



Mapas de potencial agrovoltaico: metodología de evaluación territorial



31/07/2026

Información del Documento

Título del Proyecto	Agrovoltáica y resiliencia en zonas rurales del territorio SUDOE
Acrónimo del Proyecto	AgroSOL
Coordinador del Proyecto	Simon Navarro (ESTIA)
Duración del Proyecto	36 meses
Paquete de trabajo relacionado	GT1
Título del Documento	Mapas de potencial agrovoltáico: metodología de evaluación territorial
Número de Entregable	E.1.2.1
Organización Líder	UPNA
Socios Colaboradores	ESTIA, UPNA, ADENE, Consorcio EDER, UBU, GLHD, EREN, U.Évora-IIFA, CICYTEX, ITAGRA
Versión	V2
Tipo de Informe	Metodológico
Nivel de Diseminación	Público
Fecha de Vencimiento	31/03/2026
Fecha de Ingreso	31/07/2026
Autores	Ignacio García Ruiz (UPNA) Marian de Blas Corral (UPNA)

Histórica

Date	Version	Submitted by	Reviewed by	Comments

Tabla de Contenidos

Información del Documento	2
Histórica	2
Tabla de Contenidos	3
Lista de Figuras	4
Lista de Tablas	5
Introducción	7
Datos.....	9
Datos meteorológicos.....	9
Datos geográficos	10
Definición de arquetipos agrovoltáicos.....	10
Asignación de arquetipos a los usos agrarios	11
Metodología	13
Definición de la retícula de cálculo.....	13
Interpolación intratesela de variables radiométricas y meteorológicas	13
Generación de los modelos de orientación e inclinación del terreno	15
Cálculo del horizonte visible.....	15
Generación del mapa de factores de visión de cielo.....	16
Cálculo de la irradiancia incidente sobre el terreno	17
Cálculo de la irradiancia directa.....	17
Cálculo de la irradiancia difusa y reflejada	17
Cálculo de la irradiancia incidente sobre el generador FV	18
Arquetipo A. Sistemas fijos inclinados	19
Arquetipo B. Sistemas fijos verticales.....	19
Arquetipo C. Sistemas con seguimiento a un eje	20
Cálculo de la producción FV	21
Parámetros del modelo circuital del módulo FV	21
Pérdidas por modificador de ángulo de incidencia	23
Pérdidas adicionales del sistema FV	24
Conversión a magnitudes por unidad de superficie de suelo.....	25
<i>Ground Coverage Ratio</i> (GCR)	25
Pérdidas por sombreado entre hileras.....	26
Factor de ocupación efectiva del suelo	27
Aplicación por píxel y por caso agrovoltáico.....	27
Evaluación de la aptitud agrovoltáica por píxel	28

Exclusión de usos del suelo no aptos.....	28
Criterios de pendiente y compatibilidad estructural	28
Exclusión de áreas protegidas.....	29
Agregación de resultados a unidad agraria.....	29
Variables geométricas de la unidad agraria.....	30
Superficie útil para implantación	31
Radiación solar	31
Producción fotovoltaica.....	31
Potencia pico instalable	32
Resultados	33
Mapa de factor de visión de cielo (<i>SVF</i>).....	33
Mapa de radiación global anual	34
Mapa de producción fotovoltaica anual específica.....	35
Mapas de aptitud agrovoltaica	35
Conclusiones	37
Anexo. Capas y campos de salida.....	38
Capas ráster	38
Capa vectorial de recintos SIGPAC	39
Bibliografía	40

Lista de Figuras

Figura 1. Resolución espacial del modelo SARAH-3.....	9
Figura 2. División de la Comunidad Foral de Navarra (sombreado en rojo) en 753 celdas de cálculo de 4000 m × 4000 m.....	13
Figura 3. Perfil del horizonte visible desde un píxel del MDT.....	16
Figura 4. Perfil del horizonte visible desde un píxel del MDT y representación de los analemas solares para cada hora UTC.	17
Figura 5. Mapa de factores de visión de cielo (<i>SVF</i>).....	33
Figura 6. Mapa de radiación global solar anual.....	34
Figura 7. Producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de suelo para los arquetipos A y C.....	35
Figura 8. Aptitud por pendiente para los arquetipos A, sistemas fijos inclinados,y C, sistemas con seguimiento a un eje.....	36
Figura 9. Aptitud agrovoltaica para los casos AV VI–viñedo, asociado al arquetipo C de seguimiento a un eje, y OV–olivar, asociado al arquetipo A de sistemas fijos inclinados.	36

Lista de Tablas

Tabla 1. Casos agrovoltáicos definidos para los usos agrarios considerados.	12
Tabla 2. Valores característicos del módulo en condiciones CEM.	22
Tabla 3. Coeficientes de temperatura de la intensidad de cortocircuito, de la tensión a circuito abierto y de la potencia máxima.	22
Tabla 4. Valores de los parámetros del modelo en condiciones CEM.	22
Tabla 5. Pérdidas adicionales del sistema FV consideradas en el modelo.	25
Tabla 6. Valores de GCR y pérdidas por sombreado entre hileras considerados para cada caso AV.	26
Tabla 7. Umbrales máximos de pendiente admisible por arquetipo.	29
Tabla 8. Capas ráster generadas	38
Tabla 9. Campos de la capa vectorial de recintos SIGPAC.	39

Introducción

La transición energética y la adaptación del sector agrario al cambio climático plantean retos estrechamente relacionados en los territorios rurales del espacio SUDOE. La creciente exposición de las explotaciones agrarias a episodios de sequía, olas de calor, irregularidad de las precipitaciones y otros fenómenos extremos coincide con la necesidad de avanzar hacia modelos energéticos descarbonizados y compatibles con la conservación del suelo agrícola. En este contexto, la agrovoltáica se presenta como una alternativa capaz de integrar, sobre una misma superficie, la actividad agraria y la generación de electricidad fotovoltaica, siempre que el diseño de las instalaciones preserve la función productiva del terreno y se adapte a las características agronómicas, territoriales y tecnológicas de cada emplazamiento.

El proyecto AgroSOL “Agrovoltáica y resiliencia en zonas rurales del territorio SUDOE”, tiene como objetivo desarrollar una estrategia común y un plan de acción para la implantación de modelos agrovoltáicos adaptados a las pequeñas y medianas explotaciones agrarias del territorio SUDOE. El proyecto prioriza la continuidad de la producción agrícola y la integración de soluciones energéticas compatibles con las características de las explotaciones y de los recursos locales.

La diversidad agroclimática, topográfica y productiva de los territorios participantes hace necesario disponer de herramientas que permitan identificar, de forma sistemática y comparable, las zonas con mejores condiciones para el desarrollo de sistemas agrovoltáicos. La implantación de estas soluciones no depende únicamente de la disponibilidad de recurso solar, sino también de la pendiente y orientación del terreno, el uso agrario existente, la superficie efectivamente disponible, las restricciones territoriales y ambientales, y la compatibilidad entre los cultivos y las diferentes configuraciones fotovoltaicas. Asimismo, la separación entre filas, la densidad de módulos, la altura de las estructuras y el control de la sombra condicionan tanto la producción eléctrica como la continuidad de la actividad agraria.

Los mapas de potencial agrovoltáico constituyen, en este sentido, una herramienta de apoyo a la planificación territorial y a la toma de decisiones. Su finalidad no es determinar directamente la viabilidad definitiva de una instalación, que requiere estudios técnicos, agronómicos, ambientales y económicos específicos, sino realizar una evaluación preliminar y homogénea del territorio. Estos mapas permiten localizar superficies agrarias potencialmente compatibles con diferentes soluciones agrovoltáicas, cuantificar la superficie útil disponible y estimar las principales magnitudes energéticas asociadas, como la producción fotovoltaica anual y la potencia pico instalable.

Este informe propone una metodología para elaborar mapas de potencial agrovoltáico mediante la integración de información territorial, agraria y energética en un sistema de información geográfica. El cálculo de las variables topográficas, solares y fotovoltaicas se realiza sobre una malla ráster. Posteriormente, los resultados se agregan a las unidades definidas por la cartografía agraria oficial de cada territorio.

La metodología parte de la definición de varios arquetipos agrovoltáicos representativos. Estos arquetipos se vinculan con los usos agrarios mediante casos agrovoltáicos que establecen la configuración tecnológica y los parámetros de implantación aplicables. El procedimiento incorpora criterios relacionados con el uso del suelo, la pendiente, las áreas protegidas y la superficie útil mínima. A partir de estos criterios se estima, para cada unidad agraria, la superficie apta, la radiación solar, la producción fotovoltaica y la potencia pico instalable correspondiente al caso agrovoltáico asignado.

La metodología se aplica de manera demostrativa en Navarra, uno de los territorios participantes en AgroSOL. En este caso se utiliza la cartografía SIGPAC para delimitar las unidades agrarias y caracterizar sus usos. La aplicación permite mostrar el proceso de preparación de los datos, el cálculo de las variables, la generación de las capas de aptitud y la agregación de los resultados. Navarra se utiliza como territorio demostrativo y no como único ámbito de aplicación de la metodología.

El procedimiento se ha diseñado para su aplicación en el resto de los territorios del proyecto. En cada caso será necesario adaptar las fuentes cartográficas, las categorías de uso agrario y algunos parámetros a la información disponible y a las condiciones locales. La estructura general del método se mantiene común, lo que permite aplicar criterios comparables y obtener mapas de potencial agrovoltáico con una base metodológica homogénea.

Datos

Datos meteorológicos

Para la evaluación del potencial solar se realizó un análisis horario a lo largo de un año meteorológico típico (TMY, por sus siglas en inglés). Un TMY se construye concatenando meses reales seleccionados a partir de una serie histórica de observaciones, de forma que se reproduzcan de manera representativa las condiciones meteorológicas típicas del lugar a largo plazo, evitando la necesidad de simular series temporales completas de varios años y manteniendo la coherencia estadística de las principales variables meteorológicas y radiométricas.

En este trabajo, los TMY empleados se han obtenido a partir de la plataforma PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) de la Comisión Europea. Para las variables radiométricas se ha utilizado el conjunto de datos satelitales SARA-3 (EUMETSAT/Meteosat), que proporciona estimaciones horarias de irradiancia solar derivadas de observaciones satelitales, incluyendo las componentes de irradiancia global horizontal, directa normal y difusa horizontal. Además de las variables radiométricas, los TMY incluyen variables meteorológicas auxiliares necesarias para la modelización del rendimiento FV, tales como la temperatura del aire, la humedad relativa y la velocidad del viento. Para estas variables, PVGIS utiliza datos procedentes del reanálisis ERA5 del Centro Europeo de Predicción a Medio Plazo (ECMWF, *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*), que proporciona campos meteorológicos a escala global, con resolución horaria y una cobertura temporal prolongada.

La combinación de datos radiométricos de origen satelital (SARA-3) y variables meteorológicas procedentes de reanálisis (ERA5) permite disponer de series temporales horarias completas, adecuadas para la simulación del comportamiento energético de sistemas FV a largo plazo.

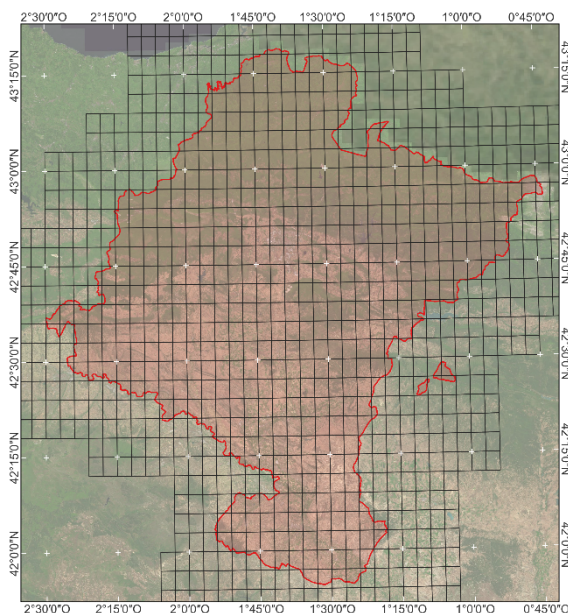


Figura 1. Resolución espacial del modelo SARA-3.

Los productos radiométricos de SARA-3 presentan una resolución espacial de 0.05° tanto en latitud como en longitud. A la latitud de Navarra ($42\text{--}43^\circ\text{N}$), esta resolución angular corresponde a celdas de aproximadamente 5.5 km en latitud y 4 km en longitud (ver Figura 1). Cada celda de SARA-3

representa, por tanto, un área del orden de varias decenas de kilómetros cuadrados. Esta resolución resulta adecuada para la caracterización regional del recurso solar, pero insuficiente para análisis detallados a escala local, donde influyen de manera determinante la topografía de detalle, la orientación de las superficies y los efectos de sombreado por obstáculos cercanos y lejanos. Por este motivo, ha sido necesario aplicar un procedimiento de reducción de escala espacial (*downscaling*) que permita adaptar los datos meteorológicos horarios a una malla de cálculo de alta resolución.

En este trabajo, los datos horarios de los TMY se han integrado con información geoespacial, permitiendo su reprocesado a escala de píxel. La simulación se ha realizado sobre una malla regular de alta resolución (25 m × 25 m), en la que cada píxel incorpora información de pendiente y orientación superficial, así como del horizonte visible obtenido a partir del modelo digital del terreno (MDT). Esta integración permite calcular, píxel a píxel y a resolución horaria, la captación efectiva de las componentes directa, difusa y reflejada de la radiación solar, manteniendo la coherencia con las condiciones meteorológicas representadas por los TMY.

Datos geográficos

La información topográfica utilizada en la aplicación demostrativa de Navarra procede de un modelo digital del terreno (MDT) con una resolución espacial de 25 m×25 m. El Instituto Geográfico Nacional (IGN) pone a disposición del público, a través de su Centro de Descargas, una serie de MDT con distinta resolución para todo el territorio nacional. En concreto, el MDT más actual disponible se corresponde con el generado a partir de un vuelo LiDAR realizado dentro de la 2ª Cobertura del Plan Nacional de Ortofotografía Aérea (PNOA) entre los años 2015 y 2022. Para la Comunidad Foral de Navarra, el vuelo se efectuó entre septiembre y noviembre de 2017.

Esta información puede no reflejar los cambios del terreno más recientes por lo que se recurrió a la 3ª Cobertura del PNOA. En este caso, el vuelo LiDAR correspondiente a la Comunidad Foral de Navarra se llevó a cabo en septiembre de 2024. A partir de la nube de puntos proporcionada por este vuelo se generó un MDT actualizado de la comunidad con una resolución de 25 m × 25 m.

Además del MDT, se utilizó la delimitación de recintos SIGPAC de la Comunidad Foral de Navarra con el objetivo de asociar las estimaciones de radiación y de producción eléctrica obtenidas para cada píxel del MDT a unidades territoriales homogéneas. Esta información se obtuvo en formato vectorial a través de los servicios de descarga oficiales del SIGPAC.

Definición de arquetipos agrovoltáicos

En el entregable E.1.1.1, *Diagnóstico del estado del arte de las explotaciones agrovoltáicas en la UE*, se identificaron cinco tipologías principales de instalaciones agrovoltáicas:

1. **Centrales fotovoltaicas en suelo**, correspondientes a instalaciones convencionales compatibles con determinados usos agrarios extensivos, como el pastoreo.
2. **Estructuras fijas elevadas**, formadas por módulos con inclinación fija instalados a una altura suficiente para permitir el desarrollo del cultivo y, cuando corresponda, el paso de maquinaria agrícola. Estas configuraciones proporcionan un sombreado moderado y relativamente constante.
3. **Sistemas orientables**, constituidos por estructuras móviles que permiten modificar la inclinación de los módulos. Su operación puede adaptarse a las necesidades del cultivo y, al mismo tiempo, optimizar la producción eléctrica.

4. **Invernaderos fotovoltaicos**, en los que los módulos se integran total o parcialmente en la cubierta, o se instalan sobre ella, permitiendo controlar la radiación incidente y determinadas condiciones microclimáticas.
5. **Vallas solares**, compuestas normalmente por módulos bifaciales dispuestos verticalmente en hileras suficientemente separadas para permitir el tránsito de maquinaria. Esta configuración resulta especialmente adecuada para pastizales y cultivos extensivos.

Para la evaluación territorial del potencial agrovoltáico, estas tipologías se agrupan en tres arquetipos representativos. Esta simplificación permite asociar las principales configuraciones tecnológicas a los usos agrarios existentes y realizar los cálculos de forma homogénea a escala regional:

Arquetipo A. Sistemas fijos inclinados: incluye las centrales fotovoltaicas en suelo, las estructuras fijas elevadas y los invernaderos fotovoltaicos.

Arquetipo B. Sistemas fijos verticales: corresponde a las vallas solares.

Arquetipo C. Sistemas con seguimiento a un eje: representa los sistemas orientables.

Esta agrupación tiene un carácter metodológico y no implica que cada uso agrario solo pueda combinarse con una única solución tecnológica. La configuración definitiva de una instalación deberá adaptarse, entre otros factores, al tipo de cultivo, las prácticas de manejo, las dimensiones de la maquinaria, la topografía, las condiciones climáticas y los requisitos normativos aplicables.

Asignación de arquetipos a los usos agrarios

La Unión Europea exige que todos los Estados miembros dispongan de un Sistema de Identificación de Parcelas Agrícolas, denominado LPIS por sus siglas en inglés (*Land Parcel Identification System*), para la gestión y el control de las ayudas de la Política Agrícola Común. Aunque los diferentes sistemas nacionales deben cumplir requisitos comunes relativos a la precisión cartográfica, la actualización de la información, la elegibilidad de las superficies y los procedimientos de control y monitorización, no existe una clasificación completamente armonizada de los usos del suelo y los cultivos. En España, el LPIS se implementa mediante el Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC), en Francia, mediante el *Registre Parcellaire Graphique* (RPG) y en Portugal, mediante el *Sistema de Identificação Parcelar* (iSIP).

Para el análisis realizado en España se consideran los usos agrarios del SIGPAC más representativos de las regiones del territorio SUDOE incluidas en el proyecto: tierras arables o cultivos extensivos, huerta, invernaderos, viñedo, frutales, frutos secos, olivar, asociaciones de cultivos leñosos y superficies de pasto.

A cada uso agrario se le asigna un arquetipo agrovoltáico de referencia atendiendo a su compatibilidad general con la estructura de la instalación, las necesidades de acceso y manejo del cultivo y la separación requerida entre hileras.

A efectos de este estudio, se denomina **caso agrovoltáico** (caso AV) a cada combinación concreta entre un uso agrario y el arquetipo agrovoltáico que se le asigna. Cada caso AV queda caracterizado por una configuración representativa y por un conjunto específico de parámetros de cálculo, que se definirán más adelante. De este modo, un mismo arquetipo puede dar lugar a distintos casos AV en función del cultivo o uso agrario considerado. La asignación adoptada para cada uso agrario se recoge en la Tabla 1.

Tabla 1. Casos agrovoltáicos definidos para los usos agrarios considerados.

Uso SIGPAC	Uso agrario	Arquetipo agrovoltáico	Configuración representativa
TA	Cereal/extensivo	B. Sistemas fijos verticales	Hileras verticales bifaciales
TH	Huerta	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
IV	Invernadero	A. Sistemas fijos inclinados	Cubierta parcialmente ocupada con módulos semitransparentes
VI	Viñedo	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
FY	Frutales	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
FS	Frutos secos	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
OV	Olivar	A. Sistemas fijos inclinados	Filas elevadas de baja densidad
FV	Frutos secos + viñedo	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
VF	Viñedo + frutales	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
VO	Viñedo + olivar	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
FF	Frutales + frutos secos	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
FL	Frutos secos + olivar	A. Sistemas fijos inclinados	Filas elevadas con inclinación fija
OF	Olivar + frutales	C. Sistemas con seguimiento a un eje	Filas elevadas con control de inclinación
PS	Pastizal	B. Sistemas fijos verticales	Hileras verticales bifaciales
PR	Pasto arbustivo	B. Sistemas fijos verticales	Hileras verticales dispersas
PA	Pasto con arbolado	B. Sistemas fijos verticales	Implantación discontinua

Metodología

Definición de la retícula de cálculo

Para facilitar el procesamiento, el territorio de Navarra se divide en 753 teselas cuadradas de 4 km×4 km (ver Figura 2). Cada tesela constituye una unidad independiente de ejecución y contiene una malla regular de píxeles de 25 m×25 m, que corresponde a la resolución espacial del modelo. Esta división permite distribuir y paralelizar los cálculos, reduciendo el tiempo de procesamiento sin modificar la resolución ni la continuidad espacial de los resultados finales. Una vez completadas las simulaciones, las capas obtenidas para cada tesela se integran en mosaicos continuos para el conjunto del territorio. Los modelos y algoritmos se implementaron en Wolfram Mathematica 12® y se ejecutaron en el clúster de computación del Instituto Smart Cities de la UPNA.

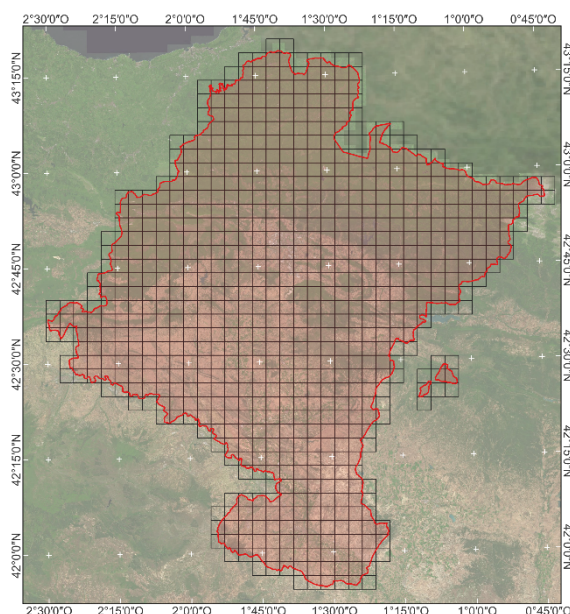


Figura 2. División de la Comunidad Foral de Navarra (sombreado en rojo) en 753 celdas de cálculo de 4000 m × 4000 m.

Interpolación intratesela de variables radiométricas y meteorológicas

Como se ha explicado, el cálculo de la irradiancia solar y, consecuentemente, de la producción FV desarrollado en este trabajo se basa en el uso de TMYs procedentes de la plataforma PVGIS, derivados del conjunto de datos satelitales SARA-3. Estos productos presentan una resolución espacial del orden de 4–5 km, mientras que el análisis se realiza sobre una malla regular de teselas de 4x4 km y, dentro de cada tesela, a resolución de píxel.

En una aproximación directa, cada tesela se asocia a un único fichero TMY, correspondiente a la localización de su centro geométrico. Esta asignación implica asumir homogeneidad meteorológica dentro de cada tesela y conduce a discontinuidades artificiales en las variables meteorológicas y

radiométricas de entrada al cruzar los límites entre teselas adyacentes, manifestándose en forma de saltos visibles en los mosaicos de irradiancia o producción FV. Dichas discontinuidades no responden a variaciones físicas reales del recurso solar, sino a la discretización espacial impuesta por el uso de series meteorológicas puntuales representativas de áreas extensas.

Con el fin de mitigar estos artefactos y obtener campos espaciales continuos y físicamente coherentes, se ha aplicado un procedimiento de interpolación intratesela de las variables meteorológicas y radiométricas de entrada, que permite reconstruir de forma suave la variabilidad espacial del recurso solar a partir de las series TMY disponibles en teselas vecinas.

Para ello, se ha seguido un esquema de interpolación bilineal aplicado hora a hora sobre las variables meteorológicas primarias (irradiancia global horizontal, G , irradiancia directa normal, G_{bn} , temperatura, T y velocidad de viento, V). Tras aplicar la interpolación, la transición entre teselas es continua y se eliminan los saltos abruptos asociados a la asignación discreta por teselas.

Sea un píxel de cálculo situado en la posición (x, y) dentro de la retícula regional. Dicho punto queda contenido en el cuadrilátero definido por cuatro teselas meteorológicas adyacentes, denotadas como T_{NO} , T_{NE} , T_{SO} y T_{SE} según su posición relativa. La interpolación se realiza en función de la posición del punto dentro de la celda meteorológica base.

Sean Δx y Δy las dimensiones de la tesela (4000 m en ambos ejes) y x_0 e y_0 las coordenadas del vértice noroeste de la tesela de referencia. Se definen las coordenadas adimensionales u y v de acuerdo con las Ecuaciones (1) y (2).

$$u = \frac{x - x_0}{\Delta x} \quad (1)$$

$$v = \frac{y_0 - y}{\Delta y} \quad (2)$$

donde $u, v \in [0,1)$ representan la posición relativa del píxel dentro de la celda. Los pesos bilineales asociados a cada tesela vienen dados por la Ecuación (3) cumpliéndose que $\sum_i w_i = 1$.

$$\begin{aligned} w_{NO} &= (1 - u)(1 - v) \\ w_{NE} &= u(1 - v) \\ w_{SO} &= (1 - u)v \\ w_{SE} &= uv \end{aligned} \quad (3)$$

La interpolación se aplica de manera independiente para cada instante horario t , obteniéndose las variables radiométricas y meteorológicas en el píxel como combinación lineal ponderada de las cuatro series:

$$G_p(t) = \sum_{i=1}^4 w_i G_i(t) \quad (4)$$

$$G_{bn,p}(t) = \sum_{i=1}^4 w_i G_{bn,i}(t) \quad (5)$$

$$T_p(t) = \sum_{i=1}^4 w_i T_i(t) \quad (6)$$

$$V_p(t) = \sum_{i=1}^4 w_i V_i(t) \quad (7)$$

Este procedimiento asegura la continuidad espacial de primer orden en las variables interpoladas para cada píxel, p . La irradiancia difusa horizontal, sin embargo, no se interpola de forma directa, sino que se calcula a partir del balance radiativo en el plano horizontal, garantizando así la coherencia entre las distintas componentes, de acuerdo con la Ecuación (8).

$$G_{d,p}(t) = \max[0, G_p(t) - G_{bn,p}(t) \cos \theta_z(t)] \quad (8)$$

donde $\theta_z(t)$ es el ángulo cenital solar correspondiente al instante t .

Las coordenadas locales del Sol (acimut y ángulo cenital) dependen exclusivamente de la latitud, fecha y hora. Dado que la variación espacial de la latitud dentro del dominio de estudio es reducida frente a la escala meteorológica considerada, se adopta una única serie geométrica común para toda la tesela, introduciendo un error despreciable.

El procedimiento de interpolación descrito se aplica exclusivamente a las variables radiométricas y meteorológicas primarias. Las magnitudes derivadas, como la irradiancia sobre plano inclinado o la producción FV, se calculan posteriormente mediante modelos físicos no lineales, evitando interpolaciones sobre variables ya transformadas.

Generación de los modelos de orientación e inclinación del terreno

El cálculo de la radiación solar incidente sobre cada píxel del MDT teniendo en cuenta su inclinación y su orientación, requiere determinar previamente ambas variables a partir del modelo. En este estudio se obtuvieron los modelos de orientaciones e inclinaciones mediante dos geoalgoritmos de GDAL ejecutados en el software QGIS. Tras su ejecución se generaron dos capas ráster:

- Un modelo de acimut u orientación de cada píxel, γ_p . La convención angular adoptada establece el sur como dirección de referencia (0°), con valores negativos hacia el este y positivos hacia el oeste.
- Un modelo de inclinación respecto al plano horizontal, β_p .

Cálculo del horizonte visible

El horizonte visible representa, para cada dirección acimutal, el ángulo de elevación máximo de los obstáculos topográficos observados desde un punto. Su cálculo permite considerar el efecto del relieve circundante sobre la radiación solar recibida.

A partir del modelo digital del terreno se calcula un perfil de horizonte para cada píxel de la malla. Este perfil se utiliza posteriormente para:

- Determinar si la posición del Sol está obstruida y, por tanto, anular la componente directa correspondiente.
- Estimar la fracción visible de la bóveda celeste empleada en el cálculo de la radiación difusa.

La Figura 3 muestra un ejemplo del perfil de horizonte obtenido para un píxel del territorio de Navarra.

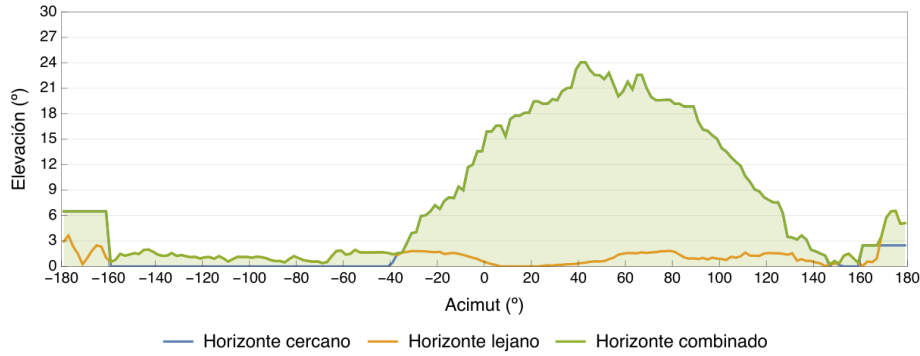


Figura 3. Perfil del horizonte visible desde un píxel del MDT.

Generación del mapa de factores de visión de cielo

El factor de visión de cielo (SVF , por sus siglas en inglés) es el cociente de la irradiancia difusa recibida por un plano inclinado entre la irradiancia difusa horizontal considerando una distribución isotrópica de la radiancia en el cielo. Este parámetro permite considerar el efecto de los obstáculos sobre la irradiancia difusa recibida en cada píxel del MDT.

En ausencia de obstáculos, este parámetro se puede calcular mediante la Ecuación (9).

$$SVF = \frac{G_{d,T}}{G_d} = \frac{1 + \cos \beta_p}{2} \quad (9)$$

donde $G_{d,T}$ es la irradiancia difusa sobre un plano inclinado, G_d es la irradiancia difusa horizontal y β_p es la inclinación del plano de interés.

Cuando el plano se encuentra en un entorno obstruido, el SVF (SVF_{obs}) se corresponde con el cociente de la Ecuación (10).

$$SVF_{obs} = \frac{G_{d,T,obs}}{G_d} \quad (10)$$

donde $G_{d,T,obs}$ es la irradiancia difusa recibida sobre un plano inclinado considerando el efecto de los obstáculos.

En este caso, su determinación se puede llevar a cabo mediante la Ecuación (11) propuesta por Böhner y AntoniĆ (2009) como una adaptación de la expresión original de Dozier y Frew (1990).

$$SVF_{obs} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left[\cos \beta_p \cos^2 \alpha_i + \sin \beta_p \cos(\gamma_i - \gamma) \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_i - \sin \alpha_i \cos \alpha_i \right) \right] \quad (11)$$

donde α_i es la elevación angular del horizonte correspondiente a un acimut γ_i , γ es el acimut del plano y N el número total de azimuts considerados para definir el horizonte (360 en este caso). De tal manera que, para el cálculo del SVF en un píxel del MDT, es preciso conocer su orientación, su inclinación y la elevación de la línea de horizonte.

No obstante, se ha comprobado que la Ecuación (11), tal cual está definida, subestima el SVF_{obs} . Cuando el valor del interior del sumatorio resulta negativo, es preciso considerarlo como 0, como se muestra en la Ecuación (12).

$$SVF_{obs} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \left\{ \max \left[0, \cos \beta_p \cos^2 \alpha_i + \sin \beta_p \cos(\gamma_i - \gamma) \left(\frac{\pi}{2} - \alpha_i - \sin \alpha_i \cos \alpha_i \right) \right] \right\} \quad (12)$$

Cálculo de la irradiancia incidente sobre el terreno

a irradiancia incidente sobre el plano real del terreno se calcula para cada píxel y cada hora del TMY a partir de sus componentes directa, difusa y reflejada. El cálculo incorpora la inclinación y la orientación del terreno, la posición solar y la obstrucción producida por el horizonte local.

Cálculo de la irradiancia directa

La conversión de la irradiancia directa horaria sobre el plano horizontal al plano inclinado de cada píxel atiende a una sencilla relación geométrica que tiene en cuenta el ángulo de cénit solar y el ángulo de incidencia entre el sol y el plano (píxel) en cuestión. El cálculo de estas dos variables requiere la determinación previa de la posición del sol en cada hora del año. Para ello se ha empleado el algoritmo actualizado de la Plataforma Solar de Almería (PSA) (Blanco et al., 2020).

Por otra parte, es preciso tener en cuenta el efecto de los obstáculos del entorno sobre la irradiancia directa incidente. Es decir, determinar en cada momento si los obstáculos se interponen entre el sol y el píxel o no. En la Figura 4 se puede apreciar la representación de la línea de horizonte correspondiente a un determinado píxel y los analemas solares correspondientes a la posición que ocupa el sol en el cielo si se observa todos los días del año a las mismas horas. Cuando el sol se sitúa bajo el horizonte no será visible y la irradiancia directa será nula.

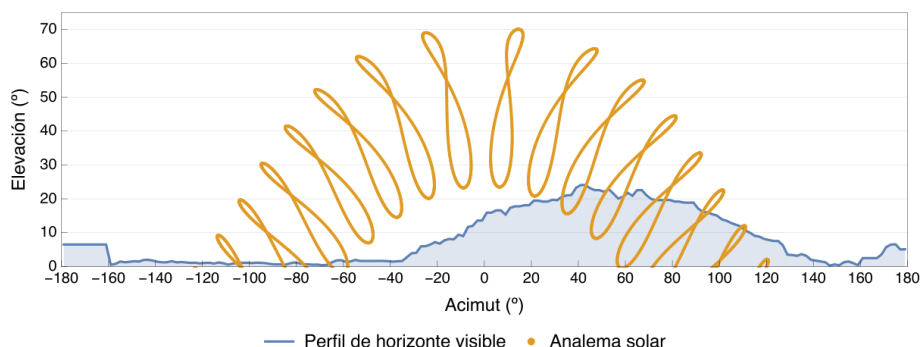


Figura 4. Perfil del horizonte visible desde un píxel del MDT y representación de los analemas solares para cada hora UTC.

Cálculo de la irradiancia difusa y reflejada

Como consecuencia de su carácter multidireccional y anisotrópico, el cálculo de la irradiancia difusa incidente sobre un plano inclinado no se puede resolver con una sencilla transformación geométrica, es preciso recurrir a un modelo de cálculo. En este estudio se ha utilizado el modelo de Perez et al. (1990) ya que presenta el mejor comportamiento de entre los existentes, como concluyen García et al. (2020) y García et al. (2022), miembros del equipo de investigación. El modelo de Perez et al. (1990) considera una distribución anisotrópica de la radiancia en el cielo dividiendo éste en tres zonas: la región isotrópica o de fondo, la región circumsolar y el brillo de horizonte. La Ecuación (13) describe la formulación básica del modelo para el cálculo de la irradiancia difusa, en la que se pueden distinguir las tres zonas del cielo.

$$G_{d,T} = G_d \left[(1 - F_1) \left(\frac{1 + \cos \beta_p}{2} \right) + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta_p \right] \quad (13)$$

donde $G_{d,T}$ es la irradiancia difusa sobre el plano inclinado, G_d es la irradiancia difusa medida sobre el plano horizontal, F_1 es el coeficiente de brillo circunsolar, F_2 es el coeficiente de brillo de horizonte y a y b son dos parámetros dependientes del ángulo de incidencia de la irradiancia directa sobre el plano y del ángulo de cénit solar respectivamente.

En este estudio se ha introducido una modificación del modelo original orientada a la consideración del efecto de los obstáculos sobre la irradiancia difusa. La Ecuación (14) recoge la citada modificación:

$$G_{d,T} = G_d \left[(1 - F_1) SVF_{obs} + F_1 \frac{a}{b} + F_2 \sin \beta_p \right] \quad (14)$$

Además, se ha considerado una aportación más correspondiente a la irradiancia reflejada sobre el plano inclinado ($G_{r,T}$), de acuerdo con la Ecuación (15).

$$G_{r,T} = G(1 - SVF_{obs})\rho \quad (15)$$

donde ρ es el albedo del terreno cuyo valor se ha establecido en 0.3 para el presente estudio.

Como en el caso del cálculo de la irradiancia directa, se ha determinado la irradiancia difusa y reflejada para cada hora del año. La suma de las componentes directa, difusa y reflejada permite obtener la irradiancia global en cada hora del año. La radiación global anual resulta de la integración de las irradiancias globales recibidas durante el año en cada píxel.

Cálculo de la irradiancia incidente sobre el generador FV

La radiación solar calculada previamente corresponde al plano real del terreno, definido por la pendiente y la orientación de cada píxel del modelo digital del terreno. Sin embargo, los módulos fotovoltaicos se instalan sobre estructuras que determinan un plano de captación diferente del terreno. Por tanto, es necesario transformar las componentes de radiación incidente sobre la superficie terrestre en las correspondientes al plano del generador fotovoltaico.

Esta transformación se realiza de forma diferenciada para los tres arquetipos agrovoltáicos considerados:

Arquetipo A. Sistemas fijos inclinados.

Arquetipo B. Sistemas fijos verticales.

Arquetipo C. Sistemas con seguimiento a un eje.

En todos los casos, el cálculo se lleva a cabo con resolución horaria y a escala de píxel, manteniendo la consideración explícita de la posición solar, el horizonte local, las condiciones meteorológicas interpoladas y las componentes directa, difusa y reflejada de la radiación.

Arquetipo A. Sistemas fijos inclinados

En los sistemas con estructura fija inclinada, el plano del generador se define mediante una orientación y una inclinación constantes. Como configuración de referencia se considera una orientación hacia el sur, ($\gamma_{fix} = 0^\circ$) y una inclinación óptima β_{fix} , determinada para cada tesela de cálculo.

La inclinación óptima se obtiene a partir de la serie TMY asociada al centro de la tesela, evaluando la irradiancia global anual sobre un plano fijo para distintos valores de β_{fix} en el rango 0° – 60° . Para cada inclinación se integran las componentes directa, difusa y reflejada a lo largo de las 8760 horas del año, seleccionándose aquella que maximiza la irradiancia anual incidente. En esta fase no se incorpora el horizonte visible de cada píxel, ya que se busca una parametrización representativa de la tesela.

Una vez determinada la inclinación óptima para el sistema de captación fijo β_{fix} , la irradiancia sobre el plano generador en cada píxel, $G_{T,plano}(t, p, \alpha)$, se calcula para cada hora del año utilizando el mismo esquema físico descrito en la Sección “Cálculo de la irradiancia incidente sobre el terreno”, pero sustituyendo la orientación e inclinación del terreno por las del generador FV. En particular:

- **La componente directa** se obtiene a partir del ángulo de incidencia entre la radiación solar y el plano generador, considerando además la visibilidad del sol en función del horizonte local del píxel.
- **La componente difusa** se calcula mediante el modelo de Perez et al. (1990), incorporando el efecto de los obstáculos a través del factor de visión de cielo (SVF_{obs}) correspondiente al plano generador.
- **La componente reflejada** se determina a partir del albedo del terreno, considerando la fracción de hemisferio inferior visible desde el plano.

La irradiancia global horaria sobre el plano generador fijo calculada sirve como entrada para el modelo de conversión FV.

Arquetipo B. Sistemas fijos verticales

Los sistemas fijos verticales corresponden a configuraciones formadas por módulos instalados con $\beta_{fix} = 90^\circ$. En la configuración de referencia, los módulos se disponen en hileras con dirección norte-sur, de modo que sus dos caras quedan orientadas hacia el este y hacia el oeste. Esta solución se adopta como caso representativo para la evaluación territorial. En la práctica, la orientación de las hileras puede variar en función de la geometría de la parcela, la pendiente, la disposición de los accesos, las necesidades de la maquinaria agrícola, el tipo de cultivo y otros condicionantes técnicos o agronómicos. Sin embargo, la gran extensión del territorio analizado y el elevado número de parcelas hacen inviable reproducir de forma individual todas las configuraciones posibles. Por este motivo, se emplea una disposición norte-sur común, que permite aplicar un criterio homogéneo y comparable en todo el ámbito de estudio. Los resultados deben interpretarse, por tanto, como una estimación del potencial agrovoltáico a escala regional y no como el diseño definitivo de cada parcela.

Esta tipología, característica de las vallas solares bifaciales, permite captar radiación durante la mañana por la cara orientada al este y durante la tarde por la cara orientada al oeste. La irradiancia se calcula de manera independiente para ambas caras del módulo.

- **La componente directa** de cada cara se determina a partir del ángulo de incidencia correspondiente. Cuando el Sol se encuentra detrás de una de las caras, la componente directa sobre esa superficie se considera nula. También se comprueba, para cada hora y píxel, la posible obstrucción del Sol por el horizonte local.
- **La componente difusa** se calcula mediante el modelo de Perez et al. (1990) para cada orientación. Debido a la posición vertical de los módulos, cada cara observa una parte diferente de la bóveda celeste, cuya fracción visible puede reducirse por la topografía y los obstáculos representados en el horizonte local.
- **La componente reflejada** adquiere especial importancia en este tipo de sistemas, ya que ambas caras reciben radiación procedente del terreno. Su valor se estima a partir del albedo, de la irradiancia que alcanza la superficie terrestre y de la geometría de visión del terreno desde cada cara.

Para obtener la irradiancia efectiva del módulo bifacial se combinan las contribuciones de la cara frontal y de la cara posterior, aplicando el factor de bifacialidad correspondiente.

Arquetipo C. Sistemas con seguimiento a un eje

En el caso de los arquetipos con seguimiento solar Este–Oeste, correspondientes a sistemas con un eje de rotación dispuesto en dirección Norte–Sur, la orientación y la inclinación del plano generador se consideran variables en el tiempo y se calculan de forma horaria en función de la posición solar. Bajo la hipótesis de seguimiento ideal (sin limitaciones mecánicas ni estrategias de *backtracking*¹), la inclinación instantánea del generador, $\beta_p(t)$, se obtiene de acuerdo con la Ecuación (16).

$$\beta_p(t) = \arctan(|\tan\theta_z(t)\sin\gamma_s(t)|) \quad (16)$$

donde $\theta_z(t)$ es el ángulo cenital solar y $\gamma_s(t)$ el acimut solar.

El acimut del generador, $\gamma_p(t)$, se define según la Ecuación (17) correspondiendo los valores positivos a orientaciones hacia el oeste y los negativos a orientaciones hacia el este.

$$\gamma_p(t) = \begin{cases} +90^\circ, & \text{si } \sin\gamma_s(t) > 0 \\ -90^\circ, & \text{si } \sin\gamma_s(t) < 0 \end{cases} \quad (17)$$

En la práctica, la inclinación instantánea del generador se encuentra limitada por las restricciones mecánicas del sistema de seguimiento. En consecuencia, se ha impuesto un límite máximo a la inclinación, de forma que $|\beta_p(t)| \leq \beta_{max}$, tomando valores de $\beta_{max} = \pm 60^\circ$.

El cálculo de la irradiancia sobre el plano generador con seguimiento, $G_{T,plano}(t, p, a)$, se realiza también de forma horaria y a escala de píxel, distinguiendo las tres componentes de la radiación:

- **La irradiancia directa** se calcula a partir del ángulo de incidencia instantáneo entre la radiación solar y el plano generador, teniendo en cuenta la posible obstrucción por el horizonte local, de manera análoga al caso de plano fijo.

¹ El *backtracking* es una estrategia de control en sistemas de seguimiento solar que reduce el ángulo de giro de los seguidores en determinadas horas para evitar sombras entre filas de módulos, a costa de una ligera desviación respecto a la orientación óptima hacia el sol.

- **La irradiancia difusa** se obtiene mediante el modelo de Perez et al. (1990), adaptado a la orientación e inclinación variables del generador. Dado que el cálculo exacto del factor de visión de cielo para un plano móvil resultaría computacionalmente muy costoso, se emplea una aproximación basada en la interpolación entre configuraciones representativas del plano (horizontal y orientaciones extremas), lo que permite capturar de forma eficiente la variación del campo difuso a lo largo del día.
- **La componente reflejada** se calcula considerando el albedo del terreno y la geometría instantánea del plano generador.

Como resultado, para cada píxel, p , del MDT y para cada arquetipo FV, α , se dispone de una serie temporal horaria, h , de irradiancia global sobre el plano de captación del generador. Estas series constituyen la base para el cálculo de la producción eléctrica descrito en la Sección “Cálculo de la producción FV”.

Cálculo de la producción FV

Una vez determinada la irradiancia incidente sobre el plano del generador, el siguiente paso consiste en estimar la producción eléctrica mediante los dispositivos FV. Para ello se ha optado por un módulo de 120 células de silicio monocristalino con tecnología IBC (contactos interdigitados posteriores, por sus siglas en inglés). La potencia pico en Condiciones Estándar de Medida (CEM)² es de 455 Wp que se corresponde con una densidad de potencia eléctrica en el punto de máxima potencia de 229.8 W/m².

La adopción de un único módulo de referencia no pretende reproducir exactamente la tecnología comercial específica de cada arquetipo FV considerado, sino disponer de una base homogénea de modelización del rendimiento eléctrico por unidad de superficie de captación. Las diferencias entre arquetipos se introducen posteriormente a través de la geometría de implantación, del tipo de estructura y de los factores de conversión a superficie de suelo.

Parámetros del modelo circuital del módulo FV

Para determinar la potencia máxima que puede entregar este módulo en las distintas condiciones de irradiancia y de temperatura, la estrategia seguida es la de calcular los valores de los cinco parámetros del modelo de un diodo en las distintas condiciones medioambientales que se pueden dar dentro del año meteorológico típico utilizado en la elaboración del mapa de radiación solar. Los cinco parámetros indicados son: la corriente fotogenerada (I_L), la corriente máxima inversa (I_0), la resistencia serie (R_s), la resistencia paralelo (R_p) y el factor de idealidad del diodo (n). Estos parámetros son inicialmente determinados en las CEM a partir de la información que el fabricante suministra en las especificaciones técnicas del módulo y posteriormente son corregidos a las condiciones de operación de cada momento. Para el ajuste de los cinco parámetros se ha utilizado el procedimiento de Villalva et al. (2009) que emplea como datos de partida solo aquellos que son habitualmente suministrados por los fabricantes que, para el módulo utilizado como referencia en este estudio, son los incluidos en la Tabla 2 y Tabla 3.

² Las Condiciones Estándar de Medida (CEM) corresponden a una irradiancia de 1000 W·m⁻², una temperatura de célula FV de 25°C y un espectro solar AM 1.5, y se utilizan como referencia para caracterizar el comportamiento eléctrico de los módulos FV.

Tabla 2. Valores característicos del módulo en condiciones CEM.

Potencia pico (W)	I_{cc} (A)	V_{oc} (V)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	$W \cdot m^{-2}$
455	13.12	44.35	12.16	37.42	229.8

Tabla 3. Coeficientes de temperatura de la intensidad de cortocircuito, de la tensión a circuito abierto y de la potencia máxima.

α (%)	β (%)	γ (%)
0.058	-0.236	-0.27

El procedimiento de Villalva et al. (2009) puede proporcionar ternas de valores de R_s , R_p y n , que cumplen con el ajuste en el punto de máxima potencia. Después de analizar varias de estas ternas se ha observado que, cuando se utilizan valores que tienen significado físico, las densidades de potencia eléctrica calculadas no difieren significativamente. En todo caso, las mayores diferencias porcentuales se dan en niveles bajos de irradiancia en los que la producción eléctrica del módulo es pequeña. Los valores de los parámetros en CEM del módulo tomado como referencia son los que se recogen en la Tabla 4.

Tabla 4. Valores de los parámetros del modelo en condiciones CEM.

I_L (A)	I_0 (A)	n	R_s (Ω)	R_p (Ω)
5.022	$1.44 \cdot 10^{-9}$	1.203	0.38	842

Para la determinación de la temperatura de las células, correspondiente a cada una de las temperaturas ambientes consideradas, se utilizó un modelo que utiliza la temperatura de operación normal de la célula (TONC), suministrada en la información técnica del fabricante, y que contempla el efecto del viento en la refrigeración de los módulos.

Para el cálculo de los parámetros del modelo en las distintas condiciones medioambientales se han empleado las Ecuaciones (18) a (22), en las que los subíndices 2 se refieren a los valores de los parámetros, o variables medioambientales, en las condiciones distintas a las de referencia o CEM. En estas ecuaciones, las temperaturas son las absolutas de la célula, V_T es el potencial térmico, K es la constante de Boltzmann, q la carga del electrón y E_G la anchura de la banda prohibida del silicio, aunque esta última disminuye muy levemente con la temperatura del módulo, este efecto no se ha tenido en cuenta.

$$I_{cc2} = I_{cc1} \frac{G_2}{G_1} + \alpha(T_2 - T_1) \quad (18)$$

$$V_{oc2} = V_{oc1} + n_1 V_T \ln \frac{I_{cc2}}{I_{cc1}} + \beta(T_2 - T_1) \quad (19)$$

$$I_{02} = I_{01} \left(\frac{T_2}{T_1} \right)^3 e^{\frac{qE_G}{n_1 K} \left(\frac{1}{T_1} - \frac{1}{T_2} \right)} \quad (20)$$

$$n_2 = - \frac{V_{oc2}}{V_{T2} \ln \left[\left(\frac{I_{02}}{I_{cc2} - \frac{V_{oc2}}{R_p}} \right) \right]} \quad (21)$$

$$I_{L2} = I_{cc2} \left(1 + \frac{R_s}{R_p} \right) + I_{02} \left(e^{\frac{I_{cc2} R_s}{n_2 V_{T2}}} - 1 \right) \quad (22)$$

La potencia máxima estimada que puede entregar el módulo en cada una de las condiciones meteorológicas se obtiene aplicando el método iterativo de Newton-Raphson para encontrar las soluciones aproximadas de la función implícita que da la relación entre la tensión y la intensidad del módulo.

El cálculo se ha realizado en función del rango de temperaturas ambiente extremas observadas en el conjunto de TMY utilizados, esto es desde -9 a 45°C, con saltos de 1°C, para un rango de irradiancias que va desde 50 a 1 100 W·m⁻², con saltos de 50 W·m⁻² y para velocidades de viento comprendidas entre 0 y 9 m·s⁻¹, con saltos de 1 m·s⁻¹. Esto hace que el número de posibles condiciones medioambientales contempladas sea de 12 100. A partir de ahí, la densidad máxima de potencia eléctrica, en cada una de las condiciones ambientales citadas, se obtiene simplemente dividiendo la potencia máxima eléctrica de salida por el área del módulo. De esta forma se obtiene una matriz tridimensional en la que cada uno de sus elementos incluye el valor de la densidad pico de potencia correspondiente a la terna de variables meteorológicas considerada. Estos valores son los tenidos en cuenta en el proceso de cálculo del mapa de producción.

El valor de la irradiancia solar incidente sobre el plano de captación de cada arquetipo FV, para cada una de las 8760 horas del año, se obtiene según el procedimiento descrito en la Sección “Cálculo de la irradiancia incidente sobre el generador FV”. Para conocer la densidad de potencia eléctrica máxima de salida del módulo, basta seleccionar, en cada hora y cada píxel, el elemento de la matriz de densidades de potencia que se corresponde con su irradiancia y temperatura.

Pérdidas por modificador de ángulo de incidencia

La reflectancia de la cubierta del módulo aumenta cuando la radiación incide con ángulos alejados de la normal, reduciendo la fracción de energía que alcanza las células fotovoltaicas. Este efecto se incorpora mediante un modificador del ángulo de incidencia.

En este estudio se utiliza el procedimiento de Martín y Ruiz (2002) en el que las pérdidas angulares dependen de la inclinación y de la orientación del plano y, a través del valor de algunos de los coeficientes que es necesario introducir, de la tecnología FV utilizada. En este caso, el factor $F(\theta)$, por el que habría que multiplicar la potencia eléctrica de salida para tener en cuenta las pérdidas angulares, obedece a la Ecuación (23), en la que G , G_d y G_{bn} son las irradiancias global y difusa sobre plano horizontal y la directa sobre plano normal respectivamente, G_{0n} es la irradiancia extraterrestre sobre plano normal, β_p es la inclinación del plano, θ_z el ángulo de cenit solar y $F_b(\theta)$, $F_d(\beta_p)$ y $F_p(\beta_p)$ son los factores de pérdidas angulares para las irradiancias directa, difusa y reflejada, que se calculan con la ayuda de las Ecuaciones (24) a (26).

$$F(\theta) = \frac{G_{bn} h_b \cos \theta [1 - F_b(\theta)] + G_d h_d \frac{1 + \cos \beta_p}{2} [1 - F_d(\beta_p)] + G_p \frac{1 - \cos \beta_p}{2} [1 - F_p(\beta_p)]}{G_{bn} h_b \cos \theta + G_d h_d \frac{1 + \cos \beta_p}{2} + G_p \frac{1 - \cos \beta_p}{2}} \quad (23)$$

$$\text{con } h_b = 1 + \frac{G_d}{G_{0n} \cos \theta_z} \text{ y } h_d = 1 - \frac{G_{bn}}{G_{0n}}.$$

$$F_b(\theta) = \frac{\exp[\cos \theta / a_r] - \exp[-1/a_r]}{1 - \exp[-1/a_r]} \quad (24)$$

$$F_d(\beta_p) = \exp \left\{ -1/a_r \left[c_1 \left(\sin \beta_p + \frac{\pi - \beta_p - \sin \beta_p}{1 + \cos \beta_p} \right) + c_2 \left(\sin \beta_p + \frac{\pi - \beta_p - \sin \beta_p}{1 + \cos \beta_p} \right)^2 \right] \right\} \quad (25)$$

$$F_p(\beta_p) = \exp \left\{ -1/a_r \left[c_1 \left(\sin \beta_p + \frac{\beta_p - \sin \beta_p}{1 - \cos \beta_p} \right) + c_2 \left(\sin \beta_p + \frac{\beta_p - \sin \beta_p}{1 - \cos \beta_p} \right)^2 \right] \right\} \quad (26)$$

Como puede comprobarse en este caso se tratan de forma separada las tres componentes de la irradiancia. El parámetro a_r está relacionado con la tecnología del módulo FV, recomendándose un valor de 0.16 para módulos de silicio monocristalino como el utilizado de referencia en este trabajo. Por su parte, los parámetros c_1 y c_2 toman los valores de $4/3\pi$ y -0.074.

Este último es el procedimiento que se utiliza en este trabajo para calcular las pérdidas angulares, en cada hora del año, sobre cada uno de los planos que se corresponden con los tres arquetipos FV planteados.

Pérdidas adicionales del sistema FV

La modelización descrita hasta este punto permite estimar, para cada píxel y cada instante horario, la potencia eléctrica específica del generador FV por unidad de superficie de captación, antes de las pérdidas eléctricas y operativas del sistema. No obstante, para aproximar de forma más realista la energía eléctrica finalmente aprovechable, resulta necesario introducir un conjunto adicional de pérdidas asociadas al funcionamiento del sistema en su conjunto.

En este trabajo se consideran las siguientes pérdidas adicionales:

- Pérdidas por ensuciamiento o *soiling*, asociadas a la acumulación de polvo y suciedad sobre la superficie de los módulos.
- Pérdidas en el cableado de corriente continua.
- Pérdidas en el inversor, debidas al proceso de conversión de corriente continua a corriente alterna.
- Pérdidas en el cableado de corriente alterna.
- Pérdidas en equipos auxiliares y dispositivos de protección.
- Pérdidas por desajuste eléctrico (*mismatch*) entre módulos y cadenas.
- Pérdidas operativas asociadas a indisponibilidades parciales o puntuales del sistema.

Estas pérdidas se introducen mediante un factor multiplicativo global de sistema, F_{sys} , aplicado sobre la producción horaria del generador FV, Ecuación (27).

$$F_{sys} = (1 - L_{soil})(1 - L_{dc})(1 - L_{inv})(1 - L_{ac})(1 - L_{aux})(1 - L_{mis})(1 - L_{disp}) \quad (27)$$

Los valores adoptados para estas pérdidas, comunes a todos los arquetipos FV considerados en este trabajo, se recogen en la Tabla 5. Dichos valores corresponden a valores representativos adoptados para la evaluación territorial.

Tabla 5. Pérdidas adicionales del sistema FV consideradas en el modelo.

L_{soil} (%)	L_{dc} (%)	L_{inv} (%)	L_{ac} (%)	L_{aux} (%)	L_{mis} (%)	L_{disp} (%)
5	1.5	2.0	1.0	0.5	1.5	1.0

Aunque cabe esperar diferencias puntuales entre proyectos, en este trabajo se han adoptado valores homogéneos para las pérdidas adicionales del sistema, al considerar que su variabilidad entre arquetipos resulta secundaria frente a las diferencias derivadas de la geometría de implantación y del recurso solar, y no altera de forma significativa la utilidad territorial de los resultados.

Las pérdidas descritas pueden agruparse en dos grandes categorías:

- **Pérdidas eléctricas del sistema**, asociadas al proceso de conversión y transporte de la energía dentro de la instalación, que incluyen las pérdidas en el cableado de corriente continua (L_{dc}), en el inversor (L_{inv}), en el cableado de corriente alterna (L_{ac}), en equipos auxiliares (L_{aux}) y las pérdidas por desajuste eléctrico entre módulos y cadenas (L_{mis}).
- **Pérdidas operativas y de funcionamiento**, que incluyen las pérdidas por ensuciamiento de los módulos (L_{soil}), asociadas a la acumulación de polvo y suciedad, y las pérdidas por disponibilidad (L_{disp}), relacionadas con indisponibilidades parciales o puntuales del sistema.

En consecuencia, la magnitud $P_{plano}(t, p, a)$ utilizada en lo sucesivo representa la potencia específica instantánea del generador FV por unidad de superficie de captación (Wm^{-2}), una vez consideradas las pérdidas angulares. La aplicación posterior del factor F_{sys} permite obtener la potencia útil en corriente alterna, mientras que la introducción de $GCR(a)$, $L_{som}(a)$ y F_{ocup} permite referir dicha magnitud a unidad de superficie de suelo.

Conversión a magnitudes por unidad de superficie de suelo

La producción eléctrica específica obtenida en la Sección “Cálculo de la producción FV” está referida a la superficie de captación del generador FV. Para su aplicación en el contexto de planificación territorial resulta necesario expresar tanto la radiación captada como la energía generada por unidad de superficie de suelo.

Ground Coverage Ratio (GCR)

Para ello, se introduce el índice de cobertura del terreno o *Ground Coverage Ratio* (GCR), definido como la relación entre la superficie ocupada por los módulos, proyectada sobre el terreno, y la superficie total considerada, según la Ecuación (28).

$$GCR = \frac{A_{mod}}{A_{suelo}} \quad (28)$$

donde A_{mod} es el área total ocupada por los módulos FV y A_{suelo} es el área total de la superficie considerada.

La aplicación del GCR permite transformar directamente magnitudes referidas al plano del generador en magnitudes por unidad de superficie de suelo. En otras palabras, su aplicación permite expresar la

radiación captada y la energía generada en términos de unidad de superficie territorial, incorporando de forma implícita las limitaciones geométricas asociadas a la separación entre hileras de módulos (fijos o con seguimiento).

La irradiancia global incidente sobre el plano del generador puede transformarse en irradiancia global por unidad de superficie de suelo, $G_{T,suelo}(t, p, c)$, mediante la aplicación del GCR y del factor de pérdidas por sombreado entre hileras (ver Sección “Pérdidas por sombreado entre hileras”) de acuerdo con la Ecuación (29).

$$G_{T,suelo}(t, p, c) = G_{T,plano}(t, p, a) \cdot GCR(c) \cdot [1 - L_{som}(c)] \quad (29)$$

donde $G_{T,plano}(t, p, a)$ es la irradiancia global sobre el plano del generador para el instante horario t , el píxel p y el arquetipo a , $GCR(c)$ es el índice de cobertura del suelo asociado al caso AV c y $L_{som}(c)$ es el coeficiente de pérdidas por sombreado entre hileras para dicho caso AV.

Pérdidas por sombreado entre hileras

Aunque el modelo radiativo incorpora el sombreado producido por el horizonte y la topografía circundante, el autosombreado entre hileras de módulos no se modeliza geoméricamente para cada parcela. Este cálculo requeriría conocer con detalle la geometría de la instalación, la orientación de las filas, su separación, la altura de las estructuras y las características concretas de cada explotación, lo que resulta incompatible con la extensión territorial y la resolución del estudio.

Para considerar este efecto se introduce un factor de pérdidas por sombreado entre hileras, $L_{som}(c)$, que representa la fracción de energía anual no producida como consecuencia del autosombreado entre los elementos del generador para el caso AV c .

Los valores de $GCR(c)$ y $L_{som}(c)$ se asignan a cada caso AV. Los valores adoptados se recogen en la Tabla 6 y deben interpretarse como hipótesis homogéneas para la evaluación del potencial agrovoltáico a escala regional, no como parámetros de diseño definitivos para una parcela concreta.

Tabla 6. Valores de GCR y pérdidas por sombreado entre hileras considerados para cada caso AV.

Uso SIGPAC	Uso agrario	Arquetipo agrovoltáico	GCR (%)	L_{som} (%)
TA	Cereal/extensivo	B. Sistemas fijos verticales	20	4
TH	Huerta	C. Sistemas con seguimiento a un eje	35	6
IV	Invernadero	A. Sistemas fijos inclinados	40	4
VI	Viñedo	C. Sistemas con seguimiento a un eje	28	6
FY	Frutales	C. Sistemas con seguimiento a un eje	22	6
FS	Frutos secos	C. Sistemas con seguimiento a un eje	28	6
OV	Olivar	A. Sistemas fijos inclinados	18	4
FV	Frutos secos + viñedo	C. Sistemas con seguimiento a un eje	28	6
VF	Viñedo + frutales	C. Sistemas con seguimiento a un eje	27	6
VO	Viñedo + olivar	C. Sistemas con seguimiento a un eje	25	6
FF	Frutales + frutos secos	C. Sistemas con seguimiento a un eje	23	6
FL	Frutos secos + olivar	A. Sistemas fijos inclinados	21	4
OF	Olivar + frutales	C. Sistemas con seguimiento a un eje	23	6
PS	Pastizal	B. Sistemas fijos verticales	15	4
PR	Pasto arbustivo	B. Sistemas fijos verticales	12	3
PA	Pasto con arbolado	B. Sistemas fijos verticales	10	2

Los valores de $L_{som}(c)$ incluidos en la tabla constituyen una propuesta metodológica: se adopta un 4 % para configuraciones fijas inclinadas y vallas verticales regulares, un 6 % para sistemas con seguimiento y valores inferiores para implantaciones verticales más dispersas o discontinuas.

El índice $GCR(c)$ y el término de pérdidas $L_{som}(c)$ representan efectos distintos y complementarios. El primero cuantifica la fracción de superficie de suelo ocupada por la proyección de los módulos, mientras que el segundo recoge la reducción adicional de energía útil derivada del autosombreado entre hileras. Por tanto, la introducción de ambos términos no implica una doble contabilización de un mismo efecto, sino la consideración separada de una limitación geométrica y de una pérdida energética.

Factor de ocupación efectiva del suelo

Con el fin de aproximar la producción energética a la realidad territorial de una instalación agrovoltáica, se considera un factor adicional de ocupación efectiva del suelo, $F_{ocup} = 0.85$. Este factor representa la fracción de la superficie útil que puede destinarse efectivamente al campo fotovoltaico una vez descontadas las superficies asociadas a viales, retranqueos, cunetas, centros de transformación, equipos auxiliares y otras áreas de servicio.

En esta evaluación territorial se adopta un valor único para todos los arquetipos y casos AV, con el fin de mantener un criterio homogéneo en todo el ámbito de estudio. Este valor debe interpretarse como una hipótesis metodológica de carácter general y no como un parámetro de diseño específico para cada parcela.

Aplicación por píxel y por caso agrovoltáico

La Ecuación (30) permite calcular la producción eléctrica específica útil en corriente alterna por unidad de superficie de suelo para el instante horario t , el píxel p y el caso AV c .

$$P_{suelo}(t, p, c) = P_{plano}(t, p, a_c) \cdot GCR(c) \cdot [1 - L_{som}(c)] \cdot F_{sys} \cdot F_{ocup} \quad [W \text{ m}^{-2}] \quad (30)$$

donde $P_{plano}(t, p, a_c)$ representa la potencia específica horaria del generador fotovoltaico por unidad de superficie de captación para el arquetipo agrovoltáico a asociado al caso AV c , $GCR(c)$ es el índice de cobertura del terreno del caso AV, $L_{som}(c)$ es el coeficiente de pérdidas por sombreado entre hileras correspondiente a dicho caso, F_{sys} , es el factor global de pérdidas del sistema definido en la Ecuación (27) y F_{ocup} es el factor de ocupación efectiva del suelo.

El término $P_{plano}(t, p, a_c)$ se obtiene a partir del modelo energético del generador FV descrito previamente, que incorpora los efectos de la irradiancia incidente, la temperatura de célula y las pérdidas angulares. Por su parte, los factores $GCR(c)$, $L_{som}(c)$ y F_{ocup} permiten trasladar dicha producción a unidad de superficie de suelo, incorporando las limitaciones geométricas y de implantación propias de las plantas FV en suelo impuestas, entre otros motivos, por el cultivo asociado. Los valores adoptados para estos parámetros se recogen en la Tabla 6.

El modelo se aplica de forma independiente a cada píxel del MDT. Para cada arquetipo agrovoltáico se obtiene una serie horaria de irradiancia y de producción por unidad de superficie de captación. Posteriormente, para cada caso AV asociado a dicho arquetipo, se aplican los valores correspondientes de $GCR(c)$ y $L_{som}(c)$ para obtener la producción eléctrica específica por unidad de superficie de suelo.

La energía anual, expresada en términos de radiación solar captada o de producción FV, por píxel se obtiene mediante la integración temporal de la potencia horaria, Ecuación (31).

$$E_{final}(p, c) = \sum_{t=1}^{8760} P_{suelo}(t, p, c) \Delta t \quad [\text{Wh m}^{-2}] \quad (31)$$

con $\Delta t = 1 \text{ h}$.

Evaluación de la aptitud agrovoltaica por píxel

Con el objetivo de garantizar la viabilidad técnica de las instalaciones agrovoltaicas modelizadas y evitar la asignación de potencia en emplazamientos no aptos, se ha llevado a cabo una evaluación de la aptitud por píxel. Este proceso permite identificar los píxeles que cumplen simultáneamente los criterios de uso agrario y de pendiente del terreno requeridos para cada caso AV. La compatibilidad con la pendiente se evalúa en función del arquetipo agrovoltaico asociado a cada caso AV.

Exclusión de usos del suelo no aptos

Se excluyen del análisis todos aquellos píxeles correspondientes a usos del suelo incompatibles con el desarrollo de instalaciones FV en suelo. Esta exclusión se realiza a partir de los usos del suelo definidos por el SIGPAC, que proporciona una clasificación espacial detallada del territorio. De este modo, se eliminan del dominio de cálculo los píxeles asociados a los siguientes usos clasificados como no agrícolas de acuerdo con SIGPAC:

- G - Corrientes y superficies de agua.
- ZC - Zona concentrada no incluida en la ortofoto.
- CA - Viales.
- ZV - Zona censurada.
- ED - Edificaciones.
- FO - Forestal.
- MT - Matorral.
- IM - Improductivos.
- ZU - Zona urbana.
- EP - Elemento del paisaje.

Criterios de pendiente y compatibilidad estructural

Una vez aplicado el filtro de usos del suelo, se evalúa la compatibilidad geométrica de cada píxel en función de la pendiente del terreno, calculada previamente a partir del MDT (véase la Sección “Generación de los modelos de orientación e inclinación del terreno”).

La pendiente se analiza de forma independiente para cada arquetipo agrovoltaico, ya que los límites admisibles dependen del tipo de estructura considerado. Se distinguen tres categorías:

- Sistemas fijos inclinados.
- Sistemas fijos verticales.

- Sistemas con seguimiento solar a un eje con eje norte-sur y seguimiento este-oeste.

Para cada arquetipo se define un umbral máximo de pendiente admisible, por encima del cual la implantación se considera técnicamente inviable o poco representativa de las prácticas habituales (ver Tabla 7). Estos umbrales recogen criterios constructivos, limitaciones de obra civil y condicionantes económicos asociados al movimiento de tierras y a la complejidad estructural.

Tabla 7. Umbrales máximos de pendiente admisible por arquetipo.

Arquetipo	Estructura	$\beta_{\text{terreno,max}} (^{\circ})$
A. Sistemas fijos inclinados	Estructura fija inclinada	12
B. Sistemas fijos verticales	Estructura fija vertical	12
C. Sistemas con seguimiento a un eje	Seguidor con eje norte-sur	6

Las estructuras fijas, tanto inclinadas como verticales, admiten generalmente pendientes mayores que los sistemas con seguimiento. En estos últimos se requieren pendientes más reducidas para garantizar el funcionamiento mecánico del seguidor, evitar bloqueos geométricos, mantener la alineación de las hileras y limitar los movimientos de tierras necesarios.

En el caso de los sistemas fijos verticales, el umbral adoptado se equipara al de las estructuras fijas inclinadas, dado que no incorporan mecanismos móviles y presentan una mayor tolerancia frente a las variaciones del terreno. No obstante, este valor representa una hipótesis homogénea para la evaluación territorial y no sustituye al estudio topográfico y estructural necesario para el diseño de una instalación concreta.

Como resultado del proceso se genera una máscara binaria de aptitud para cada arquetipo agrovoltáico, definida a resolución de píxel. La máscara toma valor unitario en los píxeles cuya pendiente es igual o inferior al umbral correspondiente y valor nulo en los píxeles excluidos. Estas máscaras se aplican posteriormente como condición previa al cálculo del potencial agrovoltáico, de manera que la potencia instalable y la producción energética solo se asignan a localizaciones compatibles con las exigencias geométricas de cada tipología de estructura.

Exclusión de áreas protegidas

Además de los usos del suelo incompatibles, se excluyen de la implantación agrovoltáica los píxeles situados dentro de áreas protegidas. Esta exclusión se realiza mediante la superposición de las capas cartográficas correspondientes, generando una máscara territorial común a todos los arquetipos y casos AV. Los píxeles incluidos en estas áreas reciben valor nulo y no intervienen posteriormente en el cálculo de la superficie útil, la potencia instalable ni la producción fotovoltaica.

Agregación de resultados a unidad agraria

Los resultados calculados a escala de píxel se agregan posteriormente a la unidad agraria cartográfica de referencia. En la aplicación demostrativa de Navarra, esta unidad corresponde al recinto SIGPAC.

La agregación se realiza individualmente para cada recinto, preservando la correspondencia entre su geometría, su uso agrario y el caso AV asignado. Esto resulta necesario porque una misma parcela puede contener varios recintos con usos distintos.

Cada recinto se intersecta con las capas ráster generadas por el modelo, entre ellas las de pendiente, orientación, radiación anual, producción fotovoltaica y aptitud. Antes de calcular las magnitudes agregadas se aplican:

- La máscara de exclusión territorial.
- La máscara de aptitud correspondiente al arquetipo asociado al caso AV del recinto.

Cada unidad agraria queda asociado a un único caso AV, c , determinado por su uso agrario. Dicho caso define el arquetipo agrovoltáico correspondiente, a_c , así como los parámetros específicos de cálculo, entre ellos $GCR(c)$ y $L_{som}(c)$. Por lo tanto, a cada recinto se le aplica únicamente la máscara de aptitud correspondiente al arquetipo asociado a su caso AV. No se asignan todos los arquetipos ni todos los casos AV a todos los recintos.

De acuerdo con la (32), la superficie útil del recinto, $S_{\text{útil}}(u)$, se obtiene contabilizando los píxeles, p , que permanecen válidos después de aplicar las máscaras de exclusión territorial, $M_{\text{excl}}(p)$, y la máscara de aptitud del arquetipo a_c , $M_{a(c)}(p)$. Esta superficie representa el área potencialmente disponible para la implantación del caso AV asignado al recinto.

$$S_{\text{útil}}(u) = \sum_{p \in u} A_p M_{\text{excl}}(p) M_{a(c)}(p) \quad (32)$$

donde u representa la unidad agraria y A_p la superficie del píxel.

Se descartan los recintos cuya superficie útil resultante sea inferior a 1 000 m². Este umbral se adopta como criterio operativo para evitar unidades residuales con escasa representatividad práctica dentro del análisis territorial.

Para las unidades que superan el umbral se calculan la producción fotovoltaica y la potencia instalable correspondientes al único caso AV asignado.

Variables geométricas de la unidad agraria

Las siguientes variables describen la geometría topográfica interna del recinto a partir de los valores de pendiente y orientación calculados previamente en el MDT. Estos estadísticos se calculan considerando los píxeles que intersectan el recinto, con independencia de su aptitud posterior para la implantación agrovoltáica.

- **Inclinación media (°)**
Promedio aritmético de la pendiente de todos los píxeles contenidos en el recinto. Este valor caracteriza la inclinación media del terreno y permite identificar recintos predominantemente llanos o con relieve acusado.
- **Desviación típica de la inclinación (°)**
Dispersión de la pendiente dentro del recinto. Un valor bajo indica homogeneidad topográfica, mientras que valores elevados reflejan variabilidad interna significativa.
- **Orientación media (°)**
Promedio de la orientación del terreno calculado mediante estadística circular, dado el carácter angular de la variable. La convención angular adoptada establece el sur como dirección de referencia (0°), con valores negativos hacia el este y positivos hacia el oeste. Esta variable permite identificar la exposición dominante del recinto.

- **Desviación típica de la orientación (°)**
Dispersión circular de la orientación dentro del recinto. Valores elevados indican diversidad de exposiciones dentro de la misma unidad territorial.
- **Superficie total (ha)**
Superficie total del recinto.

Superficie útil para implantación

La superficie útil para implantación agrovoltáica se obtiene a partir de los píxeles válidos del recinto, una vez aplicados los criterios de aptitud y exclusión definidos previamente.

- **Superficie útil asociada al caso AV (ha)**
Superficie del recinto disponible para la implantación del caso AV asignado.
- **Proporción de superficie útil (%)**
Relación porcentual entre la superficie útil y la superficie total del recinto.

Radiación solar

La radiación solar del recinto se obtiene a partir de la capa ráster de radiación global anual sobre el plano real del terreno, generada previamente mediante el modelo físico de cálculo horario.

- **Radiación global anual media (kWh m⁻²)**
Promedio de la radiación global anual correspondiente a los píxeles que intersecan el recinto. Representa la energía solar anual recibida por unidad de superficie sobre el plano real del terreno.
- **Radiación anual total (kWh año⁻¹)**
Energía solar anual total recibida en el recinto, obtenida mediante la integración espacial de la radiación global anual sobre su superficie.

Producción fotovoltaica

La producción fotovoltaica del recinto se obtiene a partir de la capa ráster de producción anual específica en corriente alterna correspondiente al caso AV asignado, calculada por unidad de superficie de suelo. La agregación se realiza exclusivamente sobre la superficie útil del recinto definida en el apartado anterior.

- **Producción fotovoltaica anual específica media en corriente alterna (kWh m⁻²)**
Promedio de la producción anual específica en los píxeles útiles del recinto para el caso AV asignado.
- **Producción fotovoltaica anual total en corriente alterna (kWh año⁻¹)**
Energía eléctrica anual total estimada para el recinto, obtenida mediante la integración espacial de la producción específica sobre su superficie útil.

Potencia pico instalable

La potencia instalable del recinto se estima a partir de su superficie útil, del GCR correspondiente al caso AV asignado y de la potencia pico del módulo de referencia por unidad de superficie de captación.

- **Potencia pico instalable asociada al caso AV (kWp)**

Potencia pico teóricamente instalable en la superficie útil del recinto para el caso AV correspondiente a su uso SIGPAC. Se calcula mediante la Ecuación (33).

$$P_{\text{inst}}(c) = S_{\text{útil}} F_{\text{ocup}} GCR(c) p_{\text{mód}} \quad (33)$$

donde $S_{\text{útil}}$ es la superficie útil del recinto, expresada en m^2 , F_{ocup} es el factor de ocupación efectiva del suelo, $GCR(c)$ es el índice de cobertura del terreno correspondiente al caso AV y $p_{\text{mód}}$ es la potencia pico del módulo de referencia por unidad de superficie de captación, en kWp m^{-2} .

Resultados

La aplicación demostrativa de la metodología en Navarra ha permitido generar un conjunto de resultados cartográficos y alfanuméricos para caracterizar el potencial agrovoltáico del territorio. Los resultados describen el recurso solar, la producción fotovoltaica estimada y la superficie apta para los arquetipos y casos AV definidos, una vez aplicados los criterios territoriales y técnicos establecidos en la metodología.

Los apartados siguientes presentan los principales productos obtenidos, desde las variables radiométricas calculadas a escala de píxel hasta los resultados agregados por unidad agraria. La aplicación en Navarra tiene carácter demostrativo y permite mostrar el funcionamiento de la metodología, sin limitar su posible reproducción en los demás territorios del proyecto AgroSOL.

Mapa de factor de visión de cielo (SVF)

El cálculo del factor de visión de cielo (SVF) se ha llevado a cabo para cada píxel del MDT, obteniéndose el mapa mostrado en la Figura 5. Este parámetro permite cuantificar la fracción de cielo visible desde cada punto del terreno y, por tanto, el grado de obstrucción producido por la topografía circundante.

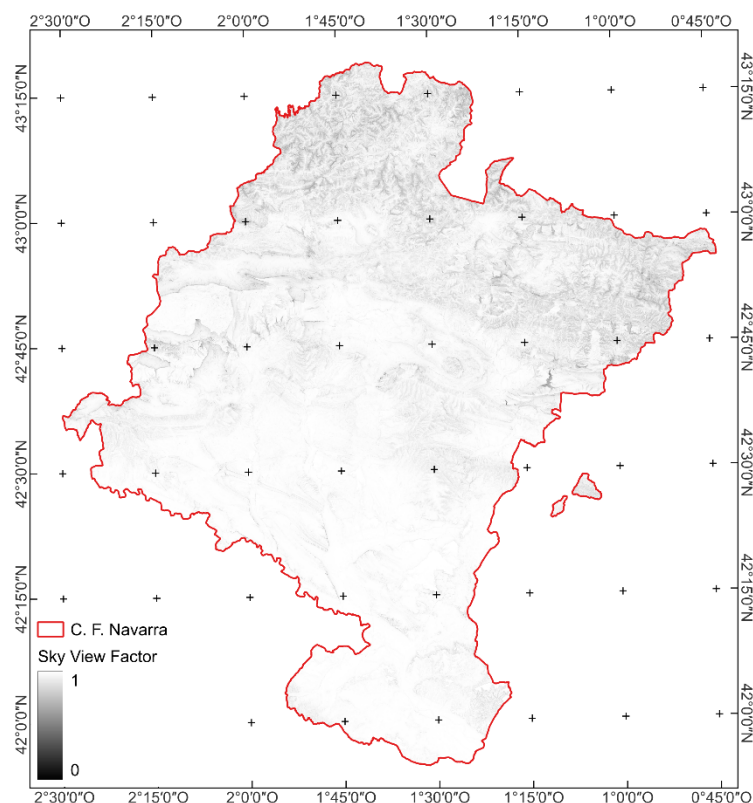


Figura 5. Mapa de factores de visión de cielo (SVF).

Como puede apreciarse en la Figura 5, las zonas con valores elevados de SVF se corresponden con áreas abiertas o de relieve suave, en las que la visibilidad del hemisferio celeste es prácticamente completa. Por el contrario, los valores más reducidos aparecen asociados a zonas de relieve más

acusado, valles encajados o áreas próximas a obstáculos topográficos, donde la línea de horizonte limita la recepción de radiación difusa.

La variabilidad observada muestra que la obstrucción topográfica no es uniforme y justifica su consideración en el cálculo de la radiación difusa. La información contenida en este mapa se utiliza posteriormente en el cálculo de las componentes difusa y reflejada de la irradiancia incidente.

Mapa de radiación global anual

El valor de la radiación solar global recibida anualmente en cada píxel del MDT se muestra en la Figura 6. Este resultado integra las componentes directa, difusa y reflejada de la radiación solar sobre el plano real del terreno, teniendo en cuenta la orientación, la pendiente y el sombreado producido por el horizonte.

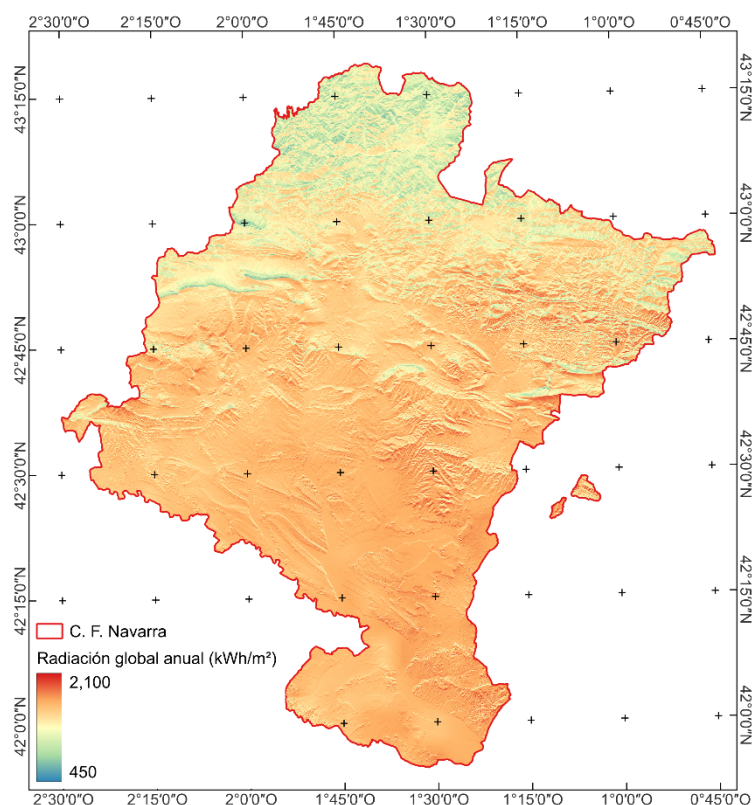


Figura 6. Mapa de radiación global solar anual.

La distribución espacial de la radiación global anual refleja tanto la variabilidad climática regional como los efectos locales derivados de la topografía. En términos generales, las zonas con mayor disponibilidad de recurso solar se localizan en áreas de menor obstrucción y con condiciones geométricas favorables, mientras que los valores más reducidos se asocian a emplazamientos con mayor sombreado topográfico o con orientaciones menos favorables. La Figura 6 constituye una primera aproximación territorial al recurso solar disponible, previa a la conversión FV.

Mapa de producción fotovoltaica anual específica

La Figura 7 muestra, a modo de ejemplo, la distribución espacial de la producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de suelo para dos de los arquetipos definidos: el arquetipo A, correspondiente a sistemas fijos inclinados, y el arquetipo C, correspondiente a sistemas con seguimiento a un eje. Se han seleccionado estos dos arquetipos por presentar las mayores diferencias en la geometría de captación y, por tanto, en su comportamiento energético.

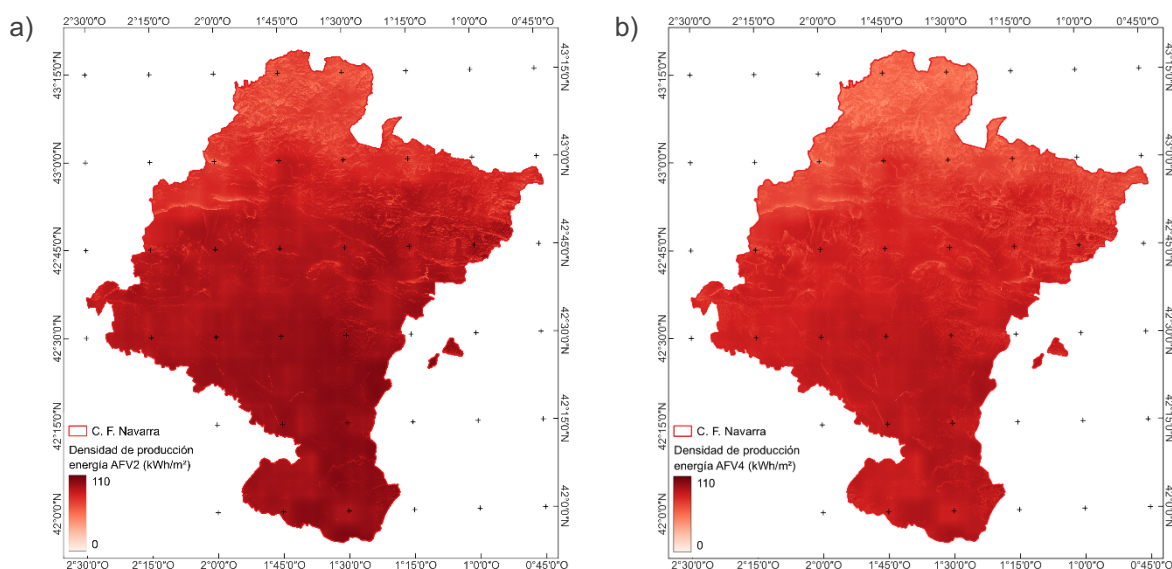


Figura 7. Producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de suelo para los arquetipos A y C.

En cada caso AV, c , la producción se obtiene a partir del comportamiento energético del arquetipo asociado a(c) y de los parámetros de implantación correspondientes, principalmente $GCR(c)$ y $L_{som}(c)$. El cálculo incorpora también las pérdidas adicionales del sistema fotovoltaico y el factor de ocupación efectiva del suelo.

Los casos vinculados a un mismo arquetipo presentan una distribución espacial similar, aunque con diferencias en la magnitud de la producción debidas a sus parámetros específicos. Los valores más elevados se concentran en las zonas con mayor disponibilidad de recurso solar y condiciones topográficas más favorables.

Mapas de aptitud agrovoltaica

La aptitud territorial se representa en dos etapas. En primer lugar, la Figura 8 muestra las limitaciones asociadas a la pendiente para los arquetipos A y C, correspondientes, respectivamente, a sistemas fijos inclinados y sistemas con seguimiento a un eje. Los mapas identifican los píxeles cuya pendiente no supera el umbral máximo adoptado para cada arquetipo: 12° para el arquetipo A y 6° para el arquetipo C.

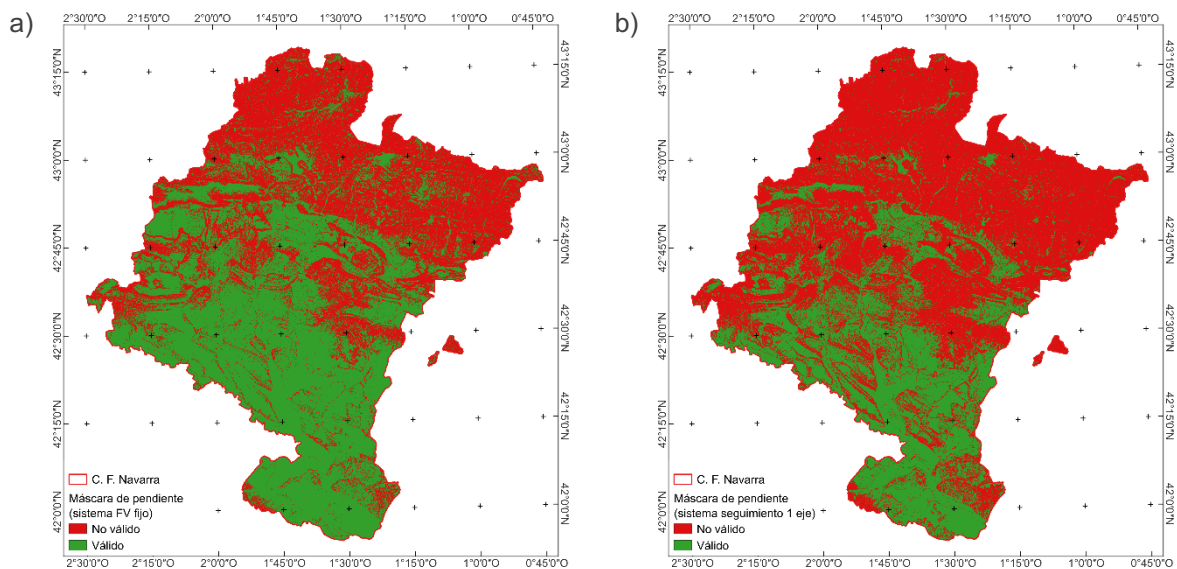


Figura 8. Aptitud por pendiente para los arquetipos A, sistemas fijos inclinados, y C, sistemas con seguimiento a un eje.

Posteriormente, la aptitud agrovoltáica se representa en la Figura 9 para dos casos AV seleccionados como ejemplo: viñedo y olivar. El caso AV de viñedo se asocia al arquetipo C, mientras que el caso AV de olivar se vincula al arquetipo A. En cada caso, el mapa integra la compatibilidad del uso agrario con el arquetipo asignado y las restricciones territoriales y técnicas definidas en la metodología.

Esta representación permite mostrar cómo un mismo procedimiento combina la información agraria con las condiciones de implantación específicas de cada caso AV.

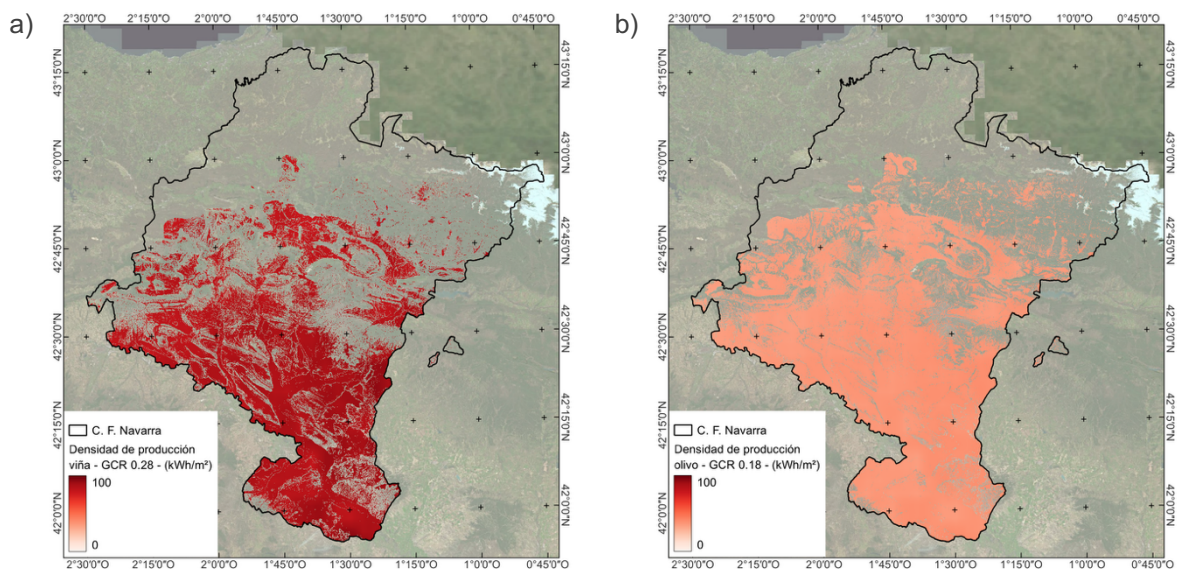


Figura 9. Aptitud agrovoltáica para los casos AV VI-viñedo, asociado al arquetipo C de seguimiento a un eje, y OV-olivar, asociado al arquetipo A de sistemas fijos inclinados.

Conclusiones

La metodología desarrollada permite evaluar el potencial agrovoltaico a escala territorial mediante la integración de información meteorológica, topográfica y agraria. El procedimiento combina cálculos horarios de irradiancia y producción fotovoltaica con criterios de compatibilidad territorial aplicados a una resolución espacial de 25 m.

La representación de la pendiente, la orientación y el horizonte local permite incorporar la influencia de la topografía sobre las componentes directa, difusa y reflejada de la radiación solar. Los resultados obtenidos muestran una variabilidad espacial asociada tanto a las condiciones climáticas regionales como a la geometría y al grado de obstrucción de cada emplazamiento.

La diversidad de configuraciones agrovoltaicas se ha sintetizado mediante tres arquetipos: sistemas fijos inclinados, sistemas fijos verticales y sistemas con seguimiento a un eje. Estos arquetipos se particularizan en 16 casos agrovoltaicos, definidos a partir del uso agrario y de parámetros específicos de implantación, como el índice de cobertura del terreno y las pérdidas por sombreado entre hileras. Esta estructura permite mantener un modelo energético común y, al mismo tiempo, representar las diferencias asociadas a cada uso agrario.

La evaluación de la aptitud distingue entre las restricciones dependientes del arquetipo y las exclusiones comunes al territorio. Para cada arquetipo se genera una máscara independiente de pendiente. A estas máscaras se añaden las exclusiones de usos incompatibles y áreas protegidas.

La agregación por unidad agraria conserva la correspondencia entre el uso existente, el caso AV asignado y el arquetipo asociado. Cada unidad se evalúa únicamente con el caso correspondiente a su uso agrario. La superficie útil se calcula después de aplicar las máscaras de exclusión y aptitud, y se descartan las unidades con menos de 1 000 m² de superficie útil.

Como resultado, la metodología genera productos cartográficos y alfanuméricos que caracterizan el recurso solar, la producción fotovoltaica anual específica, la superficie útil, la producción anual total y la potencia pico instalable estimada. Estos resultados pueden utilizarse para identificar áreas con condiciones favorables y apoyar análisis posteriores de planificación y priorización territorial.

La aplicación realizada en Navarra demuestra la viabilidad operativa del procedimiento y su capacidad para producir resultados homogéneos desde la escala de píxel hasta la unidad agraria. Su estructura es transferible a otros territorios del espacio SUDOE, siempre que se adapten las categorías de uso agrario, las fuentes cartográficas, las figuras de protección y los parámetros de implantación a las condiciones locales.

Los resultados deben interpretarse como una evaluación territorial del potencial agrovoltaico y no como el diseño definitivo de instalaciones concretas. La geometría final de cada proyecto deberá comprobarse mediante estudios agronómicos, topográficos, estructurales, ambientales y eléctricos específicos. Asimismo, los valores adoptados para la fracción de suelo cubierto, el sombreado entre hileras, la ocupación efectiva y las pérdidas del sistema constituyen hipótesis metodológicas que podrán refinarse cuando se disponga de información experimental o de diseño más detallada.

Anexo. Capas y campos de salida

Este anexo resume los productos generados tras la aplicación de la metodología de cálculo: por un lado, las capas ráster y vectorial empleadas y producidas durante el procesamiento, por otro, los campos resultantes por recinto SIGPAC.

Capas ráster

La Tabla 8 recoge las capas ráster generadas, junto con una descripción de su significado y sus unidades. Estas capas tienen 25 m de resolución espacial y contienen los resultados continuos del modelo. Las capas ráster se generan en formato GeoTIFF y sistema de referencia ETRS89 / UTM zona 30N (EPSG:25830).

Tabla 8. Capas ráster generadas

Nombre de capa	Contenido	Unidad
pendiente	Pendiente del terreno calculada a partir del modelo digital del terreno.	°
orientacion	Orientación del terreno. El sur se adopta como dirección de referencia (0°), con valores negativos hacia el este y positivos hacia el oeste.	°
SVF	Factor de visión del cielo (<i>Sky View Factor</i>), que representa la fracción de hemisferio celeste visible desde cada píxel.	-
Gt	Radiación global anual sobre el plano real del terreno, obtenida como suma de las componentes directa, difusa y reflejada.	kWh m ⁻²
Gbt	Radiación directa anual sobre el plano real del terreno.	kWh m ⁻²
Gdt	Radiación difusa anual sobre el plano real del terreno.	kWh m ⁻²
Grt	Radiación reflejada anual sobre el plano real del terreno.	kWh m ⁻²
Pplano_A	Producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de captación para el arquetipo A, correspondiente a sistemas fijos inclinados.	kWh m ⁻²
Pplano_B	Producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de captación para el arquetipo B, correspondiente a sistemas fijos verticales.	kWh m ⁻²
Pplano_C	Producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de captación para el arquetipo C, correspondiente a sistemas con seguimiento a un eje.	kWh m ⁻²
FV_c (*)	Producción fotovoltaica anual específica en corriente alterna por unidad de superficie de suelo para el caso AV c. Se generan 16 capas, una por cada caso AV definido.	kWh m ⁻²
M_A	Máscara binaria de aptitud por pendiente para el arquetipo A. Toma valor 1 en los píxeles aptos y 0 en los no aptos.	Binaria
M_B	Máscara binaria de aptitud por pendiente para el arquetipo B. Toma valor 1 en los píxeles aptos y 0 en los no aptos.	Binaria
M_C	Máscara binaria de aptitud por pendiente para el arquetipo C. Toma valor 1 en los píxeles aptos y 0 en los no aptos.	Binaria
M_excl	Máscara común de exclusión territorial, obtenida a partir de los usos no aptos y de las áreas protegidas consideradas.	Binaria

(*) El identificador *c* se sustituye en los archivos de salida por el código del uso agrario correspondiente. Por tanto, se generan 16 capas de producción fotovoltaica: FV_TA, FV_TH, FV_IV, FV_VI, FV_FY, FV_FS, FV_OV, FV_FV, FV_VF, FV_VO, FV_FF, FV_FL, FV_OF, FV_PS, FV_PR y FV_PA. Cada capa representa exclusivamente el caso AV asignado a ese uso agrario.

Capa vectorial de recintos SIGPAC

Se genera una capa vectorial en formato GeoPackage en la que cada entidad representa una unidad definida por la cartografía agraria oficial utilizada. En la aplicación demostrativa de Navarra, esta unidad corresponde al recinto SIGPAC. La Tabla 9 describe los campos incluidos en la capa vectorial, junto con su significado y unidades.

Tabla 9. Campos de la capa vectorial de recintos SIGPAC.

Nombre del campo	Tipo	Contenido	Unidad
uso_agr	Texto	Código del uso agrario procedente de la cartografía oficial. En Navarra corresponde al código de uso SIGPAC.	-
caso_av	Texto	Identificador del caso AV asignado en función del uso agrario.	-
arq_av	Texto	Arquetipo agrovoltáico asociado al caso AV: A, B o C.	-
inc_med	Numérico	Pendiente media del terreno dentro de la unidad agraria.	°
inc_dt	Numérico	Desviación típica de la pendiente del terreno dentro de la unidad agraria.	°
ori_med	Numérico	Orientación media del terreno, calculada mediante estadística circular. El sur se adopta como dirección de referencia (0°), con valores negativos hacia el este y positivos hacia el oeste.	°
ori_dt	Numérico	Desviación típica circular de la orientación del terreno.	°
sup_tot	Numérico	Superficie geométrica total de la unidad agraria.	ha
sup_util	Numérico	Superficie disponible para el caso AV asignado, una vez aplicados los criterios de aptitud y exclusión.	ha
prop_util	Numérico	Proporción de superficie útil respecto a la superficie total de la unidad agraria.	%
gt_med	Numérico	Radiación global anual media sobre el plano real del terreno.	kWh m ⁻²
gt_tot	Numérico	Radiación global anual total recibida en la superficie completa de la unidad agraria.	kWh año ⁻¹
fv_med	Numérico	Producción fotovoltaica anual específica media en corriente alterna, calculada sobre la superficie útil para el caso AV asignado.	kWh m ⁻²
fv_tot	Numérico	Producción fotovoltaica anual total estimada en corriente alterna para el caso AV asignado.	kWh año ⁻¹
p_inst	Numérico	Potencia pico instalable estimada para el caso AV asignado.	kWp

Bibliografía

- Blanco, M.J., Milidonis, K., Bonanos, A.M., 2020.** Updating the PSA sun position algorithm. *Solar Energy* 212, 339–341. <https://doi.org/10.1016/j.solener.2020.10.084>
- Böhner, J., AntoniĆ, O., 2009.** *Geomorphometry - Concepts, Software, Applications, Developments in Soil Science, Developments in Soil Science*. Elsevier. [https://doi.org/10.1016/S0166-2481\(08\)00008-1](https://doi.org/10.1016/S0166-2481(08)00008-1)
- Dozier, J., Frew, J., 1990.** Rapid calculation of terrain parameters for radiation modeling from digital elevation data. *IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing* 28, 963–969. <https://doi.org/10.1109/36.58986>
- García, I., Torres, J.L., de Blas, M., Sáenz, C., Hernández, B., Illanes Muñoz, R., 2020.** Evaluación comparativa de 19 modelos de estimación de irradiancia difusa sobre planos inclinados dependiendo del tipo de cielo estándar ISO/CIE, in: *As Energias Renováveis Na Transição Energética: Livro de Comunicações Do XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-Americano de Energia Solar*. Lisbon, Portugal (in Spanish), pp. 869–877. <https://doi.org/10.34637/cies2020.1.6103>
- García-Ruiz, I., Granados-López, D., González-Peña, D., Díez-Mediavilla, M., Torres, J.L., Alonso-Tristán, C., 2022.** Evaluation of angular distribution models to estimate sky diffuse irradiance on tilted planes in urban environments, in: *Proceedings of the EuroSun 2022*. Kassel, Germany.
- Martín, N., Ruiz, J.M., 2002.** A new model for PV modules angular losses under field conditions. *International Journal of Solar Energy* 22, 19–31. <https://doi.org/10.1080/01425910212852>
- Perez, R., Ineichen, P., Seals, R., Michalsky, J.J., Stewart, R., 1990.** Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance. *Solar Energy* 44, 271–289. [https://doi.org/10.1016/0038-092X\(90\)90055-H](https://doi.org/10.1016/0038-092X(90)90055-H)
- Villalva, M.G., Gazoli, J.R., Filho, E.R., 2009.** Comprehensive Approach to Modeling and Simulation of Photovoltaic Arrays. *IEEE Transactions on Power Electronics* 24, 1198–1208. <https://doi.org/10.1109/TPEL.2009.2013862>