



Cartes de potentiel agrivoltaïque : méthodologie d'évaluation territoriale



31/07/2026

Informations sur le Document

Titre du Projet	Agrivoltaïsme et résilience dans les zones rurales du territoire SUDOE
Acronyme du Projet	AgroSOL
Coordinateur du Projet	Simon Navarro (ESTIA)
Durée du Projet	36 mois
Groupe de travail concerné	GT1
Titre du Document	Cartes de potentiel agrivoltaïque : méthodologie d'évaluation territoriale
Numéro de Livrable	E.1.2.1
Organisation Cheffe de File	UPNA
Partenaires Collaborateurs	ESTIA, UPNA, ADENE, Consorcio EDER, UBU, GLHD, EREN, U.Évora-IIFA, CICYTEX, ITAGRA
Version	V2
Type de Rapport	Méthodologique
Niveau de Diffusion	Public
Date d'Échéance	31/03/2026
Date de Dépôt	31/07/2026
Auteurs	Ignacio García Ruiz (UPNA) Marian de Blas Corral (UPNA)

Historique

Date	Version	Soumis par	Révisé par	Commentaires
31/07/2026	V1	Ignacio García Ruiz	<i>Simon NAVARRO</i>	<i>Version Française</i>
04/09/2026	V2	Ignacio García Ruiz	<i>Simon NAVARRO</i>	<i>Version Française</i>

Table des Matières

Informations sur le Document	2
Historique.....	2
Table des Matières	3
Liste des Figures	4
Liste des Tableaux	5
Introduction	7
Données	9
Données météorologiques	9
Données géographiques.....	10
Définition des archétypes agrivoltaïques	10
Attribution des archétypes aux usages agraires	11
Méthodologie	13
Définition de la grille de calcul	13
Interpolation intra-parcelle des variables radiométriques et météorologiques	13
Génération des modèles d'orientation et d'inclinaison du terrain	15
Calcul de l'horizon visible.....	15
Génération de la carte des facteurs de vue du ciel	16
Calcul de l'irradiance incidente sur le terrain	17
Calcul de l'irradiance directe	17
Calcul de l'irradiance diffuse et réfléchie.....	17
Calcul de l'irradiance incidente sur le générateur PV	18
Archétype A. Systèmes fixes inclinés.....	19
Archétype B. Systèmes fixes verticaux	19
Archétype C. Systèmes à suivi sur un axe.....	20
Calcul de la production PV.....	21
Paramètres du modèle circuit du module PV	21
Pertes par modificateur d'angle d'incidence.....	23
Pertes supplémentaires du système PV	24
Conversion en grandeurs par unité de surface de sol	25
<i>Ground Coverage Ratio</i> (GCR).....	25
Pertes par ombrage entre rangées	26
Facteur d'occupation effective du sol.....	27
Application par pixel et par cas agrivoltaïque	27
Évaluation de l'aptitude agrivoltaïque par pixel	28

Exclusion des usages du sol non aptes	28
Critères de pente et de compatibilité structurelle	28
Exclusion des zones protégées	29
Agrégation des résultats à l'unité agraire	29
Variables géométriques de l'unité agraire	30
Surface utile pour l'implantation	31
Rayonnement solaire	31
Production photovoltaïque	31
Puissance crête installable	31
Résultats	33
Carte du facteur de vue du ciel (<i>SVF</i>)	33
Carte du rayonnement global annuel	34
Carte de production photovoltaïque annuelle spécifique	35
Cartes d'aptitude agrivoltaïque	35
Conclusions	37
Annexe. Couches et champs de sortie	38
Couches raster	38
Couche vectorielle des parcelles SIGPAC	39
Bibliographie	40

Liste des Figures

Figure 1. Résolution spatiale du modèle SARAH-3.	9
Figure 2. Division de la Communauté Forale de Navarre (en rouge) en 753 mailles de calcul de 4000 m × 4000 m	13
Figure 3. Profil de l'horizon visible depuis un pixel du MNT	16
Figure 4. Profil de l'horizon visible depuis un pixel du MNT et représentation des analemmes solaires pour chaque heure UTC.	17
Figure 5. Carte des facteurs de vue du ciel (<i>SVF</i>).	33
Figure 6. Carte du rayonnement solaire global annuel.	34
Figure 7. Production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de sol pour les archétypes A et C.	35
Figure 8. Aptitude selon la pente pour les archétypes A, systèmes fixes inclinés, et C, systèmes à suivi sur un axe.	36
Figure 9. Aptitude agrivoltaïque pour les cas AV VI–vigne, associé à l'archétype C de suivi sur un axe, et OV–oliveraie, associé à l'archétype A de systèmes fixes inclinés.	36

Liste des Tableaux

Tableau 1. Cas agrivoltaïques définis pour les usages agraires considérés.	12
Tableau 2. Valeurs caractéristiques du module dans les conditions STC.	21
Tableau 3. Coefficients de température du courant de court-circuit, de la tension en circuit ouvert et de la puissance maximale.	22
Tableau 4. Valeurs des paramètres du modèle dans les conditions STC.	22
Tableau 5. Pertes supplémentaires du système PV prises en compte dans le modèle.	24
Tableau 6. Valeurs de GCR et pertes par ombrage entre rangées considérées pour chaque cas AV.	26
Tableau 7. Seuils maximaux de pente admissible par archétype.	29
Tableau 8. Couches raster générées	38
Tableau 9. Champs de la couche vectorielle des parcelles SIGPAC.	39

Introduction

La transition énergétique et l'adaptation du secteur agricole au changement climatique posent des défis étroitement liés dans les territoires ruraux de l'espace SUDOE. L'exposition croissante des exploitations agricoles aux épisodes de sécheresse, aux vagues de chaleur, à l'irrégularité des précipitations et à d'autres phénomènes extrêmes coïncide avec la nécessité d'avancer vers des modèles énergétiques décarbonés et compatibles avec la préservation du sol agricole. Dans ce contexte, l'agrivoltaïsme se présente comme une alternative capable d'intégrer, sur une même surface, l'activité agricole et la production d'électricité photovoltaïque, à condition que la conception des installations préserve la fonction productive du terrain et s'adapte aux caractéristiques agronomiques, territoriales et technologiques de chaque site.

Le projet AgroSOL « Agrivoltaïsme et résilience dans les zones rurales du territoire SUDOE » a pour objectif de développer une stratégie commune et un plan d'action pour la mise en œuvre de modèles agrivoltaïques adaptés aux petites et moyennes exploitations agricoles du territoire SUDOE. Le projet donne la priorité à la continuité de la production agricole et à l'intégration de solutions énergétiques compatibles avec les caractéristiques des exploitations et des ressources locales.

La diversité agroclimatique, topographique et productive des territoires participants rend nécessaire de disposer d'outils permettant d'identifier, de façon systématique et comparable, les zones présentant les meilleures conditions pour le développement de systèmes agrivoltaïques. La mise en œuvre de ces solutions ne dépend pas uniquement de la disponibilité de la ressource solaire, mais aussi de la pente et de l'orientation du terrain, de l'usage agricole existant, de la surface effectivement disponible, des restrictions territoriales et environnementales, et de la compatibilité entre les cultures et les différentes configurations photovoltaïques. De même, l'espacement entre les rangées, la densité des modules, la hauteur des structures et le contrôle de l'ombre conditionnent à la fois la production électrique et la continuité de l'activité agricole.

Les cartes de potentiel agrivoltaïque constituent, en ce sens, un outil d'aide à la planification territoriale et à la prise de décision. Leur finalité n'est pas de déterminer directement la viabilité définitive d'une installation, qui nécessite des études techniques, agronomiques, environnementales et économiques spécifiques, mais de réaliser une évaluation préliminaire et homogène du territoire. Ces cartes permettent de localiser les surfaces agricoles potentiellement compatibles avec différentes solutions agrivoltaïques, de quantifier la surface utile disponible et d'estimer les principales grandeurs énergétiques associées, telles que la production photovoltaïque annuelle et la puissance crête installable.

Ce rapport propose une méthodologie pour élaborer des cartes de potentiel agrivoltaïque par l'intégration d'informations territoriales, agricoles et énergétiques dans un système d'information géographique. Le calcul des variables topographiques, solaires et photovoltaïques est réalisé sur une maille raster. Les résultats sont ensuite agrégés aux unités définies par la cartographie agricole officielle de chaque territoire.

La méthodologie part de la définition de plusieurs archétypes agrivoltaïques représentatifs. Ces archétypes sont associés aux usages agricoles par le biais de cas agrivoltaïques qui établissent la configuration technologique et les paramètres d'implantation applicables. La procédure intègre des critères liés à l'usage du sol, à la pente, aux zones protégées et à la surface utile minimale. À partir de ces critères, on estime, pour chaque unité agricole, la surface apte, le rayonnement solaire, la production photovoltaïque et la puissance crête installable correspondant au cas agrivoltaïque attribué.

La méthodologie est appliquée à titre démonstratif en Navarre, l'un des territoires participant à AgroSOL. Dans ce cas, la cartographie SIGPAC est utilisée pour délimiter les unités agraires et caractériser leurs usages. Cette application permet de montrer le processus de préparation des données, le calcul des variables, la génération des couches d'aptitude et l'agrégation des résultats. La Navarre est utilisée comme territoire de démonstration et non comme unique domaine d'application de la méthodologie.

La procédure a été conçue pour être appliquée dans les autres territoires du projet. Dans chaque cas, il sera nécessaire d'adapter les sources cartographiques, les catégories d'usage agricole et certains paramètres aux informations disponibles et aux conditions locales. La structure générale de la méthode reste commune, ce qui permet d'appliquer des critères comparables et d'obtenir des cartes de potentiel agrivoltaïque sur une base méthodologique homogène.

Données

Données météorologiques

Pour l'évaluation du potentiel solaire, une analyse horaire a été réalisée sur une année météorologique type (TMY, selon son sigle anglais). Un TMY est construit en concaténant des mois réels sélectionnés à partir d'une série historique d'observations, de manière à reproduire de façon représentative les conditions météorologiques typiques du lieu sur le long terme, en évitant la nécessité de simuler des séries temporelles complètes sur plusieurs années et en maintenant la cohérence statistique des principales variables météorologiques et radiométriques.

Dans ce travail, les TMY utilisés ont été obtenus à partir de la plateforme PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*) de la Commission européenne. Pour les variables radiométriques, le jeu de données satellitaires SARAH-3 (EUMETSAT/Meteosat) a été utilisé ; il fournit des estimations horaires de l'irradiance solaire dérivées d'observations satellitaires, incluant les composantes d'irradiance globale horizontale, directe normale et diffuse horizontale. Outre les variables radiométriques, les TMY incluent des variables météorologiques auxiliaires nécessaires à la modélisation du rendement PV, telles que la température de l'air, l'humidité relative et la vitesse du vent. Pour ces variables, PVGIS utilise des données issues de la réanalyse ERA5 du Centre européen pour les prévisions météorologiques à moyen terme (ECMWF, *European Centre for Medium-Range Weather Forecasts*), qui fournit des champs météorologiques à l'échelle mondiale, avec une résolution horaire et une couverture temporelle prolongée.

La combinaison de données radiométriques d'origine satellitaire (SARAH-3) et de variables météorologiques issues de réanalyses (ERA5) permet de disposer de séries temporelles horaires complètes, adaptées à la simulation du comportement énergétique des systèmes PV sur le long terme.

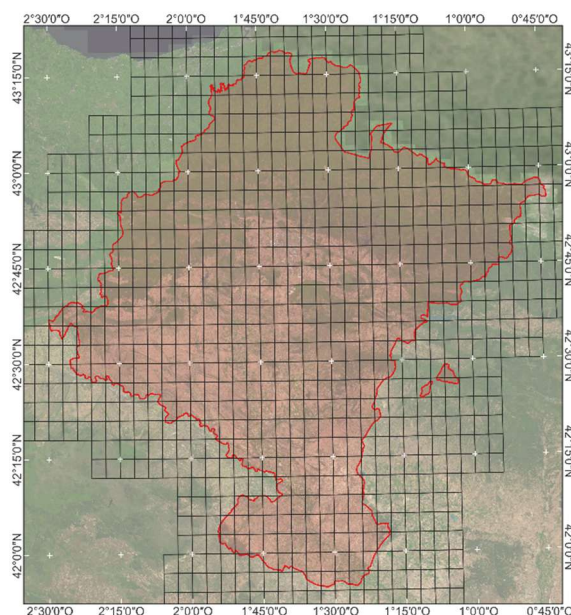


Figure 1. Résolution spatiale du modèle SARAH-3.

Les produits radiométriques de SARAH-3 présentent une résolution spatiale de 0,05° en latitude comme en longitude. À la latitude de la Navarre (42–43°N), cette résolution angulaire correspond à

des mailles d'environ 5,5 km en latitude et 4 km en longitude (voir Figure 1). Chaque maille SARAH-3 représente donc une superficie de l'ordre de plusieurs dizaines de kilomètres carrés. Cette résolution convient à la caractérisation régionale de la ressource solaire, mais s'avère insuffisante pour des analyses détaillées à l'échelle locale, où la topographie fine, l'orientation des surfaces et les effets d'ombrage dus à des obstacles proches et lointains jouent un rôle déterminant. C'est pourquoi il a été nécessaire d'appliquer une procédure de réduction d'échelle spatiale (*downscaling*) permettant d'adapter les données météorologiques horaires à une maille de calcul à haute résolution.

Dans ce travail, les données horaires des TMY ont été intégrées à l'information géospatiale, ce qui permet leur retraitement à l'échelle du pixel. La simulation a été réalisée sur une maille régulière à haute résolution (25 m × 25 m), dans laquelle chaque pixel intègre l'information de pente et d'orientation de la surface, ainsi que l'horizon visible obtenu à partir du modèle numérique de terrain (MNT). Cette intégration permet de calculer, pixel par pixel et à résolution horaire, la captation effective des composantes directe, diffuse et réfléchie du rayonnement solaire, tout en préservant la cohérence avec les conditions météorologiques représentées par les TMY.

Données géographiques

L'information topographique utilisée dans l'application démonstrative de Navarre provient d'un modèle numérique de terrain (MNT) d'une résolution spatiale de 25 m×25 m. L'Institut Géographique National espagnol (IGN) met à disposition du public, via son Centre de Téléchargement, une série de MNT de différentes résolutions pour l'ensemble du territoire national. Concrètement, le MNT le plus récent disponible correspond à celui généré à partir d'un vol LiDAR réalisé dans le cadre de la 2^e Couverture du Plan National d'Orthophotographie Aérienne (PNOA) entre 2015 et 2022. Pour la Communauté Forale de Navarre, le vol a été effectué entre septembre et novembre 2017.

Cette information peut ne pas refléter les changements du terrain les plus récents, c'est pourquoi il a été fait appel à la 3^e Couverture du PNOA. Dans ce cas, le vol LiDAR correspondant à la Communauté Forale de Navarre a été réalisé en septembre 2024. À partir du nuage de points fourni par ce vol, un MNT actualisé de la communauté a été généré avec une résolution de 25 m × 25 m.

Outre le MNT, la délimitation des parcelles SIGPAC de la Communauté Forale de Navarre a été utilisée afin d'associer les estimations de rayonnement et de production électrique obtenues pour chaque pixel du MNT à des unités territoriales homogènes. Cette information a été obtenue au format vectoriel via les services de téléchargement officiels du SIGPAC.

Définition des archétypes agrivoltaïques

Dans le livrable E.1.1.1, *Diagnostic de l'état de l'art des exploitations agrivoltaïques dans l'UE*, cinq typologies principales d'installations agrivoltaïques ont été identifiées :

1. **Centrales photovoltaïques au sol**, correspondant à des installations conventionnelles compatibles avec certains usages agraires extensifs, comme le pâturage.
2. **Structures fixes surélevées**, constituées de modules à inclinaison fixe installés à une hauteur suffisante pour permettre le développement de la culture et, le cas échéant, le passage de machines agricoles. Ces configurations offrent un ombrage modéré et relativement constant.

3. **Systèmes orientables**, constitués de structures mobiles permettant de modifier l'inclinaison des modules. Leur fonctionnement peut s'adapter aux besoins de la culture tout en optimisant la production électrique.
4. **Serres photovoltaïques**, dans lesquelles les modules sont intégrés totalement ou partiellement à la toiture, ou installés au-dessus de celle-ci, permettant de contrôler le rayonnement incident et certaines conditions microclimatiques.
5. **Clôtures solaires**, composées généralement de modules bifaciaux disposés verticalement en rangées suffisamment espacées pour permettre le passage de machines. Cette configuration convient particulièrement aux pâturages et aux cultures extensives.

Pour l'évaluation territoriale du potentiel agrivoltaïque, ces typologies sont regroupées en trois archétypes représentatifs. Cette simplification permet d'associer les principales configurations technologiques aux usages agraires existants et de réaliser les calculs de manière homogène à l'échelle régionale :

Archétype A. Systèmes fixes inclinés : comprend les centrales photovoltaïques au sol, les structures fixes surélevées et les serres photovoltaïques.

Archétype B. Systèmes fixes verticaux : correspond aux clôtures solaires.

Archétype C. Systèmes à suivi sur un axe : représente les systèmes orientables.

Ce regroupement a un caractère méthodologique et n'implique pas que chaque usage agricole ne puisse être combiné qu'avec une seule solution technologique. La configuration définitive d'une installation devra s'adapter, entre autres facteurs, au type de culture, aux pratiques culturales, aux dimensions des machines, à la topographie, aux conditions climatiques et aux exigences réglementaires applicables.

Attribution des archétypes aux usages agraires

L'Union européenne exige que tous les États membres disposent d'un Système d'Identification des Parcelles Agricoles, appelé LPIS selon son sigle anglais (*Land Parcel Identification System*), pour la gestion et le contrôle des aides de la Politique Agricole Commune. Bien que les différents systèmes nationaux doivent respecter des exigences communes relatives à la précision cartographique, à la mise à jour de l'information, à l'éligibilité des surfaces et aux procédures de contrôle et de suivi, il n'existe pas de classification totalement harmonisée des usages du sol et des cultures. En Espagne, le LPIS est mis en œuvre via le Système d'Information Géographique des Parcelles Agricoles (SIGPAC) ; en France, via le *Registre Parcellaire Graphique* (RPG) ; et au Portugal, via le *Sistema de Identificação Parcelar* (iSIP).

Pour l'analyse réalisée en Espagne, sont considérés les usages agraires du SIGPAC les plus représentatifs des régions du territoire SUDOE incluses dans le projet : terres arables ou cultures extensives, cultures maraîchères, serres, vignes, arbres fruitiers, fruits à coque, oliveraies, associations de cultures ligneuses et surfaces de pâturage.

À chaque usage agricole est attribué un archétype agrivoltaïque de référence en fonction de sa compatibilité générale avec la structure de l'installation, des besoins d'accès et de gestion de la culture et de l'espacement requis entre les rangées.

Aux fins de cette étude, on appelle **cas agrivoltaïque** (cas AV) chaque combinaison concrète entre un usage agricole et l'archétype agrivoltaïque qui lui est attribué. Chaque cas AV est caractérisé par une

configuration représentative et par un ensemble spécifique de paramètres de calcul, qui seront définis plus loin. Ainsi, un même archétype peut donner lieu à différents cas AV selon la culture ou l'usage agricole considéré. L'attribution retenue pour chaque usage agricole figure au Tableau 1.

Tableau 1. Cas agrivoltaïques définis pour les usages agricoles considérés.

Usage SIGPAC	Usage agricole	Archétype agrivoltaïque	Configuration représentative
TA	Céréales/extensif	B. Systèmes fixes verticaux	Rangées verticales bifaciales
TH	Cultures maraîchères	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
IV	Serre	A. Systèmes fixes inclinés	Toiture partiellement occupée par des modules semi-transparents
VI	Vigne	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
FY	Arbres fruitiers	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
FS	Fruits à coque	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
OV	Oliveraie	A. Systèmes fixes inclinés	Rangées surélevées à faible densité
FV	Fruits à coque + vigne	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
VF	Vigne + arbres fruitiers	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
VO	Vigne + oliveraie	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
FF	Arbres fruitiers + fruits à coque	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
FL	Fruits à coque + oliveraie	A. Systèmes fixes inclinés	Rangées surélevées à inclinaison fixe
OF	Oliveraie + arbres fruitiers	C. Systèmes à suivi sur un axe	Rangées surélevées avec contrôle d'inclinaison
PS	Pâturage	B. Systèmes fixes verticaux	Rangées verticales bifaciales
PR	Pâturage arbustif	B. Systèmes fixes verticaux	Rangées verticales dispersées
PA	Pâturage arboré	B. Systèmes fixes verticaux	Implantation discontinue

Méthodologie

Définition de la grille de calcul

Pour faciliter le traitement, le territoire de la Navarre est divisé en 753 mailles carrées de 4 km×4 km (voir Figure 2). Chaque maille constitue une unité d'exécution indépendante et contient une grille régulière de pixels de 25 m×25 m, correspondant à la résolution spatiale du modèle. Cette division permet de répartir et de paralléliser les calculs, réduisant le temps de traitement sans modifier la résolution ni la continuité spatiale des résultats finaux. Une fois les simulations terminées, les couches obtenues pour chaque maille sont intégrées en mosaïques continues pour l'ensemble du territoire. Les modèles et algorithmes ont été mis en œuvre sous Wolfram Mathematica 12® et exécutés sur le cluster de calcul de l'Institut Smart Cities de l'Université Publique de Navarre.

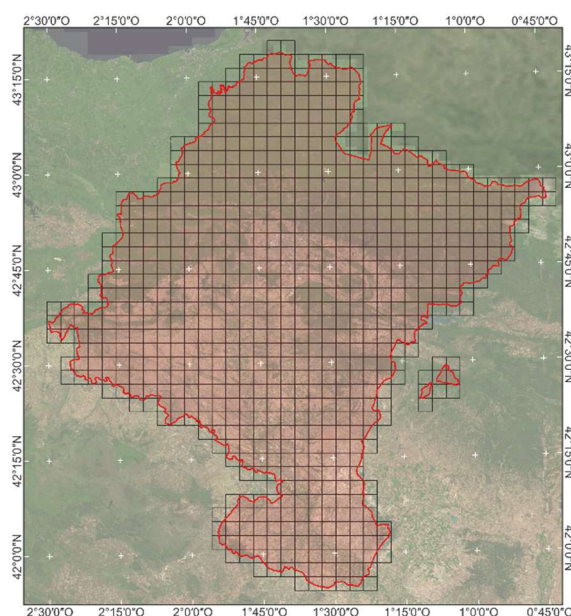


Figure 2. Division de la Communauté Forale de Navarre (en rouge) en 753 mailles de calcul de 4000 m × 4000 m.

Interpolation intra-maille des variables radiométriques et météorologiques

Comme cela a été expliqué, le calcul de l'irradiance solaire et, par conséquent, de la production PV développé dans ce travail repose sur l'utilisation de TMY issus de la plateforme PVGIS, dérivés du jeu de données satellitaires SARA-3. Ces produits présentent une résolution spatiale de l'ordre de 4 à 5 km, alors que l'analyse est réalisée sur une grille régulière de mailles de 4x4 km et, à l'intérieur de chaque maille, à résolution du pixel.

Dans une approche directe, chaque maille est associée à un unique fichier TMY, correspondant à l'emplacement de son centre géométrique. Cette attribution implique de supposer une homogénéité météorologique au sein de chaque maille et conduit à des discontinuités artificielles dans les variables

météorologiques et radiométriques d'entrée au franchissement des limites entre mailles adjacentes, se manifestant sous forme de sauts visibles dans les mosaïques d'irradiance ou de production PV. Ces discontinuités ne correspondent pas à des variations physiques réelles de la ressource solaire, mais à la discrétisation spatiale imposée par l'utilisation de séries météorologiques ponctuelles représentatives de zones étendues.

Afin d'atténuer ces artefacts et d'obtenir des champs spatiaux continus et physiquement cohérents, une procédure d'interpolation intra-maille des variables météorologiques et radiométriques d'entrée a été appliquée, permettant de reconstruire de façon lissée la variabilité spatiale de la ressource solaire à partir des séries TMY disponibles dans les mailles voisines.

Pour cela, un schéma d'interpolation bilinéaire a été appliqué heure par heure sur les variables météorologiques primaires (irradiance globale horizontale, G , irradiance directe normale, G_{bn} , température, T et vitesse du vent, V). Après application de l'interpolation, la transition entre mailles est continue et les sauts abrupts associés à l'attribution discrète par maille sont éliminés.

Soit un pixel de calcul situé à la position (x, y) au sein de la grille régionale. Ce point est contenu dans le quadrilatère défini par quatre mailles météorologiques adjacentes, notées T_{NO} , T_{NE} , T_{SO} et T_{SE} selon leur position relative. L'interpolation est réalisée en fonction de la position du point à l'intérieur de la maille météorologique de base.

Soient Δx et Δy les dimensions de la maille (4000 m sur les deux axes) et x_0 et y_0 les coordonnées du sommet nord-ouest de la maille de référence. On définit les coordonnées adimensionnelles u et v conformément aux Équations (1) et (2).

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

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

où $u, v \in [0,1)$ représentent la position relative du pixel à l'intérieur de la maille. Les poids bilinéaires associés à chaque maille sont donnés par l'Équation (3) avec $\sum_i w_i = 1$.

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

L'interpolation est appliquée indépendamment pour chaque instant horaire t , ce qui permet d'obtenir les variables radiométriques et météorologiques au pixel comme combinaison linéaire pondérée des quatre séries :

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

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

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

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

Cette procédure assure la continuité spatiale de premier ordre des variables interpolées pour chaque pixel, p . L'irradiance diffuse horizontale, cependant, n'est pas interpolée directement, mais calculée à partir du bilan radiatif dans le plan horizontal, garantissant ainsi la cohérence entre les différentes composantes, conformément à l'Équation (8)).

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

où $\theta_z(t)$ est l'angle zénithal solaire correspondant à l'instant t .

Les coordonnées locales du Soleil (azimut et angle zénithal) dépendent exclusivement de la latitude, de la date et de l'heure. Étant donné que la variation spatiale de la latitude au sein du domaine d'étude est réduite par rapport à l'échelle météorologique considérée, une série géométrique commune unique est adoptée pour l'ensemble de la maille, ce qui introduit une erreur négligeable.

La procédure d'interpolation décrite s'applique exclusivement aux variables radiométriques et météorologiques primaires. Les grandeurs dérivées, telles que l'irradiance sur plan incliné ou la production PV, sont calculées ultérieurement au moyen de modèles physiques non linéaires, évitant ainsi les interpolations sur des variables déjà transformées.

Génération des modèles d'orientation et d'inclinaison du terrain

Le calcul du rayonnement solaire incident sur chaque pixel du MNT, en tenant compte de son inclinaison et de son orientation, nécessite de déterminer préalablement ces deux variables à partir du modèle. Dans cette étude, les modèles d'orientation et d'inclinaison ont été obtenus au moyen de deux géoalgorithmes GDAL exécutés dans le logiciel QGIS. Après leur exécution, deux couches raster ont été générées :

- Un modèle d'azimut ou d'orientation de chaque pixel, γ_p . La convention angulaire adoptée établit le sud comme direction de référence (0°), avec des valeurs négatives vers l'est et positives vers l'ouest.
- Un modèle d'inclinaison par rapport au plan horizontal, β_p .

Calcul de l'horizon visible

L'horizon visible représente, pour chaque direction azimutale, l'angle d'élévation maximal des obstacles topographiques observés depuis un point. Son calcul permet de prendre en compte l'effet du relief environnant sur le rayonnement solaire reçu.

À partir du modèle numérique de terrain, un profil d'horizon est calculé pour chaque pixel de la grille. Ce profil est ensuite utilisé pour :

- Déterminer si la position du Soleil est obstruée et, par conséquent, annuler la composante directe correspondante.
- Estimer la fraction visible de la voûte céleste utilisée dans le calcul du rayonnement diffus.

La Figure 3 présente un exemple de profil d'horizon obtenu pour un pixel du territoire de Navarre.

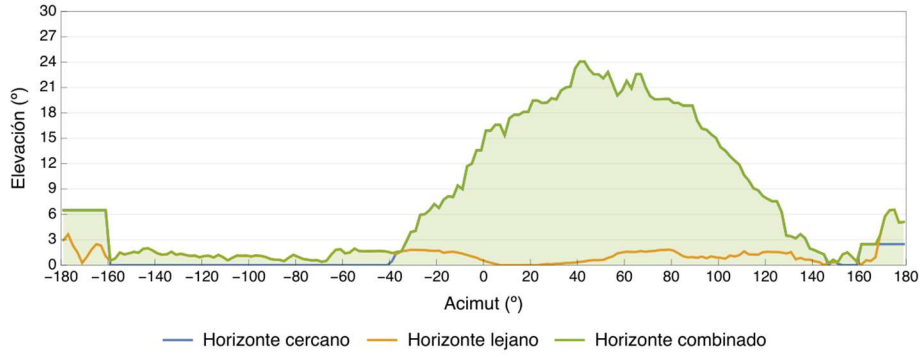


Figure 3. Profil de l'horizon visible depuis un pixel du MNT.

Génération de la carte des facteurs de vue du ciel

Le facteur de vue du ciel (*SVF*, selon son sigle anglais) est le rapport entre l'irradiance diffuse reçue par un plan incliné et l'irradiance diffuse horizontale, en considérant une distribution isotrope de la radiance dans le ciel. Ce paramètre permet de prendre en compte l'effet des obstacles sur l'irradiance diffuse reçue à chaque pixel du MNT.

En l'absence d'obstacles, ce paramètre peut être calculé au moyen de l'Équation (9).

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

où $G_{d,T}$ est l'irradiance diffuse sur un plan incliné, G_d est l'irradiance diffuse horizontale et β_p est l'inclinaison du plan considéré.

Lorsque le plan se trouve dans un environnement obstrué, le *SVF* (SVF_{obs}) correspond au rapport de l'Équation (10).

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

où $G_{d,T,obs}$ est l'irradiance diffuse reçue sur un plan incliné en tenant compte de l'effet des obstacles.

Dans ce cas, sa détermination peut être réalisée au moyen de l'Équation (11) proposée par Böhner et Antonić (2009) comme une adaptation de l'expression originale de Dozier et Frew (1990).

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

où α_i est l'élévation angulaire de l'horizon correspondant à un azimut γ_i , γ est l'azimut du plan et N le nombre total d'azimuts considérés pour définir l'horizon (360 dans ce cas). Ainsi, pour calculer le *SVF* en un pixel du MNT, il est nécessaire de connaître son orientation, son inclinaison et l'élévation de la ligne d'horizon.

Il a cependant été constaté que l'Équation (11), telle qu'elle est définie, sous-estime le SVF_{obs} . Lorsque la valeur à l'intérieur de la sommation est négative, il convient de la considérer comme 0, comme le montre l'Équation (12).

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

Calcul de l'irradiance incidente sur le terrain

L'irradiance incidente sur le plan réel du terrain est calculée pour chaque pixel et chaque heure du TMY à partir de ses composantes directe, diffuse et réfléchie. Le calcul intègre l'inclinaison et l'orientation du terrain, la position solaire et l'obstruction produite par l'horizon local.

Calcul de l'irradiance directe

La conversion de l'irradiance directe horaire sur le plan horizontal vers le plan incliné de chaque pixel répond à une simple relation géométrique tenant compte de l'angle zénithal solaire et de l'angle d'incidence entre le soleil et le plan (pixel) considéré. Le calcul de ces deux variables nécessite la détermination préalable de la position du soleil à chaque heure de l'année. Pour cela, l'algorithme actualisé de la Plateforme Solaire d'Almería (PSA) a été utilisé (Blanco et al., 2020).

Par ailleurs, il est nécessaire de tenir compte de l'effet des obstacles de l'environnement sur l'irradiance directe incidente, c'est-à-dire de déterminer à chaque instant si les obstacles s'interposent ou non entre le soleil et le pixel. La Figure 4 présente la ligne d'horizon correspondant à un pixel donné ainsi que les analemmes solaires correspondant à la position occupée par le soleil dans le ciel si on l'observe tous les jours de l'année aux mêmes heures. Lorsque le soleil se situe sous l'horizon, il n'est pas visible et l'irradiance directe est nulle.

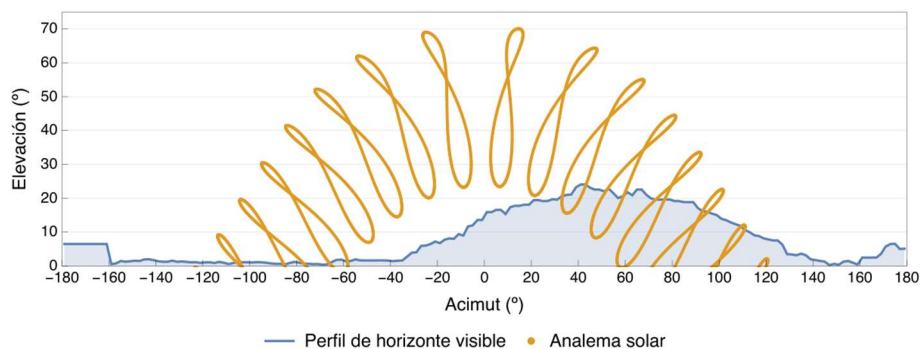


Figure 4. Profil de l'horizon visible depuis un pixel du MNT et représentation des analemmes solaires pour chaque heure UTC.

Calcul de l'irradiance diffuse et réfléchie

En raison de son caractère multidirectionnel et anisotrope, le calcul de l'irradiance diffuse incidente sur un plan incliné ne peut pas être résolu par une simple transformation géométrique ; il est nécessaire de recourir à un modèle de calcul. Dans cette étude, le modèle de Perez et al. (1990) a été utilisé, car il présente le meilleur comportement parmi les modèles existants, comme le concluent García et al. (2020) et García et al. (2022), membres de l'équipe de recherche. Le modèle de Perez et al. (1990)

considère une distribution anisotrope de la radiance dans le ciel en divisant celui-ci en trois zones : la région isotrope ou de fond, la région circumsolaire et la brillance d'horizon. L'Équation (13) décrit la formulation de base du modèle pour le calcul de l'irradiance diffuse, dans laquelle on peut distinguer les trois zones du ciel.

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

où $G_{d,T}$ est l'irradiance diffuse sur le plan incliné, G_d est l'irradiance diffuse mesurée sur le plan horizontal, F_1 est le coefficient de brillance circumsolaire, F_2 est le coefficient de brillance d'horizon et a et b sont deux paramètres dépendant respectivement de l'angle d'incidence de l'irradiance directe sur le plan et de l'angle zénithal solaire.

Dans cette étude, une modification du modèle original a été introduite afin de prendre en compte l'effet des obstacles sur l'irradiance diffuse. L'Équation (14) présente cette modification :

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

De plus, une contribution supplémentaire correspondant à l'irradiance réfléchiée sur le plan incliné a été prise en compte ($G_{r,T}$), conformément à l'Équation (15).

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

où ρ est l'albédo du terrain, dont la valeur a été fixée à 0,3 pour la présente étude.

Comme pour le calcul de l'irradiance directe, l'irradiance diffuse et réfléchiée a été déterminée pour chaque heure de l'année. La somme des composantes directe, diffuse et réfléchiée permet d'obtenir l'irradiance globale à chaque heure de l'année. Le rayonnement global annuel résulte de l'intégration des irradiances globales reçues au cours de l'année à chaque pixel.

Calcul de l'irradiance incidente sur le générateur PV

Le rayonnement solaire calculé précédemment correspond au plan réel du terrain, défini par la pente et l'orientation de chaque pixel du modèle numérique de terrain. Cependant, les modules photovoltaïques sont installés sur des structures qui déterminent un plan de captation différent du terrain. Il est donc nécessaire de transformer les composantes du rayonnement incident sur la surface terrestre en celles correspondant au plan du générateur photovoltaïque.

Cette transformation est réalisée de manière différenciée pour les trois archétypes agrivoltaïques considérés :

Archétype A. Systèmes fixes inclinés.

Archétype B. Systèmes fixes verticaux.

Archétype C. Systèmes à suivi sur un axe.

Dans tous les cas, le calcul est réalisé à résolution horaire et à l'échelle du pixel, en tenant explicitement compte de la position solaire, de l'horizon local, des conditions météorologiques interpolées et des composantes directe, diffuse et réfléchiée du rayonnement.

Archétype A. Systèmes fixes inclinés

Dans les systèmes à structure fixe inclinée, le plan du générateur est défini par une orientation et une inclinaison constante. La configuration de référence retenue est une orientation vers le sud ($\gamma_{fix} = 0^\circ$) et une inclinaison optimale β_{fix} , déterminée pour chaque maille de calcul.

L'inclinaison optimale est obtenue à partir de la série TMY associée au centre de la maille, en évaluant l'irradiance globale annuelle sur un plan fixe pour différentes valeurs de β_{fix} dans la plage 0° – 60° .

Pour chaque inclinaison, les composantes directe, diffuse et réfléchie sont intégrées sur les 8760 heures de l'année, et celle qui maximise l'irradiance annuelle incidente est sélectionnée. À ce stade, l'horizon visible de chaque pixel n'est pas intégré, l'objectif étant d'obtenir une paramétrisation représentative de la maille.

Une fois l'inclinaison optimale du système de captation fixe déterminée β_{fix} , l'irradiance sur le plan générateur en chaque pixel, $G_{T,plano}(t, p, a)$, est calculée pour chaque heure de l'année en utilisant le même schéma physique décrit dans la section « Calcul de l'irradiance incidente sur le terrain », mais en remplaçant l'orientation et l'inclinaison du terrain par celles du générateur PV. En particulier :

- **La composante directe** est obtenue à partir de l'angle d'incidence entre le rayonnement solaire et le plan générateur, en tenant également compte de la visibilité du soleil en fonction de l'horizon local du pixel.
- **La composante diffuse** est calculée au moyen du modèle de Perez et al. (1990), en intégrant l'effet des obstacles via le facteur de vue du ciel (SVF_{obs}) correspondant au plan générateur.
- **La composante réfléchie** est déterminée à partir de l'albédo du terrain, en tenant compte de la fraction de l'hémisphère inférieur visible depuis le plan.

L'irradiance globale horaire sur le plan générateur fixe ainsi calculée sert d'entrée au modèle de conversion PV.

Archétype B. Systèmes fixes verticaux

Les systèmes fixes verticaux correspondent à des configurations formées de modules installés avec $\beta_{fix} = 90^\circ$. Dans la configuration de référence, les modules sont disposés en rangées orientées nord-sud, de sorte que leurs deux faces soient orientées vers l'est et vers l'ouest. Cette solution est retenue comme cas représentatif pour l'évaluation territoriale. En pratique, l'orientation des rangées peut varier selon la géométrie de la parcelle, la pente, la disposition des accès, les besoins des machines agricoles, le type de culture et d'autres contraintes techniques ou agronomiques. Cependant, l'étendue importante du territoire analysé et le grand nombre de parcelles rendent impossible la reproduction individuelle de toutes les configurations possibles. C'est pourquoi une disposition nord-sud commune est utilisée, ce qui permet d'appliquer un critère homogène et comparable sur l'ensemble du domaine d'étude. Les résultats doivent donc être interprétés comme une estimation du potentiel agrivoltaïque à l'échelle régionale et non comme la conception définitive de chaque parcelle.

Cette typologie, caractéristique des clôtures solaires bifaciales, permet de capter le rayonnement le matin par la face orientée à l'est et l'après-midi par la face orientée à l'ouest. L'irradiance est calculée de manière indépendante pour les deux faces du module.

- **La composante directe** de chaque face est déterminée à partir de l'angle d'incidence correspondant. Lorsque le Soleil se trouve derrière l'une des faces, la composante directe sur cette

surface est considérée comme nulle. On vérifie également, pour chaque heure et chaque pixel, l'obstruction éventuelle du Soleil par l'horizon local.

- **La composante diffuse** est calculée au moyen du modèle de Perez et al. (1990) pour chaque orientation. En raison de la position verticale des modules, chaque face observe une partie différente de la voûte céleste, dont la fraction visible peut être réduite par la topographie et les obstacles représentés dans l'horizon local.
- **La composante réfléchie** revêt une importance particulière dans ce type de systèmes, car les deux faces reçoivent du rayonnement provenant du terrain. Sa valeur est estimée à partir de l'albédo, de l'irradiance atteignant la surface terrestre et de la géométrie de vue du terrain depuis chaque face.

Pour obtenir l'irradiance effective du module bifacial, les contributions de la face avant et de la face arrière sont combinées, en appliquant le facteur de bifacialité correspondant.

Archétype C. Systèmes à suivi sur un axe

Dans le cas des archétypes à suivi solaire Est-Ouest, correspondant à des systèmes dotés d'un axe de rotation orienté Nord-Sud, l'orientation et l'inclinaison du plan générateur sont considérées comme variables dans le temps et sont calculées de façon horaire en fonction de la position solaire. Sous l'hypothèse d'un suivi idéal (sans limitations mécaniques ni stratégies de *backtracking*¹), l'inclinaison instantanée du générateur, $\beta_p(t)$, est obtenue au moyen de l'Équation (16).

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

où $\theta_z(t)$ est l'angle zénithal solaire et $\gamma_s(t)$ l'azimut solaire.

L'azimut du générateur, $\gamma_p(t)$, est défini selon l'Équation (17), les valeurs positives correspondant à des orientations vers l'ouest et les valeurs négatives vers l'est.

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

En pratique, l'inclinaison instantanée du générateur est limitée par les contraintes mécaniques du système de suivi. Par conséquent, une limite maximale a été imposée à l'inclinaison, telle que $|\beta_p(t)| \leq \beta_{max}$, avec des valeurs de $\beta_{max} = \pm 60^\circ$.

Le calcul de l'irradiance sur le plan générateur à suivi, $G_{T,plano}(t, p, a)$, est également réalisé de façon horaire et à l'échelle du pixel, en distinguant les trois composantes du rayonnement :

- **L'irradiance directe** est calculée à partir de l'angle d'incidence instantané entre le rayonnement solaire et le plan générateur, en tenant compte de l'obstruction éventuelle par l'horizon local, de manière analogue au cas du plan fixe.
- **L'irradiance diffuse** est obtenue au moyen du modèle de Perez et al. (1990), adapté à l'orientation et à l'inclinaison variables du générateur. Le calcul exact du facteur de vue du ciel pour un plan mobile étant très coûteux en temps de calcul, une approximation basée sur l'interpolation entre

¹ Le *backtracking* est une stratégie de contrôle utilisée dans les systèmes de suivi solaire qui réduit l'angle de rotation des suiveurs à certaines heures afin d'éviter les ombres entre les rangées de modules, au prix d'un léger écart par rapport à l'orientation optimale vers le soleil.

configurations représentatives du plan (horizontale et orientations extrêmes) est utilisée, ce qui permet de capturer efficacement la variation du champ diffus au cours de la journée.

- **La composante réfléchie** est calculée en tenant compte de l'albédo du terrain et de la géométrie instantanée du plan générateur.

Ainsi, pour chaque pixel, p , du MNT et pour chaque archétype PV, a , on dispose d'une série temporelle horaire, h , de l'irradiance globale sur le plan de captation du générateur. Ces séries constituent la base du calcul de la production électrique décrit dans la section « Calcul de la production PV ».

Calcul de la production PV

Une fois l'irradiance incidente sur le plan du générateur déterminée, l'étape suivante consiste à estimer la production électrique des dispositifs PV. Pour cela, un module de 120 cellules de silicium monocristallin avec technologie IBC (contacts interdigités arrière, selon son sigle anglais) a été retenu. La puissance crête dans les Conditions Standard de Test (STC)² est de 455 Wc, ce qui correspond à une densité de puissance électrique au point de puissance maximale de 229,8 W/m².

L'adoption d'un module de référence unique ne vise pas à reproduire exactement la technologie commerciale spécifique de chaque archétype PV considéré, mais à disposer d'une base homogène de modélisation du rendement électrique par unité de surface de captation. Les différences entre archétypes sont introduites ultérieurement via la géométrie d'implantation, le type de structure et les facteurs de conversion en surface de sol.

Paramètres du modèle circuit du module PV

Pour déterminer la puissance maximale que ce module peut délivrer dans les différentes conditions d'irradiance et de température, la stratégie retenue consiste à calculer les valeurs des cinq paramètres du modèle à une diode dans les différentes conditions environnementales pouvant se produire au cours de l'année météorologique type utilisée pour l'élaboration de la carte de rayonnement solaire. Les cinq paramètres indiqués sont : le courant photogénéré (I_L), le courant de saturation inverse (I_0), la résistance série (R_s), la résistance parallèle (R_p) et le facteur d'idéalité de la diode (n). Ces paramètres sont initialement déterminés dans les STC à partir des informations fournies par le fabricant dans les spécifications techniques du module, puis corrigés en fonction des conditions de fonctionnement de chaque instant. Pour l'ajustement des cinq paramètres, la procédure de Villalva et al. (2009) a été utilisée ; elle n'emploie comme données de départ que celles habituellement fournies par les fabricants, qui, pour le module pris comme référence dans cette étude, figurent dans les Tableau 2 et Tableau 3.

Tableau 2. Valeurs caractéristiques du module dans les conditions STC.

Puissance crête (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

² Les conditions de mesure standard (CEM) correspondent à une irradiance de 1 000 W·m⁻², à une température de cellule photovoltaïque de 25 °C et à un spectre solaire AM 1,5 ; elles servent de référence pour caractériser le comportement électrique des modules photovoltaïques.

Tableau 3. Coefficients de température du courant de court-circuit, de la tension en circuit ouvert et de la puissance maximale.

α (%)	β (%)	γ (%)
0,058	-0,236	-0,27

La procédure de Villalva et al. (2009) peut fournir des triplets de valeurs de R_s , R_p et n , qui satisfont l'ajustement au point de puissance maximale. Après analyse de plusieurs de ces triplets, il a été observé que, lorsque des valeurs ayant une signification physique sont utilisées, les densités de puissance électrique calculées ne diffèrent pas significativement. Dans tous les cas, les plus grands écarts en pourcentage se produisent aux faibles niveaux d'irradiance, où la production électrique du module est faible. Les valeurs des paramètres en STC du module pris comme référence figurent au Tableau 4.

Tableau 4. Valeurs des paramètres du modèle dans les conditions 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

Pour la détermination de la température des cellules, correspondant à chacune des températures ambiantes considérées, un modèle a été utilisé qui fait appel à la température de fonctionnement nominale de la cellule (NOCT), fournie dans les informations techniques du fabricant, et qui prend en compte l'effet du vent sur le refroidissement des modules.

Pour le calcul des paramètres du modèle dans les différentes conditions environnementales, les Équations (18) à (22) ont été utilisées, dans lesquelles les indices 2 renvoient aux valeurs des paramètres, ou variables environnementales, dans des conditions différentes de celles de référence ou STC. Dans ces équations, les températures sont les températures absolues de la cellule, V_T est le potentiel thermique, K est la constante de Boltzmann, q la charge de l'électron et E_G la largeur de la bande interdite du silicium ; bien que cette dernière diminue très légèrement avec la température du module, cet effet n'a pas été pris en compte.

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

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

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

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

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

La puissance maximale estimée que le module peut délivrer dans chacune des conditions météorologiques est obtenue en appliquant la méthode itérative de Newton-Raphson pour trouver les solutions approchées de la fonction implicite reliant la tension et le courant du module.

Le calcul a été réalisé en fonction de la plage de températures ambiantes extrêmes observées dans l'ensemble des TMY utilisés, soit de -9 à 45 °C, par pas de 1 °C, pour une plage d'irradiances allant de 50 à 1 100 W·m⁻², par pas de 50 W·m⁻² et pour des vitesses de vent comprises entre 0 et 9 m·s⁻¹, par pas de 1 m·s⁻¹. Cela porte le nombre de conditions environnementales possibles envisagées à 12 100. À partir de là, la densité maximale de puissance électrique, pour chacune des conditions environnementales citées, est obtenue simplement en divisant la puissance électrique maximale de sortie par la surface du module. On obtient ainsi une matrice tridimensionnelle dont chaque élément comprend la valeur de la densité de puissance crête correspondant au triplet de variables météorologiques considéré. Ces valeurs sont celles prises en compte dans le processus de calcul de la carte de production.

La valeur de l'irradiance solaire incidente sur le plan de captation de chaque archétype PV, pour chacune des 8760 heures de l'année, est obtenue selon la procédure décrite dans la section « Calcul de l'irradiance incidente sur le générateur PV ». Pour connaître la densité de puissance électrique maximale de sortie du module, il suffit de sélectionner, à chaque heure et pour chaque pixel, l'élément de la matrice de densités de puissance correspondant à son irradiance et à sa température.

Pertes par modificateur d'angle d'incidence

La réflectance de la couverture du module augmente lorsque le rayonnement arrive avec des angles éloignés de la normale, ce qui réduit la fraction d'énergie atteignant les cellules photovoltaïques. Cet effet est pris en compte au moyen d'un modificateur de l'angle d'incidence.

Dans cette étude, la procédure de Martín et Ruiz (2002) est utilisée ; les pertes angulaires y dépendent de l'inclinaison et de l'orientation du plan et, via la valeur de certains coefficients à introduire, de la technologie PV utilisée. Dans ce cas, le facteur $F(\theta)$, par lequel il convient de multiplier la puissance électrique de sortie pour tenir compte des pertes angulaires, obéit à l'Équation (23), dans laquelle G , G_d et G_{bn} sont respectivement les irradiances globale et diffuse sur plan horizontal et la directe sur plan normal, G_{0n} est l'irradiance extraterrestre sur plan normal, β_p est l'inclinaison du plan, θ_z l'angle zénithal solaire et $F_b(\theta)$, $F_d(\beta_p)$ et $F_r(\beta_p)$ sont les facteurs de pertes angulaires pour les irradiances directe, diffuse et réfléchie, qui sont calculés à l'aide des Équations (24) à (26).

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

avec $h_b = 1 + \frac{G_d}{G_{0n}\cos\theta_z}$ et $h_d = 1 - \frac{G_{bn}}{G_{0n}}$.

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

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

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

Comme on peut le constater, les trois composantes de l'irradiance sont traitées séparément dans ce cas. Le paramètre a_r est lié à la technologie du module PV ; une valeur de 0,16 est recommandée pour les modules en silicium monocristallin comme celui pris comme référence dans ce travail. Quant aux paramètres c_1 et c_2 , ils prennent les valeurs de $4/3\pi$ et -0,074.

Cette dernière procédure est celle utilisée dans ce travail pour calculer les pertes angulaires, à chaque heure de l'année, sur chacun des plans correspondant aux trois archétypes PV envisagés.

Pertes supplémentaires du système PV

La modélisation décrite jusqu'à présent permet d'estimer, pour chaque pixel et chaque instant horaire, la puissance électrique spécifique du générateur PV par unité de surface de captation, avant les pertes électriques et opérationnelles du système. Toutefois, afin d'approcher plus fidèlement l'énergie électrique finalement exploitable, il est nécessaire d'introduire un ensemble supplémentaire de pertes associées au fonctionnement du système dans son ensemble.

Dans ce travail, les pertes supplémentaires suivantes sont considérées :

- Pertes par encrassement ou *soiling*, associées à l'accumulation de poussière et de saleté sur la surface des modules.
- Pertes dans le câblage à courant continu.
- Pertes dans l'onduleur, dues au processus de conversion du courant continu en courant alternatif.
- Pertes dans le câblage à courant alternatif.
- Pertes dans les équipements auxiliaires et les dispositifs de protection.
- Pertes par désadaptation électrique (*mismatch*) entre modules et chaînes.
- Pertes opérationnelles associées aux indisponibilités partielles ou ponctuelles du système.

Ces pertes sont introduites au moyen d'un facteur multiplicatif global de système, F_{sys} , appliqué à la production horaire du générateur PV, Équation (27).

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

Les valeurs adoptées pour ces pertes, communes à tous les archétypes PV considérés dans ce travail, figurent au Tableau 5. Ces valeurs correspondent à des valeurs représentatives adoptées pour l'évaluation territoriale.

Tableau 5. Pertes supplémentaires du système PV prises en compte dans le modèle.

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

Bien que des différences ponctuelles entre projets soient à prévoir, des valeurs homogènes ont été adoptées dans ce travail pour les pertes supplémentaires du système, considérant que leur variabilité entre archétypes est secondaire par rapport aux différences résultant de la géométrie d'implantation et de la ressource solaire, et qu'elle n'altère pas significativement l'utilité territoriale des résultats.

Les pertes décrites peuvent être regroupées en deux grandes catégories :

- **Pertes électriques du système**, associées au processus de conversion et de transport de l'énergie au sein de l'installation, qui comprennent les pertes dans le câblage à courant continu (L_{dc}), dans l'onduleur (L_{inv}), dans le câblage à courant alternatif (L_{ac}), dans les équipements auxiliaires (L_{aux}) et les pertes par désadaptation électrique entre modules et chaînes (L_{mis}).
- **Pertes opérationnelles et de fonctionnement**, qui comprennent les pertes par encrassement des modules (L_{soil}), associées à l'accumulation de poussière et de saleté, et les pertes de disponibilité (L_{disp}), liées aux indisponibilités partielles ou ponctuelles du système.

En conséquence, la grandeur $P_{plano}(t, p, a)$ utilisée par la suite représente la puissance spécifique instantanée du générateur PV par unité de surface de captation (Wm^{-2}), une fois les pertes angulaires prises en compte. L'application ultérieure du facteur F_{sys} permet d'obtenir la puissance utile en courant alternatif, tandis que l'introduction de $GCR(a)$, $L_{som}(a)$ et F_{ocup} permet de rapporter cette grandeur à l'unité de surface de sol.

Conversion en grandeurs par unité de surface de sol

La production électrique spécifique obtenue dans la section « Calcul de la production PV » est rapportée à la surface de captation du générateur PV. Pour son application dans le contexte de la planification territoriale, il est nécessaire d'exprimer aussi bien le rayonnement capté que l'énergie produite par unité de surface de sol.

Ground Coverage Ratio (GCR)

Pour cela, l'indice de couverture du terrain, ou *Ground Coverage Ratio* (GCR), est introduit, défini comme le rapport entre la surface occupée par les modules, projetée sur le terrain, et la surface totale considérée, selon l'Équation (28).

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

où A_{mod} est la surface totale occupée par les modules PV et A_{suelo} est la surface totale de la zone considérée.

L'application du GCR permet de transformer directement des grandeurs rapportées au plan du générateur en grandeurs par unité de surface de sol. Autrement dit, son application permet d'exprimer le rayonnement capté et l'énergie produite en termes d'unité de surface territoriale, en intégrant implicitement les contraintes géométriques associées à l'espacement entre rangées de modules (fixes ou à suivi).

L'irradiance globale incidente sur le plan du générateur peut être transformée en irradiance globale par unité de surface de sol, $G_{T,suelo}(t, p, c)$, par application du GCR et du facteur de pertes par ombrage entre rangées (voir la section « Pertes par ombrage entre rangées ») conformément à l'Équation (29).

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

où $G_{T,plano}(t, p, a)$ est l'irradiance globale sur le plan du générateur pour l'instant horaire t , le pixel p et l'archétype a , $GCR(c)$ est l'indice de couverture du sol associé au cas AV c et $L_{som}(c)$ est le coefficient de pertes par ombrage entre rangées pour ce cas AV.

Pertes par ombrage entre rangées

Bien que le modèle radiatif intègre l'ombrage produit par l'horizon et la topographie environnante, l'auto-ombrage entre rangées de modules n'est pas modélisé géométriquement pour chaque parcelle. Ce calcul nécessiterait de connaître en détail la géométrie de l'installation, l'orientation des rangées, leur espacement, la hauteur des structures et les caractéristiques concrètes de chaque exploitation, ce qui est incompatible avec l'étendue territoriale et la résolution de l'étude.

Pour prendre en compte cet effet, un facteur de pertes par ombrage entre rangées est introduit, $L_{som}(c)$, qui représente la fraction d'énergie annuelle non produite en raison de l'auto-ombrage entre les éléments du générateur pour le cas AV c .

Les valeurs de $GCR(c)$ et $L_{som}(c)$ sont attribuées à chaque cas AV. Les valeurs adoptées figurent au Tableau 6 et doivent être interprétées comme des hypothèses homogènes pour l'évaluation du potentiel agrivoltaïque à l'échelle régionale, et non comme des paramètres de conception définitifs pour une parcelle donnée.

Tableau 6. Valeurs de GCR et pertes par ombrage entre rangées considérées pour chaque cas AV.

Usage SIGPAC	Usage agraire	Archétype agrivoltaïque	GCR (%)	L_{som} (%)
TA	Céréales/extensif	B. Systèmes fixes verticaux	20	4
TH	Cultures maraîchères	C. Systèmes à suivi sur un axe	35	6
IV	Serre	A. Systèmes fixes inclinés	40	4
VI	Vigne	C. Systèmes à suivi sur un axe	28	6
FY	Arbres fruitiers	C. Systèmes à suivi sur un axe	22	6
FS	Fruits à coque	C. Systèmes à suivi sur un axe	28	6
OV	Oliveraie	A. Systèmes fixes inclinés	18	4
FV	Fruits à coque + vigne	C. Systèmes à suivi sur un axe	28	6
VF	Vigne + arbres fruitiers	C. Systèmes à suivi sur un axe	27	6
VO	Vigne + oliveraie	C. Systèmes à suivi sur un axe	25	6
FF	Arbres fruitiers + fruits à coque	C. Systèmes à suivi sur un axe	23	6
FL	Fruits à coque + oliveraie	A. Systèmes fixes inclinés	21	4
OF	Oliveraie + arbres fruitiers	C. Systèmes à suivi sur un axe	23	6
PS	Pâturage	B. Systèmes fixes verticaux	15	4
PR	Pâturage arbustif	B. Systèmes fixes verticaux	12	3
PA	Pâturage arboré	B. Systèmes fixes verticaux	10	2

Les valeurs de $L_{som}(c)$ indiquées dans le tableau constituent une proposition méthodologique : on adopte 4 % pour les configurations fixes inclinées et les clôtures verticales régulières, 6 % pour les systèmes à suivi et des valeurs inférieures pour les implantations verticales plus dispersées ou discontinues.

L'indice $GCR(c)$ et le terme de pertes $L_{som}(c)$ représentent des effets distincts et complémentaires. Le premier quantifie la fraction de surface de sol occupée par la projection des modules, tandis que le second rend compte de la réduction supplémentaire d'énergie utile résultant de l'auto-ombrage entre rangées. L'introduction de ces deux termes n'implique donc pas une double comptabilisation d'un même effet, mais la prise en compte séparée d'une contrainte géométrique et d'une perte énergétique.

Facteur d'occupation effective du sol

Afin de rapprocher la production énergétique de la réalité territoriale d'une installation agrivoltaïque, un facteur supplémentaire d'occupation effective du sol est considéré, $F_{ocup} = 0.85$. Ce facteur représente la fraction de la surface utile pouvant être effectivement destinée au champ photovoltaïque, une fois déduites les surfaces associées aux voies d'accès, aux retraits, aux fossés, aux postes de transformation, aux équipements auxiliaires et à d'autres zones de service.

Dans cette évaluation territoriale, une valeur unique est adoptée pour tous les archétypes et cas AV, afin de maintenir un critère homogène sur l'ensemble du domaine d'étude. Cette valeur doit être interprétée comme une hypothèse méthodologique de portée générale et non comme un paramètre de conception spécifique à chaque parcelle.

Application par pixel et par cas agrivoltaïque

L'Équation (30) permet de calculer la production électrique spécifique utile en courant alternatif par unité de surface de sol pour l'instant horaire t , le pixel p et le cas AV c .

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

où $P_{plano}(t, p, a_c)$ représente la puissance spécifique horaire du générateur photovoltaïque par unité de surface de captation pour l'archétype agrivoltaïque a associé au cas AV c , $GCR(c)$ est l'indice de couverture du terrain du cas AV, $L_{som}(c)$ est le coefficient de pertes par ombrage entre rangées correspondant à ce cas, F_{sys} est le facteur global de pertes du système défini dans l'Équation (27) et F_{ocup} est le facteur d'occupation effective du sol.

Le terme $P_{plano}(t, p, a_c)$ est obtenu à partir du modèle énergétique du générateur PV décrit précédemment, qui intègre les effets de l'irradiance incidente, de la température de cellule et des pertes angulaires. Les facteurs $GCR(c)$, $L_{som}(c)$ et F_{ocup} permettent quant à eux de rapporter cette production à l'unité de surface de sol, en intégrant les contraintes géométriques et d'implantation propres aux centrales PV au sol, imposées entre autres par la culture associée. Les valeurs adoptées pour ces paramètres figurent au Tableau 6.

Le modèle est appliqué indépendamment à chaque pixel du MNT. Pour chaque archétype agrivoltaïque, une série horaire d'irradiance et de production par unité de surface de captation est obtenue. Ensuite, pour chaque cas AV associé à cet archétype, les valeurs correspondantes de $GCR(c)$ et $L_{som}(c)$ sont appliquées pour obtenir la production électrique spécifique par unité de surface de sol.

L'énergie annuelle, exprimée en termes de rayonnement solaire capté ou de production PV, par pixel est obtenue par intégration temporelle de la puissance horaire, Équation (31).

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

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

Évaluation de l'aptitude agrivoltaïque par pixel

Afin de garantir la viabilité technique des installations agrivoltaïques modélisées et d'éviter l'attribution de puissance à des sites non aptes, une évaluation de l'aptitude par pixel a été réalisée. Ce processus permet d'identifier les pixels qui satisfont simultanément les critères d'usage agricole et de pente du terrain requis pour chaque cas AV. La compatibilité avec la pente est évaluée en fonction de l'archétype agrivoltaïque associé à chaque cas AV.

Exclusion des usages du sol non aptes

Sont exclus de l'analyse tous les pixels correspondant à des usages du sol incompatibles avec le développement d'installations PV au sol. Cette exclusion est réalisée à partir des usages du sol définis par le SIGPAC, qui fournit une classification spatiale détaillée du territoire. Sont ainsi éliminés du domaine de calcul les pixels associés aux usages suivants, classés comme non agricoles selon le SIGPAC :

- G - Cours et plans d'eau.
- ZC - Zone concentrée non incluse dans l'orthophoto.
- CA - Voies de circulation.
- ZV - Zone censurée.
- ED - Bâtiments.
- FO - Forestier.
- MT - Broussailles.
- IM - Improductifs.
- ZU - Zone urbaine.
- EP - Élément du paysage.

Critères de pente et de compatibilité structurelle

Une fois le filtre des usages du sol appliqué, la compatibilité géométrique de chaque pixel est évaluée en fonction de la pente du terrain, calculée préalablement à partir du MNT (voir la section « Génération des modèles d'orientation et d'inclinaison du terrain »).

La pente est analysée indépendamment pour chaque archétype agrivoltaïque, car les seuils admissibles dépendent du type de structure considéré. Trois catégories sont distinguées :

- Systèmes fixes inclinés.
- Systèmes fixes verticaux.
- Systèmes à suivi solaire sur un axe, avec axe nord-sud et suivi est-ouest.

Pour chaque archétype, un seuil maximal de pente admissible est défini, au-delà duquel l'implantation est considérée comme techniquement irréalisable ou peu représentative des pratiques habituelles (voir Tableau 7). Ces seuils intègrent des critères constructifs, des contraintes de génie civil et des considérations économiques liées aux mouvements de terre et à la complexité structurelle.

Tableau 7. Seuils maximaux de pente admissible par archétype.

Archétype	Structure	$\beta_{\text{terreno,max}} (^{\circ})$
A. Systèmes fixes inclinés	Structure fixe inclinée	12
B. Systèmes fixes verticaux	Structure fixe verticale	12
C. Systèmes à suivi sur un axe	Suiveur à axe nord-sud	6

Les structures fixes, qu'elles soient inclinées ou verticales, admettent généralement des pentes plus fortes que les systèmes à suivi. Pour ces derniers, des pentes plus réduites sont nécessaires pour garantir le fonctionnement mécanique du suiveur, éviter les blocages géométriques, maintenir l'alignement des rangées et limiter les mouvements de terre nécessaires.

Dans le cas des systèmes fixes verticaux, le seuil adopté est aligné sur celui des structures fixes inclinées, étant donné qu'ils n'intègrent pas de mécanismes mobiles et présentent une plus grande tolérance aux variations du terrain. Toutefois, cette valeur représente une hypothèse homogène pour l'évaluation territoriale et ne remplace pas l'étude topographique et structurelle nécessaire à la conception d'une installation concrète.

Ce processus permet de générer un masque binaire d'aptitude pour chaque archétype agrivoltaïque, défini à résolution du pixel. Le masque prend la valeur 1 pour les pixels dont la pente est égale ou inférieure au seuil correspondant, et la valeur 0 pour les pixels exclus. Ces masques sont ensuite appliqués comme condition préalable au calcul du potentiel agrivoltaïque, de sorte que la puissance installable et la production énergétique ne sont attribuées qu'aux emplacements compatibles avec les exigences géométriques de chaque type de structure.

Exclusion des zones protégées

Outre les usages du sol incompatibles, les pixels situés à l'intérieur de zones protégées sont exclus de l'implantation agrivoltaïque. Cette exclusion est réalisée par superposition des couches cartographiques correspondantes, générant un masque territorial commun à tous les archétypes et cas AV. Les pixels inclus dans ces zones reçoivent la valeur 0 et n'interviennent pas ensuite dans le calcul de la surface utile, de la puissance installable ni de la production photovoltaïque.

Agrégation des résultats à l'unité agraire

Les résultats calculés à l'échelle du pixel sont ensuite agrégés à l'unité agraire cartographique de référence. Dans l'application démonstrative de Navarre, cette unité correspond à la parcelle SIGPAC.

L'agrégation est réalisée individuellement pour chaque parcelle, en préservant la correspondance entre sa géométrie, son usage agraire et le cas AV attribué. Cela est nécessaire car une même parcelle cadastrale peut contenir plusieurs parcelles SIGPAC avec des usages différents.

Chaque parcelle est croisée avec les couches raster générées par le modèle, notamment celles de pente, d'orientation, de rayonnement annuel, de production photovoltaïque et d'aptitude. Avant de calculer les grandeurs agrégées, sont appliqués :

- Le masque d'exclusion territoriale.
- Le masque d'aptitude correspondant à l'archétype associé au cas AV de la parcelle.

Chaque unité agraire est associée à un unique cas AV, c , déterminé par son usage agraire. Ce cas définit l'archétype agrivoltaïque correspondant, a_c , ainsi que les paramètres spécifiques de calcul,

notamment $GCR(c)$ et $L_{som}(c)$. Par conséquent, seul le masque d'aptitude correspondant à l'archétype associé à son cas AV est appliqué à chaque parcelle. Tous les archétypes ni tous les cas AV ne sont pas attribués à toutes les parcelles.

Conformément à la (32), la surface utile de la parcelle, $S_{util}(u)$, est obtenue en comptabilisant les pixels, p , qui restent valides après application des masques d'exclusion territoriale, $M_{excl}(p)$, et du masque d'aptitude de l'archétype a_c , $M_{a(c)}(p)$. Cette surface représente la superficie potentiellement disponible pour l'implantation du cas AV attribué à la parcelle.

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

où u représente l'unité agraire et A_p la surface du pixel.

Sont écartées les parcelles dont la surface utile résultante est inférieure à 1 000 m². Ce seuil est adopté comme critère opérationnel afin d'éviter des unités résiduelles à faible représentativité pratique dans l'analyse territoriale.

Pour les unités dépassant le seuil, la production photovoltaïque et la puissance installable correspondant à l'unique cas AV attribué sont calculées.

Variables géométriques de l'unité agraire

Les variables suivantes décrivent la géométrie topographique interne de la parcelle à partir des valeurs de pente et d'orientation calculées préalablement dans le MNT. Ces statistiques sont calculées en considérant les pixels qui croisent la parcelle, indépendamment de leur aptitude ultérieure à l'implantation agrivoltaïque.

- **Inclinaison moyenne (°)**

Moyenne arithmétique de la pente de tous les pixels contenus dans la parcelle. Cette valeur caractérise l'inclinaison moyenne du terrain et permet d'identifier les parcelles à dominante plane ou au relief marqué.

- **Écart type de l'inclinaison (°)**

Dispersion de la pente au sein de la parcelle. Une valeur faible indique une homogénéité topographique, tandis que des valeurs élevées traduisent une variabilité interne significative.

- **Orientation moyenne (°)**

Moyenne de l'orientation du terrain calculée par statistique circulaire, en raison du caractère angulaire de la variable. La convention angulaire adoptée établit le sud comme direction de référence (0°), avec des valeurs négatives vers l'est et positives vers l'ouest. Cette variable permet d'identifier l'exposition dominante de la parcelle.

- **Écart type de l'orientation (°)**

Dispersion circulaire de l'orientation au sein de la parcelle. Des valeurs élevées indiquent une diversité d'expositions au sein d'une même unité territoriale.

- **Surface totale (ha)**

Surface totale de la parcelle.

Surface utile pour l'implantation

La surface utile pour l'implantation agrivoltaïque est obtenue à partir des pixels valides de la parcelle, une fois appliqués les critères d'aptitude et d'exclusion définis précédemment.

- **Surface utile associée au cas AV (ha)**
Surface de la parcelle disponible pour l'implantation du cas AV attribué.
- **Proportion de surface utile (%)**
Rapport en pourcentage entre la surface utile et la surface totale de la parcelle.

Rayonnement solaire

Le rayonnement solaire de la parcelle est obtenu à partir de la couche raster de rayonnement global annuel sur le plan réel du terrain, générée précédemment au moyen du modèle physique de calcul horaire.

- **Rayonnement global annuel moyen (kWh m^{-2})**
Moyenne du rayonnement global annuel correspondant aux pixels croisant la parcelle. Représente l'énergie solaire annuelle reçue par unité de surface sur le plan réel du terrain.
- **Rayonnement annuel total (kWh an^{-1})**
Énergie solaire annuelle totale reçue sur la parcelle, obtenue par intégration spatiale du rayonnement global annuel sur sa surface.

Production photovoltaïque

La production photovoltaïque de la parcelle est obtenue à partir de la couche raster de production annuelle spécifique en courant alternatif correspondant au cas AV attribué, calculée par unité de surface de sol. L'agrégation est réalisée exclusivement sur la surface utile de la parcelle définie dans la section précédente.

- **Production photovoltaïque annuelle spécifique moyenne en courant alternatif (kWh m^{-2})**
Moyenne de la production annuelle spécifique dans les pixels utiles de la parcelle pour le cas AV attribué.
- **Production photovoltaïque annuelle totale en courant alternatif (kWh an^{-1})**
Énergie électrique annuelle totale estimée pour la parcelle, obtenue par intégration spatiale de la production spécifique sur sa surface utile.

Puissance crête installable

La puissance installable de la parcelle est estimée à partir de sa surface utile, du *GCR* correspondant au cas AV attribué et de la puissance crête du module de référence par unité de surface de captation.

- **Puissance crête installable associée au cas AV (kWc)**
Puissance crête théoriquement installable sur la surface utile de la parcelle pour le cas AV correspondant à son usage SIGPAC. Elle est calculée au moyen de l'Équation (33).

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

où S_{util} est la surface utile de la parcelle, exprimée en m^2 , F_{ocup} est le facteur d'occupation effective du sol, $GCR(c)$ est l'indice de couverture du terrain correspondant au cas AV et $p_{\text{mód}}$ est la puissance crête du module de référence par unité de surface de captation, en kWc m^{-2} .

Résultats

L'application démonstrative de la méthodologie en Navarre a permis de générer un ensemble de résultats cartographiques et alphanumériques pour caractériser le potentiel agrivoltaïque du territoire. Les résultats décrivent la ressource solaire, la production photovoltaïque estimée et la surface apte pour les archétypes et cas AV définis, une fois appliqués les critères territoriaux et techniques établis dans la méthodologie.

Les sections suivantes présentent les principaux produits obtenus, des variables radiométriques calculées à l'échelle du pixel jusqu'aux résultats agrégés par unité agraire. L'application en Navarre a un caractère démonstratif et permet de montrer le fonctionnement de la méthodologie, sans limiter sa reproduction possible dans les autres territoires du projet AgroSOL.

Carte du facteur de vue du ciel (SVF)

Le calcul du facteur de vue du ciel (SVF) a été réalisé pour chaque pixel du MNT, ce qui a permis d'obtenir la carte présentée à la Figure 5. Ce paramètre permet de quantifier la fraction de ciel visible depuis chaque point du terrain et, par conséquent, le degré d'obstruction produit par la topographie environnante.

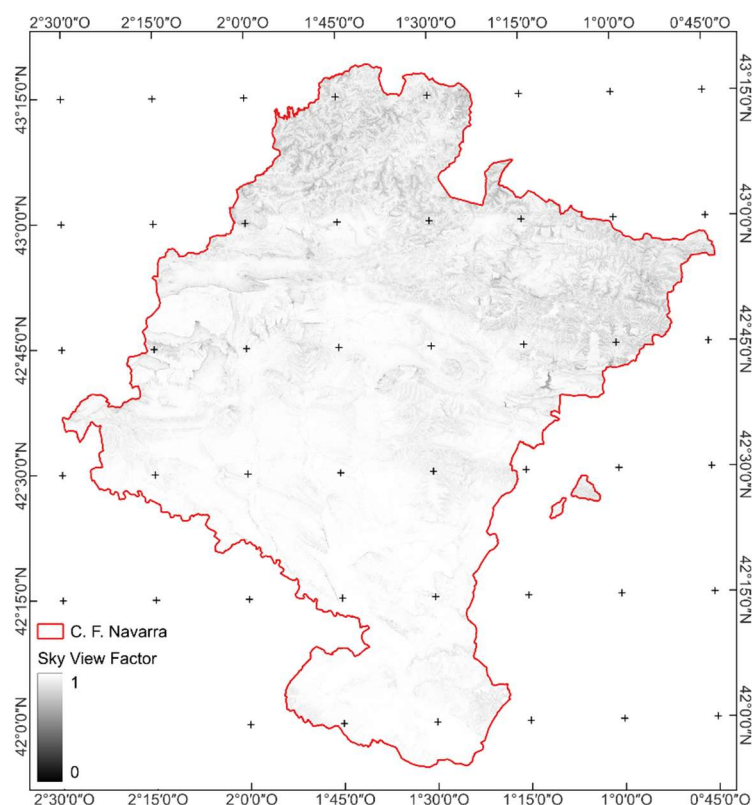


Figure 5. Carte des facteurs de vue du ciel (SVF).

Comme on peut le constater à la Figure 5, les zones présentant des valeurs élevées de SVF correspondent à des zones ouvertes ou au relief doux, où la visibilité de l'hémisphère céleste est pratiquement complète. À l'inverse, les valeurs les plus faibles sont associées à des zones au relief

plus marqué, à des vallées encaissées ou à des zones proches d'obstacles topographiques, où la ligne d'horizon limite la réception du rayonnement diffus.

La variabilité observée montre que l'obstruction topographique n'est pas uniforme et justifie sa prise en compte dans le calcul du rayonnement diffus. L'information contenue dans cette carte est utilisée ultérieurement dans le calcul des composantes diffuse et réfléchie de l'irradiance incidente.

Carte du rayonnement global annuel

La valeur du rayonnement solaire global reçu annuellement à chaque pixel du MNT est présentée à la Figure 6. Ce résultat intègre les composantes directe, diffuse et réfléchie du rayonnement solaire sur le plan réel du terrain, en tenant compte de l'orientation, de la pente et de l'ombrage produit par l'horizon.

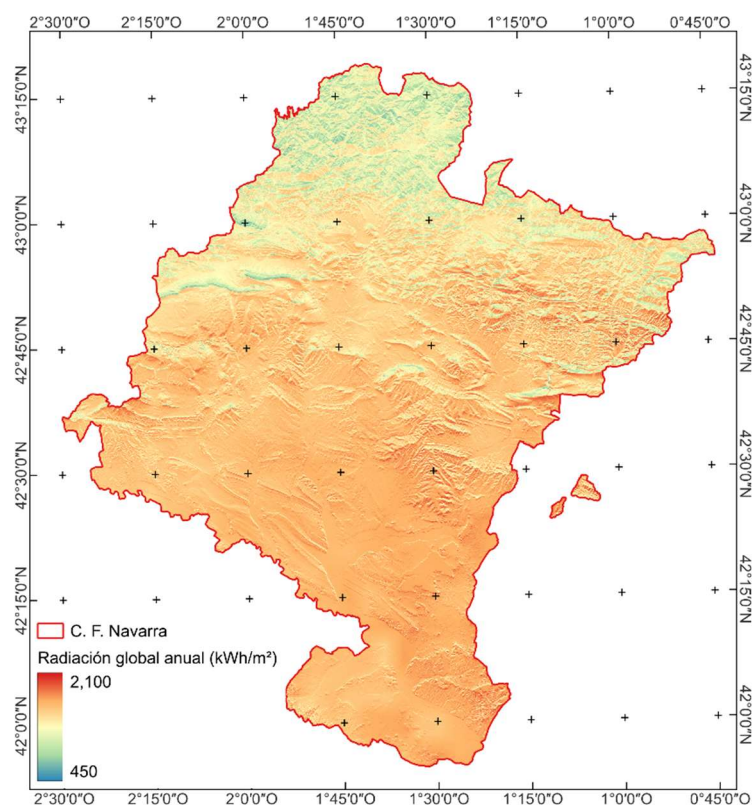


Figure 6. Carte du rayonnement solaire global annuel.

La distribution spatiale du rayonnement global annuel reflète à la fois la variabilité climatique régionale et les effets locaux liés à la topographie. De manière générale, les zones présentant la plus grande disponibilité de ressource solaire se situent dans des zones à faible obstruction et aux conditions géométriques favorables, tandis que les valeurs les plus faibles sont associées à des sites présentant un ombrage topographique plus important ou des orientations moins favorables. La Figure 6 constitue une première approche territoriale de la ressource solaire disponible, préalable à la conversion PV.

Carte de production photovoltaïque annuelle spécifique

La Figure 7 présente, à titre d'exemple, la distribution spatiale de la production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de sol pour deux des archétypes définis : l'archétype A, correspondant aux systèmes fixes inclinés, et l'archétype C, correspondant aux systèmes à suivi sur un axe. Ces deux archétypes ont été sélectionnés car ils présentent les plus grandes différences en termes de géométrie de captation et, par conséquent, de comportement énergétique.

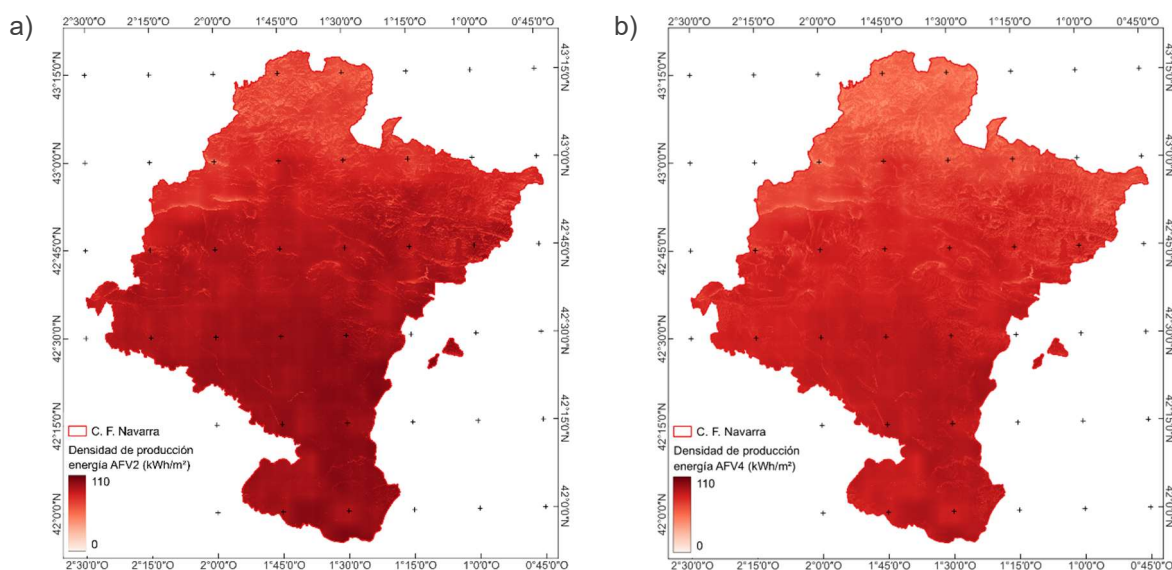


Figure 7. Production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de sol pour les archétypes A et C.

Pour chaque cas AV, c , la production est obtenue à partir du comportement énergétique de l'archétype associé a(c) et des paramètres d'implantation correspondants, principalement $GCR(c)$ et $L_{som}(c)$. Le calcul intègre également les pertes supplémentaires du système photovoltaïque et le facteur d'occupation effective du sol.

Les cas associés à un même archétype présentent une distribution spatiale similaire, avec toutefois des différences dans l'ampleur de la production dues à leurs paramètres spécifiques. Les valeurs les plus élevées se concentrent dans les zones offrant la plus grande disponibilité de ressource solaire et les conditions topographiques les plus favorables.

Cartes d'aptitude agrivoltaïque

L'aptitude territoriale est représentée en deux étapes. Tout d'abord, la Figure 8 présente les contraintes liées à la pente pour les archétypes A et C, correspondant respectivement aux systèmes fixes inclinés et aux systèmes à suivi sur un axe. Les cartes identifient les pixels dont la pente ne dépasse pas le seuil maximal adopté pour chaque archétype : 12° pour l'archétype A et 6° pour l'archétype C.

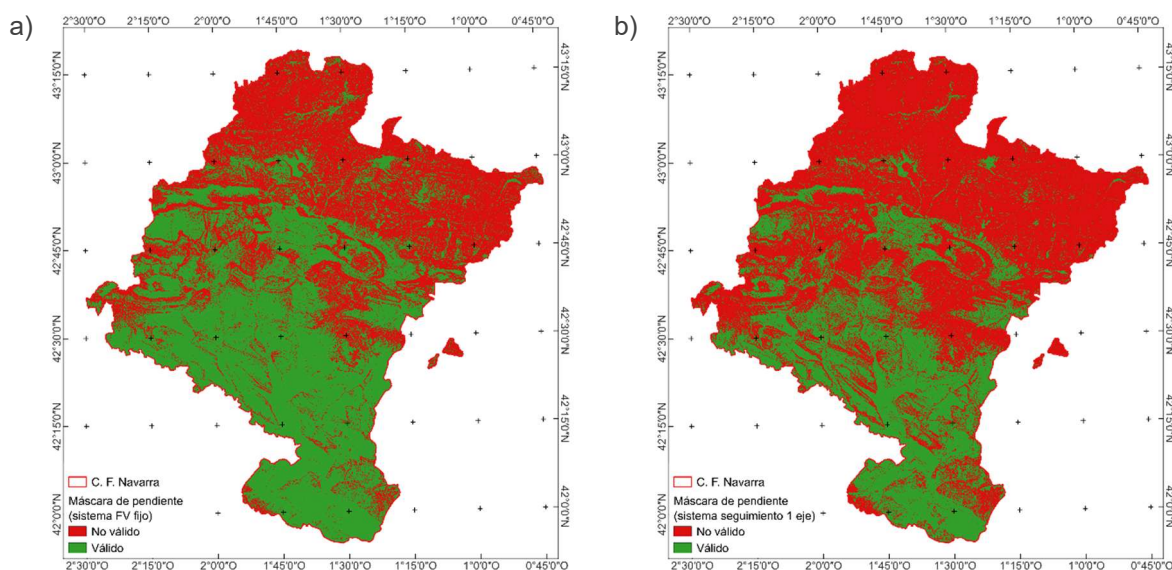


Figure 8. Aptitude selon la pente pour les archétypes A, systèmes fixes inclinés, et C, systèmes à suivi sur un axe.

Ensuite, l'aptitude agrivoltaïque est représentée dans la Figure 9 pour deux cas AV sélectionnés à titre d'exemple : la vigne et l'oliveraie. Le cas AV vigne est associé à l'archétype C, tandis que le cas AV oliveraie est lié à l'archétype A. Dans chaque cas, la carte intègre la compatibilité de l'usage agricole avec l'archétype attribué ainsi que les restrictions territoriales et techniques définies dans la méthodologie.

Cette représentation permet de montrer comment une même procédure combine l'information agricole avec les conditions d'implantation spécifiques à chaque cas AV.

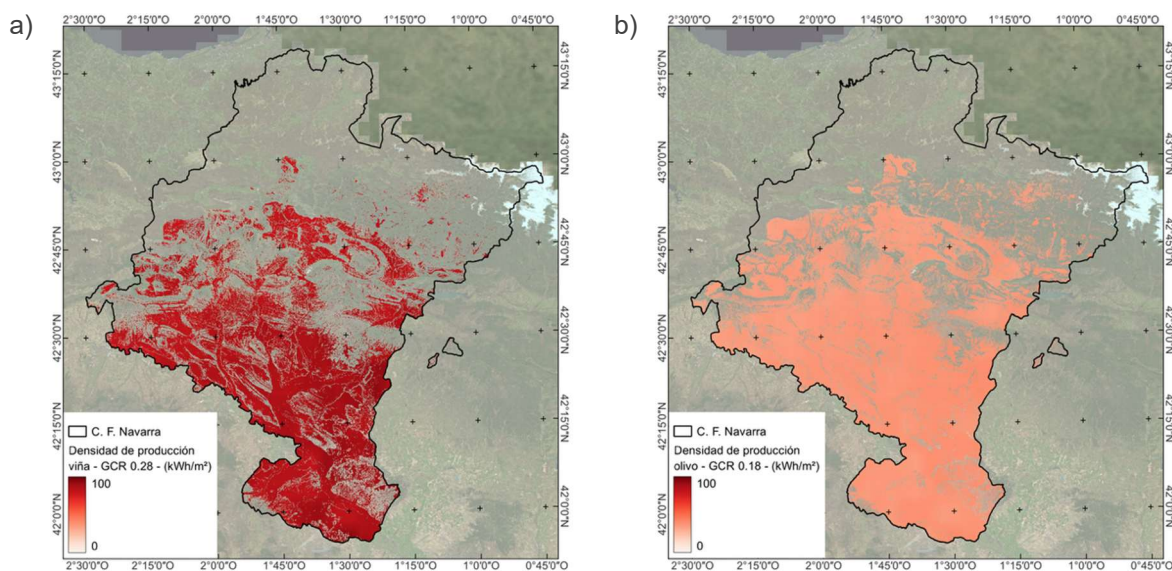


Figure 9. Aptitude agrivoltaïque pour les cas AV VI-vigne, associé à l'archétype C de suivi sur un axe, et OV-oliveraie, associé à l'archétype A de systèmes fixes inclinés.

Conclusions

La méthodologie développée permet d'évaluer le potentiel agrivoltaïque à l'échelle territoriale par l'intégration d'informations météorologiques, topographiques et agraires. La procédure combine des calculs horaires d'irradiance et de production photovoltaïque avec des critères de compatibilité territoriale appliqués à une résolution spatiale de 25 m.

La représentation de la pente, de l'orientation et de l'horizon local permet d'intégrer l'influence de la topographie sur les composantes directe, diffuse et réfléchie du rayonnement solaire. Les résultats obtenus montrent une variabilité spatiale liée tant aux conditions climatiques régionales qu'à la géométrie et au degré d'obstruction de chaque site.

La diversité des configurations agrivoltaïques a été synthétisée au moyen de trois archétypes : systèmes fixes inclinés, systèmes fixes verticaux et systèmes à suivi sur un axe. Ces archétypes se déclinent en 16 cas agrivoltaïques, définis à partir de l'usage agricole et de paramètres spécifiques d'implantation, tels que l'indice de couverture du terrain et les pertes par ombrage entre rangées. Cette structure permet de maintenir un modèle énergétique commun tout en représentant les différences propres à chaque usage agricole.

L'évaluation de l'aptitude distingue les contraintes dépendant de l'archétype des exclusions communes au territoire. Un masque de pente indépendant est généré pour chaque archétype. À ces masques s'ajoutent les exclusions des usages incompatibles et des zones protégées.

L'agrégation par unité agricole conserve la correspondance entre l'usage existant, le cas AV attribué et l'archétype associé. Chaque unité est évaluée uniquement avec le cas correspondant à son usage agricole. La surface utile est calculée après application des masques d'exclusion et d'aptitude, et les unités dont la surface utile est inférieure à 1 000 m² sont écartées.

En conséquence, la méthodologie génère des produits cartographiques et alphanumériques qui caractérisent la ressource solaire, la production photovoltaïque annuelle spécifique, la surface utile, la production annuelle totale et la puissance crête installable estimée. Ces résultats peuvent être utilisés pour identifier des zones aux conditions favorables et appuyer des analyses ultérieures de planification et de priorisation territoriale.

L'application réalisée en Navarre démontre la faisabilité opérationnelle de la procédure et sa capacité à produire des résultats homogènes, de l'échelle du pixel jusqu'à l'unité agricole. Sa structure est transposable à d'autres territoires de l'espace SUDOE, à condition d'adapter les catégories d'usage agricole, les sources cartographiques, les figures de protection et les paramètres d'implantation aux conditions locales.

Les résultats doivent être interprétés comme une évaluation territoriale du potentiel agrivoltaïque et non comme la conception définitive d'installations concrètes. La géométrie finale de chaque projet devra être vérifiée au moyen d'études agronomiques, topographiques, structurelles, environnementales et électriques spécifiques. De même, les valeurs adoptées pour la fraction de sol couvert, l'ombrage entre rangées, l'occupation effective et les pertes du système constituent des hypothèses méthodologiques qui pourront être affinées lorsque des informations expérimentales ou de conception plus détaillées seront disponibles.

Annexe. Couches et champs de sortie

Cette annexe résume les produits générés à l'issue de l'application de la méthodologie de calcul : d'une part, les couches raster et vectorielle utilisées et produites au cours du traitement ; d'autre part, les champs résultants par parcelle SIGPAC.

Couches raster

Le Tableau 8 recense les couches raster générées, avec une description de leur signification et de leurs unités. Ces couches ont une résolution spatiale de 25 m et contiennent les résultats continus du modèle. Les couches raster sont générées au format GeoTIFF, dans le système de référence ETRS89 / UTM zone 30N (EPSG:25830).

Tableau 8. Couches raster générées

Nom de la couche	Contenu	Unité
pendiente	Pente du terrain calculée à partir du modèle numérique de terrain.	°
orientacion	Orientation du terrain. Le sud est adopté comme direction de référence (0°), avec des valeurs négatives vers l'est et positives vers l'ouest.	°
SVF	Facteur de vue du ciel (<i>Sky View Factor</i>), qui représente la fraction d'hémisphère céleste visible depuis chaque pixel.	-
Gt	Rayonnement global annuel sur le plan réel du terrain, obtenu comme somme des composantes directe, diffuse et réfléchie.	kWh m ⁻²
Gbt	Rayonnement direct annuel sur le plan réel du terrain.	kWh m ⁻²
Gdt	Rayonnement diffus annuel sur le plan réel du terrain.	kWh m ⁻²
Grt	Rayonnement réfléchi annuel sur le plan réel du terrain.	kWh m ⁻²
Pplano_A	Production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de captation pour l'archétype A, correspondant aux systèmes fixes inclinés.	kWh m ⁻²
Pplano_B	Production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de captation pour l'archétype B, correspondant aux systèmes fixes verticaux.	kWh m ⁻²
Pplano_C	Production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de captation pour l'archétype C, correspondant aux systèmes à suivi sur un axe.	kWh m ⁻²
FV_c (*)	Production photovoltaïque annuelle spécifique en courant alternatif par unité de surface de sol pour le cas AV c. 16 couches sont générées, une par cas AV défini.	kWh m ⁻²
M_A	Masque binaire d'aptitude par pente pour l'archétype A. Prend la valeur 1 pour les pixels aptes et 0 pour les pixels non aptes.	Binaire
M_B	Masque binaire d'aptitude par pente pour l'archétype B. Prend la valeur 1 pour les pixels aptes et 0 pour les pixels non aptes.	Binaire
M_C	Masque binaire d'aptitude par pente pour l'archétype C. Prend la valeur 1 pour les pixels aptes et 0 pour les pixels non aptes.	Binaire
M_excl	Masque commun d'exclusion territoriale, obtenu à partir des usages non aptes et des zones protégées considérées.	Binaire

(*) L'identifiant *c* est remplacé, dans les fichiers de sortie, par le code de l'usage agricole correspondant. Ainsi, 16 couches de production photovoltaïque sont générées : 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. Chaque couche représente exclusivement le cas AV attribué à cet usage agricole.

Couche vectorielle des parcelles SIGPAC

Une couche vectorielle au format GeoPackage est générée, dans laquelle chaque entité représente une unité définie par la cartographie agraire officielle utilisée. Dans l'application démonstrative de Navarre, cette unité correspond à la parcelle SIGPAC. Le Tableau 9 décrit les champs inclus dans la couche vectorielle, avec leur signification et leurs unités.

Tableau 9. Champs de la couche vectorielle des parcelles SIGPAC.

Nom du champ	Type	Contenu	Unité
uso_agr	Texte	Code de l'usage agraire issu de la cartographie officielle. En Navarre, il correspond au code d'usage SIGPAC.	-
caso_av	Texte	Identifiant du cas AV attribué en fonction de l'usage agraire.	-
arq_av	Texte	Archétype agrivoltaïque associé au cas AV : A, B ou C.	-
inc_med	Numérique	Pente moyenne du terrain au sein de l'unité agraire.	°
inc_dt	Numérique	Écart type de la pente du terrain au sein de l'unité agraire.	°
ori_med	Numérique	Orientation moyenne du terrain, calculée par statistique circulaire. Le sud est adopté comme direction de référence (0°), avec des valeurs négatives vers l'est et positives vers l'ouest.	°
ori_dt	Numérique	Écart type circulaire de l'orientation du terrain.	°
sup_tot	Numérique	Surface géométrique totale de l'unité agraire.	ha
sup_util	Numérique	Surface disponible pour le cas AV attribué, une fois appliqués les critères d'aptitude et d'exclusion.	ha
prop_util	Numérique	Proportion de surface utile par rapport à la surface totale de l'unité agraire.	%
gt_med	Numérique	Rayonnement global annuel moyen sur le plan réel du terrain.	kWh m ⁻²
gt_tot	Numérique	Rayonnement global annuel total reçu sur la surface complète de l'unité agraire.	kWh an ⁻¹
fv_med	Numérique	Production photovoltaïque annuelle spécifique moyenne en courant alternatif, calculée sur la surface utile pour le cas AV attribué.	kWh m ⁻²
fv_tot	Numérique	Production photovoltaïque annuelle totale estimée en courant alternatif pour le cas AV attribué.	kWh an ⁻¹
p_inst	Numérique	Puissance crête installable estimée pour le cas AV attribué.	kWc

Bibliographie

- 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.** Évaluation comparative de 19 modèles d'estimation de l'irradiance diffuse sur plans inclinés selon le type de ciel standard ISO/CIE, in: *As Energias Renováveis Na Transição Energética: Livro de Comunicações Do XVII Congresso Ibérico e XIII Congresso Ibero-Americano de Energia Solar*. Lisbonne, Portugal (en espagnol), 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, Allemagne.
- 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>
- Martin, N., Ruiz, J.M., 2001.** Calculation of the PV 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>