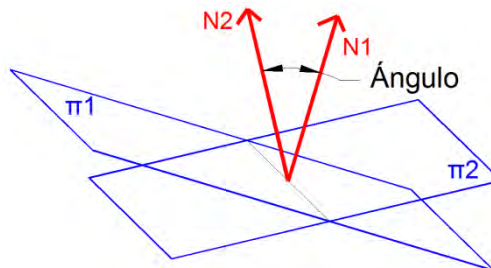


Figura 4-5 Ángulo entre planos

Cabe destacar, que en el caso de intersección de planos, el vector director de la recta intersección se puede calcular mediante el producto vectorial de los vectores normales a los planos:

$$V_{\text{recta,inter}} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ V_3 \end{bmatrix} = \begin{vmatrix} \vec{i} & \vec{j} & \vec{k} \\ A_1 & B_1 & C_1 \\ A_2 & B_2 & C_2 \end{vmatrix}$$

Ecuación 4-28

Siendo N1 (A1, B1, C1) y N2 (A2, B2, C2)

#### 4.14. MOMENTO DE UN VECTOR RESPECTO DE UN PUNTO

El momento de un vector  $v$  aplicado en  $P1$ , con respecto al punto  $P0$  se define como el producto vectorial del vector  $r$  ( $P0-P1$ ) y el vector  $v$ :

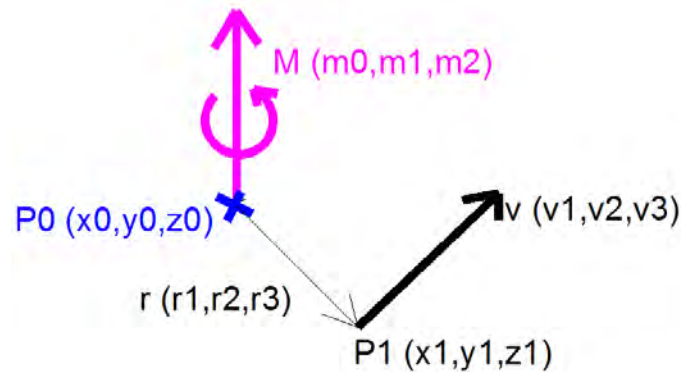


Figura 4-6 Representación momento respecto de un punto

$$M = \vec{r} \times \vec{v} = \begin{vmatrix} \vec{i} & \vec{j} & \vec{k} \\ x_1 - x_0 & y_1 - y_0 & z_1 - z_0 \\ v_1 & v_2 & v_3 \end{vmatrix} \quad \text{Ecuación 4-29}$$

#### 4.15. PUNTO INTERIOR A UN POLÍGONO

Otra de las aplicaciones de la geometría analítica en el plano XY, es conocer si un punto de coordenadas  $P(x,y)$  está dentro o fuera de un polígono cerrado  $V$ .

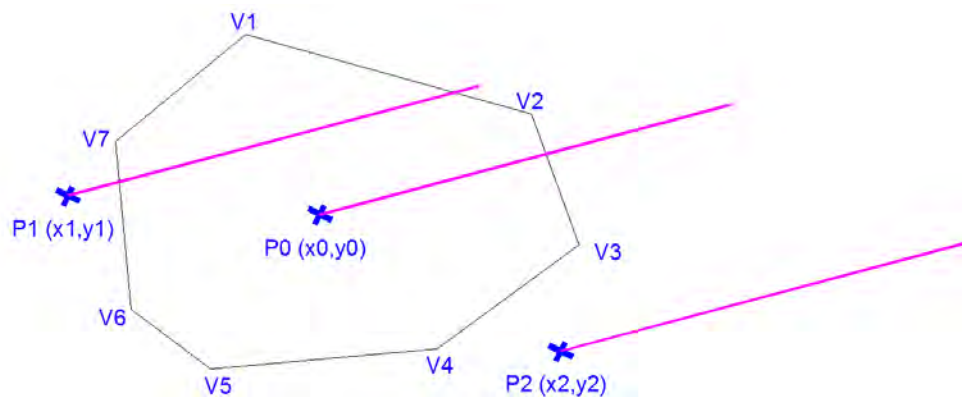


Figura 4-7 Representación análisis punto interior

Como se observa en la figura anterior, un punto  $P0$  es interior a un polígono cerrado  $V$  siempre y cuando la intersección de una recta aleatoria que pasa por el punto  $P0$  tenga un número impar de intersecciones con los segmentos que componen el polígono  $V$ . En el caso de la figura anterior, el  $P0$  tiene 1 intersección (impar, está dentro de  $V$ ), mientras que el  $P1$  tiene 2 y el  $P2$  tiene 0 (par, están fuera de  $V$ ).



### 4.16. APLICACIÓN: DISTANCIA ENTRE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN CUBIERTAS

A continuación se va a plantear el proceso a seguir para la obtención de la distancia entre módulos fotovoltaicos, a partir de un vector solar que marca la influencia por sombreado, considerando las características de la cubierta y de los módulos. Debido a que se desean conocer las coordenadas relativas entre las filas de cubiertas no tiene sentido plantear coordenadas absolutas, las cuales podrán ser calculadas posteriormente añadiendo una referencia como *offset*. A continuación se muestra un método en el que se siguen los procedimientos simples explicados anteriormente, con el objetivo es mostrar la aplicabilidad de la geometría analítica en diferentes problemas de la vida real.

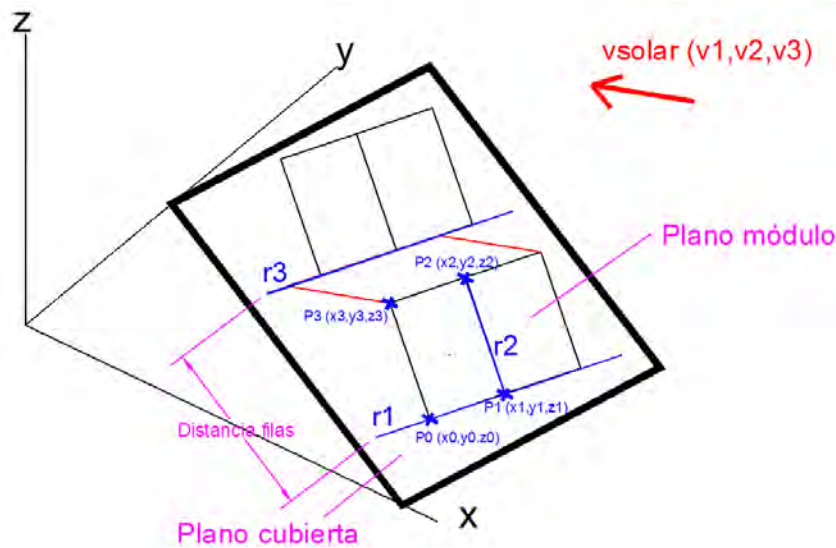


Figura 4-8 Representación distancia entre filas de módulos

El primer paso es la obtención de las ecuaciones de plano de cubierta ( $\pi_r$ ) y del módulo ( $\pi_m$ ), ya que normalmente se definen mediante los ángulos acimutal (orientación) y cenital (elevación). Salvo que se indique lo contrario, el criterio de ángulo acimutal (“*azimuth*”) y de elevación (“*tilt*”) utilizado en el presente trabajo es el siguiente:

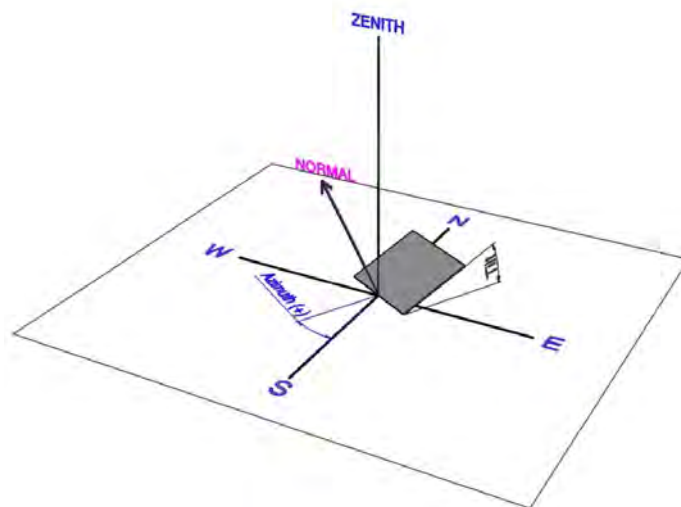


Figura 4-9 Criterio acimut y elevación utilizados

Como se puede observar en la Figura 4-9, el “*azimuth*” queda definido como el ángulo en el plano horizontal XY (tangente al globo terráqueo en una posición determinada) tomando como referencia la dirección sur y con valor positivo en sentido horario; mientras que la elevación es el ángulo formado entre el plano XY y el plano correspondiente, ya sea el de la cubierta (r) o el módulo (m). De esta forma, se plantean las ecuaciones de los planos de cubierta y módulo como sigue, obteniéndose los tres primeros coeficientes para la definición de un plano (A, B, C) en ambos casos:

$$\pi_r: \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(T_r) \cdot \sin(A_r) \\ \sin(T_r) \cdot \cos(A_r) \\ \cos(T_r) \end{bmatrix}$$

*Ecuación 4-30*

$$\pi_m: \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(T_m) \cdot \sin(A_m) \\ \sin(T_m) \cdot \cos(A_m) \\ \cos(T_m) \end{bmatrix}$$

Para la obtención del coeficiente D de los planos de cubierta (r) y módulo (m), se utiliza como punto referencia el origen O(0,0,0). Este punto sirve como solución en ambas ecuaciones del plano (Ecuación 4-5), ya que se recuerda que se trata de un análisis en coordenadas relativas, no absolutas. Con las ecuaciones de los planos ( $\pi_r$  y  $\pi_m$ ), se procede a la intersección de los mismos, obteniéndose la definición de la recta r1 (Figura 4-8).

El siguiente paso implica el cálculo de las coordenadas P1, P2, y P3 que definen la geometría del módulo. Para el cálculo del punto P1, se realiza una intersección de la recta r1 con una esfera de radio el ancho del módulo y centro en P0, obteniéndose dos puntos solución, escogiendo uno de ellos como solución P1.

Para obtener el punto P2, hay que calcular previamente la ecuación de la recta que pasa por los puntos P2 y P1. Para la definición de una recta son necesarios un punto y un vector director, teniendo ya disponible el punto P1. Para el vector director, se calcula el producto vectorial del vector director de la recta r1 y del vector normal al plano del módulo ( $\pi_m$ ). Posteriormente, se realiza la intersección de la recta r2 con una esfera con centro en P1 y radio el largo del módulo, obteniéndose dos soluciones, y escogiéndose la de mayor cota (z).

Finalmente, el cálculo de P3 puede realizarse mediante intersección de recta-esfera o simplemente calculando el incremento de coordenadas entre P2 y P1 y aplicándolo al par P3 y P0. De esta forma, se tiene definido el primer módulo mediante las coordenadas de sus cuatro vértices.

El siguiente paso es calcular el sombreado que el módulo produce en la cubierta. Para ello se define la recta solar, la cual tendrá como vector director el vector solar, y como punto referencia P3. Se procede a calcular la intersección de la recta solar con el plano cubierta ( $\pi_r$ ), obteniéndose la proyección de la sombra de P3 en la cubierta. A partir de este punto, se traza la recta r3, paralela a r1, y que define la siguiente fila de módulos.

La distancia entre filas es calcula conforme la Ecuación 4-22Ecuación 4-22, pudiéndose analizar la distancia entre filas en verdadera magnitud (en el plano de cubierta) o la proyección en el plano XY.

## 5. OTRAS FORMULACIONES GEOMÉTRICO-MATEMÁTICAS

### 5.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se van a mostrar otros dos métodos geométrico-matemáticos que han sido muy utilizados en diferentes fases de la investigación. Se presenta el método de Newton-Raphson para la resolución de ecuaciones (sistemas de ecuaciones) no lineales, y los ángulos de Euler para la realización de cambios de sistemas de coordenadas.

### 5.2. MÉTODO NEWTON PARA RESOLUCIÓN ECUACIONES NO LINEALES

El método de Newton, o también conocido como Newton-Raphson, es un algoritmo eficiente que sirve para el cálculo de las raíces de ecuaciones no lineales. El objetivo de esta formulación es buscar la solución de las raíces de una función no lineal  $f(x)$ , esto es, buscar los valores de  $x$  que hacen que  $f(x)=0$ .

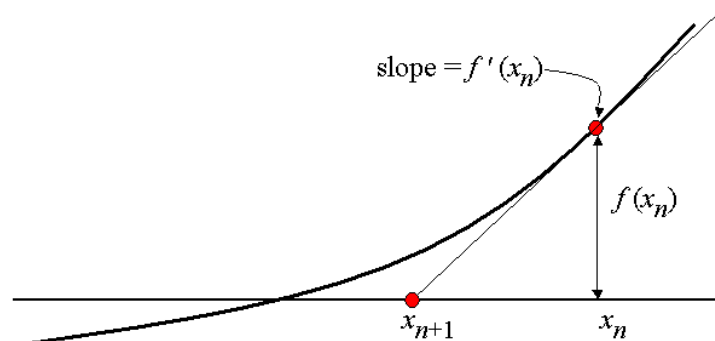


Figura 5-1 Método Newton-Raphson

Se trata de un proceso iterativo en el cual, partiendo de un valor de  $x$  inicial ( $x_0$ ), se va calculando el siguiente punto de estudio  $x_{n+1}$ , hasta que la diferencia entre el punto de estudio y el anterior sea menor a un criterio determinado:

$$x : f(x) = 0$$

$$x_1 = x_0 - \frac{f(x_0)}{f'(x_0)} \quad \text{Ecuación 5-1}$$

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)}$$

$$x_{n+1} : f(x_{n+1}) = 0 : x_{n+1} - x_n < \text{Criterio}$$

En el presente trabajo se ha utilizado este método para la resolución, entre otras, de la ecuación del modelo de diodo que define el comportamiento de una célula fotovoltaica (Ecuación 3-1). Esta ecuación sirve para la generación de las curvas I-V módulos fotovoltaicos, de tal forma que para cada valor de intensidad (I), la ecuación permite evaluar el valor de voltaje (V) que produce el módulo fotovoltaico. Este efecto puede formularse según la Ecuación 5-2 (el fundamento y los términos utilizados corresponden a los descritos en la Ecuación 3-1):

$$f(V) = I_{ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{a}\right) - 1 \right] - \frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{R_{sh}} - I$$

*Ecuación 5-2*

$$f'(V) = \frac{df(V)}{dV} = -I_0 \left[ \exp\left(\frac{V_{pv} + R_s \cdot I_{pv}}{a}\right) - 1 \right] - \frac{1}{R_{sh}}$$

Se puede observar que la función  $f(V)$  tiene como derivada  $f'(V)$ . De esta forma, y aplicando el método de Newton-Raphson, se puede proceder a calcular para un valor determinado de intensidad (I), su par de voltaje (V). El criterio de parada del método iterativo ha sido planteado bajo un criterio de 0.01 V.

El uso de derivadas parciales permite extender el método de Newton-Raphson a la resolución de sistemas de ecuaciones no lineales.

### 5.3. ÁNGULOS DE EULER

Los ángulos de Euler son utilizados para realizar rotaciones de sistemas de coordenadas. Conocidos dos sistemas de coordenadas, S1 (xyz) y S2 (XYZ), los cuales tienen un origen común en O, es posible definir la posición de un sistema respecto al otro, utilizando tres ángulos ( $\alpha$ ,  $\beta$  y  $\gamma$ ):

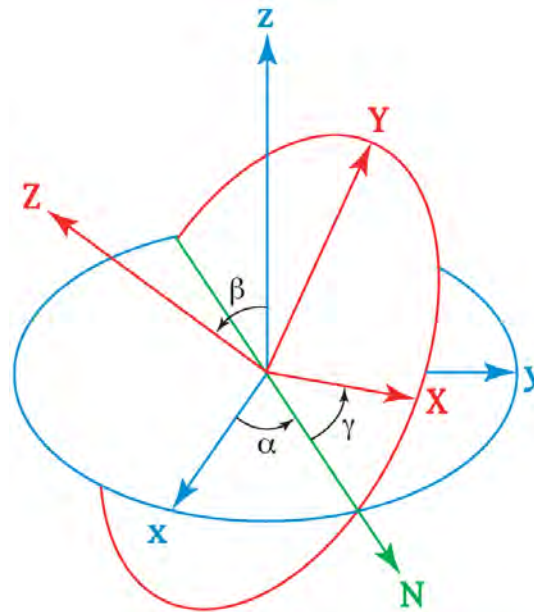


Figura 5-2 Dos sistemas de coordenadas que muestran los ángulos de Euler

La recta N se define como línea de nodos, y supone la intersección de los planos xy y XY. La definición de los ángulos de Euler queda como sigue:

- $\alpha$  es el ángulo entre el eje x y la línea de nodos N.
- $\beta$  es el ángulo entre el eje z y el eje Z.
- $\gamma$  es el ángulo entre la línea de nodos y el eje X.

La matriz de cambio de coordenadas sigue la siguiente expresión:

$$[V_{XYZ}] = \begin{bmatrix} V_{1,XYZ} \\ V_{2,XYZ} \\ V_{3,XYZ} \end{bmatrix} = [R] \cdot [v_{xyz}] = [R] \cdot \begin{bmatrix} V_{1,xyz} \\ V_{2,xyz} \\ V_{3,xyz} \end{bmatrix}$$

$$[R] = [R_1] \cdot [R_2] \cdot [R_3]$$

$$[R_1] = \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) & 0 \\ -\sin(\gamma) & \cos(\gamma) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Ecuación 5-3

$$[R_2] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\beta) & \sin(\beta) \\ 0 & -\sin(\beta) & \cos(\beta) \end{bmatrix}$$

$$[R_3] = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & \sin(\alpha) & 0 \\ -\sin(\alpha) & \cos(\alpha) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Siendo  $v_{XYZ}$  un vector en el sistema de coordenadas S2 (XYZ),  $v_{xyz}$  un vector cualquier en el sistema de coordenadas S1 (xyz), R la matriz de rotación de Euler, y  $R_1$ ,  $R_2$  y  $R_3$  las matrices de rotación de los ángulos  $\gamma$ ,  $\beta$  y  $\alpha$  respectivamente.

Aplicación de ángulos Euler: módulos fotovoltaicos en cubiertas inclinadas

Los ángulos de Euler se utilizan en diferentes procesos de la investigación, y entre ellos destaca el de colocación de módulos fotovoltaicos en diferentes orientaciones en cubiertas que a su vez pueden tener cualquier orientación. Este proceso va a ser descrito a continuación para demostrar la enorme aplicabilidad de los ángulos de Euler:

Se dispone de una cubierta rectangular, de base 10 metros y largo 25 metros, y con una orientación de 45° en acimut y 10° de elevación (conforme ). Se desea colocar módulos fotovoltaicos con orientación óptima, esto es 0° de acimut y 35° de elevación. Además se conoce el vector solar  $v_{solar}(0.5,-0.8,0.3)$  en el que se han de analizar las sombras para evitar pérdidas excesivas en el sistema. La definición de los planos de cubierta ( $\pi_r$ ) y de módulos ( $\pi_m$ ) queda como sigue (ya mostrado en la Ecuación 4-30):

$$\pi_r: \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(10) \cdot \sin(225) \\ \sin(10) \cdot \cos(225) \\ \cos(10) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -0.123 \\ -0.123 \\ 0.985 \end{bmatrix}$$

Ecuación 5-4

$$\pi_m: \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \sin(35) \cdot \sin(180) \\ \sin(35) \cdot \cos(180) \\ \cos(35) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.000 \\ -0.573 \\ 0.819 \end{bmatrix}$$

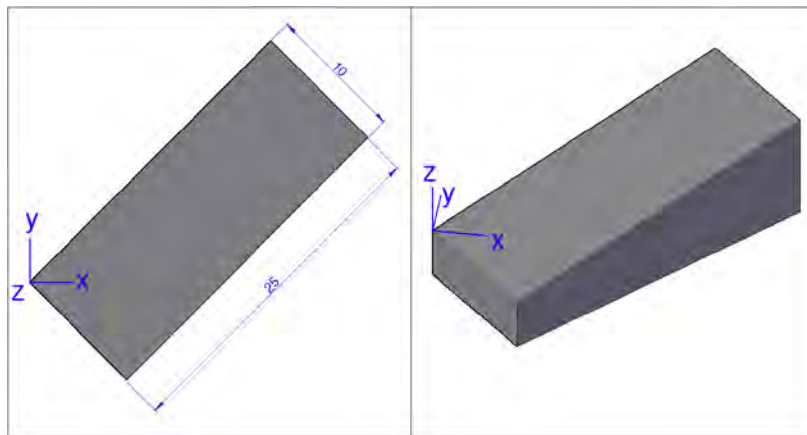


Figura 5-3 Ejemplo aplicación ángulos Euler (I)

Tomando como referencia uno de los vértices de la cubierta, se representa la cubierta sobre la que colocar los módulos. Se calculan cada uno de los vértices en el sistema original xyz, con los resultados indicados en la Tabla 3.

Tabla 3 Ejemplo aplicación ángulos Euler, coordenadas cubierta sistema xyz

Punto	x	y	z
Punto 1	0.000	0.000	0.000
Punto 2	7.072	-7.072	0.000
Punto 3	24.749	10.606	4.408
Punto 4	17.678	17.677	4.408

El vector  $v$  se define como la intersección del plano horizontal  $z=0$  y el plano de cubierta  $\pi_r$ , mientras que el vector  $w$  mediante la intersección de los planos cubierta y módulo ( $\pi_r$  y  $\pi_m$ ). Los vectores se calculan mediante la intersección de planos indicada en la Ecuación 4-28.

El objetivo de aplicar los ángulos de Euler es poder construir las filas de módulos de una forma mucho más sencilla que en el caso de superficies inclinadas. Por ello se realiza un cambio de coordenadas, del sistema  $xyz$  al sistema  $x'y'z'$ , y para ello se necesita la matriz de rotación  $R$ , y para conseguir esa matriz es necesario la definición de los ángulos de Euler ( $\alpha$ ,  $\beta$ ,  $\gamma$ ), los cuales son definidos como sigue:

$$\alpha = 360 - A_r = 315.000^\circ$$

$$\beta = T_r = 10.000^\circ$$

*Ecuación 5-5*

$$\gamma = \text{angulo}(\vec{v}, \vec{w}) = -57.622^\circ$$

El ángulo  $\alpha$  es el ángulo formado entre el eje  $x$  y el vector  $v$ , el ángulo  $\beta$  es el ángulo de inclinación del tejado ( $T_r$ ), y el ángulo  $\gamma$  es el formado entre los vectores  $v$  y  $w$ . El ángulo entre vectores se calcula mediante la Ecuación 4-27.

$$[R_1] = \begin{bmatrix} \cos(\gamma) & \sin(\gamma) & 0 \\ -\sin(\gamma) & \cos(\gamma) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.5355 & 0.8445 & 0 \\ -0.8445 & 0.5355 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

$$[R_2] = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & \cos(\beta) & \sin(\beta) \\ 0 & -\sin(\beta) & \cos(\beta) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0.9848 & 0.1736 \\ 0 & -0.1736 & 0.9848 \end{bmatrix}$$

*Ecuación 5-6*

$$[R_3] = \begin{bmatrix} \cos(\alpha) & \sin(\alpha) & 0 \\ -\sin(\alpha) & \cos(\alpha) & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0.7071 & -0.7071 & 0 \\ 0.7071 & 0.7071 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

Finalmente, se procede a calcular la matriz de cambio de sistema de coordenadas  $R$ , así como su inversa, ya que servirá en el proceso de colocación de módulos en cubierta.

$$[R] = [R_1] \cdot [R_2] \cdot [R_3] = \begin{bmatrix} 0.9668 & -0.2243 & -0.1228 \\ 0.2094 & 0.9701 & -0.1228 \\ 0.1467 & 0.0930 & 0.9848 \end{bmatrix}$$

*Ecuación 5-7*

$$[R]^{-1} = \begin{bmatrix} 0.9668 & 0.2094 & 0.1467 \\ -0.2243 & 0.9701 & 0.0930 \\ -0.1228 & -0.1228 & 0.9848 \end{bmatrix}$$

Mediante el uso de la matriz  $R$ , es posible calcular las coordenadas de la cubierta en el nuevo sistema  $x'y'z'$  (Tabla 4), mediante la aplicación de la Ecuación 5-3.

*Tabla 4 Ejemplo aplicación ángulos Euler, coordenadas cubierta sistema  $x'y'z'$*

Punto	x'	y'	z'
Punto 1	0.000	0.000	0.000
Punto 2	5.356	-8.446	0.000
Punto 3	26.794	5.148	0.000
Punto 4	21.439	13.593	0.000

Como se observa, el valor de las coordenadas  $z'$  es 0.000, ya que el nuevo plano  $x'y'$  coincide con el plano de cubierta. De igual forma, el vector solar  $v_{solar}$ , se traspasa al nuevo sistema de coordenadas aplicando la matriz  $R$ , quedando  $v_{solar}'(0.3598,-0.8603,0.3323)$ .

Con las coordenadas  $x'y'z'$  de la cubierta y del vector solar, puede pasarse a calcular la distancia entre filas, y colocar los módulos sobre la cubierta. Como se ha mencionado anteriormente, la transformación de los sistemas de coordenadas mediante los ángulos de Euler tiene como objetivo principal el construir los sistemas de módulos fotovoltaicos de la forma más simple, la ortogonal, para posteriormente pasar a ángulos inclinados. Esto significa que el vector  $\pi_m$ , el cual define la orientación de los módulos, cambia a  $\pi_m'(0.0001,-0.4797,0.8769)$ . Nótese que el vector que define la cubierta en el sistema  $x'y'z'$  es el  $\pi_r'(0.0000,0.0000,1.0000)$ .

Aplicando el cálculo de distancia entre filas anteriormente comentado, con un ancho del módulo fotovoltaico de 0.808 metros y 1.580 metros de largo, la distancia entre filas es 3.258 metros. Con los valores calculados, procedemos a construir el campo de módulos en el sistema  $x'y'z'$ , y una vez calculadas las coordenadas de todos los módulos, y haciendo partícipe a la matriz de rotación inversa  $R^{-1}$ , convertimos el campo de módulos al sistema original  $xyz$ .

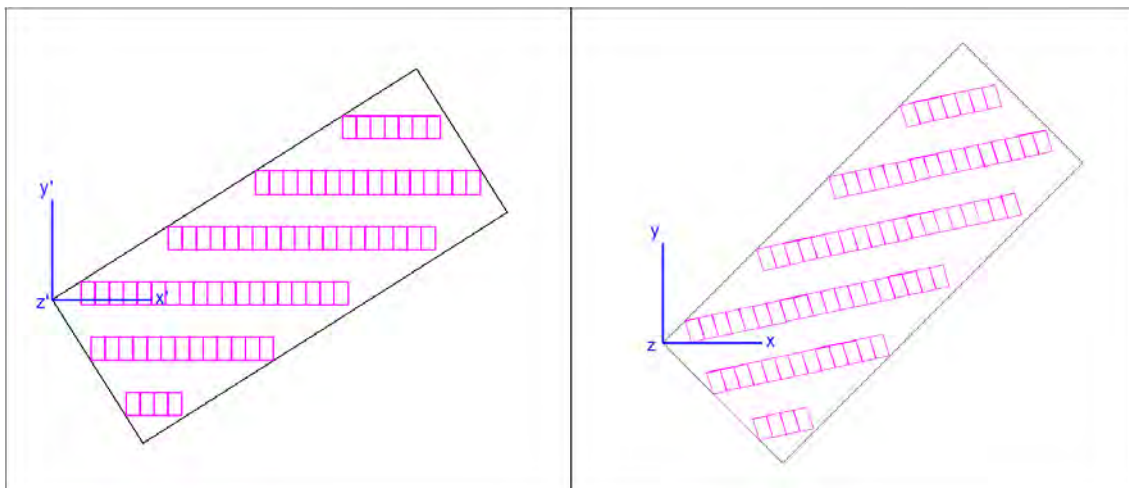


Figura 5-4 Ejemplo aplicación ángulos Euler (II). Izquierda  $x'y'z'$  y derecha  $xyz$



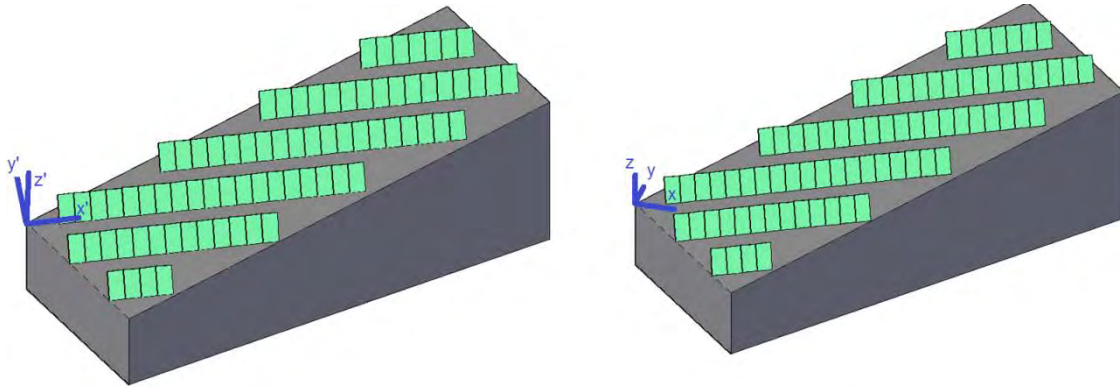


Figura 5-5 Ejemplo aplicación ángulos Euler (III). Izquierda  $x'y'z'$  y derecha  $xyz$

Como se observa en la Figura 5-4, la construcción del campo fotovoltaico se simplifica al trabajar en una situación de coordenadas ortogonales. En la Figura 5-5, puede observarse cómo varía el sistema de coordenadas del  $x'y'z'$  al sistema de coordenadas  $xyz$ .

## 6. GENERACIÓN DE SUPERFICIES TRIANGULADAS

### 6.1. INTRODUCCIÓN

En este apartado se presentan los métodos utilizados para la generación de superficies trianguladas. Los procesos presentados son la triangulación de Delaunay y un método para la generación de superficies a partir de datos LiDAR.

### 6.2. TRIANGULACIÓN DELAUNAY

#### 6.2.1. Fundamento

En matemáticas y en geometría computacional, una triangulación de Delaunay de una red de vértices  $P_i$  pertenecientes a un plano es aquella que cumple la condición de Delaunay: la circunferencia circunscrita de cada triángulo de la red no debe contener ningún vértice de otro triángulo (Figura 6-1). Las triangulaciones Delaunay maximizan el ángulo menor de todos los triángulos que forman la triangulación, de tal forma que evita triángulos con pequeños ángulos. Boris Delaunay la formuló en 1934 [111].

Actualmente, este proceso es utilizado en la mayor parte de los programas de generación de superficies. Existen otros métodos de triangulación, tales como las superficies Nurbs, pero no se han planteado debido a las ventajas que presenta la triangulación de Delaunay:

- Maximiza el valor del menor ángulo interno existente en la triangulación.
- El contorno definido mediante este método es un polígono convexo.
- La triangulación es única siempre que no existan rectángulos.
- Se trata de un método de altísima eficiencia cuando se consideran algoritmos básicos que mejoran su comportamiento, como el *divide and conquer*.
- Ampliando el concepto de la triangulación de Delaunay, se puede extender del plano a las tres dimensiones.

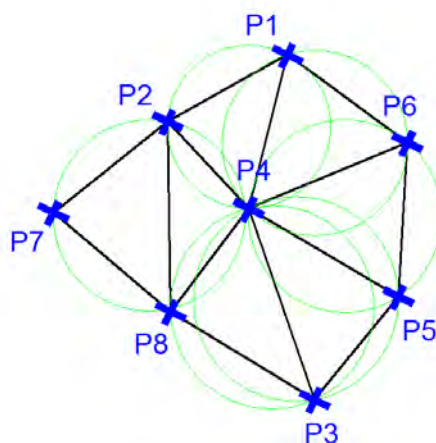


Figura 6-1 Ejemplo triangulación Delaunay

Sin embargo, el algoritmo de Delaunay tiene una serie de contradicciones. En el caso de que el grupo de vértices esté en una recta, la triangulación de Delaunay no existe. En el caso de tener cuatro o más puntos en el mismo círculo (por ejemplo un rectángulo), la triangulación Delaunay tiene dos posibles triangulaciones que dividen el cuadrángulo en dos triángulos que cumplen la condición de la triangulación, esto es que los círculos circunscritos de ambos triángulos no tienen puntos interiores.

Como algoritmo básico de programación de esta triangulación, se establece el criterio de Delaunay (ver Figura 6-2): esto significa que un vértice P3 no está dentro de la circunferencia c1 de radio r1, circunscrita al triángulo P0, P1 y P2, siempre y cuando la distancia del punto P3 al centro de la circunferencia c1 sea mayor que r1:

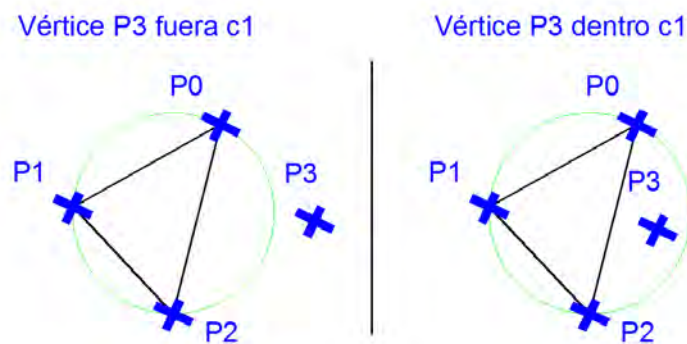


Figura 6-2 Criterio del punto interior. Triangulación Delaunay

### 6.2.2. Proceso triangulación Delaunay

El proceso de triangulación de Delaunay tiene la siguiente secuencia (Figura 6-3):

#### PASO 1

El proceso de la generación de la triangulación de Delaunay comienza con el primer triángulo, el cual está formado por tres vértices al azar.

#### PASO 2

Se pasa a analizar el siguiente punto del listado, y se calcula si este punto está circunscrito dentro de algún triángulo formado anteriormente (criterio Delaunay). Se pueden dar dos situaciones, que se encuentre dentro de un triángulo existente, o que se encuentre fuera:

a) En el caso de que el punto (P3) se encuentre dentro de un triángulo (t0), se procede creando un triángulo nuevo (t1) de tal forma que los dos puntos seleccionados del triángulo anterior (t0) sean los más cercanos a P3 (ver Figura 6-3). Una vez creado este triángulo, hay que verificar que se sigue cumpliendo la condición de Delaunay, analizando todos los triángulos vecinos y modificando los triángulos para que vayan cumpliendo con el criterio.

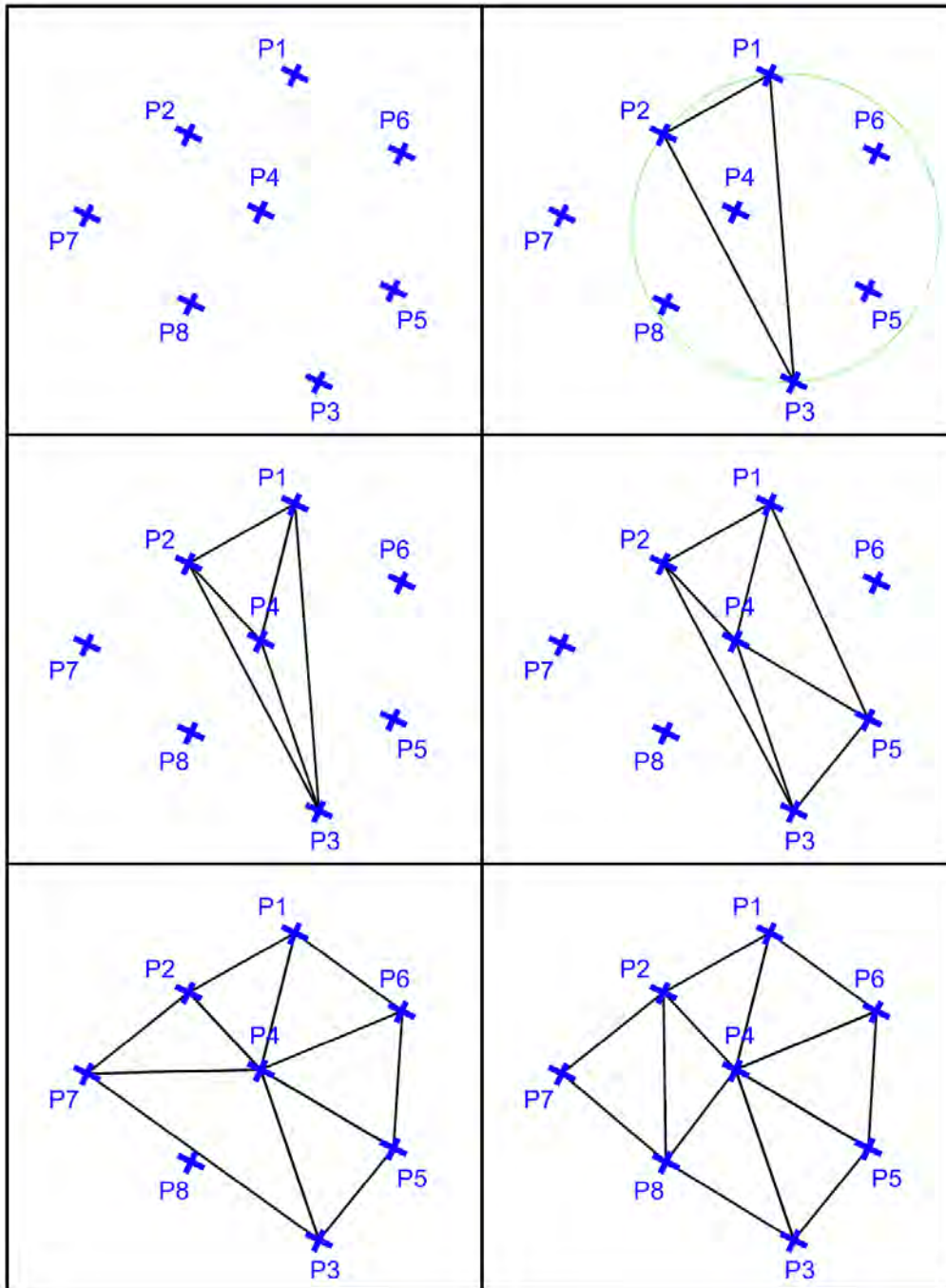


Figura 6-3 Proceso generación triangulación Delaunay

b) En el caso de que el vértice (P3) a añadir a la triangulación esté fuera de los triángulos (ver Figura 6-5), se procede de manera similar a la anterior, sin embargo el triángulo sobre el que iniciar la adición del vértice se realiza buscando aquél triángulo cuya circunferencia circunscrita se encuentre a menor distancia del vértice P3. De igual forma, una vez creado el triángulo t1, hay que pasar a verificar que se cumple el criterio de Delaunay en toda la triangulación.

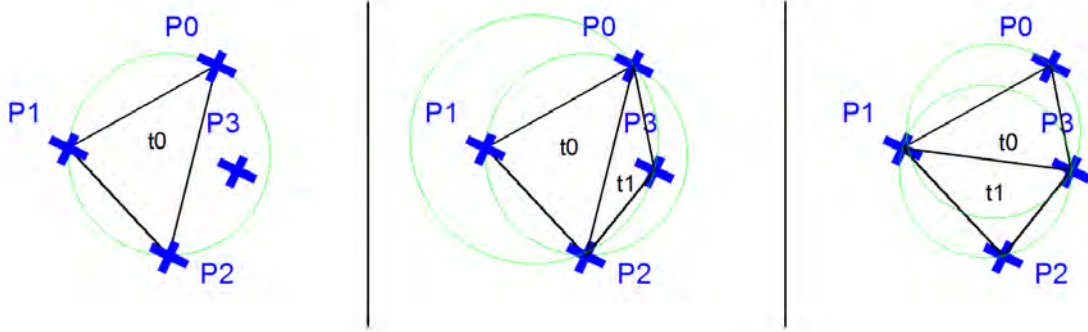


Figura 6-4 Adición vértice interior a la triangulación existente

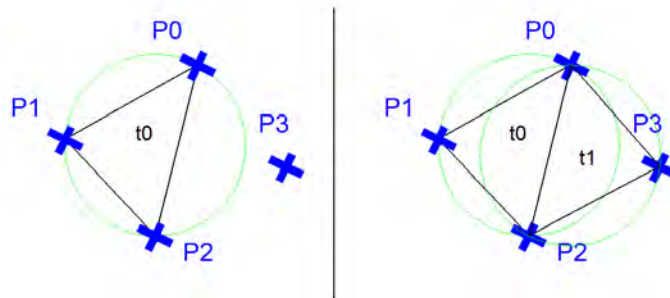


Figura 6-5 Adición vértice exterior a la triangulación existente

### PASO 3

Se repetiría el paso 2 hasta que todos los vértices hayan sido incluidos en la triangulación.

#### 6.2.3. Ampliación de la triangulación de Delaunay al 3D

La triangulación puede realizarse en el plano XY, pero si se le da un valor de cota a cada uno de los vértices, estaríamos hablando de una superficie en tres dimensiones tal y como se muestra en la Figura 6-6, donde la tercera dimensión representa el atributo del punto, el cual puede ser un valor de irradiación, pendiente, etc.

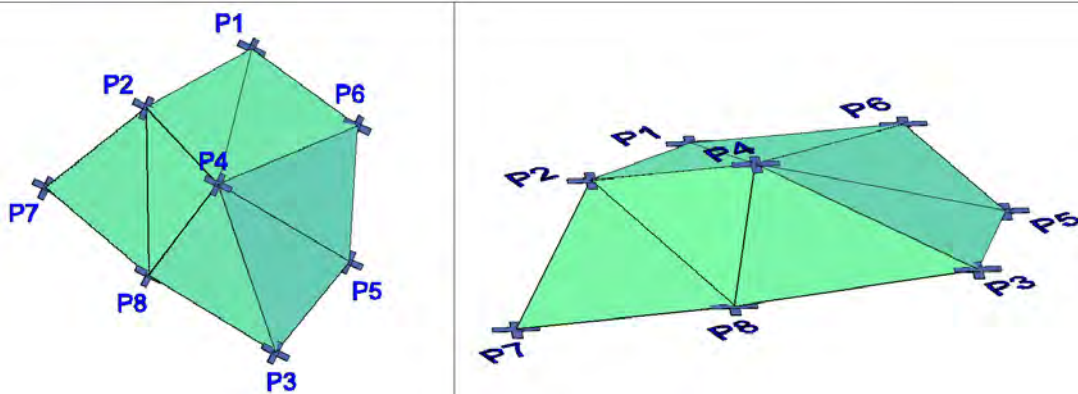


Figura 6-6 Representación 2D y 3D de una triangulación Delaunay

#### 6.2.4. Aplicaciones de la triangulación Delaunay

La triangulación de Delaunay tiene muchísimas aplicaciones, pero en este trabajo ha sido utilizada para dos procesos fundamentales:

## a) Generación de superficies trianguladas

Una de las grandes aplicaciones de la triangulación Delaunay es la generación de superficies (TIN Surface) a partir de nubes de puntos. Existen programas comerciales (Autocad© Civil 3D) que utilizan este tipo de algoritmos para la generación de superficies, incluso sirviéndose de datos de partida tipo LiDAR.

## b) Presentación y análisis de resultados

### Atributos de puntos interiores

La triangulación de Delaunay puede usarse para el cálculo del atributo de un punto que está dentro de un triángulo determinado.

Para ello, conociendo las coordenadas (x,y) del punto, se identifica el triángulo que contiene a dicho punto (t). Definida la ecuación del plano formado por los tres vértices del triángulo t:  $A \cdot x + B \cdot y + C \cdot z + D = 0$ , y sustituyendo los valores de x e y, se calcula el atributo z.

### Curvas de nivel

Otra de las aplicaciones de una triangulación es la generación de curvas de nivel, las cuales son definidas como los lugares geométricos en los cuales la superficie tiene un mismo valor de atributo. Esto es, que en una triangulación realizada por vértices en formato P(x,y,atr), donde x es la abscisa, y la ordenada y atr el atributo, las curvas de nivel representarían todos los puntos de la triangulación que tengan el mismo valor de atributo atr.

Las curvas de nivel son generalmente conocidas por su uso en topografía, para representar aquellos puntos de una superficie que tienen una misma cota (z). Ha de notarse que la cota (z) puede considerarse como un atributo más, y que por ejemplo si fuera un valor de irradiación, una pendiente, o una dirección, las curvas se podrían obtener de igual modo.

La primera parte de la generación de curvas de nivel es disponer de una superficie triangulada, y conocer el atributo que se va a analizar y los rangos del mismo que las curvas han de representar. Esto último es debido a que una curva de nivel representa todos los puntos de la superficie que tienen un mismo valor de atributo, por lo que se hace totalmente necesario definir el valor de ese atributo a diferenciar.

Con la triangulación y los valores de atributos a ser analizados se procede a la generación de las curvas. En este trabajo, se ha supuesto que los triángulos tienen coordenadas de los vértices en tres dimensiones, de tal forma que el atributo representa la coordenada z. El proceso de análisis que se realiza para la obtención de las curvas es el siguiente (se presenta el proceso para un valor de atributo y un triángulo, por lo que habría que repetirlo para todos los valores de atributos considerados y para todos los triángulos que componen la triangulación):

- 1) Se estudia si el valor del atributo de estudio  $atr_{est}$  se encuentra entre el valor mínimo de los atributos de los vértices del triángulo  $atr_{min}$  y el valor máximo de los atributos de los vértices del triángulo  $atr_{max}$ . En el caso de que no estuviera, se finaliza el proceso, significando que ese triángulo no contiene curvas de nivel con ese valor de atributo.

2) Se realiza la intersección de un plano horizontal, con ecuación  $z = z_{atr\_est}$  con el plano formado por el triángulo. La recta intersección de ambos planos es una recta horizontal, la cual ha de ser limitada por los lados del triángulo según corresponda (ver Figura 6-7).

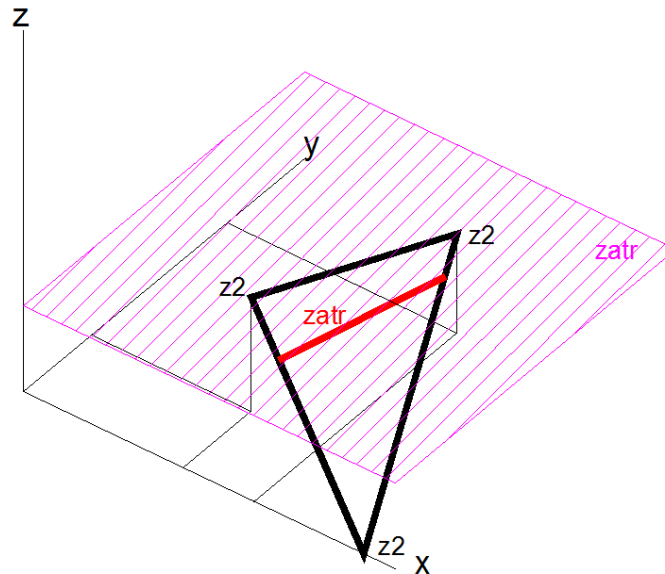


Figura 6-7 Generación curva de nivel

En esta investigación, la triangulación de Delaunay ha sido utilizada, entre otros, para generar diagramas mediante curvas de curvas de iso-irradiación, en las que se trata de dividir una superficie en diferentes franjas en función del nivel de irradiación para su análisis y discusión.

Diagramas de colores

Derivado del cálculo de las curvas de nivel, las cuales dividen los triángulos, se pueden plantear diagramas de colores mediante la coloración de las regiones que presentan valores comprendidos entre dos atributos, tal y como se muestra en la Figura 6-8.

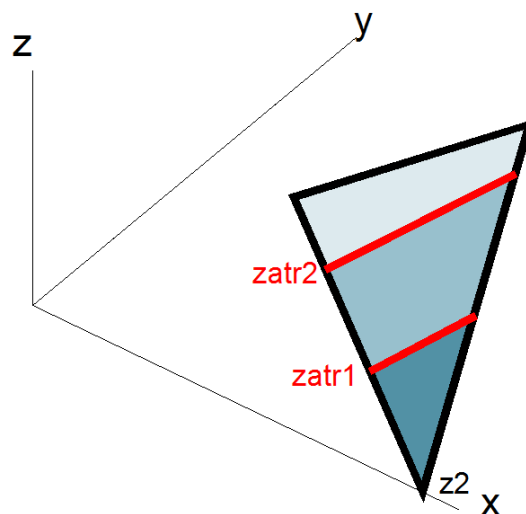


Figura 6-8 Generación diagramas de colores

Utilizando diferentes colores y aprovechando su cromatismo, es posible obtener diagramas de irradiación muy vistosos, los cuales pueden representar los diferentes niveles de incidencia solar en la envolvente de un edificio (ver Figura 6-9).

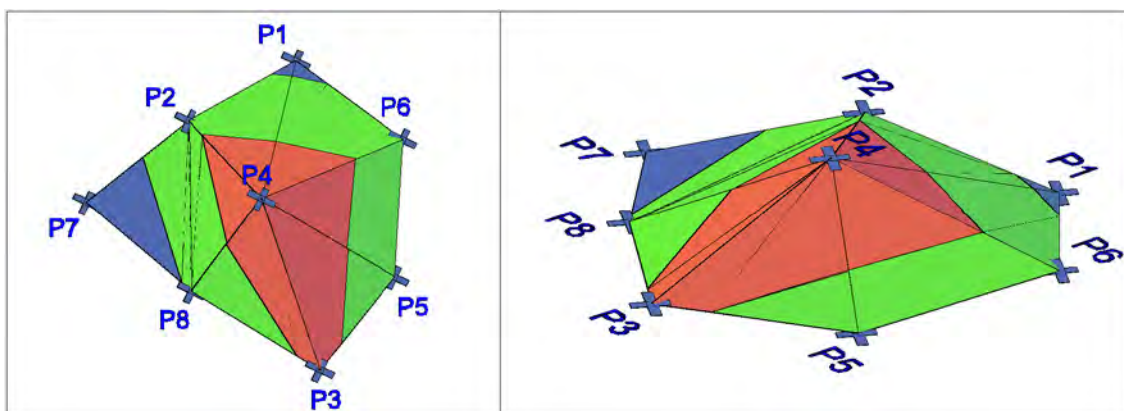


Figura 6-9 Ejemplo de diagramas de colores en una triangulación

### 6.3. TRIANGULACIÓN DE EDIFICIOS A PARTIR DE LIDAR

Una nube de puntos generada a partir de datos LiDAR (filtrados y clasificados), puede usarse como base para obtener superficies trianguladas de edificios existentes, representando la su cobertura o envolvente.

Existen varios métodos para realizarlo, aunque en este caso se ha seleccionado el propuesto por Zhou [112]. Cabe destacar que no se ha realizado el desarrollo de algoritmos para la generación de superficies a partir de datos LiDAR, ya que se ha utilizado software del propio Zhou, disponible de forma pública y gratuita en su página web [113]. A continuación se va a describir el método propuesto por Zhou a nivel conceptual, el cual está dividido en cuatro partes (Figura 6-10):

1. Conversión de exploración: la nube de puntos se incrusta en una rejilla 2D uniforme. Las muestras de datos de superficie Hermite (flechas color oro) se generan en los puntos de la cuadrícula y las muestras de datos de contorno Hermite (flechas color rojo) se estiman en los segmentos de la cuadrícula conectando las diferentes alturas de tejados encontrados (Figura 6-10 b).

2. Creación de geometría adaptativa: En cada celda se calcula un hiper-punto minimizando una QEF 2.5D (función de error cuadrática). La simplificación de la geometría se consigue de una manera adaptativa por el colapso de subárboles y añadiendo QEFs asociados con células tipo hoja (Figura 6-10 c).

3. Generación de polígonos: se reconstruye un mallado conectando los hiper-puntos mediante polígonos de superficie (triángulos turquesa) y polígonos contorno (triángulos grises), que forman respectivamente las cubiertas y las fachadas de los edificios (Figura 6-10 d).



4. Definición de direcciones principales: los contornos de los tejados son refinados siguiendo los métodos de [114] para seguir las direcciones principales (Figura 6-10 e).

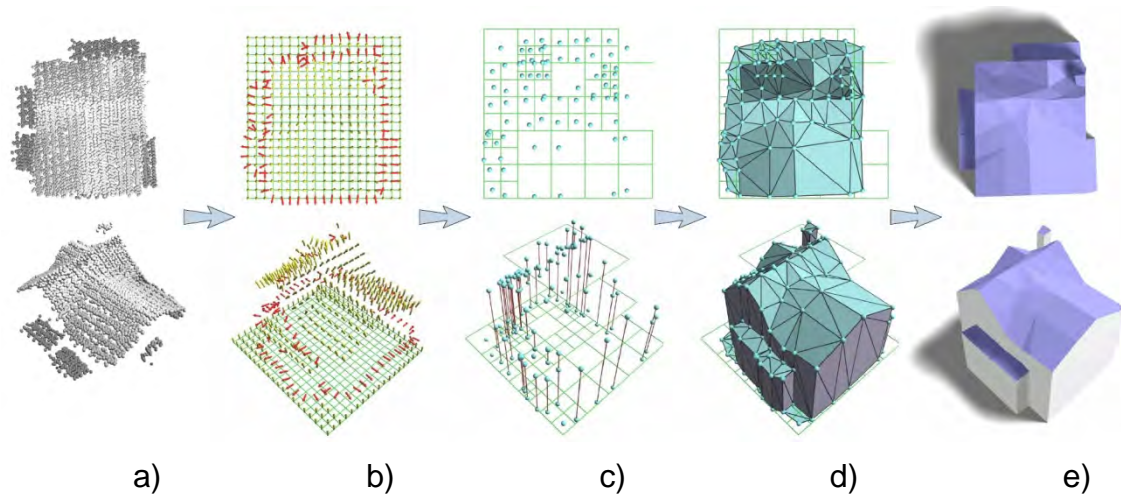


Figura 6-10 Metodología para la triangulación de edificios a partir de datos LIDAR [112]

## 7. INTERSECCIÓN-UNIÓN POLÍGONOS 2D

### 7.1. INTRODUCCIÓN

En la investigación se han utilizado rutinas de intersección-unión de polígonos en dos dimensiones a la hora de calcular situaciones de sombreado complejas. En general, se ha utilizado el algoritmo de [115], bastante complejo desde el punto de vista computacional.

Existen otros métodos más simples que también se han utilizado, como por ejemplo para la resolución de intersección de polígonos convexos (triángulos).

A continuación se muestran los procesos de intersección de polígonos con mayor detalle para entender su funcionamiento. La unión y la intersección de polígonos son procesos muy similares, por lo que se presenta el proceso de intersección en mayor profundidad para posteriormente identificar las diferencias que el proceso de unión conlleva respecto a éste.

### 7.2. INTERSECCIÓN POLÍGONOS CONVEXOS

#### 1) Verificar si un polígono es interno a otro

Lo primero que ha de verificar el algoritmo es si un polígono es interno a otro. Esto se cumple siempre y cuando todos los vértices de un polígono  $P$  sean internos a otro polígono  $V$ . En este caso, la intersección queda definida como el polígono  $P$ , y se da por finalizada la rutina.

#### 2) Almacenar los vértices de ambos polígonos en sentido horario

Se procede a almacenar los vértices en sentido horario. Para ello se parte de la suposición de que se trata de polígonos convexos, o lo que es lo mismo, que el ángulo interno que forman cada uno de sus vértices es mayor a  $180^\circ$ .

El proceso se inicia escogiendo tres vértices de un polígono ( $P_n$ ,  $P_{n+1}$  y  $P_{n+2}$ ). Se forma un vector con inicio y aplicado en  $P_{n+1}$  y final en  $P_{n+2}$ , y se calcula el momento de ese vector respecto a  $P_n$ . En el caso de que el signo del momento sea negativo, los vértices están ordenados de forma horaria, y en caso contrario, hay que modificar el orden ya que se encuentra ordenados en sentido anti-horario.

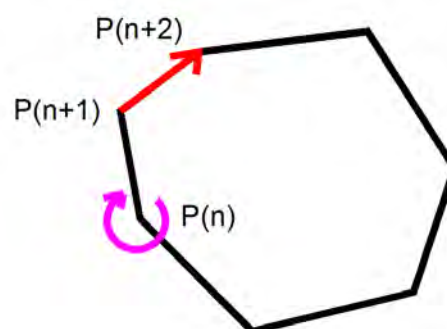


Figura 7-1 Definición sentido orden vértices polígono convexo

### 3) Cálculo de los puntos intersección

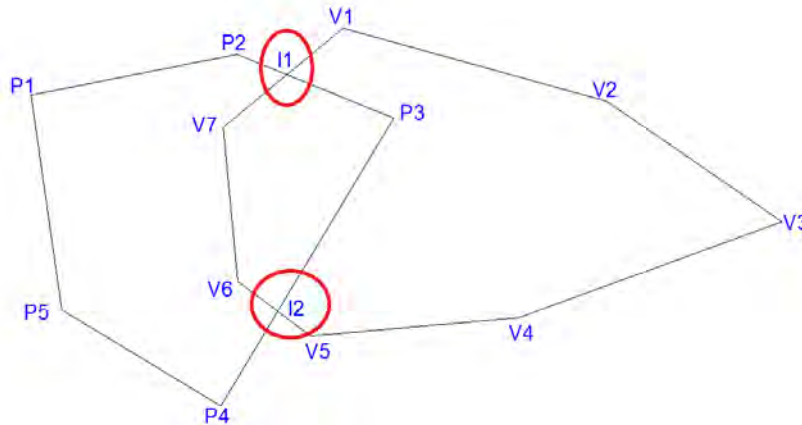


Figura 7-2 Cálculo puntos intersección intersección-uni6n polígonos

Se analizan las posibles intersecciones potenciales entre todos los segmentos de ambos polígonos. En el caso de que exista intersección, se almacena el punto intersección como un vértice más de ambos polígonos, identificando que se trata de un vértice intersección.

En el caso de la Figura 7-2, los nuevos polígonos después del cálculo de las intersecciones quedarían como siguen:

-Polígono P: P1, P2, I1, P3, I2, P4, P5

-Polígono V: V1, V2, V3, V4, V5, I2, V6, V7, I1

En el caso de que no existan vértices intersección, el algoritmo termina debido a que no existe intersección entre ambos polígonos.

#### 4) Creación del polígono intersección

El polígono intersección se inicia con la búsqueda de un vértice de P que esté dentro del polígono V. En el caso de que no haya ningún vértice de P que cumpla esta condición, se pasa a analizar el polígono V.

En caso de que tampoco exista un punto de V interior a P, estamos en un caso en el que el polígono intersección está formado por vértices de tipo intersección (ver Figura 7-3). En este caso el polígono intersección se forma a partir de un vértice intersección del polígono P, y en el caso de que el siguiente vértice horario de P sea también intersección, el siguiente vértice será de P, y en caso contrario se salta al polígono V, y así sucesivamente. El polígono termina cuando se vuelve al punto intersección inicial.

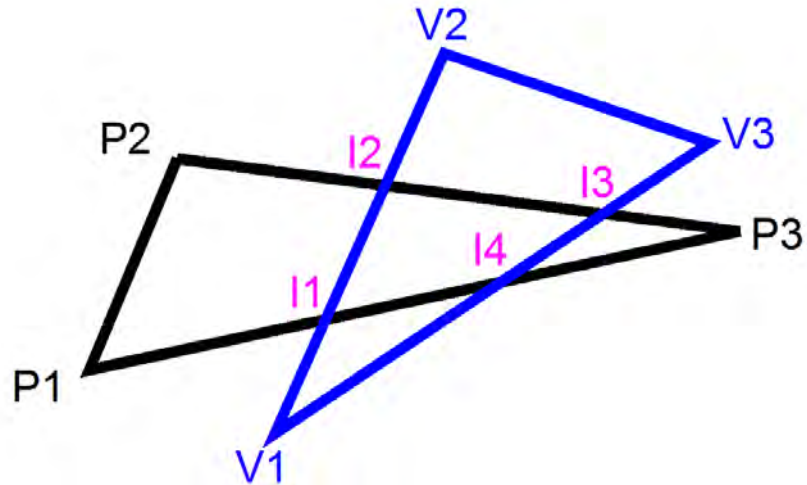


Figura 7-3 Situación intersección polígonos con puntos intersección

Salvando la circunstancia anterior, como por ejemplo con el caso de la Figura 7-2, el polígono intersección se iniciaría con P3. Se inicia entonces una secuencia en la que el proceso va saltando de un polígono a otro siempre que aparezca un vértice intersección, siguiendo el orden de vértices horarios anteriormente establecidos. En el caso de la Figura 7-2, el proceso sería el siguiente:

- 1) Punto inicial => P3 (interior a V)
- 2) Siguiendo punto P es el I2 => cambio de polígono a V, se almacena I2
- 3) Siguiendo punto V es el V6, se almacena
- 4) Siguiendo punto V es el V7, se almacena
- 5) Siguiendo punto V es el I1 => cambio de polígono a P, se almacena I1
- 6) Siguiendo punto P es el P3, llegamos al final

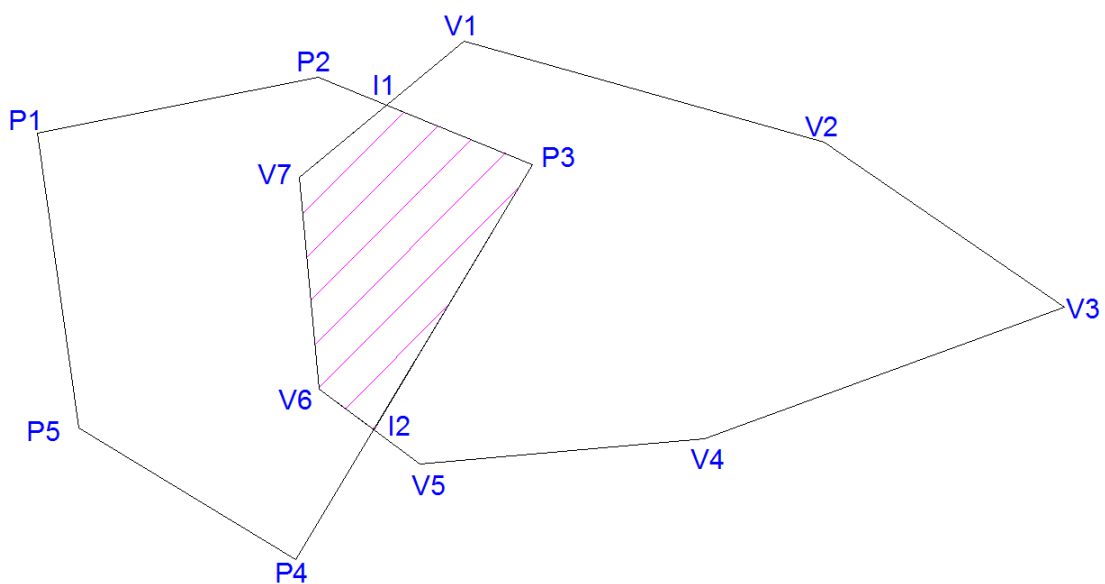


Figura 7-4 Ejemplo intersección polígonos convexos

### 7.3. UNIÓN POLÍGONOS CONVEXOS

#### 1) Verificar si un polígono es interno a otro

Al contrario que en el caso de la intersección, cuando un polígono P es interior al polígono V, la unión de ambos polígonos es aquel polígono que contiene al otro.

#### 2) Almacenar los vértices de ambos polígonos en sentido horario

Se procede de igual forma que en el caso de la intersección.

#### 3) Cálculo de los puntos intersección

Se procede de igual forma que en el caso de la intersección. Si no hubiera puntos intersección, la unión de ambos polígonos sería ambos polígonos por separado.

#### 4) Creación del polígono unión

Aquí se va describir el proceso completo, pues es la parte que más difiere respecto a la intersección.

El polígono unión se inicia con la búsqueda de un vértice de P que esté fuera del polígono V. En el caso de que no haya ningún vértice de P que cumpla esta condición, se pasa a analizar el polígono V.

La construcción del polígono unión se inicia, en el caso de la Figura 7-2, con el vértice P1. Sigue entonces una secuencia en la que el proceso va saltando de un polígono a otro siempre que aparezca un vértice intersección, siguiendo el orden de vértices horarios anteriormente establecidos. En el caso de la Figura 7-2, el proceso sería el siguiente:

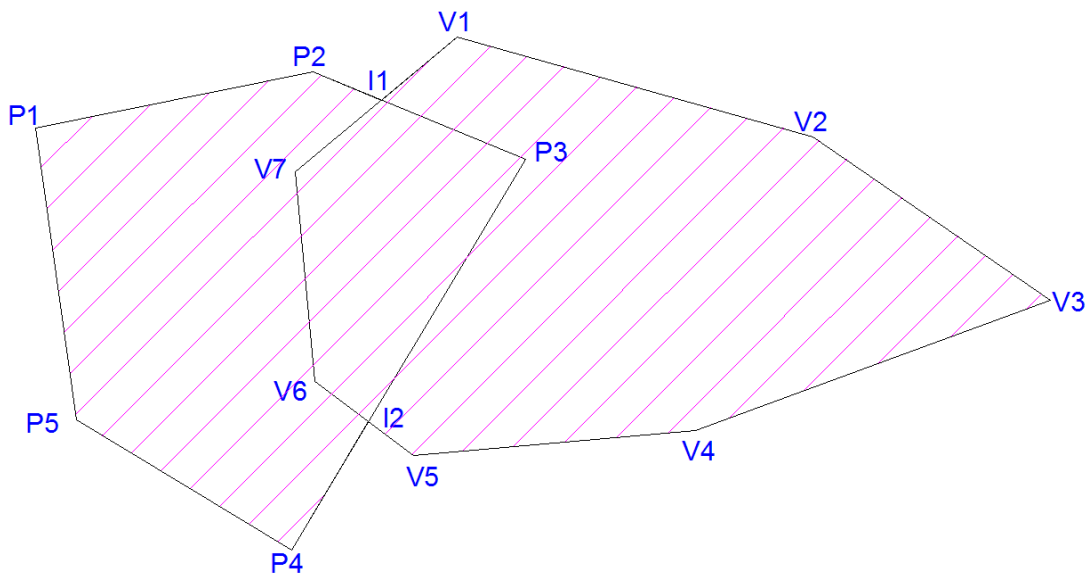


Figura 7-5 Ejemplo unión polígonos convexos

- 1) Punto inicial => P1 (exterior a V)
- 2) Siguiendo punto P es P2, se almacena
- 3) Siguiendo punto P es I1 => cambio de polígono a V, se almacena I1
- 4) Siguiendo punto V es V1, se almacena

- 5) Siguiendo punto V es V2, se almacena
- 6) Siguiendo punto V es V3, se almacena
- 7) Siguiendo punto V es V4, se almacena
- 8) Siguiendo punto V es V5, se almacena
- 9) Siguiendo punto V es I2 => cambio de polígono a P, se almacena I2
- 10) Siguiendo punto P es P4, se almacena
- 11) Siguiendo punto P es P5, se almacena
- 12) Siguiendo punto P es P1, llegamos al final

## 8. FORMULACIONES ECONÓMICAS

### 8.1. INTRODUCCIÓN

Asumiendo el escenario económico mundial en el que nos encontramos, el desarrollo de cualquier tecnología debe de ir acompañado de una justificación económica para asegurar su éxito, incluso aquellas ramas de la I+D+i que mayor proyección económica tienen son las más rápidas en prosperar.

Es por ello que en la presente investigación se ha querido analizar el interés de la energía solar fotovoltaica en la edificación desde el punto de vista económico, para así poder plantear a pequeños inversores, promotores o grandes capitales, inversiones a largo plazo que además de asegurar una buena rentabilidad, nos permitan vivir en un mundo más sostenible.

### 8.2. ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

La generación eléctrica mediante sistemas solares fotovoltaicos desde un punto de vista exclusivamente economicista, implica la elección del sistema más apropiado para cada caso: estructuras fijas, seguimiento a un eje acimutal o cenital, seguimiento a dos ejes o seguimiento polar.

Huld [116] determina la ganancia energética para sistemas fotovoltaicos de dos ejes comparándolo con la estructura fija en inclinación óptima, y está basado en la base de datos PGVGIS [67] que integra herramientas de modelado con datos de irradiación de Europa [67]. Murat [117] desarrolla un modelo para una ubicación determinada, señalando que la diferencia en eficiencia de un sistema solar tiene que ser referenciado con un sistema fijo orientado al Sur con inclinación óptima.

Para el análisis de la Tasa Interna de Retorno (TIR), el factor clave es disponer de la información necesaria para analizar la inversión en el sistema fotovoltaico. Esta información puede dividirse en cinco características generales ([118], [119], [120]):

a) Precio de la electricidad (tanto en el presente como en el futuro): el precio de la electricidad utilizado el precio medio del coste de consumidores residenciales (HEP) de 0.184€/kWh, y el precio medio de coste eléctrico -excluyendo peajes, transporte, etc- (ESP) es de 0.075€/kWh. Estos costes son para 2015 y para la Unión Europea de los 27 [121]. Existe relación entre ESP y HEP:  $HEP = ESP + \text{Costes de red} + \text{impuestos}$ .

b) Costes de inversión del sistema fotovoltaico: se consideran precios medios de proyectos ejecutados en modalidad EPC (Engineering Procurement Contract) por compañías españolas para el periodo 2012-2016 y a nivel mundial. El coste del módulo (MC) es 800 €/kW, mientras que el resto de inversión inicial (inversor, estructura, sistemas auxiliares, construcción y seguros) depende del tipo de sistema (desde 900 €/kW para sistemas fijos en tejados, hasta 2300 €/kW en el caso de seguidores a dos ejes).

c) El área ocupada por los sistemas fotovoltaicos es 10 m<sup>2</sup>/kW en el caso de estructuras fijas en tejado y suelo, 35 m<sup>2</sup>/kW para seguimiento a un eje cenital, 50 m<sup>2</sup>/kW para seguimiento a un eje acimutal, y 55 m<sup>2</sup>/kW para sistemas de seguimiento a dos ejes y eje polar, todo ello para España. El valor asociado a la ocupación de área es 2 €/m<sup>2</sup>.

d) Irradiación (kWh/m<sup>2</sup>): A partir de las Bases de datos de irradiación global y la energía eléctrica y de los obtenidos experimentalmente en instalaciones concretas, desarrolla un algoritmo que permite obtener con fran precisión la irradiación en superficies con diferentes orientaciones e inclinaciones y bajo efectos de sombreado propio y de objetos externos.

e) Desempeño de las instalaciones fotovoltaicas: en términos de absorción de irradiación, los niveles de eficiencia de los sistemas son, tomando como base la estructura fija: 140% para los sistemas a dos ejes, 135% para eje polar, 130% para un eje acimutal y 120% para un eje zenital. Estos valores son promedios de varias referencias ([17], [33], [35], [36], [116], [117], [67]).

f) Considera un valor de degradación del 0.4% anual, aplicado a de todo el sistema.

En la Tabla 5 se muestra un resumen de los parámetros utilizados como base de partida en el análisis de la viabilidad económica de sistemas fotovoltaicos.

*Tabla 5 Parámetros para el análisis económico de sistemas fotovoltaicos*

	Irradiación (kWh/m <sup>2</sup> )	Ratio-producción (%)	MC (€/kW)	PDIC (€/kW)	GC (€/kW)
Sistemas fijos tejado	1,839	100	800	900	1
Sistemas fijos suelo	1,839	100	800	1.000	20
Un eje cenital	1,839	120	800	1.500	70
Un eje acimutal	1,839	130	800	2.000	100
Doble eje	1,839	140	800	2.300	110
Eje polar	1,839	135	800	2.300	110

El Coste de la Energía Eléctrica (LCE o LCOE = Levelized Cost of Energy) se calcula conforme lo indicado en la Ecuación 8-1, y se basa en el modelo propuesto por Kenton [120].

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^T C_t}{\sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+r)^t}} = IIC + GC + \frac{\sum_{t=1}^T \frac{(FSOMC_t + ARIC_t)^t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^T E_t \cdot \frac{(1-d)^t}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 8-1}$$

Donde:

LCOE, es el Coste de la Energía Eléctrica (€/kWh).

C<sub>t</sub>, es el coste del proyecto para el año t (€/kW y año).



$E_t$ , es la generación eléctrica (kWh/kW y año).

$T$ , es la vida útil de la instalación (25 años).

$t=0$  es el año del desarrollo y construcción del proyecto,  $t=1$  es el primer año de producción eléctrica.

$IIC$ , es la inversión inicial (€/kW).

$GC$ , es el coste por uso de suelo (€/kW).

$d$ , es el factor de degradación (0.4%).

$r$ , es la tasa de actualización (3%).

$FSOMC_t$ , son los costes de operación, mantenimiento y reposición (€/kW y año).

$ARIC_t$ , es el coste del seguro a todo riesgo (€/kW y año).

LCOE, incluye todos los costes necesarios para la generación, distinguiendo entre costes fijos y variables. Los costes fijos o inversión inicial son los correspondientes al proyecto y construcción inicial (IIC) y al suelo ocupado (GC). Los costes variables o de explotación son los que se ocasionarán a lo largo de la vida útil de la instalación (FSOMC y ARIC). Los ingresos por generación de electricidad (E) a lo largo de la vida de explotación vienen influidos por la degradación de la instalación (d) y por la depreciación del dinero (r).

Los costes de operación y mantenimiento incluyen costes de reemplazo de piezas deterioradas, y los costes de seguro a todo riesgo incluyen disponibilidad y pérdida de lucro cesante. Estos costes se basan en la experiencia del autor, que incluyen más de 15 años de trabajo profesional en sistemas eólicos (400 MW) y en parques solares (25 MW). Es muy común relacionar los costes de servicio y seguros a la producción eléctrica, tal y como se muestra en la Ecuación 8-2. Los costes de O&M y seguros se calculan conforme se realizan en muchos contratos actuales existentes en diferentes instalaciones.

$$\begin{aligned}
 FSOMC + ARIC &= \sum_{t=1}^T \frac{FSOMC_t + ARIC_t}{(1+r)^t} \\
 &= \sum_{t=1}^T \frac{E_t \cdot (1-d)^t \cdot HEP \cdot (m+i)}{(1+r)^t}
 \end{aligned}$$

Ecuación 8-2

Donde:

$HEP$ , (*Households Electricity price*) es el coste de la energía eléctrica a los consumidores domésticos en €/kWh.

$m$ , es el coste medio anual del mantenimiento y operación en relación a la energía generada en el mismo periodo (estimado en 4% para sistemas fijos y 8% para sistemas con seguimiento).

$i$ , es el coste medio anual del seguro a todo riesgo (estimado en 1% para sistemas fijos y en 2% para sistemas con seguimiento).

Estos ratios son representativos de contratos a largo plazo de operación, mantenimiento y seguros durante los últimos 5 años.

### 8.3. ANÁLISIS VIABILIDAD ECONÓMICA DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA

A continuación se muestra un análisis de viabilidad económica de la energía solar fotovoltaica en sus diferentes variantes (fija en tejado, fija en suelo, un eje cenital, un eje acimutal, doble eje y eje polar), de forma que se pueda esclarecer en qué condiciones la inversión en este tipo de sistemas está justificada.

Los parámetros utilizados para este análisis son los indicados en la Tabla 5. Adicionalmente, se asume que los proyectos tendrán 25 años de vida útil (T), que la inversión se realiza con 100% capital propio (*Equity*) y una tasa de actualización (r) del 3%.

Analizando los costes requeridos para la generación de energía eléctrica solar fotovoltaica (como se muestra en la Tabla 6 y en la Figura 8-1), es evidente que en los sistemas con seguimiento son sensiblemente mayores. La operación y mantenimiento en sistemas con seguimiento incluyen trabajos que no se realizan en sistemas fijos, tales como alineamiento de seguidores, puesta en marcha de averías o protección por viento. Las consecuencias de estos costes son: presencia de técnicos en el parque con perfil mecánico y eléctrico, el incremento de las necesidades de personal, o el hecho de que algunas paradas de planta no pueden ser solucionadas inmediatamente generando una menor disponibilidad media (98% disponibilidad = el 98% de horas con sol, el sistema está listo para generar energía en condiciones óptimas).

Tabla 6 Resumen análisis económico

	Eficiencia (kWh/kW)	FSOMC (€/kW)	ARIC (€/kW)	CT (€/kW)	LCOE (€/kWh)	TIR para ESP (%)	TIR para HEP (%)
Sistemas fijos tejado	1,458	373	93	2,167	0.062	5.2	17.0
Sistemas fijos suelo	1,458	373	93	2,286	0.066	4.6	15.9
Un eje cenital	1,750	895	224	3,489	0.084	2.6	13.9
Un eje acimutal	1,895	970	242	4,112	0.091	1.7	12.3
Doble eje	2,041	1,044	261	4,516	0.093	1.5	11.9
Eje polar	1,968	1,007	252	4,469	0.095	1.0	11.1

El coste total de la generación de energía fotovoltaica, a lo largo de su vida útil (CT), es mínimo para sistemas fijos en tejado (no ocupan suelo apto para otros usos) y máximo para sistemas con seguidores a dos ejes. Esta es la razón por la que a pesar de que el sistema con seguimiento a dos ejes es un 40% más eficiente, el valor LCOE en sistemas con seguimiento es un 50% superior al de sistemas fijos en tejados.

Los valores más altos de rentabilidad (TIR = Tasa Interna de Retorno) se obtienen en estructuras fijas y los más pequeños en sistemas con seguimiento. Se deduce que un valor razonable de TIR puede ser conseguido en estructuras fijas con precio de electricidad de ESP. En el resto de casos, solo alcanzaría un TIR razonable si el Gobierno de turno incentivara económica o fiscalmente, por criterios de compensación medioambiental. En el caso de HEP, todas las tecnologías fotovoltaicas pueden obtener ya un valor interesante de TIR (11% para seguimiento y 17% para sistemas fijos en tejados).

Podemos concluir que los sistemas fijos en tejado pueden conseguir (en función de la radiación recibida) que el coste de generación (LCOE) esté próximo al precio medio de Generación (+ Transporte + Suministro) de la Energía Eléctrica en la Unión Europea (ESP = Energy and Supply Price). A este punto de equilibrio se le conoce como “*paridad de red sin incentivos estatales*” [119].

Los resultados de TIR y CT presentados en la Figura 8-1, permiten determinar qué opción es la más adecuada dependiendo de los costes totales esperados y de la rentabilidad deseada. La gráfica se ha obtenido partiendo de los datos de una estación meteorológica y de una instalación en Sariñena (Huesca, España) y, suponiendo un coste de la energía (HEP) de 0,075 €/kWh y un precio de la energía al consumidor doméstico (HEP) de 0,184 €/kWh.

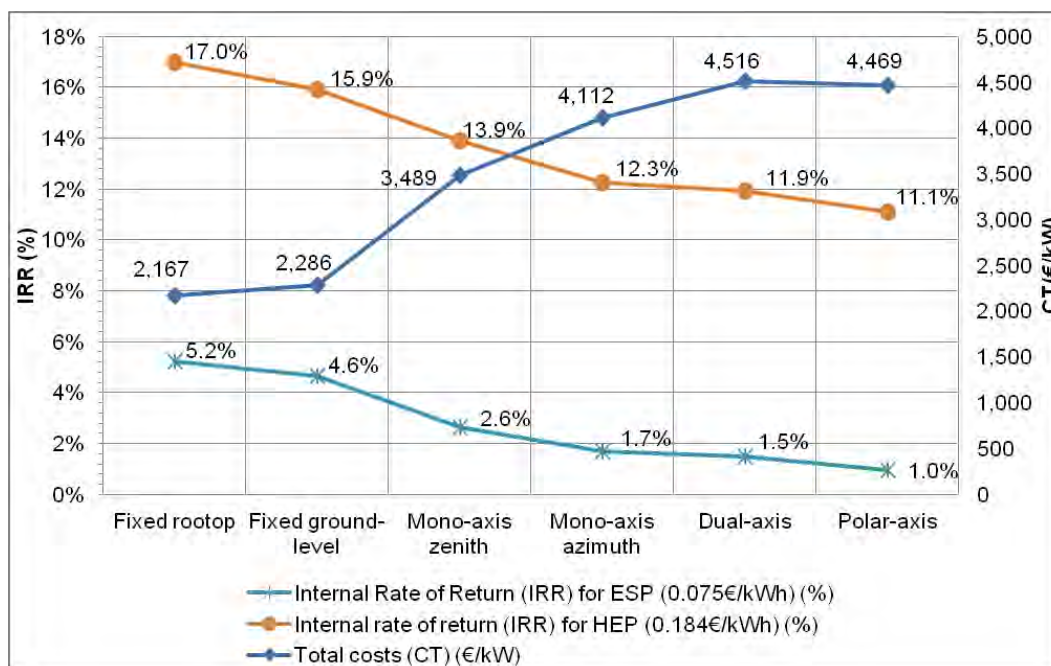


Figura 8-1. Costes totales y TIR para HEP y ESP

Analizando los costes totales del sistema fotovoltaico a lo largo de la vida útil del mismo (Figura 8-2), el peso del coste de módulos es menor en el caso de sistemas con seguimiento que en sistemas fijos, por lo que las posibles y predecibles bajadas del coste del módulo fotovoltaico no implicará proporcionalidad en la totalidad de los costes, será diferente para cada tipología de sistema. PDIC es el coste más importante y se incrementa cuando se incluyen sistemas de seguimiento por el equipo necesario para asegurar un correcto posicionamiento de las superficies y una suficiente resistencia estructural. GC, FSOMC y ARIC son costes que se incrementan al usar

seguimiento, pero no son de tanta importancia como PDIC, que representa el 50% del coste total.

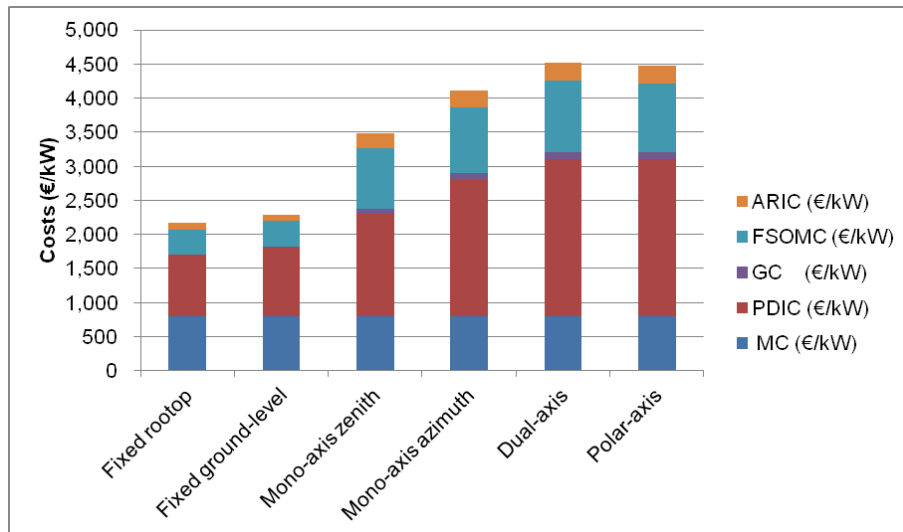


Figura 8-2. Distribución de costes de sistemas fotovoltaicos (construcción, operación y mantenimiento)

En la Figura 8-3 se representa el valor LCOE comparado con el del TIR, para los casos de ESP y HEP. El incremento de LCOE es inverso al del TIR, y se demuestra que únicamente es posible producir energía con precio ESP en estructuras fijas. Para el caso de Sariñena con 1800 kWh/m<sup>2</sup> sobre inclinación óptima de la superficie, se alcanza un 5.2% de TIR.

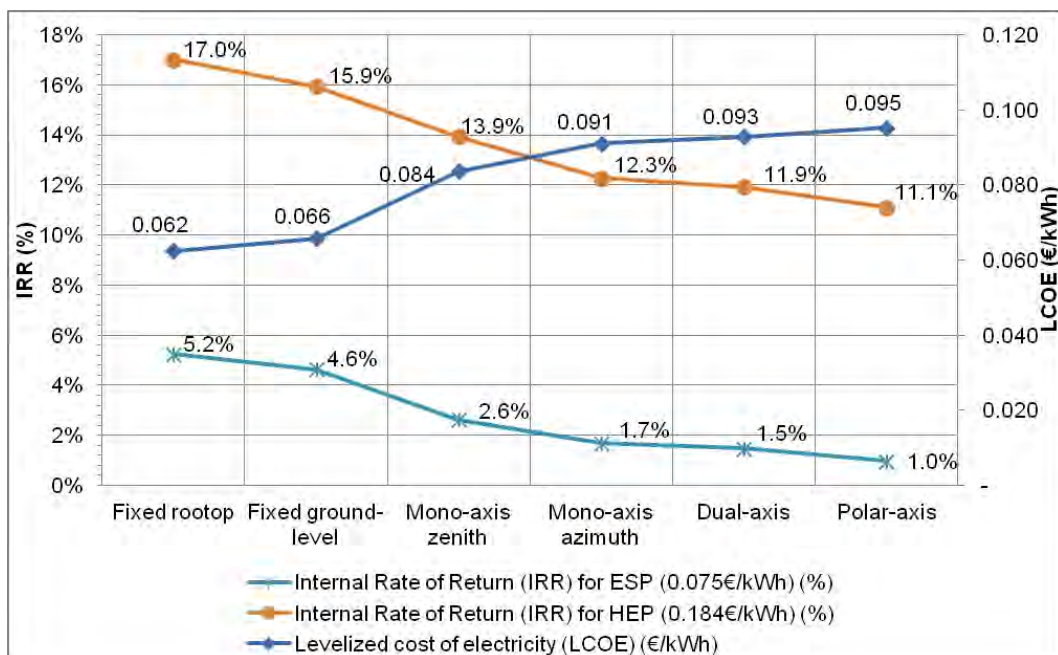


Figura 8-3. LCOE y TIR para sistemas fijos y seguimiento

El periodo de retorno (VAN) de una inversión, solo compara flujos de caja con respecto a la inversión inicial, por lo que el valor del dinero no se tiene en cuenta. La Figura 8-4 y la Figura 8-5 permiten evaluar el periodo de retorno para los sistemas fotovoltaicos en función de la localización y la tecnología, para los valores de ESP y HEP estimados anteriormente.

Como se muestra en la Figura 8-4, los periodos de retorno, para ESP, varían de 16 años (2018 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación y tejado) hasta 32 años (1072 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación y suelo). Por otro lado, los periodos de retorno de los sistemas de seguimiento varían de 21 años hasta los 40, dependiendo de la irradiación.

En la Figura 8-5 se representa el periodo de retorno considerando HEP. Es posible obtener un periodo de retorno razonable (por debajo de 15 años) para todas las tecnologías, considerando una irradiación superior a los 1451 kWh/m<sup>2</sup>.

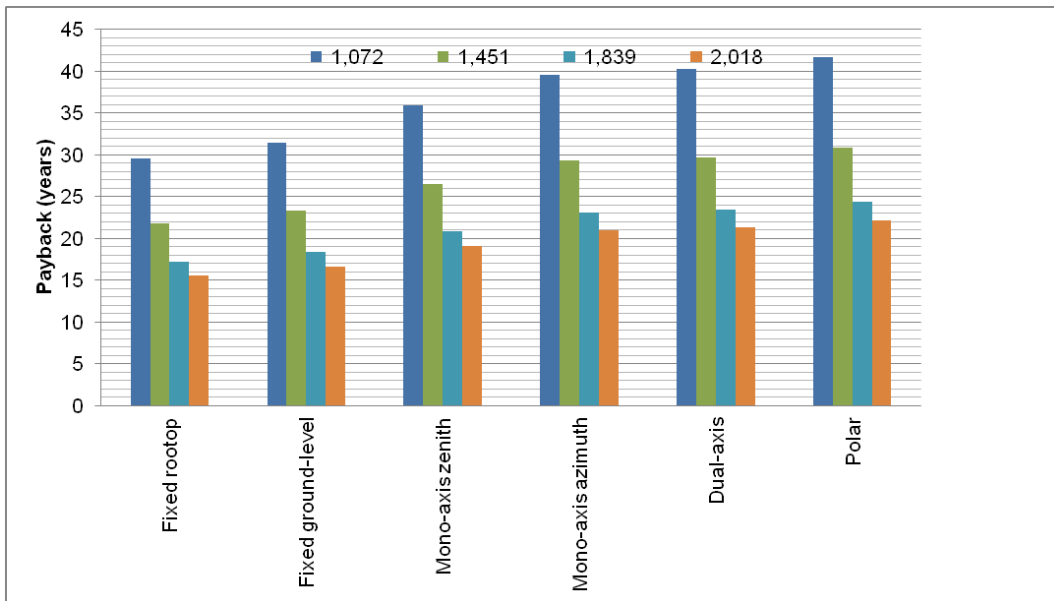


Figura 8-4. Periodo de retorno (años) para ESP=0.075 €/kWh

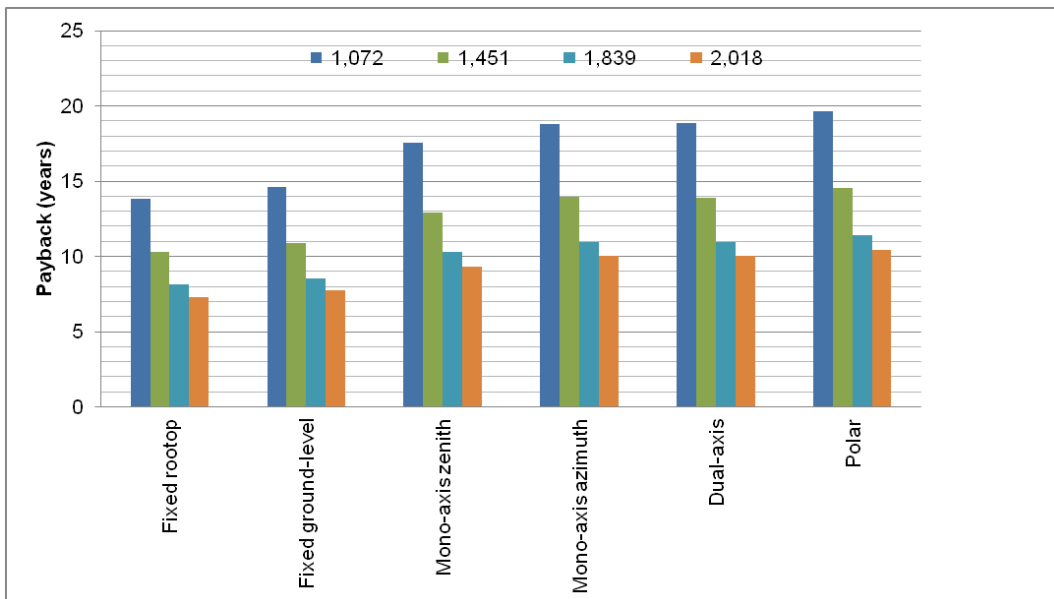


Figura 8-5. Periodo de retorno (años) para HEP=0.184 €/kWh

## ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1-1 Diagrama de flujo del proceso general.....	4
Figura 2-1 Representación ángulos solares. Cénit (z) y acimut (A) .....	6
Figura 2-2 Ángulo declinación solar a lo largo de un año.....	7
Figura 2-3 Representación ángulo de incidencia ( $\theta$ ) .....	8
Figura 2-4 Esquema modelo radiación Perez et al [101].....	9
Figura 2-5 Ecuación Erbs para la relación $k_d$ y $k_r$ .....	12
Figura 2-6 Radiación extraterrestre a lo largo del año.....	12
Figura 3-1 Curva I-V módulo fotovoltaico.....	16
Figura 3-2 Modelo de un diodo para simulación del módulo fotovoltaico [34].....	17
Figura 3-3 Simulación curvas I-V e I-P (STC, NOTC) del módulo completo CS5A-185M .....	19
Figura 3-4 Simulación curvas I-V e I-P (STC, NOTC) de una célula del módulo CS5A-185M...	20
Figura 3-5 Agrupación sistema fotovoltaico .....	20
Figura 3-6 Simulación curvas V-P sistema fotovoltaico módulos CS5A-185M .....	21
Figura 3-7 Explicación funcionamiento diodos by-pass.....	22
Figura 3-8 Explicación del fenómeno "Reverse-bias" .....	23
Figura 3-9 Simulación sistema fotovoltaico 92 módulos CS5A-185M .....	23
Figura 3-10 Curvas I-V módulos 1, 2 y 3 sistema fotovoltaico 92 módulos CS5A-185M .....	24
Figura 3-11 Curvas I-V e I-P sistema fotovoltaico 92 módulos CS5A-185M .....	25
Figura 4-1 Representación de la recta en 3D .....	27
Figura 4-2 Representación del plano .....	27
Figura 4-3 Representación intersección circunferencias .....	31
Figura 4-4 Representación de circunferencia formada por 3 puntos.....	33
Figura 4-5 Ángulo entre planos.....	34
Figura 4-6 Representación momento respecto de un punto.....	35
Figura 4-7 Representación análisis punto interior.....	35
Figura 4-8 Representación distancia entre filas de módulos .....	36
Figura 4-9 Criterio acimut y elevación utilizados.....	36
Figura 5-1 Método Newton-Raphson .....	38
Figura 5-2 Dos sistemas de coordenadas que muestran los ángulos de Euler .....	40
Figura 5-3 Ejemplo aplicación ángulos Euler (I) .....	41
Figura 5-4 Ejemplo aplicación ángulos Euler (II). Izquierda x'y'z' y derecha xyz.....	43
Figura 5-5 Ejemplo aplicación ángulos Euler (III). Izquierda x'y'z' y derecha xyz.....	44
Figura 6-1 Ejemplo triangulación Delaunay .....	46
Figura 6-2 Criterio del punto interior. Triangulación Delaunay .....	46
Figura 6-3 Proceso generación triangulación Delaunay .....	47
Figura 6-4 Adición vértice interior a la triangulación existente.....	48
Figura 6-5 Adición vértice exterior a la triangulación existente.....	48
Figura 6-6 Representación 2D y 3D de una triangulación Delaunay.....	48
Figura 6-7 Generación curva de nivel .....	50
Figura 6-8 Generación diagramas de colores.....	50
Figura 6-9 Ejemplo de diagramas de colores en una triangulación.....	51
Figura 6-10 Metodología para la triangulación de edificios a partir de datos LIDAR [112] .....	52
Figura 7-1 Definición sentido orden vértices polígono convexo .....	53
Figura 7-2 Cálculo puntos intersección intersección-uni3n pol3gonos.....	54
Figura 7-3 Situación intersecci3n pol3gonos con puntos intersecci3n .....	55
Figura 7-4 Ejemplo intersecci3n pol3gonos convexos.....	55
Figura 7-5 Ejemplo uni3n pol3gonos convexos .....	56
Figura 8-1. Costes totales y TIR para HEP y ESP.....	62
Figura 8-2. Distribuci3n de costes de sistemas fotovoltaicos (construcci3n, operaci3n y mantenimiento).....	63
Figura 8-3. LCOE y TIR para sistemas fijos y seguimiento .....	63
Figura 8-4. Periodo de retorno (años) para ESP=0.075 €/kWh.....	64
Figura 8-5. Periodo de retorno (años) para HEP=0.184 €/kWh.....	64

---

Tabla 1 Matriz coeficientes de brillo [101].....	10
Tabla 2 Matriz de transición Markov nº4 ( $0.4 < k_i \leq 0.5$ ) .....	13
Tabla 3 Ejemplo aplicación ángulos Euler, coordenadas cubierta sistema xyz .....	41
Tabla 4 Ejemplo aplicación ángulos Euler, coordenadas cubierta sistema x'y'z' .....	42
Tabla 5 Parámetros para el análisis económico de sistemas fotovoltaicos.....	59
Tabla 6 Resumen análisis económico .....	61







**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO IV: Resultados**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. INTRODUCCIÓN .....	3
2. INSTALACIONES COLOCADAS SOBRE CUBIERTAS DE EDIFICIOS (SOLUCIONES BAPV) A PARTIR DE MODELOS VECTORIALES DEL EDIFICIO EN 3D .....	4
2.1. INTRODUCCIÓN.....	4
2.2. MODELO .....	5
2.3. APLICACIÓN .....	12
2.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	14
2.5. CONCLUSIONES.....	27
3. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS INTEGRADAS EN FACHADA (BIPV) A PARTIR DE MODELOS VECTORIALES DEL EDIFICIO 3D .....	29
3.1. INTRODUCCIÓN.....	29
3.2. MODELO .....	29
3.3. APLICACIÓN .....	37
3.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	40
3.5. CONCLUSIONES.....	51
4. ANALISIS INTEGRACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA EDIFICACIÓN MEDIANTE TECNOLOGÍA LIDAR EN FACHADAS .....	53
4.1. INTRODUCCIÓN.....	53
4.2. MODELO .....	54
4.3. APLICACIÓN .....	61
4.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....	65
4.5. CONCLUSIONES.....	71
ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS .....	73



## 1. INTRODUCCIÓN

Este Capítulo de la Tesis tiene como objeto mostrar la irradiación recibida por las envolventes de los edificios urbanos y su potencial para la generación de energía solar fotovoltaica, individual y colectivamente, a partir de los datos de irradiación procedentes de una estación meteorológica o de una Base de Datos Global ([122], [66], [67]), [63], [65], [123]), las cuales están sometidas al efecto de sombreado de obstáculos (propios del edificio, de edificios contiguos, urbanos y orográficos).

La modelización vectorial de la envolvente, de los edificios en 3D, se realiza a partir del formato vectorial CAD o a partir del formato LiDAR (modelización en 2 etapas). Ambos métodos son complementarios, el segundo para obtener unos datos aproximados del recurso solar de los distintos edificios (cubiertas y fachadas) de una urbanización o ciudad, y el primero para realizar el diseño de detalle de la instalación solar fotovoltaica integrada en un edificio existente o en proyecto, con criterios de estética urbanística, eficiencia energética, autoconsumo eléctrico y rentabilidad económica.

Los algoritmos desarrollados, se han aplicado a los siguientes casos:

- 1) Instalaciones colocadas sobre cubiertas de edificios (soluciones BAPV) a partir de modelos vectoriales del edificio en 3D.
- 2) Instalaciones integradas en fachadas (soluciones BIPV), también a partir de modelos vectoriales del edificio en 3D
- 3) Modelización de la irradiación recibida por las fachadas de los edificios de una urbanización a partir de puntos LiDAR y del sombreado de los obstáculos que en algún momento del día y del año impiden que la irradiación óptima. Con este método se obtienen las curvas de iso-irradiación de la envolvente de cada edificio.

No es objeto de este capítulo la explicación exhaustiva de las herramientas desarrolladas, solo se describe la estructura general para que se pueda entender su funcionamiento. Todos los algoritmos y procesos básicos están detallados en el Capítulo III.

## 2. INSTALACIONES COLOCADAS SOBRE CUBIERTAS DE EDIFICIOS (SOLUCIONES BAPV) A PARTIR DE MODELOS VECTORIALES DEL EDIFICIO EN 3D

### 2.1. INTRODUCCIÓN

La generación de energía eléctrica mediante instalaciones fotovoltaicas instaladas sobre tejados y fachadas para aplicaciones de autoconsumo en el sector residencial y en las pequeñas y medianas empresas, es la más eficiente y limpia produciendo cero emisiones, reduciendo pérdidas en el transporte y transformación, y optimizando el tamaño de la red y su gestión.

Actualmente, la forma más extendida de aprovechamiento fotovoltaico de la envolvente de los edificios es mediante la instalación de módulos fotovoltaicos en cubiertas de edificios, la cual es de tipo BAPV (Capítulo II.4). Este tipo de soluciones son muy útiles en construcciones en los que se dispone de grandes áreas de tejados, como pueden ser las construcciones industriales, aunque tienen como desventaja su baja integración arquitectónica en el conjunto.

El parámetro que más preocupa a los diseñadores de este tipo de sistemas es la orientación de los módulos. La mayoría de la literatura existente acerca de la optimización de ángulos en cubiertas (Capítulo II.1), busca optimizar la eficiencia del sistema (kWh/kW) en vez de maximizar la producción (kWh) en un tejado o en una fachada. No consideran aspectos económicos tales como si el objetivo de la instalación es cubrir la demanda eléctrica del propio edificio (autoconsumo), ni analizan otras consecuencias técnicas como puede ser si la estructura soporte está optimizada siendo más ligera y barata ([30], [31], [24], [32]).

Para optimizar la implementación de estos sistemas en tejados, se ha desarrollado un proceso de cálculo el cual permite analizar diferentes orientaciones de módulos fotovoltaicos atendiendo a sus valores de eficiencia (kWh/kW), producción eléctrica (kWh) y parámetros económicos (TIR). Este método es aplicable a cualquier tejado y módulo fotovoltaico.

Se ha aplicado el proceso de análisis a cuatro tejados de planta rectangular, observando 3640 implementaciones de diferente orientación de módulos en cada uno de ellos. El modelo permite además analizar el comportamiento estacional de cada solución, por lo que se puede obtener, por ejemplo, la implementación óptima de módulos en un tejado en un mes seleccionado.

El método presentado en este apartado permite a los diseñadores llegar a una solución que cumpla, en cada caso, con los requerimientos del cliente y las características estructurales del edificio donde el sistema fotovoltaico va a ser instalado.

## 2.2. MODELO

El principal objetivo de este apartado de análisis es la optimización del uso de cubiertas de edificios existentes de cara a ser aprovechados como captadores de energía solar. Por ello, una parte importante del esfuerzo realizado ha sido la creación y desarrollo de una herramienta propia que facilite la búsqueda las soluciones óptimas para cada caso planteado.

Para la realización de las simulaciones correspondientes, se ha implementado y validado un modelo en lenguaje VisualBasic®. Cabe destacar que se ha utilizado MS Excel® durante las fases de entrada y salida de datos así como la presentación de resultados, debido a las grandes prestaciones de este software en este tipo de tareas.

Desde el principio el modelo se concibe como una herramienta que facilite los cálculos de producción eléctrica para una determinada cubierta contemplando un gran rango de orientaciones de módulos, de tal forma que por eliminación y comparación se puedan detectar las mejores soluciones. Existe multitud de software que puede realizar la labor de este modelo (PVSYST®), pero el valor de ser de programación propia reduce tiempos de cálculo y se introducen algoritmos concretos que no todos los programas existentes en el mercado incorporan, y siempre por supuesto sin perder rigor respecto a software comercial el cual ha sido validado.

A continuación se presenta el modelo desarrollado mediante un diagrama de flujo general y una breve explicación de las diferentes partes del mismo.

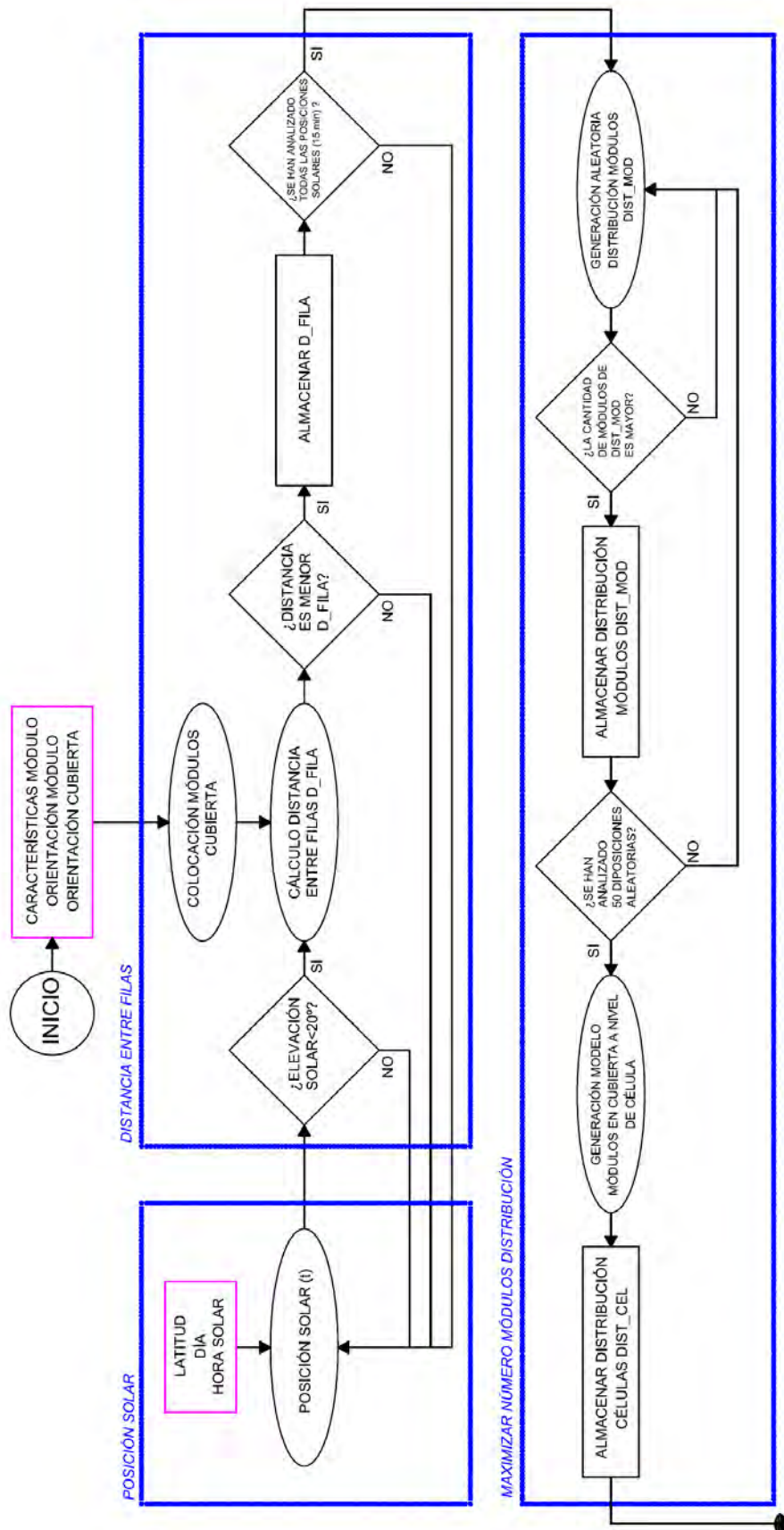


Figura 2-1 Diagrama de flujo del método optimización de cubiertas (i)



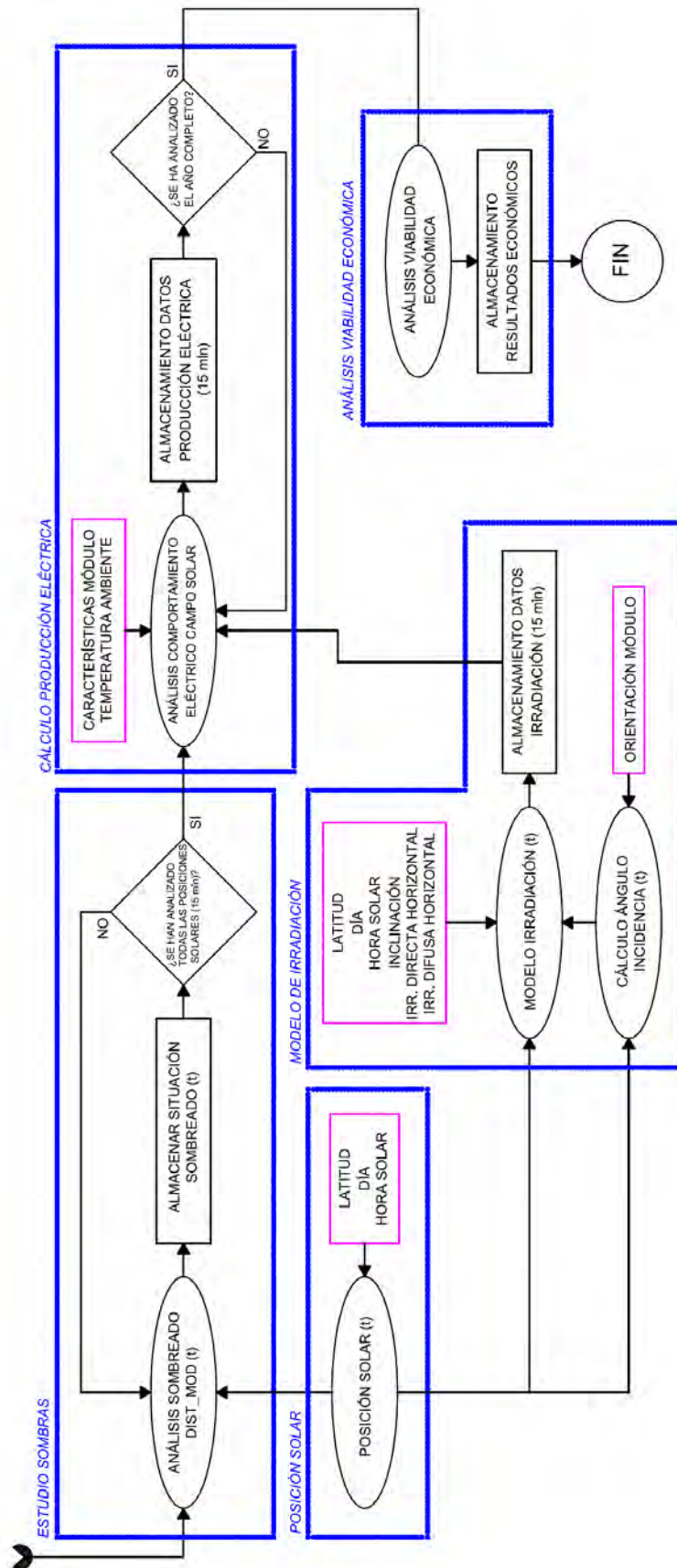


Figura 2-2 Diagrama de flujo del método optimización de cubiertas (ii)

Como se observa en la Figura 2-1 y Figura 2-2, es necesaria la introducción de una serie de datos así como la definición de las variables del sistema para que, tras los cálculos indicados dentro del modelo, se pueda conocer la producción eléctrica (kWh) entre otros datos de salida.

### Entrada de datos

Los datos necesarios para que el modelo funcione son los descritos a continuación.

a) Localización de cubierta: en coordenadas geográficas de latitud y longitud, en proyección WGS84.

b) Datos meteorológicos: el modelo trabaja en una base temporal quince-minutal, por lo que los datos meteorológicos a insertar han de tener esa consideración. Cabe destacar que en otros puntos de la presente Tesis se han incluido algoritmos para la generación sintética de datos meteorológicos a partir de valores mensuales (Capítulo III.2), pero no es el caso. Los datos necesarios son de irradiación global horizontal ( $W/m^2$ ), radiación directa normal ( $W/m^2$ ) y temperatura ambiente ( $^{\circ}C$ ), siempre en horario solar.

c) Características de cubierta: respecto a dimensiones y ángulos (ángulo acimutal  $A_r$  y cenital o de elevación  $T_r$ ).

El modelo se ha programado para el cálculo en cubiertas de planta rectangular, aunque dado el carácter modular del sistema no habría ningún problema en personalizar los algoritmos para que acepten cualquier otra geometría. Se ha tenido esta consideración debido a que es el caso más común entre las cubiertas susceptibles de ser utilizadas como captadores de energía solar, además utilizando una subdivisión en zonas rectangulares podría utilizarse en cualquier área irregular.

d) Características del módulo: contenidas por lo general en las fichas técnicas de fabricantes de estos equipos, en lo relativo a dimensiones, eficiencia, coeficientes de pérdida por temperatura y otras, a fin de poder establecer un modelo de comportamiento que varíe su respuesta dependiendo principalmente de la temperatura ambiente y de la radiación incidente.

e) Criterio de diseño: para la definición de la distancia entre filas de módulos es necesario establecer un requisito a cumplir respecto a sombras en la fase de distribución de módulos en cubierta. En este caso se considera que no existan sombras entre módulos cuando el Sol tenga una elevación mayor a  $20^{\circ}$ .

Como se observa en los datos de entrada, se trata de un método que aborda el estudio de una cubierta en concreto con unos datos meteorológicos en concreto y bajo un criterio de diseño de la instalación solar fotovoltaica en concreto.

Los datos de entrada pueden modificarse adaptándose a cualquier valor aceptable según la naturaleza de cada una de las cubiertas y a las situaciones que el estudio requiera.

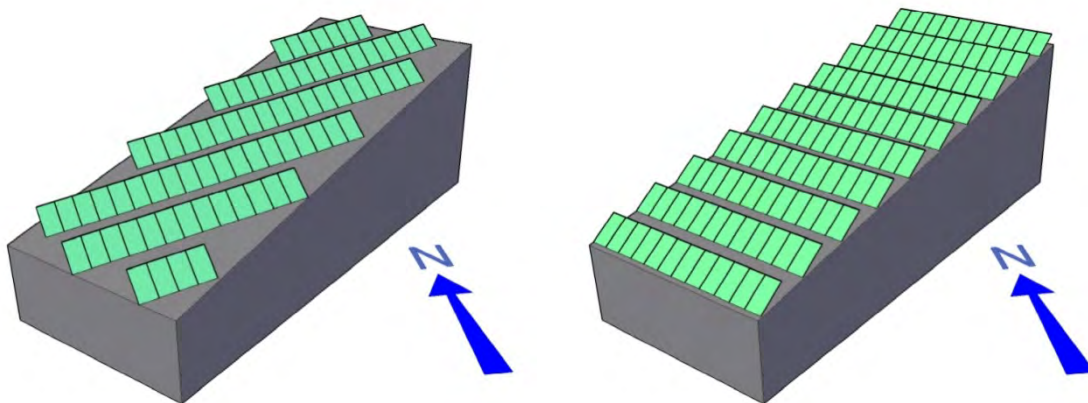
### Variables del sistema

Dado que el fin de este modelo es la búsqueda de las mejores orientaciones de módulos en una cubierta existente con el fin de optimizar

eficiencias y producciones, se definen como variables del sistema rangos de ángulos acimutal ( $A_m$ ) y elevación ( $T_m$ ) de panel.

Para delimitar el número de casos, se ha establecido el cálculo de ángulos en el intervalo  $[-45^\circ, +45^\circ]$  en acimut y el  $[+11^\circ, +50^\circ]$  en elevación siguiendo siempre incrementos de  $1^\circ$ , totalizando 3640 casos. En lo relativo al ángulo de acimut se entiende que un módulo fotovoltaico desorientado, fuera de los intervalos definidos, tendría pérdidas por desorientación muy importantes.

En la Figura 2-3 se muestran dos casos de orientación de módulos en una cubierta determinada (acimut  $45^\circ$ , elevación  $11^\circ$ ). El algoritmo admite cualquier rango:  $A_c$  ( $-90^\circ, +90^\circ$ ) y  $T_c$  ( $0^\circ, +90^\circ$ ).



*Figura 2-3 Distribuciones módulos, acimut  $0^\circ$  y elevación  $35^\circ$  (izquierda) y acimut  $45^\circ$  y elevación  $35^\circ$  (derecha)*

### Modelo

#### a) Distancia entre filas

El modelo matemático comienza con el cálculo de la distancia entre filas, para lo cual se utiliza geometría analítica en tres dimensiones. El concepto básico es ubicar un módulo en la inclinación deseada en el plano de la cubierta y, atendiendo al criterio de diseño, calcular la distancia a la que tendría que estar la siguiente fila de módulos para evitar el sombreado (ver Capítulo III.4.16).

#### b) Posición solar

La posición solar se computa conforme el cálculo de declinación solar propuesto por Cooper [100] mostrado en el Capítulo III.2.1.

#### c) Distribución módulos

El siguiente paso que se realiza es la distribución de los módulos atendiendo a las distancias entre filas definidas en el proceso anterior. Cabe resaltar que con estos requisitos no existe una solución única que los cumpla, debido a que según en qué punto se comience la distribución de filas se puede obtener un valor distinto.

Para evitar que el modelo establezca distribuciones de módulos al azar se ha mejorado mediante un bucle de optimización, que en resumen lo que persigue es el estudio de un alto número de distribuciones con distinto punto inicial para así poder ser comparadas y seleccionada una de ellas. Esta selección está basada en la detección del tipo de distribución que mayor número de módulos permita ubicar en la cubierta.

Este algoritmo, una vez finalizada la selección, vuelve a calcular la distribución con mayor exactitud, obteniéndose, para cada uno de los 3640 casos de orientación de módulos, las coordenadas en tres dimensiones de los módulos y de las células que los componen (ver Capítulo III.5.3). Para optimizar los tiempos de procesamiento del algoritmo, se almacenan únicamente las coordenadas de los paneles inicial y final de cada fila, y el número de módulos de cada una de ellas.

#### d) Estudio de sombras

Una vez determinada la distribución de módulos en cubierta se procede a calcular la proyección de sombras entre unas filas y otras. Se realiza el cálculo de sombras antes que el cálculo de producción de energía, por razones de economía computacional. Si se realiza una simulación del espectro de posiciones que toma el sol a lo largo del año, en intervalos de tiempo cada quince minutos, y los ángulos resultantes se redondean con cero decimales, se puede llegar a reducir considerablemente el número de casos al existir muchas soluciones iguales. Imaginemos además que se modifica alguna de las características de los módulos, el rango de potencias para una misma dimensión de módulo o los valores de radiación en el cálculo de producción, habría que volver a calcular las sombras. De esta forma, las sombras quedan calculadas e inalterables para procesos posteriores y disponibles para el cálculo de producción, independientemente del tipo de las características del módulo.

En resumen, se realiza la simulación de sombras para cada uno de los casos por separado en las posiciones que el sol va tomando a lo largo del año en la ubicación geográfica definida.

El cálculo de sombras se realiza a nivel de célula, para lo cual se construyen a partir de las coordenadas extremas de las filas anteriormente comentadas. De esta forma, para cada posición solar, se almacena un mapa de bits donde las posiciones representan las diferentes células, y las cuales están sombreadas o sin sombrear. Como simplificación, se ha establecido que cuando una sombra toca una célula, la célula queda completamente sombreada.

Para facilitar cálculos posteriores, en las situaciones en las que el sol queda por detrás del plano de cubierta ( $\pi_r$ ) y del módulo ( $\pi_m$ ) se considera que todas las células fotovoltaicas del campo solar están sombreadas. De igual forma, cuando el ángulo de incidencia entre el módulo y el sol es mayor de  $90^\circ$  (sol detrás del plano receptor) las células quedan sombreadas.

Respecto a la operativa matemática para resolver el problema, se vuelve a utilizar un método parecido al comentado en el cálculo de distancia entre filas. Sin embargo, en este caso la proyección de sombras se realiza sobre el plano de los módulos que potencialmente pueden quedar sombreados en

función de la posición solar. Posteriormente, se aplican algoritmos de unión-intersección de polígonos para establecer si las células están sombreadas [115].

Se puede observar que el proceso planteado no contempla el análisis de la influencia sombras de edificios existentes cercanos o elementos como chimeneas o equipos de aire acondicionado. Sin embargo, tal y como se muestra en otros apartados del presente Capítulo, se pueden implementar algoritmos para incluir este efecto.

e) Modelo de irradiación

Se utiliza el cielo anisótropo “Anisotropic sky” para irradiación en superficies inclinadas, con el modelo de radiación difusa propuesto por Perez et al [101] (ver Capítulo III.2.3.1).

f) Comportamiento eléctrico de los módulos

En la Figura 2-3 se han presentado dos casos de distribuciones ejemplo, y puede notarse que el número de módulos en cada una de ellas es diferentes, algo que ocurre en los 3640 casos analizados para una cubierta determinada.

De cara a la conexión eléctrica, sería lógico plantear series un número determinado de módulos para ser agrupadas al entrar al inversor, pero dado que existe gran variabilidad en el número de módulos de cada solución, se ha optado por considerar que todos los módulos de una solución están conectados en serie.

Se generan las correspondientes curvas I-V utilizando los modelos de [34], [107], [108], [109], [110]. Es el punto de máxima potencia de la curva I-V del sistema el que queda almacenado como producción eléctrica instantánea (ver Capítulo III.3.1).

Los datos de producción instantánea (kW) son almacenados, de forma que una vez sumados posteriormente puedan realizarse conclusiones a nivel mensual y anual.

Se ha supuesto que un 14% de pérdidas de energía adicional en selección de módulos, suciedad, pérdidas eléctricas AC y DC y rendimiento de inversor.g) Análisis de la viabilidad económica

Adicionalmente, el algoritmo calcula el TIR (%) de la instalación en base a los costes comentados en apartado el Capítulo III.8 para cada uno de los casos, utilizando los resultados de producción eléctrica anual (kWh).

Salida de datos

A continuación se lista la relación de los principales resultados del modelo propuesto:

a) Potencia instalada en (kW) en la cubierta.

b) Producciones y rendimientos: La producción total mensual y anual (kWh) y su rendimiento en horas equivalentes de producción en (kWh/m<sup>2</sup>) y en (kWh/kW).

c) Horas equivalentes pérdidas por sombras, por desorientación y por funcionamiento en condiciones distintas a las STC, en (kWh), en (kWh/kW) y en (kWh/m<sup>2</sup>).

d) Distribución óptima de módulos: El mayor valor añadido del modelo es su capacidad para obtener, de forma automática, la opción de máxima producción (kWh) y opción de máxima eficiencia (kWh/kW).

e) Los datos de producciones y pérdidas se almacenan de forma diaria, lo cual permite obtener las horas equivalentes y las producciones estacionales y anuales.

f) Se muestran también los resultados del análisis de viabilidad económica, por lo que se obtienen automáticamente los casos con mayor rentabilidad.

## 2.3. APLICACIÓN

Para la aplicación del modelo, se han simulado varios casos con datos meteorológicos reales, y la salida de datos ha sido comparada con una instalación de referencia:

a) Localización instalación: Sariñena (Huesca, España), 41°47' Norte, 0°10' Oeste.

b) Datos meteorológicos: irradiación y temperatura provenientes de una estación existente en el área de estudio. Estos datos son parcialmente corregidos y extrapolados utilizando la base de datos Meteonorm© [64].

Los datos de salida del modelo de irradiación son mostrados en la Figura 2-4, donde se observa que la máxima irradiación se obtiene con un valor de acimut de módulo ( $A_m$ ) cercano a 0°, esto es orientado al Sur, y con un ángulo de inclinación de módulo ( $T_m$ ) de 35° (1839 kWh/m<sup>2</sup>). Los valores de irradiación en los casos de valores de acimut de módulo opuestos ( $A_m = -A_m$ ) tienen el mismo valor. Cabe destacar que la base de datos pública PVGIS© considera el caso -2° acimut y 35° elevación como el óptimo [67].

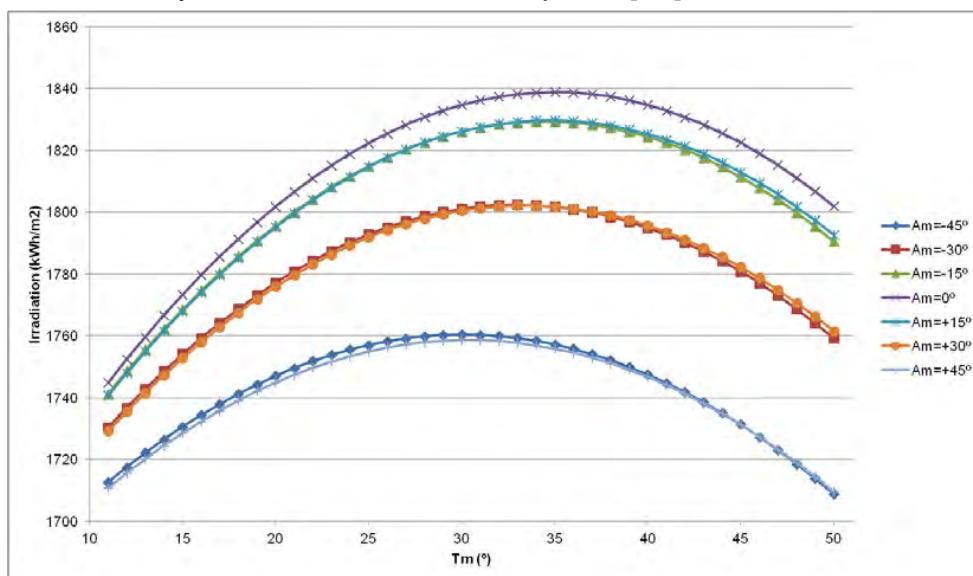


Figura 2-4 Curvas de irradiación sin sombreado, en función de  $A_m$  y  $T_m$  (41°47' Norte, 0°10' Oeste)

c) Características de cubierta: las simulaciones se realizan sobre 4 cubiertas con la misma elevación ( $11^\circ$ ) y orientaciones diferentes ( $[+45^\circ, +11^\circ]$ ,  $[+135^\circ, +11^\circ]$ ,  $[+225^\circ, +11^\circ]$ ,  $[+315^\circ, +11^\circ]$ ). La forma de las cubiertas es rectangular, con 25 metros de largo por 10 metros de ancho, tal y como se muestra en la Tabla 1 y en la Figura 2-5.

Tabla 1 Orientación de tejados simulados

CASO	$A_r$ [ $^\circ$ ]	$T_r$ [ $^\circ$ ]
$R_A$	$+45^\circ$	$+11^\circ$
$R_B$	$+135^\circ$	$+11^\circ$
$R_C$	$+225^\circ$	$+11^\circ$
$R_D$	$+315^\circ$	$+11^\circ$

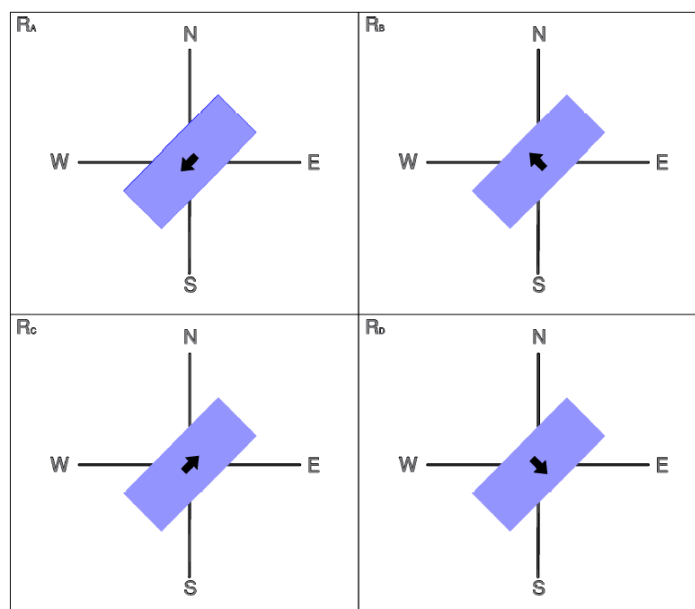


Figura 2-5 Casos de estudio de tejados con acimut variable  $R_A:45^\circ$ .  $R_B:135^\circ$ .  $R_C:225^\circ$ .  $R_D:315^\circ$  y elevación  $11^\circ$

d) Características del módulo FV: se selecciona un módulo de 185Wp. En la Tabla 2 se pueden encontrar las características técnicas del mismo.

Tabla 2 Características del módulo FV

$I_{mp}$ (Amp) (STC)	5.09
$V_{mp}$ (Volt) (STC)	36.4
$I_{sc}$ (Amp) (STC)	5.46
$V_{oc}$ (Volt) (STC)	44.6
$\mu_{Isc}$ (%/ $^\circ\text{C}$ ) (STC)	0.06 %/ $^\circ\text{C}$

$\mu_{Voc}$ (%/°C) (STC)	-0.35 %/°C
Número células	72 (6x12)
Diodos bypass	3

El algoritmo modela 13840 diferentes casos en formato  $X(A_m, T_m)$  para los cuatro tejados, donde  $X$  es uno de los cuatro tejados indicados en la Tabla 1, y  $A_m$ , y  $T_m$  son las variables del sistema.

e) El criterio de diseño utilizado es la no existencia de sombras cuando la elevación solar es mayor a  $20^\circ$ . Se analizan todas las posiciones del Sol durante el año, y la distancia entre filas se define como la máxima separación necesaria para que siempre y cuando el Sol esté por encima de los  $20^\circ$  no haya sombras.

## 2.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 2.4.1. Modificación de la orientación de los módulos

Los resultados del tejado  $R_A(A_r=+45^\circ$  y  $T_r=+11^\circ)$  se presentan para el análisis del efecto que tiene la modificación de los ángulos de orientación de los módulos en una cubierta determinada.

Los resultados de producción (kWh) pueden observarse en la Figura 2-6. Los valores de máxima producción se obtienen cuando existen la coincidencia entre ángulos de módulo y de cubierta ( $T_m=T_r$  y  $A_m=A_r$ ), es decir, cuando las filas de módulos se solapan unas con otras, evitando la existencia de sombreado mutuo. Conforme el valor de acimut de módulos ( $A_m$ ) tiende a  $-45^\circ$ , el valor de producción se va reduciendo porque la distancia entre filas va aumentando.

La morfología de la curva en el caso de  $A_m=+45^\circ$  de tipo escalonada se debe a que en esa orientación los módulos se colocan siempre en forma paralela, y conforme el valor de inclinación de módulo ( $T_m$ ) incrementa, también lo hace la distancia entre filas, lo que hace que se reduzca la capacidad instalada en los casos.



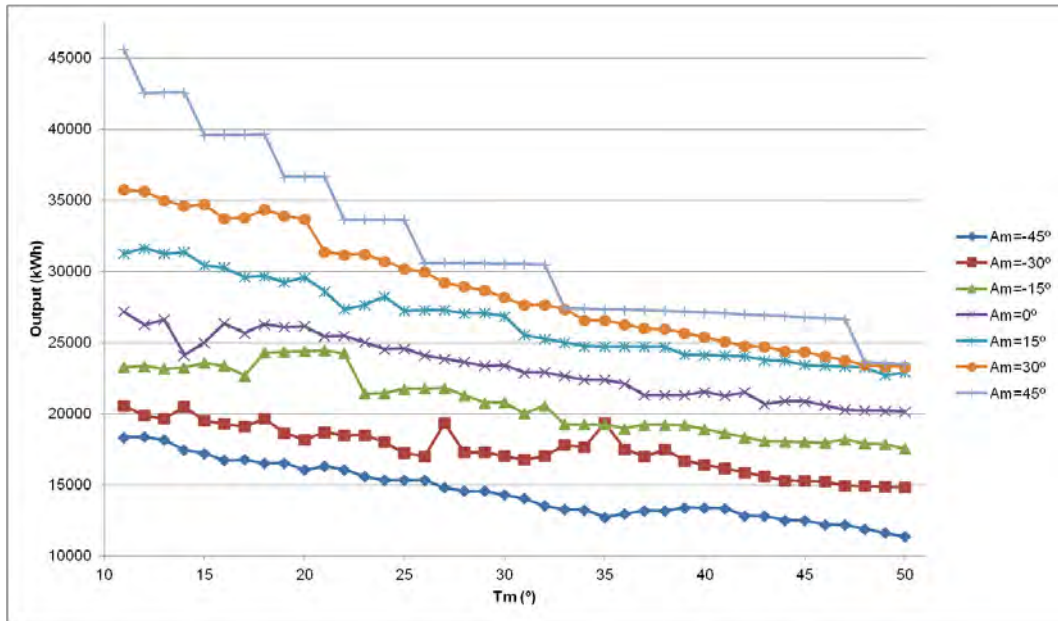


Figura 2-6 Curvas de producción para  $R_A$  para diferentes valores de ángulos  $A_m$  y  $T_m$

En la Figura 2-7 se muestran las curvas de eficiencia para el caso de cubierta  $R_A$ .

Atendiendo ahora a los valores de eficiencia (kWh/kW) de la Figura 2-7, queda claro que los valores de  $A_m$  más eficientes son los cercanos a  $0^\circ$ , siendo  $R_A(+3^\circ, +35^\circ)$  el caso de mayor rendimiento ( $H_e$  máximo).

Si comparamos los resultados de la Figura 2-7 (gráfico de rendimiento mostrado en kWh/kW) con los obtenidos en la Figura 2-4 (gráfico de radiación en kWh/m<sup>2</sup>), los valores con  $A_m = -A_m$  debieran haber sido prácticamente iguales. La causa que impide que dicha similitud se repita en la Figura 2-7 se debe a la inclusión en ésta última de las pérdidas por sombras, e incluso cuanto mayor es el valor de  $A_m$  mayor son las diferencias.

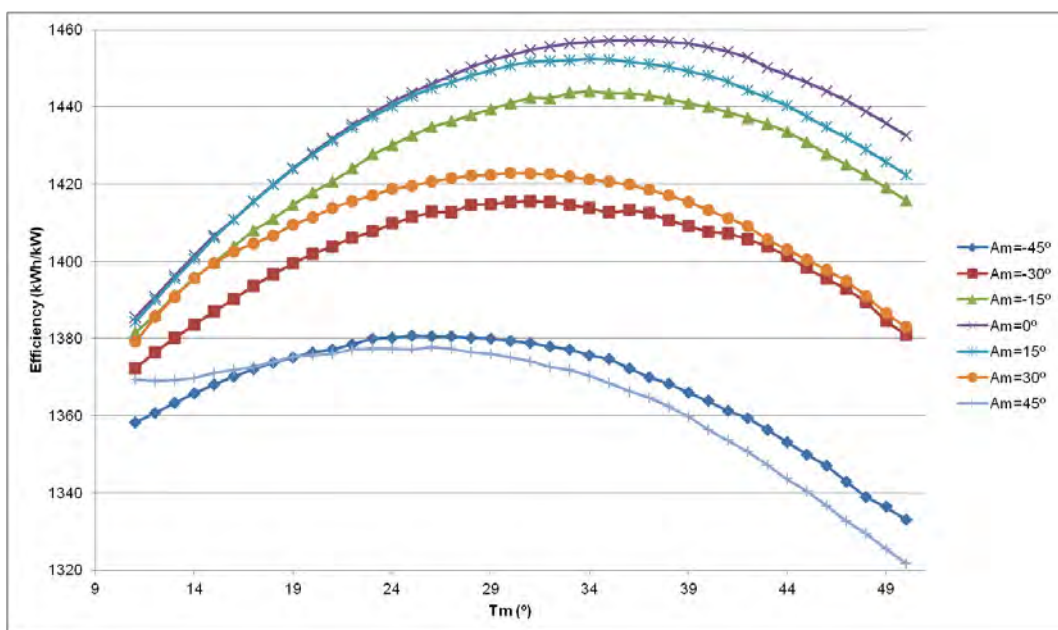


Figura 2-7 Curvas de eficiencia para  $R_A$  para diferentes valores de ángulos  $A_m$  y  $T_m$

La Figura 2-8 muestra el porcentaje de sombreado (%) en función de los ángulos de acimut y elevación solares y, como se muestra en la Figura 2-9 y en la Figura 2-10, de las distribuciones de módulos para los casos  $R_A(-30^\circ, +35^\circ)$  y  $R_A(+30^\circ, +35^\circ)$  respectivamente.

El caso  $R_A(-30^\circ, +35^\circ)$  tiene una distribución de módulos en filas a lo largo de la dimensión mayor de la cubierta, lo que implica altos porcentajes de irradiación con el sol en valores de ángulo acimutal en torno a  $-65^\circ$ , o lo que es lo mismo, durante las mañanas. Sin embargo, el caso  $R_A(+30^\circ, +35^\circ)$  tiene una disposición de módulos de filas más cortas, lo que implica sombreado de módulos con un ángulo acimutal de unos  $+12^\circ$ , con menores pérdidas de irradiación que en el caso de  $R_A(-30^\circ, +35^\circ)$  y por ende en una mayor eficiencia.

El sombreado completo de módulos (100%) se presenta cuando el ángulo de incidencia entre el vector solar y el plano del módulo es mayor a  $90^\circ$ , por lo que  $R_A(-30^\circ, +35^\circ)$  está completamente sombreado por la tarde, mientras que  $R_A(+30^\circ, +35^\circ)$  lo está por la mañana, con un efecto simétrico.

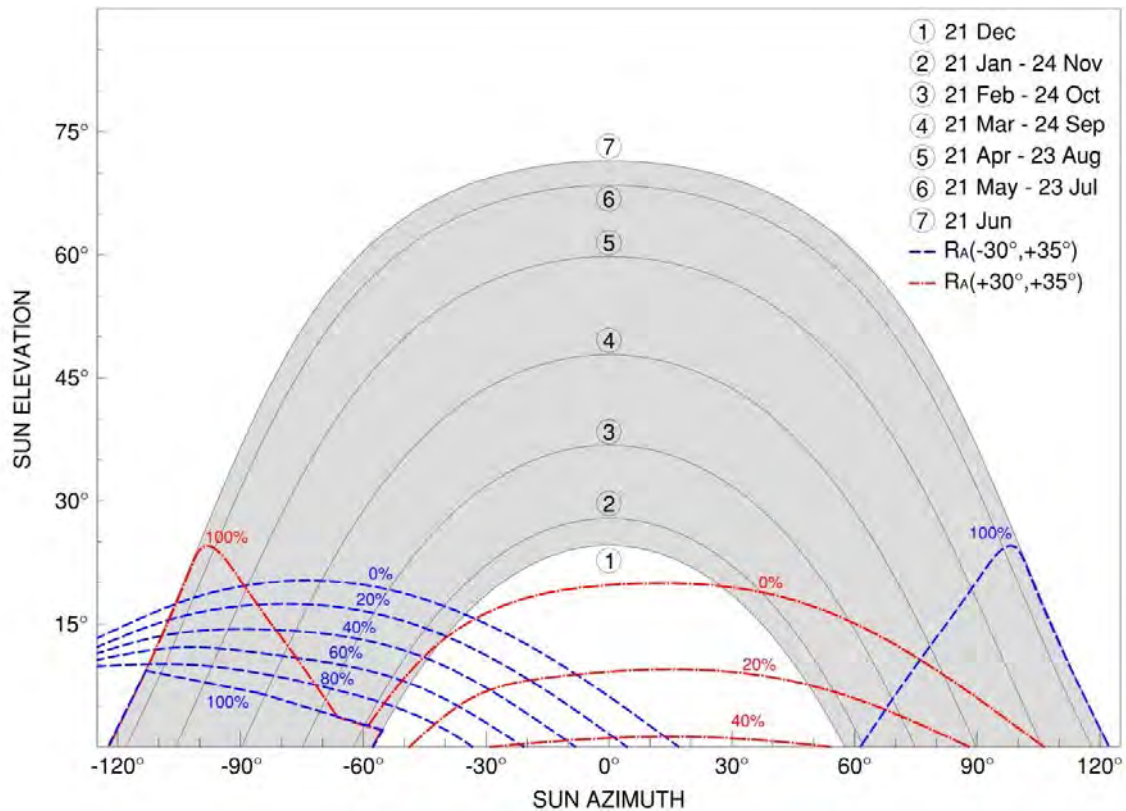


Figura 2-8 Porcentaje de sombreado para  $R_A(-30^\circ, +35^\circ)$  y porcentaje de sombreado para  $R_A(+30^\circ, +35^\circ)$

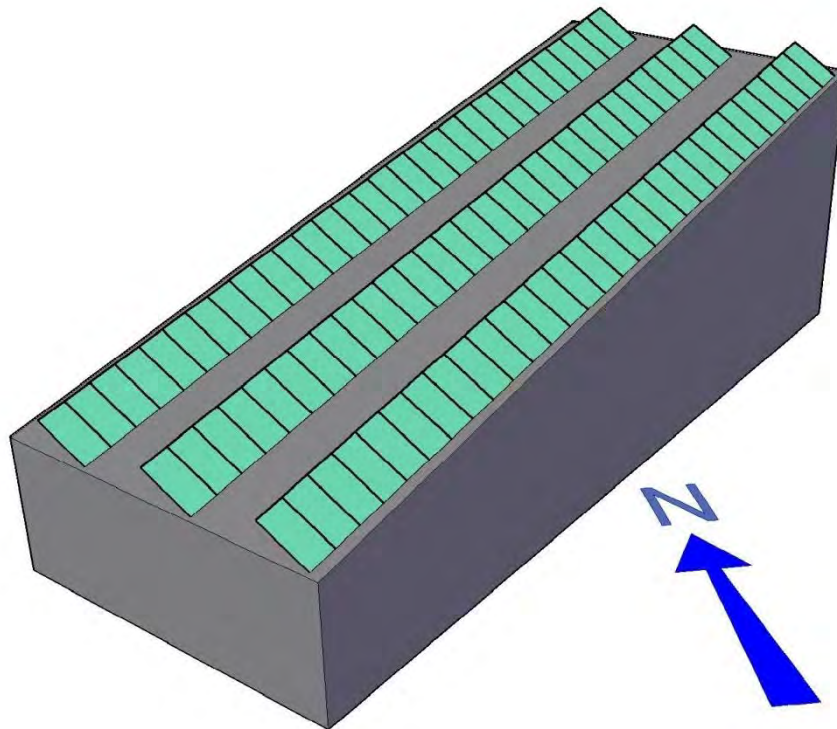


Figura 2-9 Distribución módulos para  $R_A(-30^\circ, +35^\circ)$

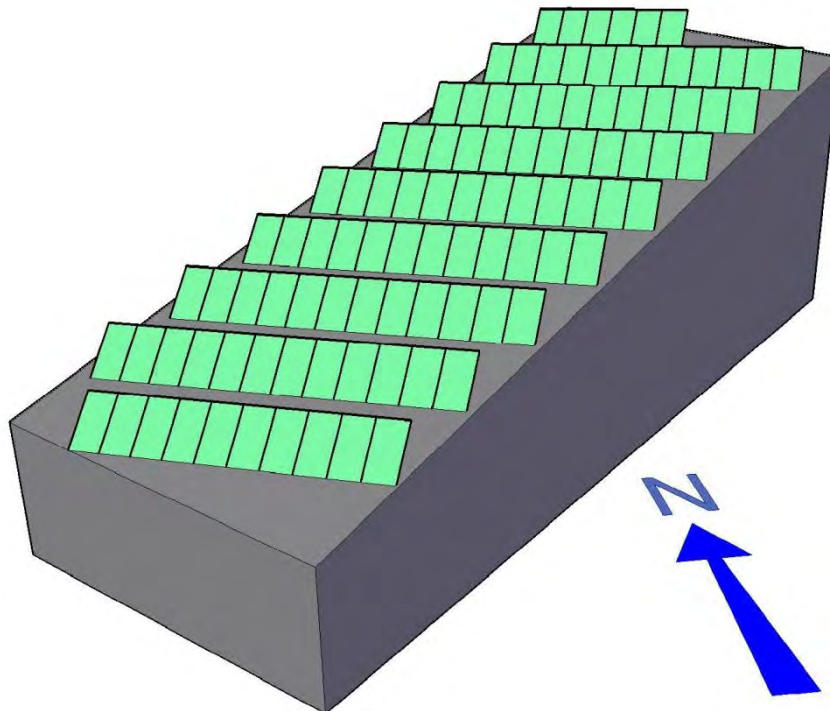


Figura 2-10 Distribución módulos para  $R_A(+30^\circ, +35^\circ)$

#### 2.4.2. Modificación de la orientación de la cubierta

Observándose los casos  $R_A$  (pendiente orientada al Sur-Oeste),  $R_B$  (pendiente Nor-Oeste),  $R_C$  (pendiente Nor-Este), y  $R_D$  (pendiente Sur-Este) representados en la Figura 2-5, se puede analizar cómo varía la producción y la eficiencia en función del ángulo acimutal de cubierta ( $A_r$ ), para un misma elevación ( $T_r = \text{cte}$ ).

Se puede adivinar (Figura 2-11, Figura 2-12, Figura 2-13 y Figura 2-14) una clara influencia de  $A_r$  en la producción anual (kWh), e incluso una cierta simetría entre las parejas de casos  $R_A$ - $R_D$  y  $R_B$ - $R_C$ . Sin embargo la simetría no es perfecta, debido a que en cada par de casos la distribución de módulos es distinta y por lo tanto la potencia instalada y las sombras también.

Además, los casos sobre cubierta con pendiente S-E y S-O ( $R_A$  y  $R_D$ , Figura 2-11 y Figura 2-14 respectivamente) obtienen más producción que los casos con pendiente N-E y N-O ( $R_B$ - $R_C$ , Figura 2-13 y Figura 2-14 respectivamente), los cuales no superan, sea cual sea la orientación del módulo, los 20000 kWh/año; la causa es la mayor distancia entre filas adoptada en las cubiertas con tendencia norte con la consecuente reducción de número de módulos y de potencia instalada (kW).

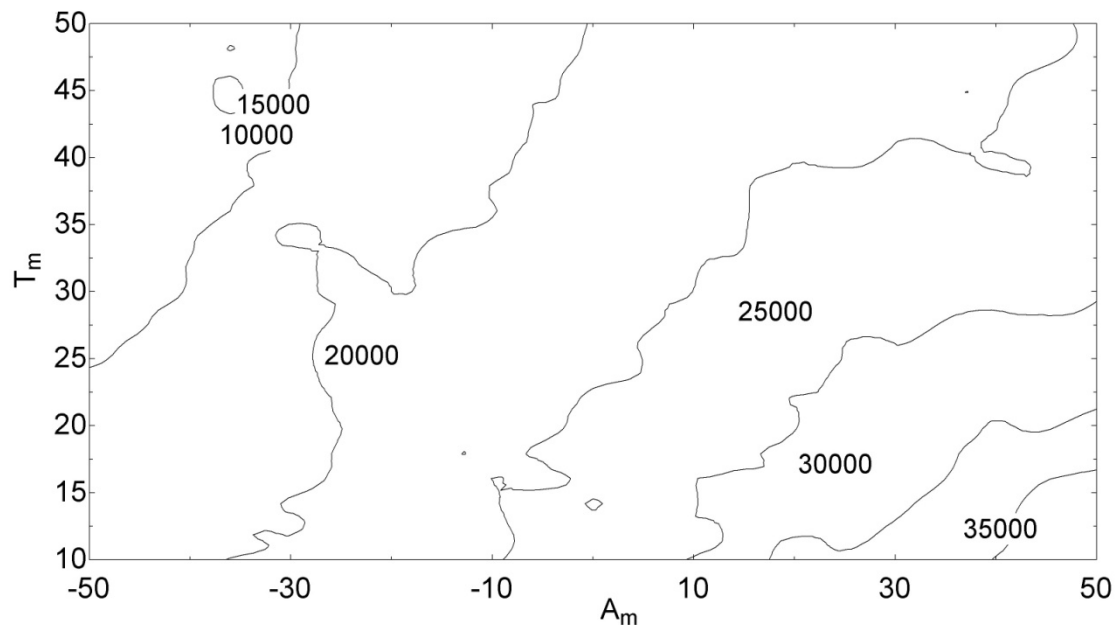


Figura 2-11 Curvas de producción (kWh) para  $R_A$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

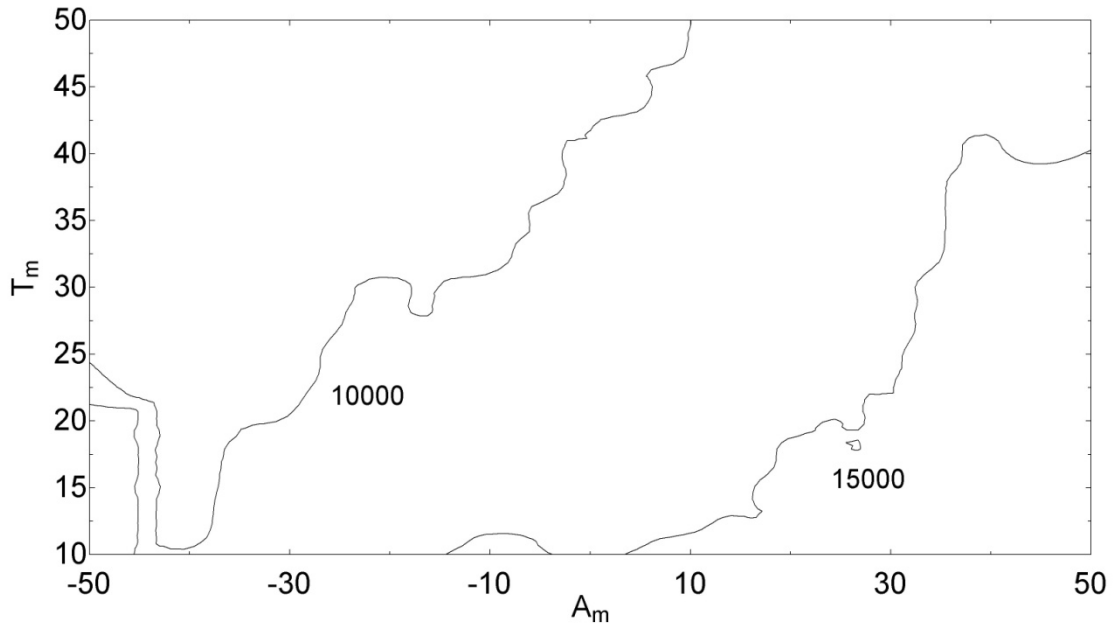


Figura 2-12 Curvas de producción (kWh) para  $R_B$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

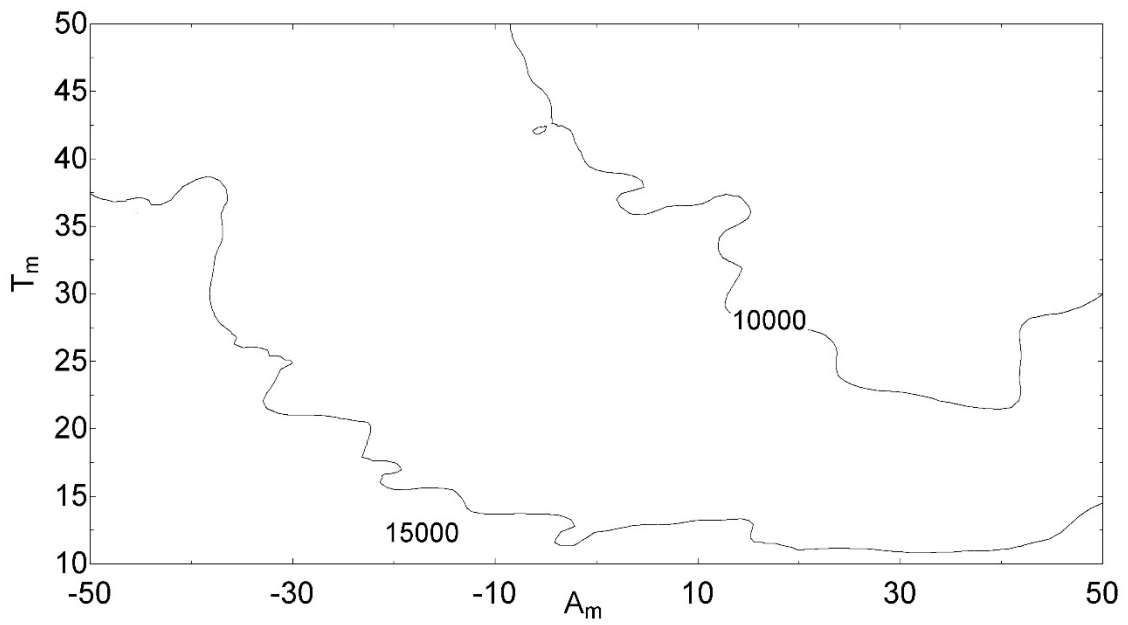


Figura 2-13 Curvas de producción (kWh) para  $R_C$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

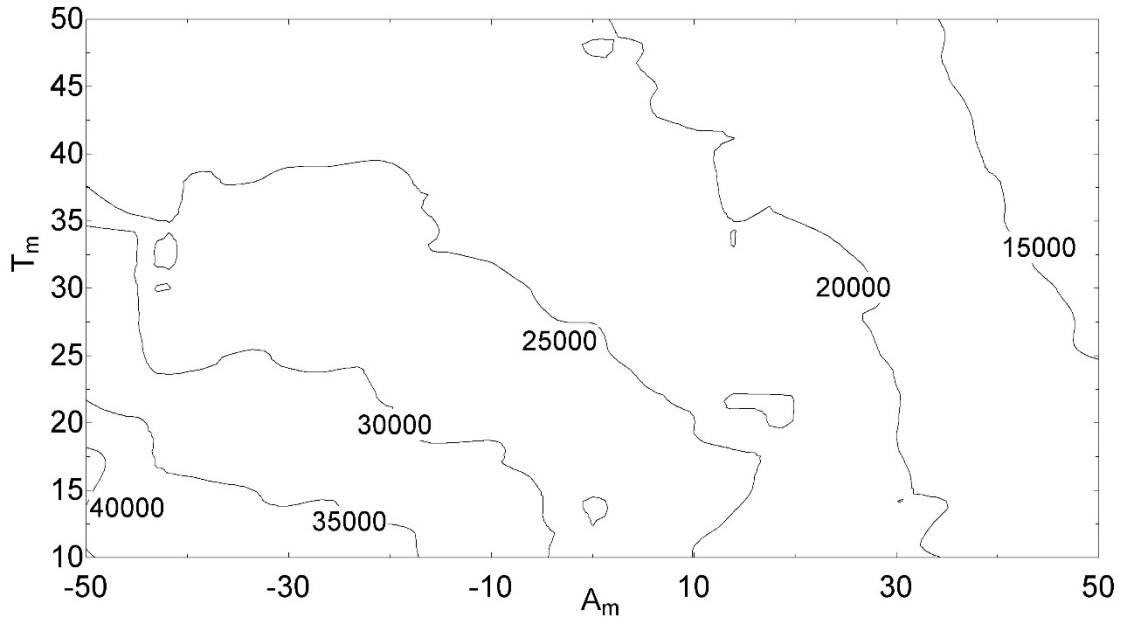


Figura 2-14 Curvas de producción (kWh) para  $R_D$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

El resultado obtenido en apartado IV.2.3.1, máxima producción cuando  $[A_m, T_m] = [A_r, T_r]$ , se puede generalizar para todas las cubiertas con orientación Sur,  $A_r \in [-90^\circ, +90^\circ]$ , es decir, si se desea obtener la mayor producción posible, la recomendación es *Cubrir la cubierta con módulos con  $A_m = A_r$  y  $T_m = T_r$* , tal y como puede observarse en la Figura 2-15.

Esta opción tiene otra ventaja añadida: la posibilidad de utilizar los módulos con la función secundaria de aislante pasivo o como sustitutivo de la teja o la pizarra.

Queda por despejar una incógnita: ¿la opción que supone una mayor producción es la más rentable?.

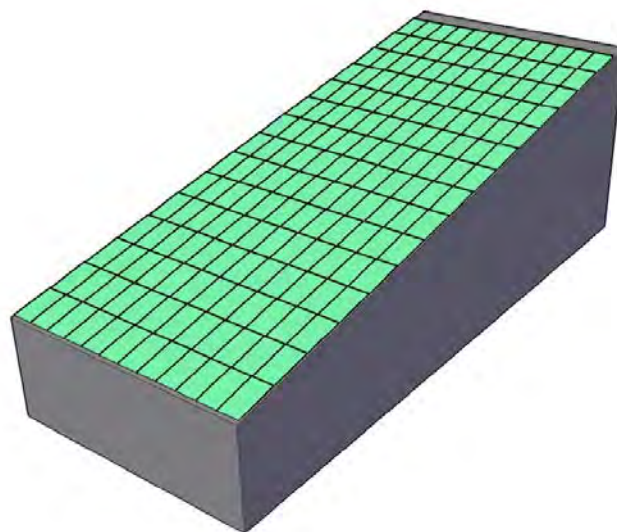


Figura 2-15 Distribución módulos  $R_A(+45^\circ, +11^\circ)$

Para poder responder a la anterior pregunta, es preciso analizar las horas equivalentes (kWh/kW) que se consiguen en cada caso (Figura 2-16, Figura 2-17, Figura 2-18 y ). Se observa cómo las zonas de máximos se desplazan en función del caso, y las zonas con eficiencia mayor a 1440 kWh/kW tienen morfologías distintas.

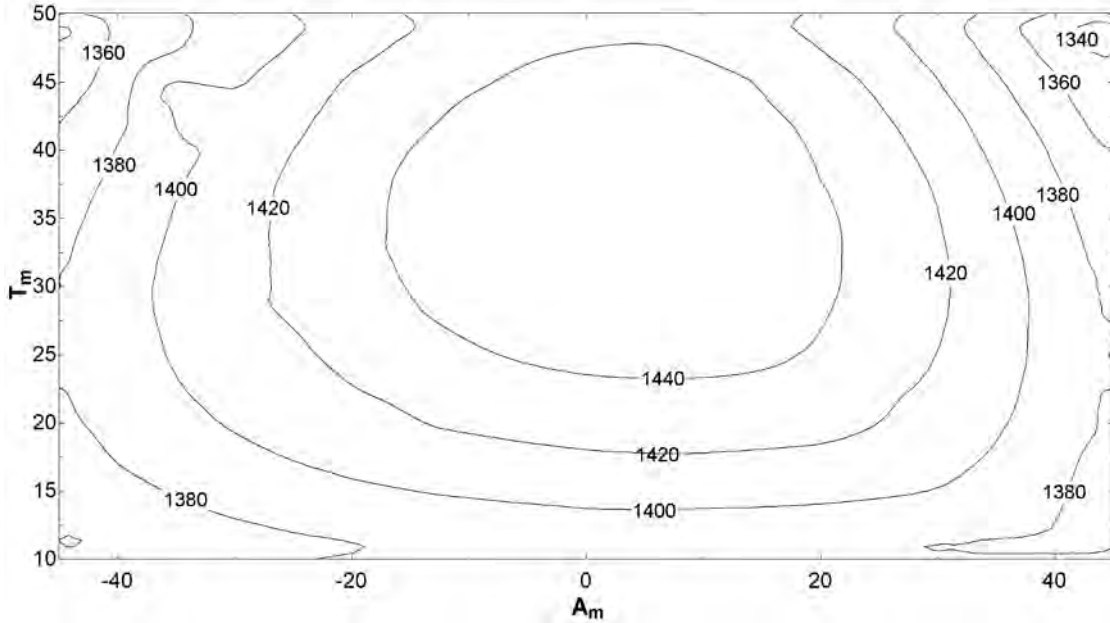


Figura 2-16 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para  $R_A$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

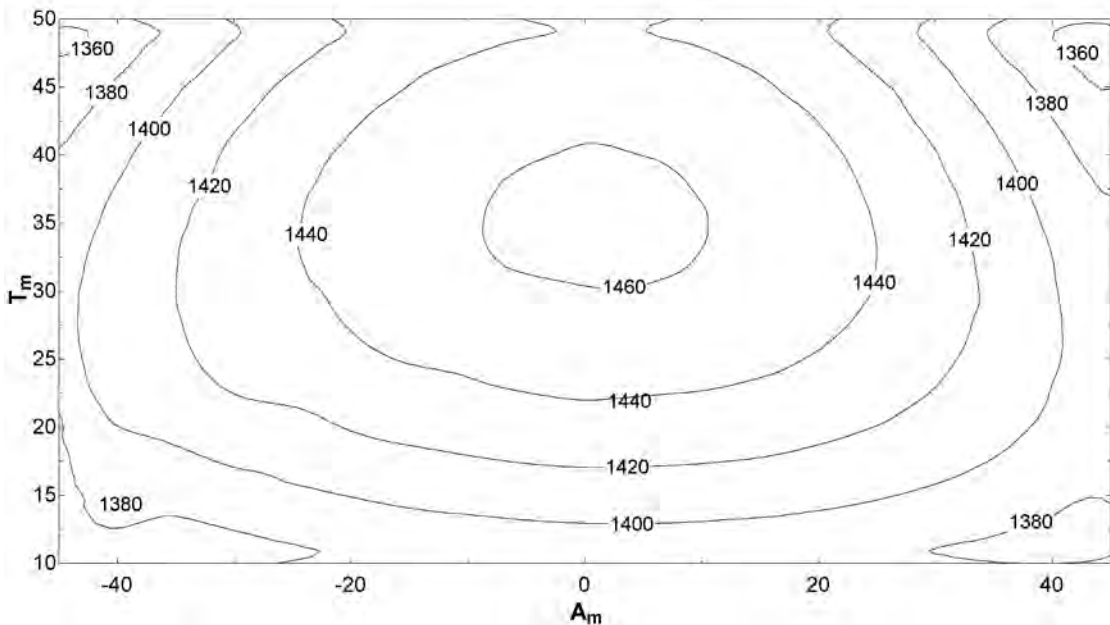


Figura 2-17 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para  $R_B$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

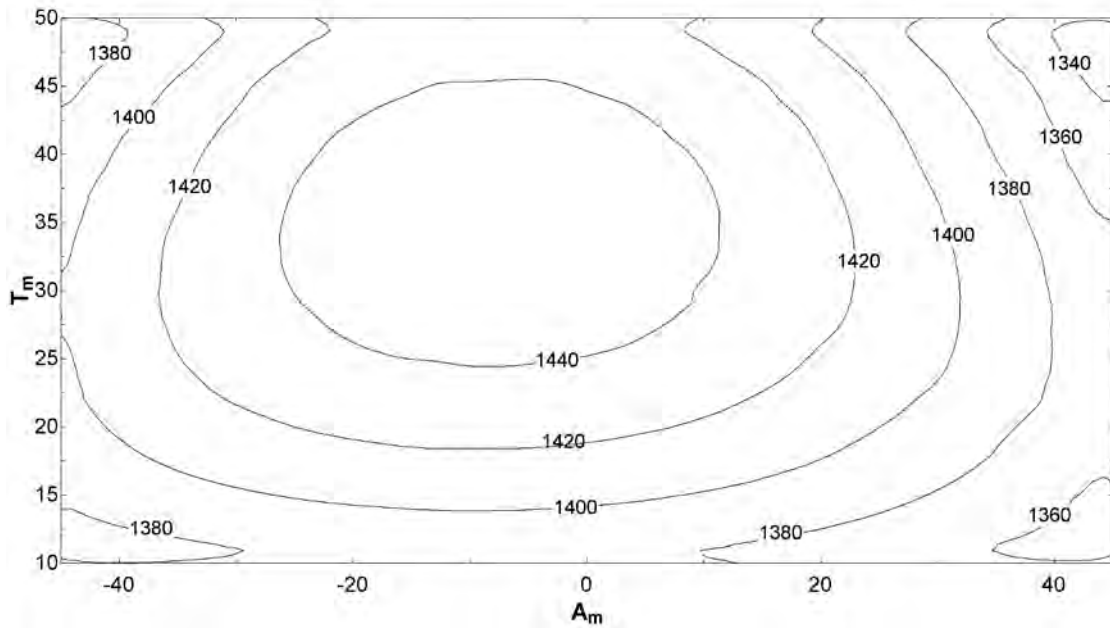


Figura 2-18 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para  $R_C$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

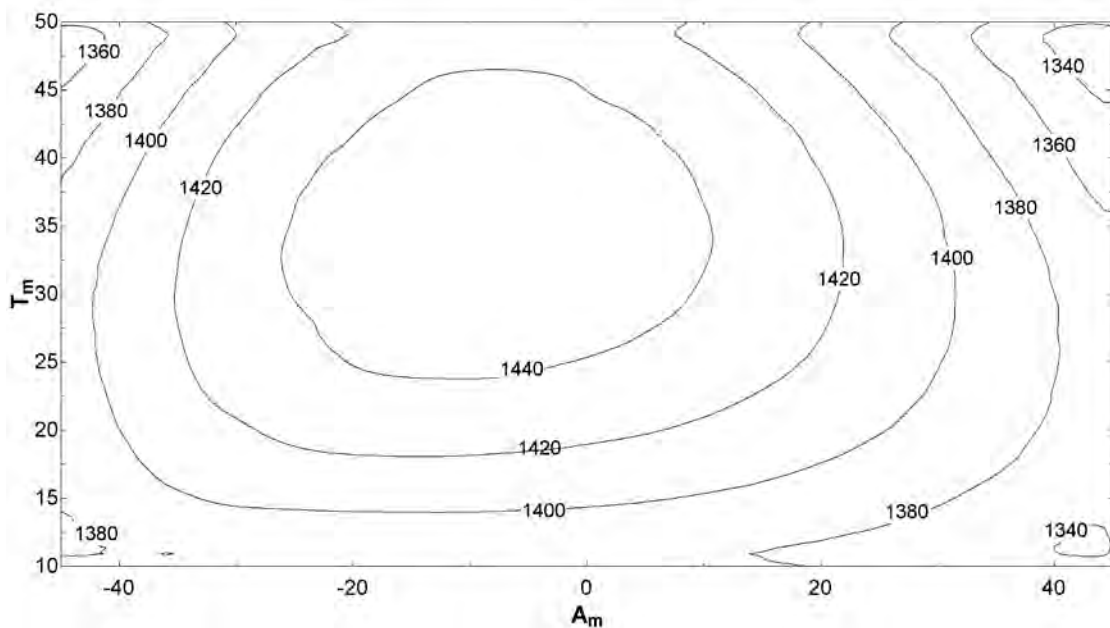


Figura 2-19 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para  $R_D$  en función de  $A_m$  y  $T_m$

En la Figura 2-20, Figura 2-21, Figura 2-22 y Figura 2-23 se comparan las producciones (kWh) con la eficiencia (kWh/kW) para  $R_A$ ,  $R_B$ ,  $R_C$  y  $R_D$  respectivamente, para los casos de acimut de módulo  $A_m$  óptimos en cada caso. Tras su análisis se pueden establecer las siguientes conclusiones:

- La curva de rendimiento (kWh/kW) es similar en los 4 casos, siendo principalmente función de la elevación del módulo ( $T_m$ ).
- La producción (kWh) es diferente para cada caso.
- La máxima producción (kWh) se obtiene cuando  $T_m$  tiende a  $11^\circ$ .



-El máximo rendimiento (en kWh/kW, kWh/m<sup>2</sup>) se obtiene cuando:

- Caso A:  $A_m = +3^\circ$ ;  $T_m = 35^\circ$  (Figura 2-24)
- Caso B:  $A_m = +2^\circ$ ;  $T_m = 35^\circ$  (Figura 2-25)
- Caso C:  $A_m = -9^\circ$ ;  $T_m = 35^\circ$  (Figura 2-26)
- Caso D:  $A_m = -9^\circ$ ;  $T_m = 35^\circ$  (Figura 2-27)

-Atendiendo a las distribuciones de módulos que mejor valor de horas equivalentes aportan kWh/kW (Figura 2-24, Figura 2-25, Figura 2-26 y Figura 2-27), los casos de cubiertas con tendencia sur (A y D) presentan disposiciones de módulos menos espaciadas que en los casos de tendencia norte (B y C). La consecuencia directa es que en los casos A y D se obtiene mayor producción.

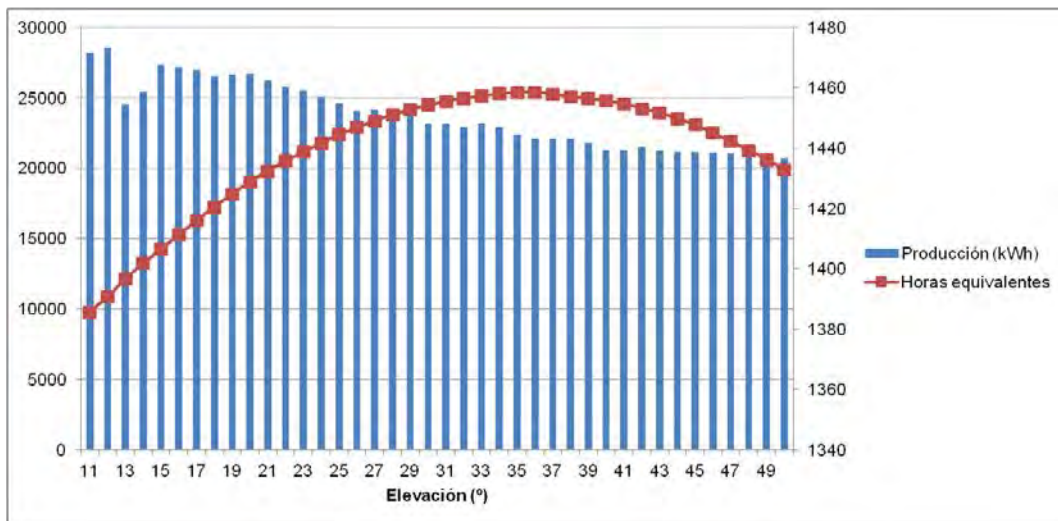


Figura 2-20 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso  $R_A$  con  $A_m=+3^\circ$

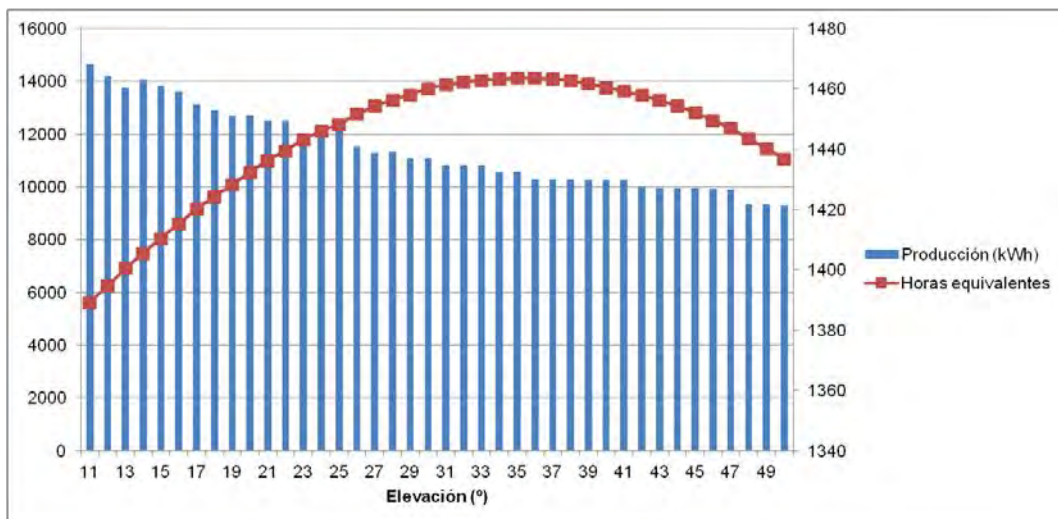


Figura 2-21 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso  $R_B$  con  $A_m=+2^\circ$

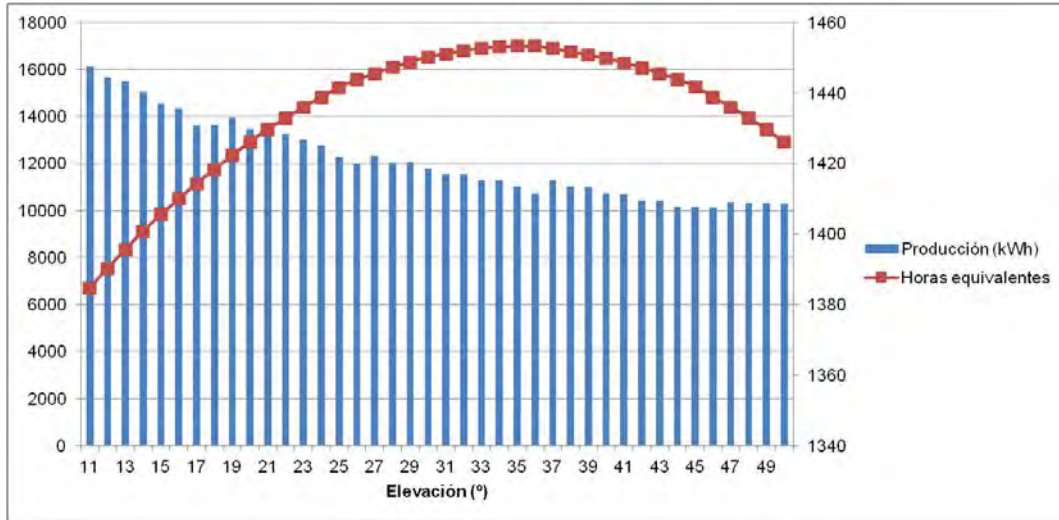


Figura 2-22 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso  $R_C$  con  $A_m = -9^\circ$

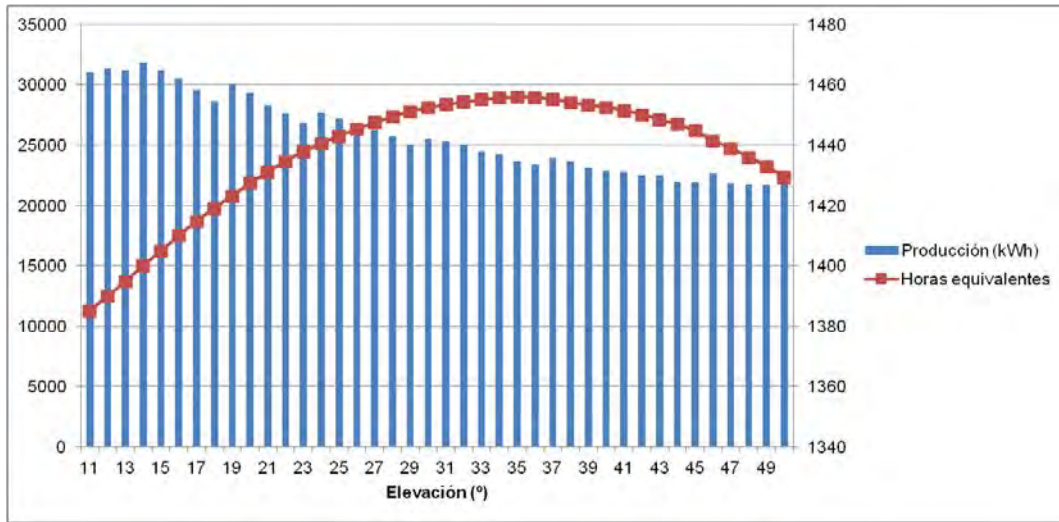


Figura 2-23 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso  $R_D$  con  $A_m = -9^\circ$

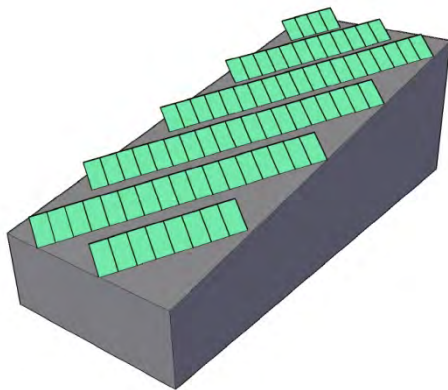


Figura 2-24 Distribución módulos A(+3°, +35°)

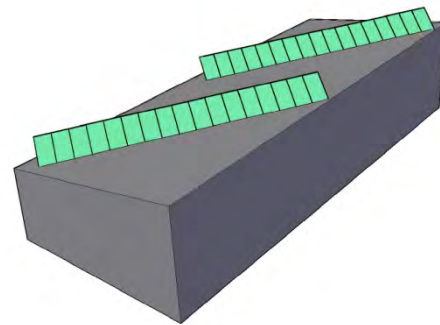


Figura 2-25 Distribución módulos B(+2°, +35°)

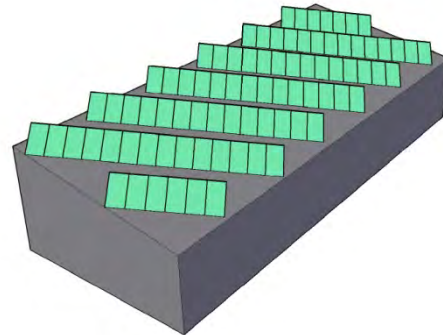
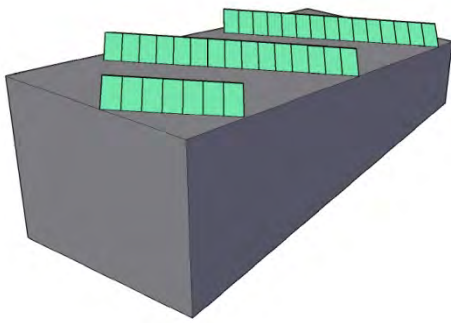


Figura 2-26 Distribución módulos C(-9°, +35°)      Figura 2-27 Distribución módulos D(-9°, +35°)

### 2.4.3. Análisis mensual

Dado que el modelo propuesto obtiene el cálculo quince-minutal de los parámetros anteriormente explicados, es posible aplicar estacionalidad a la producción y rendimiento en cada caso.

En la Figura 2-28 se muestra una gráfica con los  $T_m$  óptimos (eje y) para diferentes  $A_m$ ; demostrando que es diferente cada mes del año. Se trata de datos útiles para el diseño de estructura con seguimiento solar.

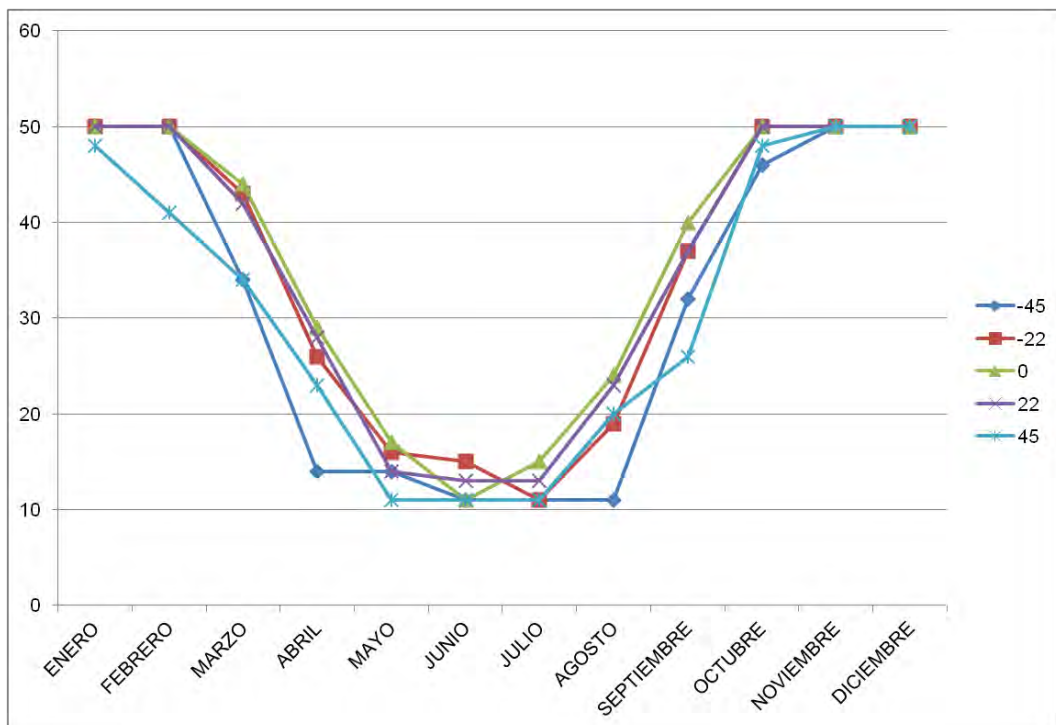


Figura 2-28 Ángulos óptimos mensuales ( $T_m$ )  $R_A$ ; para  $A_m = -45^\circ, -22^\circ, +0^\circ, +22^\circ$  y  $+45^\circ$

Se observa que en los meses de invierno los ángulos de inclinación óptimos son mayores que durante el resto del año. Como es lógico, los valores de inclinación óptimos varían en función del valor del ángulo acimutal.

La Tabla 3 resume los casos de máximos valores eficiencia (kWh/kW), a los que acompañan algunas de las características de los mismos ( $A_m$ ,  $T_m$ , kWh, kW, nº de módulos).

*Tabla 3 Resumen casos óptimos mensuales caso  $R_A$*

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio
$A_m$ (°)	7	7	5	16	-13	-11
$T_m$ (°)	50	50	45	28	19	12
Eficiencia (kWh/kW)	74	90	132	139	160	171
Producción (kWh)	1043	1260	1958	2658	2161	3007
Potencia (kW)	14.06	14.06	14.80	19.06	13.51	17.58
Nº módulos	76	76	80	103	73	95
	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
$A_m$ (°)	10	22	1	11	7	2
$T_m$ (°)	15	23	40	50	50	50
Eficiencia (kWh/kW)	175	163	143	116	83	65
Producción (kWh)	3681	3435	2091	1736	1166	942
Potencia (kW)	21.09	21.09	14.62	14.99	14.06	14.43
Nº módulos	114	114	79	81	76	78

La Tabla 3 pretende servir de guía al proyectista en el caso de querer cumplir producciones en un mes determinado, asegurando que esa configuración será la más eficiente según los parámetros utilizados en el modelo.

#### 2.4.4. Orientación óptima de módulos

La Tabla 4 presenta los resultados de orientaciones óptimas de módulos. Los valores de TIR son del 17% para coste de electricidad doméstico (HEP) y del 6% para el caso de coste de electricidad en generación, y estos casos óptimos siempre están ligados a aquellos de máxima eficiencia, por lo que se concluye que el parámetro más importante a la hora de calcular el TIR es la eficiencia.

Dependiendo de la geometría de la cubierta, el ángulo de acimut de módulo que implica la mejor orientación puede variar de  $-9^\circ$  a  $+3^\circ$ , mientras que el valor de inclinación se mantiene constante ( $+35^\circ$ ).

La potencia instalada (kW) es mayor en aquellos casos de tejados con tendencia Sur derivado de una menor distancia entre filas (15kW versus 7kW). En todos los casos, los valores de eficiencia (kWh/kW) para los TIR óptimos son cercanos a 1460 kWh/kW, resultando en ninguna diferencia cuando se modifica la orientación de la cubierta.

La modificación de los ángulos de orientación de los módulos ( $A_m$  y  $T_m$ ) de tal forma que no estén perfectamente orientados, implica una reducción del TIR, aunque puede considerarse como una solución interesante cuando el objetivo del sistema fotovoltaico sea cubrir la demanda eléctrica de un edificio. En los casos de tejados orientados al Sur ( $R_A$  and  $R_D$ ), puede implicar un incremento de potencia instalada del 200%, mientras que la eficiencia solo se reduce un 6%, el TIR desciende un 2% para HEP y un 1% para ESP.

*Tabla 4 Resumen de las soluciones óptimas (TIR y producción)*

CASO	TIR for HEP (%)	TIR for ESP (%)	$A_m$ (°)	$T_m$ (°)	Potencia (kW)	Eficiencia (kWh/kW)
$R_A$ (max TIR)	17.0	6.0	3	35	15.36	1,459
$R_B$ (max TIR)	17.0	6.0	2	35	6.29	1,464
$R_C$ (max TIR)	16.9	5.9	-9	35	7.59	1,453
$R_D$ (max TIR)	17.0	5.9	-9	35	16.28	1,456
$R_A$ (max potencia)	16.0	5.4	45	11	33.30	1,369
$R_D$ (max potencia)	16.0	5.4	-45	11	27.75	1,376

## 2.5. CONCLUSIONES

En este apartado se ha presentado un método para la optimización del aprovechamiento de cubiertas de edificios mediante la instalación de módulos fotovoltaicos, la forma más extendida actualmente en la utilización de envolventes de edificios como generadoras de energía solar fotovoltaica.

Se ha desarrollado un proceso de cálculo para la obtención de la fórmula óptima en cada caso, consistente en simular diferentes opciones de implementación de módulos en un tejado determinado, calculándose la solución óptima en función del objetivo buscado (kWh/kW, kWh, TIR).

El modelo presentado en este apartado muestra que la práctica habitual utilizada por los promotores de proyectos y muchos autores de asignar valores de orientación óptima de módulos fotovoltaicos es incorrecta, ya que cada caso ha de estudiarse individualmente.

Para la aplicación del método, se han simulado cuatro tejados con diferente acimut y elevación constante de  $10^\circ$ , y las conclusiones principales son las siguientes:

- Los mayores valores de producción se obtienen cuando los valores de ángulos de módulo y tejado coinciden, es decir, cuando las filas de módulos se instalan en paralelo con la cubierta evitando el sombreado mutuo.
- Los valores de instalaciones más eficientes son con valores de acimut de módulo cercanos a  $0^\circ$  (Sur), aunque variaciones de hasta  $12^\circ$  son posibles.

- El valor óptimo de TIR va directamente relacionado con el caso de mejor eficiencia (kWh/kW). Sin embargo, las diferencias entre los mejores y peores casos no llegan al 0.6% de TIR en precios de generación (ESP), 1.7% de TIR para precios energía en hogar (HEP), y 150 kWh/kW de eficiencia. Esto demuestra que implementar un sistema solar de peor eficiencia no implica una reducción excesiva en la rentabilidad, y que casos de orientaciones de módulos que busquen ajustarse a perfiles de consumo en las horas iniciales o finales del día pueden tener mucho sentido.

Se puede concluir que el modelo mostrado establece una solución con la mejor combinación de eficiencia, producción y rentabilidad económica, lo que permite seleccionar la mejor solución para cada caso. Este modelo es extrapolable a cualquier localización, clima y tipología de tejado, para el estudio de implementaciones tipo BAPV.

### **3. INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS INTEGRADAS EN FACHADA (BIPV) A PARTIR DE MODELOS VECTORIALES DEL EDIFICIO 3D**

#### **3.1. INTRODUCCIÓN**

Los elementos fotovoltaicos para la integración fotovoltaica (BIPV) son una de formas de aprovechamiento de envolventes de edificios para la generación solar fotovoltaica, obteniendo una buena integración en la estética del edificio (Capítulo II.4).

La utilización de elementos sombreadores en fachadas es uno de los métodos más utilizados por los arquitectos para reducir la incidencia de la irradiación solar en los espacios interiores de los edificios. El presente apartado pretende evaluar el potencial uso de estos elementos sombreadores como áreas sobre las que instalar elementos fotovoltaicos, de tal forma que se consigue un doble efecto: la reducción de la incidencia de la irradiación solar en el interior de los edificios y la generación de energía eléctrica.

Para evaluar dicho potencial, se ha desarrollado un modelo que permite calcular las curvas de irradiación de las fachadas de un edificio cualquiera, incluyendo el efecto de sombreado ocasionado por obstáculos cercanos, considerando cualquier tipo de elemento de integración fotovoltaica BIPV (marquesinas, toldos, aleros, ventanas, lamas, antepechos, etc).

Para verificar la utilidad del método planteado, se presentan los resultados obtenidos en un edificio concreto con diversos casos de lamas, suministrando información valiosa sobre la producción que puede esperarse en cada supuesto. El caso escogido destaca por ser una fachada de orientación Sur de un patio interior de un edificio, por lo que el efecto del sombreado del propio edificio debe de ser analizado con detenimiento.

En este apartado se explica la capacidad que tiene el método desarrollado en esta investigación para obtener las curvas iso-radiantes de las fachadas de un edificio urbano. Con los resultados obtenidos se demuestran las ventajas que, para diseñar y rehabilitar edificios con criterios de sostenibilidad, suponen poder conocer, anticipadamente, el mapa solar de la envolvente del edificio.

#### **3.2. MODELO**

Se ha desarrollado un modelo matemático para simular y evaluar la cantidad de irradiación solar incidente sobre elementos de sombreado tipo lamas montados en fachadas, los cuales quieren ser utilizados como componentes BIPV.

En el diagrama de flujo mostrado en la Figura 3-1 y la Figura 3-2, puede observarse la estructura general del modelo desarrollado, a fin de poder comprender mejor su funcionamiento.

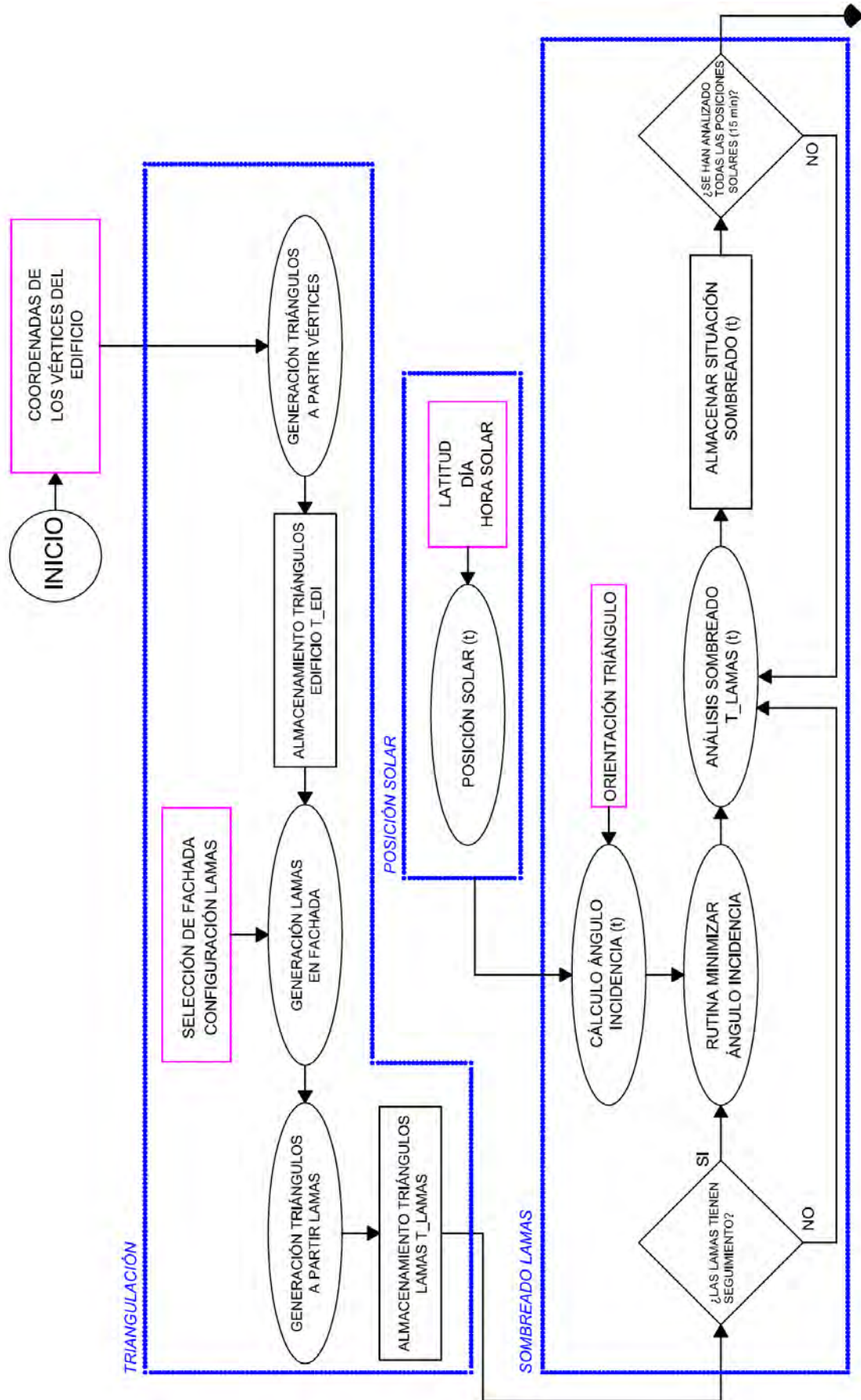


Figura 3-1 Diagrama de flujo del método análisis BIPV (i)





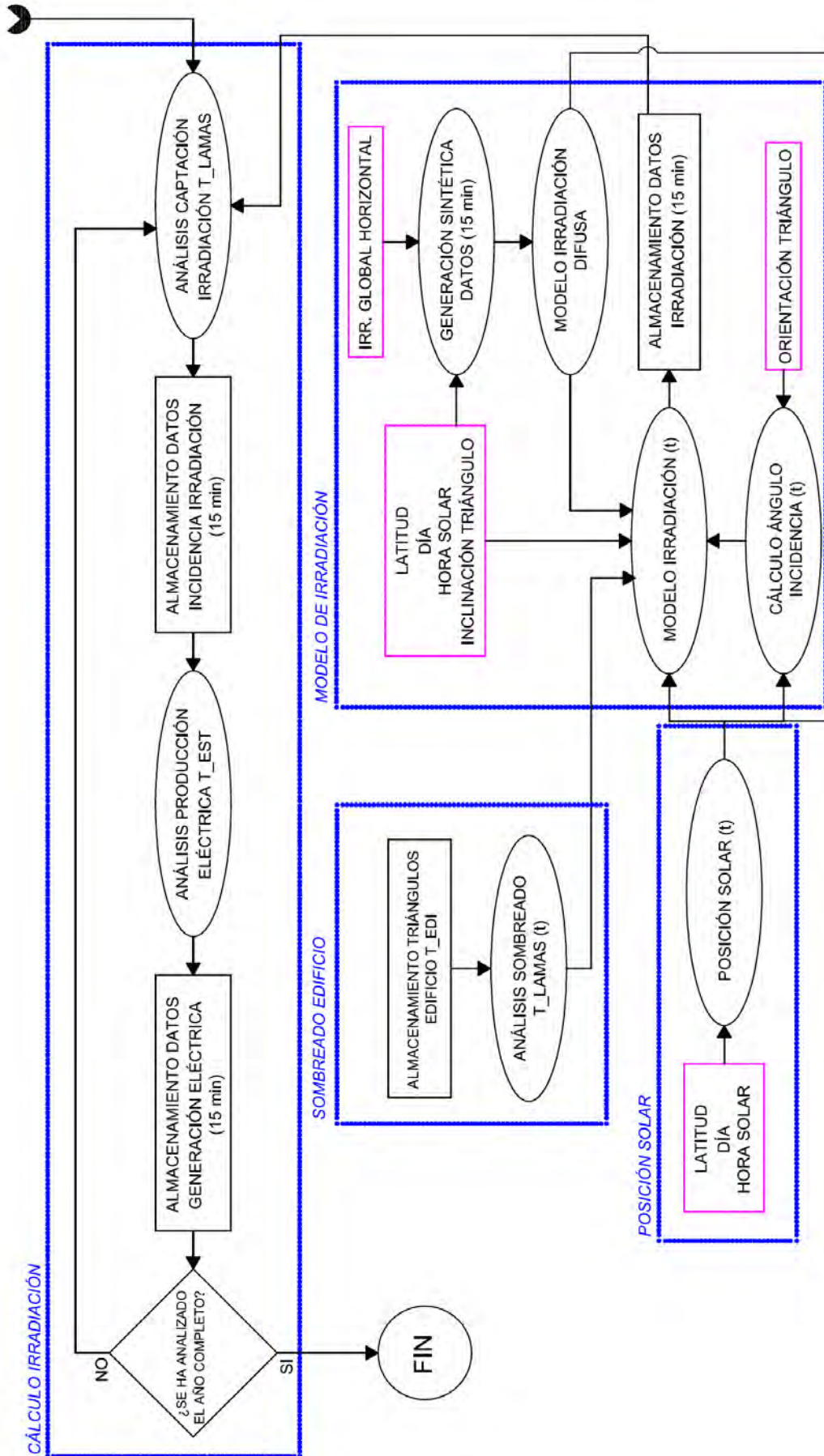


Figura 3-2 Diagrama de flujo del método análisis BIPV (ii)

A continuación se procede a explicar el diagrama de flujo anterior, describiendo detalladamente los procesos del mismo.

### Entrada de datos

Los siguientes campos son definidos como entrada de datos:

- a) Datos del edificio: localización, dimensiones y orientaciones de fachadas y tejados (mediante las coordenadas de los vértices) y propiedades de materiales. En la Figura 3-3 puede observarse un ejemplo de definición coordenadas de vértices de un edificio, mediante la inserción de las coordenadas tridimensionales de los mismos.

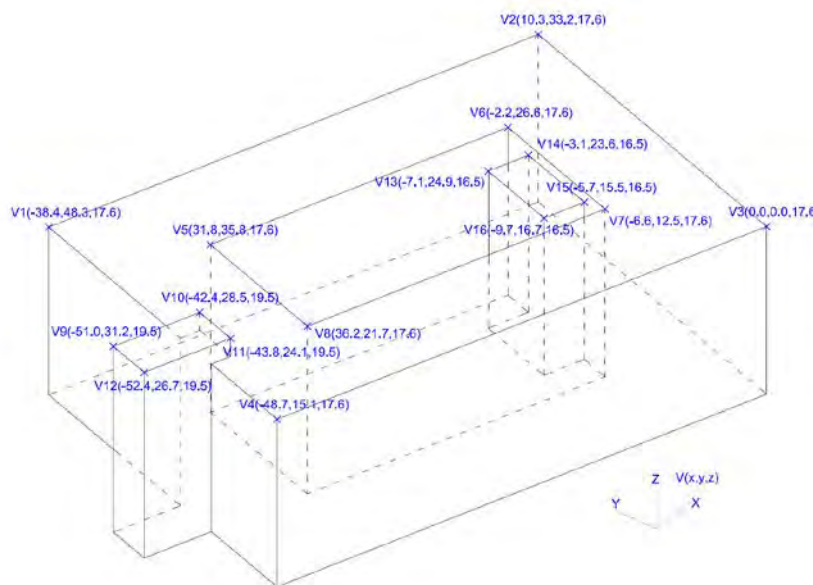


Figura 3-3 Entrada de coordenadas de vértices para modelo edificio

- b) Selección de fachada: el algoritmo estudia una fachada cada vez, por lo que se ha seleccionar la fachada que desea ser analizada (Figura 3-4).

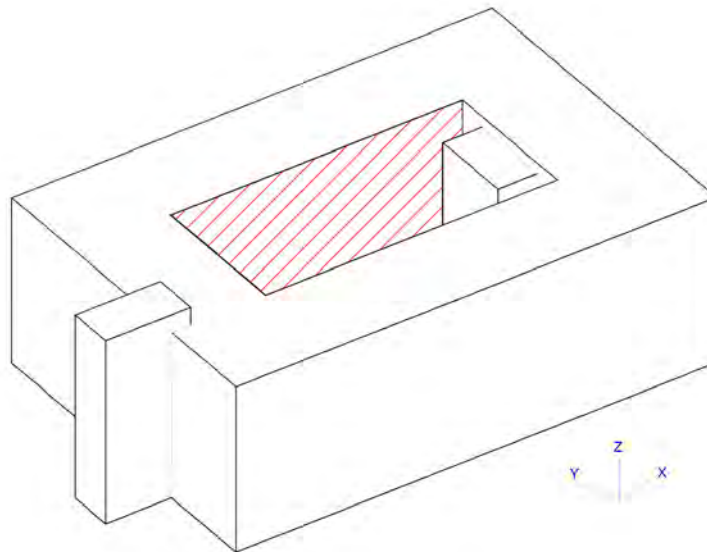


Figura 3-4 Selección de fachada

- c) Configuración de lamas: el modelo estudia la implementación de lamas en toda la fachada seleccionada, pero los parámetros de las mismas han de ser definidos. Se tiene que indicar el tamaño de las mismas, la separación entre ejes, la orientación principal (vertical u horizontal), y si el modelo ha de considerar que las lamas están fijas o tienen capacidad de seguimiento.
- d) Datos de irradiación: ha de introducirse una base de datos de irradiación global horizontal y difusa horizontal (ambas en  $W/m^2$ ). La base temporal será al menos horaria, aunque también se admite quince-minutal.
- e) Los ejes de referencia son los comunes en este trabajo, es decir, X(dirección Este), Y (dirección Norte) y Z (cenit vertical).

### Modelo

Una vez completada la entrada de datos, el algoritmo construye un modelo geométrico considerando todos los elementos indicados anteriormente (Figura 3-5). Todos los elementos introducidos son convertidos en triángulos tridimensionales [111] (Capítulo III.6.2), separándose aquellos triángulos que actuarán como obstáculos de aquellos que actúan como elementos de sombreado (lamas) y que producirán energía solar, los cuales, dependiendo de la posición solar, también podrán actuar también como obstáculos.

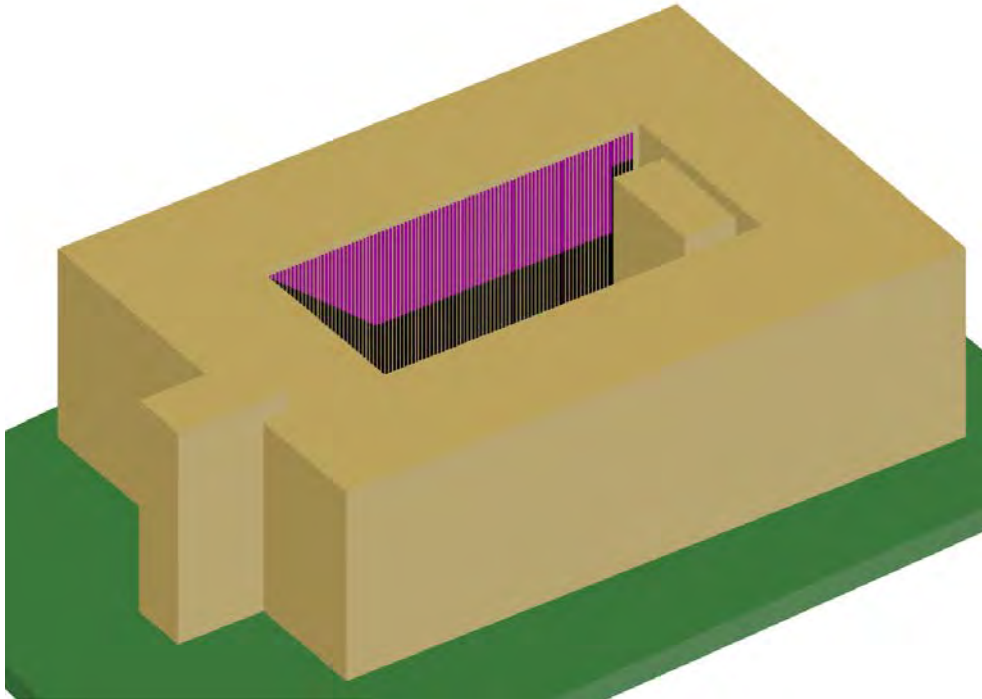


Figura 3-5 Construcción del modelo, colocación de laminas

El modelo es capaz de determinar el área sombreada, tanto en  $m^2$  como las coordenadas de sombreado (X,Y,Z). El método está basado en la proyección geométrica de triángulos 3D sobre los planos de las laminas. Se utilizan rutinas de unión-intersección de polígonos 2D [115] (Capítulo III.7). En la Figura 3-6 puede observarse un detalle del efecto de sombreado en laminas verticales.

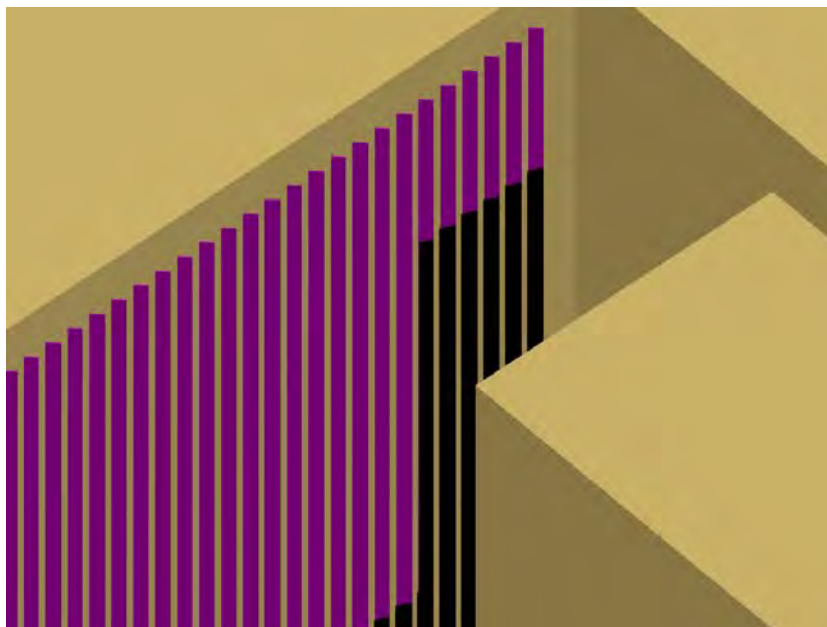


Figura 3-6 Detalle de laminas y ejemplo de sombreado

En el caso de que el modelo haya de contemplar el seguimiento solar, se define el rango de ángulos en los que la lama puede posicionarse. Siempre y cuando el sol esté ubicado entre esos límites de seguimiento, la lama se

orienta hacia el sol. Sin embargo, cuando el sol queda fuera de los límites, el algoritmo analiza la posición en la que se minimiza el ángulo de incidencia entre el plano de la lama y el vector solar.

El ángulo de incidencia se calcula para todos los casos y situaciones, para posteriormente ser utilizado en el modelo de irradiación. Los elementos sombreadores (lamas), se instalan en fachadas, por lo que los valores de ángulo de incidencia son normalmente altos, de tal forma que la captación de irradiación solar directa se ve disminuida.

Para la simulación de irradiación se utiliza el modelo propuesto por Perez et Al [101] (Capítulo III.2.3.1). El término de irradiación difusa relacionado con el horizonte se elimina, y otro relacionado con la reflexión de las fachadas anexas es incluido. El algoritmo estudia las fachadas contiguas y define la irradiación reflejada en las mismas y que afectará a la fachada de estudio. Para esta parte también se realiza el estudio de sombreado de estas fachadas, el cual además está basado en los valores de reflexión y los materiales de construcción.

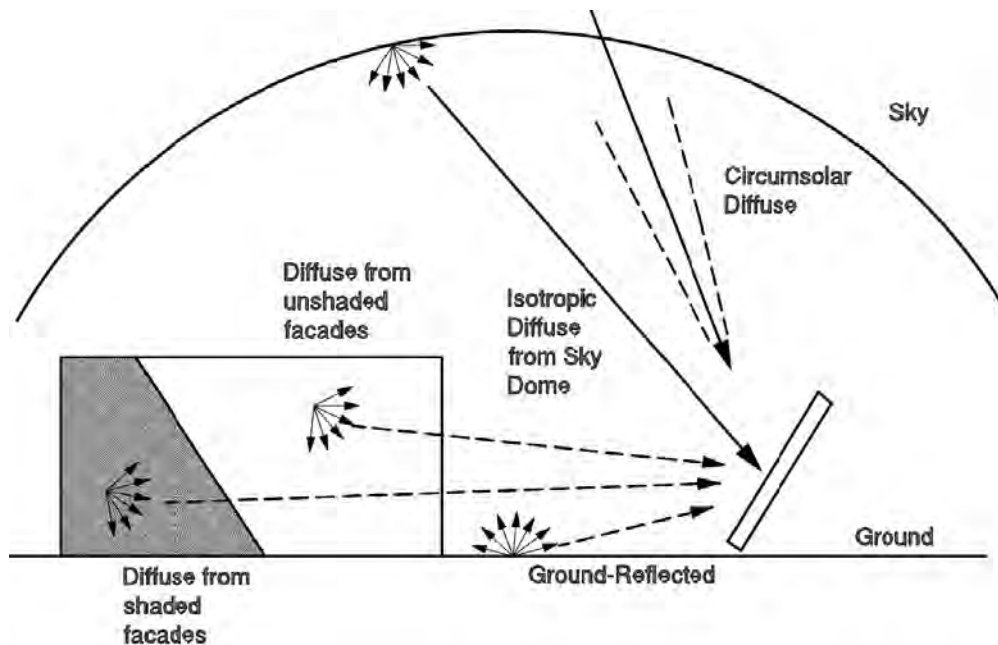


Figura 3-7 Modelo de irradiación difusa adoptado

En la Figura 3-7 puede observarse el modelo de irradiación adoptado, donde el término relacionado con el horizonte ha sido eliminado, mientras que otros dos términos son incluidos, la irradiación difusa proveniente de fachadas contiguas sombreadas y sin sombreadar. Se supone que la irradiación difusa es reflejada conforme la dirección normal del plano de fachada, mientras que la irradiación directa es reflejada como si fuera un espejo. Ambas partes de la irradiación solar se suponen que serán reflejadas considerando un valor de reflectividad determinado, y que inciden sobre el plano de las lamas como irradiación difusa.

El ángulo de incidencia entre el vector solar y el vector normal del plano de las lamas se utiliza para el análisis de la irradiación solar reflejada. De igual forma que se considera en las fachadas reflectantes, la irradiación solar directa

incidente sobre las lamas se ve afectada de forma proporcional por las sombras, dependiendo del área sombreada.

Para la posición solar se utiliza la declinación solar propuesta por [100] (Capítulo III.2.1).

El modelo divide la fachada en pequeñas áreas, considerándose 1 metro de malla en la dirección principal. Si la tipología de las lamas es vertical, el mallado se aplicará a lo largo del eje vertical (Z), mientras que si se trata de lamas horizontales, se aplicará a lo largo de la horizontal de las lamas, que es la dirección de la recta intersección del plano de fachada y el plano XY (horizontal). Si se desea un estudio de mayor resolución, se puede reducir el criterio de un metro, por ejemplo de valor igual al ancho de la lama, consiguiéndose una malla cuadrangular, el único inconveniente es el aumento de los tiempos de cálculo.

### Resultados

Los principales resultados del proceso son almacenados en la base de datos de irradiación introducida, aunque se presentan resúmenes diarios. Los resultados obtenidos, de la irradiación sobre la fachada escogida, son los siguientes:

- a) Irradiación directa ( $\text{kWh/m}^2$ ), irradiación difusa ( $\text{kWh/m}^2$ ), irradiación perdida por sombreado ( $\text{kWh/m}^2$ ), irradiación total ( $\text{kWh/m}^2$ ).
- b) Curvas de iso-irradiación total ( $\text{kWh/m}^2$ ) para cada punto de la fachada, usando para la interpolación el algoritmo de distancia inversa.
- c) Adicionalmente, considerando un *Performance Ratio* del 75% (*PR*), se realiza una estimación de la generación eléctrica ( $\text{kWh/kWp}$ ).

### **3.3. APLICACIÓN**

El método propuesto se ha aplicado a un edificio pre-existente, localizado de la Universidad de La Rioja (Logroño, España). Las coordenadas geográficas son 42°27'48" Norte y 2°25'38" Oeste. Se trata de un edificio de planta rectangular, de tres pisos y dos patios interiores, los cuales permiten y facilitan la ventilación natural y la entrada de luz solar.



*Figura 3-8 Fachada seleccionada para las simulaciones*

Uno de estos patios es seleccionado para evaluar la potencial instalación fotovoltaica en lamas que actúan como elementos sombreadores. La fachada escogida tiene forma rectangular (30x16 metros), y conforme se muestra en las Figura 3-6 y Figura 3-8, presenta un obstáculo interior debido a la existencia de las escaleras de emergencia en la fachada Este.

La fachada analizada está orientada al Sur con una desorientación acimutal de unos 20° al Oeste (S-O). Esta desorientación implica mayores pérdidas por sombreado por las mañanas y consecuentemente, a una mejor captación de irradiación por la tarde.

Como base de datos de irradiación se utiliza la estación meteorológica del Gobierno de la Rioja, situada a 100 metros de distancia del edificio seleccionado. Esta estación proporciona datos de tipo mensual. Para la generación de datos quince-minutales se utiliza el método [105] y [106], y para el cálculo de la irradiación difusa [102] (Capítulo III.2.3.2). Los primeros análisis muestran un valor de irradiación global horizontal de 1449 kWh/m<sup>2</sup>.

El modelo desarrollado permite estudiar diferentes casos, y por ello se analizan los presentados en la Tabla 5. Los cuatro primeros casos (1 al 4) son lamas posicionadas horizontalmente, mezclando las opciones de seguimiento con fijas, y con diferentes anchuras de lama. La separación entre ejes se ha considerado constante en todos los casos (30 cm). Los casos 5 a 10 corresponden a lamas posicionadas verticalmente, con dos de ellos siguiendo al sol (casos 5 y 6) y el resto fijos. Los parámetros indicados en la Tabla 5 son representados gráficamente en la Figura 3-9 para lamas horizontales y en la Figura 3-10 para lamas verticales.



CASO	Orientación	Tipo	Rango ángulos	Anchura lama (cm)	Separación ejes (cm)
1	Horizontal	Seguimiento	[0,-90°]	30 cm	30 cm
2	Horizontal	Seguimiento	[0,-90°]	15 cm	30 cm
3	Horizontal	Fijas	-45°	30 cm	30 cm
4	Horizontal	Fijas	-45°	15 cm	30 cm
5	Vertical	Seguimiento	[-90°, +90°]	30 cm	30 cm
6	Vertical	Seguimiento	[-90°, +90°]	15 cm	30 cm
7	Vertical	Fijas	-45° (Este)	30 cm	30 cm
8	Vertical	Fijas	-45° (Este)	15 cm	30 cm
9	Vertical	Fijas	+45° (Oeste)	30 cm	30 cm
10	Vertical	Fijas	+45° (Oeste)	15 cm	30 cm

Tabla 5 Resumen de casos de lamas consideradas en las simulaciones

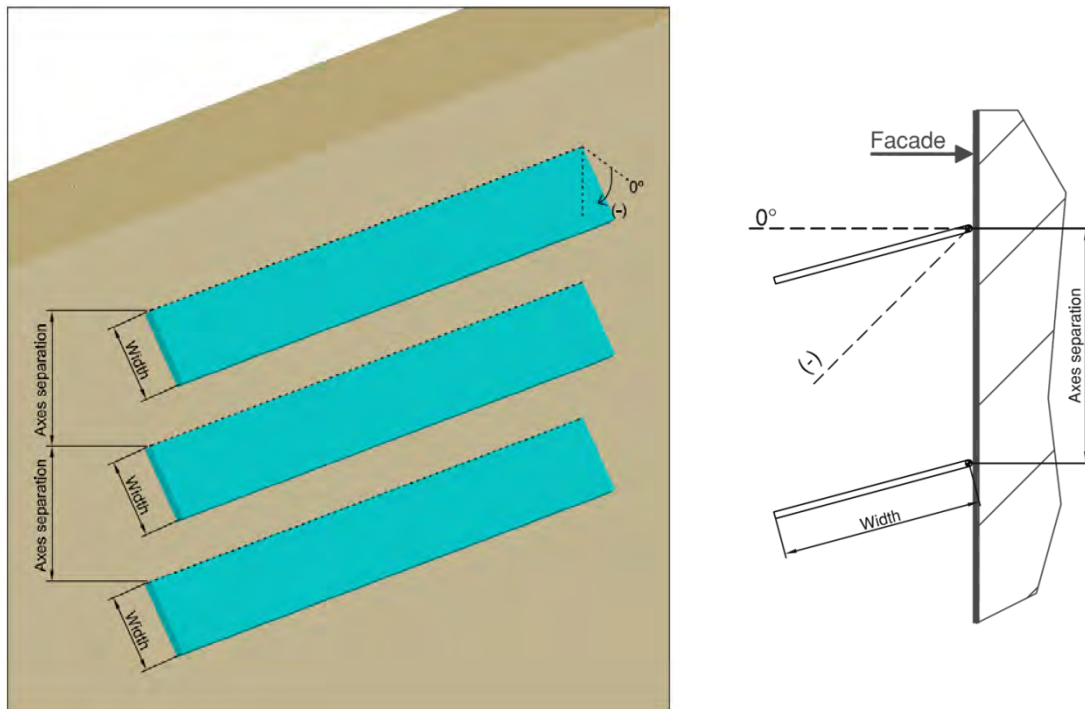


Figura 3-9 Explicación de los parámetros de lamas horizontales

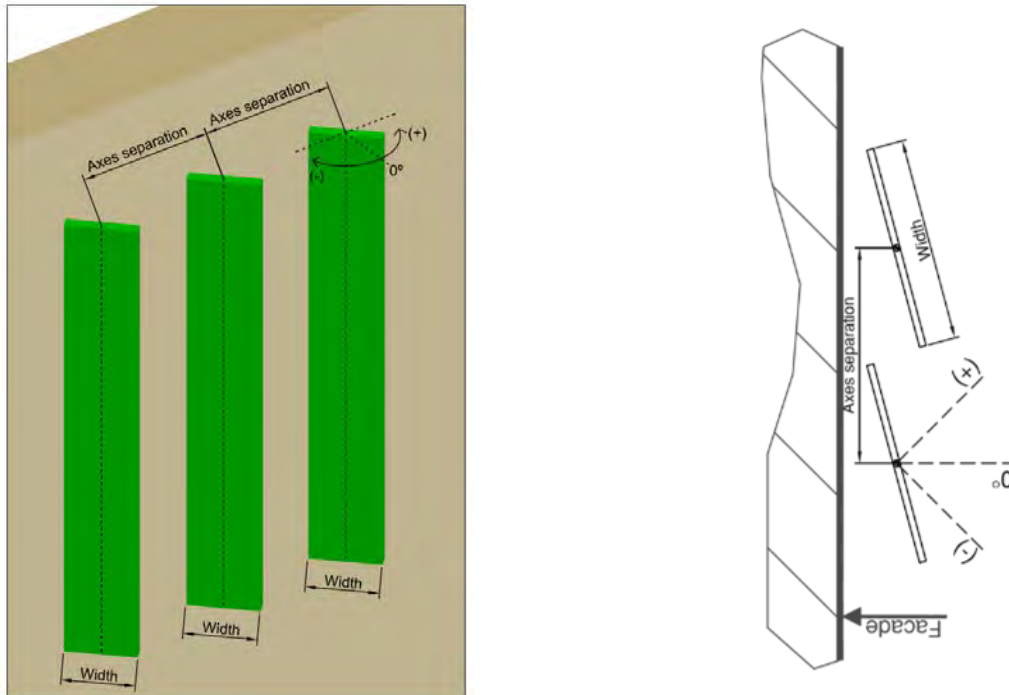


Figura 3-10 Explicación de los parámetros de lamas verticales

### 3.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

La aplicación del modelo desarrollado a los casos estudiados (Tabla 5) da como resultado las gráficas de iso-irradiación anuales representadas en la Figura 3-11, Figura 3-12, Figura 3-13, Figura 3-14, Figura 3-15, Figura 3-16, Figura 3-17, Figura 3-18, Figura 3-19, Figura 3-20 y Figura 3-21. Para una mejor ubicación dentro de la fachada, y poder entender mejor los resultados de cada una de los casos, se ha añadido una rejilla cuadrangular de 5 metros de ancho mediante líneas discontinuas. Cabe destacar que las ventanas de las plantas 2 y 3 (Figura 3-8) están localizadas en los intervalos de altura de 7 a 10 metros y de 12 a 14 metros respectivamente, siempre referidos al eje vertical (cenit).

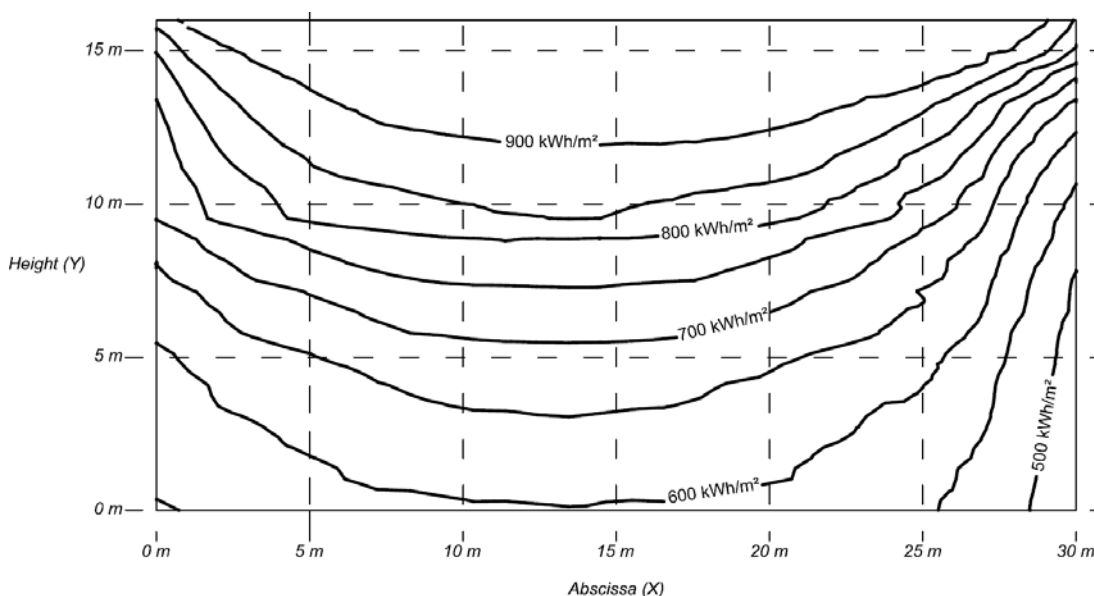
#### Fachada vertical

Adicionalmente a los casos planteados en la Tabla 5, se ha realizado el estudio de lamas colocadas completamente pegadas a la fachada. El diagrama de iso-irradiación de la Figura 3-11.

El edificio de la Universidad de La Rioja seleccionado, el plano de orientación óptima es capaz de coleccionar  $1668 \text{ kWh/m}^2$ . Se puede observar que la irradiación máxima asciende a  $941 \text{ kWh/m}^2$ , representando el 56.4% del valor de irradiación en el plano óptimo ( $1668 \text{ kWh/m}^2$ ). Por otro lado,  $435 \text{ kWh/m}^2$  es el valor mínimo de irradiación para las lamas localizadas en la parte

inferior de la fachada, junto al obstáculo interior del patio del edificio. El promedio de irradiación en la fachada vertical es de  $799 \text{ kWh/m}^2$ .

Las fachadas contiguas Este y Oeste afectan significativamente la morfología de las curvas de iso-irradiación. Las curvas tienden a ser más rectas en la zona media-alta de la fachada. El efecto del obstáculo interior (zona derecha) es claramente mostrado en la Figura 3-11, algo que viene a demostrar la importancia de la evaluación de las pérdidas por sombreado cuando se analiza la irradiación solar anual.



*Figura 3-11 Irradiación solar anual ( $\text{kWh/m}^2$ ) absorbida por lamas fijas a la pared (verticales)*

### Lamas horizontales

Los resultados de los casos de lamas verticales (1 al 4), son presentados en la Figura 3-12, Figura 3-13, Figura 3-14 y Figura 3-15 respectivamente. Se observa que la opción de seguimiento no modifica la morfología general de las diferentes curvas, sino que únicamente implica incremento en la irradiación solar captada. Lo mismo ocurre si se analiza la diferencia entre unas lamas de 15 cm y otras de 30 cm, ya que una lama más pequeña reduce el sombreado entre lamas, pero no la incidencia de los obstáculos contiguos.

En todos los casos de lamas horizontales, se puede concluir que por encima de los 10 metros de altura existe un nivel de irradiación solar mayor a  $1000 \text{ kWh/m}^2$ . Teniendo en cuenta que la fachada tiene 16 metros de alto por 30 metros de largo, en  $180 \text{ m}^2$  (37.5% del área total de fachada) es posible conseguir niveles de irradiación muy atractivos para aplicaciones solares fotovoltaicas mediante lamas horizontales.

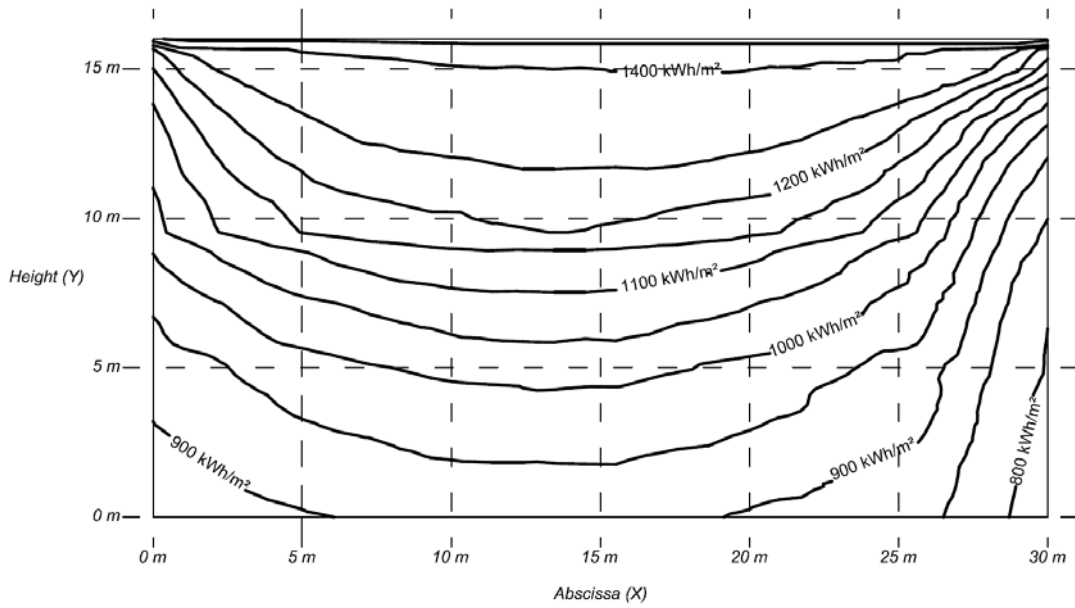


Figura 3-12 Irradiación global en fachada para caso 1 (horizontales/seguimiento/30 cm)

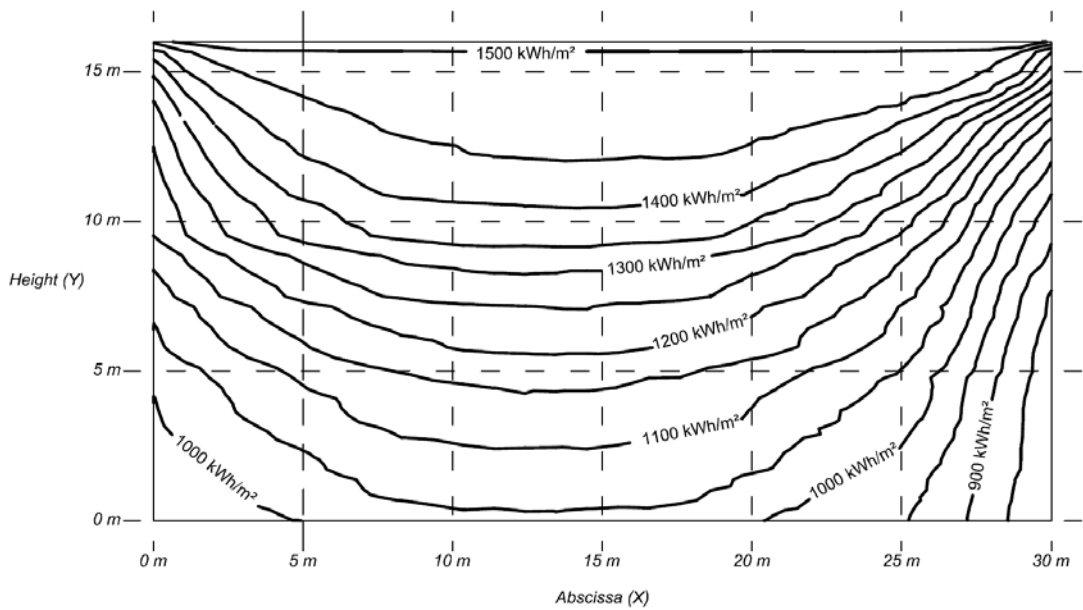


Figura 3-13 Irradiación global en fachada para caso 2 (horizontales/seguimiento/15 cm)

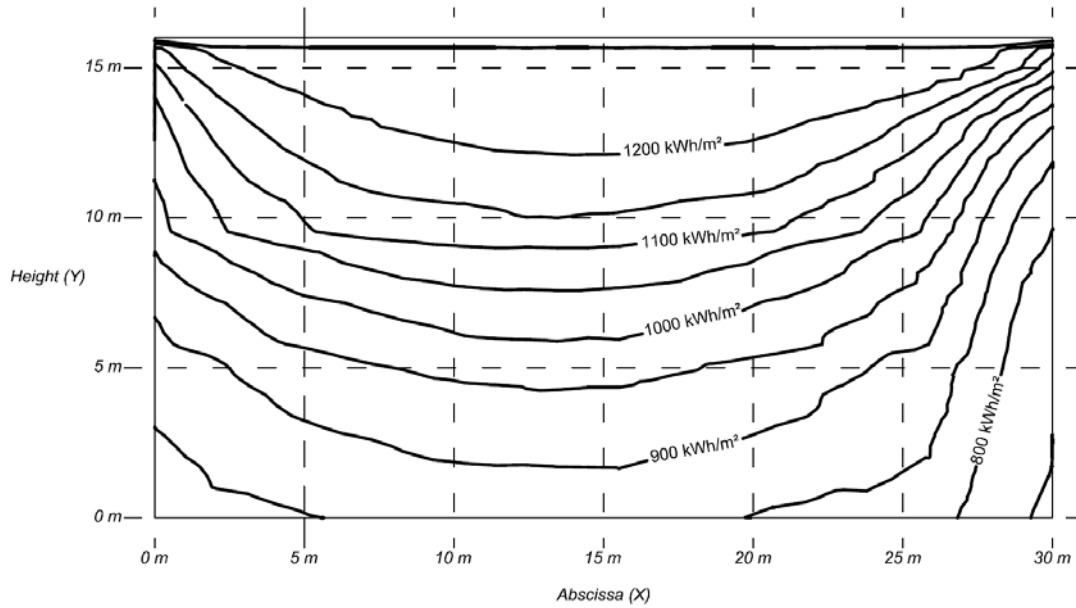


Figura 3-14 Irradiación global en fachada para caso 3 (horizontales/fijas/30 cm)

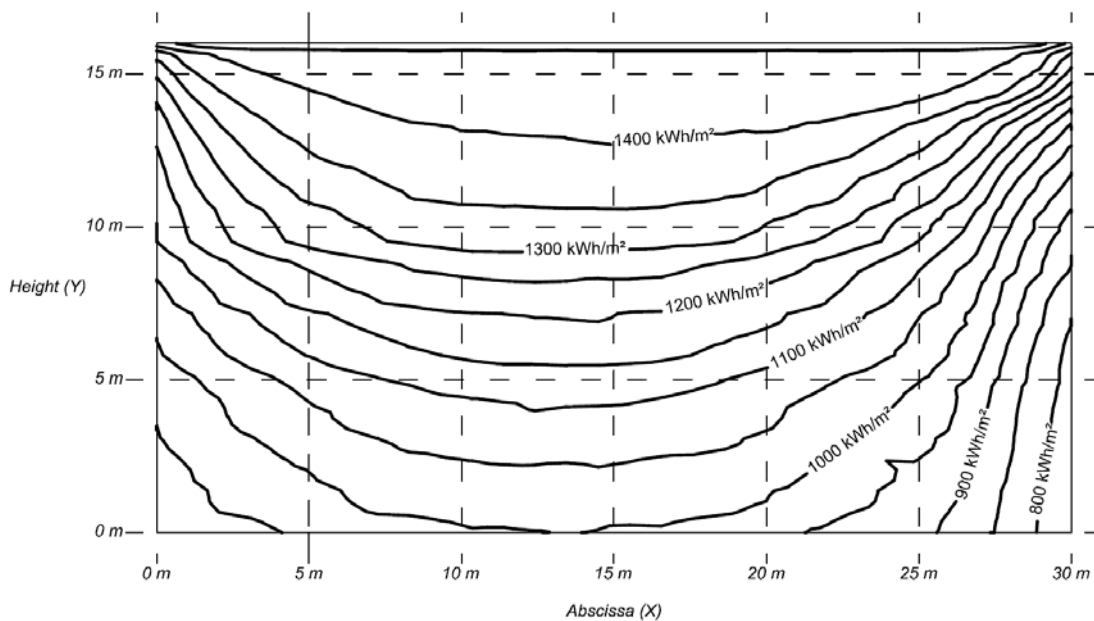


Figura 3-15 Irradiación global en fachada para caso 4 (horizontales/fijas/15 cm)

### Lamas verticales

Para los casos de las lamas verticales (5 al 10), se presentan las curvas resultados de irradiación global en la Figura 3-16, Figura 3-17, Figura 3-18, Figura 3-19, Figura 3-20 y Figura 3-21 respectivamente.

Analizando los diagramas de irradiación de los casos 5 y 6, consistentes en lamas verticales con seguimiento solar (Figura 3-16 y Figura 3-17), se observa que son curvas de morfología similar a la presentada en los casos 1 y 2 (Figura 3-12 y Figura 3-13), las cuales son lamas horizontales con seguimiento, pero con un nivel de irradiación menor (en torno a 200 kWh/m<sup>2</sup>).

Los casos 7 y 8 (Figura 3-18 y Figura 3-19) son los correspondientes a lamas verticales fijas con orientación  $45^\circ$  Este (S-E). Como la fachada escogida tiene  $20^\circ$  de desorientación acimutal hacia el Oeste, las lamas están finalmente desorientadas acimutalmente  $65^\circ$  hacia el Oeste (S-O). El volumen de las escaleras de emergencia que actúa como obstáculo en la fachada Este produce largas sombras en todas las lamas de la fachada, mientras que el efecto de la fachada Oeste contigua es irrelevante.

Los casos 9 y 10, de lamas verticales fijas orientadas al Oeste (Figura 3-20 y Figura 3-21), presentan curvas de iso-irradiación que son prácticamente rectas, destacando los tramos de 20 a 25 metros en eje X y por encima de los 10 metros de altura. Esta cuestión está relacionada con la orientación de las lamas, ya que ciertas áreas de la fachada se ven afectadas únicamente por los obstáculos ubicados al Sur. En esa zona, los obstáculos Este, Oeste no producen sombras notorias. El efecto del volumen de las escaleras aparece de nuevo en el intervalo 25 a 30 metros en eje X. En el caso de la fachada contigua Oeste, se muestra claramente que conforme aumenta los valores de X e Y, la irradiación captada aumenta.

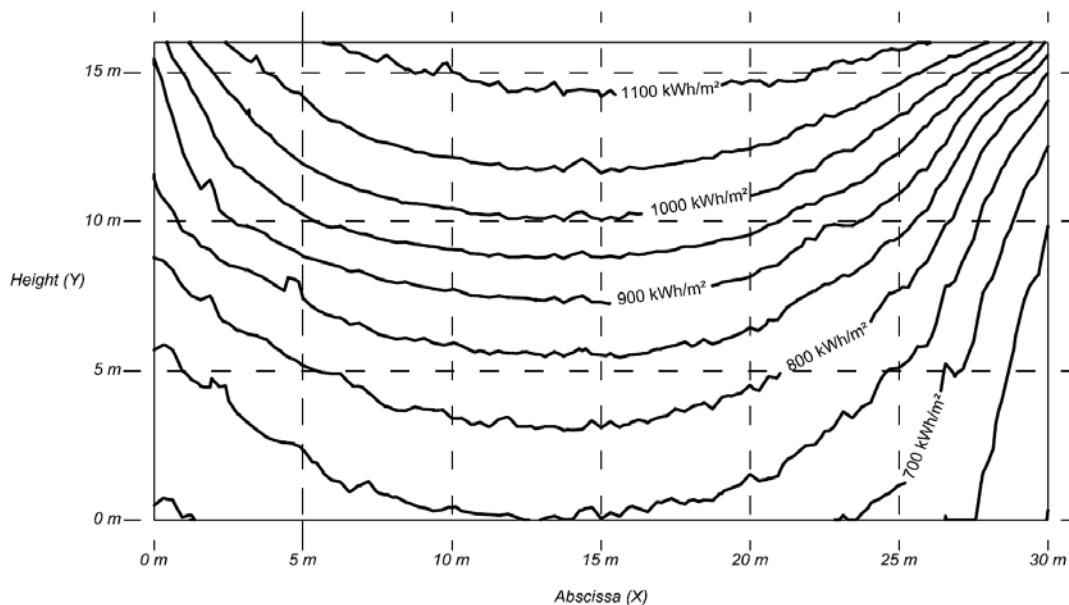


Figura 3-16 Irradiación global en fachada para caso 5 (verticales/seguimiento/30 cm)

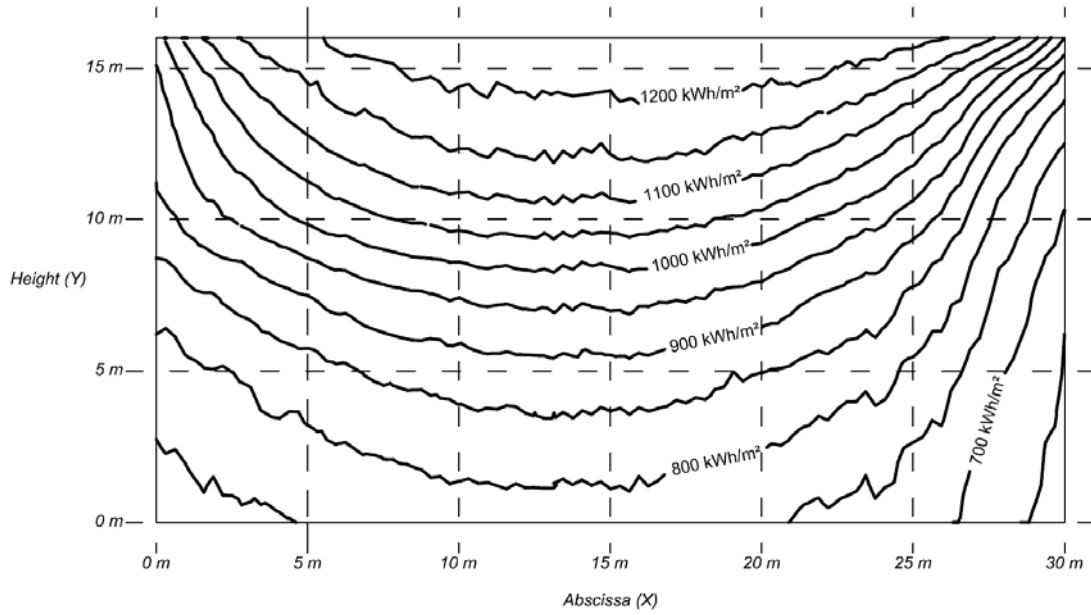


Figura 3-17 Irradiación global en fachada para caso 6 (verticales/seguimiento/15 cm)

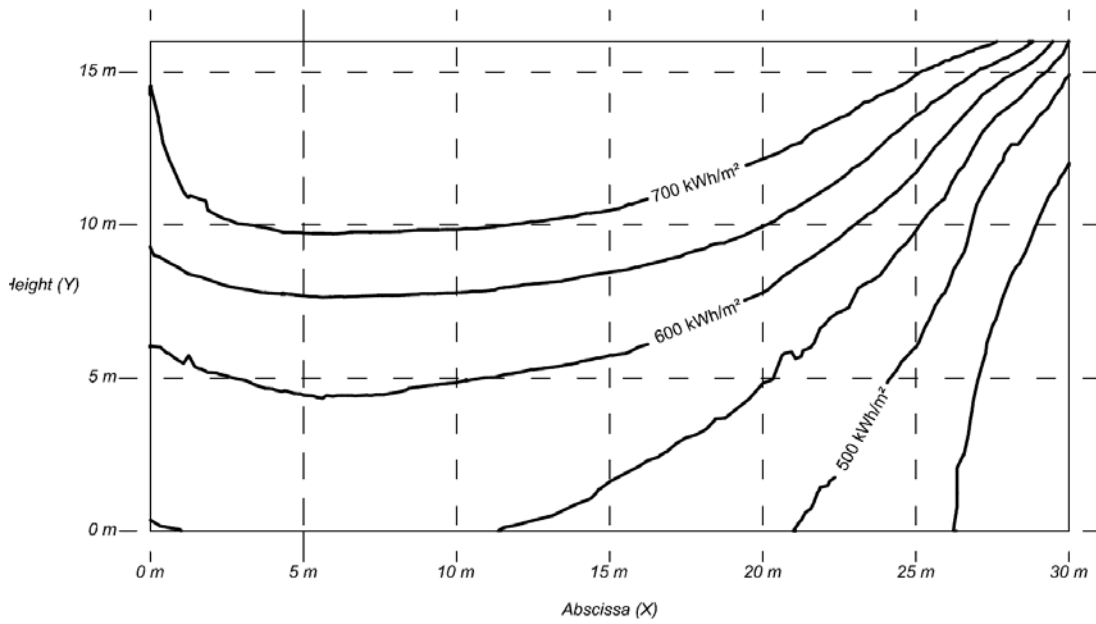


Figura 3-18 Irradiación global en fachada para caso 7 (verticales/fijas-Este/30 cm)

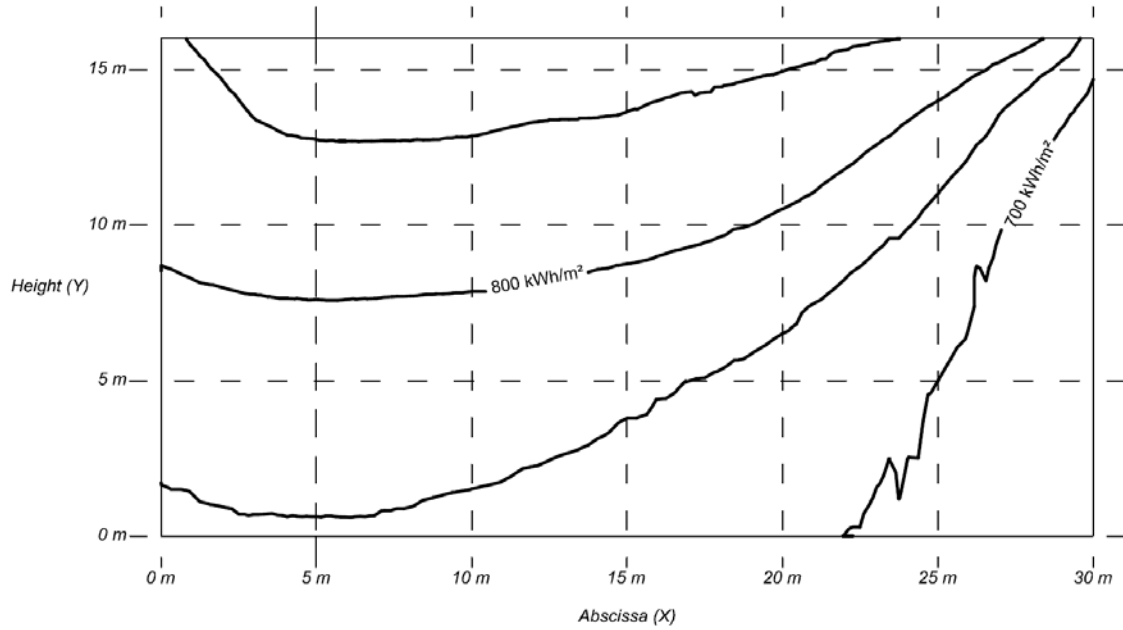


Figura 3-19 Irradiación global en fachada para caso 8 (verticales/fijas-Este/15 cm)

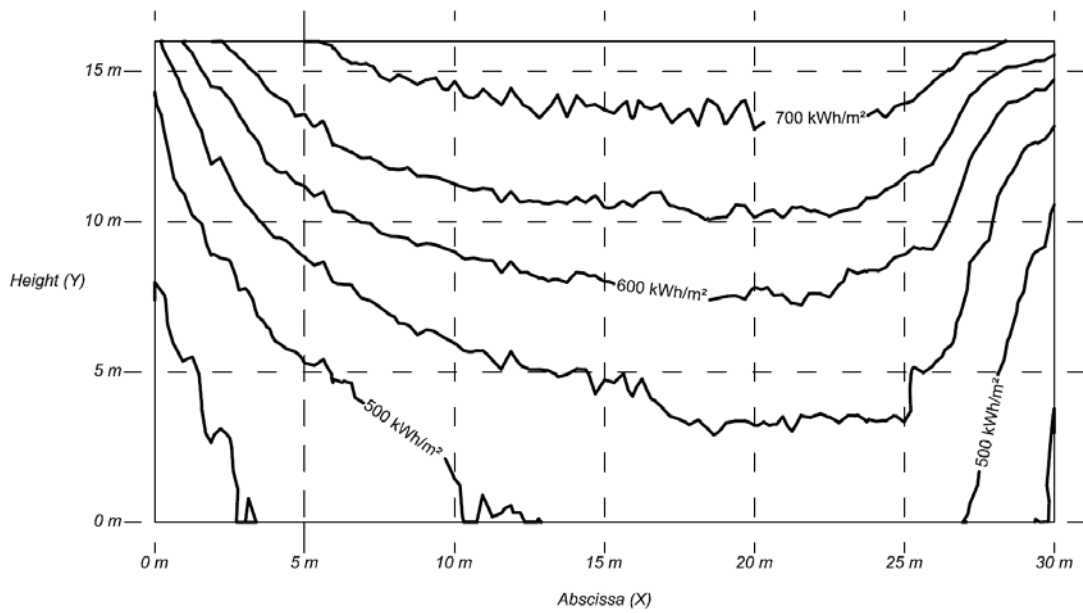


Figura 3-20 Irradiación global en fachada para caso 9 (verticales/fijas-Oeste/30 cm)



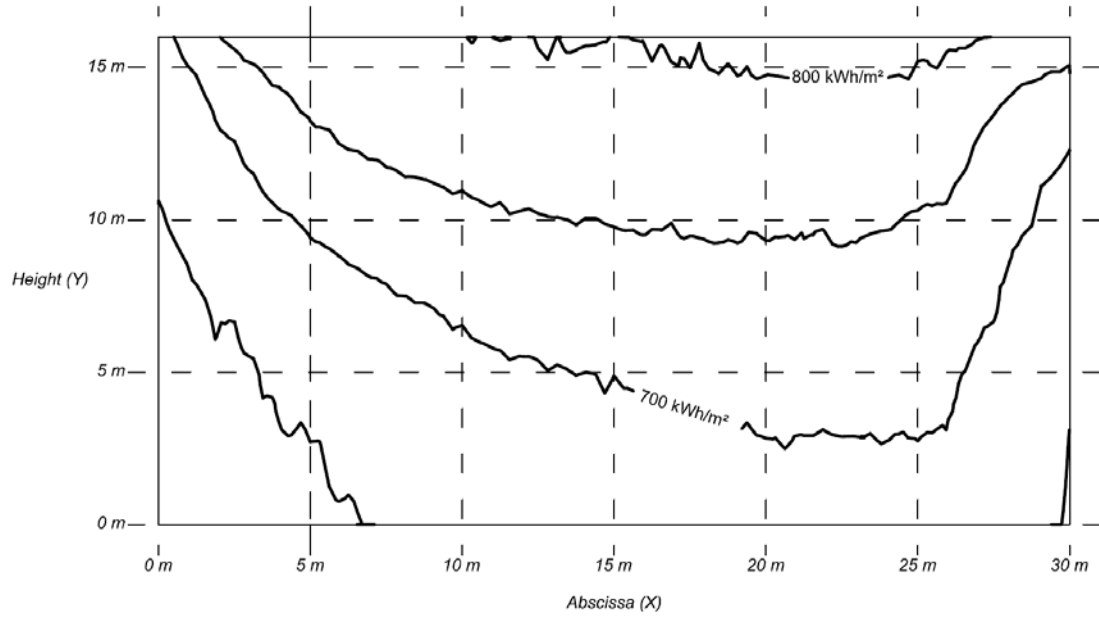


Figura 3-21 Irradiación global en fachada para caso 10 (verticales/fijas-Oeste/15 cm)

## Resultados generales

Tabla 6 Resumen de resultados para toda la fachada

<u>Caso</u>	<u>Irradiación máxima (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Irradiación media (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Desviación estándar (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Generación fotovoltaica máxima (kWh/kW) (*)</u>	<u>Generación fotovoltaica media (kWh/kW) (*)</u>
1	1,601	1,073	165	1,201	805
2	1,600	1,215	191	1,200	911
3	1,501	1,019	156	1,126	764
4	1,499	1,166	183	1,124	875
5	1,120	875	140	840	656
6	1,238	935	165	928	701
7	748	612	96	561	459
8	858	776	57	643	582
9	729	580	82	547	435
10	808	718	49	606	538

(\*) PR (Performance Ratio) estimado del 75%

Los resultados generales para la fachada completa se presentan en la Tabla 6. Cada caso estudiado ha demostrado estar afectado por la definición de los distintos parámetros. El mejor resultado medio se presenta en el caso 2 (1215 kWh/m<sup>2</sup>), en donde se utiliza lamas horizontales con seguimiento y de 15 centímetros de anchura, separadas 30 centímetros entre ejes. Esta solución podría implicar un valor de generación eléctrica fotovoltaica de 911 kWh/kW. Por el contrario, el caso 9 es el peor de resultados medios (580 kWh/m<sup>2</sup>), con lamas verticales fijas orientadas al Oeste y 30 centímetros de anchura, separados 30 centímetros entre ejes.

En general, las lamas horizontales captan mayor irradiación (kWh/m<sup>2</sup>) que las verticales. Por ejemplo, el caso 2 permite un 30% de incremento de irradiación respecto el caso 6. Sin embargo, las lamas horizontales fijas y con seguimiento, y las verticales con seguimiento (casos del 1 al 6), presentan valores de desviación estándar mayores que respecto a las lamas verticales fijos (casos del 7 al 10). Las lamas verticales fijas que tienen menor anchura (casos 8 y 10) presentan los resultados más homogéneos.

Como es lógico, la implementación de seguimiento en las lamas mejora la captación de irradiación con respecto a las lamas fijas. Los resultados de lamas horizontales (casos del 1 al 4), presentan un 4.7% de incremento de irradiación cuando se aplica el seguimiento solar. En los casos de lamas verticales, rendimiento es mucho más heterogéneo, con un 43.0% cuando se compara el caso 5 con el 7, un 20.5% cuando se compara el caso 6 con el 8, un 50.9% cuando se compara el 5 con el 9 y un 30.2% cuando se comparan el 6 con el 10.

Una anchura menor de las lamas implica directamente la reducción del sombreado propio entre los diferentes elementos, y por lo tanto una mejora del nivel de irradiación. Los resultados de lamas horizontales con seguimiento (casos 1 y 2), se observa que la reducción del ancho de lamas de 30 a 15 cm supone un incremento del 13.2% de irradiación, mientras que para lamas horizontales fijas (casos 3 y 4), este incremento ronda el 6.9%. En el caso de

laminas fijas verticales, el incremento asciende al 26.8% y el 23.8% en la comparativa de 7-8 y 9-10 respectivamente. Por lo tanto, para laminas fijas verticales, el incremento de irradiación captada derivado de una reducción de anchura de laminas es mayor, demostrando la clara influencia del sombreado propio en este tipo de elementos.

Analizando los resultados de laminas verticales fijas (casos del 7 al 10), las laminas orientadas al Este presentan mejor media de captación de irradiación. El área de fachada afectada por el obstáculo interior (volumen saliente de las escaleras de emergencia) es mayor en el caso de las orientadas al Este debido a que apuntan en esa dirección, mientras que las orientadas al Oeste no se ven casi afectadas. Generalmente, las laminas verticales fijas presentan una captación de irradiación menor que el resto de casos, algo que se debe a los valores del ángulo de incidencia entre el vector solar y los planos de las laminas (en el caso 5 el ángulo de incidencia promedio es 70°, mientras que en el caso 3 es de 50°).

En todas las situaciones de laminas planteadas, el obstáculo interior ubicado dentro del propio patio afecta reduciendo la captación de irradiación de las laminas.

#### Zonas de mayor incidencia solar

Los resultados mostrados anteriormente corresponden a un análisis de toda el área de la fachada. En la Tabla 7 se muestran los resultados de un área reducida de la fachada (la más eficiente), en los que la incidencia de los sombreados de obstáculos contiguos es menor. Para este área reducida, se ha seleccionado la región definida por el intervalo 7.5 a 22.5 metros en el eje de abscisas (X), y por encima de los 7.5 metros en ordenadas (Y). Este área implica el 26.56% del total de área de la fachada.

*Tabla 7 Resumen de resultados para área delimitada fachada*

<u>Caso</u>	<u>Irradiación media (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Desviación estándar (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Generación fotovoltaica media (kWh/kW) (*)</u>
1	1243	98	1201
2	1418	80	1196
3	1181	89	1126
4	1360	72	1122
5	1037	66	840
6	1128	82	928
7	709	40	561
8	831	26	643
9	671	40	547
10	771	25	605
(*) PR (Performance Ratio) estimado del 75%			

Los valores de irradiación máxima no son mostrados en la Tabla 7, ya que son los mismos que los presentados en la Tabla 6. Si se comparan los resultados medios de toda la fachada con respecto al área reducida del mismo, se observa un incremento de la irradiación captada debido a la reducción del sombreado de obstáculos. Los resultados de laminas horizontales (casos del 1 al

4) y verticales fijas con 30 cm (casos 7 y 9), se observa un incremento del 16%, mientras que en lamas verticales con seguimiento (casos 5 y 6) el incremento ronda el 20%.

Los puntos localizados en el área reducida tienen una distribución de pérdidas de irradiación más homogénea que en el caso de la fachada completa, por lo que la desviación estándar es consecuentemente menor que en el caso del análisis anterior. En lamas fijas verticales que tienen 15 cm de anchura (casos 8 y 10), los resultados medios se mejoran en torno a un 7% porque muestran unos valores de desviación estándar menores que en el análisis de la fachada completa mostrado en la Tabla 6).

### Comparativa con respecto a la fachada horizontal

Considerando una irradiación media de 799 kWh/m<sup>2</sup> y una máxima de 941 kWh/m<sup>2</sup> en la fachada vertical (Figura 3-11), se puede realizar una comparativa con las diferentes soluciones de BIPV planteadas.

*Tabla 8 Comparativa casos planteados con respecto fachada vertical*

<u>Caso</u>	<u>Irradiación media (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>% con referencia fachada vertical media</u>	<u>Irradiación máxima (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>% con referencia fachada vertical máxima</u>
1	1,073	134%	1,601	170%
2	1,215	152%	1,600	170%
3	1,019	128%	1,501	160%
4	1,166	146%	1,499	159%
5	875	110%	1,120	119%
6	935	117%	1,238	132%
7	612	77%	748	79%
8	776	97%	858	91%
9	580	73%	729	77%
10	718	90%	808	86%

En promedio, tal y como se observa en la Tabla 8, las lamas horizontales incrementan entre el 28% y el 52% la captación de irradiación con respecto a la fachada vertical. Las lamas verticales con seguimiento también la incrementan aunque en menor cuantía, entre el 10% y el 17%, pero las lamas fijas verticales no consiguen mejorarla, con una reducción del 3% al 273% de la irradiación captada en función del caso.

El caso de considerar valores máximos correspondientes a zonas de escasa influencia del sombreado del edificio, las lamas horizontales incrementan entre el 59% y el 70% de valor de irradiación captada, mientras que las horizontales con seguimiento lo hacen entre el 19% y el 32%. Por otro lado, las lamas verticales no alcanzan los valores de irradiación máxima con respecto al de pared vertical, con una reducción del 9% al 23% en función del caso.

La razón por la que la pared vertical presenta siempre mejores valores de captación de irradiación con respecto a las lamas verticales es que el modelo detecta el sombreado producido por las lamas contiguas. En el caso de fachadas verticales, este sombreado es inexistente.

### 3.5. CONCLUSIONES

El uso de fachadas como captadoras de energía solar es una de las más prometedoras opciones para elementos BIPV en grandes ciudades, donde en términos de área, los tejados no son comparables a las paredes de los edificios.

Se plantea un modelo matemático para el análisis de la implementación de BIPV en fachadas. Este modelo es aplicable a cualquier ubicación geográfica, edificios y por ende fachadas, considerando cualquier tipo de orientación, incluyendo el efecto de sombreado ocasionado por obstáculos cercanos, y con cualquier tipo de elemento BIPV (marquesinas, toldos, aleros, ventanas, lamas, antepechos, etc).

Una vez el modelo construye el escenario en tres dimensiones, se realiza el análisis de sombreado estudiando todos los posibles obstáculos del entorno de la fachada para un vector solar, en base quince-minutal. Los resultados se presentan en series temporales de irradiación global, directa y difusa, así como pérdidas de irradiación por sombreado.

Se ha seleccionado un edificio de la Universidad de La Rioja (Logroño, España) para la aplicación del modelo, centrando el análisis a una fachada con orientación Sur. Para esta pared, se ha analizado la implementación de varias posibilidades de lamas, tanto en orientación horizontal como vertical, de diferentes tamaños y considerando la opción de seguimiento. Las conclusiones más importantes observadas en esta fachada son las siguientes:

- Las lamas horizontales captan más irradiación que las verticales, tanto en el caso de lamas fijas como con seguimiento (entre un 9% y un 109% de incremento en función del tipo).
- La opción de seguimiento mejora los resultados más eficientemente en el caso de lamas verticales (hasta un 51% de incremento) que en el caso de horizontales (hasta un 5% de incremento).
- La implementación de lamas horizontales y lamas verticales con seguimiento mejora la captación de irradiación entre un 10% y un 70% con respecto a la fachada vertical en función del caso.
- Las lamas verticales fijas captan, en función del tipo, entre un 3% y un 27% menos irradiación que la fachada vertical.
- La reducción de la anchura de lamas, manteniendo fija su separación, tiene un impacto mayor en el caso de lamas verticales en términos de captación de irradiación.
- El modelo permite diferenciar mediante curvas de iso-irradiación la irradiación captada por la fachada en cada punto.

- La mejor forma de mejorar la captación de irradiación solar en lamas verticales es el seguimiento solar.

Este análisis demuestra el potencial uso que se puede realizar a fachadas pre-existentes para el montaje de lamas como BIPV considerando requerimientos generales. Para mejorar la captación de irradiación, pueden estudiarse otras opciones, tales como lamas montadas en un carril móvil que se posicione en función de la posición solar, permitiendo de este modo salvar los obstáculos que producen sombra parcial a la fachada en función de la hora del día.

Se considera que toda solución constructiva debiera estudiar previamente diferentes alternativas de sombreado solar y aislamiento térmico con elementos fotovoltaicos BIPV. Los arquitectos tienen que ser informados del potencial y limitaciones de la integración de elementos fotovoltaicos en la envolvente de los edificios para que estén en disposición de implementar con éxito esta tecnología de forma generalizada.

## 4. ANALISIS INTEGRACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA EN LA EDIFICACIÓN MEDIANTE TECNOLOGÍA LIDAR EN FACHADAS

### 4.1. INTRODUCCIÓN

Como se ha comentado en el apartado 2, la generación de energía fotovoltaica en los edificios se realiza principalmente mediante elementos añadidos en las cubiertas de los edificios (BAPV), constituyendo un añadido estéticamente cuestionable desde el punto de vista urbanístico. Sin embargo, la utilización de elementos BIPV en fachadas es una forma de aprovechamiento fotovoltaico de la envolvente del edificio que no se ha desarrollado hasta la fecha, pero que tiene un enorme potencial, tal y como se ha mostrado en el apartado 3.

La estimación del potencial energético solar en edificios de entornos urbanos parte de la localización de planos bien posicionados tanto en cubiertas como en fachadas. La disponibilidad de datos LiDAR clasificados cubriendo la totalidad del territorio permite individualizar los edificios de las grandes ciudades y reconstruirlos tridimensionalmente.

El potencial fotovoltaico de los distintos planos de los edificios puede estimarse teniendo en cuenta su exposición concreta a los rayos solares. En las cubiertas, dicho potencial puede estimarse considerando su orientación y su inclinación. Sin embargo, en fachadas, que por definición son planos verticales, hay dos aspectos fundamentales a tener en cuenta para determinar su potencial energético: su orientación y la existencia o no de sombreados procedentes de otros planos de fachada o de edificios vecinos.

La investigación que se presenta en este apartado, permite mediante el empleo de tecnología LiDAR, obtener la irradiación solar media anual en cada punto de las fachadas de los edificios de una ciudad, teniendo en cuenta el efecto de sombreado producido por los obstáculos colindantes. El resultado es un algoritmo que, a partir de los datos obtenidos por un vuelo LiDAR sobre una ciudad cualquiera, obtiene las curvas de irradiación solar sobre las fachadas de sus edificios, instrumento que permite determinar el potencial energético solar de una ciudad y de cada uno de sus edificios.

El algoritmo desarrollado convierte los triángulos de fachadas en puntos de rejilla uniformemente espaciados, analizándose la irradiación solar incidente en cada uno de ellos, teniendo en cuenta el posible sombreado que reciben de edificios colindantes.

El cómputo global de irradiación solar incidente en cada uno de los puntos de una fachada, considerando los posibles sombreados, genera isolíneas equi-energéticas (que denominamos curvas de irradiación solar). Las fachadas de todos los edificios, y las distintas zonas dentro de ellas, quedarán de este modo clasificadas en función de la energía solar incidente a lo largo del año.

Disponer del mapa de irradiación solar en de los edificios de una ciudad, es una herramienta valiosa para el planeamiento sostenible de una ciudad con criterios de economía descarbonizada en facetas tan importantes como:

- Análisis de la eficiencia energética del edificio.
- Selección de materiales de la envolvente y aislamiento en función de los kWh/m<sup>2</sup> recibido en cada zona; instalar paneles fotovoltaicos sobre contraventanas que se desplazan siguiendo el movimiento del Sol.
- Conocer la rentabilidad de la instalación fotovoltaica en función de la zona radiante en que se instale; adecuar la estética de los edificios existentes en función de su radiación (fachadas menos monótonas).
- Rehabilitar, restaurar edificios para mejorar su eficiencia energética y su producción; remodelar y regenerar zonas urbanas degradadas.
- Planificar nuevas urbanizaciones sostenibles energéticamente.

De esta forma, se presenta un método para el estudio masivo la incidencia de la irradiación solar de los edificios de una ciudad mediante el empleo de datos LiDAR, pudiendo diferenciar aquellas zonas en las que instalar elementos BIPV o BAPV, en las cuales realizar estudios de detalle como los mostrados en el apartado 2 y 3 del presente Capítulo de la Tesis.

## 4.2. MODELO

El principal objetivo de este apartado es la explicación de un proceso innovador para analizar la irradiación en fachadas de grandes ciudades mediante el uso de tecnología LiDAR (*Laser Imaging Detection and Ranging*) y datos de irradiación mensuales.

Se ha creado un modelo desarrollado en su totalidad en VisualBasic©. El diagrama de flujo de este método se muestra en la Figura 4-1 y la Figura 4-2, donde puede observarse que está dividido en seis partes: entrada de datos, triangulación, distretización, estudio de sombras, modelo irradiación y presentación de resultados.



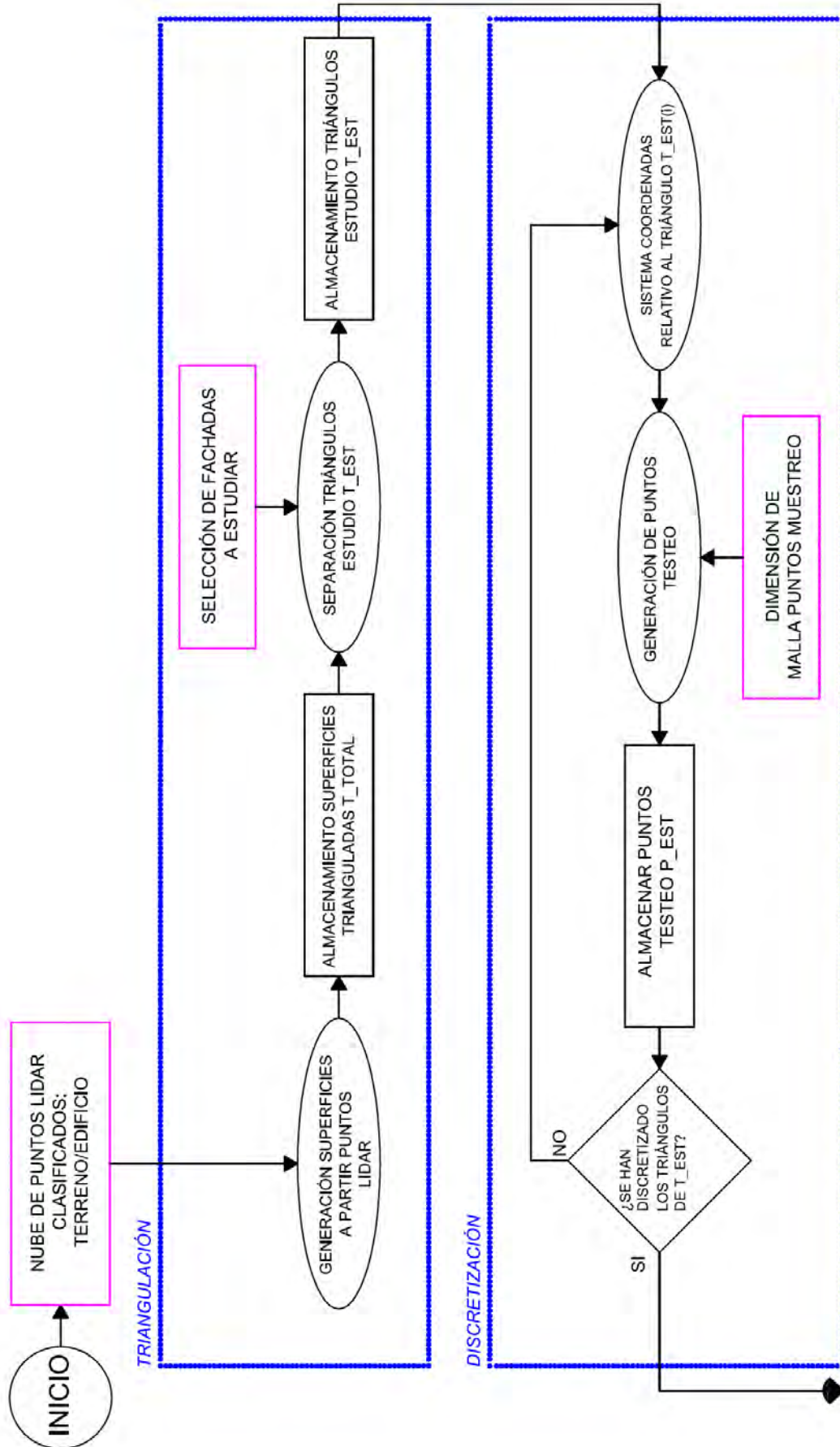


Figura 4-1 Diagrama de flujo del método análisis fachadas con LiDAR (i)



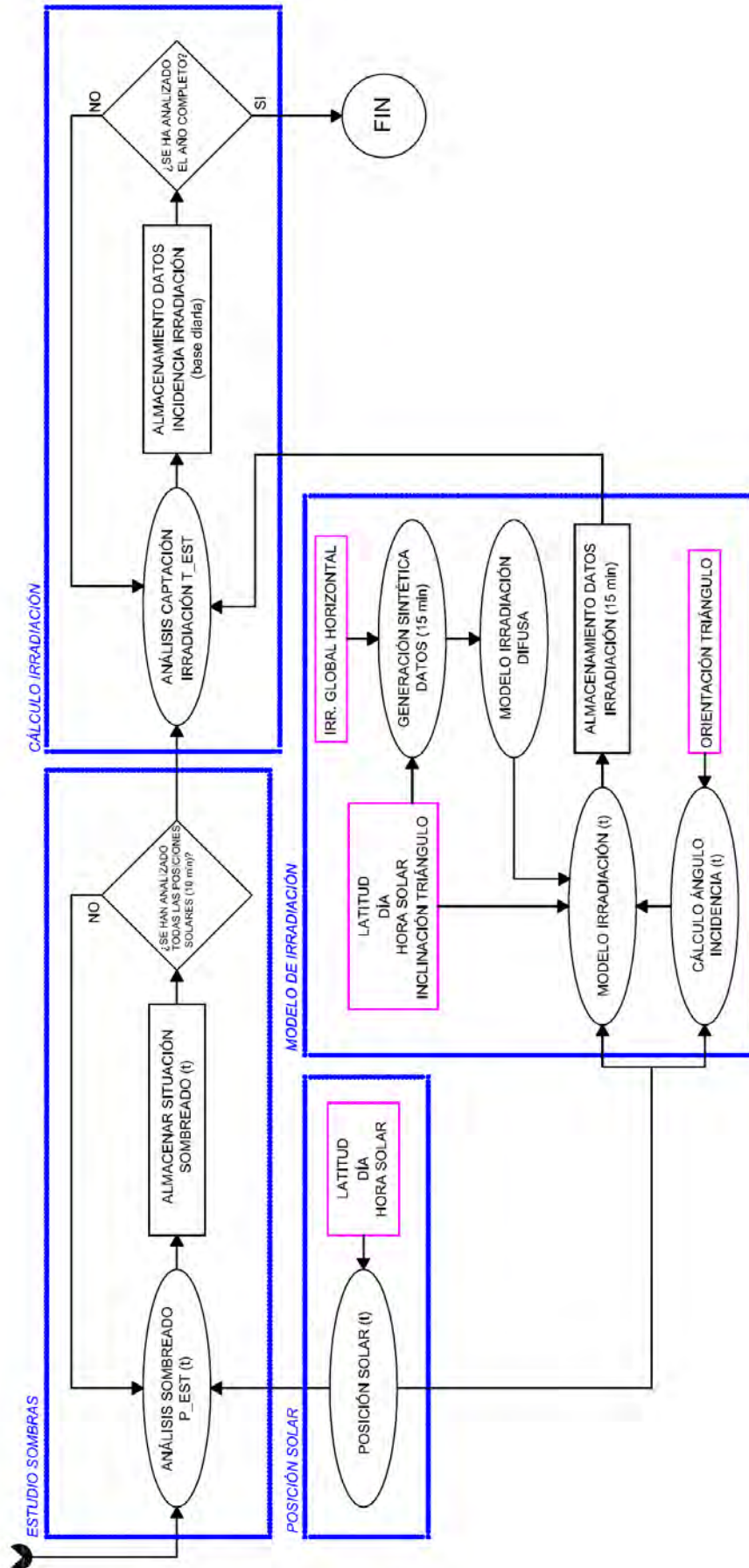


Figura 4-2 Diagrama de flujo del método análisis fachadas con LiDAR (i)

### Entrada de datos

El modelo trabaja utilizando como datos de entrada una nube de puntos LiDAR y de datos meteorológicos mensuales.

### Triangulación

Para la generación de superficies formadas por triángulos (triangulación) a partir de datos LiDAR, se ha utilizado el método propuesto por [112] (Capítulo III.6.3). De esta forma se genera un modelo digital de los edificios.

La afección de sombras de edificios colindantes es de suma importancia en esta investigación, por lo que el algoritmo diferencia aquellos triángulos que forman superficies de fachadas respecto de aquellos que forman tejados. Quiere destacarse que el método propuesto únicamente se aplica a fachadas, ya que son el objeto del análisis, aunque puede extenderse a toda la envolvente del edificio. La diferenciación entre triángulos de fachada y de tejados se realiza mediante el estudio del plano que forma cada triángulo y de las coordenadas de los vértices del mismo, estableciendo dos criterios: calculando las diferencias de cotas entre los vértices y diferenciando aquellos elementos que tienen una diferencia de cota mayor a 5 metros; y mediante el cálculo del ángulo que forma el plano del triángulo con respecto a la horizontal, seleccionando aquellos planos de más de  $85^{\circ}$  de inclinación.

### Discretización

La siguiente parte del proceso es la discretización de los triángulos, para lo cual se realiza la generación de unos puntos de testeo internos a cada triángulo. El objetivo de la discretización es la caracterización del sombreado de los triángulos completos a través del estudio de puntos de muestra.

Para la discretización, se define un sistema de coordenadas relativo formado por el plano del triángulo, considerando como eje X la dirección formada por la intersección entre el plano horizontal y el plano del triángulo, como eje Y la dirección de la recta de máxima pendiente del plano, y el eje Z la dirección normal al plano del triángulo (Capítulo III.5.3).

Los puntos de testeo de cada triángulo son entonces generados mediante la aplicación de una malla cuadrangular de una dimensión determinada. Por defecto se ha definido un valor de 0.5 metros que caracteriza con suficiente rigor áreas del tamaño de fachadas, aunque puede modificarse a elección.

En la Figura 4-3 se puede observar un esquema explicativo del proceso de discretización, además de la representación de la malla mencionada anteriormente.

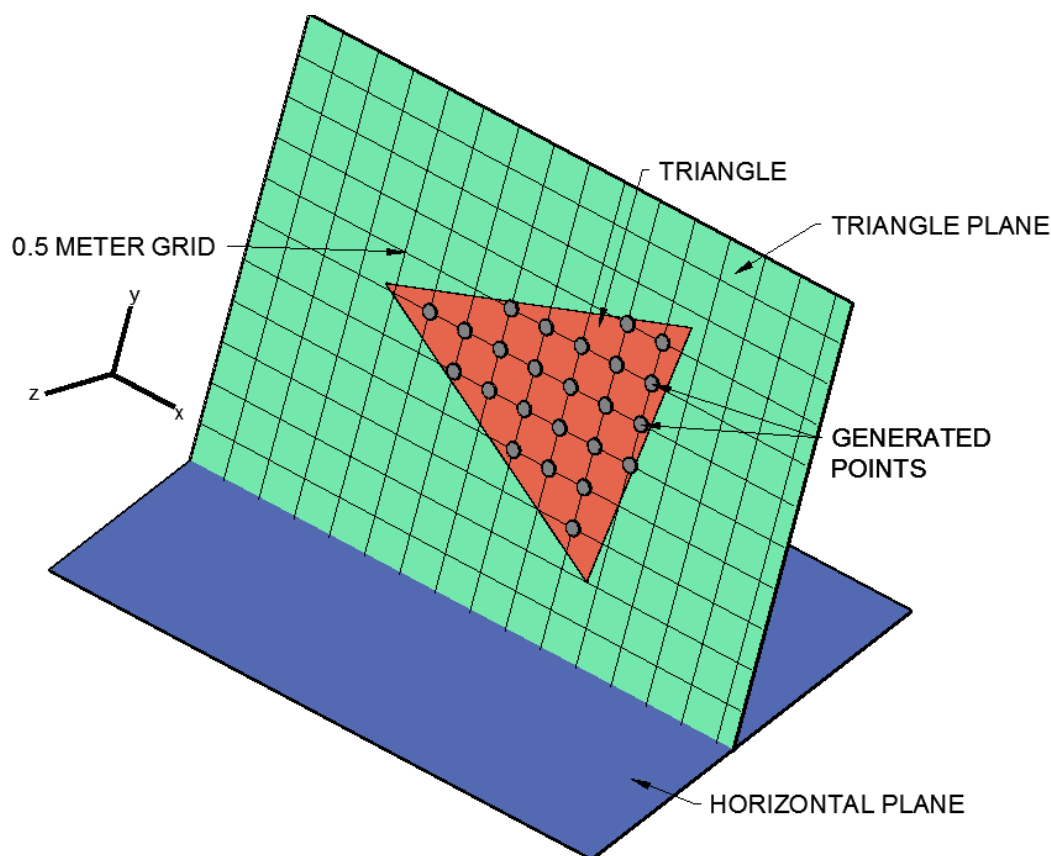


Figura 4-3 Explicación del proceso de discretización de triángulos

### Estudio de sombras

El análisis de sombreado es una de las partes más importantes del modelo. El proceso parte del cálculo de la posición solar mediante el algoritmo de declinación solar propuesto por [100] (Capítulo III.2.1), obteniéndose consecuentemente la ecuación paramétrica que define el vector solar.

Posteriormente, se realiza el análisis de todos los puntos de testeo generados durante el proceso de discretización. Para cada punto y posición solar, se genera una recta que pasa por el punto de testeo y que tiene como vector director el rayo solar. Seguidamente, se procede a analizar si algún triángulo del modelo digital de edificios proyecta sombra sobre ese punto.

Tal y como se muestra en la Figura 4-4, los puntos de testeo son proyectados sobre los triángulos obstáculo. De esta forma se obtiene un mapa de sombreado para cada posición solar, en donde los puntos presentan dos estados: sombreado o no sombreado. Cada mapa de sombreado es único y cambia con el vector solar, por lo que siempre que la posición del sol varíe, el mapa de sombreado tiene que ser actualizado.

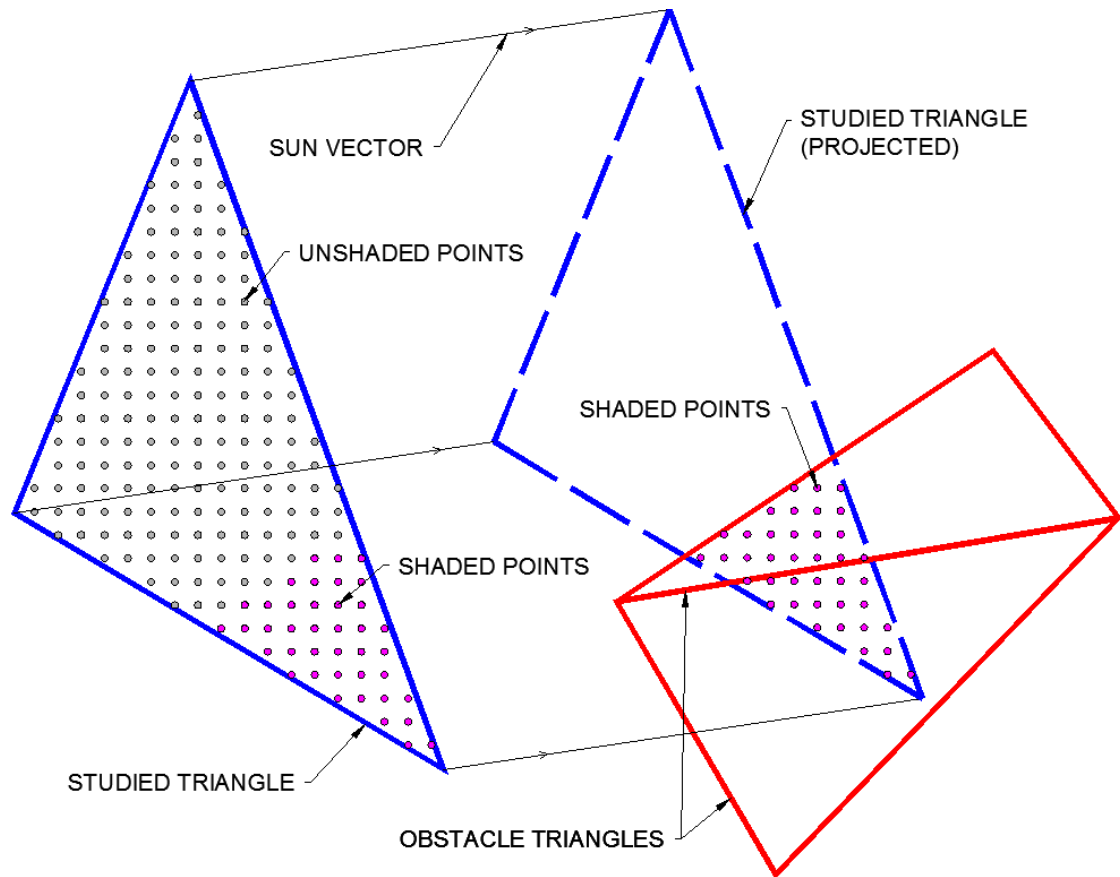


Figura 4-4 Metodología usada para el cálculo de los puntos de sombreado

Considerando que el resultado de la triangulación de la nube de puntos LiDAR puede resultar en muchos miles o incluso millones de elementos, se han añadido algunas rutinas que mejoran los tiempos de cálculo de sombreado.

La mejora más importante ha sido la programación de la intersección de dos triángulos [115] (Capítulo III.7.2). En la Figura 4-4 se muestra que existe intersección entre el triángulo estudiado y al menos un triángulo obstáculo. Siempre que el algoritmo detecta este tipo de intersección, realiza el análisis de todos los puntos de testeo del triángulo de estudio.

Otra optimización consiste en que una vez detectado el triángulo que produce intersección, se analizan los triángulos vecinos para verificar si éstos generan intersección sobre el triángulo de estudio.

La última mejora reseñable que se ha añadido al proceso el cálculo del ángulo de incidencia entre el vector solar y el triángulo de estudio, de tal forma que cuando ese ángulo sea mayor a  $90^\circ$  todos los puntos de testeo del triángulo están en sombra.

### Modelo de irradiación

Se ha utilizado el modelo de irradiación de [101] (Capítulo III.2.3.1), aunque ligeramente modificado para adaptarlo a entornos urbanos, de forma que la componente de la irradiación difusa proveniente del horizonte ha sido eliminada. Las sombras afectan a la parte de irradiación solar directa, de tal forma que aquellos puntos sombreados de la fachada únicamente reciben

irradiación difusa, mientras que aquellos libres de sombras tendrán un nivel de irradiación mayor derivado de su exposición a la irradiación directa.

#### Presentación de resultados (salida de datos)

El último paso del proceso es la presentación de resultados, en donde son mostrados en serie temporal diaria. Para una interpretación gráfica más visual, se ha realizado una programación para la generación de mapas anuales de iso-irradiación en 3D en Autocad© (Capítulo III.6.2.4).

Se quiere resaltar que el algoritmo puede almacenar resultados en base temporal de 10 minutos, aunque en este caso se ha decidido que sean resultados de tipo diario porque es suficiente resolución temporal para el objetivo que busca la investigación.

### **4.3. APLICACIÓN**

El modelo se ha aplicado a un área urbana de Logroño (La Rioja, España), una ciudad de 152,000 habitantes, con un área de 80 km<sup>2</sup> y una densidad de población de 1,900 habitantes por km<sup>2</sup>. Esta ciudad está ubicada en las coordenadas geográficas WGS84 42°28'12" Norte y 2°26'44" Oeste.

La base de datos LiDAR utilizada ha sido del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA) [124] del Gobierno de España. El objetivo de este proyecto es cubrir todo el territorio de España con vuelos LiDAR y obtener nubes de puntos tridimensionales de una densidad de 0.5 puntos/m<sup>2</sup>.

Los datos del PNOA son utilizados en trabajos como la generación de modelos digitales de terreno o el análisis de inundaciones en zonas rurales cercanas a ríos. Además, los datos se están empezando a utilizar en otras técnicas como la aquí presentada, consistente en el análisis de irradiación incidente en edificios de grandes ciudades en grandes ciudades, demostrando que los datos provistos por el proyecto tienen una infinidad de aplicaciones.

Considerando que el objetivo principal de la aplicación de un modelo es verificar el comportamiento y analizar resultados iniciales, se ha seleccionado la confluencia de dos calles en el centro de Logroño, donde pueden encontrarse edificios de entre 4 y 7 plantas, con anchuras de calles de en torno los 14 metros. En la Figura 4-5 puede observarse la nube de puntos seleccionada para la aplicación, donde los puntos rojos muestran puntos edificio y los magenta son suelo. Cabe recordar que [124] provee de datos LIDAR filtrados y clasificados.

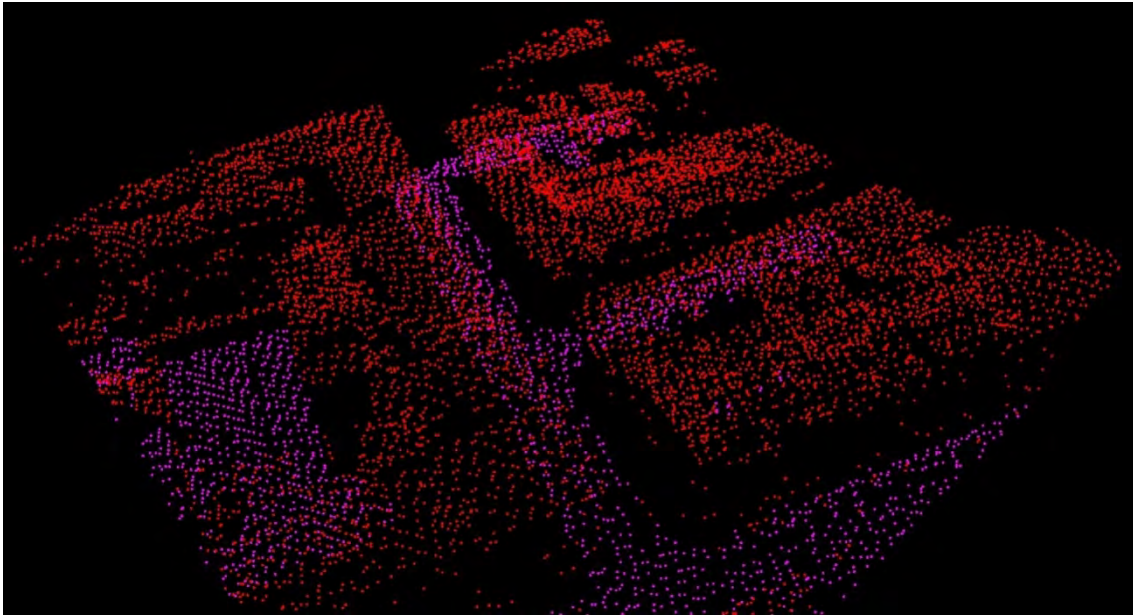


Figura 4-5 Nube de puntos LIDAR utilizada [124]

Para reducir los tiempos de cálculo, se han limitado las áreas de estudio en las fachadas de los edificios, aunque el método puede extrapolarse a cualquier tamaño y parte de la envolvente del edificio, como a los tejados [51]. De esta forma, se aplica el método de triangulación de la nube de puntos LiDAR mostrada en la Figura 4-5, aunque el análisis de incidencia de irradiación se realiza sobre áreas reducidas de algunas fachadas.

Como puede observarse en la Figura 4-6, Figura 4-7, Figura 4-8 y Figura 4-9, el edificio seleccionado tiene sus fachadas orientadas en dos direcciones principales. Tomando como referencia el Norte y ángulos de acimut en sentido horario, las fachadas 1 y 5 están orientadas al Oeste con un ángulo de  $285^\circ$ , las fachadas 2, 4 y 6 lo están al Sur con un ángulo de  $195^\circ$  y fachada número 3 tiene orientación Este con un ángulo de acimut de  $105^\circ$ . Las fachadas 1 y 5 tienen la misma dirección con respecto a la fachada número 3, aunque diferente sentido ( $105^\circ + 180^\circ = 285^\circ$ ).

Nótese de la existencia de dos edificios en las inmediaciones de las fachadas analizadas, uno al Sur y otro al Este, por lo que la influencia de sombreado en captación de irradiación en las superficies es una cuestión a analizar. Destaca que el edificio adyacente ubicado al Oeste es más alto que en el caso del localizado al Sur, con una altura de 27 metros y 17 metros respectivamente (ver detalle en la Figura 4-9).



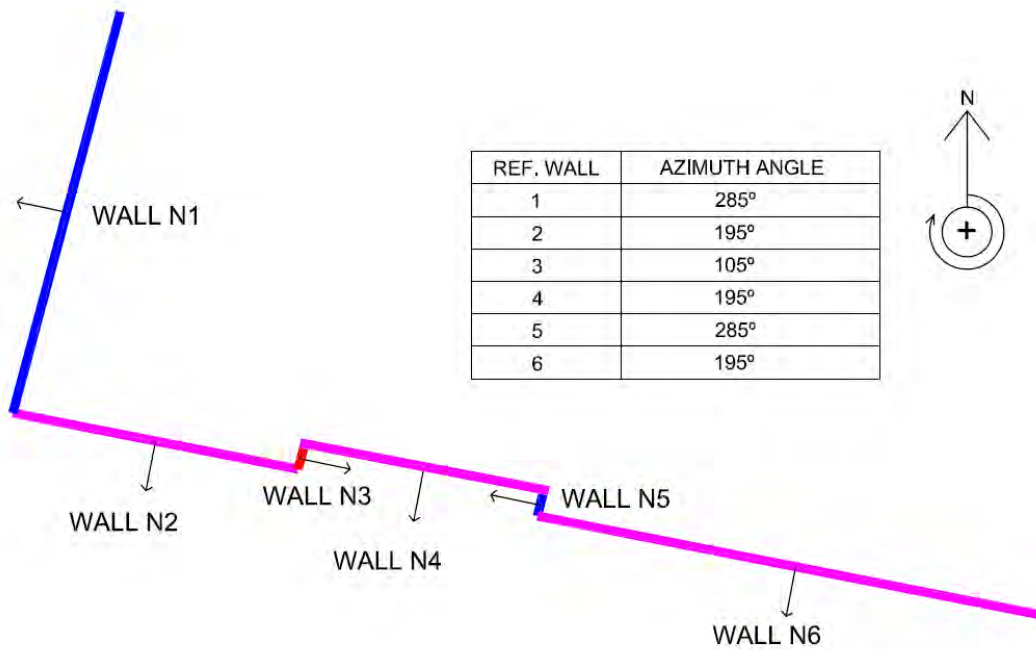


Figura 4-6 Esquema de orientación de fachadas

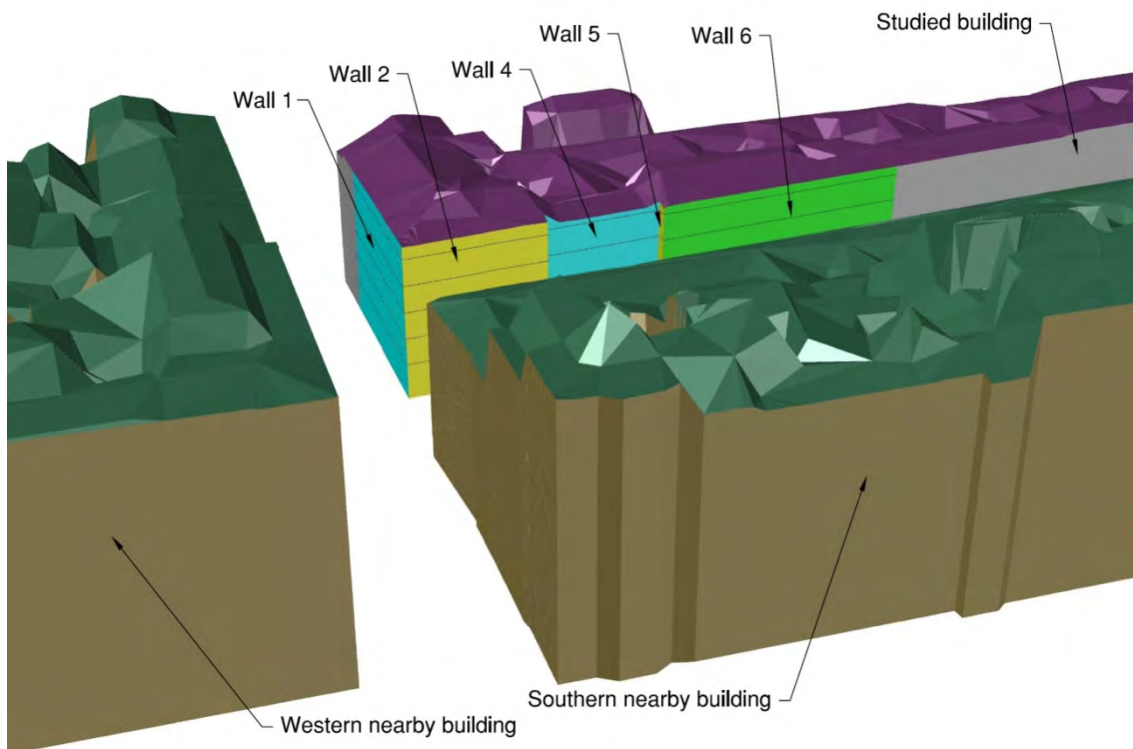


Figura 4-7 Triangulación del modelo a partir de datos LIDAR (i)

Como se muestra en la Figura 4-7 y Figura 4-8, el edificio seleccionado está dividido en planta baja y cuatro plantas superiores de 3 metros de altura cada una (piso 1, piso 2, piso 3 y piso 4). Debido a que el algoritmo analiza el comportamiento de la superficie a partir del análisis del comportamiento de los puntos de testeo, es fácil caracterizar cada piso del edificio en función de los

puntos que lo componen. En este caso, aquellos puntos con una elevación (eje Z) por debajo de los 4 metros pertenecerán a la planta baja, hasta los 7 metros al primer piso, hasta los 11 metros al segundo, hasta los 14 metros al tercero y hasta los 14 metros será el cuarto.

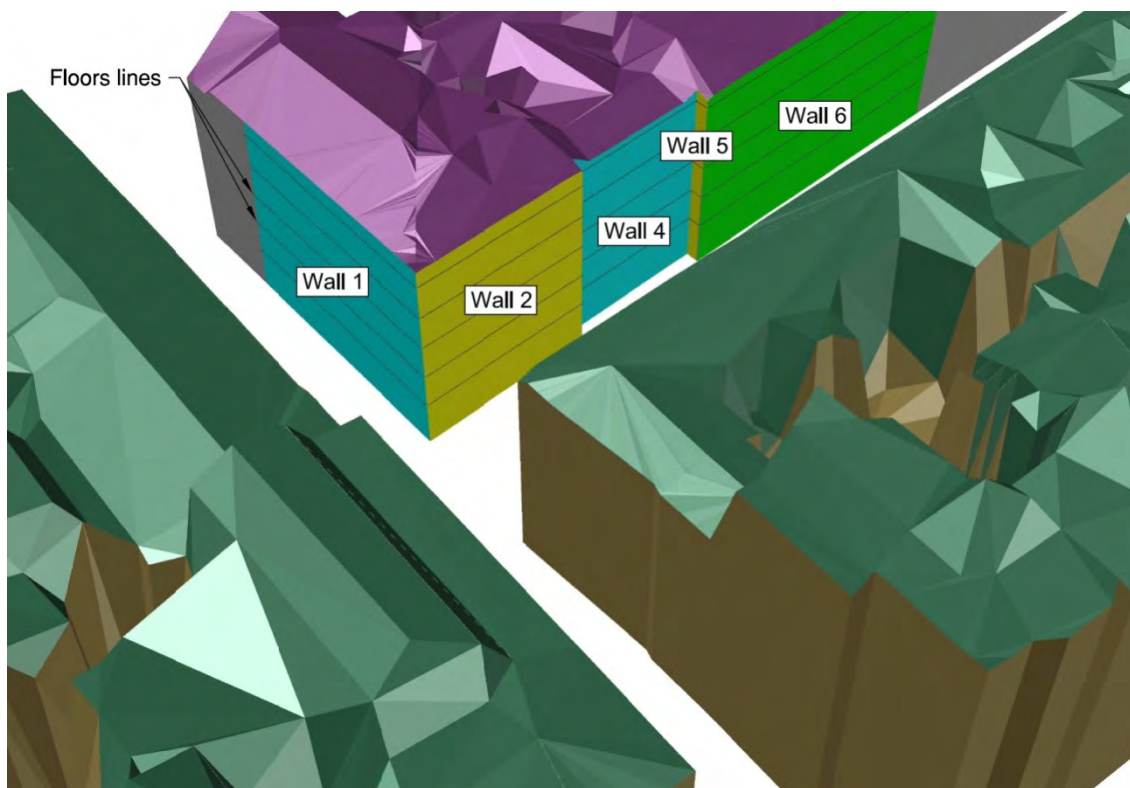


Figura 4-8 Triangulación del modelo a partir de datos LIDAR (ii)

El proceso de discretización del modelo triangulado implica 8,031 puntos de testeo, habiendo considerado una malla cuadrangular de 0.5 metros. En la Tabla 9 puede observarse el número total de puntos de testeo del edificio en función de la fachada y de la planta donde se localizan, además de la superficie total de cada una de las fachadas estudiadas. El número de puntos de testeo es mayor en el caso de la planta baja debido a que es 1 metro más alta que el resto de alturas.

Tabla 9 Cantidad de puntos de testeo para cada fachada y planta

Ref fachada	Área (m <sup>2</sup> )	Cantidad de puntos de testeo				
		Planta baja	Piso 1	Piso 2	Piso 3	Piso 4
1	386	652	466	457	483	482
2	276	313	231	235	226	238
3	20	29	18	29	18	21
4	221	284	219	276	204	192
5	20	24	18	20	18	17
6	486	728	514	551	512	556

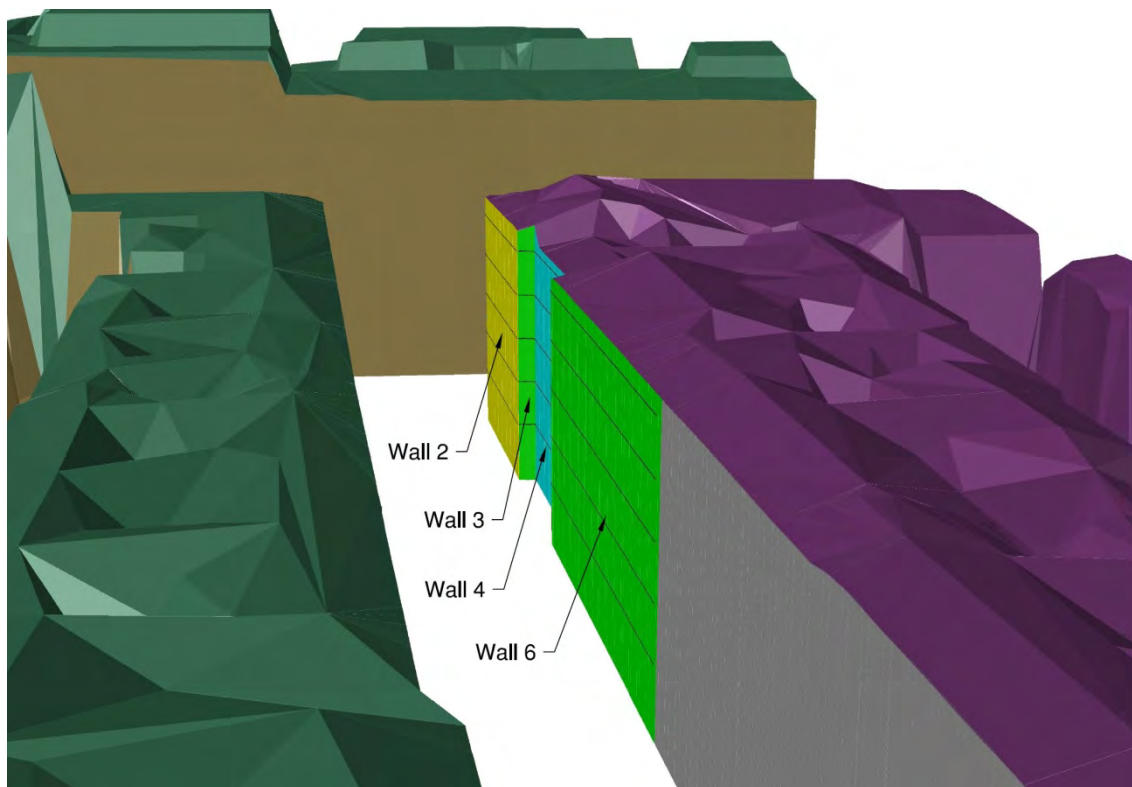


Figura 4-9 Triangulación del modelo a partir de datos LIDAR (iii)

Los datos de irradiación mensual horizontal provienen de [67]. Teniendo en cuenta que los datos de esta referencia están en base mensual, se ha procedido a la generación de datos sintéticos en base temporal 10-minutal utilizando [105] y [106], y para el cálculo de la irradiación difusa [102] (Capítulo III.2.3.4 y Capítulo III.2.3.2 respectivamente). De esta manera, se realiza un análisis pormenorizado del fenómeno de sombreado y captación de irradiación, aunque el almacenamiento de resultados es diario.

## 4.4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### Análisis anual

El análisis del comportamiento de la irradiación anual que afecta a las diferentes fachadas seleccionadas para la aplicación del modelo muestra una gran variabilidad en relación a la orientación y a la altura respecto al suelo.

Los resultados de irradiación global son presentados en la Tabla 10 en función de la fachada y de la planta del edificio. Se muestran los parámetros estadísticos de media, máxima, mínima y desviación estándar de los valores de irradiación para cada división de fachada. Debe recordarse que las fachadas número 2, 4 y 6 son las más favorables en términos de orientación ya que están construidas orientadas al Sur, y en el otro extremo las fachadas 1 y 5 son las más desfavorables debido a su orientación Noroeste (Figura 4-6).

En general, una mayor elevación de los puntos de la fachada implica una mayor incidencia de la irradiación solar, bastante lógico si se plantea la influencia de las sombras de los edificios cercanos. Adicionalmente, los valores de desviación estándar aumentan conforme aumenta la altura de los puntos

analizados, ya que en los casos de plantas bajas la irradiación difusa predomina, y es una irradiación que no muestra casi gradiente con la altura del edificio. Sin embargo, hay una serie de peculiaridades que se describen a continuación.

La pared número 1 es un perfecto ejemplo de fachada con poca captación de irradiación a lo largo del año, según se muestra en la Figura 4-10 y Figura 4-11. La planta baja tiene un valor de irradiación media de 501 kWh/m<sup>2</sup>, mientras que en el caso de la cuarta planta es de 600 kWh/m<sup>2</sup>, lo que significa una diferencia de apenas un 20% cuando son comparadas las dos plantas extremas de la fachada.

Por otro lado, y como se muestra en la Figura 4-11, el análisis de la fachada número 5, la cual tiene la misma orientación que la número 1, muestra mayores valores de irradiación, aunque se mantiene la diferencia del 20% entre la zona inferior y la superior. Esta diferencia se explica por la influencia del edificio adyacente Oeste en el caso de la fachada número 1, que en el caso de la fachada número 5 es irrelevante. La fachada número 5 no queda libre de la influencia de sombreado de edificios adyacentes, ya que el edificio ubicado al Sur le produce pérdidas por sombreado.

Estudiando los resultados de las fachadas que tienen la misma orientación Sur (números 2, 4 y 6), se puede observar que la número 4 tiene el menor valor de irradiación media, debido al efecto de sombreado producido por las fachadas número 3 y 5 (Figura 4-12). Las fachadas número 2 y 6 reciben un nivel de irradiación similar, aunque en el caso de fachada número 2 es siempre menor, debido a que se encuentra ubicada más cerca de edificio Oeste, más alto que el edificio Sur que afecta en gran medida a la fachada número 6.

*Tabla 10 Resultados de irradiación global anual (kWh/m<sup>2</sup>)*

<u>Irradiación global (kWh/m<sup>2</sup>)</u>		<u>Media</u> <u>(kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Máxima</u> <u>(kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Mínima</u> <u>(kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Desviación</u> <u>estándar</u> <u>(kWh/m<sup>2</sup>)</u>
FACHADA Nº 1	Planta baja	501	509	493	5
	Piso 1	517	525	510	5
	Piso 2	537	548	527	7
	Piso 3	565	578	549	9
	Piso 4	600	620	580	12
FACHADA Nº 2	Planta baja	752	811	717	22
	Piso 1	822	867	786	20
	Piso 2	897	947	853	27
	Piso 3	1,022	1,087	949	44
	Piso 4	1,100	1,119	1,065	42
FACHADA Nº 3	Planta baja	731	761	704	14
	Piso 1	775	798	750	14
	Piso 2	826	864	790	19

<u>Irradiación global (kWh/m<sup>2</sup>)</u>		<u>Media (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Máxima (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Mínima (kWh/m<sup>2</sup>)</u>	<u>Desviación estándar (kWh/m<sup>2</sup>)</u>
	Piso 3	904	958	853	29
	Piso 4	974	1,085	917	46
FACHADA Nº 4	Planta baja	748	807	641	37
	Piso 1	817	875	666	44
	Piso 2	893	972	712	57
	Piso 3	1,013	1,093	737	73
	Piso 4	1,064	1,117	793	74
FACHADA Nº 5	Planta baja	575	588	562	8
	Piso 1	602	613	592	7
	Piso 2	627	639	616	8
	Piso 3	653	667	638	9
	Piso 4	681	691	669	7
FACHADA Nº 6	Planta baja	768	805	734	20
	Piso 1	840	872	805	20
	Piso 2	920	964	877	27
	Piso 3	1,047	1,098	977	39
	Piso 4	1,105	1,116	1,082	37

El análisis de la fachada número 2 presenta dos aspectos a destacar. El primero es que el incremento de irradiación de la planta superior respecto al piso más bajo es de en torno un 46%, con 752 kWh/m<sup>2</sup> de irradiación media en la planta baja y 1,100 kWh/m<sup>2</sup> en el piso 4. Otro aspecto a destacar es que el nivel de irradiación de bastantes puntos de las plantas número 3 y 4, implica valores mayores a 1,000 kWh/m<sup>2</sup>. Este dato de irradiación implica una eficiencia de energía solar fotovoltaica de 750 kWh/kWp (considerando un % de PR). Un valor de eficiencia fotovoltaica del 750 kWh/kWp es normalmente considerado como deficiente, aunque si añadimos a la ecuación el progresivo descenso de los costes de los elementos fotovoltaicos y la mejora de su eficiencia, en un futuro no muy lejano existirá una viabilidad económica suficiente como para que pequeños consumidores residentes en grandes urbes implanten masivamente elementos BIPV en las fachadas de sus edificios.

Se quiere reflexionar sobre el caso de Copenhague (Dinamarca), donde se está apostando claramente por energías renovables incluyendo la energía solar, donde los valores de eficiencia rondan los 1,070 kWh/kWp [67] para planos orientados de forma óptima y sin considerar efectos de sombreado.

Consultando la Tabla 8, puede realizarse un breve análisis al respecto del incremento de captación de irradiación que podría obtenerse mediante la utilización de elementos BIPV, y que en el caso de lamas horizontales podría implicar al menos el 52%.

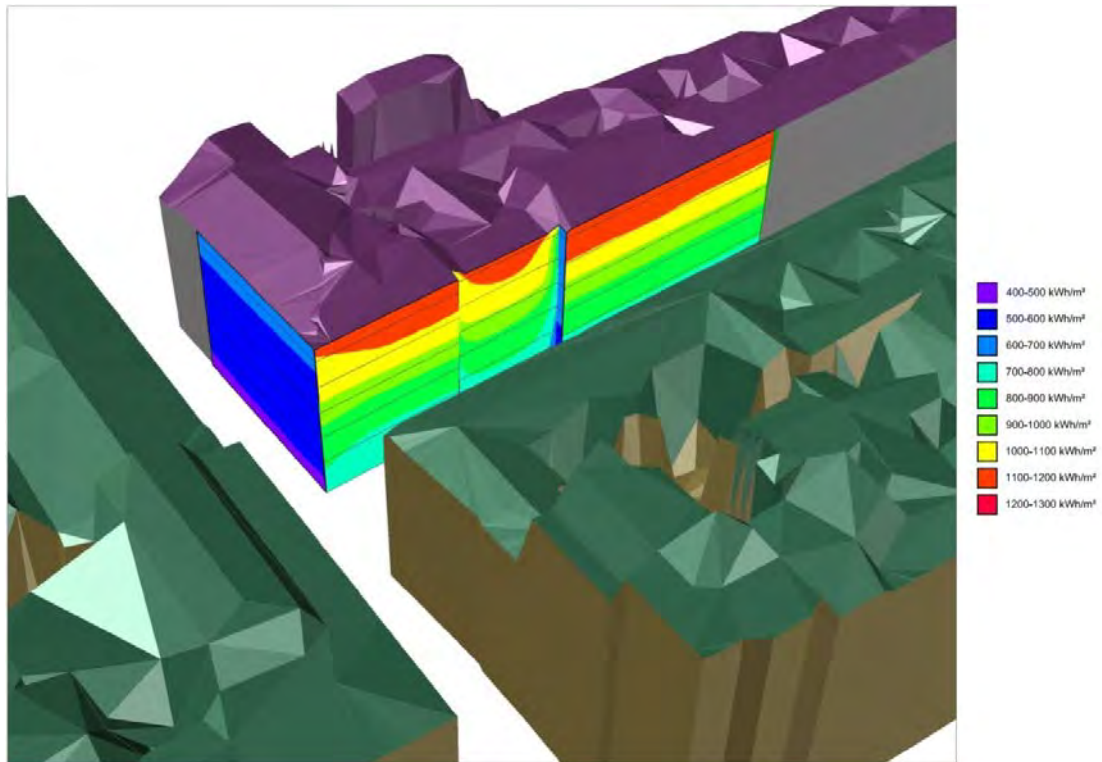


Figura 4-10 Resultados de irradiación global en fachadas (i)

La fachada número 6 muestra resultados similares a los de la número 2, ya que están igualmente orientadas. El valor de incremento de irradiación de la planta superior respecto a la planta baja ronda el 44%. Vuelve a tenerse en la fachada número 6 áreas con un nivel de incidencia de irradiación solar superior a 1,000 kWh/m<sup>2</sup>.

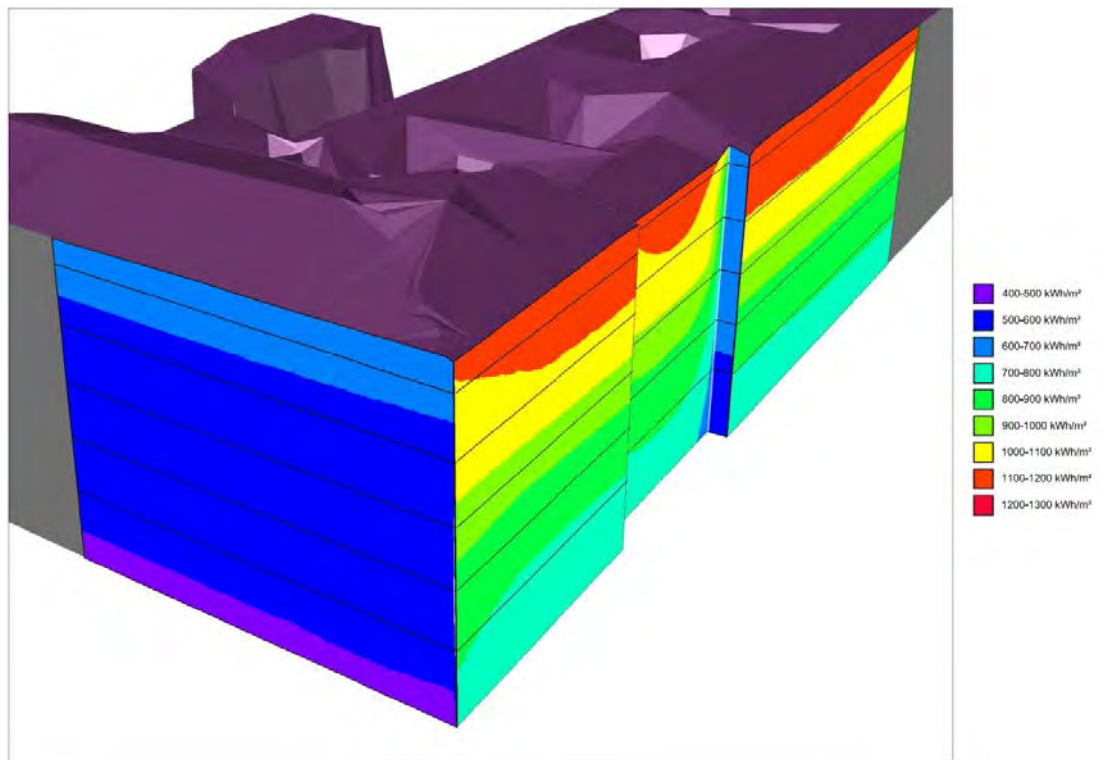


Figura 4-11 Resultados de irradiación global en fachadas (ii)

En la fachada número 4 aparece un fenómeno en el que merece la pena detenerse. Esta pared se encuentra ubicada 1 metro hacia dentro con respecto a la envolvente general de fachadas del edificio. En las zonas de transición, los niveles de irradiación se reducen debido a la influencia del metro de separación entre las paredes, mientras que conforme se alejan de estas zonas, los valores de irradiación tienden a asemejarse a los presentados en las fachadas número 2 y 6, llegando también incluso a valores superiores a los 1,000 kWh/m<sup>2</sup> anteriormente comentados.

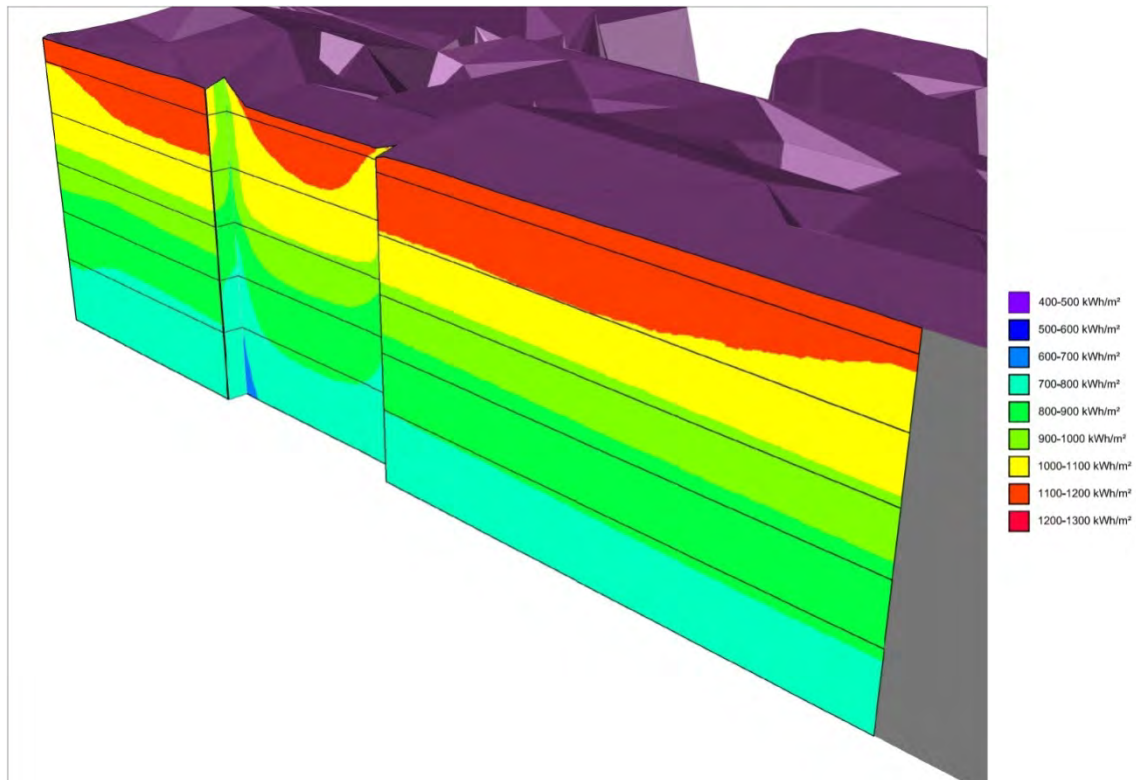


Figura 4-12 Resultados de irradiación global en fachadas (iii)

Finalmente, tal y como se muestra en la Figura 4-12, los resultados de la fachada número 3 son mayores que en el caso de las fachadas números 1 y 5, las cuales son paralelas a la misma. Esto se debe a la orientación, ya que las fachadas 1 y 5 tienen tendencia Norte, mientras que la fachada número 3 está orientada al Sur-Este con un valor de acimut de 105°.

#### Análisis mensual

Como se ha explicado anteriormente, los resultados se almacenan en series diarias, por lo que es posible agruparlos y generar resultados mensuales, para así analizar el comportamiento estacional de cada una de las fachadas. Debido a que sería redundante, se presentan los resultados mensuales de las fachadas número 1 y 2 como representativas de las dos direcciones principales de las fachadas del edificio bajo estudio.

En la Figura 4-13 se muestran los resultados mensuales de irradiación solar en la fachada número 1 para cada mes del año, considerando las 5 alturas del edificio. Puede observarse que desde el mes de Marzo en adelante, el incremento de la incidencia de la irradiación solar directa en la superficie influencia un mayor diferencial de gradiente de irradiación entre las diferentes

plantas, existiendo la máxima diferencia en el mes de Junio. La tendencia vuelve a igualarse en torno al mes de Octubre.

Durante los meses de Enero, Febrero, Noviembre y Diciembre, el efecto de la irradiación directa es mínimo debido a que la posición solar y los edificios colindantes van en contra de la captación de irradiación en la fachada número 1, por lo que las superficies de la misma se limitan a captar irradiación difusa y en niveles casi iguales en las diferentes plantas.

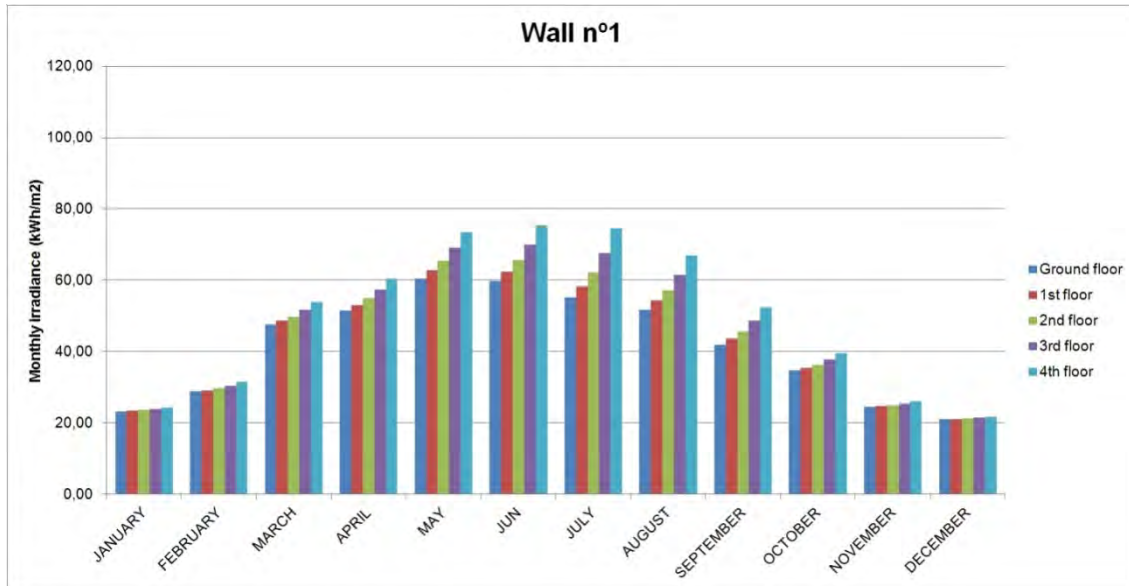
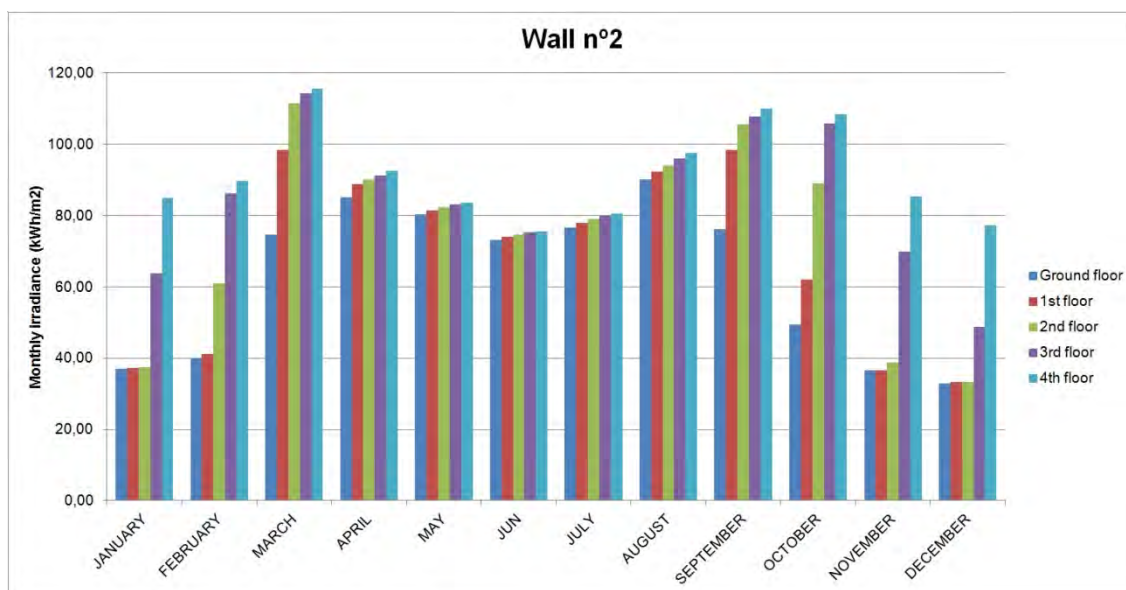


Figura 4-13 Resultados de irradiación global en fachada número 1

Los valores mensuales de irradiación solar son mayores en el caso de la fachada número 1, tal y como se muestra en la Figura 4-14. Durante los meses de invierno, las plantas inferiores no reciben apenas irradiación solar directa, al contrario que aquellos ubicados la parte superior del edificio. Los valores de irradiación durante los meses de invierno son comparables con los meses de verano o incluso los mejoran, y se justifican por la geometría solar durante esos periodos, ya que la elevación solar en invierno es baja y por ende el valor de ángulo de incidencia entre los rayos solares y la fachada también, optimizándose la captación de irradiación solar. En el otro lado, el verano, se producen altos valores de ángulo de incidencia, lo que implica una menor captación de irradiación solar directa, incluso cuando las horas de Sol durante el día son mayores.

Los meses de Marzo y Septiembre (equinoccios) son de gran importancia, ya que son los periodos del año en los que se capta el mayor nivel de irradiación solar en los pisos superiores (del piso 1 al 4). La maximización de esta captación se debe a un efecto combinado, las horas de irradiación solar y el ángulo de incidencia. El caso de la planta baja es diferente, ya que es durante los meses de Abril y Agosto cuando se capta el mayor nivel de irradiación, debido a que se añade la afección por sombras del edificio contiguo localizado al Sur.





*Figura 4-14 Resultados de irradiación global en fachada número 2*

## 4.5. CONCLUSIONES

La aplicación del método propuesto a todos los edificios y fachadas de una ciudad, permite estimar el potencial energético total anual ( $\text{kWh/m}^2$ ) y visualizar dicho potencial en cada zona de cada fachada, utilizando información de vuelos LIDAR. El modelo es extrapolable a toda la envolvente del edificio (tejados y fachadas), aunque en este apartado solo se ha aplicado a las fachadas.

Los resultados se almacenan en base diaria, por lo que es posible realizar de tipo mensual o anual. El método está desarrollado en VisualBasic®, por lo que es muy fácil de comunicarlo con otro software comercial como MS Excel® o Autocad®.

El modelo se ha aplicado a una región de la ciudad de Logroño (La Rioja, España), la cual tiene un valor de irradiación solar en el plano óptimo de  $1,760 \text{ kWh/m}^2$ , y los resultados han mostrado una gran variabilidad. Las principales conclusiones de la aplicación del método para este caso son las siguientes:

- La influencia del sombreado del propio edificio donde se ubican las fachadas y de los edificios contiguos es clara, siendo la principal causa que define el gradiente de irradiación conforme se incrementa la altura de las fachadas analizadas.
- La orientación de las fachadas ha demostrado ser el parámetro más importante a la hora de obtener un mejor valor de irradiación.
- Aquellas fachadas orientadas al Sur presentan considerables áreas con valores de irradiación mayores a  $1,000 \text{ kWh/m}^2$ , nivel a partir del cual empieza a ser interesante la instalación de sistemas fotovoltaicos.
- Aplicando los resultados de análisis de integración de elementos BIPV en fachadas orientadas al Sur, mostradas en el Capítulo IV.3, podrían obtenerse soluciones de elementos BIPV con captación de irradiación

superiores a  $1,520 \text{ kWh/m}^2$ , lo que se traduce a  $1,140 \text{ kWh/kWp}$  de eficiencia de sistemas fotovoltaicos.

- El análisis mensual muestra que las fachadas orientadas al Sur presentan los niveles de irradiación máximos durante los meses de Marzo y Septiembre (equinoccio).

Las aplicaciones que surgen a partir de estos datos son múltiples:

- Son útiles para el ordenamiento urbano sostenible para proyectar nuevas urbanizaciones, para la restauración y rehabilitación de edificios, para la remodelación urbana y para mejorar la sostenibilidad de las ciudades; al permitir determinar las necesidades energéticas de los edificios (refrigeración y calefacción) y el potencial de generación de energía (calor y electricidad).
- Ayudan a arquitectos e ingenieros a diseñar envolventes de los edificios (nuevos y existentes) que optimicen la relación estética/eficiencia: soluciones BIPV que mejoren el aislamiento del edificio (materiales que permitan reducir la transmitancia) y que generen energía solar (mejorar orientación); estas soluciones son la gran oportunidad para cumplir tres objetivos: reducir el consumo energético de los edificios, aumentar el autoconsumo energético (disminuyendo pérdidas por transporte) y regenerar zonas urbanas degradadas ([125], [21]).
- Permiten a los promotores y comunidades de propietarios conocer la rentabilidad de la inversión a realizar.
- Una valiosa herramienta para los fabricantes de sistemas PV para mejorar el conocimiento del mercado potencial de los materiales BIPV de sus productos, presentando soluciones viables tanto económica como tecnológicamente a urbanistas y promotores.

## ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS

Figura 2-1 Diagrama de flujo del método optimización de cubiertas (i).....	6
Figura 2-2 Diagrama de flujo del método optimización de cubiertas (ii).....	7
Figura 2-3 Distribuciones módulos, acimut 0° y elevación 35° (izquierda) y acimut 45° y elevación 35° (derecha).....	9
Figura 2-4 Curvas de irradiación sin sombreado, en función de $A_m$ y $T_m$ (41°47' Norte, 0°10' Oeste).....	13
Figura 2-5 Casos de estudio de tejados con acimut variable $R_A:45^\circ$ . $R_B:135^\circ$ . $R_C:225^\circ$ . $R_D:315^\circ$ y elevación 11°.....	13
Figura 2-6 Curvas de producción para $R_A$ para diferentes valores de ángulos $A_m$ y $T_m$ .....	15
Figura 2-7 Curvas de eficiencia para $R_A$ para diferentes valores de ángulos $A_m$ y $T_m$ .....	16
Figura 2-8 Porcentaje de sombreado para $R_A(-30^\circ,+35^\circ)$ y porcentaje de sombreado para $R_A(+30^\circ,+35^\circ)$ .....	16
Figura 2-9 Distribución módulos para $R_A(-30^\circ,+35^\circ)$ .....	17
Figura 2-10 Distribución módulos para $R_A(+30^\circ,+35^\circ)$ .....	17
Figura 2-11 Curvas de producción (kWh) para $R_A$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	18
Figura 2-12 Curvas de producción (kWh) para $R_B$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	19
Figura 2-13 Curvas de producción (kWh) para $R_C$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	19
Figura 2-14 Curvas de producción (kWh) para $R_D$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	20
Figura 2-15 Distribución módulos $R_A(+45^\circ,+11^\circ)$ .....	20
Figura 2-16 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para $R_A$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	21
Figura 2-17 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para $R_B$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	21
Figura 2-18 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para $R_C$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	22
Figura 2-19 Curvas de eficiencia (kWh/kW) para $R_D$ en función de $A_m$ y $T_m$ .....	22
Figura 2-20 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso $R_A$ con $A_m=+3^\circ$ .....	23
Figura 2-21 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso $R_B$ con $A_m=+2^\circ$ .....	23
Figura 2-22 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso $R_C$ con $A_m=-9^\circ$ .....	24
Figura 2-23 Producción (kWh) versus eficiencia (kWh/kW) caso $R_D$ con $A_m=-9^\circ$ .....	24
Figura 2-24 Distribución módulos A(+3°,+35°).....	24
Figura 2-25 Distribución módulos B(+2°,+35°).....	24
Figura 2-26 Distribución módulos C(-9°,+35°).....	25
Figura 2-27 Distribución módulos D(-9°,+35°).....	25
Figura 2-28 Ángulos óptimos mensuales ( $T_m$ ) $R_A$ ; para $A_m = -45^\circ, -22^\circ, +0^\circ, +22^\circ$ y $+45^\circ$ .....	25
Figura 3-1 Diagrama de flujo del método análisis BIPV (i).....	31
Figura 3-2 Diagrama de flujo del método análisis BIPV (ii).....	33
Figura 3-3 Entrada de coordenadas de vértices para modelo edificio.....	33
Figura 3-4 Selección de fachada.....	34
Figura 3-5 Construcción del modelo, colocación de lamas.....	35
Figura 3-6 Detalle de lamas y ejemplo de sombreado.....	35
Figura 3-7 Modelo de irradiación difusa adoptado.....	36
Figura 3-8 Fachada seleccionada para las simulaciones.....	38
Figura 3-9 Explicación de los parámetros de lamas horizontales.....	39
Figura 3-10 Explicación de los parámetros de lamas verticales.....	40
Figura 3-11 Irradiación solar anual (kWh/m <sup>2</sup> ) absorbida por lamas fijas a la pared (verticales).....	41
Figura 3-12 Irradiación global en fachada para caso 1 (horizontales/seguimiento/30 cm).....	42
Figura 3-13 Irradiación global en fachada para caso 2 (horizontales/seguimiento/15 cm).....	42
Figura 3-14 Irradiación global en fachada para caso 3 (horizontales/fijas/30 cm).....	43
Figura 3-15 Irradiación global en fachada para caso 4 (horizontales/fijas/15 cm).....	43
Figura 3-16 Irradiación global en fachada para caso 5 (verticales/seguimiento/30 cm).....	44
Figura 3-17 Irradiación global en fachada para caso 6 (verticales/seguimiento/15 cm).....	45
Figura 3-18 Irradiación global en fachada para caso 7 (verticales/fijas-Este/30 cm).....	45
Figura 3-19 Irradiación global en fachada para caso 8 (verticales/fijas-Este/15 cm).....	46
Figura 3-20 Irradiación global en fachada para caso 9 (verticales/fijas-Oeste/30 cm).....	46
Figura 3-21 Irradiación global en fachada para caso 10 (verticales/fijas-Oeste/15 cm).....	47
Figura 4-1 Diagrama de flujo del método análisis fachadas con LiDAR (i).....	56
Figura 4-2 Diagrama de flujo del método análisis fachadas con LiDAR (i).....	58
Figura 4-3 Explicación del proceso de discretización de triángulos.....	59
Figura 4-4 Metodología usada para el cálculo de los puntos de sombreado.....	60

Figura 4-5 Nube de puntos LIDAR utilizada [124].....	62
Figura 4-6 Esquema de orientación de fachadas .....	63
Figura 4-7 Triangulación del modelo a partir de datos LIDAR (i).....	63
Figura 4-8 Triangulación del modelo a partir de datos LIDAR (ii).....	64
Figura 4-9 Triangulación del modelo a partir de datos LIDAR (iii) .....	65
Figura 4-10 Resultados de irradiación global en fachadas (i).....	68
Figura 4-11 Resultados de irradiación global en fachadas (ii) .....	68
Figura 4-12 Resultados de irradiación global en fachadas (iii) .....	69
Figura 4-13 Resultados de irradiación global en fachada número 1 .....	70
Figura 4-14 Resultados de irradiación global en fachada número 2 .....	71
Tabla 1 Orientación de tejados simulados .....	13
Tabla 2 Características del módulo FV .....	13
Tabla 3 Resumen casos óptimos mensuales caso $R_A$ .....	26
Tabla 4 Resumen de las soluciones óptimas (TIR y producción).....	27
Tabla 5 Resumen de casos de lamas consideradas en las simulaciones.....	38
Tabla 6 Resumen de resultados para toda la fachada .....	48
Tabla 7 Resumen de resultados para área delimitada fachada .....	49
Tabla 8 Comparativa casos planteados con respecto fachada vertical.....	50
Tabla 9 Cantidad de puntos de testeo para cada fachada y planta.....	64
Tabla 10 Resultados de irradiación global anual ( $kWh/m^2$ ) .....	66



**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO V: Validación de resultados**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. RESUMEN .....	3
2. CRITERIOS DE VALIDACIÓN .....	5
2.1. REGRESIÓN LINEAL POR MÍNIMOS CUADRADOS .....	5
2.2. VALIDEZ DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN .....	5
3. INSTALACIÓN EN BÉJAR .....	7
3.1. INTRODUCCIÓN .....	7
3.2. MODELO .....	8
3.3. VALIDACIÓN .....	10
4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN SARIÑENA .....	15
4.1. INTRODUCCIÓN .....	15
4.2. MODELO .....	16
4.3. VALIDACIÓN .....	19
5. CONCLUSIONES .....	20
ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS .....	22





# 1. RESUMEN

En la Tesis se diferencia entre dos tipos de modelos de simulación, los de investigación y los de validación:

- a) Los modelos de investigación, expuestos en el Capítulo IV, representan instalaciones solares no construidas. Sin embargo, tienen el objetivo de simular el comportamiento de fenómenos en situaciones de gran interés, de tal forma que se obtiene la producción eléctrica instantánea y acumulada en diferentes escenarios. Esto sirve para prever una curva de carga horaria (apartado I.4.4), su alineamiento con el consumo del edificio (apartado I.5) y su rentabilidad (apartado I.8.1), objetivos de esta investigación.
- b) Los modelos de validación son aquellos que han sido creados para simular instalaciones solares existentes a las que, durante el periodo de investigación, se ha tenido acceso para la obtención de información. Con este tipo de modelos se busca validar los métodos y procesos propuestos.

Ambos tipos de modelos están contruidos de manera similar, utilizando los mismos algoritmos básicos aunque se van adaptando al comportamiento que la simulación requiere para poder asemejarse más a la realidad.

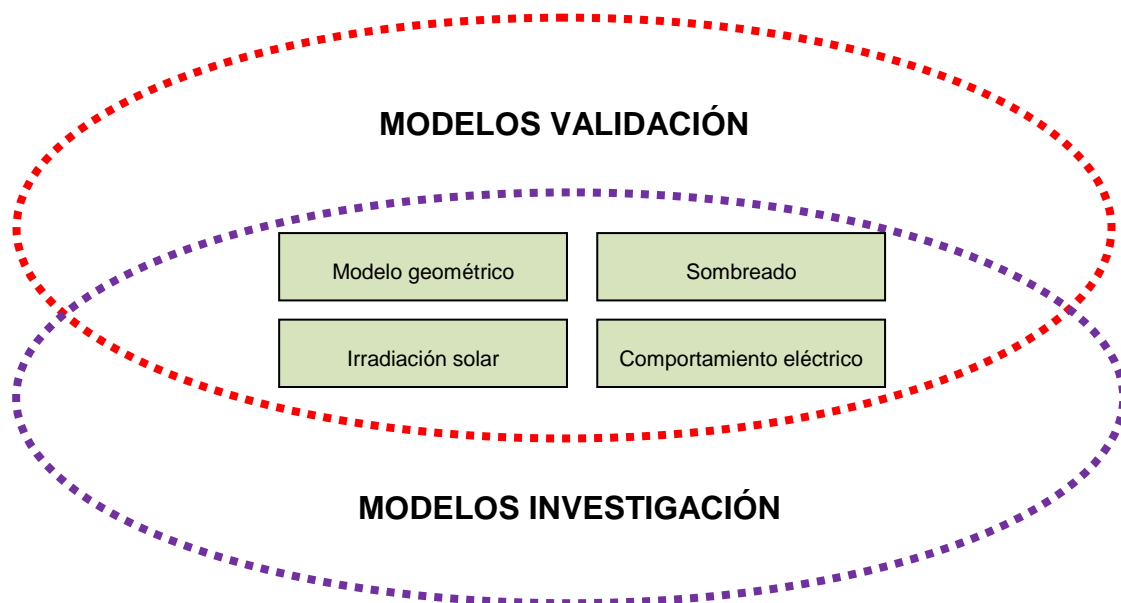


Figura 1-1 Fundamento validación

Este Capítulo de la Tesis tiene como objeto la validación de métodos propuestos en el capítulo III y desarrollados en el capítulo IV , de modo que pueda esclarecerse la rigurosidad de las herramientas empleadas para la consecución de los resultados de la investigación. El razonamiento empleado es que si se demuestra que existe alineamiento entre los resultados obtenidos por los modelos de investigación y los resultados obtenidos por los modelos de validación, los modelos desarrollados en esta tesis son válidos para simular el comportamiento fotovoltaico de cualquier superficie de la envolvente de un edificio urbano.

A este respecto, se han realizado dos modelos de validación. El primero de ellos consiste en un modelo experimental de edificio a escala con envolvente fotovoltaica en Béjar ( Salamanca España), y el segundo una Instalación Solar Fotovoltaica en Sariñena (Huesca, España).

Las características de cada instalación (expuestas detalladamente en los apartados V.3 y V.4, respectivamente), son:

a) Edificio a escala en Béjar: se trata de una instalación fotovoltaica piloto consistente en una maqueta de un edificio a escala con el fin de evaluar la irradiación en diferentes partes de su envolvente [126].

b) Instalación Solar Fotovoltaica en Sariñena: se trata de un Parque Solar de 9MW de potencia con seguidores de dos ejes (azimutal y cenital).

Este investigador ha participado profesionalmente con la dirección facultativa en la construcción y la operación y mantenimiento de estas instalaciones, habiendo sido capaz de obtener información técnica detallada para proceder a su correcta modelización y validación.

De esta forma, la casuística que abarcan estas dos instalaciones cumplen con los principales supuestos a los que se pueden aplicar los diferentes métodos de modelización desarrollados en la Tesis.

## 2. CRITERIOS DE VALIDACIÓN

### 2.1. REGRESIÓN LINEAL POR MÍNIMOS CUADRADOS

La regresión lineal por mínimos cuadrados ha sido utilizada como base para la validación de los modelos. A continuación se explica en qué consiste esta técnica.

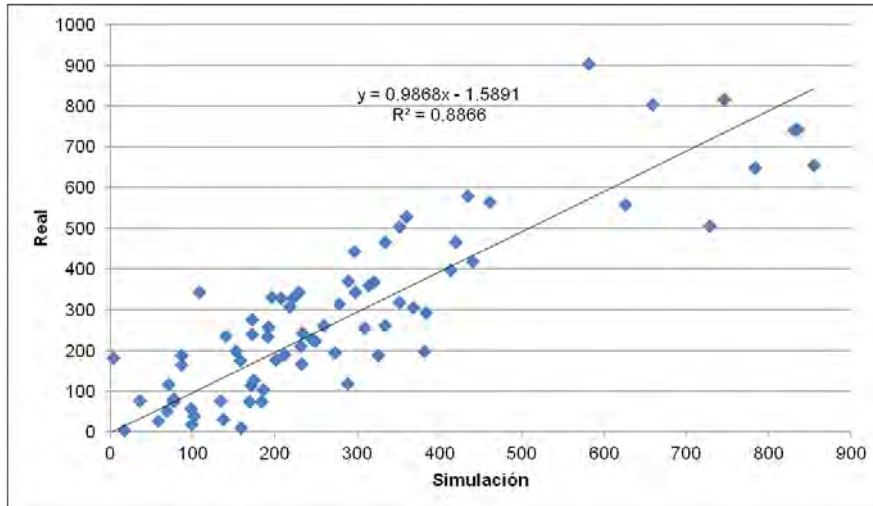


Figura 2-1 Regresión lineal

Observados una muestra de puntos en los que las ordenadas representan  $N$  datos de una instalación real ( $y_i$ ) y las abscisas  $N$  datos simulados ( $x_i$ ), la regresión lineal por mínimos cuadrados se define como aquella recta que minimiza la función de mínimos cuadrados  $X$ :

$$y = a \cdot x + b$$

$$X^2 = \sum_{i=1}^N (y_i - (a \cdot x_i + b))^2$$

$$\frac{dX^2}{da} = 0; a = \frac{N \cdot \sum(x_i \cdot y_i) - \sum x_i \cdot \sum y_i}{N \cdot \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

Ecuación 2-1

$$\frac{dX^2}{db} = 0; b = \frac{N \cdot \sum x_i^2 \cdot \sum y_i - \sum x_i \cdot \sum(x_i \cdot y_i)}{N \cdot \sum x_i^2 - (\sum x_i)^2}$$

### 2.2. VALIDEZ DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN

La validez de los modelos de simulación se realiza mediante el análisis de los coeficientes de correlación y de determinación.

#### Coeficiente de correlación

El coeficiente de correlación se define como la pendiente de la recta de regresión ( $m$ ) del ajuste de regresión lineal por mínimos cuadrados indicado en

la Ecuación 2-1 Ecuación 2-1. El valor óptimo del coeficiente de correlación es 1, aunque se ha establecido como criterio aceptar, como modelos de simulación válidos, aquellos que tengan un coeficiente de correlación en el intervalo  $0.95 \leq m \leq 1.05$ .

### Coeficiente de determinación $R^2$

El coeficiente de determinación ( $R^2$ ) determina la calidad del modelo para replicar los resultados, y la proporción de variación de los resultados que puede explicarse por el modelo:

$$R^2 = \frac{\sigma_{XY}^2}{\sigma_X^2 \cdot \sigma_Y^2}$$

$$\sigma_{XY} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})$$

$$\sigma_X^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (x_i - \bar{x})^2}{N - 1}$$

$$\sigma_Y^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (y_i - \bar{y})^2}{N - 1}$$

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^N x_i}{N}$$

$$\bar{y} = \frac{\sum_{i=1}^N y_i}{N}$$

*Ecuación 2-2*

Aunque el óptimo es conseguir resultados con coeficiente de determinación cercanos a 1, en la presente Tesis se aceptan modelos de simulación válidos aquellos que tengan un coeficiente de determinación  $R^2 > 0.8$ .

## 3. INSTALACIÓN EN BÉJAR

### 3.1. INTRODUCCIÓN

Los resultados de la investigación han sido cedidos desinteresadamente por el Doctor D. Esteban Sánchez [126]. En este artículo se presenta un modelo arquitectónico de un edificio de cuatro fachadas y techo plano cubiertos completamente de superficies generadoras de energía solar fotovoltaica. El objetivo de esta investigación es identificar los perfiles horarios de generación de las diferentes superficies a lo largo del año.



*Figura 3-1 Detalle Instalación Béjar [126]*

El experimento se basa en la adquisición de las curvas I-V e I-P de los cinco módulos del modelo arquitectónico. Estos módulos comparten una carga de corriente continua, de tal forma que se miden las curvas para cada orientación cada 2 minutos.

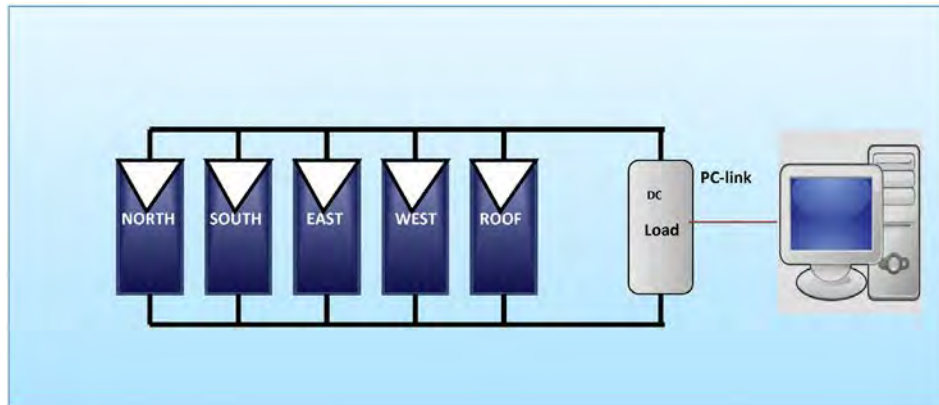


Figura 3-2 Esquema Instalación Béjar [126]

Las instalaciones recogen además datos de irradiación global horizontal, y el sistema de monitorización almacena datos cada 15 minutos, habiéndose considerado esta base temporal para la validación.

### 3.2. MODELO

#### Modelo geométrico

El modelo geométrico utilizado en este caso es el más simple de la Tesis. Consiste en la definición de 5 planos conforme muestra la Tabla 1, donde cada columna indica:

- Ref: número referencia del panel.
- Plano: la fachada en la que se encuentra superpuesto el panel.
- Orientación: el ángulo azimutal de cada fachada.
- Elevación: el ángulo cenital de cada fachada.
- v1: primera componente del vector director del plano (x).
- v2: segunda componente del vector director del plano (y).
- v3: tercera componente del vector director del plano (z).

Tabla 1 Definición planos superficies modelo Béjar

PARED	PLANO	ORIENTACIÓN (°)	ELEVACIÓN (°)	v1	v2	v3
1	NORTE	0	90	0	1	0
2	SUR	180	90	0	-1	0
3	ESTE	90	90	1	0	0
4	OESTE	270	90	-1	0	0
5	TECHO	0	0	0	0	1

#### Sombreado

En la Figura 3-3, se muestra el diagrama de horizonte, calculado en base a los obstáculos existentes y las montañas cercanas.

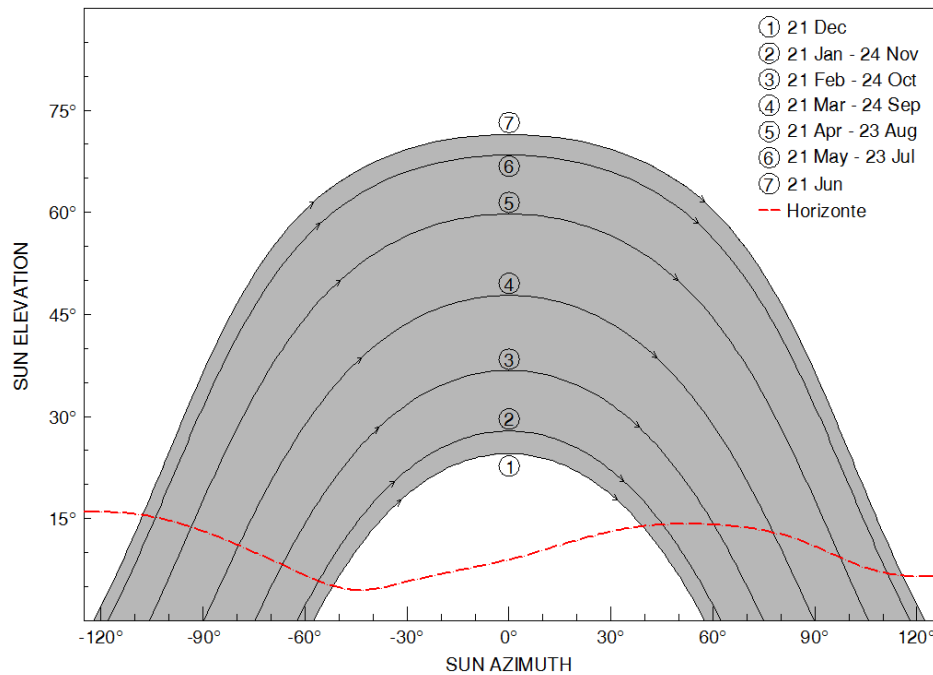


Figura 3-3 Horizonte sombreado Instalación Béjar

Siempre que el sol ocupe alguna posición por debajo de la línea de horizonte, las superficies del modelo quedan sombreadas sin recibir irradiación solar directa.

También se ha añadido al modelo la condición de que si el ángulo de incidencia entre rayo solar y alguna de las superficies es mayor a  $90^\circ$ , ésta queda sombreada.

### Irradiación

El modelo de irradiación solar utilizado es el de Perez et al [101] para el cálculo de irradiación global en superficies inclinadas. Este modelo necesita datos de irradiación global horizontal, directa horizontal y difusa horizontal para poder funcionar, y dado que la instalación existente sólo dispone de datos de irradiación global horizontal, se ha utilizado el modelo de Erbs [102] para la separación de la parte de irradiación directa de la difusa.

### Comportamiento eléctrico

Se aplican los modelos de comportamiento eléctrico fotovoltaico conforme [34] [107] [108] [109] [110]. Cada cara es un módulo colocado en serie. Las curvas I-V del modelo se obtienen mediante la modificación de los parámetros en función de la temperatura ambiente y la irradiación solar incidente.

### 3.3. VALIDACIÓN

En la Figura 3-4 se muestran las curvas de simulación y reales de la instalación del día 10 de mayo de 2012.

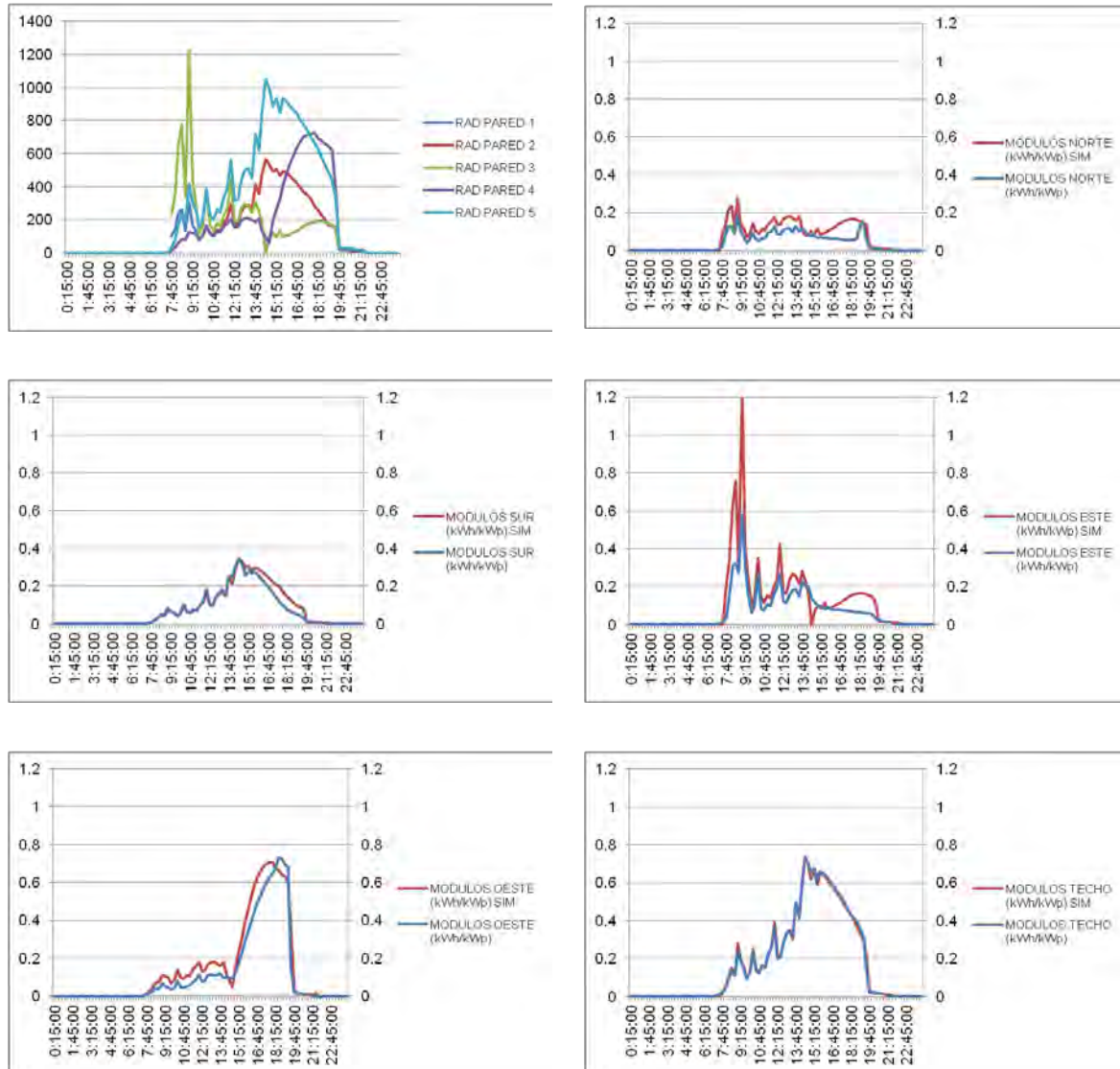


Figura 3-4 Comparativa producción 10/05/2012 Instalaciones Béjar

En la Figura 3-5 se muestran las curvas de simulación y reales de la instalación del día 23 de mayo de 2012.



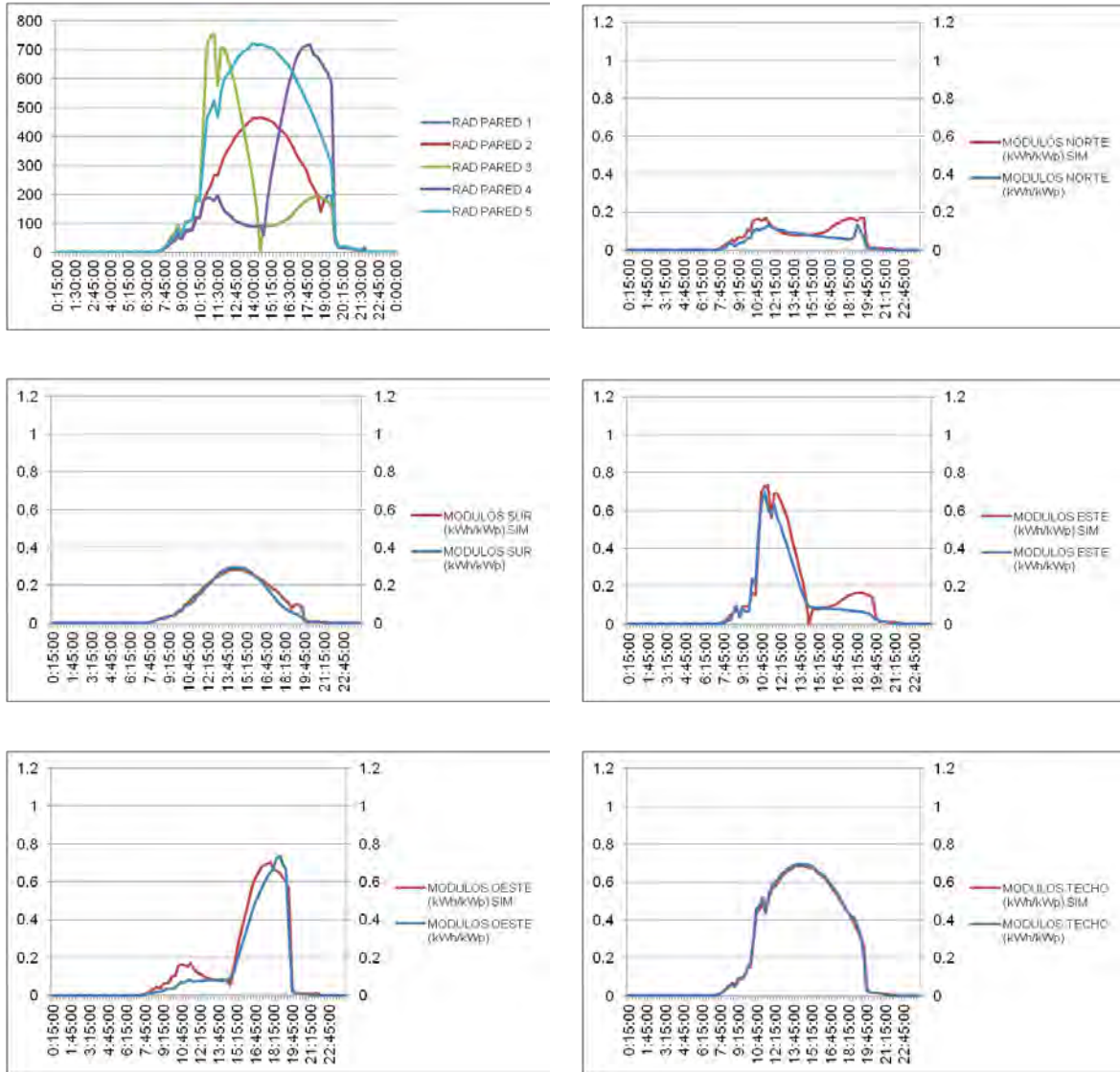
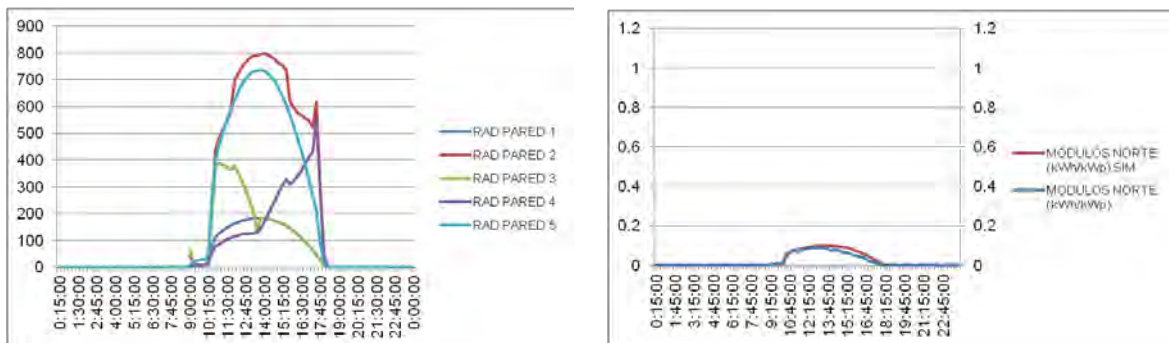


Figura 3-5 Comparativa producción 23/05/2012 Instalaciones Béjar

En la Figura 3-6 se muestran las curvas de simulación y reales de la instalación del día 23 de diciembre de 2011.



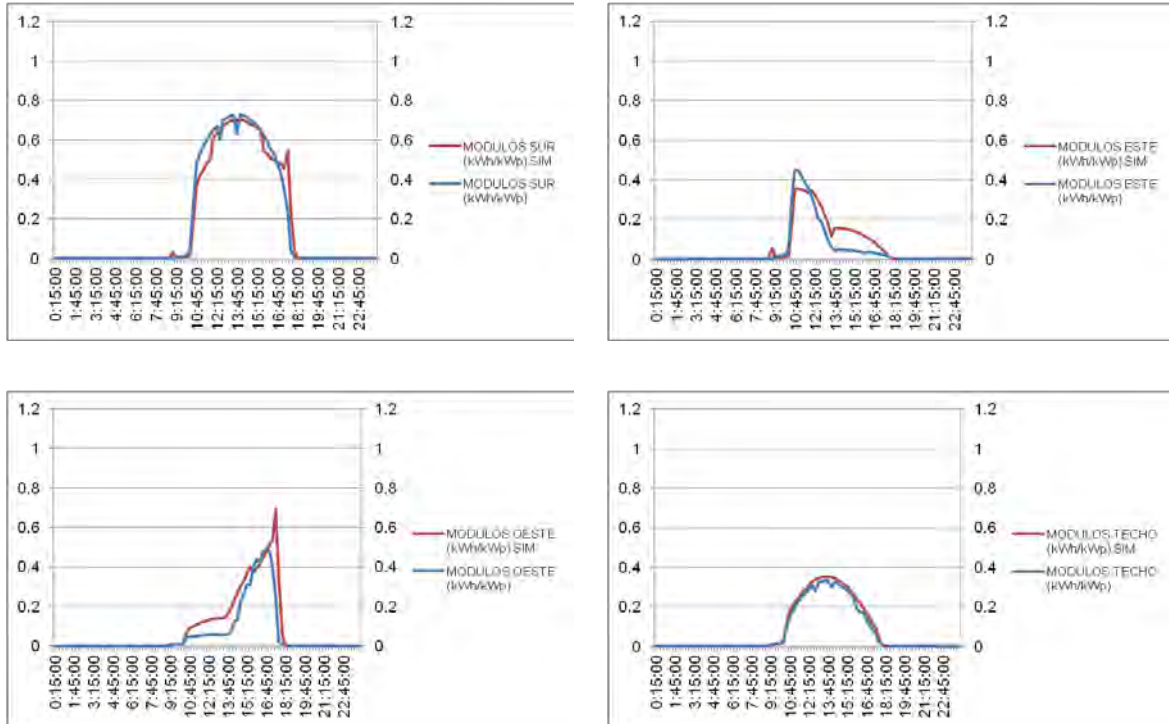


Figura 3-6 Comparativa producción 23/12/2011 Instalaciones Béjar

A efectos de validación de modelos, a continuación se van a mostrar los diagramas de dispersión de los datos reales versus los datos simulados para cada una de los cinco planos de la maqueta del experimento durante el periodo del 1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012.

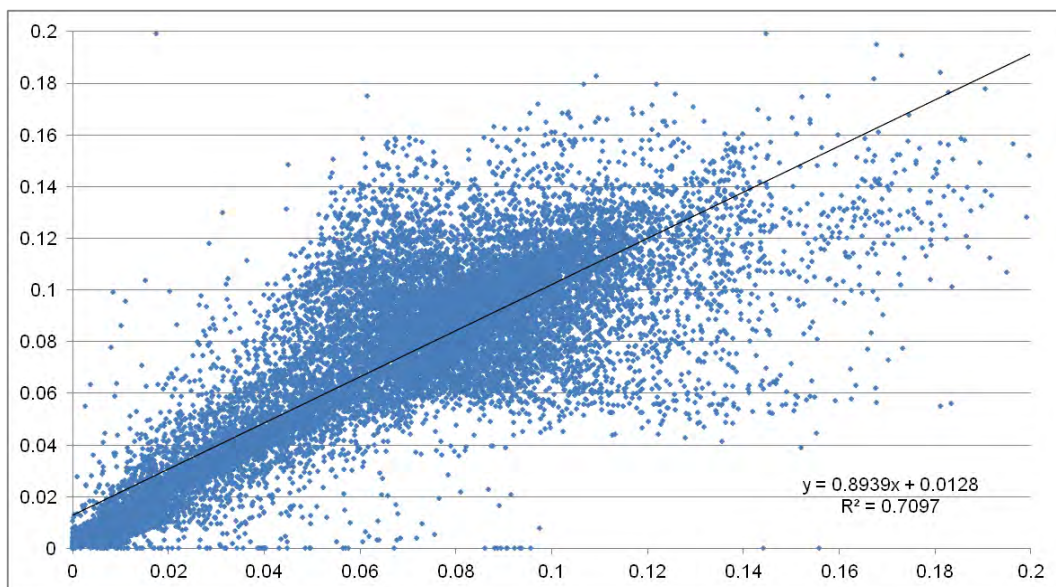


Figura 3-7 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Norte

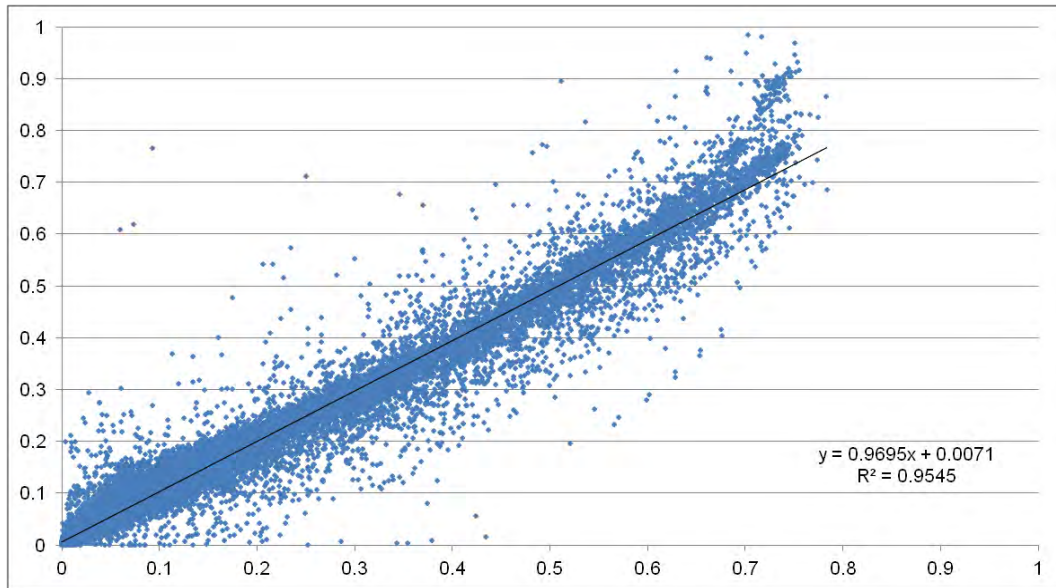


Figura 3-8 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Sur

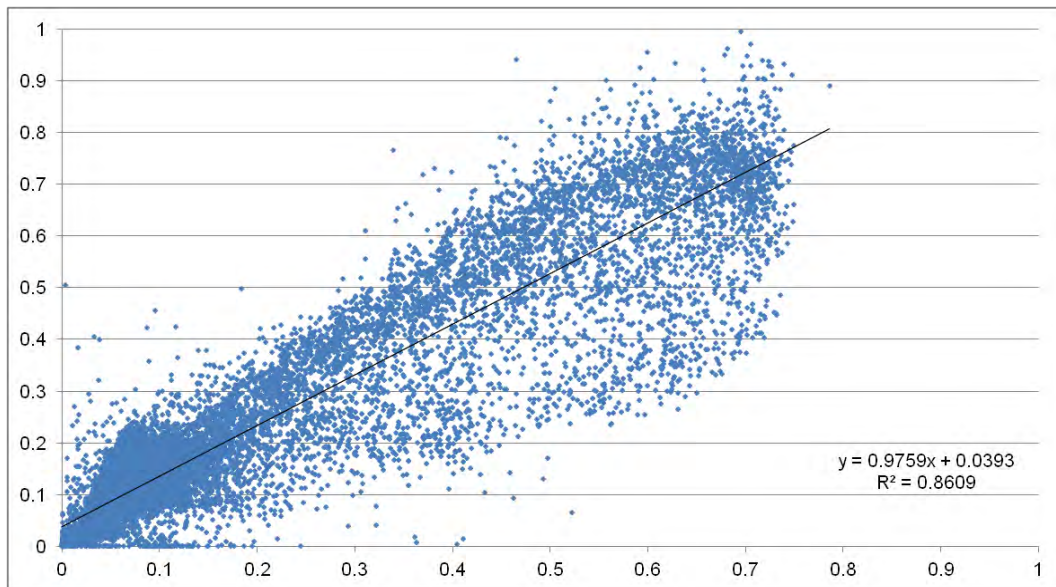


Figura 3-9 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Este

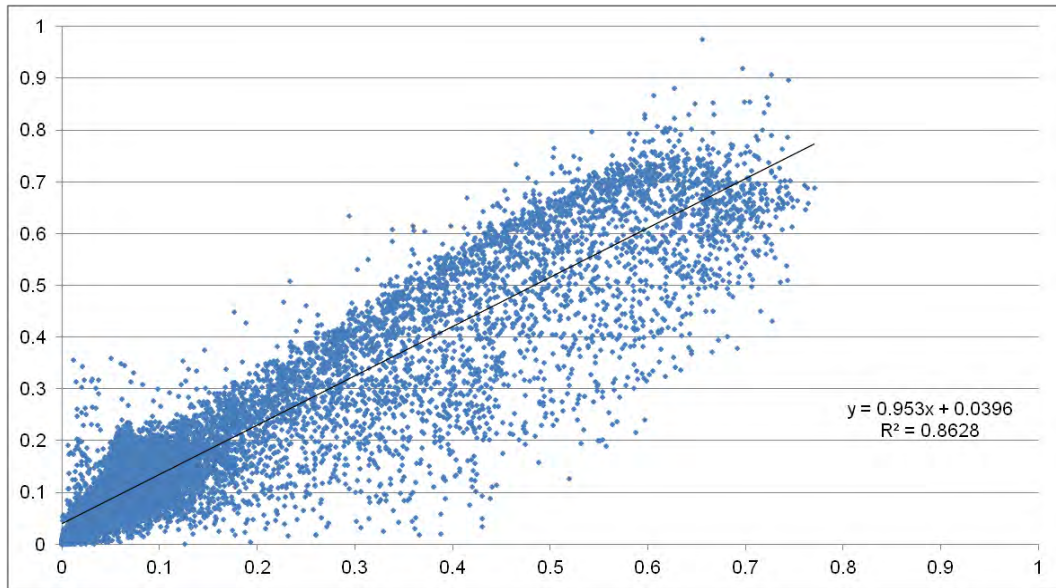


Figura 3-10 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Oeste

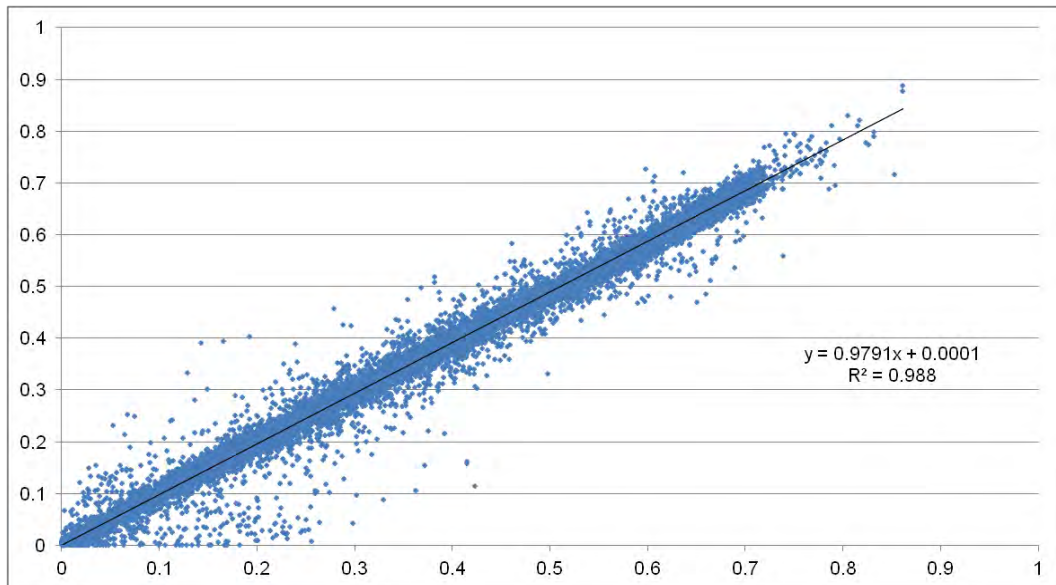


Figura 3-11 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Techo

Como se puede observar en las figuras anteriores, las validaciones tienen resultado positivo salvo en el caso de la pared orientada al Norte, debido a que es una pared que absorbe mayoritariamente irradiación difusa.

Por el contrario, el plano captador del techo se presenta como el modelo de mayor rigurosidad, principalmente debido a que existen datos de irradiación global horizontal para el cálculo de la producción eléctrica en ese plano.

## 4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA EN SARIÑENA

### 4.1. INTRODUCCIÓN

El Parque Solar está ubicado en Sariñena (Huesca), y tiene una potencia instalada de 9 MW en sistemas con seguidores a dos ejes. El parque está dividido en 90 instalaciones de 100 kW, con 8 seguidores cada una, totalizando 720 seguidores a dos ejes.



*Figura 4-1 Parque Solar Lasesa 9MW*



*Figura 4-2 Detalle instalación FV Parque Solar Lasesa 9MW*

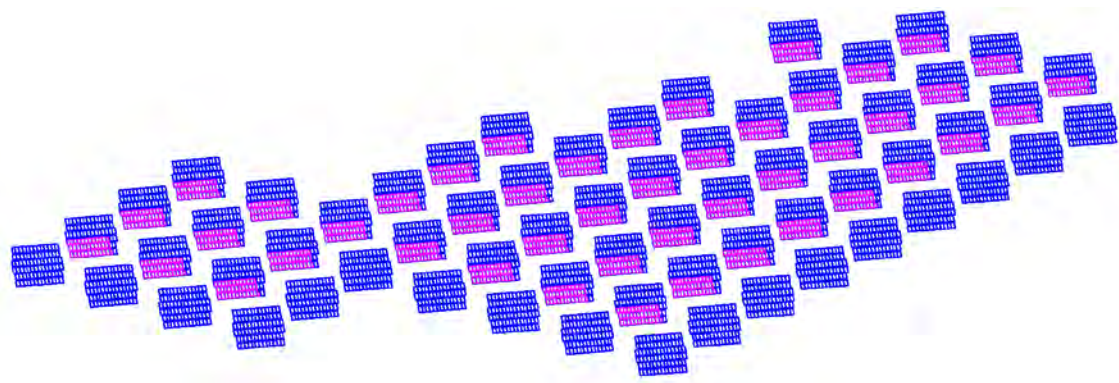
Debido a que se trata de un parque de generación de energía, éste cuenta con piranómetros para la medición de irradiación solar horizontal e inclinada sobre el plano del seguidor, además de un pirheliómetro para la medición de irradiación solar directa. También dispone de sistemas de medición de viento para seguridad de los seguidores y de temperatura ambiente, entre otros. El sistema de monitorización almacena los datos en intervalos de 10 minutos, base temporal utilizada en la validación.

## 4.2. MODELO

### Modelo geométrico

El modelo geométrico ha sido generado a partir del proyecto de ejecución. Los seguidores están dispuestos en una cuadrícula de 25 metros de separación, y cada uno está formado por 80 módulos, distribuidos en 4 filas de 13 módulos y 2 filas de 14 módulos.

Debido a que se trata de instalaciones con seguimiento solar, las superficies de los captadores van variando en función de la posición solar. En este caso se podría programar para que se calculara la posición solar en cada momento, pero se han utilizado datos de posicionamiento real de seguidores existentes en el sistema de monitorización, para así evitar errores debidos a desalineamiento por avería, mantenimiento o viento excesivo.



*Figura 4-3 Modelización Parque Solar Lasesa 9MW (i)*

El módulo es de 60 células, y se ha dividido geoméricamente hasta ese nivel de detalle para el análisis de sombreado y del comportamiento en la generación de electricidad.

El modelo geométrico diferencia entre tres tipos de elementos: el contorno exterior de cada uno de los seguidores, y que sirve de base de obstáculos para la simulación de sombreados; los módulos fotovoltaicos, los cuales son utilizados para optimizar el proceso de cálculo de sombras; y las células, a partir de las cuales se genera el modelo de comportamiento eléctrico.

### Sombreado

El modelo de sombreado está basado en la proyección geométrica de los obstáculos, que son los contornos de los seguidores próximos, sobre los módulos fotovoltaicos. Se analiza la proyección de los contornos existentes sobre el plano de los módulos, y se estudia cada uno de los módulos del sector y, en todos aquellos que el perfil de sombreado les afecta, se procede a analizar a nivel de célula. Para ello se utilizan algoritmos de unión-intersección de polígonos 2D [115] para el cálculo de sombreado.

De esta forma, se obtiene un mapa de sombreado a nivel de célula, de modo que para cada seguidor y cada posición solar, se genera una situación de sombreado diferente que posteriormente será utilizada en el cálculo de producción eléctrica.

En la siguiente figura se muestra un ejemplo de sombreado de uno de los sectores del Parque con una elevación solar de 10°. Cabe destacar que

este parque solar está diseñado para que presente sombreados únicamente en posiciones de elevación solar menores a 15°.

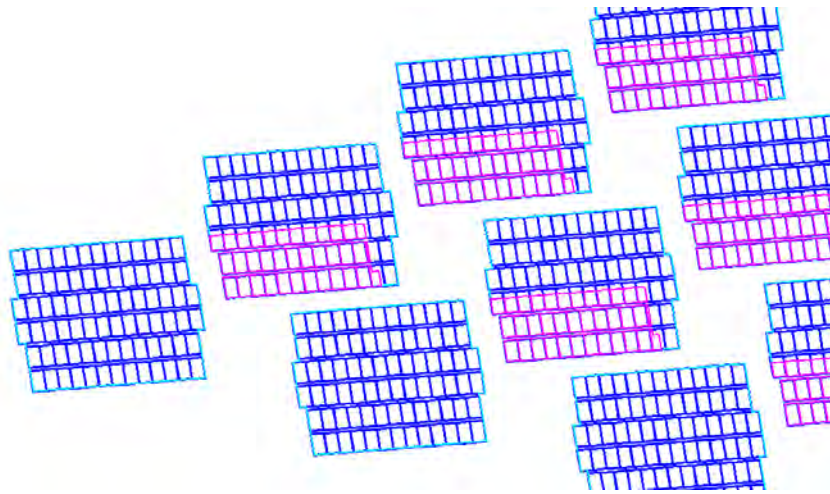


Figura 4-4 Modelización Parque Solar Lasesa 9MW (ii)

Irradiación solar

En este caso no se aplica ningún tipo de modelo de irradiación solar, ya que la misma instalación recoge datos de irradiación directa y global, realizándose la diferencia de las mismas para el cálculo de la difusa.

Comportamiento eléctrico

Se aplican los modelos de comportamiento eléctrico fotovoltaico conforme [34] [107] [108] [109] [110]. Los módulos son agrupados en series según se muestra en la Figura 4-5. Como se observa, las 5 series de un seguidor tienen cada una 16 módulos.

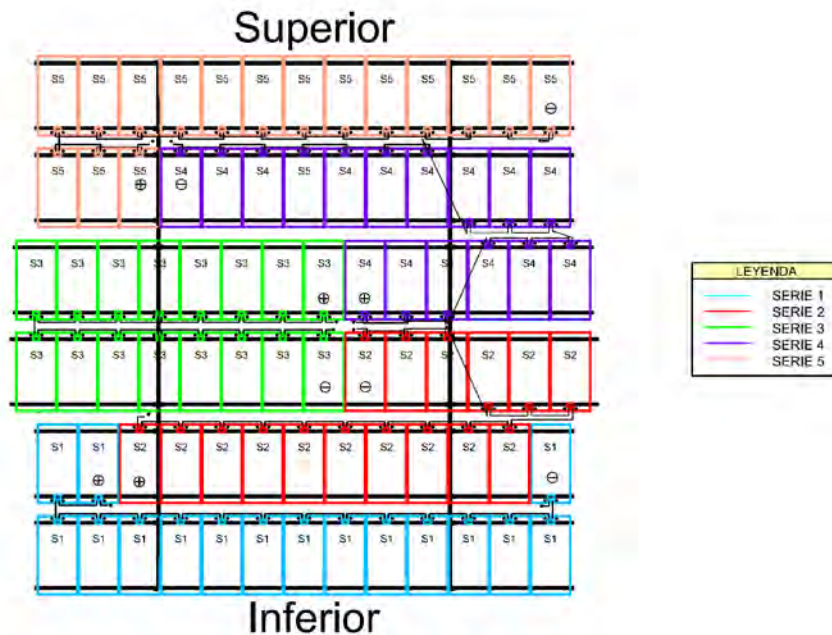


Figura 4-5 Configuración series Parque Solar Lasesa 9MW

Un inversor de 100 kW agrupa 8 seguidores, es decir 40 series. Todas las series se conectan a un único sistema de seguimiento de máxima potencia,

por lo que todas ellas tienen el mismo valor de voltaje. Para comprender mejor el funcionamiento del modelo de simulación, se muestran las curvas I-V de un seguidor en la situación de sombreado indicada en la Figura 4-4.

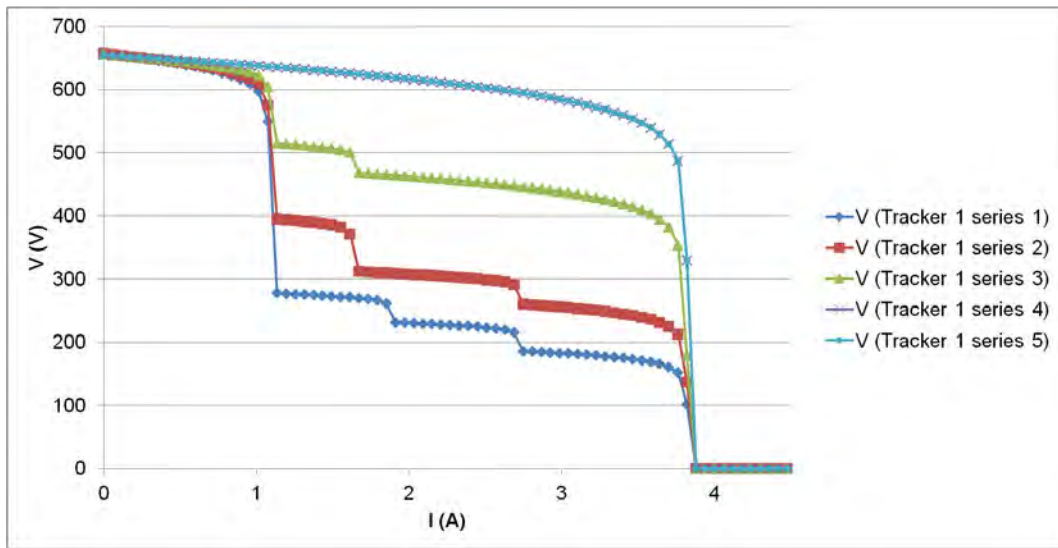


Figura 4-6 Ejemplo comportamiento eléctrico Parque Solar Lasesa 9MW (i)

La agrupación de los 8 seguidores en el inversor de 100 kW muestra las siguientes curvas Voltaje-Intensidad y Voltaje-Potencia:

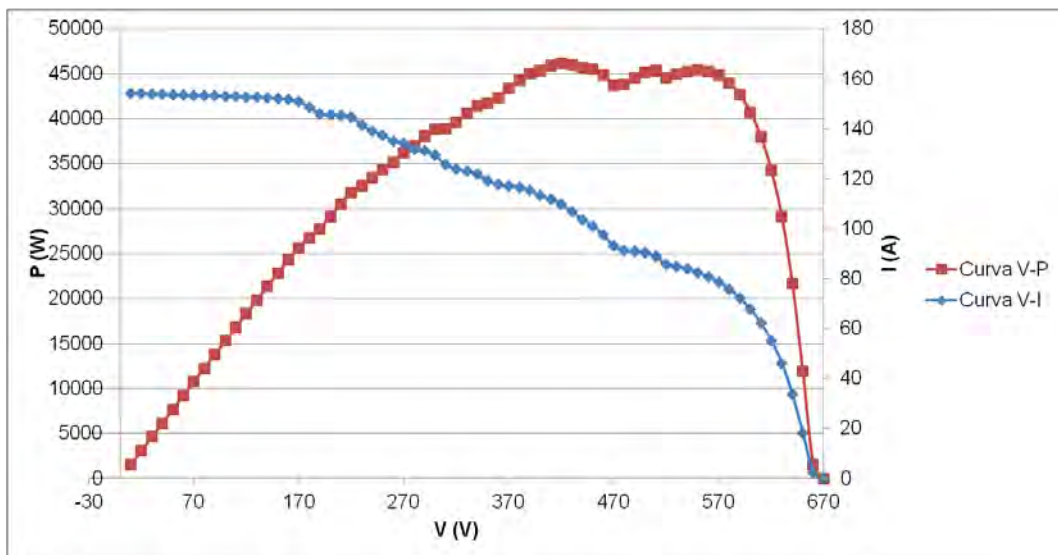


Figura 4-7 Ejemplo comportamiento eléctrico Parque Solar Lasesa 9MW (ii)



### 4.3. VALIDACIÓN

Se ha seleccionado una parte de 100 kW de la planta solar fotovoltaica para analizar el comportamiento del modelo. A continuación se muestran los perfiles de generación real y simulada para el día 01/08/2011.

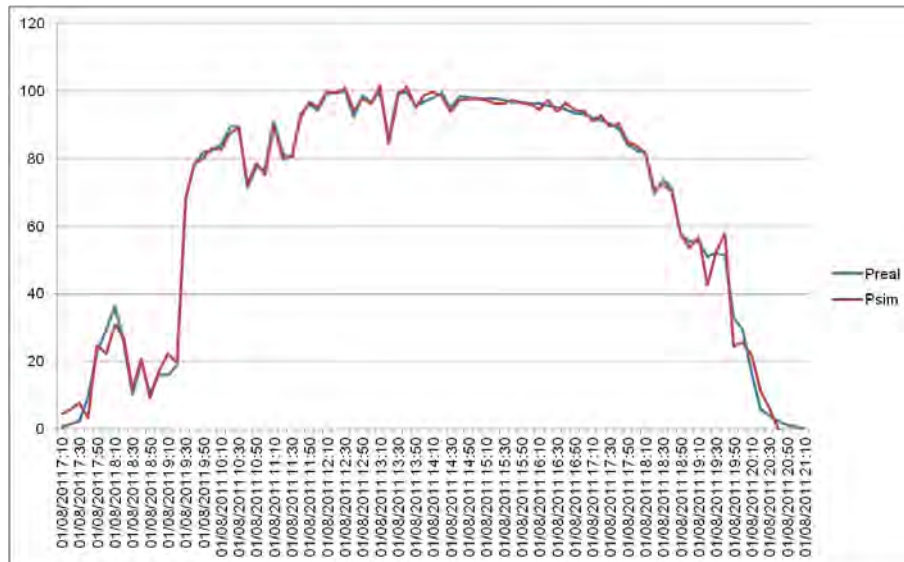


Figura 4-8 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Parque Solar Lasesa 9MW, Instalación 100 kW (01/08/2011)

Para validar el modelo se utilizaron los datos de la instalación en el periodo del 01/08/2011 al 21/08/2011.

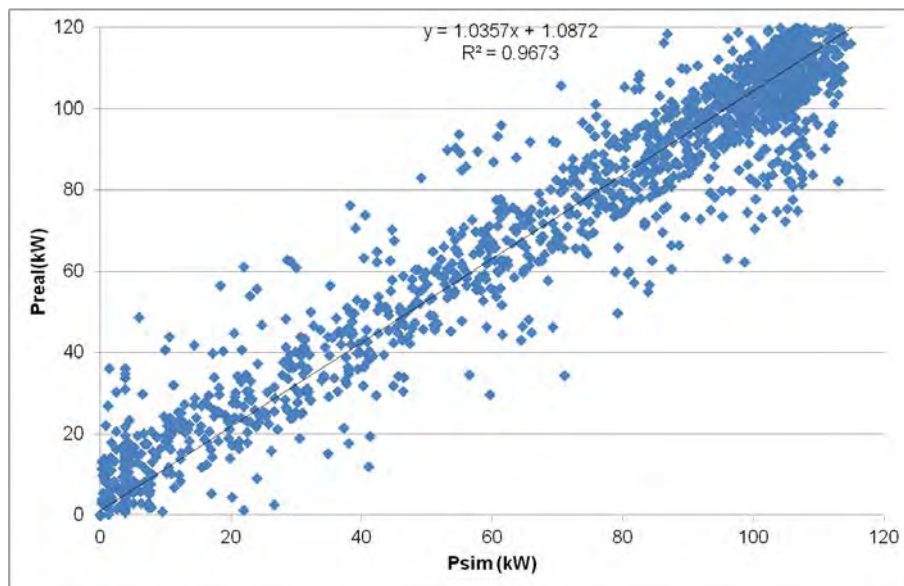


Figura 4-9 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Parque Solar Lasesa 9MW, Instalación 100 kW (01/08/2011 al 21/08/2011)

## 5. CONCLUSIONES

En el presente Capítulo, se han contrastado los resultados obtenidos por los modelos de la investigación (simulación) con los de validación de varias instalaciones solares en funcionamiento. Para la generación de los modelos de validación, se ha tenido acceso a datos de proyecto, de producción eléctrica y meteorológicos de las instalaciones reales. Los modelos de investigación han sido desarrollados a partir de las formulaciones y procesos expuestos en los Capítulos III y IV.

Como se muestra en la Tabla 2, los resultados de validación obtenidos en los diferentes modelos están conforme a los criterios de validación establecidos ( $0.95 \leq m \leq 1.05$ ,  $R^2 > 0.8$ ), salvo en el caso de la cara Norte de la instalación de Béjar.

*Tabla 2 Resultados validación de modelos*

MODELO	COEFICIENTE CORRELACIÓN m	COEFICIENTE DETERMINACIÓN R <sup>2</sup>
Instalaciones Béjar (Norte)	0.8939	0.7097
Instalaciones Béjar (Sur)	0.9695	0.9545
Instalaciones Béjar (Este)	0.9759	0.8609
Instalaciones Béjar (Oeste)	0.953	0.8628
Instalaciones Béjar (Techo)	0.9791	0.988
Instalación Sariñena (seguimiento)	1.036	0.9673

De esta forma, se puede concluir que los modelos desarrollados en esta investigación, son válidos para generar resultados rigurosos y fiables.

La principal causa de los desvíos obtenidos es la modelización de la irradiación solar difusa, algo que es muy claro en la cara Norte de la instalación de Béjar. Dado que los gradientes de irradiación en la envolvente de cualquier edificio se deben principalmente a la variación de la incidencia de la irradiación solar directa, se decide no dar importancia a la falta de precisión del modelo en casos en los que la irradiación difusa es predominante, por tratarse de orientaciones y/o ubicaciones muy poco eficientes y, salvo excepciones de instalaciones aisladas para autoconsumo, no aconsejables.

Sin embargo, sí que se concluye que la incidencia de la irradiación difusa supone un fenómeno complejo, el cual habría que analizar en detalle con datos reales y mejorando los modelos propuestos.

En la mayoría de los casos de la Tesis, el cálculo de irradiación en planos inclinados se realiza a partir de datos de irradiación horizontal global, aplicando algoritmos de separación de las componentes de irradiación de Erbs [102], y posteriormente aplicando métodos para el cálculo de irradiación en superficies inclinadas de Perez [101].

En el caso de tener datos de irradiación en el plano que se desea estudiar, tales como el plano del techo de las instalaciones de Béjar (irradiación horizontal) o el Parque Solar Lasesa (irradiación con seguimiento), los modelos de simulación se comportan mejor. Es en estas situaciones cuando los modelos no aplican los algoritmos de irradiación de Erbs [102] y Perez [101], por lo que la incertidumbre de las simulaciones se ve reducida.

## ÍNDICE FIGURAS Y TABLAS

Figura 1-1 Fundamento validación.....	3
Figura 2-1 Regresión lineal .....	5
Figura 3-1 Detalle Instalación Béjar [126] .....	7
Figura 3-2 Esquema Instalación Béjar [126] .....	8
Figura 3-3 Horizonte sombreado Instalación Béjar.....	9
Figura 3-4 Comparativa producción 10/05/2012 Instalaciones Béjar .....	10
Figura 3-5 Comparativa producción 23/05/2012 Instalaciones Béjar .....	11
Figura 3-6 Comparativa producción 23/12/2011 Instalaciones Béjar .....	12
Figura 3-7 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Norte.....	12
Figura 3-8 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Sur.....	13
Figura 3-9 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Este .....	13
Figura 3-10 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Pared Oeste.....	14
Figura 3-11 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Instalaciones Béjar (1 de Junio de 2011 al 1 de Junio de 2012). Techo.....	14
Figura 4-1 Parque Solar Lasesa 9MW .....	15
Figura 4-2 Detalle instalación FV Parque Solar Lasesa 9MW .....	15
Figura 4-3 Modelización Parque Solar Lasesa 9MW (i).....	16
Figura 4-4 Modelización Parque Solar Lasesa 9MW (ii).....	17
Figura 4-5 Configuración series Parque Solar Lasesa 9MW .....	17
Figura 4-6 Ejemplo comportamiento eléctrico Parque Solar Lasesa 9MW (i) .....	18
Figura 4-7 Ejemplo comportamiento eléctrico Parque Solar Lasesa 9MW (ii) .....	18
Figura 4-8 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Parque Solar Lasesa 9MW, Instalación 100 kW (01/08/2011).....	19
Figura 4-9 Comparativa generación eléctrica real versus simulación Parque Solar Lasesa 9MW, Instalación 100 kW (01/08/2011 al 21/08/2011).....	19
Tabla 1 Definición planos superficies modelo Béjar .....	8
Tabla 2 Resultados validación de modelos.....	20



**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del  
efecto del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO VI: Conclusiones y futuras líneas de investigación**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



---

## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. CONCLUSIONES .....	3
2. FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN.....	6
ÍNDICE FIGURAS .....	10





## 1. CONCLUSIONES

### *El potencial de la energía solar fotovoltaica integrada en la edificación*

Ha quedado claro que el desarrollo de la sociedad humana ha influido negativamente en el medio ambiente. En el caso de los recursos energéticos, la excesiva demanda de electricidad y calor para las diferentes tareas cotidianas de las sociedades actuales, está derivando en un aumento excesivo de la temperatura del planeta.

En las últimas décadas, la aparición de las energías renovables ha permitido reducir la dependencia en los recursos fósiles. Inicialmente se presentaron como una alternativa de alto valor económico, algo que imposibilitaba realizar una previsión de crecimiento como el que realmente está aconteciendo, debido en parte al interés de los actores tradicionales en el sector de la energía. La progresiva implementación de diferentes sistemas, unido al desarrollo de la tecnología, ha permitido reducir costes mejorando la eficiencia y presentar nuevas soluciones tecnológicas, de tal forma que actualmente no es descabellado pensar en un futuro 100% renovable.

La investigación aquí presentada, trata de profundizar en la aplicación de la energía solar fotovoltaica en una rama poco desarrollada hasta la fecha como es la integración en la edificación.

En la generalidad de los países que apostaron y apuestan por la energía solar, la mayor parte de la generación instalada se centra en grandes parques generadores, los cuales se encuentran lejos de los puntos de consumo. Por lo tanto, al reducido rendimiento de la tecnología fotovoltaica cuando es comparada con otras tecnologías, hay que añadir las pérdidas por transporte y transformación. Las ventajas de utilizar las envolventes de los edificios como captadores de energía solar son muchas, entre las que destaca el concepto de generación distribuida, y que a largo plazo es más sostenible que el modelo energético actual.

Tradicionalmente, la integración de la energía solar en la edificación se ha planteado mediante módulos fotovoltaicos en tejados. Sin embargo, otras partes de la envolvente del edificio no están siendo exploradas para este tipo de aplicaciones. Es una evidencia que las fachadas de edificios de grandes urbes suponen la mayor parte de área construida de la envolvente, con un potencial enorme para su utilización como captadores de energía solar.

Para un mejor desarrollo de esta tecnología, resta evolucionar y mejorar las soluciones tecnológicas, y sobre todo, objetivo principal de esta Tesis, evaluar de forma clara y concisa el potencial energético de la implementación de elementos fotovoltaicos integrados en la envolvente de los edificios.

En ningún caso se quiere presentar la energía solar fotovoltaica como la mejor solución a cualquier sistema energético, ya que por su naturaleza presenta deficiencias que nunca serán solucionadas si no es combinada con dispositivos de almacenamiento u otras tecnologías de generación, ya sean renovables o convencionales.

## Modelizado y análisis del efecto del sombreado en la energía solar fotovoltaica integrada en la edificación

La Tesis se centra en el desarrollo de modelos de simulación para el análisis de la captación de irradiación solar en las envolventes de los edificios considerando el efecto del sombreado de elementos propios del edificio o de elementos cercanos.

La integración de la energía solar fotovoltaica en la edificación se ha planteado mediante elementos implantados (BAPV) e integrados (BIPV). La presente investigación ha desarrollado procesos para el cálculo de la captación de irradiación en estas dos modalidades, estudiando el fenómeno del sombreado con detalle.

Los algoritmos desarrollados, se han aplicado en tres casos: instalaciones colocadas sobre cubiertas de edificios (soluciones BAPV); instalaciones integradas en fachadas (soluciones BIPV); y en la modelización de la irradiación recibida por las fachadas de los edificios de una urbanización a partir de puntos LiDAR.

En todos los modelos presentados, el sombreado ha supuesto un efecto de mucha importancia. Por ello, y de cara a una mejor utilización de la envolvente de los edificios como captadores de energía solar, este efecto ha de ser estudiado con detenimiento, aplicando las mejores técnicas disponibles.

Para verificar el proceso de modelización y análisis propuesto, se han utilizado instalaciones existentes, de tal forma que el comportamiento de los modelos ha sido validado mediante la comparativa entre datos reales y de simulación.

Derivado del estudio de sombras de la envolvente de un edificio se desecharán zonas de baja irradiación, donde por nivel de incidencia de irradiación no interese colocar elementos fotovoltaicos. Sin embargo, también se conseguirá detectar aquellas zonas que mayor potencial de generación presenten. Estas áreas podrán ser utilizadas para la instalación de elementos fotovoltaicos, ya que tienen la suficiente viabilidad económica como para acometer una inversión lógica.

Adicionalmente, este tipo de análisis tiene otra serie de aplicaciones al respecto del comportamiento energético de la envolvente del edificio. Para un estudio completo, se debe de contemplar el análisis de fenómenos como la transmisión de calor o condensaciones, pero nunca perdiendo de vista que es una realidad que no todas partes de las superficies de la envolvente de un edificio reciben la misma energía proveniente del Sol. Se plantea entonces el reto a los arquitectos e ingenieros de aplicar soluciones constructivas adaptadas a las necesidades reales del edificio.

### Aportaciones de la investigación

A continuación se describen las principales conclusiones de los trabajos de investigación realizados, algunas de ellas de tipo general y otras son específicas derivadas del análisis desarrollado en cada uno de los modelos.

El sombreado es un efecto muy importante que reduce de forma clara la captación de irradiación en las superficies de las envolventes de los edificios,

aunque cabe destacar que su influencia no es tan crítica como la de la orientación del plano receptor. Para una caracterización de suficiente rigor de este efecto, se recomienda utilizar bases temporales nunca mayores a 15 minutos, siendo el intervalo de 10 minutos el óptimo entre resultados obtenidos y tiempo de computación necesaria.

Cuando se procede a analizar el efecto desombreado en cualquier tipo de simulación, ha de tenerse en cuenta que se trata de un problema geométrico complejo. Para aquellos arquitectos e ingenieros que no tengan conocimientos profundos en la materia, se recomienda utilizar *software* existente, aunque se recuerda que el desarrollo de algoritmos propios da siempre mejores resultados y más ajustados a los objetivos de análisis buscados.

La envolvente de cualquier edificio presentará, siempre, alguna zona en la que poder realizar la instalación de elementos fotovoltaicos para la generación eficiente de electricidad, ya sea considerando soluciones tradicionales como módulos fotovoltaicos u otras, como elementos fotovoltaicos de integración en la edificación.

Se ha demostrado que es posible obtener electricidad proveniente de energía solar fotovoltaica a un precio menor que el promedio de precios de energía en hogares en la UE-27.

En la inversión en un sistema fotovoltaico integrado en la edificación, el valor de la tasa interna de retorno va directamente relacionado con la eficiencia del sistema. Considerando precios de energía en los hogares, implementar un sistema solar de peor eficiencia no implica una reducción excesiva en la rentabilidad, pudiéndose proponer orientaciones de módulos que busquen ajustarse a perfiles de consumo en las horas iniciales o finales del día.

En entornos urbanos con edificios de más de cuatro alturas, el gradiente de irradiación captada por las fachadas depende directamente del efecto de sombreado de los edificios contiguos. Aunque la orientación de las fachadas es el parámetro más importante que caracteriza la irradiación captada, el gradiente puede mostrar grandes diferencias entre las plantas inferiores y superiores. Se produce entonces la reflexión de por qué utilizar los mismos materiales aislantes en cerramientos y ventanas en toda la envolvente del edificio.

Considerando la implementación de sistemas integrados en la edificación en fachadas orientadas al Sur, tanto las lamas horizontales y lamas verticales con seguimiento mejoran la captación de irradiación con respecto a la fachada vertical. Cabe destacar que la colocación de estos elementos en posición horizontal es más favorable que la posición vertical.

Instalar elementos BIPV como lamas, parasoles o elementos similares, puede contribuir entonces a un doble efecto, la generación de energía eléctrica y la reducción de la incidencia solar sobre la envolvente del edificio. Cada edificio tiene que ser estudiado con detenimiento para la obtención de la mejor solución, existiendo un gran abanico de posibilidades que permiten obtener alguna opción que tenga sentido técnico y económico.

## 2. FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

Como no podía ser de otra manera, durante la realización de las diferentes actividades para la consecución de los objetivos principales de esta investigación, han surgido nuevas metodologías y aplicaciones en las que seguir profundizando.

A continuación se realiza una presentación básica de algunas de ellas, esperando que en un futuro no muy lejano estén desarrolladas y completas, ya sea por el autor de la presente Tesis u otros autores interesados en el futuro de la energía solar fotovoltaica integrada en la edificación.

### LÍNEA 1. APLICACIÓN DEL MÉTODO DE ANÁLISIS DE IRRADIACIÓN MEDIANTE LIDAR A UNA CIUDAD COMPLETA CON AYUDA DE TÉCNICAS DE MINERÍA DE DATOS

Uno de los modelos de investigación presentado consiste en el análisis de la captación de irradiación de las fachadas en la confluencia de dos calles en la ciudad de Logroño (La Rioja, España).

El modelo se limitó a un área determinada porque el objetivo del mismo era verificar su funcionamiento en situaciones características, con el fin de poder realizar conclusiones generales que permitan convertir este tipo de procesos de análisis en herramientas clave en el diseño arquitectónico y energético de edificios.

Las conclusiones son muy contundentes en relación a los gradientes de irradiación en las diferentes alturas y orientaciones de fachadas. Si se ampliara a una ciudad completa, se podrían ampliar las conclusiones a otros campos más relacionados con el desarrollo urbanístico, discutiendo cuestiones como limitación de alturas de edificios o la anchura de las calles.

En muchas ocasiones, los tiempos de computación han supuesto muchos inconvenientes durante la etapa de investigación. Esto es debido a la alta complejidad de simular problemas geométricos complejos como el análisis del sombreado en entornos urbanos.

Durante la etapa de formación del doctorando éste recibió formación básica en herramientas de minería de datos tales como WEKA, un software libre y abierto que permite el análisis de grandes volúmenes de datos mediante potentes procesos estadísticos.

Para mejorar los procesos de análisis de sombreado en una ciudad completa, la investigación estaría apoyada por modelos predictivos para la simulación de situaciones de captación de irradiación de envolventes de edificios, generando modelos de comportamiento globales a partir de un número reducido de escenarios efectivamente simulados geoméricamente.

La utilización de técnicas de minería de datos es reciente, aunque ya se está extendiendo a nivel mundial, algo que se justifica debido a la capacidad de estas herramientas para obtener resultados y conclusiones clave en diferentes problemas de la ingeniería. En la presente Tesis no se han utilizado debido a que el doctorando ha participado activamente en las fases de diseño de muchos sistemas fotovoltaicos previos a su construcción, obteniendo amplios

conocimientos en la materia que han servido de base para el desarrollo de la investigación.

Por lo tanto, se propone como línea de investigación el estudio general de una ciudad completa (Logroño), para poder comparar cómo las diferentes configuraciones urbanísticas de la ciudad influyen el comportamiento energético de las envolventes, mejorando los procesos de análisis mediante técnicas de minería de datos.

Cabe destacar que Logroño es una ciudad con una gran variedad de estilos urbanísticos, de tal forma que las conclusiones de esta línea podrían esclarecer varias incógnitas energéticas acerca del desarrollo urbanístico situaciones muy variadas. Para ello, se dispone de la base de datos LiDAR del PNOA [124], pública y gratuita para cualquier ciudadano español. Queda abierta la aplicación del método propuesto a otras ciudades de España.

## LÍNEA 2. AMPLIACIÓN MÉTODO DE EVALUACIÓN DE ANÁLISIS DE IRRADIACIÓN MEDIANTE DATOS LIDAR: INCLUSIÓN SOMBREADO DE ÁRBOLES

Durante la construcción de los modelos de simulación de captación de irradiación solar de edificios, se ha supuesto que no existían elementos externos tales como árboles que podrían producir sombras en las superficies captadores.

No se profundizó en esta materia ya que se trata de fenómenos no menos complejos, ya que realizando un rápido análisis del problema, las especies arbóreas de hoja caduca pueden presentar un nivel de incidencia de sombreado diferente en función de la época del año. Por ello, se desestimó este efecto para no alargar el desarrollo de las investigaciones.

Debido a que se ha colaborado con diferentes autores expertos en gestión forestal mediante el uso de la tecnología LiDAR, se quiere proponer la línea de investigación consistente en la influencia del sombreado debido a árboles contiguos a edificios. Cabe destacar que el autor de la presente Tesis junto a sus directores y otros colaboradores, ya ha publicado trabajos relacionados con la identificación de especies arbóreas [127].

Se estima que el análisis de la influencia de sombreado de árboles de hoja caduca es de gran interés, ya que durante los meses de invierno en los que el sol está más bajo y por lo tanto tiene mayor incidencia sobre las fachadas de los edificios, la densidad de hojas de estos árboles es menor, algo que favorece la captación de irradiación solar en la envolvente del edificio.

Por lo tanto, se considera clave analizar este efecto para poder concluir cómo diferentes especies de árboles influyen el comportamiento energético de la envolvente del edificio de forma diferente en función de la época del año. De esta forma, podrían formularse conclusiones que vuelven a estar relacionadas con el urbanismo, en este caso al respecto de las especies arbóreas a ser ubicadas cerca de las edificaciones.

### LÍNEA 3. MODIFICACIÓN CONEXIONES ELÉCTRICAS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS PARA LA REDUCCIÓN DE LAS PÉRDIDAS POR SOMBREADO

En esta Tesis, se ha desarrollado el comportamiento eléctrico de sistemas fotovoltaicos, construyendo las curvas de intensidad-voltaje de cada célula, para así explicar el funcionamiento global del sistema. Se detectó que el comportamiento de los sistemas con sombreado es muy diferente al de elementos libres de sombras, y que una perturbación en una parte del campo solar afecta al comportamiento del conjunto en función del conexionado eléctrico existente.

Por lo tanto, quiere proponerse el estudio de la configuración eléctrica de las conexiones en los sistemas fotovoltaicos, para así optimizar las pérdidas por sombreado.

Durante el período de investigación y por labores profesionales, el autor de esta Tesis trabajó durante 6 meses en Brasil, donde desarrolló varios proyectos de energía solar. Entre ellos se trabajó en la licitación pública para la construcción de una planta solar fotovoltaica del estadio de fútbol de Mineirão. Adicionalmente, se inició una estrecha colaboración con investigadores brasileños que participaron de la construcción y mantenimiento de estas instalaciones. Derivado de todo lo anterior, se tendría el estadio de Mineirão como un campo de pruebas y análisis en el que poder realizar esta investigación propuesta.

El Estadio de Fútbol de Mineirão se ubica en Belo Horizonte (Minas Gerais, Brasil), y tiene instalado en su tejado la mayor planta fotovoltaica de Brasil, y una de las más grandes instalaciones deportivas del mundo. El sistema fotovoltaico fue construido durante la renovación del estadio, debido a que iba a ser utilizado durante el Mundial de Fútbol de 2014. El tejado de este edificio está dividido en 88 sectores distribuidos en forma elíptica, de tal forma que la instalación solar también lo está.



*Figura 2-1 Estadio Mineirão. Minas Gerais (Brasil)*

Existen obstáculos que pueden alcanzar los 3.5 metros de altura, por lo que el sombreado tiene muchísima importancia en el desempeño de la planta. Es por ello que quiere plantearse esta instalación como fundamento para una línea de investigación, la cual consistiría en verificar si las conexiones eléctricas definidas y ejecutadas según el proyecto de ingeniería son las óptimas para reducir al máximo el efecto de sombreado.

Como se observa en la Figura 2-1, la forma del edificio implica que existan sombras en alguno de los sectores en la mayor parte del año, habiéndose calculado que siempre que el Sol tiene una elevación menor a  $70^\circ$ , algún sistema fotovoltaico tendrá sombra. Sin embargo, y derivado de su forma elíptica, siempre habrá sectores libres de sombra en cualquier posición solar, incluso en las primeras horas de la mañana o de la tarde.



*Figura 2-2 Detalle instalación FV Estadio Mineirão. Minas Gerais (Brasil)*

El sistema fotovoltaico tiene una potencia pico de 1.42 MW, y los módulos fotovoltaicos ocupan un área aproximada de  $9,500 \text{ m}^2$ . Se instalaron 5910 módulos fotovoltaicos de  $240 \text{ Wp/módulo}$ , y el sistema se equipó con 88 inversores Ingecon Sun 15TL. La estimación de generación eléctrica anual asciende a 1825 MWh.

El objetivo de la línea de investigación en Mineirão, sería plantear una modificación de las conexiones de los MPPT de entrada a los inversores para así reducir las pérdidas por sombreado, ya que este efecto es de importancia en la instalación. Se han realizado estimaciones en las que se podría realizar una mejora en la producción eléctrica entre del 2 al 4% mediante la modificación de los MPPT de entrada al inversor, lo que podría traducir en un incremento en la generación eléctrica de 36 MWh a 73 MWh del conjunto.

---

## ÍNDICE FIGURAS

Figura 2-1 Estadio Mineirão. Minas Gerais (Brasil) .....	8
Figura 2-2 Detalle instalación FV Estadio Mineirão. Minas Gerais (Brasil) .....	9





**UNIVERSIDAD  
DE LA RIOJA**



**Departamento de Ingeniería Mecánica**

**Doctorado en Innovación en Ingeniería de Producto y  
Procesos Industriales**

## **TESIS DOCTORAL**

**"Energía solar fotovoltaica integrada en la  
edificación: modelizado y análisis del efecto  
del sombreado en la captación de  
irradiación"**

### **CAPÍTULO VII: Referencias**

Doctorando: D. Alberto Martínez Rubio

Director: Dr. D. Félix Sanz Adán

Codirector: Dr. D. Jacinto Santamaría Peña

Junio 2016



## ÍNDICE

ÍNDICE .....	2
1. REFERENCIAS.....	3



## 1. REFERENCIAS

- [1] El Sistema Eléctrico Español. Informe 2014. REE. [www.ree.es](http://www.ree.es)
- [2] García JL, Cantero A. Potencial de las EERR en la España peninsular para el 2050. GreenPeace 2005.  
<http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/other/renovables-2050.pdf>
- [3] Informe especial: Fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. 2011. [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch)
- [4] Informe: Bases de ciencia física. 2013. [www.ipcc.ch](http://www.ipcc.ch).
- [5] Nature. [www.nature.com](http://www.nature.com)
- [6] World Energy Outlook 2015. Agencia Internacional de la Energía. <http://www.iea.org/>
- [7] Martínez E, Sanz-Adán F, Pellegrini S. Life cycle assessment of a multi-megawatt wind turbine. *Renewable Energy*. Vol 34 (2009). Pag 667-673. DOI: 10.1016/j.renene.2008.05.020
- [8] ECOFYS. Preparing power systems to supply reliable power from variable energy resources. 2010. <http://www.ecofys.com/en/publications/power-system-flexibility-strategic-roadmap/>
- [9] Eurostat. <http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/>
- [10] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). Plan de Energías renovables 2005-2010. [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [11] Renewable and Sustainable Energy Reviews.  
<http://www.journals.elsevier.com/renewable-and-sustainable-energy-reviews>
- [12] Galbete Goyena S. Viabilidad Técnico-Económica para un suministro 100% Renovable en España. Tesis Doctoral UPNA (2013)
- [13] Martínez-Rubio A, Sanz-Adán F, Santamaría J. Optimal design of photovoltaic energy collectors with mutual shading for pre-existing building roofs. *Renewable Energy*. Vol 78 (2015). Pag 666-678.. DOI: 10.1016/j.renene.2015.01.043
- [14] Klein SA, Theilacker JC. An Algorithm for Calculating Monthly-Average Radiation on Inclined Surfaces. *Journal of Solar Energy Engineering - Transactions of the ASME*. Vol 103 (1981). Pag 29-33. DOI: 10.1115/1.3266201
- [15] Ministerio de Fomento. Serie Edificación y viviendas
- [16] Duffie J, Beckman W. *Solar Engineering of Thermal Processes*. John Wiley & Sons. 2006.
- [17] Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía (IDAE). Plan de Energías renovables 2011-2020. 2011. 569-595. [www.idae.es](http://www.idae.es)
- [18] Código Técnico de la Edificación (CTE). Ministerio de Fomento. Gobierno de España. <http://www.codigotecnico.org/>

- [19] Sechilariu M, Wang B, Locment F. . Building integrated photovoltaic system with energy storage and smart grid communication. . IEEE Transactions on Industrial Electronics . Vol 60 (2013). Pag 1607-1618. DOI: 10.1109/TIE.2012.2222852
- [20] Jelle BP, Breivik C, Røkenes HD. Building integrated photovoltaic products: A state-of-the-art review and future research opportunities. Solar Energy Materials & Solar Cells . Vol 100 (2012). Pag 69-96. DOI: 10.1016/j.solmat.2011.12.016
- [21] Zomer C, Nobre A, Cassatella P, Reindl T, Rütther R. The balance between aesthetics and performance in building-integrated photovoltaics in the tropics. Progress in Photovoltaics: Research and Applications . Vol 22 (2014). Pag 744–756. DOI: 10.1002/pip.2430
- [22] Prasad DK, Snow M. Examples of Successful Architectural Integration of PV: Australia. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol 12 (2004). Pag 477–483. DOI: 10.1002/pip.572
- [23] Pagliaro M, Ciriminna R, Palmisano G. BIPV: merging the photovoltaic with the construction industry. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol 18 (2010). Pag 61–72. DOI: 10.1002/pip.920
- [24] Liangliang S, Lin L, Hongxing Y. Optimum design of shading-type building-integrated photovoltaic claddings with different surface azimuth angles. Applied Energy. Vol 90 (2012). Pag 233-240. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.01.062
- [25] Mandalaki M, Zervas K, Tsoutsos T, Vazakas A. Assessment of fixed shading devices with integrated PV for efficient energy use. Solar Energy. Vol 86 (2012). Pag 2561-2575. DOI: 10.1016/j.solener.2012.05.026
- [26] Chae YT, Kim J, Park H, Shin B. Building energy performance evaluation of building integrated photovoltaic (BIPV) window with semi-transparent solar cells. Applied Energy. Vol 129 (2014). Pag 217-227. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.04.106
- [27] James PAB, Jentsch MF, Bahaj AS. Quantifying the added value of BIPV as a shading solution in atria. Solar Energy. Vol 83 (2009). Pag 220-231. DOI: 10.1016/j.solener.2008.07.016
- [28] Seokyoung K, Taeyon H, Jeong TK. Theoretical analysis of the blinds integrated photovoltaic modules. Energy and Buildings. Vol 46 (2012). Pag 86-91. DOI: 10.1016/j.enbuild.2011.10.042
- [29] Kristl Z, Krainer A. Energy evaluation of urban structure and dimensioning of building site using iso-shadow method. Solar Energy. Vol 70 (2001). Pag 23-34. DOI: 10.1016/S0038-092X(00)00113-4
- [30] Yang H, Lu L. The Optimum Tilt Angles and Orientations of PV Claddings for Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Applications. Journal of Solar Energy Engineering. Vol 129 (2007). Pag 253-255. DOI: 10.1115/1.2212439
- [31] Mutlu A, Turkeri AN. Proposed Model for Design of Photovoltaic Mounted Steep Roof Systems and Case Study: Istanbul, Turkey. Sustainability in Energy and Buildings. Vol 7 (2011). Pag 289-298

- [32] Strzalka A, Alam N, Duminil E, Coors V, Eicker U. Large scale integration of photovoltaics in cities. *Applied Energy*. Vol 93 (2012). Pag 413-421. DOI: 10.1016/j.apenergy.2011.12.033
- [33] Jayanta DM, Yigzaw GY, Norton B. The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system. *Renewable Energy*. Vol 32 (2007). Pag 118-140. DOI: 10.1016/j.renene.2006.05.006
- [34] Mäki A, Valkealahti S, Leppäaho J. Operation of series-connected silicon-based photovoltaic modules under partial shading conditions. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol 20 (2012). Pag 298-309. DOI: 10.1002/pip.1138
- [35] Perpiñan O, Lorenzo E, Castro MA. Planta fotovoltaica de conexión a red: Estimación de sombras mutuas entre seguidores y optimización de separaciones. *Era Solar*. Vol 131 (2006). Pag 28-35
- [36] Alonso-García MC, Ruiz JM, Herrmann W. Computer simulation of shading effects in photovoltaic arrays. *Renewable Energy*. Vol 12 (2006). Pag 1986-1993. DOI: 10.1016/j.renene.2005.09.030
- [37] Martin N, Ruiz JM. Annual Angular Reflection Losses in PV Modules. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol 13 (2005). Pag 75–84. DOI: 10.1002/pip.585
- [38] Hummon M, Denholm P, Margolis R. Impact of photovoltaic orientation on its relative economic value in wholesale energy markets. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* . Vol 21 (2013). Pag 1531–1540. DOI: 10.1002/pip.2198
- [39] Portolan I, Rüther R. Limitations in solar module azimuth and tilt angles in building integrated photovoltaics at low latitude tropical sites in Brazil. *Renewable Energy*. Vol 63 (2014). Pag 116-124. DOI: 10.1016/j.renene.2013.09.008
- [40] Mulcue-Nieto L, Mora-Lopez LL. Methodology to establish the permitted maximum losses due to shading and orientation in photovoltaic applications in buildings . *Applied Energy*. Vol 137 (2015). Pag 37-45. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.088
- [41] Melo EG, Almeida MP, Zilles R, Grimoni JAB. Using a shading matrix to estimate the shading factor and the irradiation in a three-dimensional model of a receiving surface in an urban environment. *Solar Energy*. Vol 92 (2013). Pag 15-25. DOI: 10.1016/j.solener.2013.02.015
- [42] Chun-Ming H, Yi-An C, Hongwei T, Pei-Fang L. Potential for installing photovoltaic systems on vertical and horizontal building surfaces in urban areas. *Solar Energy*. Vol 93 (2013). Pag 312-321. DOI: 10.1016/j.solener.2013.04.21
- [43] Esclapes J, Ferreiro I, Piera J, Teller J. A method to evaluate the adaptability of photovoltaic energy on urban façades. *Solar Energy*. Vol 105 (2014). Pag 414-427. DOI: 10.1016/j.solener.2014.03.012

- [44] Drury E, Lopez A, Denholm P, Margolis R. Relative performance of tracking versus fixed tilt photovoltaic systems in the USA. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol 22 (2014). Pag 1302–1315. DOI: 10.1002/pip.2373
- [45] Ropp ME, Begovic M, A. Rohatgi, R. Long. Design Considerations for Large Roof-integrated Photovoltaic Arrays. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol 5 (1997). Pag 1302–1315. DOI: 10.1002/(SICI)1099
- [46] Zogou O, Stapountzis H. Energy analysis of an improved concept of integrated PV panels in an office building in central Greece. *Applied Energy*. Vol 88 (2011). Pag 853-866. DOI: 10.1016/j.apenergy.2010.08.023
- [47] Seung-Ho Y, Eun-Tack L, Jong-Keuk L. Building Integrated Photovoltaics: A Korean case study. *Solar Energy*. Vol 64 (1998). Pag 151-161. DOI: 10.1016/S0038-092X(98)00115-7
- [48] Paul D, Mandal SN, Mukherjee D, Bhadra SR. Optimization of significant insolation distribution parameters - A new approach towards BIPV system design. *Renewable Energy*. Vol 35 (2010). Pag 2182-2191. DOI: 10.1016/j.renene.2010.02.026
- [49] Taeyon H, Seokyoung K, Jeong TK. Optimization of the building integrated photovoltaic system in office buildings-Focus on the orientation, inclined angle and installed area. *Energy and Buildings*. Vol 46 (2012). Pag 92-104. DOI: 10.1016/j.enbuild.2011.10.016
- [50] Redweik P, Catita C, Brito M. Solar energy potential on roofs and facades in an urban landscape. *Solar Energy*. Vol 97 (2013). Pag 332-341. DOI: 10.1016/j.solener.2013.08.036
- [51] Santamaria J, Sanz-Adan F, Martinez-Rubio A, Valbuena M. Use of LiDAR technology for detecting energy efficient roofs in urban areas. *DyNA Spain*. Vol 90 (2015). Pag 636-642. DOI: 10.6036/7691
- [52] Catita C, Redweik P, Pereira J, Brito MC. Extending solar potential analysis in buildings to vertical façades. *Computers & Geosciences*. Vol 66 (2014). Pag 1-12. DOI: 10.1016/j.cageo.2014.01.002
- [53] Sári M, Huld TA, Dunlop ED, Ossenbrink HA. Potential of solar electricity generation in the European Union member states and candidate countries. *Solar Energy*. Vol 81 (2007). Pag 1295–1305. DOI: 10.1016/j.solener.2006.12.007
- [54] Huld T, Müller R, Gambardella A. A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa. *Solar Energy*. Vol 86 (2012). Pag 1803-1815. DOI: 10.1016/j.solener.2012.03.006
- [55] Salazar Trujillo JH. Calculation of the shadow-penumbra relation and its application on efficient architectural design. *Solar Energy*. Vol 110 (2014). Pag 139-150. DOI: 10.1016/j.solener.2014.08.043
- [56] Ioannou AK, Stefanakis NE, Boudouvis AG. Design optimization of residential grid-connected photovoltaics on rooftops. *Energy and Buildings*. Vol 76 (2014). Pag 588-596. DOI: 10.1016/j.enbuild.2014.03.019



- [57] Lukac N, Zlaus D, Seme S. Rating of roofs' surfaces regarding their solar potential and suitability for PV systems, based on LiDAR data. *Applied Energy*. Vol 102 (2013). Pag 803-812. DOI: 10.1016/j.apenergy.2012.08.042
- [58] Lukac N, Zalik B. GPU-based roofs' solar potential estimation using LiDAR data. *COMPUTERS & GEOSCIENCES*. Vol 52 (2013). Pag 31-41. DOI: 10.1016/j.cageo.2012.10.010
- [59] Jakubiec JA, Reinhart CF. A method for predicting city-wide electricity gains from photovoltaic panels based on LiDAR and GIS data combined with hourly Daysim simulations. *Solar Energy*. Vol 93 (2013). Pag 127-143. DOI: 10.1016/j.solener.2013.03.022
- [60] Brito MC, Gomes N, Santos T. Photovoltaic potential in a Lisbon suburb using LiDAR data. *Solar Energy*. Vol 88 (2012). Pag 283-288. DOI: 10.1016/j.solener.2011.09.031
- [61] Iqbal M. *An Introduction to Solar Radiation*. Academic Press. Toronto (1983)
- [62] Active Standard ASTM E490. Standard Solar Constant and Zero Air Mass Solar Spectral Irradiance Tables. <http://www.astm.org>
- [63] Surface meteorology and Solar Energy. NASA. <https://eosweb.larc.nasa.gov/sse/>
- [64] Meteonorm. Meteotest. <http://www.meteonorm.com/>
- [65] The European Database of Daylight and Solar Radiation. <http://www.satellight.com/core.htm>
- [66] Solar Energy Services for Professionals SODA. <http://www.soda-is.com/eng/index.html>
- [67] Institute for Energy, Renewable Energy Unit. DB Solar radiation of PVGIS. European Commission, Joint Research Centre. 2012. <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/>
- [68] RETScreen. Natural Resources Canada. [www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465](http://www.nrcan.gc.ca/energy/software-tools/7465)
- [69] SolarGIS. Online data and tools for solar energy projects. <http://solargis.info/>
- [70] Green MA, Emery K, Hishikawa Y. Solar cell efficiency tables (version 47). *Progress in photovoltaics: Research and applications*. Vol 24 (2016). Pag 3-11. DOI: 10.1002/pip.2728
- [71] Norton B, Eames PC, Mallick TK. Enhancing the performance of building integrated photovoltaics. *Solar Energy*. Vol 85 (2011). Pag 1629-1664. DOI: 10.1016/j.solener.2009.10.004
- [72] Wright M, Uddin A. Organic-inorganic hybrid solar cells: A comparative review. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. Vol 107 (2012). Pag 87-111. DOI: 10.1016/j.solmat.2012.07.006
- [73] International Electrotechnical Commission IEC. <http://www.iec.ch/>

- [74] Ennaoui A. Recent progress in scaling up highly efficient Zn(S,O)/Cu-chalcopyrite thin film solar cells and modules at HZB. *Renewable Energy*. Vol 49 (2013). Pag 68-71. DOI: 10.1016/j.renene.2012.01.064
- [75] Klenk R, Klaer J, Koeble Ch. Development of CuInS<sub>2</sub>-based solar cells and modules. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. Vol 95 (2011). Pag 1441-1445. DOI: 10.1016/j.solmat.2010.11.001
- [76] Yang L, Ye QH, Ebong A. High efficiency screen printed bifacial solar cells on monocrystalline CZ silicon. *Progress in photovoltaics: Research and applications*. Vol 19 (2011). Pag 275-279 . DOI: 10.1002/pip.1018
- [77] Lee CH, Shin M, Lim MH. Material properties of microcrystalline silicon for solar cell application. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. Vol 95 (2011). Pag 207–210. DOI: 10.1016/j.solmat.2010.02.021
- [78] National Renewable Energy Laboratory NREL. <http://www.nrel.gov/>
- [79] Raugei M, Frankl P. Life cycle impacts and costs of photovoltaic systems: Current state of the art and future outlooks. *Energy*. Vol 34 (2009). Pag 392–399. DOI: 10.1016/j.energy.2009.01.001
- [80] Liu JS, Kuan CH, Cha SC. Photovoltaic technology development: A perspective from patent growth analysis. *Solar Energy Materials & Solar Cells*. Vol 95 (2011). Pag 3130-3136. DOI: 10.1016/j.solmat.2011.07.002
- [81] SolarWatt. <https://www.solarwatt.de/>
- [82] Solus Engineering. <http://www.solusengineering.com/>
- [83] Solar Energy Smartroof. <http://www.smartroof.be/>
- [84] SunPower Tenesol. <http://www.sunpower.fr/?comingfrom=tenesol>
- [85] SolarCentury. <http://www.solarcentury.com/uk/>
- [86] Canadian Solar. [www.canadiansolar.com/](http://www.canadiansolar.com/)
- [87] Scheuten. <http://www.scheuten.com/product/optisol-screen/>
- [88] Rheinzink. [www.rheinzink.es](http://www.rheinzink.es)
- [89] Solteecture GMBH. <http://www.solteecture.com/>
- [90] Schott AG. [www.schott.com](http://www.schott.com)
- [91] Solarnova. <http://www.solarnova.de>
- [92] Colt International. <https://www.coltinternational.com/>
- [93] ECOFYS-WWF. The Energy Report: 100% Renewable Energy by 2050. [www.panda.org/energyreport](http://www.panda.org/energyreport)
- [94] WWF. 2013. El camino hacia un futuro 100% renovable en Europa. [http://awsassets.wwf.es/downloads/res\\_report\\_final.pdf](http://awsassets.wwf.es/downloads/res_report_final.pdf)
- [95] Eurobarómetro 2011: Informe especial sobre el cambio climático. [http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news\\_2011100702\\_en.htm](http://ec.europa.eu/clima/news/articles/news_2011100702_en.htm)
- [96] Eurobarómetro 2013: Actitudes de los europeos hacia la calidad del aire. [http://ec.europa.eu/public\\_opinion/flash/fl\\_360\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/public_opinion/flash/fl_360_en.pdf)

- [97] European Commission. 2012. Action for Stability, Growth and Jobs. [http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nd/eccomm2012\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/europe2020/pdf/nd/eccomm2012_en.pdf)
- [98] Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 23 de abril de 2009, relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE
- [99] Directiva 2010/31/UE del Parlamento Europeo Y del Consejo de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios
- [100] Cooper PI. The absorption of radiation in solar stills. *Solar Energy*. Vol 12 (1969). Pag 333-346. DOI: 10.1016/0038-092X(69)90047-4
- [101] Perez R, Seals R, Ineichen P, Stewart P, Menicucci D. A new simplified version of the perez diffuse irradiance model for tilted surfaces. *Solar Energy*. Vol 39 (1987). Pag 221-231. DOI: 10.1016/S0038-092X(87)80031-2
- [102] Erbs DG, Klein SA, Duffie JA. Estimation of the diffuse-radiation fraction for hourly, daily and monthly-average global radiation. *Solar Energy*. Vol 28 (1981). Pag 1501–1505. DOI: 10.1016/0038-092X(82)90302-4
- [103] Liu BYH, Jordan RC. The interrelationship and characteristic distribution of direct, diffuse, and total solar radiation. *Solar Energy*. Vol 4 (1960). Pag 1-19. DOI: 10.1016/0038-092X(60)90062-1
- [104] Perez RR, Seals RD, Ineichen P. Dynamic Global to Direct Irradiance Conversion Models. *ASHRAE Transactions*. Vol 98 (1998). Pag 354-369
- [105] Aguiar R, Collares-Pereira M. A simple procedure for generating sequences of daily radiation values using a library of markov transition matrices. *Solar Energy*. Vol 40 (1988). Pag 269-279. DOI: 10.1016/0038-092X(88)90049-7
- [106] Aguiar R, Collares-Pereira M. TAG: A time-dependent auto-regressive, Gaussian model. *Solar Energy*. Vol 49 (1992). Pag 167-174. DOI: 10.1016/0038-092X(92)90068-L
- [107] Garcia M, Maruri JM, Marroyo L, Lorenzo E, Perez M. Partial Shadowing, MPPT Performance and Inverter Configurations: Observations at Tracking PV Plants. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Vol 16 (2008). Pag 529-536. DOI: 10.1002/pip.833
- [108] Villalva MG, Gazoli JR, Filho ER. Modeling and circuit-based simulation of photovoltaic arrays. *Brazilian Power Electronics Conference, COBET2009* (2009). Pag 623-633. DOI: 10.1109/COBEP.2009.5347680
- [109] Gow JA, Manning CD. Development of a photovoltaic array model for use in power-electronics simulation studies. *IEE Proceedings: Electric Power Applications*. Vol 146 (1999). Pag 193-200. DOI: 10.1049/ip-epa:19990116
- [110] Liu S, Dougal RA. Dynamic multiphysics model for solar array. *IEEE Transactions on Energy Conversion*. Vol 17 (2002). Pag 285-294. DOI: 10.1109/TEC.2002.1009482
- [111] Tsai VJD. Delaunay Triangulations in TIN creation - An overview and a linear-time algorithm. *International Journal of Geographical Information Systems*. Vol 7 (1993). Pag 501-524. DOI: 10.1080/02693799308901979

- [112] Zhou, Q-Y; Neumann, U. 2.5D Dual Contouring: A robust approach to creating building models from aerial LiDAR point clouds. Computer Vision-ECCV 2010, PT III. Vol 6313 (2010). Pag 115-128
- [113] Qianyi Zhou's Homepage. Publications. <http://qianyi.info/publication.html>
- [114] Zhou QY, Neumann U. Fast and extensible building modeling from airborne LiDAR data. Advances in geographic information systems (2008). DOI: 10.1145/1463434.1463444
- [115] Margalit A, Knott GD. An algorithm for computing the union, intersection or difference of two polygons. Comput & Graphics. Vol 13 (1989). Pag 167-183. DOI: 10.1016/0097-8493(89)90059-9
- [116] Huld T, Suri M, Dunlop ED. Comparison of Potential Solar Electricity Output from Fixed-Inclined and Two-Axis Tracking Photovoltaic Modules in Europe. Progress in Photovoltaics: Research and Applications. Vol 16 (2008). Pag 47-59. DOI: 10.1002/pip.773
- [117] Kacir M, Simsek M, Babur Y. Determining optimum tilt angles and orientations of photovoltaic panels in Sanliurfa, Turkey. Renewable Energy. Vol 29 (2004). Pag 1265-1275. DOI: 10.1016/j.renene.2003.12.014
- [118] Branker K, Pathak MJM, Pearce JM. A review of solar photovoltaic levelized cost of electricity. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Vol 15 (2011). Pag 4470-4482. DOI: 10.1016/j.rser.2011.07.104
- [119] Paudel AM, Sarper H. Economic analysis of a grid-connected commercial photovoltaic system at Colorado State University-Pueblo. Energy. Vol 52 (2013). Pag 289-296. DOI: 10.1016/j.energy.2013.01.052
- [120] Swift KD. A Comparison of the cost and financial returns for solar photovoltaic systems installed by businesses in different locations across the United States. Renewable Energy. Vol 57 (2013). Pag 137-143. DOI: 10.1016/j.renene.2013.01.011
- [121] European Commission. Eurostat. Energy price statistics. 2013. [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics\\_explained/index.php/Energy\\_price\\_statistics](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/statistics_explained/index.php/Energy_price_statistics)
- [122] Meteocontrol. <http://www.meteocontrol.es/energia-y-meteorologia/datos-meteorologicos/>
- [123] Agencia Estatal de Meteorología. Gobierno de España. <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos>
- [124] Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA). Instituto geográfico Nacional (IGN). Gobierno de España. <http://pnoa.ign.es/>
- [125] Vardimon R. Assessment of the potential for distributed photovoltaic electricity production in Israel. Renewable Energy. Vol 36 (2011). Pag 591-594. DOI: 10.1016/j.renene.2010.07.030
- [126] Sanchez E, Izard J. Performance of photovoltaics in non-optimal orientations: An experimental study. Energy and Buildings. Vol 87 (2015). Pag 211-219. DOI: 10.1016/j.enbuild.2014.11.035

---

[127] Research in Interactive Design - Vol. 4 paginas 292-296. Springer 2016.  
DOI 10.1007/978-3-319-26121-8