



Mapas de potencial agrovoltaico: metodologia de avaliação territorial



31/07/2026

Informação do Documento

Título do Projeto	Agrovoltáica e resiliência nas zonas rurais do território SUDOE
Acrónimo do Projeto	AgroSOL
Coordenador do Projeto	Simon Navarro (ESTIA)
Duração do Projeto	36 meses
Grupo de tarefas relacionado	GT1
Título do Documento	Mapas de potencial agrovoltáico: metodologia de avaliação territorial
Número do Entregável	E.1.2.1
Organização Líder	UPNA
Parceiros Colaboradores	ESTIA, UPNA, ADENE, Consorcio EDER, UBU, GLHD, EREN, U.Évora-IIFA, CICYTEX, ITAGRA
Versão	V2
Tipo de Relatório	Metodológico
Nível de Disseminação	Público
Data de Entrega Prevista	31/03/2026
Data de Submissão	11/08/2026
Autores	Ignacio García Ruiz (UPNA) Marian de Blas Corral (UPNA)

Histórico

Data	Versão	Apresentado por	Revisto por	Comentários
31/07/2026	V1	Ignacio García Ruiz	Simon NAVARRO	Versão espanhola
11/08/2026	V2	João Alpalhão	Joana Fernandes	Versão portuguesa

Índice

1.	Introdução	6
2.	Dados	8
2.1.	Dados meteorológicos	8
2.2.	Dados geográficos	9
2.3.	Definição de arquétipos agrovoltáicos	10
2.3.1.	Atribuição de arquétipos aos usos agrícolas	11
3.	Metodologia	13
3.1.	Definição da grelha de cálculo	13
3.2.	Interpolação intraquadrícula de variáveis radiométricas e meteorológicas	13
3.3.	Geração dos modelos de orientação e de declive do terreno	15
3.4.	Cálculo do horizonte visível	15
3.5.	Geração do mapa de fatores de visão do céu	16
3.6.	Cálculo da irradiância incidente sobre o terreno	17
3.6.1.	Cálculo da irradiância direta	17
3.6.2.	Cálculo da irradiância difusa e refletida	17
3.7.	Cálculo da irradiância incidente sobre o gerador FV	18
3.7.1.	Arquétipo A. Sistemas fixos inclinados	19
3.7.2.	Arquétipo B. Sistemas fixos verticais	19
3.7.3.	Arquétipo C. Sistemas com seguimento de um eixo	20
3.8.	Cálculo da produção FV	21
3.8.1.	Parâmetros do modelo de circuito do módulo FV	21
3.8.2.	Perdas por modificador do ângulo de incidência	23
3.8.3.	Perdas adicionais do sistema FV	24
3.9.	Conversão para grandezas por unidade de superfície de solo	25
3.9.1.	<i>Ground Coverage Ratio</i> (GCR)	25
3.9.2.	Perdas por sombreamento entre fileiras	25
3.9.3.	Fator de ocupação efetiva do solo	26
3.9.4.	Aplicação por píxel e por caso agrovoltáico	27
3.10.	Avaliação da aptidão agrovoltáica por píxel	27
3.10.1.	Exclusão de usos do solo não aptos	27
3.10.2.	Critérios de declive e compatibilidade estrutural	28
3.10.3.	Exclusão de áreas protegidas	29
3.11.	Agregação dos resultados à unidade agrícola	29
3.11.1.	Variáveis geométricas da unidade agrícola	30

3.11.2.	Superfície útil para implantação	30
3.11.3.	Radiação solar.....	30
3.11.4.	Produção elétrica fotovoltaica	31
3.11.5.	Potência de pico instalável.....	31
4.	Resultados.....	32
4.1.	Mapa do fator de visão do céu (SVF)	32
4.2.	Mapa de radiação global anual	33
4.3.	Mapa de produção elétrica fotovoltaica anual específica	33
4.4.	Mapas de aptidão agrovoltáica	34
5.	Conclusões	36
6.	Anexo. Camadas e campos de saída	37
6.1.	Camadas raster.....	37
6.2.	Camada vetorial de recintos SIGPAC.....	38
7.	Bibliografia	39

Lista de Figuras

Figura 1. Resolução espacial do modelo SARAH-3.	9
Figura 2. Divisão da Comunidade Foral de Navarra (sombreada a vermelho) em 753 quadrículas de cálculo de 4 000 m × 4 000 m.	13
Figura 3. Perfil do horizonte visível a partir de um píxel do MDT.	16
Figura 4. Perfil do horizonte visível a partir de um píxel do MDT e representação dos analemas solares para cada hora UTC.	17
Figura 5. Mapa de fatores de visão do céu (SVF).	32
Figura 6. Mapa de radiação solar global anual.	33
Figura 7. Produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de solo para os arquétipos A e C.	34
Figura 8. Aptidão por declive para os arquétipos A, sistemas fixos inclinados, e C, sistemas com seguimento de um eixo.	35
Figura 9. Aptidão agrovoltáica para os casos AV VI, vinha, associado ao arquétipo C de seguimento de um eixo, e OV, olival, associado ao arquétipo A de sistemas fixos inclinados.	35

Lista de Tabelas

Tabela 1. Casos agrovoltáicos definidos para os usos agrícolas considerados.	11
Tabela 2. Valores característicos do módulo em condições STC.	21
Tabela 3. Coeficientes de temperatura da corrente de curto-circuito, da tensão em circuito aberto e da potência máxima.	22
Tabela 4. Valores dos parâmetros do modelo em condições STC.	22
Tabela 5. Perdas adicionais do sistema FV consideradas no modelo.	24
Tabela 6. Valores de GCR e de perdas por sombreamento entre fileiras considerados para cada caso AV.	26
Tabela 7. Limiares máximos de declive admissível por arquétipo.	28
Tabela 8. Camadas raster geradas.	37
Tabela 9. Campos da camada vetorial de recintos SIGPAC.	38



1. Introdução

A transição energética e a adaptação do setor agrícola às alterações climáticas apresentam múltiplos desafios nos territórios rurais do espaço SUDOE. A exposição crescente das explorações agrícolas a episódios de seca, ondas de calor, irregularidade da precipitação e outros fenómenos extremos coincide com a necessidade de avançar para modelos energéticos descarbonizados e compatíveis com a conservação do solo agrícola. Neste contexto, o agrovoltáico surge como uma alternativa capaz de integrar, numa mesma superfície, a atividade agrícola e a produção de eletricidade a partir de tecnologias solares fotovoltaicas, desde que a conceção das instalações preserve a função produtiva do terreno e se adapte às características agronómicas, territoriais e tecnológicas de cada local.

O projeto AgroSOL “Agrovoltáica e resiliência nas zonas rurais do território SUDOE” tem por objetivo desenvolver uma estratégia comum e um plano de ação para a implementação de modelos agrovoltáicos adaptados às pequenas e médias explorações agrícolas do território SUDOE. O projeto dá prioridade à continuidade da produção agrícola e à integração de soluções energéticas compatíveis com as características das explorações e dos recursos locais.

A diversidade agroclimática, topográfica e produtiva dos territórios participantes torna necessário dispor de ferramentas que permitam identificar, de forma sistemática e comparável, as zonas com melhores condições para o desenvolvimento de sistemas agrovoltáicos. A implementação destas soluções não depende apenas da disponibilidade de recurso solar, mas também do declive e da orientação do terreno, do uso agrícola existente, da superfície efetivamente disponível, das restrições territoriais e ambientais e da compatibilidade entre as culturas e as diferentes configurações fotovoltaicas. Do mesmo modo, o espaçamento entre fileiras, a densidade de módulos, a altura das estruturas e o controlo da sombra condicionam tanto a produção elétrica fotovoltaica como a continuidade da atividade agrícola.

Os mapas de potencial agrovoltáico constituem, neste sentido, uma ferramenta de apoio ao ordenamento do território e à tomada de decisão. A sua finalidade não é determinar diretamente a viabilidade definitiva de uma instalação, que exige estudos técnicos, agronómicos, ambientais e económicos específicos, mas realizar uma avaliação preliminar e homogénea do território. Estes mapas permitem localizar superfícies agrícolas potencialmente compatíveis com diferentes soluções agrovoltáicas, quantificar a superfície útil disponível e estimar as principais grandezas energéticas associadas, como a produção elétrica anual a partir de tecnologias fotovoltaicas e a potência de pico instalável.

O presente relatório propõe uma metodologia para elaborar mapas de potencial agrovoltáico através da integração de informação territorial, agrícola e energética num sistema de informação geográfica. O cálculo das variáveis topográficas, solares e fotovoltaicas é realizado sobre uma malha raster¹. Os resultados são posteriormente agregados às unidades definidas pela cartografia agrícola oficial de cada território.

¹ Uma malha raster (ou matriz) é uma estrutura de dados baseada numa grelha retangular de células ou píxeis, onde cada ponto armazena um valor numérico específico que representa uma propriedade visual ou espacial, como elevação, cor ou temperatura.

A metodologia parte da definição de vários arquétipos² agrovoltáicos representativos. Estes arquétipos são associados aos usos agrícolas através de casos agrovoltáicos, que estabelecem a configuração tecnológica e os parâmetros de implantação aplicáveis. O procedimento incorpora critérios relativos ao uso do solo, ao declive, às áreas protegidas e à superfície útil mínima. A partir destes critérios estima-se, para cada unidade agrícola, a superfície apta, a radiação solar, a produção elétrica fotovoltaica e a potência de pico instalável correspondente ao caso agrovoltáico atribuído.

A metodologia é aplicada de forma demonstrativa em Navarra, um dos territórios piloto no AgroSOL. Neste caso utiliza-se a cartografia SIGPAC³ para delimitar as unidades agrícolas e caracterizar os respetivos usos. A aplicação permite mostrar o processo de preparação dos dados, o cálculo das variáveis, a geração das camadas de aptidão e a agregação dos resultados. Navarra é utilizada como território demonstrativo e não como único âmbito de aplicação da metodologia.

O procedimento foi concebido para ser aplicado aos restantes territórios piloto do projeto. Em cada caso será necessário adaptar as fontes cartográficas, as categorias de uso agrícola e alguns parâmetros à informação disponível e às condições locais. A estrutura geral do método mantém-se comum, o que permite aplicar critérios comparáveis e obter mapas de potencial agrovoltáico com uma base metodológica homogénea.

² Arquétipo: categoria simplificada de configuração tecnológica agrovoltáica (p. ex. sistemas fixos inclinados, fixos verticais, ou com seguimento de um eixo) usada para agrupar as tipologias de instalação identificadas e permitir cálculos homogéneos à escala regional.

³ SIGPAC (Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas): sistema espanhol de identificação de parcelas agrícolas (LPIS), que delimita e caracteriza os usos do solo ao nível do recinto agrícola.

2. Dados

2.1. Dados meteorológicos

Para a avaliação do potencial solar realizou-se uma análise horária ao longo de um ano meteorológico típico (TMY – *typical meteorological year*, na sigla inglesa). Um TMY é construído encadeando meses reais selecionados a partir de uma série histórica de observações, de modo a reproduzir de forma representativa as condições meteorológicas típicas do local a longo prazo, evitando a necessidade de simular séries temporais completas de vários anos e mantendo a coerência estatística das principais variáveis meteorológicas e radiométricas.

Neste trabalho, os TMY utilizados foram obtidos a partir da plataforma PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) da Comissão Europeia. Para as variáveis radiométricas recorreu-se ao conjunto de dados de satélite SARA-3 (EUMETSAT/Meteosat), que fornece estimativas horárias de irradiância solar derivadas de observações de satélite, incluindo as componentes de irradiância global horizontal, direta normal e difusa horizontal. Para além das variáveis radiométricas, os TMY incluem variáveis meteorológicas auxiliares necessárias à modelação do desempenho fotovoltaico (FV), tais como a temperatura do ar, a humidade relativa e a velocidade do vento. Para estas variáveis, o PVGIS utiliza dados provenientes da reanálise ERA5⁴ do Centro Europeu de Previsão Meteorológica a Médio Prazo (ECMWF, *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*), que disponibiliza campos meteorológicos à escala global, com resolução horária e uma cobertura temporal prolongada.

A combinação de dados radiométricos de origem satélite (SARA-3) com variáveis meteorológicas provenientes de reanálise (ERA5) permite dispor de séries temporais horárias completas, adequadas à simulação do comportamento energético de sistemas FV a longo prazo.

⁴ ERA5: quinta geração de reanálises atmosféricas globais produzida pelo ECMWF no âmbito do Copernicus Climate Change Service, que combina observações e modelação numérica para reconstruir variáveis meteorológicas históricas com resolução horária, cobertura global e série temporal desde 1940.

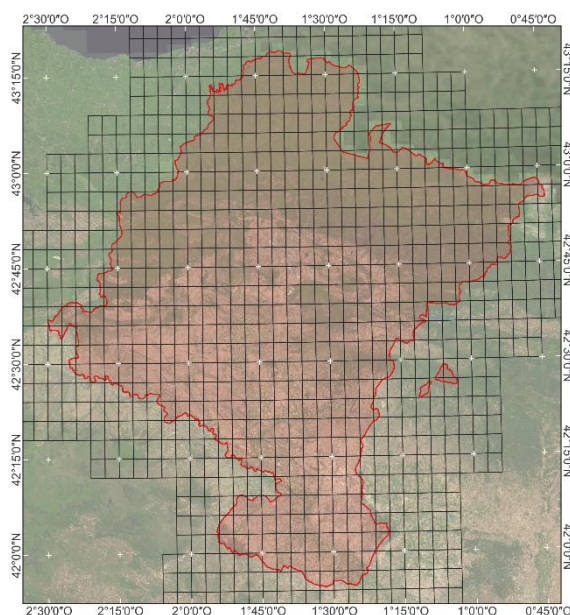


Figura 1. Resolução espacial do modelo SARAH-3.

Os produtos radiométricos do SARAH-3 apresentam uma resolução espacial de 0,05° tanto em latitude como em longitude. À latitude de Navarra (42–43°N), esta resolução angular corresponde a células de aproximadamente 5,5 km em latitude e 4 km em longitude (ver Figura 1). Cada célula do SARAH-3 representa, por conseguinte, uma área da ordem de várias dezenas de quilómetros quadrados. Esta resolução é adequada para a caracterização regional do recurso solar, mas insuficiente para análises detalhadas à escala local, onde a topografia de pormenor, a orientação das superfícies e os efeitos de sombreamento por obstáculos próximos e distantes têm influência determinante. Por este motivo, foi necessário aplicar um procedimento de redução de escala espacial (*downscaling*) que permitisse adaptar os dados meteorológicos horários a uma malha de cálculo de alta resolução.

Neste trabalho, os dados horários dos TMY foram integrados com informação geoespacial, o que permitiu o seu reprocessamento à escala de píxel⁵. A simulação foi realizada sobre uma malha regular de alta resolução (25 m × 25 m), na qual cada píxel incorpora informação de declive e de orientação da superfície, bem como do horizonte visível obtido a partir do modelo digital do terreno (MDT). Esta integração permite calcular, píxel a píxel e com resolução horária, a captação efetiva das componentes direta, difusa e refletida da radiação solar, mantendo a coerência com as condições meteorológicas representadas pelos TMY.

2.2. Dados geográficos

A informação topográfica utilizada na aplicação demonstrativa de Navarra provém de um modelo digital do terreno (MDT) com uma resolução espacial de 25 m × 25 m. O Instituto Geográfico Nacional (IGN) disponibiliza ao público, através do seu Centro de Descargas, um conjunto de MDT com diferentes resoluções para todo o território nacional. Em concreto, o MDT mais atual disponível corresponde ao gerado a partir de um voo LiDAR realizado no âmbito da 2.^a Cobertura do Plan Nacional de

⁵ Píxel: unidade elementar de uma grelha raster, correspondente neste trabalho a uma célula de 25 m × 25 m da malha de cálculo, à qual são associados valores homogéneos das variáveis geográficas e meteorológicas modeladas.

Ortofotografia Aérea (PNOA, Plano Nacional de Ortofotografia Aérea), entre 2015 e 2022. Para a Comunidade Foral de Navarra, o voo foi efetuado entre setembro e novembro de 2017.

Uma vez que esta informação pode não refletir as alterações mais recentes do terreno, recorreu-se à 3.ª Cobertura do PNOA. Neste caso, o voo LiDAR correspondente à Comunidade Foral de Navarra foi realizado em setembro de 2024. A partir da nuvem de pontos fornecida por este voo gerou-se um MDT atualizado da comunidade com uma resolução de 25 m × 25 m.

Para além do MDT, utilizou-se a delimitação de recintos SIGPAC da Comunidade Foral de Navarra, com o objetivo de associar as estimativas de radiação e de produção elétrica fotovoltaica obtidas para cada píxel do MDT a unidades territoriais homogêneas. Esta informação foi obtida em formato vetorial através dos serviços de descarregamento oficiais do SIGPAC.

2.3. Definição de arquétipos agrovoltáicos

No entregável E.1.1.1, *Diagnóstico do estado da arte das explorações agrovoltáicas na UE*, foram identificadas cinco tipologias principais de instalações agrovoltáicas:

1. **Centrais fotovoltaicas no solo**, correspondentes a instalações convencionais compatíveis com determinados usos agrícolas extensivos, como o pastoreio.
2. **Estruturas fixas elevadas**, formadas por módulos com inclinação fixa instalados a uma altura suficiente para permitir o desenvolvimento da cultura e, quando aplicável, a passagem de maquinaria agrícola. Estas configurações proporcionam um sombreamento moderado e relativamente constante.
3. **Sistemas orientáveis**, constituídos por estruturas móveis que permitem alterar a inclinação dos módulos. O seu funcionamento pode adaptar-se às necessidades da cultura e, simultaneamente, otimizar a produção elétrica fotovoltaica.
4. **Estufas fotovoltaicas**, nas quais os módulos são integrados total ou parcialmente na cobertura, ou instalados sobre esta, permitindo controlar a radiação incidente e determinadas condições microclimáticas.
5. **Vedações solares**, normalmente compostas por módulos bifaciais dispostos verticalmente em fileiras suficientemente afastadas para permitir a circulação de maquinaria. Esta configuração é especialmente adequada para pastagens e culturas extensivas.

Para a avaliação territorial do potencial agrovoltáico, estas tipologias são agrupadas em três arquétipos representativos. Esta simplificação permite associar as principais configurações tecnológicas aos usos agrícolas existentes e realizar os cálculos de forma homogênea à escala regional:

Arquétipo A. Sistemas fixos inclinados: inclui as centrais fotovoltaicas no solo, as estruturas fixas elevadas e as estufas fotovoltaicas.

Arquétipo B. Sistemas fixos verticais: corresponde às vedações solares.

Arquétipo C. Sistemas com seguimento de um eixo: representa os sistemas orientáveis.

Este agrupamento tem carácter metodológico e não implica que cada uso agrícola só possa ser combinado com uma única solução tecnológica. A configuração definitiva de uma instalação deverá adaptar-se, entre outros fatores, ao tipo de cultura, às práticas de utilização, às dimensões da maquinaria, à topografia, às condições climáticas e aos requisitos normativos aplicáveis.

2.3.1. Atribuição de arquétipos aos usos agrícolas

A União Europeia exige que todos os Estados-Membros disponham de um Sistema de Identificação de Parcelas Agrícolas, designado LPIS na sigla inglesa (*Land Parcel Identification System*), para a gestão e o controlo dos apoios da Política Agrícola Comum. Embora os diferentes sistemas nacionais tenham de cumprir requisitos comuns em matéria de rigor cartográfico, atualização da informação, elegibilidade das superfícies e procedimentos de controlo e monitorização, não existe uma classificação totalmente harmonizada dos usos do solo e das culturas. Em Espanha, o LPIS é implementado através do Sistema de Información Geográfica de Parcelas Agrícolas (SIGPAC), em França através do *Registre Parcellaire Graphique* (RPG) e em Portugal através do *Sistema de Identificação Parcelar* (iSIP).

Para a análise realizada em Espanha consideram-se os usos agrícolas do SIGPAC mais representativos das regiões do território SUDOE incluídas no projeto: terras aráveis ou culturas extensivas, horta, estufas, vinha, fruteiras, frutos secos, olival, associações de culturas lenhosas e superfícies de pastagem.

A cada uso agrícola é atribuído um arquétipo agrovoltaico de referência, em função da sua compatibilidade geral com a estrutura da instalação, das necessidades de acesso e de condução da cultura e do espaçamento exigido entre fileiras.

Para efeitos deste estudo, designa-se por **caso agrovoltaico** (caso AV) cada combinação concreta entre um uso agrícola e o arquétipo agrovoltaico que lhe é atribuído. Cada caso AV fica caracterizado por uma configuração representativa e por um conjunto específico de parâmetros de cálculo, definidos mais adiante. Deste modo, um mesmo arquétipo pode dar origem a diferentes casos AV em função da cultura ou do uso agrícola considerado. A atribuição adotada para cada uso agrícola é apresentada na Tabela 1.

Tabela 1. Casos agrovoltaicos definidos para os usos agrícolas considerados.

Uso SIGPAC	Uso agrícola	Arquétipo agrovoltaico	Configuração representativa
TA	Cereal/extensivo	B. Sistemas fixos verticais	Fileiras verticais bifaciais
TH	Horta	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
IV	Estufa	A. Sistemas fixos inclinados	Cobertura parcialmente ocupada com módulos semitransparentes
VI	Vinha	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
FY	Fruteiras	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
FS	Frutos secos	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
OV	Olival	A. Sistemas fixos inclinados	Fileiras elevadas de baixa densidade
FV	Frutos secos + vinha	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
VF	Vinha + fruteiras	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
VO	Vinha + olival	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
FF	Fruteiras + frutos secos	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação

FL	Frutos secos + olival	A. Sistemas fixos inclinados	Fileiras elevadas com inclinação fixa
OF	Olival + fruteiras	C. Sistemas com seguimento de um eixo	Fileiras elevadas com controlo de inclinação
PS	Pastagem	B. Sistemas fixos verticais	Fileiras verticais bifaciais
PR	Pastagem arbustiva	B. Sistemas fixos verticais	Fileiras verticais dispersas
PA	Pastagem com arvoredos	B. Sistemas fixos verticais	Implantação descontínua

3. Metodologia

3.1. Definição da grelha de cálculo

Para facilitar o processamento, o território de Navarra é dividido em 753 quadrículas quadradas de 4 km × 4 km (ver Figura 2). Cada quadrícula constitui uma unidade independente de execução e contém uma malha regular de píxeis de 25 m × 25 m, correspondente à resolução espacial do modelo. Esta divisão permite distribuir e paralelizar os cálculos, reduzindo o tempo de processamento sem alterar a resolução nem a continuidade espacial dos resultados finais. Concluídas as simulações, as camadas obtidas para cada quadrícula são integradas em mosaicos contínuos para todo o território. Os modelos e algoritmos foram implementados em Wolfram Mathematica 12® e executados no cluster de computação do Instituto Smart Cities da Universidad Pública de Navarra.

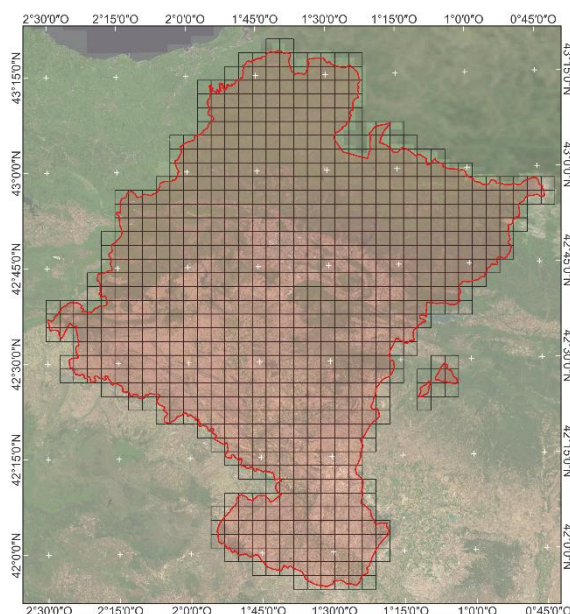


Figura 2. Divisão da Comunidade Foral de Navarra (sombreada a vermelho) em 753 quadrículas de cálculo de 4 000 m × 4 000 m.

3.2. Interpolação intraquadrícula de variáveis radiométricas e meteorológicas

Como já foi referido, o cálculo da irradiância solar e, consequentemente, da produção fotovoltaica (FV) desenvolvido neste trabalho baseia-se na utilização de TMY provenientes da plataforma PVGIS, derivados do conjunto de dados de satélite SARAH-3. Estes produtos apresentam uma resolução espacial da ordem de 4–5 km, ao passo que a análise é realizada sobre uma malha regular de quadrículas de 4x4 km e, dentro de cada quadrícula, à resolução de píxel.

Numa abordagem direta, cada quadrícula é associada a um único ficheiro TMY, correspondente à localização do seu centro geométrico. Esta atribuição implica assumir uma homogeneidade meteorológica dentro de cada quadrícula. Como consequência, surgem descontinuidades artificiais nas

variáveis meteorológicas e radiométricas de entrada sempre que se atravessa o limite entre quadrículas adjacentes, visíveis sob a forma de saltos nos mosaicos de irradiância ou de produção FV. Estas discontinuidades não resultam de variações físicas reais do recurso solar, mas da discretização espacial imposta pelo uso de séries meteorológicas pontuais representativas de áreas extensas.

A fim de atenuar estes efeitos e obter campos espaciais contínuos e fisicamente coerentes, aplicou-se um procedimento de interpolação intraquadrícula das variáveis meteorológicas e radiométricas de entrada, que permite reconstruir de forma suave a variabilidade espacial do recurso solar a partir das séries TMY disponíveis nas quadrículas vizinhas.

Para o efeito, seguiu-se um esquema de interpolação bilinear aplicado hora a hora às variáveis meteorológicas primárias: irradiância global horizontal, G , irradiância direta normal, G_{bn} , temperatura, T e velocidade do vento, V . Após a interpolação, a transição entre quadrículas é contínua e eliminam-se os saltos abruptos associados à atribuição discreta por quadrícula.

Considere-se um píxel de cálculo situado na posição (x, y) dentro da malha regional. Esse ponto fica contido no quadrilátero definido por quatro quadrículas meteorológicas adjacentes, designadas por T_{NO} , T_{NE} , T_{SO} e T_{SE} consoante a sua posição relativa. A interpolação é realizada em função da posição do ponto dentro da célula meteorológica de base.

Sejam Δx e Δy as dimensões da quadrícula (4 000 m em ambos os eixos) e x_0 e y_0 as coordenadas do vértice noroeste da quadrícula de referência. Definem-se as coordenadas adimensionais u e v de acordo com as Equações (1) e (2).

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

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

onde $u, v \in [0,1)$ representam a posição relativa do píxel dentro da célula. Os pesos bilineares associados a cada quadrícula são dados pela Equação (3) verificando-se que $\sum_i w_i = 1$.

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

A interpolação é aplicada de forma independente para cada instante horário t , obtendo-se as variáveis radiométricas e meteorológicas no píxel como combinação linear ponderada das quatro séries:

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

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

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

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

Este procedimento assegura a continuidade espacial de primeira ordem nas variáveis interpoladas para cada píxel, p . A irradiância difusa horizontal, contudo, não é interpolada de forma direta, sendo calculada a partir do balanço radiativo no plano horizontal, garantindo assim a coerência entre as diferentes componentes, de acordo com a Equação (8).

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

onde $\theta_z(t)$ é o ângulo zenital solar correspondente ao instante t .

As coordenadas locais do Sol (azimute e ângulo zenital) dependem exclusivamente da latitude, da data e da hora. Uma vez que a variação espacial da latitude dentro do domínio de estudo é reduzida face à escala meteorológica considerada, adota-se uma única série geométrica, comum a toda a quadrícula, introduzindo um erro desprezável.

O procedimento de interpolação descrito aplica-se exclusivamente às variáveis radiométricas e meteorológicas primárias. As grandezas derivadas, como a irradiância sobre plano inclinado ou a produção FV, são calculadas posteriormente através de modelos físicos não lineares, evitando interpolações sobre variáveis já transformadas.

3.3. Geração dos modelos de orientação e de declive do terreno

O cálculo da radiação solar incidente sobre cada píxel do MDT, tendo em conta o seu declive e a sua orientação, exige a determinação prévia de ambas as variáveis a partir do modelo. Neste estudo, os modelos de orientação e de declive foram obtidos através de dois geoalgoritmos do GDAL (Geospatial Data Abstraction Library) executados no software QGIS (Quantum GIS). Da sua execução resultaram duas camadas raster:

- Um modelo de azimute ou orientação de cada píxel, γ_p . A convenção angular adotada estabelece o sul como direção de referência (0°), com valores negativos para este e positivos para oeste.
- Um modelo de declive em relação ao plano horizontal, β_p .

3.4. Cálculo do horizonte visível

O horizonte visível representa, para cada direção azimutal, o ângulo de elevação máximo dos obstáculos topográficos observados a partir de um ponto. O seu cálculo permite considerar o efeito do relevo circundante sobre a radiação solar recebida.

A partir do modelo digital do terreno calcula-se um perfil de horizonte para cada píxel da malha. Este perfil é utilizado posteriormente para:

- Determinar se a posição do Sol está obstruída e, nesse caso, anular a componente direta correspondente.
- Estimar a fração visível da abóbada celeste utilizada no cálculo da radiação difusa.

A Figura 3 apresenta um exemplo do perfil de horizonte obtido para um píxel do território de Navarra.

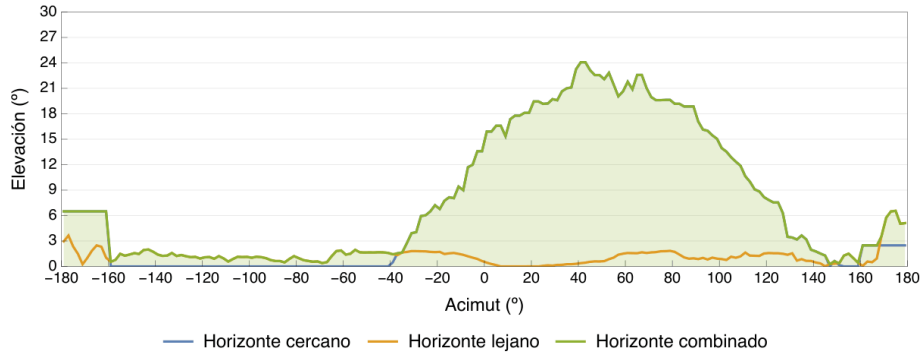


Figura 3. Perfil do horizonte visível a partir de um píxel do MDT.

3.5. Geração do mapa de fatores de visão do céu

O fator de visão do céu (SVF , na sigla inglesa) é o quociente entre a irradiância difusa recebida por um plano inclinado e a irradiância difusa horizontal, considerando uma distribuição isotrópica da radiação no céu. Este parâmetro permite ter em conta o efeito dos obstáculos sobre a irradiância difusa recebida em cada píxel do MDT.

Na ausência de obstáculos, este parâmetro pode ser calculado através da Equação (9).

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

onde $G_{d,T}$ é a irradiância difusa sobre um plano inclinado, G_d é a irradiância difusa horizontal e β_p é a inclinação do plano de interesse.

Quando o plano se encontra num ambiente obstruído, o SVF (SVF_{obs}) corresponde ao quociente da Equação (10).

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

onde $G_{d,T,obs}$ é a irradiância difusa recebida sobre um plano inclinado, considerando o efeito dos obstáculos.

Neste caso, a sua determinação pode ser efetuada através da Equação (11) proposta por Böhner e Antonić (2009) como adaptação da expressão original de Dozier e Frew (1990).

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

onde α_i é a elevação angular do horizonte correspondente a um azimute γ_i , γ é o azimute do plano e N o número total de azimutes considerados para definir o horizonte (360, neste caso). Assim, para o cálculo do SVF num píxel do MDT é necessário conhecer a sua orientação, o seu declive e a elevação da linha do horizonte.

Verificou-se, no entanto, que a Equação (11), tal como está definida, subestima o SVF_{obs} . Quando o valor no interior do somatório resulta negativo, é necessário considerá-lo igual a 0, como se mostra na Equação (12).

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

3.6. Cálculo da irradiância incidente sobre o terreno

A irradiância incidente sobre o plano real do terreno é calculada para cada píxel e cada hora do TMY a partir das suas componentes direta, difusa e refletida. O cálculo incorpora o declive e a orientação do terreno, a posição solar e a obstrução produzida pelo horizonte local.

3.6.1. Cálculo da irradiância direta

A conversão da irradiância direta horária sobre o plano horizontal para o plano inclinado de cada píxel obedece a uma relação geométrica simples, que tem em conta o ângulo zenital solar e o ângulo de incidência entre o Sol e o plano (píxel) em causa. O cálculo destas duas variáveis exige a determinação prévia da posição do Sol em cada hora do ano. Para o efeito utilizou-se o algoritmo atualizado da Plataforma Solar de Almería (PSA) (Blanco et al., 2020).

Por outro lado, é necessário ter em conta o efeito dos obstáculos do meio envolvente sobre a irradiância direta incidente, ou seja, determinar em cada momento se os obstáculos se interpõem entre o Sol e o píxel. Na Figura 4 apresenta-se a representação da linha do horizonte correspondente a um determinado píxel e os analemas solares correspondentes à posição ocupada pelo Sol no céu, observado todos os dias do ano às mesmas horas. Quando o Sol se situa abaixo do horizonte, deixa de ser visível e a irradiância direta é nula.

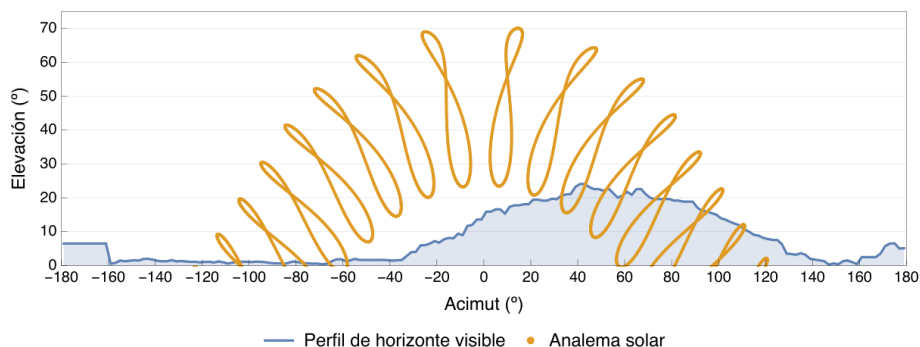


Figura 4. Perfil do horizonte visível a partir de um píxel do MDT e representação dos analemas solares para cada hora UTC.

3.6.2. Cálculo da irradiância difusa e refletida

Em consequência do seu carácter multidirecional e anisotrópico, o cálculo da irradiância difusa incidente sobre um plano inclinado não pode ser resolvido por uma simples transformação geométrica, exigindo o recurso a um modelo de cálculo. Neste estudo utilizou-se o modelo de Perez et al. (1990), por apresentar o melhor desempenho entre os existentes, como concluem García et al. (2020) e García et al. (2022), membros da equipa de investigação. O modelo de Perez et al. (1990) considera uma distribuição anisotrópica da radiação no céu, dividindo-o em três zonas: a região isotrópica ou de fundo,

a região circumsolar e o brilho do horizonte. A Equação (13) descreve a formulação básica do modelo para o cálculo da irradiância difusa, na qual se podem distinguir as três zonas do céu.

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

onde $G_{d,T}$ é a irradiância difusa sobre o plano inclinado, G_d é a irradiância difusa medida sobre o plano horizontal, F_1 é o coeficiente de brilho circumsolar, F_2 é o coeficiente de brilho do horizonte e a e b são dois parâmetros dependentes do ângulo de incidência da irradiância direta sobre o plano e do ângulo zenital solar, respetivamente.

Neste estudo introduziu-se uma alteração ao modelo original, destinada a considerar o efeito dos obstáculos sobre a irradiância difusa. A Equação (14) traduz a referida alteração:

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

Considerou-se ainda um contributo adicional correspondente à irradiância refletida sobre o plano inclinado ($G_{r,T}$), de acordo com a Equação (15).

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

onde ρ é o albedo do terreno, cujo valor foi fixado em 0,3 no presente estudo.

Tal como no cálculo da irradiância direta, determinou-se a irradiância difusa e refletida para cada hora do ano. A soma das componentes direta, difusa e refletida permite obter a irradiância global em cada hora do ano. A radiação global anual resulta da integração das irradiâncias globais recebidas ao longo do ano em cada píxel.

3.7. Cálculo da irradiância incidente sobre o gerador FV

A radiação solar calculada anteriormente corresponde ao plano real do terreno, definido pelo declive e pela orientação de cada píxel do modelo digital do terreno. No entanto, os módulos fotovoltaicos são instalados sobre estruturas que determinam um plano de captação distinto do terreno. Torna-se, por isso, necessário transformar as componentes de radiação incidente sobre a superfície do terreno nas correspondentes ao plano do gerador fotovoltaico.

Esta transformação é realizada de forma diferenciada para os três arquétipos agrovoltáicos considerados:

Arquétipo A. Sistemas fixos inclinados.

Arquétipo B. Sistemas fixos verticais.

Arquétipo C. Sistemas com seguimento de um eixo.

Em todos os casos, o cálculo é efetuado com resolução horária e à escala de píxel, mantendo a consideração explícita da posição solar, do horizonte local, das condições meteorológicas interpoladas e das componentes direta, difusa e refletida da radiação.

3.7.1. Arquétipo A. Sistemas fixos inclinados

Nos sistemas com estrutura fixa inclinada, o plano do gerador é definido por uma orientação e uma inclinação constantes. Como configuração de referência considera-se uma orientação a sul ($\gamma_{fix} = 0^\circ$) e uma inclinação ótima β_{fix} , determinada para cada quadrícula de cálculo.

A inclinação ótima é obtida a partir da série TMY associada ao centro da quadrícula, avaliando a irradiância global anual sobre um plano fixo para diferentes valores de β_{fix} no intervalo 0° – 60° . Para cada inclinação integram-se as componentes direta, difusa e refletida ao longo das 8 760 horas do ano, selecionando-se aquela que maximiza a irradiância anual incidente. Nesta fase não se incorpora o horizonte visível de cada píxel, uma vez que se procura uma parametrização representativa da quadrícula.

Determinada a inclinação ótima para o sistema de captação fixo β_{fix} , a irradiância sobre o plano do gerador em cada píxel, $G_{T,plano}(t, p, a)$, é calculada para cada hora do ano com o mesmo esquema físico descrito na Secção “Cálculo da irradiância incidente sobre o terreno”, substituindo a orientação e a inclinação do terreno pelas do gerador FV. Em particular:

- **A componente direta** é obtida a partir do ângulo de incidência entre a radiação solar e o plano do gerador, considerando ainda a visibilidade do Sol em função do horizonte local do píxel.
- **A componente difusa** é calculada através do modelo de Perez et al. (1990), incorporando o efeito dos obstáculos através do fator de visão do céu (SVF_{obs}) correspondente ao plano do gerador.
- **A componente refletida** é determinada a partir do albedo do terreno, considerando a fração de hemisfério inferior visível a partir do plano.

A irradiância global horária calculada sobre o plano do gerador fixo serve de entrada para o modelo de conversão FV.

3.7.2. Arquétipo B. Sistemas fixos verticais

Os sistemas fixos verticais correspondem a configurações formadas por módulos instalados com $\beta_{fix} = 90^\circ$. Na configuração de referência, os módulos dispõem-se em fileiras com direção norte-sul, de modo que as suas duas faces ficam orientadas a este e a oeste. Esta solução é adotada como caso representativo para a avaliação territorial. Na prática, a orientação das fileiras pode variar em função da geometria da parcela, do declive, da disposição dos acessos, das necessidades da maquinaria agrícola, do tipo de cultura e de outros condicionantes técnicos ou agronómicos. Contudo, a grande extensão do território analisado e o elevado número de parcelas tornam inviável reproduzir individualmente todas as configurações possíveis. Por este motivo, utiliza-se uma disposição norte-sul comum, que permite aplicar um critério homogéneo e comparável a todo o âmbito de estudo. Os resultados devem, por isso, ser interpretados como uma estimativa do potencial agrovoltáico à escala regional e não como o projeto definitivo de cada parcela.

Esta tipologia, característica das vedações solares bifaciais, permite captar radiação durante a manhã pela face orientada a este e durante a tarde pela face orientada a oeste. A irradiância é calculada de forma independente para ambas as faces do módulo.

- **A componente direta** de cada face é determinada a partir do ângulo de incidência correspondente. Quando o Sol se encontra atrás de uma das faces, a componente direta sobre essa superfície é

considerada nula. Verifica-se também, para cada hora e píxel, a possível obstrução do Sol pelo horizonte local.

- **A componente difusa** é calculada através do modelo de Perez et al. (1990) para cada orientação. Devido à posição vertical dos módulos, cada face observa uma parte diferente da abóbada celeste, cuja fração visível pode ser reduzida pela topografia e pelos obstáculos representados no horizonte local.
- **A componente refletida** assume especial importância neste tipo de sistemas, uma vez que ambas as faces recebem radiação proveniente do terreno. O seu valor é estimado a partir do albedo, da irradiância que atinge a superfície do terreno e da geometria de visão do terreno a partir de cada face.

Para obter a irradiância efetiva do módulo bifacial combinam-se os contributos da face frontal e da face posterior, aplicando o fator de bifacialidade correspondente.

3.7.3. Arquétipo C. Sistemas com seguimento de um eixo

No caso dos arquétipos com seguimento solar este-oeste, correspondentes a sistemas com um eixo de rotação disposto na direção norte-sul, a orientação e a inclinação do plano do gerador são consideradas variáveis no tempo e calculadas de forma horária em função da posição solar. Sob a hipótese de seguimento ideal (sem limitações mecânicas nem estratégias de *backtracking*⁶), a inclinação instantânea do gerador, $\beta_p(t)$, é obtida de acordo com a Equação (16).

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

onde $\theta_z(t)$ é o ângulo zenital solar e $\gamma_s(t)$ o azimute solar.

O azimute do gerador, $\gamma_p(t)$, é definido segundo a Equação (17), correspondendo os valores positivos a orientações para oeste e os negativos a orientações para este.

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

Na prática, a inclinação instantânea do gerador está limitada pelas restrições mecânicas do sistema de seguimento. Em consequência, impôs-se um limite máximo à inclinação, de forma que $|\beta_p(t)| \leq \beta_{max}$, assumindo valores de $\beta_{max} = \pm 60^\circ$.

O cálculo da irradiância sobre o plano do gerador com seguimento, $G_{T,plano}(t, p, a)$, é igualmente realizado de forma horária e à escala de píxel, distinguindo as três componentes da radiação:

- **A irradiância direta** é calculada a partir do ângulo de incidência instantâneo entre a radiação solar e o plano do gerador, tendo em conta a possível obstrução pelo horizonte local, de forma análoga ao caso de plano fixo.
- **A irradiância difusa** é obtida através do modelo de Perez et al. (1990), adaptado à orientação e à inclinação variáveis do gerador. Uma vez que o cálculo exato do fator de visão do céu para um

⁶ O *backtracking* é uma estratégia de controlo em sistemas de seguimento solar que reduz o ângulo de rotação dos seguidores em determinadas horas para evitar sombras entre fileiras de módulos, à custa de um ligeiro desvio relativamente à orientação ótima para o Sol.

plano móvel seria computacionalmente muito exigente, recorre-se a uma aproximação baseada na interpolação entre configurações representativas do plano (horizontal e orientações extremas), o que permite captar de forma eficiente a variação do campo difuso ao longo do dia.

- **A componente refletida** é calculada considerando o albedo do terreno e a geometria instantânea do plano do gerador.

Como resultado, para cada píxel, p , do MDT e para cada arquétipo FV, a , dispõe-se de uma série temporal horária, h , de irradiância global sobre o plano de captação do gerador. Estas séries constituem a base para o cálculo da produção elétrica fotovoltaica descrito na Secção “Cálculo da produção FV”.

3.8. Cálculo da produção FV

Determinada a irradiância incidente sobre o plano do gerador, o passo seguinte consiste em estimar a produção elétrica através dos dispositivos FV. Para o efeito optou-se por um módulo de 120 células de silício monocristalino com tecnologia IBC (contactos interdigitados posteriores, na sigla inglesa). A potência de pico em Condições Normalizadas de Ensaio (STC)⁷ é de 455 Wp, o que corresponde a uma densidade de potência elétrica no ponto de potência máxima de 229,8 W/m².

A adoção de um único módulo de referência não pretende reproduzir exatamente a tecnologia comercial específica de cada arquétipo FV considerado, mas dispor de uma base homogênea de modelação do desempenho elétrico por unidade de superfície de captação. As diferenças entre arquétipos são introduzidas posteriormente através da geometria de implantação, do tipo de estrutura e dos fatores de conversão para superfície de solo.

3.8.1. Parâmetros do modelo de circuito do módulo FV

Para determinar a potência máxima que este módulo pode fornecer nas diferentes condições de irradiância e de temperatura, a estratégia seguida consiste em calcular os valores dos cinco parâmetros do modelo de um díodo nas diversas condições ambientais que podem ocorrer dentro do ano meteorológico típico utilizado na elaboração do mapa de radiação solar. Os cinco parâmetros indicados são: a corrente fotogerada (I_L), a corrente inversa máxima (I_0), a resistência série (R_s), a resistência paralelo (R_p) e o fator de idealidade do díodo (n). Estes parâmetros são inicialmente determinados nas STC a partir da informação que o fabricante fornece nas especificações técnicas do módulo e posteriormente corrigidos para as condições de funcionamento de cada momento. Para o ajuste dos cinco parâmetros utilizou-se o procedimento de Villalva et al. (2009) que emprega como dados de partida apenas os habitualmente fornecidos pelos fabricantes, que, para o módulo utilizado como referência neste estudo, são os incluídos na 2 e na Tabela 3.

Tabela 2. Valores característicos do módulo em condições STC.

Potência de pico (W)	I_{cc} (A)	V_{oc} (V)	I_{mp} (A)	V_{mp} (V)	W·m ⁻²
455	13,12	44,35	12,16	37,42	229,8

⁷ As Condições Normalizadas de Ensaio (STC) correspondem a uma irradiância de 1 000 W·m⁻², uma temperatura de célula FV de 25 °C e um espectro solar AM 1,5, e são utilizadas como referência para caracterizar o comportamento elétrico dos módulos FV.

Tabela 3. Coeficientes de temperatura da corrente de curto-circuito, da tensão em circuito aberto e da potência máxima.

α (%)	β (%)	γ (%)
0,058	-0,236	-0,27

O procedimento de Villalva et al. (2009) pode fornecer conjuntos de valores de R_s , R_p e n , que cumprem o ajuste no ponto de potência máxima. Após a análise de vários destes conjuntos, observou-se que, quando se utilizam valores com significado físico, as densidades de potência elétrica calculadas não diferem significativamente. Em todo o caso, as maiores diferenças percentuais ocorrem em níveis baixos de irradiância, nos quais a produção elétrica do módulo é reduzida. Os valores dos parâmetros em STC do módulo tomado como referência são os apresentados na Tabela 4.

Tabela 4. Valores dos parâmetros do modelo em condições STC.

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 a determinação da temperatura das células, correspondente a cada uma das temperaturas ambiente consideradas, utilizou-se um modelo baseado na temperatura nominal de funcionamento da célula (NOCT), fornecida na informação técnica do fabricante, que contempla o efeito do vento no arrefecimento dos módulos.

Para o cálculo dos parâmetros do modelo nas diferentes condições ambientais utilizaram-se as Equações (18) a (22), nas quais os índices 2 se referem aos valores dos parâmetros, ou das variáveis ambientais, em condições distintas das de referência ou STC. Nestas equações, as temperaturas são as absolutas da célula, V_T é o potencial térmico, K é a constante de Boltzmann, q a carga do eletrão e E_G a largura da banda proibida do silício. Embora esta última diminua muito ligeiramente com a temperatura do módulo, este efeito não foi tido em conta.

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

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

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

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

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

A potência máxima estimada que o módulo pode fornecer em cada uma das condições meteorológicas é obtida aplicando o método iterativo de Newton-Raphson para encontrar as soluções aproximadas da função implícita que relaciona a tensão e a corrente do módulo.

O cálculo foi realizado em função da gama de temperaturas ambiente extremas observadas no conjunto de TMY utilizados, ou seja, entre -9 e 45 °C, com incrementos de 1 °C, para uma gama de irradiancias entre 50 e 1 100 W·m⁻², com incrementos de 50 W·m⁻² e para velocidades do vento entre 0 e 9 m·s⁻¹, com incrementos de 1 m·s⁻¹. Deste modo, o número de condições ambientais possíveis consideradas é de 12 100. A partir daí, a densidade máxima de potência elétrica, em cada uma das condições ambientais referidas, obtém-se simplesmente dividindo a potência elétrica máxima de saída pela área do módulo. Obtém-se assim uma matriz tridimensional em que cada elemento inclui o valor da densidade de potência de pico correspondente ao conjunto de variáveis meteorológicas considerado. Estes são os valores tidos em conta no processo de cálculo do mapa de produção.

O valor da irradiação solar incidente sobre o plano de captação de cada arquétipo FV, para cada uma das 8 760 horas do ano, é obtido segundo o procedimento descrito na Secção “Cálculo da irradiação incidente sobre o gerador FV”. Para conhecer a densidade máxima de potência elétrica de saída do módulo, basta selecionar, em cada hora e cada píxel, o elemento da matriz de densidades de potência correspondente à sua irradiação e temperatura.

3.8.2. Perdas por modificador do ângulo de incidência

A refletância da cobertura do módulo aumenta quando a radiação incide com ângulos afastados da normal, reduzindo a fração de energia que atinge as células fotovoltaicas. Este efeito é incorporado através de um modificador do ângulo de incidência.

Neste estudo utiliza-se o procedimento de Martín e Ruiz (2002), no qual as perdas angulares dependem da inclinação e da orientação do plano e, através do valor de alguns dos coeficientes a introduzir, da tecnologia FV utilizada. Neste caso, o fator $F(\theta)$, pelo qual seria necessário multiplicar a potência elétrica de saída para ter em conta as perdas angulares, obedece à Equação (23), na qual G , G_d e G_{bn} são as irradiancias global e difusa sobre plano horizontal e a direta sobre plano normal, respetivamente, G_{0n} é a irradiação extraterrestre sobre plano normal, β_p é a inclinação do plano, θ_z o ângulo zenital solar e $F_b(\theta)$, $F_d(\beta_p)$ e $F_p(\beta_p)$ são os fatores de perdas angulares para as irradiancias direta, difusa e refletida, calculados com o auxílio das Equações (24) a (26).

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

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

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

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

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

Como se pode verificar, neste caso as três componentes da irradiação são tratadas separadamente. O parâmetro a_r está relacionado com a tecnologia do módulo FV, recomendando-se um valor de 0,16 para módulos de silício monocristalino, como o utilizado como referência neste trabalho. Por sua vez, os parâmetros c_1 e c_2 assumem os valores de $4/3\pi$ e -0.074.

Este é o procedimento utilizado neste trabalho para calcular as perdas angulares, em cada hora do ano, sobre cada um dos planos correspondentes aos três arquétipos FV considerados.

3.8.3. Perdas adicionais do sistema FV

A modelação descrita até este ponto permite estimar, para cada píxel e cada instante horário, a potência elétrica específica do gerador FV por unidade de superfície de captação, antes das perdas elétricas e operacionais do sistema. Contudo, para aproximar de forma mais realista a energia elétrica efetivamente aproveitável, é necessário introduzir um conjunto adicional de perdas associadas ao funcionamento global do sistema.

Neste trabalho consideram-se as seguintes perdas adicionais:

- Perdas por sujidade ou *soiling*, associadas à acumulação de pó e sujidade na superfície dos módulos.
- Perdas na cablagem de corrente contínua.
- Perdas no inversor, devidas ao processo de conversão de corrente contínua em corrente alterna.
- Perdas na cablagem de corrente alterna.
- Perdas em equipamentos auxiliares e dispositivos de proteção.
- Perdas por desajuste elétrico (*mismatch*) entre módulos e strings.
- Perdas operacionais associadas a indisponibilidades parciais ou pontuais do sistema.

Estas perdas são introduzidas através de um fator multiplicativo global de sistema, F_{sys} , aplicado à produção horária do gerador FV, Equação (27).

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

Os valores adotados para estas perdas, comuns a todos os arquétipos FV considerados neste trabalho, constam da Tabela 5. Estes valores correspondem a valores representativos adotados para a avaliação territorial.

Tabela 5. Perdas adicionais do sistema FV consideradas no 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

Embora seja de esperar diferenças pontuais entre projetos, neste trabalho adotaram-se valores homogêneos para as perdas adicionais do sistema, por se considerar que a sua variabilidade entre arquétipos é secundária face às diferenças decorrentes da geometria de implantação e do recurso solar, sem alterar significativamente a utilidade territorial dos resultados.

As perdas descritas podem agrupar-se em duas grandes categorias:

- **Perdas elétricas do sistema**, associadas ao processo de conversão e transporte da energia dentro da instalação, que incluem as perdas na cablagem de corrente contínua (L_{dc}), no inversor (L_{inv}), na cablagem de corrente alterna (L_{ac}), em equipamentos auxiliares (L_{aux}) e as perdas por desajuste elétrico entre módulos e strings (L_{mis}).

- **Perdas operacionais e de funcionamento**, que incluem as perdas por sujidade dos módulos (L_{soil}), associadas à acumulação de pó e sujidade, e as perdas por disponibilidade (L_{disp}), relacionadas com indisponibilidades parciais ou pontuais do sistema.

Em consequência, a grandeza $P_{plano}(t, p, a)$ utilizada a partir daqui representa a potência específica instantânea do gerador FV por unidade de superfície de captação (Wm^{-2}), depois de consideradas as perdas angulares. A aplicação posterior do fator F_{sys} permite obter a potência útil em corrente alterna, enquanto a introdução de $GCR(a)$, $L_{som}(a)$ e F_{ocup} permite referir essa grandeza à unidade de superfície de solo.

3.9. Conversão para grandezas por unidade de superfície de solo

A produção elétrica fotovoltaica específica obtida na Secção “Cálculo da produção FV” refere-se à superfície de captação do gerador FV. Para a sua consideração em contexto de ordenamento do território, é necessário exprimir tanto a radiação captada como a energia gerada por unidade de superfície de solo.

3.9.1. Ground Coverage Ratio (GCR)

Para o efeito, introduz-se o índice de cobertura do solo ou *Ground Coverage Ratio (GCR)*, definido como a relação entre a superfície ocupada pelos módulos, projetada sobre o terreno, e a superfície total considerada, de acordo com a Equação (28).

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

onde A_{mod} é a área total ocupada pelos módulos FV e A_{suelo} é a área total da superfície considerada.

A aplicação do *GCR* permite transformar diretamente grandezas referidas ao plano do gerador em grandezas por unidade de superfície de solo. Por outras palavras, a sua aplicação permite exprimir a radiação captada e a energia gerada em termos de unidade de superfície territorial, incorporando de forma implícita as limitações geométricas associadas ao espaçamento entre fileiras de módulos (fixos ou com seguimento).

A irradiância global incidente sobre o plano do gerador pode ser transformada em irradiância global por unidade de superfície de solo, $G_{T,suelo}(t, p, c)$, mediante a aplicação do *GCR* e do fator de perdas por sombreamento entre fileiras (ver Secção “Perdas por sombreamento entre fileiras”), de acordo com a Equação (29).

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

onde $G_{T,plano}(t, p, a)$ é a irradiância global sobre o plano do gerador para o instante horário t , o píxel p e o arquétipo a , $GCR(c)$ é o índice de cobertura do solo associado ao caso AV c e $L_{som}(c)$ é o coeficiente de perdas por sombreamento entre fileiras para esse caso AV.

3.9.2. Perdas por sombreamento entre fileiras

Embora o modelo radiativo incorpore o sombreamento produzido pelo horizonte e pela topografia circundante, o autossombreamento entre fileiras de módulos não é modelado geometricamente para

cada parcela. Esse cálculo exigiria conhecer em pormenor a geometria da instalação, a orientação das fileiras, o seu espaçamento, a altura das estruturas e as características concretas de cada exploração, o que é incompatível com a extensão territorial e a resolução do estudo.

Para considerar este efeito introduz-se um fator de perdas por sombreamento entre fileiras, $L_{som}(c)$, que representa a fração de energia anual não produzida em consequência do autossombreamento entre os elementos do gerador para o caso AV c .

Os valores de $GCR(c)$ e $L_{som}(c)$ são atribuídos a cada caso AV. Os valores adotados constam da Tabela 6 e devem ser interpretados como hipóteses homogêneas para a avaliação do potencial agrovoltáico à escala regional, e não como parâmetros de projeto definitivos para uma parcela concreta.

Tabela 6. Valores de GCR e de perdas por sombreamento entre fileiras considerados para cada caso AV.

Uso SIGPAC	Uso agrícola	Arquétipo agrovoltáico	GCR (%)	L_{som} (%)
TA	Cereal/extensivo	B. Sistemas fixos verticais	20	4
TH	Horta	C. Sistemas com seguimento de um eixo	35	6
IV	Estufa	A. Sistemas fixos inclinados	40	4
VI	Vinha	C. Sistemas com seguimento de um eixo	28	6
FY	Fruteiras	C. Sistemas com seguimento de um eixo	22	6
FS	Frutos secos	C. Sistemas com seguimento de um eixo	28	6
OV	Olival	A. Sistemas fixos inclinados	18	4
FV	Frutos secos + vinha	C. Sistemas com seguimento de um eixo	28	6
VF	Vinha + fruteiras	C. Sistemas com seguimento de um eixo	27	6
VO	Vinha + olival	C. Sistemas com seguimento de um eixo	25	6
FF	Fruteiras + frutos secos	C. Sistemas com seguimento de um eixo	23	6
FL	Frutos secos + olival	A. Sistemas fixos inclinados	21	4
OF	Olival + fruteiras	C. Sistemas com seguimento de um eixo	23	6
PS	Pastagem	B. Sistemas fixos verticais	15	4
PR	Pastagem arbustiva	B. Sistemas fixos verticais	12	3
PA	Pastagem com arvoredo	B. Sistemas fixos verticais	10	2

Os valores de $L_{som}(c)$ incluídos na tabela constituem uma proposta metodológica: adota-se 4 % para configurações fixas inclinadas e vedações verticais regulares, 6 % para sistemas com seguimento e valores inferiores para implantações verticais mais dispersas ou descontínuas.

O índice $GCR(c)$ e o termo de perdas $L_{som}(c)$ representam efeitos distintos e complementares. O primeiro quantifica a fração de superfície de solo ocupada pela projeção dos módulos, ao passo que o segundo traduz a redução adicional de energia útil decorrente do autossombreamento entre fileiras. A introdução de ambos os termos não implica, por isso, uma dupla contabilização do mesmo efeito, mas a consideração separada de uma limitação geométrica e de uma perda energética.

3.9.3. Fator de ocupação efetiva do solo

A fim de aproximar a produção energética da realidade territorial de uma instalação agrovoltáica, considera-se um fator adicional de ocupação efetiva do solo, $F_{ocup} = 0.85$. Este fator representa a fração da superfície útil que pode ser efetivamente afeta ao campo fotovoltaico, uma vez descontadas as superfícies associadas a caminhos internos, afastamentos, valetas, postos de transformação, equipamentos auxiliares e outras áreas de serviço.

Nesta avaliação territorial adota-se um valor único para todos os arquétipos e casos AV, de modo a manter um critério homogêneo em todo o âmbito de estudo. Este valor deve ser interpretado como uma

hipótese metodológica de carácter geral e não como um parâmetro de projeto específico para cada parcela.

3.9.4. Aplicação por píxel e por caso agrovoltáico

A Equação (30) permite calcular a produção elétrica fotovoltaica específica útil em corrente alterna por unidade de superfície de solo para o instante horário t , o píxel p e o caso AV c .

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

onde $P_{plano}(t, p, a_c)$ representa a potência específica horária do gerador fotovoltaico por unidade de superfície de captação para o arquétipo agrovoltáico a associado ao caso AV c , $GCR(c)$ é o índice de cobertura do solo do caso AV, $L_{som}(c)$ é o coeficiente de perdas por sombreamento entre fileiras correspondente a esse caso, F_{sys} é o fator global de perdas do sistema definido na Equação (27) e F_{ocup} é o fator de ocupação efetiva do solo.

O termo $P_{plano}(t, p, a_c)$ é obtido a partir do modelo energético do gerador FV descrito anteriormente, que incorpora os efeitos da irradiância incidente, da temperatura de célula e das perdas angulares. Por sua vez, os fatores $GCR(c)$, $L_{som}(c)$ e F_{ocup} permitem transpor essa produção para a unidade de superfície de solo, incorporando as limitações geométricas e de implantação próprias das centrais FV no solo, impostas, entre outros motivos, pela cultura associada. Os valores adotados para estes parâmetros constam da Tabela 6.

O modelo é aplicado de forma independente a cada píxel do MDT. Para cada arquétipo agrovoltáico obtém-se uma série horária de irradiância e de produção por unidade de superfície de captação. Posteriormente, para cada caso AV associado a esse arquétipo, aplicam-se os valores correspondentes de $GCR(c)$ e $L_{som}(c)$ para obter a produção elétrica fotovoltaica específica por unidade de superfície de solo.

A energia anual, expressa em termos de radiação solar captada ou de produção FV, por píxel obtém-se através da integração temporal da potência horária, Equação (31).

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

com $\Delta t = 1 h$.

3.10. Avaliação da aptidão agrovoltáica por píxel

Com o objetivo de garantir a viabilidade técnica das instalações agrovoltáicas modeladas e evitar a atribuição de potência em locais não aptos, procedeu-se a uma avaliação da aptidão por píxel. Este processo permite identificar os píxeis que cumprem simultaneamente os critérios de uso agrícola e de declive do terreno exigidos para cada caso AV. A compatibilidade com o declive é avaliada em função do arquétipo agrovoltáico associado a cada caso AV.

3.10.1. Exclusão de usos do solo não aptos

Excluem-se da análise todos os píxeis correspondentes a usos do solo incompatíveis com o desenvolvimento de instalações FV no solo. Esta exclusão é realizada a partir dos usos do solo definidos pelo SIGPAC, que disponibiliza uma classificação espacial detalhada do território. Deste

modo, são eliminados do domínio de cálculo os píxeis associados aos seguintes usos classificados como não agrícolas de acordo com o SIGPAC:

- G - Cursos e superfícies de água.
- ZC - Zona concentrada não incluída no ortofotomapa.
- CA - Vias.
- ZV - Zona censurada.
- ED - Edificações.
- FO - Florestal.
- MT - Matos.
- IM - Improdutivos.
- ZU - Zona urbana.
- EP - Elemento da paisagem.

3.10.2. Critérios de declive e compatibilidade estrutural

Aplicado o filtro de usos do solo, avalia-se a compatibilidade geométrica de cada píxel em função do declive do terreno, calculado previamente a partir do MDT (ver a Secção “Geração dos modelos de orientação e de declive do terreno”).

O declive é analisado de forma independente para cada arquétipo agrovoltáico, uma vez que os limites admissíveis dependem do tipo de estrutura considerado. Distinguem-se três categorias:

- Sistemas fixos inclinados.
- Sistemas fixos verticais.
- Sistemas com seguimento solar de um eixo, com eixo norte-sul e seguimento este-oeste.

Para cada arquétipo define-se um limiar máximo de declive admissível, acima do qual a implantação é considerada tecnicamente inviável ou pouco representativa das práticas correntes (ver Tabela 7). Estes limiares refletem critérios construtivos, limitações de obra civil e condicionantes económicos associados à movimentação de terras e à complexidade estrutural.

Tabela 7. Limiares máximos de declive admissível por arquétipo.

Arquétipo	Estrutura	$\beta_{\text{terreno,max}} (^{\circ})$
A. Sistemas fixos inclinados	Estrutura fixa inclinada	12
B. Sistemas fixos verticais	Estrutura fixa vertical	12
C. Sistemas com seguimento de um eixo	Seguidor com eixo norte-sul	6

As estruturas fixas, tanto inclinadas como verticais, admitem geralmente declives superiores aos dos sistemas com seguimento. Nestes últimos exigem-se declives mais reduzidos para garantir o funcionamento mecânico do seguidor, evitar bloqueios geométricos, manter o alinhamento das fileiras e limitar as movimentações de terras necessárias.

No caso dos sistemas fixos verticais, o limiar adotado é equiparado ao das estruturas fixas inclinadas, uma vez que não incorporam mecanismos móveis e apresentam maior tolerância às variações do terreno. Contudo, este valor representa uma hipótese homogénea para a avaliação territorial e não substitui o estudo topográfico e estrutural necessário à conceção de uma instalação concreta.

Do processo resulta uma máscara binária de aptidão para cada arquétipo agrovoltáico, definida à resolução de píxel. A máscara assume valor unitário nos píxeis cujo declive é igual ou inferior ao limiar correspondente e valor nulo nos píxeis excluídos. Estas máscaras são aplicadas posteriormente como condição prévia ao cálculo do potencial agrovoltáico, de modo que a potência instalável e a produção energética apenas são atribuídas a localizações compatíveis com as exigências geométricas de cada tipologia de estrutura.

3.10.3. Exclusão de áreas protegidas

Para além dos usos do solo incompatíveis, excluem-se da implantação agrovoltáica os píxeis situados dentro de áreas protegidas. Esta exclusão é realizada através da sobreposição das camadas cartográficas correspondentes, gerando uma máscara territorial comum a todos os arquétipos e casos AV. Os píxeis incluídos nestas áreas recebem valor nulo e não intervêm posteriormente no cálculo da superfície útil, da potência instalável nem da produção elétrica fotovoltaica.

3.11. Agregação dos resultados à unidade agrícola

Os resultados calculados à escala de píxel são posteriormente agregados à unidade agrícola cartográfica de referência. Na aplicação demonstrativa de Navarra, esta unidade corresponde ao recinto SIGPAC.

A agregação é realizada individualmente para cada recinto, preservando a correspondência entre a sua geometria, o seu uso agrícola e o caso AV atribuído. Isto é necessário porque uma mesma parcela pode conter vários recintos com usos distintos.

Cada recinto é intersetado com as camadas raster geradas pelo modelo, entre elas as de declive, orientação, radiação anual, produção elétrica fotovoltaica e aptidão. Antes do cálculo das grandezas agregadas, aplicam-se:

- A máscara de exclusão territorial.
- A máscara de aptidão correspondente ao arquétipo associado ao caso AV do recinto.

Cada unidade agrícola fica associada a um único caso AV, c , determinado pelo seu uso agrícola. Esse caso define o arquétipo agrovoltáico correspondente, a_c , bem como os parâmetros específicos de cálculo, entre eles $GCR(c)$ e $L_{som}(c)$. Por conseguinte, a cada recinto é aplicada unicamente a máscara de aptidão correspondente ao arquétipo associado ao seu caso AV. Não são atribuídos todos os arquétipos nem todos os casos AV a todos os recintos.

De acordo com a Equação (32), a superfície útil do recinto, $S_{\text{útil}}(u)$, obtém-se contabilizando os píxeis, p , que permanecem válidos após a aplicação das máscaras de exclusão territorial, $M_{\text{excl}}(p)$, e da máscara de aptidão do arquétipo a_c , $M_{a(c)}(p)$. Esta superfície representa a área potencialmente disponível para a implantação do caso AV atribuído ao recinto.

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

onde u representa a unidade agrícola e A_p a superfície do píxel.

São excluídos os recintos cuja superfície útil resultante seja inferior a 1 000 m². Este limiar é adotado como critério operacional para evitar unidades residuais com escassa representatividade prática na análise territorial.

Para as unidades que ultrapassam o limiar calculam-se a produção elétrica fotovoltaica e a potência instalável correspondentes ao único caso AV atribuído.

3.11.1. Variáveis geométricas da unidade agrícola

As variáveis seguintes descrevem a geometria topográfica interna do recinto a partir dos valores de declive e de orientação calculados previamente no MDT. Estes estatísticos são calculados considerando os píxeis que intersejam o recinto, independentemente da sua aptidão posterior para a implantação agrovoltáica.

- **Declive médio (°)**
Média aritmética do declive de todos os píxeis contidos no recinto. Este valor caracteriza o declive médio do terreno e permite identificar recintos predominantemente planos ou de relevo acentuado.
- **Desvio padrão do declive (°)**
Dispersão do declive dentro do recinto. Um valor baixo indica homogeneidade topográfica, ao passo que valores elevados refletem variabilidade interna significativa.
- **Orientação média (°)**
Média da orientação do terreno calculada através de estatística circular, dado o carácter angular da variável. A convenção angular adotada estabelece o sul como direção de referência (0°), com valores negativos para este e positivos para oeste. Esta variável permite identificar a exposição dominante do recinto.
- **Desvio padrão da orientação (°)**
Dispersão circular da orientação dentro do recinto. Valores elevados indicam diversidade de exposições dentro da mesma unidade territorial.
- **Superfície total (ha)**
Superfície total do recinto.

3.11.2. Superfície útil para implantação

A superfície útil para implantação agrovoltáica obtém-se a partir dos píxeis válidos do recinto, uma vez aplicados os critérios de aptidão e de exclusão definidos anteriormente.

- **Superfície útil associada ao caso AV (ha)**
Superfície do recinto disponível para a implantação do caso AV atribuído.
- **Proporção de superfície útil (%)**
Relação percentual entre a superfície útil e a superfície total do recinto.

3.11.3. Radiação solar

A radiação solar do recinto obtém-se a partir da camada raster de radiação global anual sobre o plano real do terreno, gerada previamente pelo modelo físico de cálculo horário.

- **Radiação global anual média (kWh m⁻² ano⁻¹)**

Média da radiação global anual correspondente aos píxeis que intersejam o recinto. Representa a energia solar anual recebida por unidade de superfície sobre o plano real do terreno.

- **Radiação anual total (kWh ano⁻¹)**

Energia solar anual total recebida no recinto, obtida através da integração espacial da radiação global anual sobre a sua superfície.

3.11.4. Produção elétrica fotovoltaica

A produção elétrica fotovoltaica do recinto obtém-se a partir da camada raster de produção anual específica em corrente alterna correspondente ao caso AV atribuído, calculada por unidade de superfície de solo. A agregação é realizada exclusivamente sobre a superfície útil do recinto definida no ponto anterior.

- **Produção elétrica fotovoltaica anual específica média em corrente alterna (kWh m⁻² ano⁻¹)**

Média da produção anual específica nos píxeis úteis do recinto para o caso AV atribuído.

- **Produção elétrica fotovoltaica anual total em corrente alterna (kWh ano⁻¹)**

Energia elétrica anual total estimada para o recinto, obtida através da integração espacial da produção específica sobre a sua superfície útil.

3.11.5. Potência de pico instalável

A potência instalável do recinto é estimada a partir da sua superfície útil, do GCR correspondente ao caso AV atribuído e da potência de pico do módulo de referência por unidade de superfície de captação.

- **Potência de pico instalável associada ao caso AV (kWp)**

Potência de pico teoricamente instalável na superfície útil do recinto para o caso AV correspondente ao seu uso SIGPAC. Calcula-se através da Equação (33).

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

onde $S_{\text{útil}}$ é a superfície útil do recinto, expressa em m², F_{ocup} é o fator de ocupação efetiva do solo, $GCR(c)$ é o índice de cobertura do solo correspondente ao caso AV e $p_{\text{mód}}$ é a potência de pico do módulo de referência por unidade de superfície de captação, em kWp m⁻².

4. Resultados

A aplicação demonstrativa da metodologia em Navarra permitiu gerar um conjunto de resultados cartográficos e alfanuméricos para caracterizar o potencial agrovoltáico do território. Os resultados descrevem o recurso solar, a produção elétrica fotovoltaica estimada e a superfície apta para os arquétipos e casos AV definidos, uma vez aplicados os critérios territoriais e técnicos estabelecidos na metodologia.

Os pontos seguintes apresentam os principais produtos obtidos, desde as variáveis radiométricas calculadas à escala de píxel até aos resultados agregados por unidade agrícola. A aplicação em Navarra tem carácter demonstrativo e permite mostrar o funcionamento da metodologia, sem limitar a sua possível reprodução nos restantes territórios piloto do projeto AgroSOL.

4.1. Mapa do fator de visão do céu (SVF)

O cálculo do fator de visão do céu (*SVF*) foi efetuado para cada píxel do MDT, obtendo-se o mapa apresentado na Figura 5. Este parâmetro permite quantificar a fração de céu visível a partir de cada ponto do terreno e, por conseguinte, o grau de obstrução produzido pela topografia circundante.

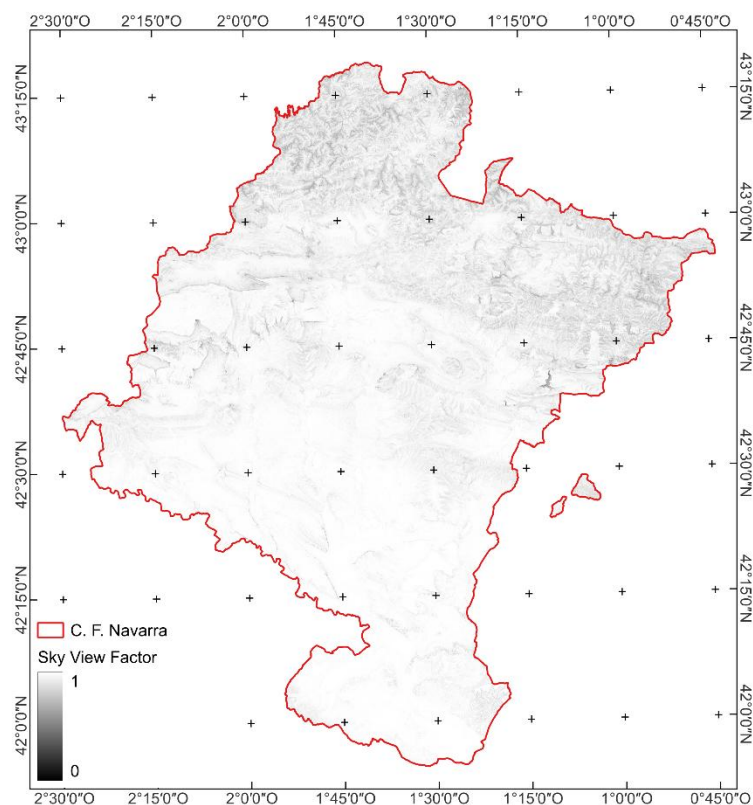


Figura 5. Mapa de fatores de visão do céu (SVF).

Como se pode observar na Figura 5, as zonas com valores elevados de *SVF* correspondem a áreas abertas ou de relevo suave, nas quais a visibilidade do hemisfério celeste é praticamente completa. Pelo contrário, os valores mais reduzidos surgem associados a zonas de relevo mais acentuado, vales encaixados ou áreas próximas de obstáculos topográficos, onde a linha do horizonte limita a receção de radiação difusa.

A variabilidade observada mostra que a obstrução topográfica não é uniforme e justifica a sua consideração no cálculo da radiação difusa. A informação contida neste mapa é utilizada posteriormente no cálculo das componentes difusa e refletida da irradiância incidente.

4.2. Mapa de radiação global anual

O valor da radiação solar global recebida anualmente em cada píxel do MDT é apresentado na Figura 6. Este resultado integra as componentes direta, difusa e refletida da radiação solar sobre o plano real do terreno, tendo em conta a orientação, o declive e o sombreamento produzido pelo horizonte.

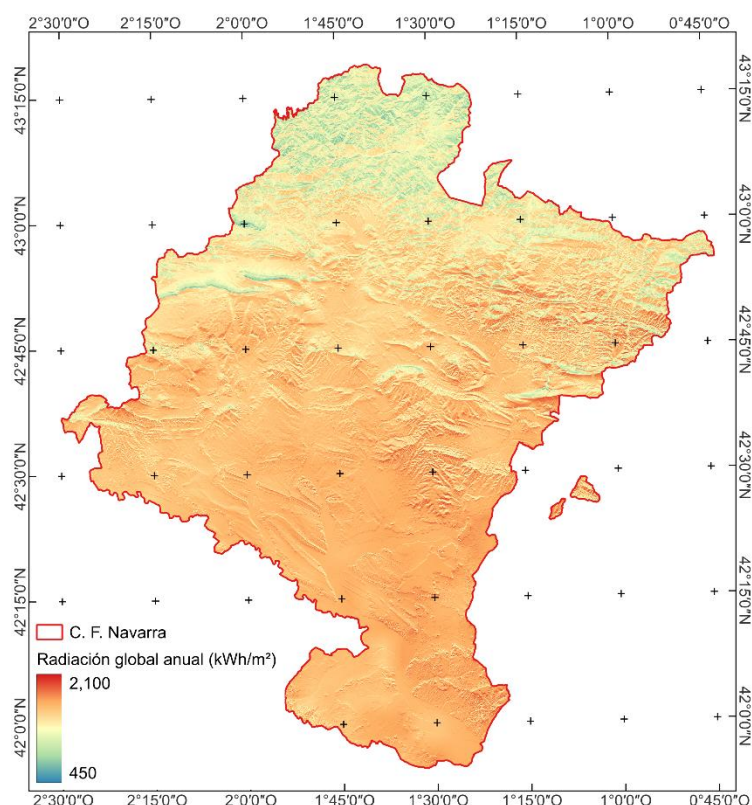


Figura 6. Mapa de radiação solar global anual.

A distribuição espacial da radiação global anual reflete tanto a variabilidade climática regional como os efeitos locais decorrentes da topografia. Em termos gerais, as zonas com maior disponibilidade de recurso solar localizam-se em áreas de menor obstrução e com condições geométricas favoráveis, ao passo que os valores mais reduzidos se associam a locais com maior sombreamento topográfico ou com orientações menos favoráveis. A Figura 6 constitui uma primeira aproximação territorial ao recurso solar disponível, prévia à conversão FV.

4.3. Mapa de produção elétrica fotovoltaica anual específica

A Figura 7 apresenta, a título de exemplo, a distribuição espacial da produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de solo para dois dos arquétipos definidos: o arquétipo A, correspondente a sistemas fixos inclinados, e o arquétipo C, correspondente a sistemas

com seguimento de um eixo. Estes dois arquétipos foram seleccionados por apresentarem as maiores diferenças na geometria de captação e, por conseguinte, no seu comportamento energético.

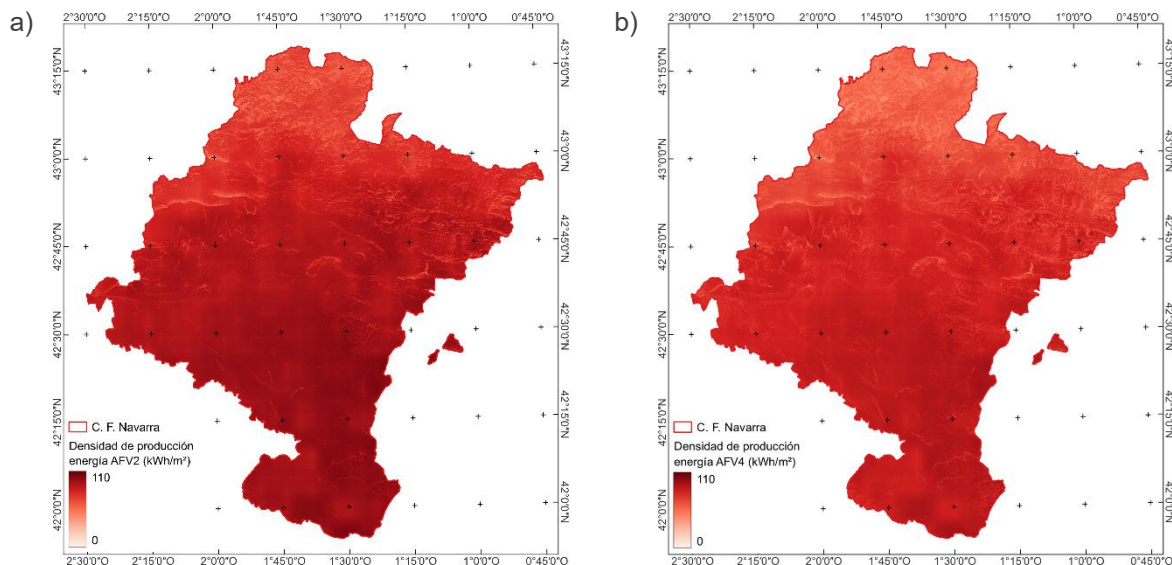


Figura 7. Produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de solo para os arquétipos A e C.

Em cada caso AV, c , a produção é obtida a partir do comportamento energético do arquétipo associado ao caso AV (c) e dos parâmetros de implantação correspondentes, principalmente $GCR(c)$ e $L_{som}(c)$. O cálculo incorpora igualmente as perdas adicionais do sistema fotovoltaico e o fator de ocupação efetiva do solo.

Os casos associados a um mesmo arquétipo apresentam uma distribuição espacial semelhante, ainda que com diferenças na magnitude da produção devidas aos seus parâmetros específicos. Os valores mais elevados concentram-se nas zonas com maior disponibilidade de recurso solar e condições topográficas mais favoráveis.

4.4. Mapas de aptidão agrovoltaica

A aptidão territorial é representada em duas etapas. Em primeiro lugar, a Figura 8 apresenta as limitações associadas ao declive para os arquétipos A e C, correspondentes, respetivamente, a sistemas fixos inclinados e a sistemas com seguimento de um eixo. Os mapas identificam os píxeis cujo declive não excede o limiar máximo adotado para cada arquétipo: 12° para o arquétipo A e 6° para o arquétipo C.

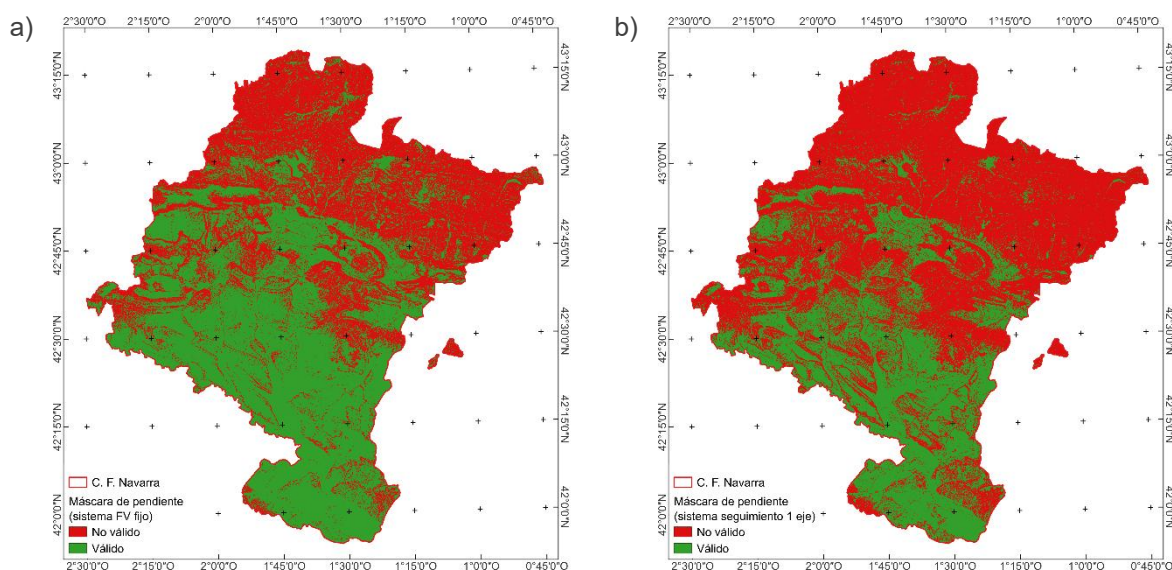


Figura 8. Aptidão por declive para os arquétipos A, sistemas fixos inclinados, e C, sistemas com seguimento de um eixo.

Em seguida, a aptidão agrovoltaica é representada para dois casos AV seleccionados a título de exemplo (Figura 9): vinha e olival. O caso AV de vinha associa-se ao arquétipo C, ao passo que o caso AV de olival se associa ao arquétipo A. Em cada caso, o mapa integra a compatibilidade do uso agrícola com o arquétipo atribuído e as restrições territoriais e técnicas definidas na metodologia.

Esta representação permite mostrar como um mesmo procedimento combina a informação agrícola com as condições de implantação específicas de cada caso AV.

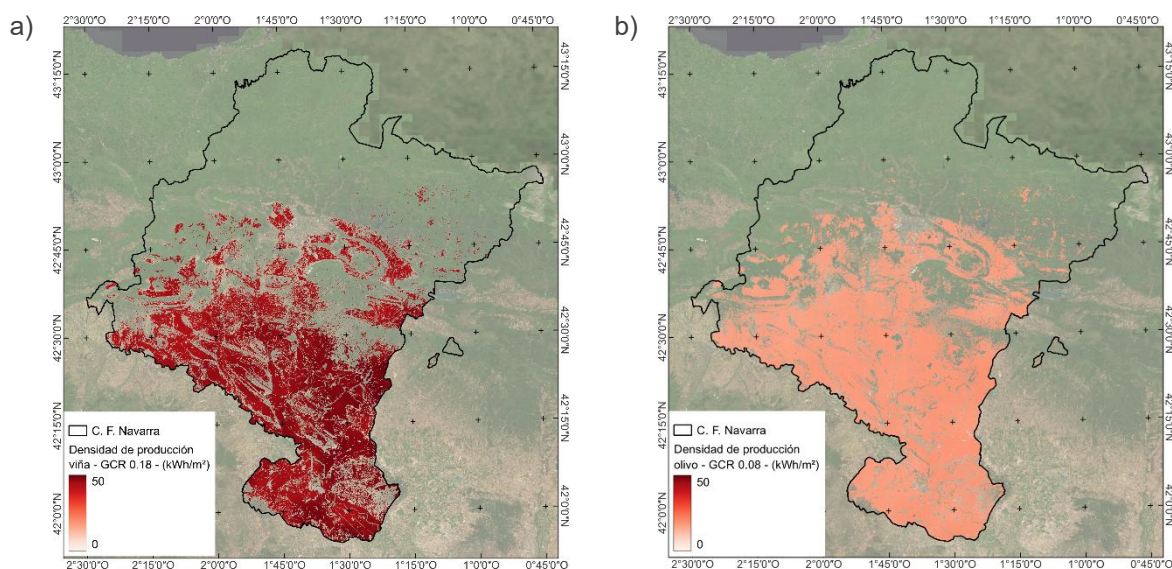


Figura 9. Aptidão agrovoltaica para os casos AV VI, vinha, associado ao arquétipo C de seguimento de um eixo, e OV, olival, associado ao arquétipo A de sistemas fixos inclinados.

5. Conclusões

A metodologia desenvolvida permite avaliar o potencial agrovoltáico à escala territorial através da integração de informação meteorológica, topográfica e agrícola. O procedimento combina cálculos horários de irradiância e de produção elétrica fotovoltaica com critérios de compatibilidade territorial aplicados a uma resolução espacial de 25 m.

A representação do declive, da orientação e do horizonte local permite incorporar a influência da topografia sobre as componentes direta, difusa e refletida da radiação solar. Os resultados obtidos mostram uma variabilidade espacial associada tanto às condições climáticas regionais como à geometria e ao grau de obstrução de cada local.

A diversidade de configurações agrovoltáicas foi sintetizada em três arquétipos: sistemas fixos inclinados, sistemas fixos verticais e sistemas com seguimento de um eixo. Estes arquétipos particularizam-se em 16 casos agrovoltáicos, definidos a partir do uso agrícola e de parâmetros específicos de implantação, como o índice de cobertura do solo e as perdas por sombreamento entre fileiras. Esta estrutura permite manter um modelo energético comum e, ao mesmo tempo, representar as diferenças associadas a cada uso agrícola.

A avaliação da aptidão distingue entre as restrições dependentes do arquétipo e as exclusões comuns ao território. Para cada arquétipo é gerada uma máscara independente de declive. A estas máscaras acrescentam-se as exclusões de usos incompatíveis e de áreas protegidas.

A agregação por unidade agrícola conserva a correspondência entre o uso existente, o caso AV atribuído e o arquétipo associado. Cada unidade é avaliada unicamente com o caso correspondente ao seu uso agrícola. A superfície útil é calculada após a aplicação das máscaras de exclusão e de aptidão, sendo excluídas as unidades com menos de 1 000 m² de superfície útil.

Como resultado, a metodologia gera produtos cartográficos e alfanuméricos que caracterizam o recurso solar, a produção elétrica fotovoltaica anual específica, a superfície útil, a produção anual total e a potência de pico instalável estimada. Estes resultados podem ser utilizados para identificar áreas com condições favoráveis e apoiar análises posteriores de planeamento e de priorização territorial.

A aplicação realizada em Navarra demonstra a viabilidade operacional do procedimento e a sua capacidade para produzir resultados homogêneos desde a escala de píxel até à unidade agrícola. A sua estrutura é transferível para outros territórios do espaço SUDOE, desde que se adaptem as categorias de uso agrícola, as fontes cartográficas, os regimes de proteção e os parâmetros de implantação às condições locais.

Os resultados devem ser interpretados como uma avaliação territorial do potencial agrovoltáico e não como o projeto definitivo de instalações concretas. A geometria final de cada projeto deverá ser verificada através de estudos agronómicos, topográficos, estruturais, ambientais e elétricos específicos. Do mesmo modo, os valores adotados para a fração de solo coberto, o sombreamento entre fileiras, a ocupação efetiva e as perdas do sistema constituem hipóteses metodológicas que poderão ser refinadas quando estiver disponível informação experimental ou de projeto mais pormenorizada.

6. Anexo. Camadas e campos de saída

Este anexo resume os produtos gerados após a aplicação da metodologia de cálculo: por um lado, as camadas raster e vetorial utilizadas e produzidas durante o processamento, por outro, os campos resultantes por recinto SIGPAC.

6.1. Camadas raster

A Tabela 8 apresenta as camadas raster geradas, juntamente com uma descrição do seu significado e das respetivas unidades. Estas camadas têm 25 m de resolução espacial e contêm os resultados contínuos do modelo. As camadas raster são geradas em formato GeoTIFF e sistema de referência ETRS89 / UTM zona 30N (EPSG:25830).

Tabela 8. Camadas raster geradas

Nome da camada	Conteúdo	Unidade
pendiente	Declive do terreno calculado a partir do modelo digital do terreno.	°
orientacion	Orientação do terreno. O sul é adotado como direção de referência (0°), com valores negativos para este e positivos para oeste.	°
SVF	Fator de visão do céu (<i>Sky View Factor</i>), que representa a fração de hemisfério celeste visível a partir de cada píxel.	-
Gt	Radiação global anual sobre o plano real do terreno, obtida como soma das componentes direta, difusa e refletida.	kWh m ⁻²
Gbt	Radiação direta anual sobre o plano real do terreno.	kWh m ⁻²
Gdt	Radiação difusa anual sobre o plano real do terreno.	kWh m ⁻²
Grt	Radiação refletida anual sobre o plano real do terreno.	kWh m ⁻²
Pplano_A	Produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de captação para o arquétipo A, correspondente a sistemas fixos inclinados.	kWh m ⁻²
Pplano_B	Produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de captação para o arquétipo B, correspondente a sistemas fixos verticais.	kWh m ⁻²
Pplano_C	Produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de captação para o arquétipo C, correspondente a sistemas com seguimento de um eixo.	kWh m ⁻²
FV_c (*)	Produção elétrica fotovoltaica anual específica em corrente alterna por unidade de superfície de solo para o caso AV c. São geradas 16 camadas, uma por cada caso AV definido.	kWh m ⁻²
M_A	Máscara binária de aptidão por declive para o arquétipo A. Assume o valor 1 nos píxeis aptos e 0 nos não aptos.	Binária
M_B	Máscara binária de aptidão por declive para o arquétipo B. Assume o valor 1 nos píxeis aptos e 0 nos não aptos.	Binária
M_C	Máscara binária de aptidão por declive para o arquétipo C. Assume o valor 1 nos píxeis aptos e 0 nos não aptos.	Binária
M_excl	Máscara comum de exclusão territorial, obtida a partir dos usos não aptos e das áreas protegidas consideradas.	Binária

(*) O identificador *c* é substituído nos ficheiros de saída pelo código do uso agrícola correspondente. São assim geradas 16 camadas de produção elétrica 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 e FV_PA. Cada camada representa exclusivamente o caso AV atribuído a esse uso agrícola.

6.2. Camada vetorial de recintos SIGPAC

É gerada uma camada vetorial em formato GeoPackage na qual cada entidade representa uma unidade definida pela cartografia agrícola oficial utilizada. Na aplicação demonstrativa de Navarra, esta unidade corresponde ao recinto SIGPAC. A Tabela 9 descreve os campos incluídos na camada vetorial, juntamente com o seu significado e unidades.

Tabela 9. Campos da camada vetorial de recintos SIGPAC.

Nome do campo	Tipo	Conteúdo	Unidade
uso_agr	Texto	Código do uso agrícola proveniente da cartografia oficial. Em Navarra corresponde ao código de uso SIGPAC.	-
caso_av	Texto	Identificador do caso AV atribuído em função do uso agrícola.	-
arq_av	Texto	Arquétipo agrovoltaico associado ao caso AV: A, B ou C.	-
inc_med	Numérico	Declive médio do terreno dentro da unidade agrícola.	°
inc_dt	Numérico	Desvio padrão do declive do terreno dentro da unidade agrícola.	°
ori_med	Numérico	Orientação média do terreno, calculada através de estatística circular. O sul é adotado como direção de referência (0°), com valores negativos para este e positivos para oeste.	°
ori_dt	Numérico	Desvio padrão circular da orientação do terreno.	°
sup_tot	Numérico	Superfície geométrica total da unidade agrícola.	ha
sup_util	Numérico	Superfície disponível para o caso AV atribuído, uma vez aplicados os critérios de aptidão e de exclusão.	ha
prop_util	Numérico	Proporção da superfície útil relativamente à superfície total da unidade agrícola.	%
gt_med	Numérico	Radiação global anual média sobre o plano real do terreno.	kWh m ⁻²
gt_tot	Numérico	Radiação global anual total recebida na superfície completa da unidade agrícola.	kWh ano ⁻¹
fv_med	Numérico	Produção elétrica fotovoltaica anual específica média em corrente alterna, calculada sobre a superfície útil para o caso AV atribuído.	kWh m ⁻²
fv_tot	Numérico	Produção elétrica fotovoltaica anual total estimada em corrente alterna para o caso AV atribuído.	kWh ano ⁻¹
p_inst	Numérico	Potência de pico instalável estimada para o caso AV atribuído.	kWp

7. Bibliografia

- 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 FV modules angular losses under field conditions. *International Journal of Solar Energy* 22, 19–31. <https://doi.org/10.1080/01425910212852>
- Martin, N., Ruiz, J.M., 2001.** Calculation of the FV modules angular losses under field conditions by means of an analytical model. *Solar Energy Materials and Solar Cells* 70, 25–38. [https://doi.org/10.1016/S0927-0248\(00\)00408-6](https://doi.org/10.1016/S0927-0248(00)00408-6)
- 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>