

## Programme de recherche n° 31

# ANALYSE DES DIFFERENTES TECHNOLOGIES PHOTOVOLTAÏQUES POUR LES PARCS AU SOL

### Rédacteur :

Guillaume Braye, Assistant chargé d'étude

### Coordination du programme :

Mathieu BRUNEAU, Responsable d'études

### Comité de lecture :

Sylvain LE ROUX, Directeur développement

Valérian CANTEGRIL, Responsable d'agence et de pôle

Date : 05/04/2022



**encis**  
environnement



## Sommaire

<b>INTRODUCTION</b>	<b>5</b>
<b>1 METHODOLOGIE</b>	<b>8</b>
1.1 Bibliographique	9
1.1.1 Littérature scientifique	9
1.1.2 Enquête sur les coûts	9
1.2 Expérimentale	10
1.2.1 Installations étudiées	10
1.2.2 Paramètres de calcul	12
1.2.3 Paramètres techniques	14
<b>2 ETAT DE L'ART BIBLIOGRAPHIQUE</b>	<b>16</b>
2.1 Installations fixes orientées vers le sud	17
2.2 Installations fixes à double orientation est-ouest	19
2.3 Installations verticales	21
2.4 Installations avec système de suivi solaire	25
2.4.1 Suiveurs à deux axes	26
2.4.2 Suiveurs à un axe	28
2.5 Bilan	31
<b>3 ENQUETE AUPRES DES FOURNISSEURS</b>	<b>34</b>
3.1 Modules photovoltaïques	35
3.1.1 Monofaciaux	35
3.1.2 Bifaciaux	35
3.2 Structures	36
3.3 Onduleurs et transformateurs	37
3.4 Travaux électriques	37
3.5 Ingénierie du développement	37
<b>4 RESULTATS</b>	<b>38</b>
4.1 Productible	39
4.1.1 Orientation sud avec modules inclinés	39
4.1.2 Double orientation est-ouest avec modules inclinés	41
4.1.3 Modules verticaux orientés est-ouest	42
4.1.4 Systèmes de suivi solaire à un axe	43
4.2 Analyse des résultats	44
4.2.1 Installation conventionnelle	44
4.2.2 Installation double table est-ouest fixe	46
4.2.3 Installation verticale	47
4.2.4 Installation monofaciale avec suiveur solaire à un axe	49
<b>5 COMPARAISON ENTRE LE PRODUCTIBLE ET LE COÛT</b>	<b>51</b>
<b>6 LIMITES ET PERSPECTIVES</b>	<b>57</b>
6.1 Limites et perspectives	58
6.2 Conclusion	59
<b>7 BIBLIOGRAPHIE - ILLUSTRATIONS</b>	<b>60</b>
7.1 Bibliographie	61
7.2 Illustrations	62

<b>8 ANNEXES .....</b>	<b>65</b>
8.1 Différences de production entre un système de suivi est-ouest et une installation conventionnelle.....	66
8.2 Coûts du kWh des différents types d'installation non-conventionnelle étudiées...	67

## RÉSUMÉ

Les centrales photovoltaïques au sol représentent une solution prometteuse pour produire de l'électricité renouvelable et décarbonée à grande échelle. La présente étude a permis de **comparer différents types de centrales photovoltaïques au sol** : les structures conventionnelles **fixes** et orientées vers le sud et les structures non conventionnelles que sont les structures à **double orientation est-ouest**, les **structures verticales** et les structures mobiles avec **systèmes de suivi solaires**. Les performances des nouvelles technologies de **modules bifaciaux**, ont également été analysées,

L'étude bibliographique met en lumière les **gains de production** parfois importants qui peuvent être réalisés grâce aux modules bifaciaux et aux systèmes de suivi solaires. Les résultats trouvés dans la littérature sont cependant plus contrastés pour les structures verticales, la production de celles-ci étant plus difficile à modéliser. Il ressort également que le **surcoût** associé aux systèmes de suivi pourrait ne pas être toujours contrebalancé par les gains de production qu'ils engendrent.

La confrontation des résultats de la **bibliographie**, de **simulations du productible** et d'une **enquête sur le coût** des centrales photovoltaïques a permis de comparer la rentabilité attendue pour chaque type d'installation.

Il ressort tout d'abord que **l'utilisation de panneaux bifaciaux permet d'améliorer la rentabilité d'un projet**, car, d'après la bibliographie, leur surcoût est compensé par leur gain de production. De plus, l'important gain de production des systèmes de **suivi solaire est-ouest** permet, pour un espacement inter-rangée suffisant, de compenser leur surcoût et de rendre ce type d'installation **plus rentable qu'une installation conventionnelle** (pour les coûts de 2021). Pour les systèmes de **suivi nord-sud**, le gain de production, plus faible, **ne permet pas de compenser leur surcoût**. Les **installations verticales** présentent un surcoût d'investissement par rapport à l'installation conventionnelle, tout en ayant une production moindre, celles-ci sont donc en 2021 **moins rentables que les installations conventionnelles bien qu'elle permettent plus facilement une co-activité sur le même terrain**. Cependant, quand l'espacement inter-rangée augmente suffisamment, la différence de rentabilité diminue grandement et on peut s'attendre à ce que la baisse de coût future de cette technologie très récente améliore sa rentabilité à l'avenir. L'absence de concurrence vis-à-vis de l'usage des sols des structures verticales ainsi que la répartition de la production sur la journée sont également deux facteurs qui pourraient encourager leur développement (David *et al.*, 2020).

Enfin, l'intérêt des différents types d'installation varie en fonction de la **localisation des projets**. Il apparaît que les **systèmes de suivi sont plus avantageux en Haute-Garonne qu'en Haute-Vienne** du point de vue économique. À l'inverse, **les installations verticales sont plus avantageuses en Haute-Vienne qu'en Haute-Garonne** par rapport à un montage classique.

**MOTS CLÉS** : CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE AU SOL ; TRACKER SOLAIRE ; LCOE PHOTOVOLTAÏQUE ; COÛT ACTUALISÉ DE L'ÉNERGIE SOLAIRE ; CENTRALE PHOTOVOLTAÏQUE VERTICALE ; PRODUCTIBLE PHOTOVOLTAÏQUE ; MODULES BIFACIAUX ; AGRIVOLTAÏSME

# INTRODUCTION

Les parcs photovoltaïques sont des installations de grande superficie qui permettent d'équiper des sites de grande production d'électricité à partir de l'énergie radiative du soleil. Ces installations solaires au sol connaissent un fort développement depuis 2016 et la parution de nouveaux appels d'offre de la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) ciblant les terrains dégradés ou prévus à cet effet dans les documents d'urbanisme. Il s'accélère encore depuis quelques années en raison de la **compétitivité du prix de l'électricité produite par rapport au prix du marché**, qui permet la réalisation de centrales **indépendantes des mécanismes de soutien** de l'État. De nouveaux projets peuvent ainsi voir le jour sur des terrains de type agricole ou sylvicole, ce qui ouvre significativement le marché. Le développement des parcs solaires pose de fait de plus en plus des questions sur la **concurrence avec les autres usages du sol**, comme l'agriculture, la sylviculture ou l'urbanisation.

Ainsi, le développement rapide du secteur s'est accompagné d'une **diversification des technologies** afin de permettre aux projets de s'adapter au mieux à leur environnement. D'une manière générale, les installations au sol de production d'électricité à partir du rayonnement solaire varient en fonction :

- de l'orientation : nord-sud, est-ouest ou verticaux
- du type de structure portante : fixe ou équipée de dispositif de suivi du soleil,
- de la hauteur par rapport au sol
- du type de modules : monofaciaux ou bifaciaux
- de l'espacement nécessaire entre les tables ou structures

L'objectif de cette étude est d'apporter une **aide à la décision** pour les porteurs de projets qui développent des centrales. Les résultats de l'étude faciliteront ainsi le **choix d'une configuration adaptée aux spécificités des sites**.

Cette étude se concentre sur **trois paramètres** qui permettent de comparer entre elles les différentes configurations. Tout d'abord, ces différentes configurations ont des **emprises au sol** différentes, qui leur permettent d'être compatibles ou non avec d'autres activités du sol et qui sont associées à des puissances surfaciques installées différentes. De plus, chaque configuration permet d'atteindre un certain **productible** (en MWh/MWc) qu'il est nécessaire de correctement prévoir. Enfin, les différentes technologies ont des **coûts** différents qui, confrontés aux différentes productions, permettent de déterminer la rentabilité de chaque configuration.

Par essence, les installations photovoltaïques sont dépendantes de l'énergie reçue par le soleil qui est variable selon la latitude et les conditions météorologiques. Ainsi, le productible d'une centrale photovoltaïque dépend de la **localisation géographique**, ce qui peut affecter sa rentabilité et l'intérêt de privilégier une configuration plutôt qu'une autre. Pour cette raison, ce rapport **comparera la rentabilité** des différentes technologies en **Haute-Vienne** et en **Haute-Garonne** afin de déterminer si la technologie la plus rentable est la même dans ces deux régions aux climats différents.

Ce rapport présente en premier lieu **l'état de l'art bibliographique sur les différentes technologies** existantes pour les centrales photovoltaïques au sol, en s'intéressant principalement aux différences de production d'électricité attendues avec chaque technologie, ainsi qu'aux paramètres exerçant une influence importante sur cette production et sur le coût. Les résultats d'une **enquête menée auprès de fournisseurs et d'installateurs du secteur** viennent compléter la bibliographie. Ensuite **les simulations effectuées sur le**

logiciel PVSyst sont présentées, ainsi que leurs résultats quant au **productible de chaque type d'installation**. De ces résultats sont déduits les coûts de l'électricité produite avec chaque configuration. Enfin, les limites et perspectives d'évolution de la présente étude sont abordées.

Cette étude se limite à l'étude de la viabilité technique et financière des installations photovoltaïques et ne prendra pas en compte leur compatibilité effective avec d'autres usages du sol, comme l'agriculture. L'objectif est bien de pouvoir comparer les variations de productible exclusivement liées à la configuration modélisée, les autres paramètres restent inchangés (modules, onduleurs, pertes etc.). Un rapport issu d'un autre programme de RetD d'ENCIS Environnement traite cet aspect et est consultable sur notre site internet : « [\*Analyse de la concurrence entre les parcs photovoltaïques au sol et les autres usages des sols - Focus sur les solutions de l'agrivoltaïsme\*](#) »



# 1 METHODOLOGIE

## 1.1 Bibliographique

### 1.1.1 Littérature scientifique

La recherche bibliographique effectuée a pour but d'identifier des publications qui traitent des avantages et inconvénients d'une de ces technologies par rapport aux autres. Différents paramètres sont pris en compte tels que l'occupation des sols, la localisation, les ombrages mutuels entre modules photovoltaïques et le coût du matériel et de l'installation. Les technologies étudiées dans la littérature sont souvent comparées au système le plus utilisé, qui est composé d'un ou plusieurs panneaux monofaciaux fixe orientés vers le sud et incliné vers le soleil.

Méthode de recherche : moteur de recherche science direct avec les mots-clés : solar tracker ; solar bifacial ; PV vertical ; agrivoltaism ; solar LCOE ; PV LCOE ; solar tracker LCOE

### 1.1.2 Enquête sur les coûts

Afin de connaître le coût des différents éléments d'une centrale photovoltaïque au sol, une enquête auprès des fournisseurs de matériels pour les centrales photovoltaïques a été réalisée. Elle a eu pour objectif de déterminer quels types de technologies sont privilégiés pour les projets aboutis d'une part et de déterminer les coûts spécifiques de chaque élément des installations photovoltaïques d'autre part. Le coût global par kWc de chaque type d'installation peut ainsi être déterminé.

Les différents éléments nécessaires à la mise en service d'une centrale photovoltaïque sur lesquels les fournisseurs ont été interrogés sont les suivants :

- les modules photovoltaïques,
- les structures de fixation des modules,
- les onduleurs,
- les transformateurs et postes de transformation,
- les fondations des structures,
- la réalisation des travaux.

L'enquête a été réalisée en consultant par téléphone ou par courrier électronique des professionnels du secteur. Leurs coordonnées ont été obtenues dans des annuaires de contact d'ENCIS Environnement ou par recherche sur internet. Au total, une dizaine de réponses ont été obtenues.

L'objectif de cette enquête est de connaître le coût de chaque élément de la centrale susceptible de varier en fonction de la technologie utilisée. Il est ainsi possible de comparer la variation du coût avec la variation du productible pour chaque type d'installation. Afin que le résultat de cette enquête soit applicable, les coûts demandés aux fabricants fin 2021 sont une prévision des coûts pour les prochaines années.

Pour certains éléments, obtenir une réponse sur le coût moyen s'est avéré difficile. Pour cette raison, les coûts moyens relevés par la CRE dans le cadre de ses appels d'offres récents ont été pris en compte pour pallier le manque d'information sur certains éléments.

## 1.2 Expérimentale

Afin de comparer les différents types de structures de montages des modules photovoltaïques, le productible atteint avec chaque type d'installation a été calculé. Ces calculs ont été réalisés avec le logiciel PVSyst dans sa version 7.2.

### 1.2.1 Installations étudiées

Des installations fixes et mobiles ont été étudiées. L'objectif de ces simulations est de prévoir avec précision le productible spécifique que l'on peut attendre de chaque installation. Couplé avec l'étude des coûts réalisée auprès des fournisseurs et installateurs, il est possible de déterminer le prix de revient du kWh pour chaque installation étudiée.

Parmi les structures fixes, trois types d'installations ont été retenues pour les simulations :

- Orientation sud et inclinée,
- Double orientation est-ouest et inclinée,
- Double orientation est-ouest et verticale.

Pour les structures mobiles, seuls des suiveurs solaires à un axe ont été simulés. Des simulations ont été réalisées avec les deux configurations suivantes : un axe nord-sud permettant un suivi du soleil d'est en ouest et un axe est-ouest permettant un suivi du soleil nord-sud.

Pour chaque type d'installations fixes, plusieurs configurations ont été étudiées en faisant varier l'angle d'inclinaison ainsi que l'espacement entre les rangées de panneaux. Toutes les configurations ont été simulées avec des modules monofaciaux, à l'exception des installations verticales, pour lesquelles des modules bifaciaux ont été utilisés.

Ainsi, pour les **installations fixes orientées vers le sud**, les paramètres suivants ont été simulés :

- Inclinaisons : 15° ; 20° ; 25° ; 30°
- Écartement entre extrémités des tables (en mètre) : 3 ; 3,67 ; 4,33 ; 5 ; 6 ; 7 ; 8

L'installation se compose de rangées avec un écartement nord-sud est celui décrit ci-dessus. Les rangées sont elles-mêmes composées de tables accolées les unes aux autres, chaque table comporte cinq panneaux en longueur et quatre panneaux en hauteur en orientation horizontale (paysage).

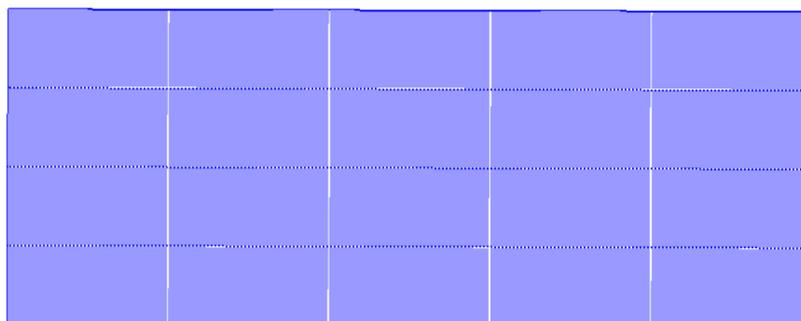


Schéma 1: Table de modules PV pour une installation fixe orientée vers le sud (vue de dessus)

Pour les **installations fixes à double orientation est et ouest**, les paramètres suivants ont été simulés :

- Inclinaison : 0° ; 5° ; 10°

- Écartement entre extrémités des tables (en mètre) : 0 ; 1 ; 2 ; 3 ; 4

Pour ces installations, une rangée est composée de tables orientées vers l'est, accolée à une rangée de tables orientées vers l'ouest. Les rangées suivent l'axe nord-sud et sont écartées les unes des autres dans la direction est-ouest. Les rangées sont composées de doubles tables très proches les unes aux autres, chaque table comporte cinq panneaux en longueur et quatre panneaux en hauteur en orientation horizontale.

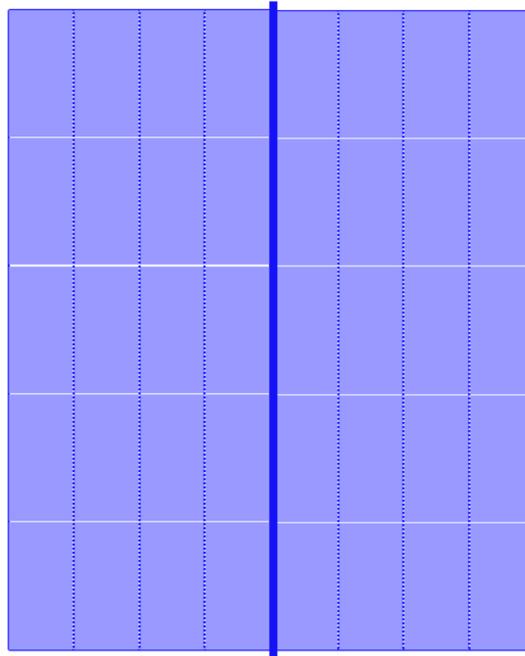


Schéma 2 : Double table de modules PV orientée vers l'est et l'ouest (vue de dessus)

Pour les **installations verticales**, les modules utilisés sont **bifaciaux** et le seul paramètre qui varie est l'espacement entre les rangées :

- Écartement entre extrémités des tables (en mètres) : 8 ; 10 ; 12

Les rangées suivent l'axe nord-sud et sont écartées les unes des autres dans la direction est-ouest. Elles sont composées de tables dans la continuité les unes des autres, chaque table comporte cinq panneaux en longueur et deux panneaux en hauteur en orientation paysage, les panneaux sont élevés de 1 mètre au-dessus du sol.

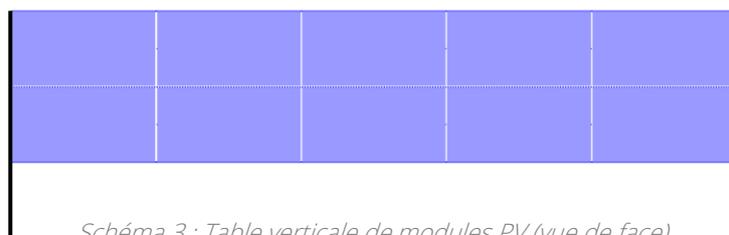


Schéma 3 : Table verticale de modules PV (vue de face)

Pour les **systèmes avec suiveurs**, les paramètres suivants ont été simulés :

- Écartement entre extrémités des tables (en mètres) : 3 ; 3,67 ; 4,33 ; 5
- Axe de rotation des suiveurs : nord-sud ; est-ouest

L'installation se compose de rangées dont l'écartement est celui décrit ci-dessus. Pour le suivi nord-sud, les rangées sont écartées selon ce même axe et composées de tables accolées les unes aux autres, chaque table comporte cinq panneaux en longueur et quatre panneaux en hauteur en orientation horizontale. Pour le suivi est-ouest, les rangées sont écartées selon ce même axe et composées de tables accolées les unes aux autres, chaque table comporte cinq panneaux en longueur et quatre panneaux en hauteur en orientation horizontale.

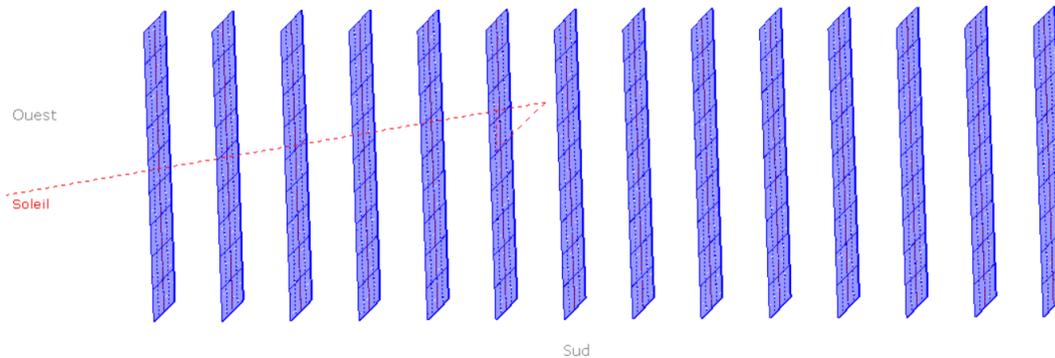


Schéma 4 : Champ de suiveurs est-ouest

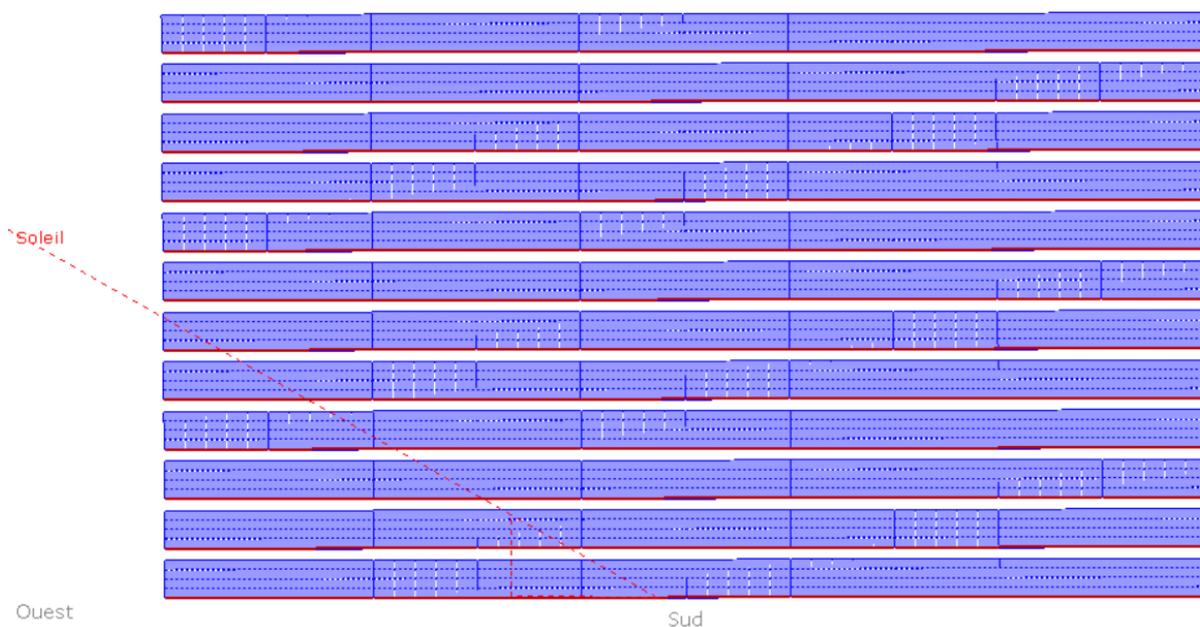


Schéma 5 : Champ de suiveurs nord-sud

### 1.2.2 Paramètres de calcul

Afin de déterminer l'influence de la latitude et des conditions météorologiques et d'avoir des résultats directement applicables dans deux zones géographiques françaises distinctes, toutes les simulations ont été faites sur deux sites différents. Le premier site se situe en Nouvelle Aquitaine près de Limoges (45°52'58"N ; 1°15'27"E) et le second en Occitanie près de Toulouse (43°32'47"N ; 1°28'4"E).

Pour ces deux sites, les données d'ensoleillement sont issues de la base de données Meteonorm 8.0.

Les simulations ont été réalisées avec des champs rectangulaires d'environ un hectare. Aucune topographie sur le champ ou à l'horizon n'a été prise en compte et aucun masque ne modifie le

rayonnement afin d'obtenir des résultats qui ne dépendent d'aucun autre paramètre que de la disposition des panneaux et de l'irradiation solaire locale.

Le logiciel PVSyst prend en compte les pertes suivantes :

- Pertes thermiques
- Pertes ohmiques
- Qualité des modules
- Pertes de « mismatch » modules
- Pertes dues au taux de disponibilité de la centrale

Afin de simuler correctement le productible des installations avec des modules verticaux, la prise en compte de l'irradiation réfléchi par le sol est très importante car elle est la source de la production d'une des deux faces des modules. Le logiciel PVSyst calcule cette irradiation à partir de l'irradiance solaire, de l'albedo du sol et de la distance entre les modules et le sol. Ici, l'albédo est considéré comme constant au cours de l'année et égal à une valeur moyenne de 0,3, recommandé comme valeur par défaut par le logiciel. Dans la réalité, l'albédo est constant au cours de l'année sur une surface artificielle et variable sur une surface couverte par la végétation, pour laquelle l'albédo changera au cours du cycle annuel des plantes. Ici, cette évolution n'a pas été prise en compte car elle est spécifique à chaque type de terrain. Pour les simulations, les modules sont surélevés de 1 mètre au-dessus du sol. Le tableau suivant présente les valeurs d'albédo correspondant à différents types de sol.

Type de surface	Albedo
Corps noir parfait	0
Surface de lac	0,02 à 0,04
Forêts de conifères	0,05 à 0,15
Forêt de feuillus	0,15 à 0,20
Surface de la mer	0,05 à 0,15
Sol sombre	0,05 à 0,15
Prairie	0,1 à 0,2
Cultures	0,15 à 0,25
Sable léger et sec	0,25 à 0,45
Glace	0,60
Neige tassée	0,40 à 0,70
Neige fraîche	0,75 à 0,90
Miroir parfait	1

Tableau 1 : Ordre de grandeur de l'albédo pour différents type de sols (Le Briquer, 2020)

### 1.2.3 Paramètres techniques

Pour ces simulations, les modules solaires utilisés sont du modèle monofacial SPR-X21-470-COM de la marque SunPower, d'une puissance de 470 Wc et dont la dimension est 2,076 m par 1,046 m.

Les onduleurs utilisés sont de la marque SMA. La puissance de l'onduleur dépend de la puissance de module installée et donc de la configuration de l'installation. Aussi des modèles différents ont-ils été utilisés dans les différentes simulations. Le tableau 1 indique le nombre d'onduleurs pour chaque installation, ainsi que leurs puissances. Pour certaines simulations, les onduleurs sont surdimensionnés pour des raisons de conformité avec les spécifications électriques de PVSystem. Pour chaque simulation, les onduleurs ont été sélectionnés pour ne pas être à l'origine de pertes, les cas de surdimensionnement n'ont donc pas d'influence sur le résultat.

Configuration	Nombre d'onduleur	Puissance de l'onduleur (en KVA)	Puissance installée (en KWc)
FIXE SUD 3 m (15° ; 20°)	1	900	1213 ; 1213
FIXE SUD 3,67 m (15° ; 20° ; 25°)	1	850	1123 ; 1123 ; 1123
FIXE SUD 4,33 m (15° ; 20° ; 25° ; 30°)	1	850	1039 ; 1039 ; 1039 ; 1039
FIXE SUD 5 m (15° ; 20° ; 25° ; 30°)	1	800	949 ; 952 ; 949 ; 1039
FIXE SUD 6 m (25°)	1	800	865
FIXE SUD 7 m (25°)	1	800	780
FIXE SUD 8 m (25°)	1	800	780
FIXE SUD 3 m (25° ; 30°)	2	800	1213 ; 1297
FIXE SUD 3,67 m (30°)	2	800	1213
FIXE EST-OUEST 0 m (0° ; 5° ; 10°)	2	800	1988 ; 2077 ; 2077
FIXE EST-OUEST 1 m (0° ; 5° ; 10°)	2	800	1645 ; 1899 ; 1899
FIXE EST-OUEST 2 m (0° ; 5° ; 10°)	2	800	1382 ; 1730 ; 1730
FIXE EST-OUEST 3 m (5° ; 10°)	2	800	1560 ; 1560
FIXE EST-OUEST 4 m (5° ; 10°)	2	800	1382 ; 1382
FIXE EST-OUEST 3 m (0°)	1	800	1067
FIXE EST-OUEST 4 m (0°)	1	800	1039
SUIVI AXE NORD-SUD 3 m	1	900	1152
SUIVI AXE NORD-SUD 3,67 m	1	900	1152
SUIVI AXE NORD-SUD 4,33 m	1	900	1152
SUIVI AXE NORD-SUD 5 m	1	900	1152
SUIVI AXE EST-OUEST 3 m	1	900	1210
SUIVI AXE EST-OUEST 3,67 m	1	900	1210
SUIVI AXE EST-OUEST 4,33 m	1	900	1210
SUIVI AXE EST-OUEST 5 m	1	900	1210
VERTICAUX 8 m	1	800	502

Configuration	Nombre d'onduleur	Puissance de l'onduleur (en KVA)	Puissance installée (en KWc)
VERTICAUX 10 m	2	300	502
VERTICAUX 12 m	2	300	342

Tableau 2 : onduleurs associés à chaque installation

Sur une table de panneaux, les chaînes de modules ont été définies de la façon suivante : quatre chaînes verticalement et une chaîne horizontalement. Cela permet de séparer, d'un point de vue électrique, les modules selon leur hauteur dans la table. Ainsi, quand les modules en bas de la table sont exposés aux ombres d'une autre table, les modules situés au-dessus continuent à produire normalement. Sur le schéma suivant, les chaînes apparaissent en pointillé :

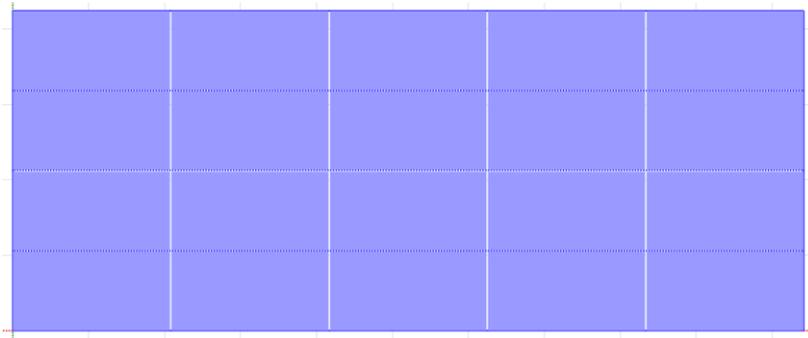
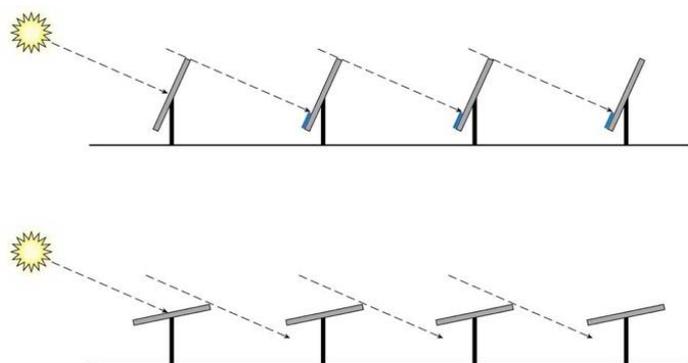


Schéma 6 : Chaînes de modules sur une table de modules PV

Pour les suiveurs solaires, le productible a été déterminé en ayant recours à une stratégie de « backtracking ». En effet, pour certaines configurations, si tous les panneaux sont exactement alignés avec soleil les ombrages entre rangées sont très importants. Il est alors plus intéressant de modifier l'inclinaison des panneaux, car le gain associé à la réduction des ombrages est plus important que la perte due au non-alignement avec le soleil. La technologie de backtracking permet de déterminer quand les ombrages entre rangées sont trop importants et d'adapter, le cas échéant, l'inclinaison des panneaux.



**Backtracking** When the sun's elevation angle is low in the sky, early or late in the day, self-shading between tracker rows has the potential to dramatically reduce system output. Backtracking rotates the array aperture away from the sun, eliminating deleterious effects of self-shading and maximizing ground cover ratio.

Courtesy Precision Solar Technologies

Pour les modules verticaux, les modules utilisés sont le modèle TARKA 138 VSBD 420 1500 de la marque Voltec Solar, dont le coefficient de bifacialité est 80%. Il s'agit de la valeur par défaut proposée par PVSyst et cette valeur est en accord avec les modules existant sur le marché. Le facteur de bifacialité va de 60 à 80 % pour les panneaux bifaciaux classique et peuvent atteindre 85 à 95 % pour les cellules à hétérojonction qui restent cependant plus coûteuses.



## 2 ETAT DE L'ART BIBLIOGRAPHIQUE

## 2.1 Installations fixes orientées vers le sud

Il s'agit du type d'installation le plus répandu pour les installations solaires au sol, aussi la suite de ce rapport y fera-t-elle référence sous le nom d'installation classique ou conventionnelle.

Pour ce type d'installation, les panneaux sont orientés vers le sud et sont inclinés afin d'être alignés avec le soleil. L'inclinaison varie généralement entre 15 et 20 degrés. Plus la latitude est élevée, plus l'inclinaison doit être importante ; cependant, elle est généralement limitée afin de réduire les pertes par ombrage et la prise au vent. Les modules sont disposés en rangées suivant l'axe est-ouest.

Le principal avantage de ce type d'installation est qu'elle permet un bon alignement des modules avec le soleil. Il est cependant nécessaire d'espacer suffisamment les rangées pour limiter les pertes par ombrage, mais cela requiert beaucoup d'espace disponible.



Photographie 1 : Parc solaire de Grateyrolles (Source : ENCIS Environnement)

Ce type d'installation peut être mis en œuvre en utilisant des panneaux bifaciaux, sur lesquels des cellules photovoltaïques captent l'irradiance lumineuse par les deux faces des panneaux. La face directement exposée au soleil est appelée face avant, l'autre est appelée face arrière. L'intérêt de cette technologie est de maximiser la lumière récupérée par les panneaux sans avoir à augmenter la surface de panneaux nécessaire. La face arrière reçoit la lumière réfléchiée par l'environnement, principalement par le sol et les autres panneaux, ainsi que la lumière diffuse. Ainsi, l'irradiance sur la face arrière dépend de l'albedo moyen de l'environnement. Une modélisation correcte de l'albedo est nécessaire pour prévoir la production de ces panneaux, il s'agit en effet d'un paramètre qui influe beaucoup sur la rentabilité des panneaux bifaciaux. Il a d'ailleurs été proposé d'augmenter l'albedo avec des surfaces réfléchissantes autour des centrales utilisant des panneaux bifaciaux (Riaz, 2020).

Il est prévu qu'en France, l'utilisation de panneaux bifaciaux fasse baisser le coût de production du kWh d'environ 2% (Patel *et al.*, 2019).

Une publication datée de 2020 de Rodríguez-Gallegos et al. dans la revue *Joule* prévoit une différence de coût du kWh obtenu avec les panneaux monofaciaux ou bifaciaux de moins de 5% (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020). Cependant, le travail de Rodríguez-Gallegos a des limites : l'ombrage sur les panneaux n'est pas pris en compte, de même que le coût du transport des panneaux et le coût du terrain (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020). Or cela conduit nécessairement à la fois à une surestimation de la production et à une sous-estimation du coût de revient des installations.

Dans cette même publication, Rodriguez-Gallegos effectue une comparaison de la production entre des panneaux bifaciaux et monofaciaux. La bifacialité permet de réaliser un gain d'entre 5 et 10% en France métropolitaine pour les panneaux fixes (Rodriguez-Gallegos *et al.*, 2020). De façon similaire, une étude antérieure avait déterminé que l'utilisation de panneaux bifaciaux permet d'atteindre un gain de 10% pour un albédo de 0,25 (Khan *et al.*, 2019). Une étude de 2018 avance que, pour des installations identiques de panneaux inclinés et orientés vers le sud, l'utilisation de modules bifaciaux permet d'augmenter d'en moyenne 10% la production (Sun *et al.*, 2018), avec un albédo de 0,25 et des données d'ensoleillement moyennes à l'échelle mondiale.

Une précédente étude de Patel publiée dans *Applied Energy* avait pour objectif de déterminer quels étaient les paramètres pour minimiser le prix de production du kWh pour une installation fixe utilisant des modules bifaciaux. L'un des paramètres étudiés est l'angle d'inclinaison des panneaux. Pour des modules bifaciaux, il est plus intéressant d'avoir une inclinaison légèrement supérieure, qui permet de maximiser l'irradiation de la face arrière (Patel *et al.*, 2019). En France, cette différence est d'environ entre 5 et 10 degrés, en fonction du coût de la terre. Si le terrain est cher, il n'est pas avantageux d'espacer les rangées de panneaux, donc l'inclinaison doit rester faible. Si le terrain à un coût moindre, il est plus intéressant d'espacer les rangées et de diminuer l'occupation des sols, ce qui rend avantageux une inclinaison plus importante.

Du fait de leur fonctionnement, les panneaux bifaciaux permettent de réaliser le gain le plus important quand le soleil est bas dans le ciel et quand la lumière diffuse est plus importante que la lumière directe (Khan *et al.*, 2019; Riaz *et al.*, 2020; Rodriguez-Gallegos *et al.*, 2020). Ainsi, le gain de production associé à la bifacialité est très dépendant de la localisation géographique des panneaux et peut donc beaucoup varier d'un projet à l'autre.

Une élévation plus importante des structures permet d'augmenter l'irradiance diffuse qui atteint la face arrière des modules, ce qui permet d'atteindre une production plus importante. Généralement, les panneaux les plus bas ont une hauteur de 0,5 à 1,5 mètres au-dessus du sol.

*Les installations fixes orientées vers le sud sont les plus répandues à l'heure actuelle, du fait de la bonne couverture au sol qu'elles permettent de mettre en place, de l'efficacité-matière des supports, tout en maintenant un productible suffisamment important. D'après la littérature, l'utilisation de panneaux bifaciaux dans ce type de configuration permet d'augmenter la production tout en augmentant marginalement les coûts. Ainsi, les panneaux bifaciaux sont une technologie viable avec les installations conventionnelles.*

## 2.2 Installations fixes à double orientation est-ouest

Les installations à double orientation ont généralement une orientation est-ouest. Elles sont composées de rangées suivant l'axe nord-sud, avec une rangée de panneaux orientés vers l'est accolée à une rangée de panneaux orientée vers l'ouest.



Photographie 2 : Cestas, la plus grande centrale française (Source : Google Map et NEOEN)

L'avantage de ce type d'installation est que la production augmente plus rapidement le matin et reste importante plus longtemps le soir grâce à l'orientation des panneaux (Velik, 2014).

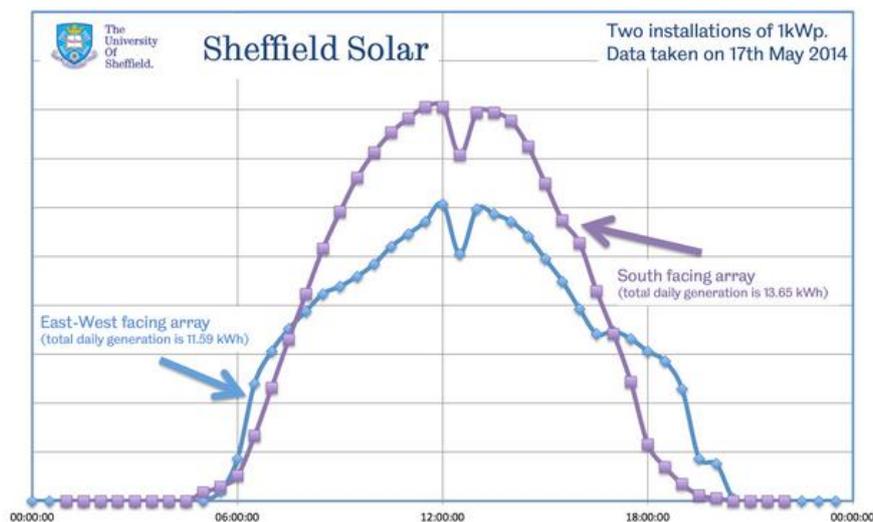


Figure 1 : Puissance délivrée par deux centrales de 1 kWc, avec une installation conventionnelle et avec une installation est-ouest

(Stocker, 2018)

L'inclinaison des panneaux est moins importante que pour les installations vers le sud afin de limiter la perte de production en milieu de journée, quand le soleil n'est pas aligné avec les panneaux. L'inclinaison plus faible permet d'avoir des pertes par ombrage très faibles et donc de faire des rangées proches les unes des autres, ce qui permet de minimiser l'espace nécessaire au sol.



Figure 2 : Différences d'occupation du sol entre des tables orientées au sud et des tables est-ouest (Source : géoportail)

Cependant, à cause de l'inclinaison plus faible des panneaux, le productible est moins important que pour les installations conventionnelles (Stocker, 2018 ; figure 1).

Un avantage de la faible inclinaison des modules et de leur implantation dense est que leur prise au vent est plus faible, ce qui permet de réduire les coûts des structures (source : NEOEN).

*Les installations est-ouest sont une alternative aux installations fixes conventionnelles qui permet d'atteindre une puissance installée par hectare très supérieure. Leur double orientation permet de mieux répartir la production sur une journée, mais ne permet cependant pas d'atteindre une production équivalente à celle d'une installation conventionnelle.*

## 2.3 Installations verticales

Il s'agit d'un type d'installation orienté est-ouest particulier car les modules sont installés verticalement.

Au lieu d'accoler des rangées de modules orientés vers l'est et l'ouest, l'installation verticale est composée de rangées de modules bifaciaux, avec une face orientée vers l'ouest et l'autre orientée vers l'est. Cela permet d'avoir un pic de production le matin et le soir, la contrepartie étant que la production en milieu de journée est beaucoup plus faible.

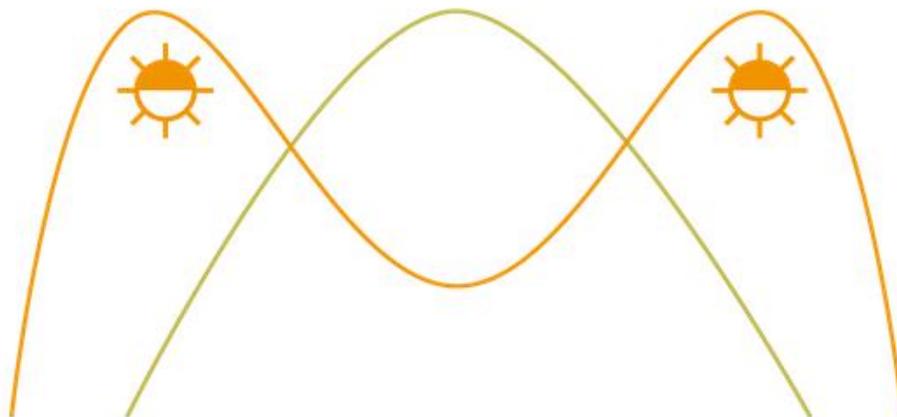


Figure 3 : Profil de production en fonction du temps au cours d'une journée d'une centrale photovoltaïque verticale (en orange) comparé à celui d'une centrale conventionnelle (en beige) (Next2Sun GmbH, 2020, p. 2).

Comme les panneaux produisent plus quand le soleil est bas, la production est potentiellement plus affectée par les ombrages entre rangées, d'où la nécessité de mettre en place un espace inter-rangée plus important que pour les autres types d'installation.



Photographie 3 : Installation photovoltaïque au sol avec des panneaux verticaux (Next2Sun)

Le principale avantage de ce type d'installation est son emprise au sol. La verticalité permet en effet d'avoir une emprise sur le sol presque nulle, ce qui rend ce type d'installation adapté à une utilisation mixte du sol (principalement dans le cadre de l'agrivoltaïsme). Dans le cadre de l'installation d'un champ de panneaux photovoltaïques, la question de la concurrence avec l'usage des sols est souvent évoquée. Il peut exister en effet un conflit d'usage entre l'exploitation agricole des terrains et l'installation de panneaux afin

de produire de l'électricité photovoltaïque. D'où l'intérêt d'étudier de s'assurer que les solutions comme les panneaux verticaux sont profitables du point de vue de la production énergétique et de la rentabilité.

Pour les installations verticales de l'entreprise Next2Sun, le gain sur la rentabilité annoncé est de 5 à 10% par rapport à une installation conventionnelle (Next2Sun GmbH, 2020). Notamment, il est avancé que les pics de productions, qui ont lieu le matin et le soir et sont donc alignés avec les pics de consommation, permettent de vendre l'électricité légèrement plus chère (Next2Sun GmbH, 2021).

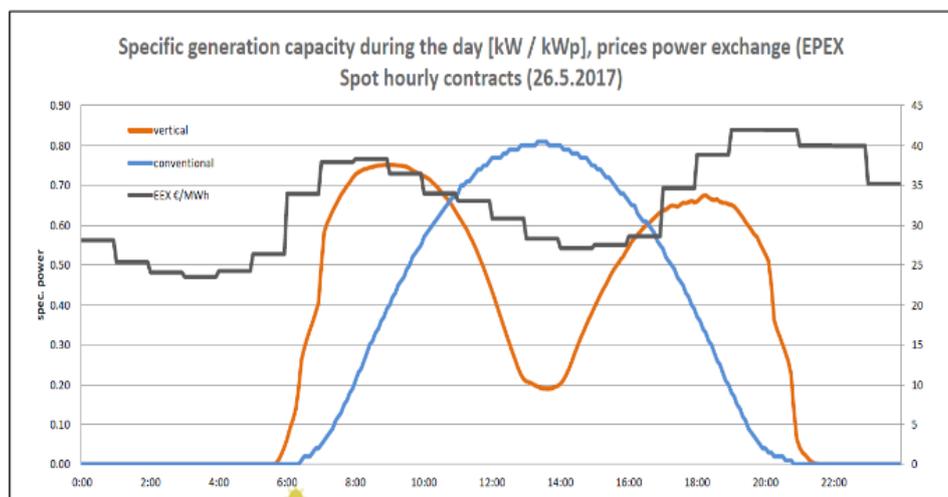


Figure 4 : Profil de production en fonction du temps d'une centrale photovoltaïque verticale (en orange) comparé à celui d'une centrale conventionnelle (en bleu) et à l'évolution des coûts de l'électricité sur le marché européen au cours de la journée (en gris) (Next2Sun GmbH, 2020, p. 2).

Une particularité des panneaux verticaux est que les pertes dues à l'encrassement sont moins importantes que sur des panneaux classiques. En effet, la verticalité permet à la surface des modules de moins se salir, ce qui conduit à un léger gain de production mais aussi à un coût du nettoyage plus faible (Khan *et al.*, 2017; Riaz *et al.*, 2020).

Khan et al prévoit qu'une installation avec des panneaux verticaux bifaciaux aura un rendement par unité de surface entre 10 et 20% supérieur à une installation classique en fonction de la latitude. Ce résultat a été obtenu pour des panneaux espacés de deux mètres et hauts de 1,2 mètre et avec un albédo de 0,5, ce qui correspond à l'albédo d'un sol enneigé ou couvert de béton clair (Khan *et al.*, 2017). Cependant, d'après cette étude, une installation classique des panneaux, mais avec des modules bifaciaux produira 32% d'énergie en plus que des panneaux verticaux. Ces résultats ne sont cependant pas très représentatifs de ce que l'on peut attendre d'une centrale en fonctionnement réelle à cause de la valeur très élevée de l'albédo.

Il est nécessaire de plus espacer les panneaux quand la latitude augmente, de façon à limiter les pertes par ombrages (Khan et al., 2017).

Une publication ultérieure de Khan prévoit que, en prenant en compte la production par puissance installée identique, une installation verticale produira entre 10 et 30% de moins qu'une installation inclinée et orientée vers le sud, en fonction de l'écartement des panneaux et de l'albédo (Khan et al., 2019).

Une étude de 2018 montre qu'un gain de production avec des panneaux verticaux est possible à des latitudes de plus de 30°, mais qu'en dessous des 30°, les installations classiques produisent plus (Sun *et al.*, 2018).

Une publication de la Conférence Européenne pour l'Énergie Solaire étudie quelle serait la production annuelle d'une centrale solaire photovoltaïque avec des panneaux bifaciaux verticaux en fonction de la longueur des rangées de panneaux (5m ou 20m) et de l'albédo (0,6 ou 0,2) et de comparer cette production à celle d'une centrale composée de panneaux monofaciaux fixes inclinés de 37°. Pour un nombre de panneaux équivalent, plus les panneaux sont espacés et plus ils produiront (Nussbaumer *et al.*, 2015). Quand il n'y a aucun ombrage, les panneaux bifaciaux produisent plus que les panneaux classiques, quelques soient l'albédo et la longueur des rangées. Cependant, ils produisent plus quand l'albédo est plus important et quand les rangées sont plus courtes (Nussbaumer, 2015). En effet, les panneaux au centre des rangées reçoivent moins de lumière que ceux qui sont situés sur le bord des rangées. Ainsi, dans une centrale composée de rangées très longues, la majorité des modules seront situés vers le centre, la surproduction des modules situés sur les bords sera donc négligeable. Plus la rangée devient courte et moins le nombre de modules situés sur un bord devient négligeable. La figure suivante illustre les conclusions de cette publication :

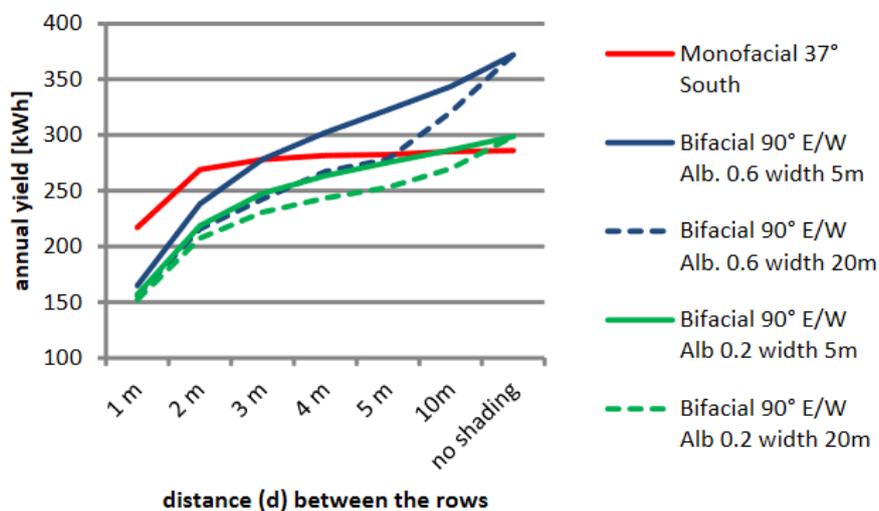


Figure 5 : Production de différentes technologies de panneaux en fonction de la distance entre les rangées (Nussbaumer, 2015).

Ces résultats ont été obtenus avec des rangées hautes de 1 mètre, avec les données météo de la ville de Winterthur en Suisse. Pour un espacement de 10 mètres, le gain annuel est de 5% avec un albédo de 0,2, mais celui-ci passe à 30% avec un albédo de 0,6 (Nussbaumer, 2015). Cela souligne l'important rôle que joue l'albédo du sol dans la production d'une centrale utilisant des modules bifaciaux. Un albédo de 0,2 est une valeur réaliste pour un sol naturel végétalisé, les résultats de la Figure 5 montrent donc qu'une installation de modules bifaciaux verticaux peut être compétitive avec une installation classique du point de vue de l'énergie produite. Cependant, la particularité de ce type d'installation est qu'il est nécessaire de conserver un espacement important des rangées de modules pour avoir une bonne production, ce qui diminue grandement la puissance installée par hectare. Notamment, on constate sur la Figure 5 qu'un espacement de plus de 10 mètres est nécessaire pour atteindre un rendement équivalent à celui d'une installation

classique, pour un albédo de 0,2 et des rangées de 20 mètres, ce qui correspond aux conditions d'opérations les plus probables pour une centrale au sol avec des modules verticaux.

Le principal désavantage de ce type d'installation est qu'un écartement important entre rangées est nécessaire, ce qui limite beaucoup la puissance installée par hectare (Nussbaumer, 2015). Une publication de J. Appelbaum dans la revue *Renewable Energy* montre notamment qu'un mètre supplémentaire d'écartement inter-rangée permet d'augmenter l'irradiation incidente sur la surface des modules de 7,9%, ce qui justifie l'écartement important qu'il est nécessaire de conserver (Appelbaum, 2016). La différence de production entre des panneaux verticaux bifaciaux orientés est-ouest et des panneaux inclinés de 20° selon l'axe nord-sud a été modélisée pour la ville de Lahore au Pakistan (31,5°N, 74,3°E) par Riaz et al.. Ils observent que le rendement énergétique dépend de l'écartement des rangées à causes des effets d'ombrages. Pour cette raison, les effets d'ombrages ont été finement modélisés dans leur étude. Le rendement est calculé en fonction du pas de l'installation, c'est-à-dire le ratio de l'écartement entre rangées et de la hauteur des panneaux ; celui-ci est présenté dans la Figure 6 :

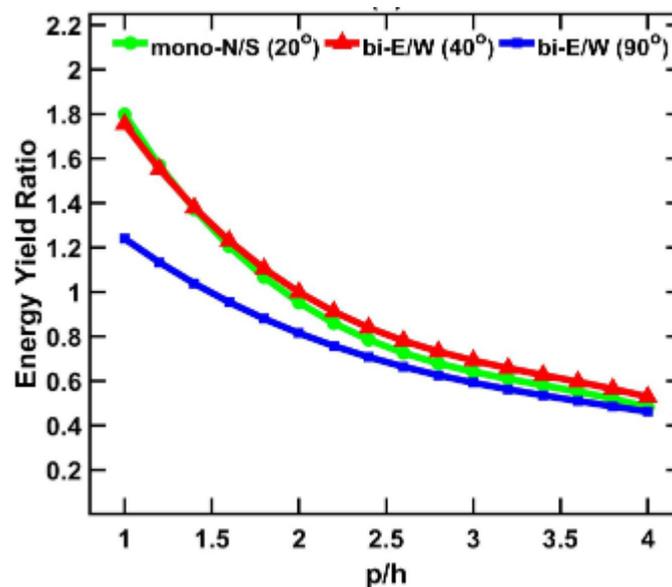


Figure 6 : Rendement d'installations conventionnelles et verticales en fonction du pas des installations (Riaz et al., 2020).

Le rendement énergétique correspond ici au ratio de la production par mètre carré des installations étudiées et de l'installation conventionnelle avec un pas égale à 2. On constate clairement que l'installation verticale produit toujours moins que l'installation conventionnelle. Cependant, l'écart de production diminue quand le pas augmente, ce qui confirme que pour les projets où un écartement important est nécessaire, les installations verticales peuvent être compétitives avec les installations classiques du point de vue de la production (Riaz *et al.*, 2020). Pour un pas égal à 4, la puissance installée par hectare est environ deux fois plus petite que pour un pas de 2. Or, l'installation verticale a un rendement égal à environ 0,45 pour  $p/h = 4$  (Figure 6). Le productible en MWh/MWc de l'installation verticale reste donc environ 10 % inférieure à celui d'une installation classique, même avec un pas beaucoup plus important.

Du fait de l'espacement inter-rangée important pour ce type d'installation, la longueur de câble nécessaire est plus importante, ce qui induit un surcoût (Next2Sun GmbH, 2020). De plus, l'augmentation

de la longueur des câbles induit une augmentation des pertes électriques. Pour minimiser ces pertes, des câbles de sections supérieures peuvent être utilisés, ce qui induirait là encore un surcoût.

L'entreprise Next2Sun, spécialisée dans la fabrication de structures pour installation verticale, prévoit un gain de production d'entre 5 et 15% pour ses installations verticales, avec un espacement inter-rangées minimal de 8 mètres, ce qui est supérieur à ce qui est généralement prévu dans la littérature. Cette différence peut s'expliquer par la latitude élevée des projets ainsi que des paramètres de simulation plus favorables (ex : albédo, coefficient de bifacialité des modules). La plupart des centrales verticales en exploitation ont été réalisées par ce fournisseur de structures. Les rangées ont généralement une hauteur de 3 mètres, avec un mètre d'espace libre en bas puis deux panneaux horizontaux l'un sur l'autre.

*Les installations verticales sont particulièrement adaptées lorsqu'il est important de maintenir un espacement inter-rangée significatif. Avec un espacement inter-rangées suffisamment élevé, il est prévu que la production de ce type d'installation soit équivalente à celle d'une installation conventionnelle. La production prévue est cependant dans la plupart des cas inférieure à celle d'une installation conventionnelle. De plus, une grande partie de l'irradiance qui atteint la surface des modules provient de la lumière diffuse, ce qui rend ces installations plus adaptées à des régions qui ne bénéficient que d'une irradiation solaire moindre. Il ressort de la littérature que la modélisation des valeurs de l'albédo joue un rôle important dans la prévision du productible.*

## 2.4 Installations avec système de suivi solaire

Un suiveur solaire est une installation qui permet de changer l'orientation du panneau afin de garder le meilleur alignement possible entre celui-ci et le soleil. Cela permet de maximiser l'irradiation sur la surface des modules et augmente donc sa production d'énergie.

Il s'agit d'un surcoût d'investissement important par rapport à une installation de panneaux fixes, à cause de la présence de moteurs et d'axes de rotation, ainsi qu'un surcoût pour la maintenance, car toute pièce mobile subit de l'usure et les moteurs qui permettent de bouger les panneaux sont susceptibles de tomber en panne. Généralement, les pièces mobiles sont garanties pendant 5 ans par les fabricants, ce qui prouve que leur durée de vie est bien inférieure à celle d'une centrale dans son ensemble (Schletter Solar GmbH, 2021; STInorland, 2021).

Il existe différents systèmes de suiveurs solaires. En effet, deux paramètres permettent de repérer la position du soleil : sa hauteur au-dessus de l'horizon et son azimut. Un module photovoltaïque doit donc effectuer une rotation autour de deux axes pour rester aligné avec le soleil.

La rotation autour de l'axe est-ouest permet d'ajuster la position du module en fonction de la hauteur du soleil et la rotation autour de l'axe nord-sud permet d'ajuster la position du module en fonction de l'azimut du soleil.

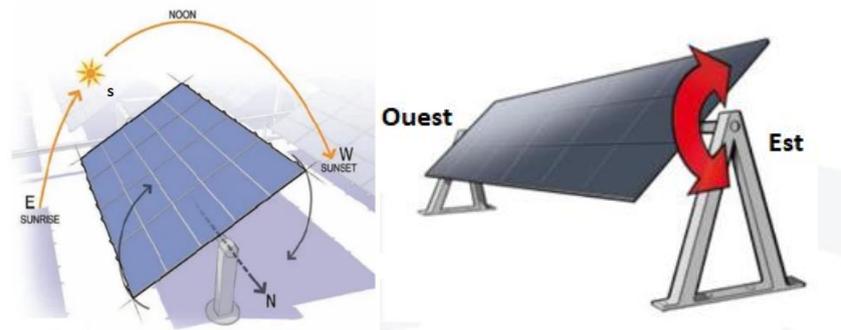


Schéma 7 : Suiveurs avec leurs axes de rotation (axe nord-sud à gauche ; axe est-ouest à droite) (Source : BrownDogGadgets, Solar Choice)

Le premier type de suiveur est le suiveur total, ou simplement suiveur à deux axes, qui maintient le module parfaitement aligné avec le soleil. Les suiveurs à un axe permettent de suivre l'une des deux variations de la position du soleil et maintiennent donc un alignement partiel entre le module et le soleil.

### 2.4.1 Suiveurs à deux axes

Les systèmes à deux axes sont ceux qui permettent de réaliser le plus grand gain de production (Hoffmann *et al.*, 2018). Ils permettent en effet de garder un module photovoltaïque parfaitement perpendiculaire au rayonnement solaire à tout instant.





Photographie 4 : Trackers à deux axes SOLON et FEINA (Source : ENCIS Environnement)

Par rapport à un module fixe, un module équipé d'un système de suivi solaire à deux axes devrait permettre de produire entre 30% et 35% en plus (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020) en France métropolitaine. Ce résultat a été obtenu sans prendre en compte les ombrages qui peuvent exister pour des modules non isolés. Cette même étude prévoit que le prix d'installation d'un kilowatt crête est aussi de 30% à 35% plus cher pour des modules avec suiveurs à deux axes que pour des modules fixes classiques. Ce coût ne prend en compte que les investissements initiaux, mais pas les coûts d'exploitation, qui sont pourtant aussi plus élevés pour les modules avec système de suivi solaire que pour les modules classiques, notamment à cause de besoins de maintenance plus élevés. Un résultat similaire a été obtenu par Huld *et al.* pour la production d'un module avec suivi solaire à deux axes. Cette même étude a également montré que l'augmentation de l'irradiance sur le module conduit à une augmentation de sa température, ce qui entraîne une baisse globale du rendement (Huld, Šúri and Dunlop, 2008).

Un test réalisé au Brésil sur une période de 152 jours (de juin à novembre) aboutit à un gain de production de 23,4% par rapport à un panneau fixe témoin (Hoffmann *et al.*, 2018). En période majoritairement ensoleillée, le gain est de 31% et il est de 17% en période majoritairement nuageuse (Hoffmann *et al.*, 2018). Une étude publiée dans la revue *Applied Energy* en 2016 aboutit à une conclusion similaire, avec un gain de production de 29 % en hiver et 44 % en été, pour un champ avec suiveurs isolé en Grèce (Fathabadi, 2016).

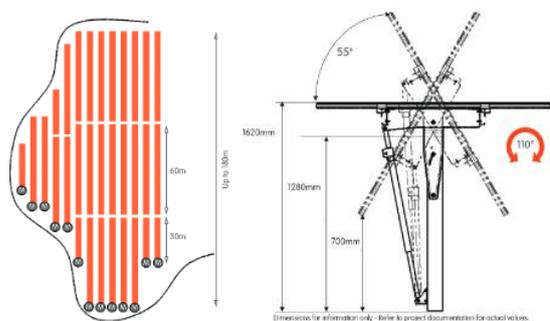
De façon général, le gain réalisé avec cette technologie augmente avec la latitude (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020) et avec la quantité d'ensoleillement direct (Hoffmann *et al.*, 2018). Le gain de production d'un suiveur total est d'environ 50% par rapport à une installation conventionnelle au-delà des cercles polaires et d'entre 15 et 25% au niveau de l'équateur. Il est d'entre 35 et 40% dans les zones bénéficiant d'un fort ensoleillement direct comme les régions désertiques (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020).

***Les systèmes de suivi du soleil à deux axes sont ceux qui permettent d'atteindre le productible le plus important. Le surcoût d'investissement associé à leur installation n'est cependant pas compensé par cette production, à part dans certaines régions du monde avec un fort ensoleillement. En France, l'irradiation directe est trop faible pour que les suiveurs à deux axes constituent une solution viable financièrement.***

### 2.4.2 Suiveurs à un axe

Les technologies de suiveurs solaires avec un seul axe sont généralement reconnues pour être le meilleur compromis entre augmentation du productible et limitation de l'augmentation des coûts. Deux options sont possibles : le suivi de la course du soleil au cours de la journée et le suivi de la variation de la hauteur du soleil au cours de l'année ou au cours de la journée.

Les structures avec systèmes de suivi peuvent avoir une hauteur entre 1,5 mètre pour des tables larges de 2 mètres à 2,25 mètres pour des tables larges de 4 mètres quand les panneaux sont à l'horizontal. Cependant, quand les structures sont inclinées au maximum (respectivement 55° et 60° pour ces deux structures), la hauteur minimale des panneaux au-dessus du sol est entre 0,4 et 0,5 mètres. (Schletter Solar GmbH, 2021; STInorland, 2021)



Photographie 5 : Trackers à un axe horizontal (Source : Exosun – Arcelor Mital)

L'étude de Rodrigues-Gallego et al., publié dans la revue *Joule* conclue que le coût de l'électricité le plus faible possible est atteint avec un système de suiveur incliné : les panneaux possèdent une **inclinaison fixe selon l'axe nord-sud et le système de suivi opère d'est en ouest** (cf. Schéma 8).



Schéma 8 : Illustration d'un suiveur est-ouest avec un axe incliné (Source : Solar Choice Pty, Ltd, 2010)

Le système de suivi à un axe de ce type entraîne une augmentation du coût d'environ 10% (Rodríguez-Gallegos et al., 2020). Pour une centrale photovoltaïque avec un système de suivi solaire, le coût de la structure et du système de suivi est plus important que pour une installation conventionnelle, ce qui diminue la part des modules dans le coût total. Ainsi, la différence de coût entre l'utilisation de panneaux monofaciaux et bifaciaux est d'environ 1% avec dispositif de suiveur solaire un axe (Rodríguez-Gallegos et al., 2020). Cependant, le travail de Rodríguez-Gallegos a des limites : l'ombrage sur les panneaux n'est pas pris en compte, de même que le coût du transport des panneaux et le coût du terrain (Rodríguez-Gallegos et al., 2020). Or cela conduit nécessairement à la fois à une surestimation de la production et à une sous-estimation du coût de revient des installations.

Le suivi **nord-sud avec un azimut nul** quant à lui permet de réaliser un gain de 6%, 5%, 14% et 6% respectivement à Dubaï, Washington, Stockholm et Sydney. Il est cependant moins avantageux que le suivi est-ouest dans trois de ces villes, sauf à Stockholm du fait de sa latitude (Patel et al., 2021). La France se trouve aux latitudes identifiées dans cette étude comme étant celles où le suivi nord-sud et le suivi est-ouest ont des rendements équivalents. Cette même étude prévoit qu'en France, le gain réalisé par un système de suivi est-ouest se situe autour de 5%.

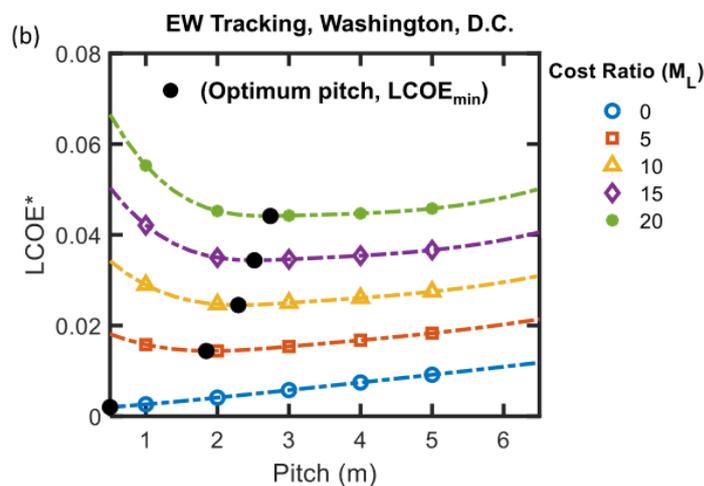


Figure 7. Espacement optimal des rangées (Patel et al., 2021)

$M_L$  est le ratio du coût d'un panneau sur le coût du terrain.

- Plus le panneau est cher, plus il est important que les panneaux aient un bon rendement et donc doivent être plus écartés (des panneaux plus écartés reçoivent plus d'albedo et sont moins soumis aux ombrages mutuels). D'où l'espacement optimal (« pitch » avec le LCOE minimal) augmente avec  $M_L$ .
- Plus le terrain est cher plus l'implantation des panneaux doit être dense pour réduire le coût. Or plus le terrain est cher plus  $M_L$  est petit. D'où l'espacement optimal diminue quand  $M_L$  diminue.

Le suivi du soleil opéré par les trackers peut être réalisé de deux façons différentes. Le cas le plus usuel est de prévoir grâce à une horloge interne la position du soleil en fonction de l'heure de la journée, et d'orienter les panneaux en fonction de ses prévisions. Une deuxième méthode, souvent abordée dans la littérature dédiée, consiste à repérer grâce à des capteurs la direction d'où provient l'irradiance maximale à intervalle constant et à orienter les panneaux en fonction de cette position.

Un problème survient cependant lorsque cette deuxième méthode est employée, celle-ci fonctionne en effet très bien avec un ciel dégagé, mais en conditions légèrement nuageuses, un nuage qui passe devant le soleil aura les bords plus lumineux que le reste et le tracker suivra donc ces bords et les modules ne seront pas placés en position optimale, ce qui peut induire des pertes. Quand le soleil réapparaît, une correction importante de la position doit être faite, puis le phénomène se répète si un autre nuage passe (Precision Solar Technologies Corporation, 2010). Cela induit des pertes non négligeables, allant de 0,5 à 1,5 % (Ayala Pelaez *et al.*, 2019)

L'étude de Patel *et al.* prévoit que l'utilisation d'un suiveur est-ouest ne permettrait, en France, de produire qu'environ 5% en plus qu'une installation classique, dans le cas où des modules bifaciaux sont utilisés pour les deux (Patel *et al.*, 2021). Cela résulte du fait que l'ensoleillement indirect en France est relativement élevé, ce qui permet d'obtenir des gains importants avec des modules bifaciaux sur une structure classique, des gains qui sont réduits par les ombres générées par la structure du système de suivi. Toutefois, ce résultat général présente des variations à l'échelle de la France, où l'ensoleillement est différent entre le nord et le sud. La figure en annexe 8.1 montre plus en détail la différence de production entre un système de suiveur est-ouest et une installation classique avec des modules bifaciaux. On constate que, même dans le sud de la France, un système de suivi sans modules bifaciaux a une production équivalente à une installation fixe avec des modules bifaciaux. Plus on remonte vers le nord, plus les modules bifaciaux sont avantageux ; ceux-ci atteignent une production supérieure d'environ 5% à celle d'un système de suivi dans le nord de la France (Patel *et al.*, 2021). Le rendement est meilleur d'environ 10% en France pour le suiveur incliné que pour le suiveur selon un axe horizontal d'après cette publication (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020).

Une publication de Patel *et al.* dans la revue *Applied Energy* a évalué les gains réalisables avec l'utilisation de panneaux bifaciaux dans le cas d'un système de suivi solaire d'est en ouest. Les gains de production par rapport à une installation fixe monofaciale sont de 11%, 15%, 18% et 13% à Dubaï, Washington, Stockholm et Sydney, respectivement (Patel *et al.*, 2021). Ces résultats ont été obtenus en prenant en compte des rangées de suiveurs avec un espacement optimal qui minimise le coût de l'électricité, comme expliqué au paragraphe 2.1. La conclusion générale est que la bifacialité présente plus d'intérêt

dans un environnement où la lumière diffuse est plus importante. Un paramètre à prendre en compte avec les systèmes de suivi solaire est que l'axe de rotation de la structure va projeter une ombre sur la face arrière des modules, ce qui réduira le gain attendu des modules bifaciaux, avec une perte de production de la face arrière pouvant atteindre 20% (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020). Il est également important de considérer la production d'une centrale dans son ensemble et pas celle d'une table isolée avec suiveur car la production de la face arrière des modules est beaucoup moins importante en milieu de rangée qu'en bordure, cet écart peut atteindre 15% (Rodríguez-Gallegos *et al.*, 2020).

En conclusion, le suiveur est-ouest est plus adapté aux régions avec une forte incidence directe et aux latitudes inférieures à 50° (majorité de la France métropolitaine, à l'exception de l'ancienne région Nord-Pas-de-Calais)°, le suiveur nord-sud est plus adapté aux régions avec une irradiance diffuse élevée et aux latitudes supérieures à 50° (Patel *et al.*, 2021).

La consommation annuelle des moteurs réalisant le suivi du soleil d'est en ouest représente entre 3,5 et 5% de la production totale d'un module, dans le cas d'un système de suivi à un axe (Moradi, Abtahi and Messenger, 2016). Il est important de noter que le suivi nord-sud consomme moins d'énergie et génère moins de fatigue des matériaux car l'angle des panneaux est ajusté beaucoup moins bien souvent, car un ajustement annuel plutôt que journalier est possible.

*Les systèmes de suiveurs solaires à un axe constituent une solution qui permet d'augmenter le productible de façon importante ce qui, d'après la littérature, permet de compenser le surcoût d'investissement associé à cette technologie. Des deux types de suivi, c'est le suivi est-ouest qui permet d'atteindre le plus grand gain de production en France. Cependant, dans les régions plus au nord où la hauteur du soleil change beaucoup au cours de l'année, les systèmes de suivi nord-sud sont plus intéressants. Enfin, l'association de ce type d'installation avec des modules bifaciaux permet d'améliorer sa rentabilité, le gain de rentabilité des modules bifaciaux pouvant en effet venir aider à compenser le surcoût associé à la structure de suivi dans les régions où l'ensoleillement ne garantit pas la rentabilité d'un système de suivi seul.*

## 2.5 Bilan

Pour chacune des technologies étudiées, cette recherche bibliographique a permis d'obtenir des informations sur la production attendue pour différentes technologies, en prenant en compte différents paramètres tels que les ombrages entre rangées de panneaux et la localisation géographique. Dans la littérature consultée, le productible des différents types d'installations est comparé à celui de l'installation conventionnelle. En effet, plusieurs publications s'attachent à la délimitation des aires géographiques dans lesquelles une technologie donnée permet un gain de production suffisamment conséquent. Certaines publications abordent la question du LCOE (Levelized Cost Of Energy) en comparant le gain de production avec le coût accru d'une technologie novatrice, mais il s'agit d'une question généralement ignorée.

Les travaux de recherche sur le sujet concernent souvent la production que l'on peut attendre de chaque installation, généralement en effectuant une comparaison avec l'installation conventionnelle. Le tableau suivant présente les résultats de la présente bibliographie quant au productible de chaque type d'installation, en le comparant au productible d'une installation conventionnelle :

Type d'installation	Différence de productible avec une installation fixe équipée de modules mono-faciaux	Commentaire
Conventionnelle avec modules bifaciaux	+ 5% à + 10%	La différence provient de la simulation de l'albédo et des ombrages provoqués par les structures
Verticaux bifaciaux	- 30% à + 20%	La différence provient de la simulation de l'albédo et de la comparaison avec une centrale conventionnelle de même surface ou de même puissance, de la latitude utilisée pour la modélisation de l'ensoleillement et de la prise ou non des pertes par ombrages
Tracker un axe E-O	+5 % à + 10 %	Le rendement dépend de la position géographique et des conditions météorologiques, il y a donc un écart entre le sud et le nord de la France
Tracker un axe N-S	+ 5 %	La production est moindre que pour les trackers E-O mais pour un coût d'investissement équivalent
Tracker deux axes	+ 30 %	Cet important gain de production ne permet à priori pas de compenser le surcoût de ce type d'installation en France

Tableau 3 : Gains de production réalisables avec différents types d'installations

Les résultats du Tableau 3 pourront être comparés avec les valeurs de productible déterminées dans la partie 4.

Il ressort que la littérature sur le sujet est assez fournie, avec certaines études spécifiques prenant en compte tous les aspects d'une technologie et d'autres plus générales qui comparent différentes technologies sans cependant prendre en compte tous les paramètres qui affectent le productible et le coût. Notamment, c'est le sujet du coût qui est moins abordé que celui du productible et il est rarement abordé dans des études prenant en compte le fonctionnement de toute une centrale. En général, les publications sur ce sujet se concentrent souvent sur le coût des modules et de la structure et le compare à un productible qui n'inclue pas les pertes par ombrages.

Parmi les installations étudiées, les installations fixes orientées est-ouest sont celles pour lesquelles la littérature est la moins abondante.

Enfin, la littérature mise en ligne par des fabricants de structures a permis d'obtenir certaines données concrètes sur des installations qui ne sont généralement pas prise en compte dans la littérature scientifique.

Ainsi, l'objectif de la suite de ce rapport est d'effectuer une comparaison entre les différents types d'installation en ayant recours à une méthodologie commune, là où chaque publication a sa propre méthodologie et ne l'applique qu'à l'installation conventionnelle et un autre type d'installation. Notamment, l'un des objectifs est de prendre en compte systématiquement les effets d'ombrage inter-rangées et d'analyser leur évolution pour tous les types d'installation. Enfin, effectuer les simulations dans deux départements différents permettra d'étudier l'influence d'un changement de latitude, souvent abordé dans la littérature, mais à l'échelle du territoire français.



## 3 ENQUETE AUPRES DES FOURNISSEURS

### 3.1 Modules photovoltaïques

Plusieurs fabricants de modules de divers horizons ont été consultés au 3<sup>ème</sup> trimestre 2021 afin de comparer les technologies disponibles et les prix. La localisation des sites de production ayant un impact significatif sur les prix, elles sont présentées ci-dessous d'après les informations disponibles :

Fabricant	Siège social	Région de fabrication
1	France	Cellules importées d'Asie, assemblage en France
2	Chine	USA, China, Malaisie
3	Canada	Canada, Chine, Indonésie, Vietnam Brésil
4	Chine	Chine
5	Chine	Chine
6	Chine	Chine, Malaisie, Vietnam
7	Chine	Chine

Tableau 4 : Information sur les fabricants consultés

#### 3.1.1 Monofaciaux

L'enquête réalisée auprès des fabricants a permis de mettre en lumière les informations suivantes sur le coût des modules photovoltaïques monofaciaux :

Fabricant	Puissance (W/m <sup>2</sup> )	Prix (€/Wc)
1	227	0,3
2	231	0,24
3	223	0,27
4	219	0,215
5	214	0,23
6	215	0,22

Tableau 5 : Prix des modules photovoltaïques monofaciaux

La moyenne du prix des modules monofaciaux est de 24,6 c€/kWc.

#### 3.1.2 Bifaciaux

L'enquête réalisée auprès des fabricants a permis de mettre en lumière les informations suivantes sur le coût des modules photovoltaïques bifaciaux :

Fabricant	Puissance (W/m <sup>2</sup> )	Prix (€/Wc)
2	231	0,245
3	223	0,28
4	216	0,225
5	216	0,24

6	214	0,225
7	226	0,26

Tableau 6 : Prix des modules photovoltaïques bifaciaux

La moyenne du prix des modules monofaciaux est de 24,8 c€/kWc. Comparée à la moyenne des prix des modules monofaciaux équivalent (c'est-à-dire sans prendre en compte les fabricants qui ne proposent pas de modèle bifacial), cela représente une augmentation du coût de 5,32%.

## 3.2 Structures

L'enquête réalisée auprès des fabricants a permis de mettre en lumière les informations suivantes sur le coût des structures (sans prendre en compte leur installation ni les fondations) de centrales photovoltaïques :

Fabricant	Type	Prix (€/kWc)
1	fixe	80
2	fixe	75
3	vertical	100
4	fixe	70
5	tracker	125
6	tracker	110
7	tracker	100
8	tracker	75
9	tracker	100

Tableau 7 : Prix des structures pour centrale PV pour différents types d'installation

Cela permet d'obtenir les prix moyens pour chaque installation :

Type d'installation	Prix (€/kWh)
FIXE	88
VERTICALE	100
TRACKER	102

Tableau 8 : Prix moyen des structures pour chaque type d'installation

Un coût pour des structures fixes orientées est-ouest n'a pas été obtenu. D'après les recherches effectuées dans les informations fournies par les fabricants, il ressort que les structures avec une orientation est-ouest sont moins chères que les structures orientées vers le sud. En effet, l'inclinaison plus faible réduit la prise au vent, les structures et leurs fondations peuvent donc être plus légères.

Les travaux d'installation (terrassement et fondations) sont estimés à 103 €/kWc (Next2Sun GmbH, 2020, p. 2). Ils seront ici supposés identiques pour toutes les installations fixes. Pour les installations avec système de suivi solaire, il sera considéré que les travaux d'installation présentent un surcoût de 5%.

La CRE prévoit que le coût combiné des structures fixes et de leur installation se situe entre 110 et 130 €/kWc pour les centrales au sols de grandes puissances (Commission de Régulation de l'Énergie, 2019).

### 3.3 Onduleurs et transformateurs

Les onduleurs et transformateurs sont estimés à 32 € par kWc (Next2Sun GmbH, 2020). La CRE prévoit un coût d'environ 50 €/kWc (Commission de Régulation de l'Énergie, 2019), prenant en compte le fait qu'un onduleur devra être changé tous les 10 ans environ. Ici, on considère un coût fixe pour toutes les installations. En réalité, plus le pic de production d'une installation est important, plus les onduleurs et transformateurs doivent être de grande capacité. Il y a donc une légère différence de dimensionnement en fonction de la puissance maximale produite. Ainsi, les installations est-ouest et verticales ont un investissement légèrement plus faible, tandis que les installations avec des suiveurs ont un investissement légèrement plus élevé. Cependant, compte tenu de la part faible de ce poste de dépense par rapport aux investissements totaux, cette différence est négligeable.

### 3.4 Travaux électriques

Les travaux électriques sont estimés à 38 €/kWc (Next2Sun GmbH, 2020), mais la CRE prévoit un coût entre 90 et 110 €/kWc.

### 3.5 Ingénierie du développement

L'ingénierie et le développement sont estimés à 41 €/kWc. Le raccordement est estimé à entre 71 et 84 €/kWc. Enfin, la CRE présente des dépenses annexes d'environ 74 €/kWc. (Commission de Régulation de l'Énergie, 2019)



## 4 RESULTATS



## 4.1 Productible

Les graphes suivants présentent les résultats du productible spécifique calculé pour chaque type d'installations. Sur un même graphe figurent les productibles pour les différents angles d'inclinaison et les différents espacement inter-rangées. Les résultats sont exprimés en MWh/MWc, de telle façon qu'ils ne sont pas dépendants de la taille du champ utilisé dans la simulation.

### 4.1.1 Orientation sud avec modules inclinés

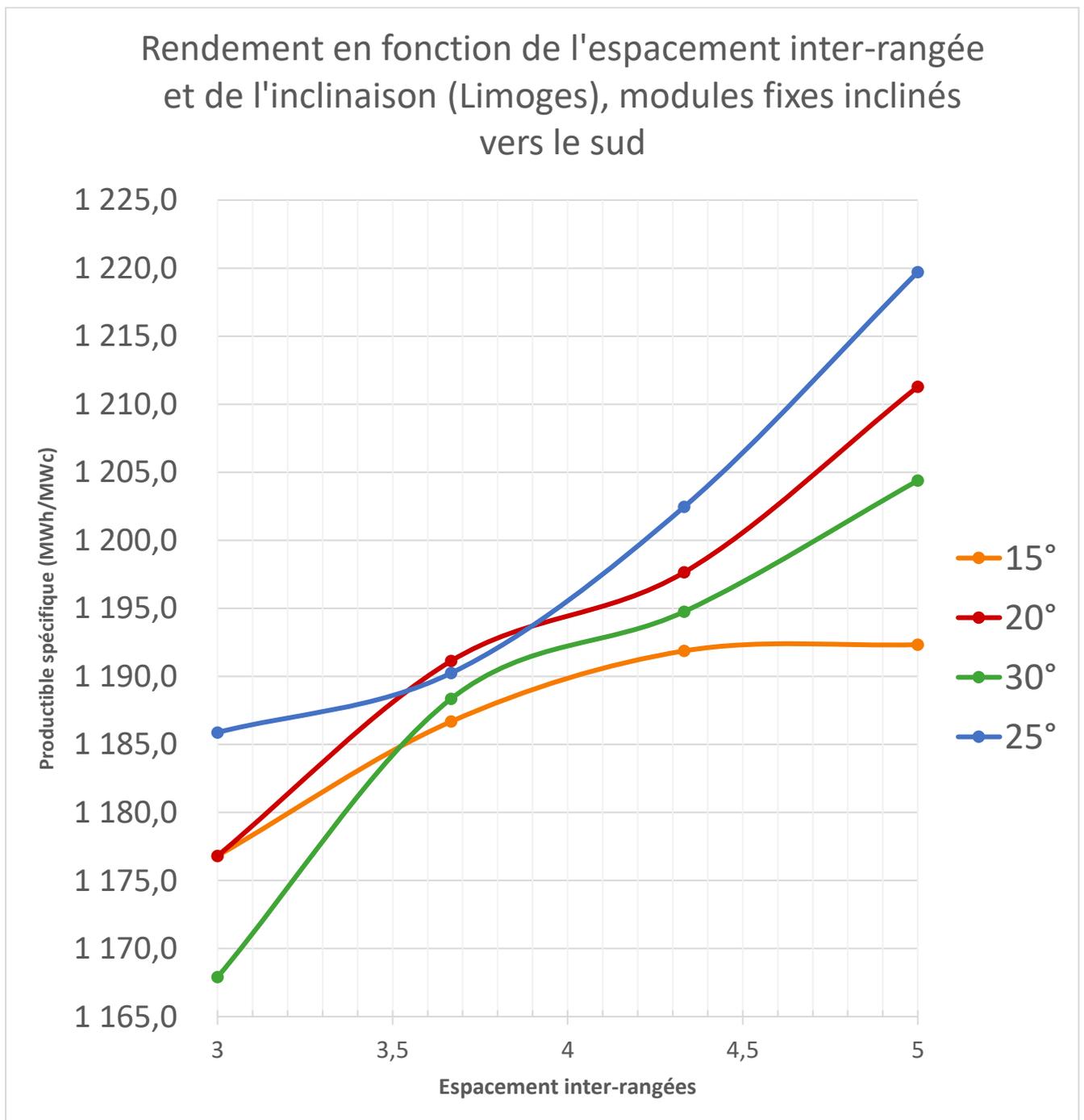


Figure 8 : productible spécifique pour des modules fixes orientés vers le sud à Limoges

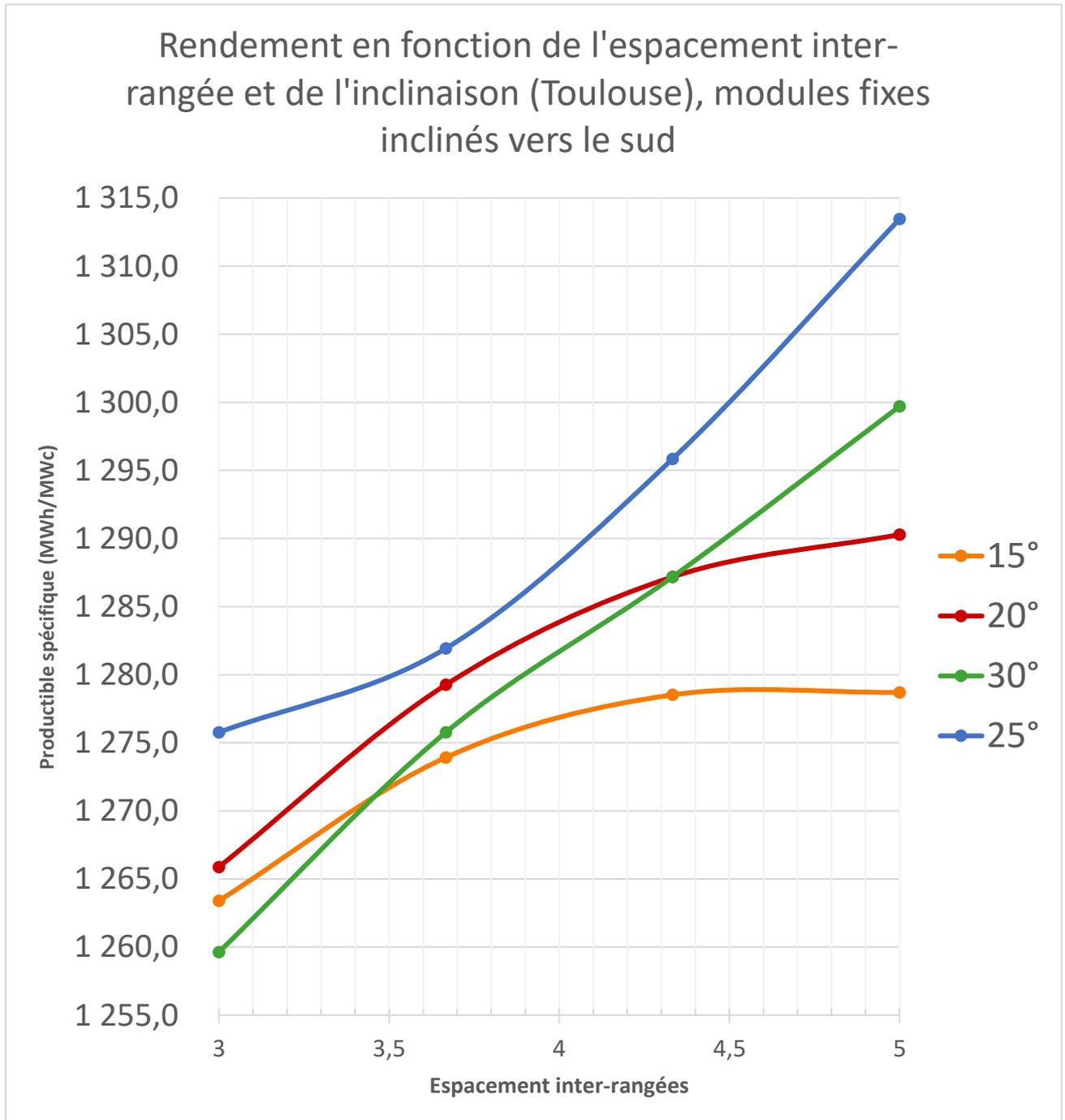


Figure 9 : Productible spécifique pour des modules orientés vers le sud à Toulouse

La Figure 8 et la Figure 9 permettent de tirer des premières conclusions pour les installations fixes orientées vers le sud. Plus l'espacement entre les rangées augmente, plus le productible augmente. Cela est dû au fait que les ombrages d'une rangée sur celle située directement derrière diminuent quand les rangées sont plus éloignées.

L'évolution du productible avec l'angle d'inclinaison des panneaux dépend de deux paramètres qui sont l'angle entre le rayonnement solaire et la surface des modules d'une part et les ombrages mutuels entre les rangées d'autre part. Plus les panneaux sont inclinés, plus l'irradiance directe sera proche de la

normale à la surface des modules, d'où une production plus importante. En effet, l'angle optimal d'alignement entre l'irradiance directe et la surface des modules est de 38° à Limoges et 37° à Toulouse (source : PVGIS). Cependant, les ombrages mutuels entre les rangées deviennent plus importants quand l'angle d'inclinaison augmente. L'interaction de ces deux phénomènes opposés conduit à l'évolution du productible observée sur la Figure 12 et la Figure 13. Quand l'angle d'inclinaison augmente de 15 à 25°, le productible augmente, ce qui signifie que le gain associé à un meilleur alignement avec l'irradiance directe est plus important que l'accroissement des pertes d'ombrages. Quand l'angle d'inclinaison augmente après 25°, le productible diminue, ce qui signifie que l'accroissement des pertes par ombrages est plus important que le gain de productible associé à un meilleur alignement avec le soleil. L'angle d'inclinaison optimale des modules se situe donc autour de 25° pour le site de Limoges comme pour celui de Toulouse.

Enfin, on constate que pour une configuration identique, la production à Toulouse est toujours supérieure à celle de Limoges. Cela est lié à l'irradiation plus importante en Haute-Garonne qu'en Haute-Vienne, ainsi que, dans une moindre mesure, à la latitude moins élevée de Toulouse, où le soleil est plus haut dans le ciel qu'à Limoges, ce qui réduit les pertes par ombrages mutuels.

L'inclinaison de 25° étant l'inclinaison optimale pour les modules, des simulations ont été faites afin d'analyser le gain de productible spécifique pour un espacement plus important de 6, 7 et 8 mètres. Ce gain correspondant à une diminution des pertes par ombrages, il est étudié dans le paragraphe dédié 4.2.

#### 4.1.2 Double orientation est-ouest avec modules inclinés

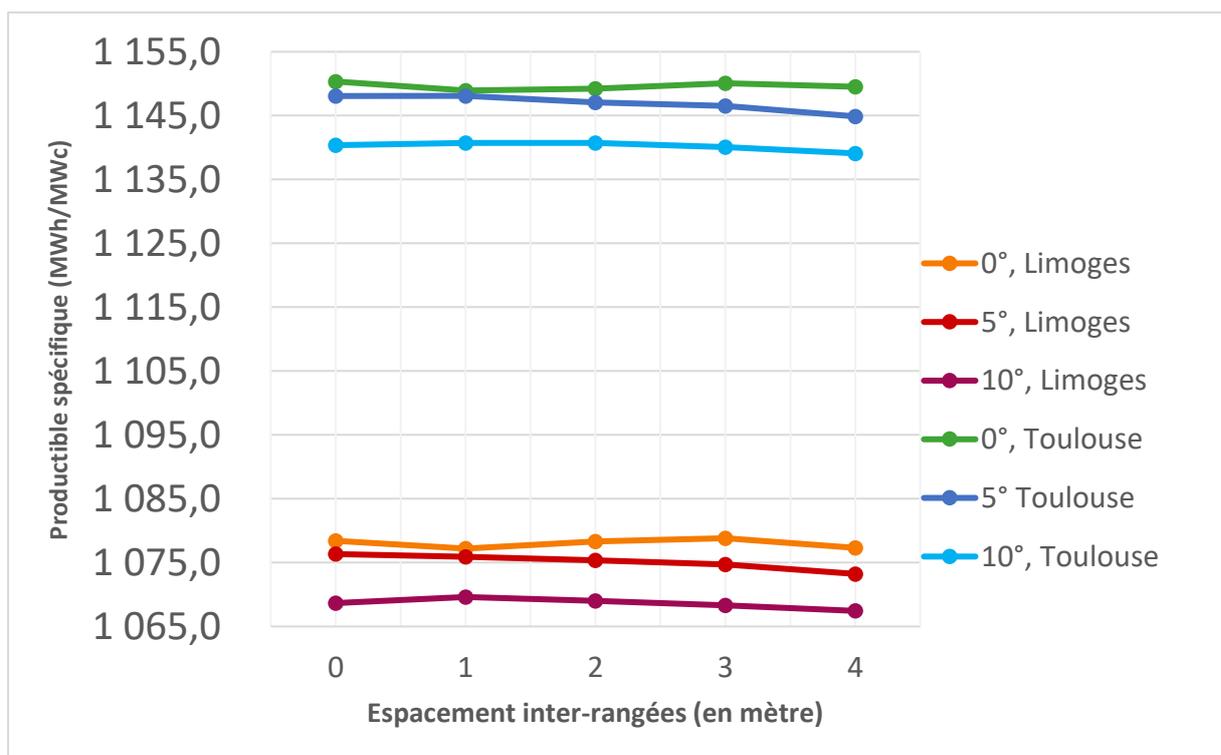


Figure 10 : Productible spécifique pour des modules fixes orientés est-ouest à Limoges et à Toulouse

On constate sur la Figure 10 que le productible varie peu avec l'espacement entre les rangées pour les installations à double orientation est-ouest. En effet, l'inclinaison des panneaux étant très faible, les

ombrages entre les rangées sont peu importants (0,4% de perte au maximum), le gain qu'il est possible de réaliser en écartant les rangées pour diminuer les ombrages est donc négligeable. On constate toutefois que le productible diminue avec l'augmentation de l'inclinaison à Limoges comme à Toulouse, ce qui est lié d'une part à l'augmentation des effets d'ombrage quand les tables sont plus inclinées et d'autre part à l'alignement plus faible avec le soleil en milieu de journée pour les tables inclinées par rapport aux tables horizontales. Enfin, la production est plus importante à Toulouse qu'à Limoges dans tous les cas.

Pour toutes les configurations est-ouest, le productible spécifique est inférieur à celui qu'on obtient pour une configuration orientée vers le sud.

### 4.1.3 Modules verticaux orientés est-ouest

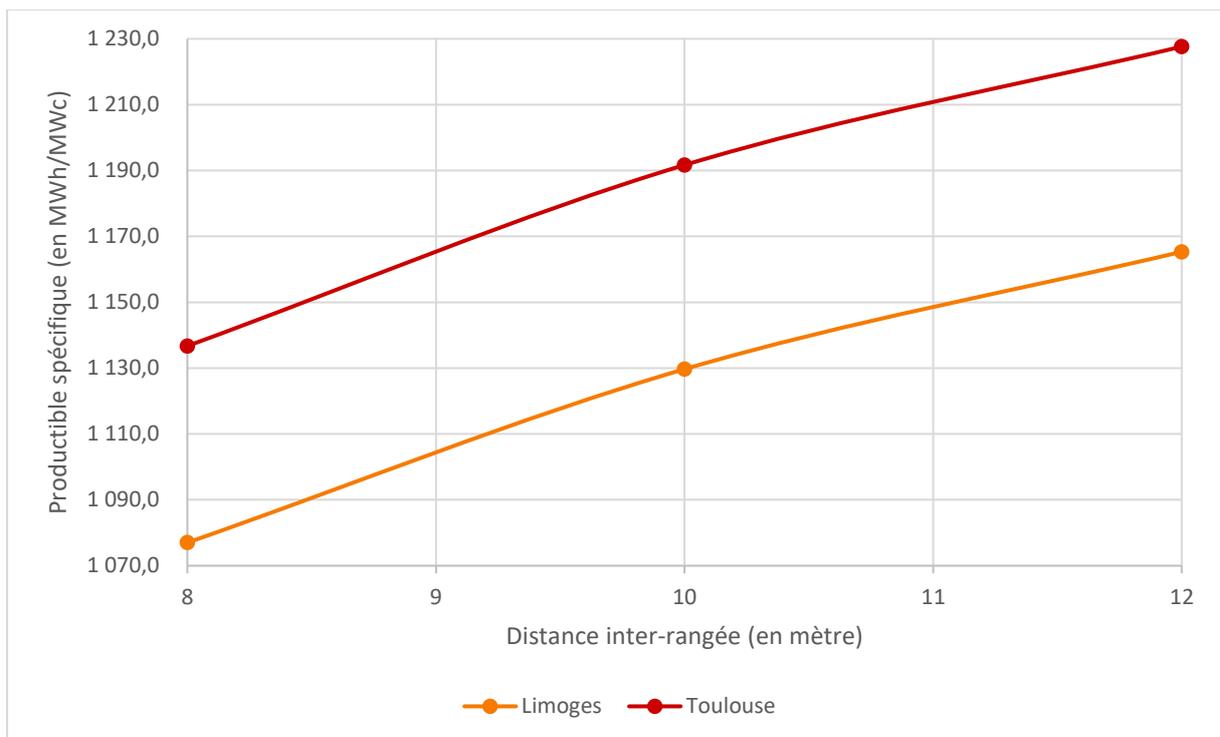


Figure 11 : Productible spécifique pour des modules fixes verticaux à Limoges et Toulouse

Les installations verticales sont les plus affectées par les ombres entre rangées, même avec des distances inter-rangées importantes (> 8m) comme le montre la Figure 11. On constate en effet que le productible spécifique augmente avec la distance inter-rangée, ce qui est caractéristique de la réduction des effets d'ombrages.

#### 4.1.4 Systèmes de suivi solaire à un axe

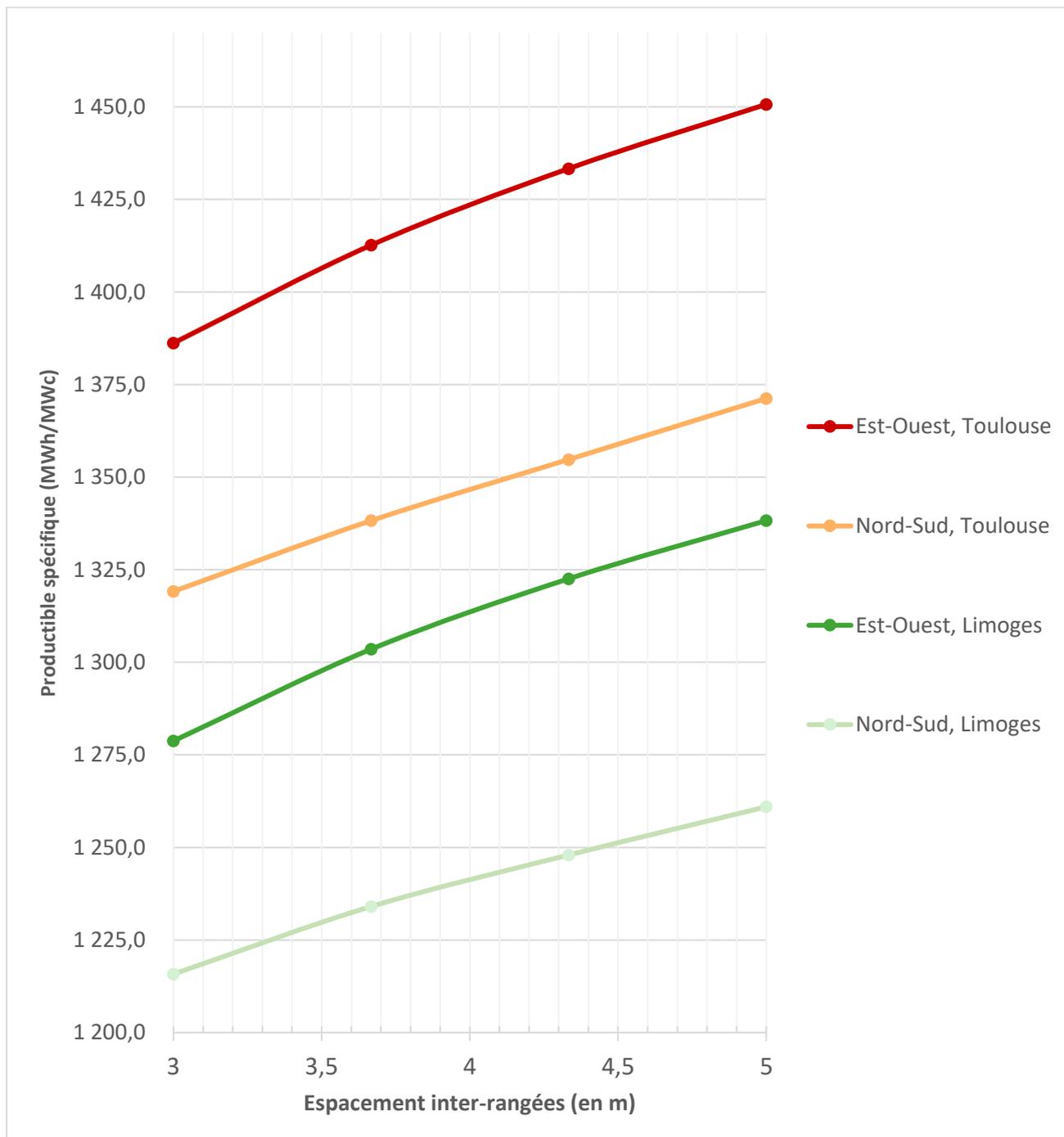


Figure 12 : Productible spécifique des installations avec système de suivi solaire

La Figure 12 permet de comparer d'une part le productible d'un système de suivi pour les sites de Limoges et de Toulouse, d'autre part le productible des deux systèmes de suivi entre eux.

Comme sur les figures précédentes, on constate que le productible est plus important à Toulouse qu'à Limoges et que pour les deux systèmes de suivi, celui-ci augmente quand la distance entre les rangées augmente.

De plus, la Figure 12 montre que, à Limoges comme à Toulouse, le suivi de la course du soleil d'est en ouest permet d'obtenir un productible plus important que le suivi de la variation de la hauteur du soleil au cours de l'année.

## 4.2 Analyse des résultats

### 4.2.1 Installation conventionnelle

Pour les panneaux fixes orientés vers le sud, des simulations ont été réalisées avec un espace inter-rangées important de 5 à 8 mètres. L'objectif est de déterminer l'espacement au-delà duquel les ombrages deviennent négligeables. Les Figure 8 et Figure 9 montrant que l'inclinaison avec le plus haut rendement est de 25°, cette dernière a été choisie pour réaliser ces simulations.

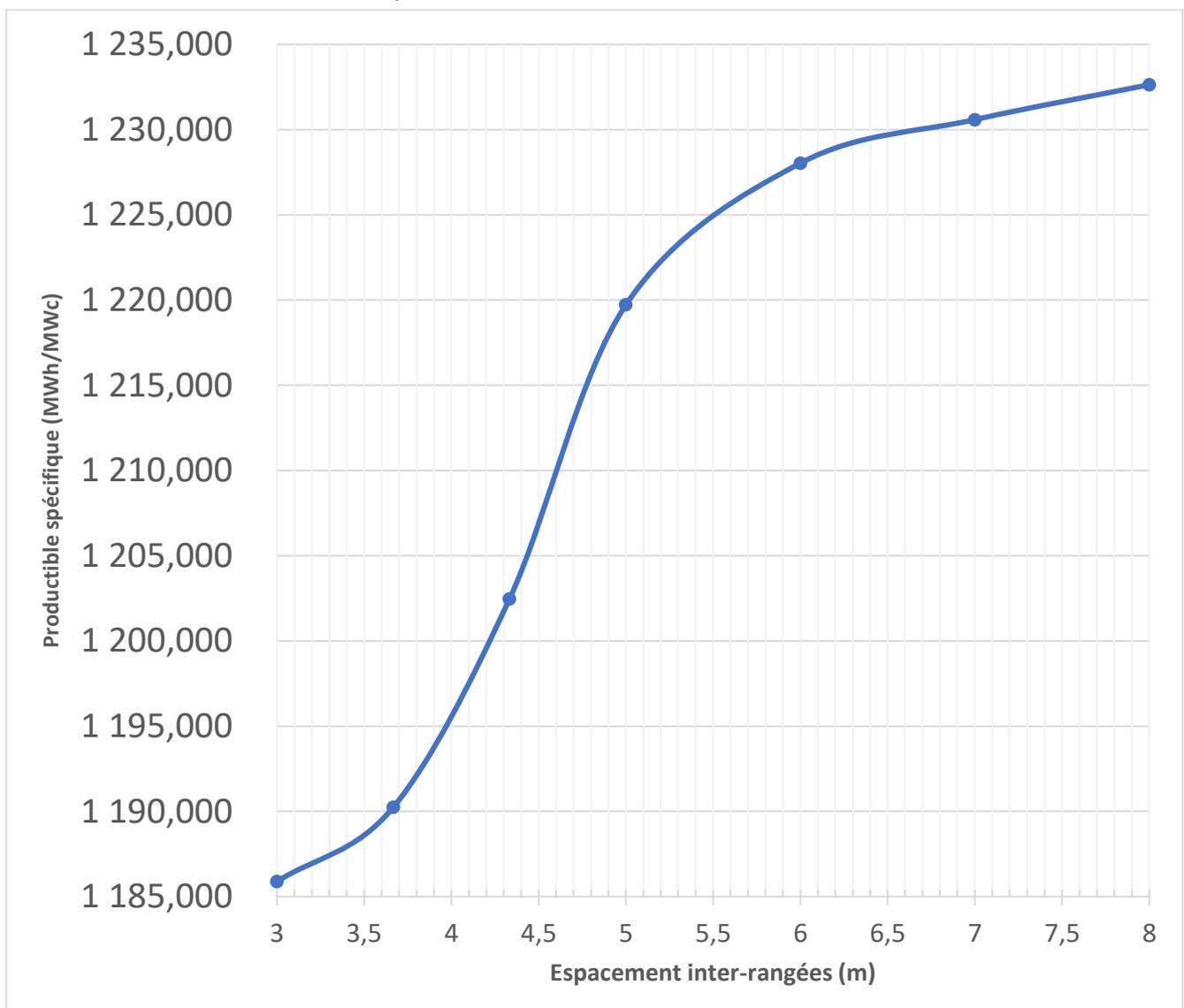


Figure 13 : productible spécifique pour des modules fixes orientés vers le sud avec une inclinaison de 25° à Limoges en fonction de l'écartement inter-rangées.

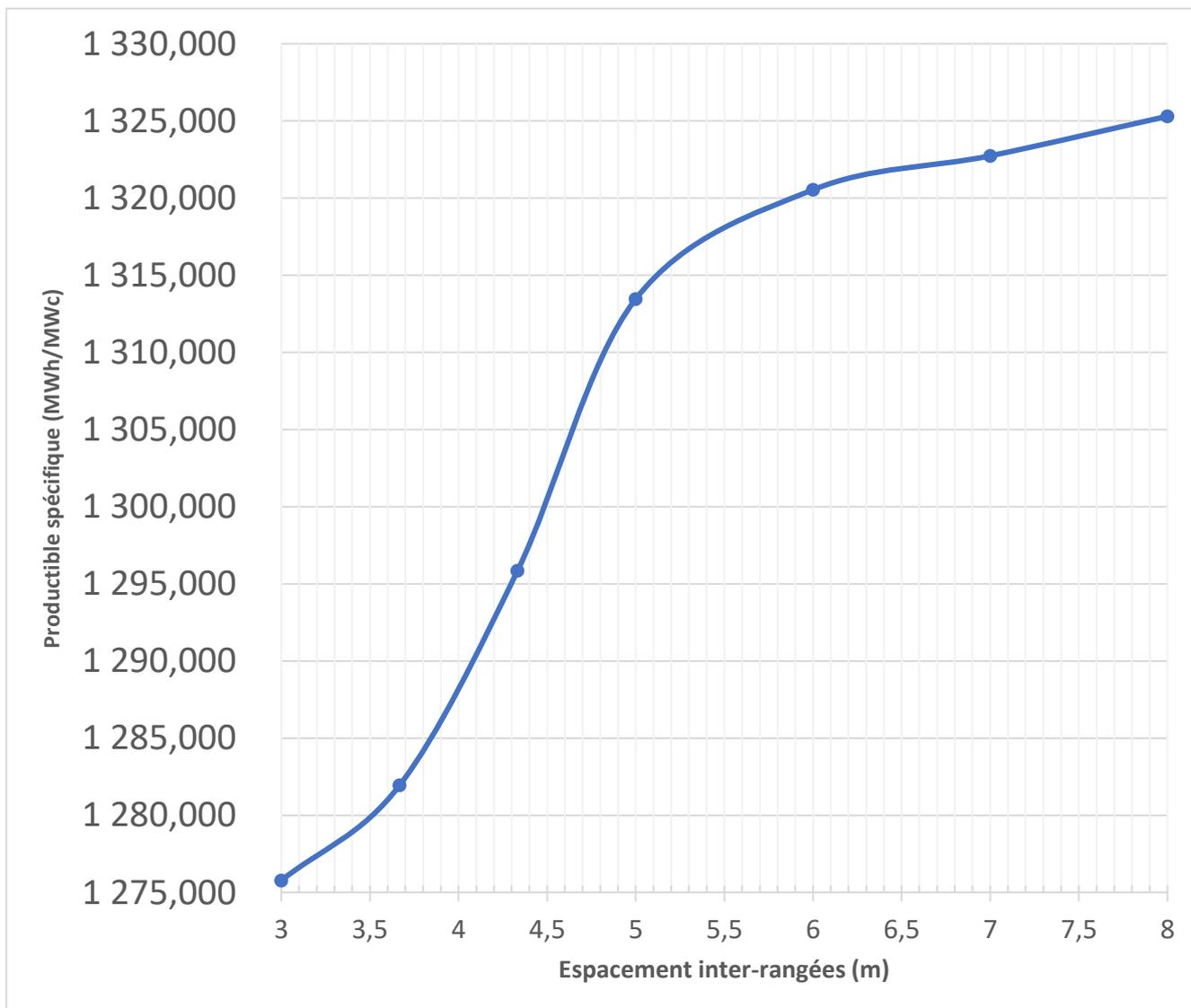


Figure 14 : productible spécifique pour des modules fixes orientés vers le sud avec une inclinaison de 25° à Toulouse en fonction de l'écartement inter-rangées.

On constate sur la Figure 13 et sur la Figure 14 que l'évolution du gain de productible spécifique avec l'espacement inter-rangée est similaire à Limoges et à Toulouse. Le productible augmente rapidement entre 3 et 4,5 mètres, puis atteint un point d'inflexion. Après 5 mètres, l'augmentation du productible spécifique est faible. En effet, pour ces valeurs, on atteint un espacement pour lequel les ombrages mutuels n'ont lieu que quand le soleil est très bas, c'est-à-dire des périodes pendant lesquelles la production est faible et donc pendant lesquelles les pertes par ombrages n'ont que peu d'impact sur la production journalière totale.

Inter-rangées	Puissance installée (MWc/ha)
3 m	1,341
3,66 m	1,222
4,33 m	1,122
5 m	1,039
6 m	0,977
7 m	0,900
8 m	0,827

Tableau 9 : Puissance installée par hectare pour une installation conventionnelle inclinée de 25° en fonction de l'espacement inter-rangées

Le Tableau 9 présente la puissance installée par hectare pour une installation conventionnelle inclinée de 25°. Cette puissance pourra être comparée avec celle des autres types d'installation afin de déterminer lesquels maximisent et minimisent la puissance installée sur une surface donnée.

#### 4.2.2 Installation double table est-ouest fixe

De façon générale, on constate que les installations est-ouest ont toutes une production spécifique moindre comparée à l'installation classique :

Inclinaison	0°	5°	10°
Limoges	-9,4%	-9,7%	-10,2%
Toulouse	-10,3%	-10,5%	-11,1%

Tableau 10 : Différence de productible spécifique entre des installations est-ouest à plusieurs inclinaisons et une installation orientée vers le sud inclinée de 25° avec un espacement inter-rangée de 3,5 mètres.

Cependant, comme leur productible ne dépend pas de l'écartement inter-rangées, ces installations permettent d'atteindre une occupation des sols très supérieure à tous les autres types d'installations. Le Tableau 11 montre notamment que pour des inclinaisons de 5 ou 10 degrés, la puissance installée pour une installation fixe est-ouest est supérieure d'environ 20% à celle installée pour une installation conventionnelle pour un même espacement inter-rangée de 3 mètres.

	0°	5°	10°
Espacement 1 : 0m	2,117	2,125	2,150
Espacement 2 : 1m	1,736	1,915	1,937
Espacement 3 : 2m	1,472	1,752	1,771
Espacement 4 : 3m	1,267	1,621	1,636
Espacement 5 : 4m	1,142	1,419	1,516

Tableau 11 : Puissance installée par hectare des installations fixes orientées est-ouest

### 4.2.3 Installation verticale

Pour les structures verticales, on constate que les ombrages sont encore très importants pour les espacements inter-rangées pris en compte :

Inter-rangées (mètre)	8	10	12
Limoges	16,62%	13,63%	11,48%
Toulouse	16,38%	13,56%	11,41%

Tableau 12 : Perte par ombrage pour les structures verticales à Limoges et à Toulouse, en pourcentage du productible total

La publication de Nussbaumer (Nussbaumer, 2015) prévoyait que les effets d'ombrages disparaissent au-delà de 10 mètres pour des rangées hautes de 2 mètres. Cela n'est cependant pas représentatif d'une centrale au sol réelle car la puissance installée par hectare serait trop faible. Ici, on voit que les ombrages sont encore significatifs à 12 mètres, avec des pertes d'entre 11 et 12 % à Limoges et à Toulouse. Avec un espacement inter-rangée supérieur, la puissance installée par hectare deviendrait trop faible. À titre de comparaison, les pertes par ombrage représentent 1% de la production pour une installation conventionnelle avec un inter-rangées de 8 mètres. Ce genre d'installation est donc pertinent pour de petits sites artificialisés (ancien centre enfouissement des déchets par exemple).

Ces pertes par ombrages, de même que le manque d'alignement perpendiculaire avec l'irradiance directe, expliquent la différence de production entre une centrale verticale et une centrale conventionnelle avec un espacement inter-rangées comparable (8 mètres) :

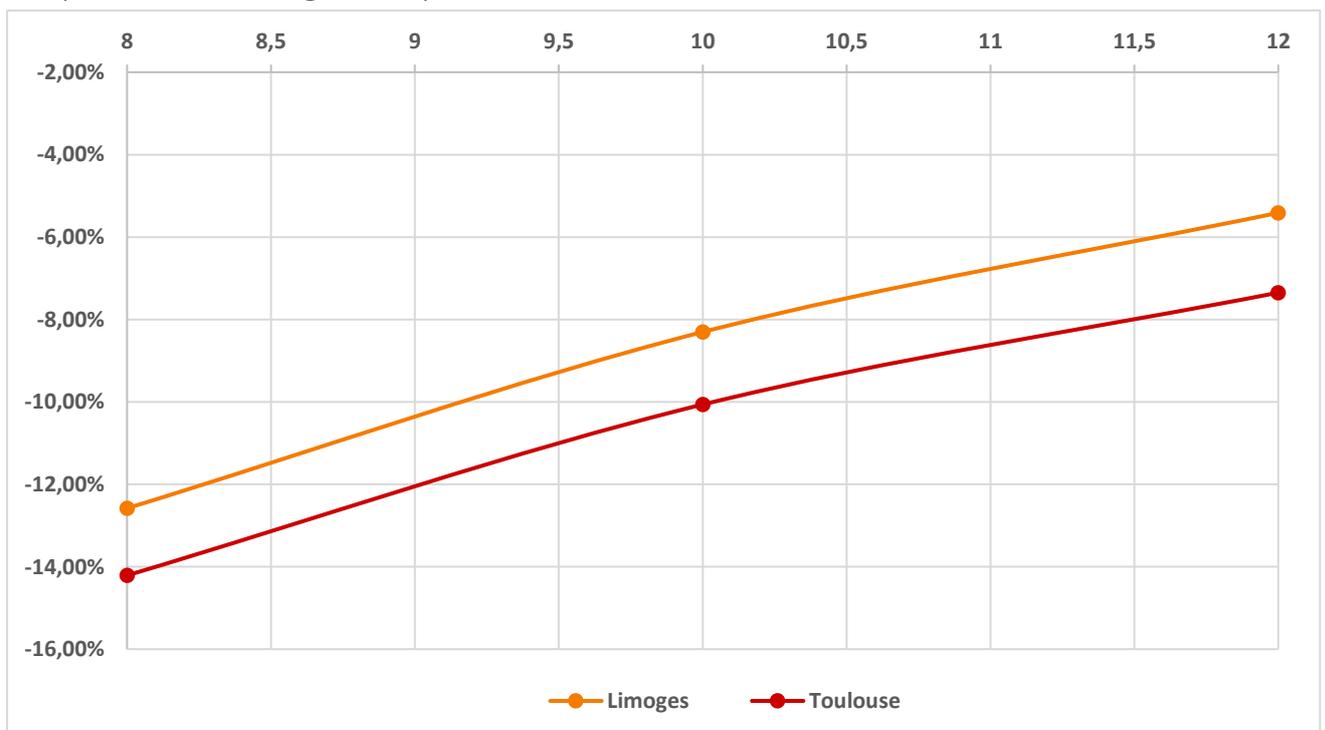


Figure 15 : Différence de productible des panneaux verticaux avec différents espacement avec des panneaux inclinés et orientés vers le sud espacés de 8 mètres.

On constate que la production d'une installation verticale est toujours inférieure à celle d'une installation conventionnelle, alors que la littérature prévoyait une production possiblement plus importante si l'espacement inter-rangées était suffisant. Cependant, la perte de production n'est pas aussi grande que le prévoyait certaines publications, ces pertes pouvant atteindre -30% (Khan *et al.*, 2019). Les pertes de production sont moins importantes à Limoges qu'à Toulouse. Cela est cohérent avec les résultats de la bibliographie, qui prévoient en effet que les installations verticales sont plus adaptées aux régions où l'ensoleillement direct est moindre. Il est pertinent de noter que, sur le logiciel PVSyst, la fonctionnalité permettant de quantifier les ombrages mutuels entre rangées n'est pas bien adapté pour les ombrages sur la face arrière des modules bifaciaux (source : PVSyst). Pour les installations verticales, où la production de la face arrière représente une part importante de la production totale, les résultats de simulations sur PVSyst présentent donc des incertitudes plus importantes que pour les autres types d'installation.

On constate sur le Tableau 13 que les installations verticales ont la puissance installée la plus faible de tous les types d'installations étudiés. Cela présente un avantage et un inconvénient. La verticalité permet d'avoir une emprise sur le sol pratiquement nulle (environ 1%), ce qui résout une grande partie des problèmes de concurrence pour l'utilisation des sols agricoles. L'inconvénient est que la puissance installée par hectare est nécessairement très faible avec ce type d'installation, ce qui est un désavantage pour tous les projets pour lesquels il n'est pas absolument nécessaire de maintenir un espacement inter-rangée important. Notamment, pour une même inter-rangée de 8 mètres, la puissance installée avec des modules verticaux est inférieure de 35% à celle installée avec une installation conventionnelle.

Espacement	Puissance installée
8	0,539 MWc/ha
10	0,433 MWc/ha
12	0,367 MWc/ha

Tableau 13 : Occupation des sols et puissance installée pour des installations verticales de différents écartement

#### 4.2.4 Installation monofaciale avec suiveur solaire à un axe

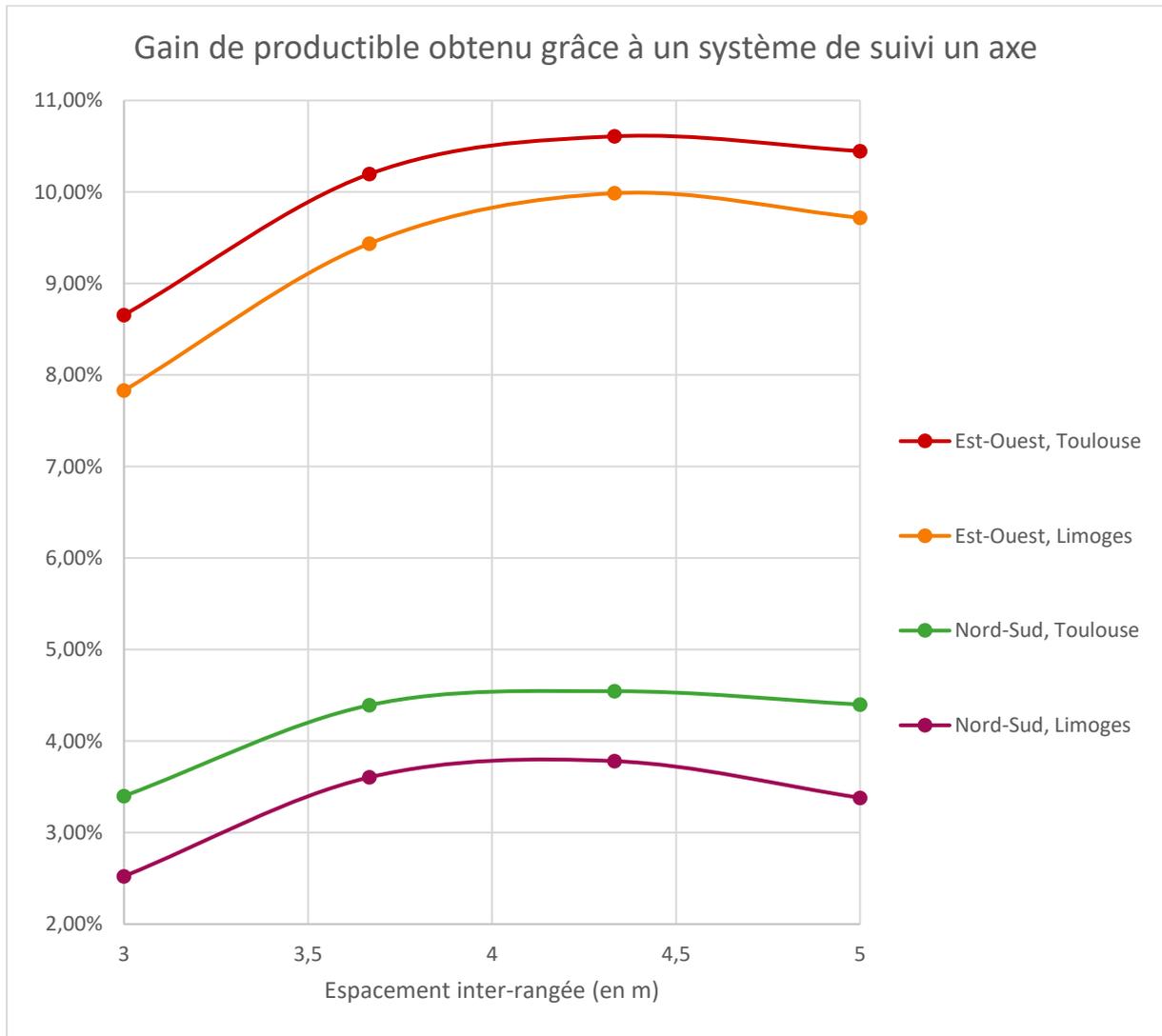


Figure 16 : Gain de productible des systèmes de suiveurs par rapport à une installation fixe orientées au sud et inclinées de 25°

On constate sur la Figure 16 que les systèmes de suivi solaire d'est en ouest permettent de réaliser un gain deux fois plus important que les systèmes de suivi de la hauteur du soleil (suivi nord-sud). De plus, pour des installations identiques, les systèmes de suivi permettent de réaliser un gain plus important à Toulouse qu'à Limoges. Pour un espacement inter-rangée classique de 3,5 mètres, l'utilisation d'un système de suivi permet de réaliser des gains à Toulouse et à Limoges de respectivement :

- 9,9% et 9,1% pour un système de suivi est-ouest
- 4,2% et 3,4% pour un système de suivi nord-sud

Ainsi, les chances qu'un projet photovoltaïque avec système de suivi soit rentable sont plus importantes plus le projet est situé dans le sud (comme Toulouse) par rapport à un projet similaire situé plus au nord (en ex-Limousin par exemple).

Ces résultats sont cohérents avec ce qui ressort de l'étude bibliographique, le gain de production est même supérieur à ce qui était prévu par certaines publications (Patel *et al.*, 2021). La modélisation de Patel

et. al n'utilisait pas la technologie de backtracking et avait été réalisée dans divers pays (Suède, États-Unis, Émirats Arabes Unis et Australie) mais pas en France, ce qui peut expliquer cette différence de résultat.



# 5 COMPARAISON ENTRE LE PRODUCTIBLE ET LE COÛT

Afin de déterminer si un type d'installation est viable financièrement, il est possible de confronter les résultats sur sa production aux estimations de coût du chapitre 3. En sommant le coût de tous les éléments décrits au chapitre 3, il est possible de déterminer un coût d'investissement nécessaire par kWc pour chaque type d'installation.

Pour un type d'installation, il a été considéré que le coût reste le même quel que soit l'espacement inter-rangée. La seule différence de coût pour un même type d'installation provient donc de l'utilisation de modules monofaciaux ou bifaciaux. Les coûts exprimés ne représentent pas le coût total réel, plusieurs éléments au coût fixe et relativement commun à tout type d'installation n'ayant pas été pris en compte (frais de raccordement, frais d'ingénierie et de développement, coûts d'exploitation, loyer du terrain).

Ainsi, le coût d'investissement par kWc pour chaque type d'installation est le suivant :

Installation	Type de modules	Prix (€/kWc)
Fixe sud	Monofaciaux	522
Fixe sud	Bifaciaux	526
Fixe est-ouest	Monofaciaux	507
Verticale	Bifaciaux	530
Suiveur	Monofaciaux	580
Suiveur	Bifaciaux	584

Tableau 14 : Coût d'investissement de chaque type d'installation

Installation	Type de modules	Différence du kWc par rapport à l'installation conventionnelle
Fixe sud	Bifaciaux	0,77%
Fixe est-ouest	Monofaciaux	-2,87%
Verticale	Bifaciaux	1,53%
Suiveur	Monofaciaux	11,11%
Suiveur	Bifaciaux	11,88%

Tableau 15 : Différence du coût d'investissement entre chaque type d'installation et l'installation conventionnelle (i.e., monofaciale fixe orientée vers le sud)

En premier lieu, on constate que la différence de coût entre l'utilisation de modules bifaciaux et monofaciaux a un faible impact économique sur l'ensemble : elle est de 0,78% pour les installations classiques et de 0,69% pour les installations avec systèmes de suivi. D'après la revue bibliographique, le gain de production attendu grâce à l'utilisation de modules bifaciaux est d'entre 5 et 10%. Il semble donc très avantageux, du point de vue de la rentabilité et de la production, d'utiliser des modules bifaciaux plutôt que des modules monofaciaux.

Le Tableau 14 fait apparaître que les installations les moins chères et les plus chères sont respectivement les installations fixes orientées est-ouest et les installations avec système de suivi. Comme il s'agit des installations qui produisent respectivement le moins et le plus d'énergie, il sera nécessaire de voir si ces différences de prix sont compensées ou pas par les différences de production. L'installation verticale est plus chère que l'installation conventionnelle et il est prévu qu'elle produise moins que cette dernière. Il apparaît donc que la rentabilité de cette installation sera nécessairement inférieure à celle de l'installation conventionnelle.

En divisant par l'énergie totale produite par la centrale sur sa durée de vie, on obtient le coût de revient moyen du kWh (hors charge d'exploitation). Ici, on suppose que les centrales ont une durée de vie de 20 ans.

L'installation conventionnelle étant la plus répandue, il s'agit du type d'installation envisagé par défaut lors de la conception d'une centrale photovoltaïque au sol. Si une installation a un coût de revient du kWh inférieur à celui de l'installation conventionnelle, alors celle-ci peut être économiquement viable.

	Inclinaison :	15°	20°	25°	30°
	Inter-rangées				
Limoges	3 m	2,216	2,216	2,199	2,233
	3,67 m	2,197	2,189	2,191	2,194
	4,33m	2,188	2,177	2,168	2,182
	5m	2,187	2,153	2,138	2,165
	6m			2,123	
	7m			2,119	
	8m			2,115	
Toulouse	3 m	2,064	2,060	2,044	2,070
	3,67 m	2,047	2,038	2,034	2,044
	4,33 m	2,039	2,026	2,012	2,026
	5 m	2,039	2,021	1,985	2,006
	6 m			1,975	
	7 m			1,971	
	8 m			1,967	

Tableau 16 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations fixes orientées vers le sud

Le Tableau 16, le Tableau 20 et le Tableau 22 (cf. annexe 8.2) contiennent les prix de revient estimés du kWh pour les différents types d'installation avec des modules monofaciaux. Pour une même installation, le prix de revient diminue si la production augmente, on obtient donc toujours un prix inférieur quand l'ensoleillement est plus important (à Toulouse en Occitanie par exemple), quand l'inclinaison est optimale et quand l'espace inter-rangées augmente.

Ainsi, le Tableau 16 montre qu'avec les paramètres pris en compte dans la présente étude, pour l'installation conventionnelle, le kWh le moins chère est produit avec une inclinaison de 25° et avec un

espacement inter-rangées maximal. Cependant, l'accroissement des pertes en ligne et du coût des liaisons électriques dus à l'augmentation de l'inter-rangées n'ayant pas été pris en compte, ce résultat est à nuancer. De plus, le coût de revient à Toulouse est toujours inférieur à celui de Limoges.

Le Tableau 20 révèle que, pour les installations orientées est-ouest, le coût de revient du kWh est toujours supérieur à celui des installations conventionnelles. Comme cela a été abordé au paragraphe 4.2.2, la production de ce type d'installation ne dépend que très peu de l'inter-rangées, aussi le coût de revient ne varie-t-il que peu en fonction de l'inter-rangées pour une même inclinaison.

Le Tableau 17 montre la différence du coût de revient du kWh entre une installation conventionnelle et chaque inclinaison des installations est-ouest :

Inclinaison	0°	5°	10°
Limoges	+8,1 %	+8,4 %	+9,1 %
Toulouse	+9,2 %	+9,4 %	+10,1 %

Tableau 17 : Coût de revient du kWh d'une installation est-ouest par rapport à celui d'une installation conventionnelle (avec une inclinaison de 25° et un inter-rangée de 3,67 mètres) à Limoges et à Toulouse

On constate que le surcoût, entre 8 et 10 %, est assez important. Le gain par kWc réalisé à l'investissement n'est donc pas suffisant pour compenser la perte de production de l'orientation est-ouest. Le système de suivi est-ouest est donc moins rentable que l'installation conventionnelle. Le système de suivi nord-sud produisant moins que le système est-ouest, il sera lui aussi moins rentable. Ces conclusions pourraient être amenées à évoluer dans le cas où une tarification dynamique pouvait être appliquée, susceptible de permettre de mieux valoriser les kWh produits le matin et le soir.

Les installations verticales sont celles pour lesquelles le coût de revient est le plus important. Le Tableau 18 permet de comparer le coût de revient avec celui des installations conventionnelles.

Inter-rangées	Limoges	Toulouse
8 m	+15,2 %	+17,5 %
10 m	+9,8 %	+12,2 %
12 m	+6,5 %	+8,8 %

Tableau 18 : Coût de revient du kWh d'une installation verticale par rapport à celui d'une installation conventionnelle (avec une inclinaison de 25° et un inter-rangée de 3,67 mètres) à Limoges et à Toulouse

On constate que le surcoût est très important pour un inter-rangées de 8 mètres, environ 15 % à Limoges et 18 % à Toulouse. Cependant, ce surcoût diminue rapidement avec l'augmentation de l'inter-rangée, pour atteindre 7 % à Limoges et 9 % à Toulouse. Ces résultats confirment les informations présentées dans la revue bibliographique. Premièrement, les installations verticales sont plus adaptées aux régions avec un ensoleillement direct plus faible (Nussbaumer, 2015), ce qui est confirmé par le surcoût plus faible à Limoges qu'à Toulouse. Ensuite, la forte diminution du surcoût quand l'inter-rangées augmente de 8 à 12 mètres confirme qu'un espacement important est un élément clé pour la viabilité d'une installation verticale.

Il semble donc qu'une installation verticale sera toujours moins rentable qu'une installation conventionnelle, mais que si un espacement inter-rangée très important est nécessaire (comme dans le cas de l'agrivoltaïsme) cela augmentera la rentabilité de ce type d'installation, surtout dans une région où l'ensoleillement direct est peu important.

Le Tableau 19 présente la différence du coût de revient du kWh entre les installations conventionnelles et les systèmes de suivi, pour une même occupation des sols.

	Inter-rangée	Suivi est-ouest	Suivi nord-sud
Limoges	3 m	1,3%	6,5%
	3,67 m	-0,3%	5,4%
	4,33 m	-0,7%	5,3%
	5 m	-0,4%	5,7%
Toulouse	3 m	0,5%	5,6%
	3,67 m	-0,9%	4,6%
	4,33 m	-1,2%	4,5%
	5 m	-1,1%	4,6%

Tableau 19 : Coût de revient du kWh d'une installation avec système de suivi solaire par rapport à celui d'une installation conventionnelle de même inter-rangée (avec une inclinaison de 25°) à Limoges et à Toulouse

On constate que si le suivi nord-sud est toujours moins rentable que l'installation conventionnelle, ce n'est pas le cas du suivi est-ouest, qui a une rentabilité équivalente. Pour ce type de suivi, la rentabilité augmente quand l'espace inter-rangée augmente. Ainsi, si l'installation conventionnelle est plus rentable quand l'inter-rangée est faible, le système de suivi est-ouest devient plus rentable à partir d'un écartement inter-rangée de 4,33 mètres à Limoges et 3,6 mètres à Toulouse. De plus, on constate que le système de suivi est plus rentable à Toulouse qu'à Limoges.

La différence de rentabilité entre les deux types d'installations est cependant toujours assez faible (1% ou moins).



## 6 LIMITES ET PERSPECTIVES

## 6.1 Limites et perspectives

Certaines limites ressortent cependant de ce rapport. En premier lieu, les études de productible ont été réalisées avec le logiciel PVsyst et sont donc soumises à des incertitudes liées aux données météorologiques et à la modélisation des pertes et des pertes par ombrages (ENCIS Environnement, 2020). Elles ne traduisent pas une production dans des conditions parfaitement réelles.

Du sondage auprès des constructeurs ressort que les prévisions sur le coût des différentes technologies sont incertaines. D'une part, l'augmentation rapide du coût des matières premières et de l'énergie depuis 2021 rend difficile les prévisions. Ensuite, l'évolution rapide des technologies et la vitesse de développement du secteur influencera les coûts de production des structures et des modules, ce qui pourrait rendre certaines technologies plus ou moins rentables à l'avenir. Enfin, l'augmentation très importante des coûts du transport international depuis fin 2020, qui sont susceptibles de revenir à leur niveau historique dans les années à venir, viennent ajouter à l'imprécision des prévisions des coûts.

De plus, on note une certaine réticence des fournisseurs de structures et des installateurs à délivrer des informations commerciales dans le cas d'une demande qui n'est pas pour un projet abouti.

Pour l'étude du coût du kWh produit, le coût du terrain n'a pas été pris en compte dans la présente étude. Celui-ci pourrait cependant affecter les résultats en exerçant une influence sur l'occupation des sols qui conduit au coût du kWh le plus faible. Notamment, tous les types d'installation (sauf les installations fixes est-ouest) produisent plus quand l'inter-rangées augmente, il peut donc sembler que l'augmentation de l'inter-rangées conduit automatiquement à une baisse du coût de production du kWh, puisque la puissance installée par hectare n'a pas d'influence sur le coût. En réalité, l'espace occupé ayant un coût, il est généralement intéressant de limiter l'inter-rangées pour équilibrer le productible spécifique et la puissance installée par hectare. De plus, augmenter la puissance installée par hectare permet de faire des économies d'échelles. Ainsi, il est nécessaire de vérifier au cas par cas pour chaque projet réel si la perte de production due à la diminution de l'inter-rangée n'est pas compensée par d'autres avantages.

De plus, seuls les coûts fixes ont été pris en compte dans cette étude. Dans la réalité, l'exploitation d'une centrale photovoltaïque s'accompagne de coûts opérationnels, qui prennent en compte les frais d'entretien, le nettoyage des modules et la maintenance des pièces défectueuses. Ces coûts sont différents pour chaque type d'installation (ex : moins de nettoyage pour les installations verticales, plus de maintenance pour les systèmes de suivi solaire). Cela a un impact sur le prix de revient du kWh, il serait donc nécessaire de prendre en compte ces coûts opérationnels afin de faire une comparaison correcte de la rentabilité de chaque installation. De plus, les frais de raccordement, de distance des liaisons électriques selon l'espacement des rangées, de loyer et les coûts de développement n'ont pas été pris en compte.

Enfin, l'étude se limite à la comparaison des différentes technologies du point de vue de leur production et rentabilité et ne conclue pas de l'impact de ces technologies et de la comptabilité effective

avec d'autres activités sur le sol. Notamment, une installation photovoltaïque peut être rentable et laisser de l'espace disponible pour une activité agricole mais ne pas laisser une part suffisante de l'irradiance atteindre le sol pour qu'une activité agricole soit possible. Ces considérations sont au-delà de la présente étude et pourront être explorées dans un projet différent.

Les installations de suivi avec des modules bifaciaux représentent une perspective intéressante qui n'a pas été modélisée dans cette étude, le gain de rentabilité des modules bifaciaux pourrait en effet permettre de faire gagner en rentabilité les installations avec système de suivi.

L'installation verticale semble la moins rentable, mais le fait que les pics de production ont lieu le matin et le soir permet de vendre l'électricité produite plus chère sur le marché européen de l'électricité. Cela représente un léger avantage pour ce type d'installation, bien que rien ne garantisse que cela permet de la rendre rentable. Un projet portant sur l'étude de la rentabilité d'une installation photovoltaïque en fonction de la bifacialité des modules utilisés représente une perspective intéressante.

Enfin, étudier les autres paramètres qui ont une influence sur le rendement d'une installation, tel que la topographie ou le dimensionnement des onduleurs permettrait de mieux connaître l'impact de ces paramètres sur la rentabilité d'une centrale photovoltaïque.

## 6.2 Conclusion

Les centrales photovoltaïques au sol représentent une solution prometteuse pour produire de l'électricité décarbonée à grande échelle. La présente étude a permis d'éclairer certains aspects sur les différentes technologies et types de centrales photovoltaïques au sol.

La littérature sur le sujet est suffisamment abondante pour avoir pu en extraire des informations sur différentes technologies telles que les modules bifaciaux, les structures fixes conventionnelles, est-ouest ou verticales et les structures de suivi solaire. Cette revue bibliographique a notamment permis d'identifier les avantages et les inconvénients de chaque technologie du point de vue de l'installation, des coûts et de la production.

Une enquête auprès des constructeurs a permis d'obtenir des informations sur le coût des différents éléments nécessaires à la construction d'une centrale au sol. L'étude des coûts publiée par la Commission de régulation de l'énergie a servi à pallier le manque d'information sur certains coûts.

La confrontation des résultats de simulation du productible, de la bibliographie et de l'enquête sur le coût a permis de comparer la rentabilité attendue pour chaque type d'installation. Il ressort que l'utilisation de panneaux bifaciaux permet d'améliorer la rentabilité d'un projet. De plus, les installations avec système de suivi deviennent plus rentables que les installations conventionnelles à partir d'une certaine valeur pour l'inter-rangée. Cependant, les autres types d'installations non conventionnelles (verticales et suivi nord-sud) se révèlent être moins rentable que l'installation conventionnelle. L'installation verticale est cependant une technologie récente, dont le développement devrait entraîner une baisse du coût à l'avenir. Il est donc probable que la rentabilité de ce type d'installation évolue rapidement à l'avenir.



## 7 BIBLIOGRAPHIE - ILLUSTRATIONS

## 7.1 Bibliographie

- Appelbaum, J. (2016) 'Bifacial photovoltaic panels field', *Renewable Energy*, 85, pp. 338–343. doi:10.1016/j.renene.2015.06.050.
- Ayala Pelaez, S. *et al.* (2019) 'Model and Validation of Single-Axis Tracking With Bifacial PV', *IEEE Journal of photovoltaics*, 9(3), pp. 715–721.
- Commission de Régulation de l'Énergie (2019) 'Coûts et rentabilités du grand photovoltaïque en métropole continentale'.
- David, M. *et al.* (2020) 'Analyse de la concurrence entre les parcs photovoltaïques au sol et les autres usages des sols ; Focus sur les solutions de l'agrivoltaïsme'.
- ENCIS Environnement (2020) 'Programme de recherche n°17 : Optimiser l'estimation des modélisations de production d'électricité de centrales photovoltaïques'.
- Fathabadi, H. (2016) 'Novel high accurate sensorless dual-axis solar tracking system controlled by maximum power point tracking unit of photovoltaic systems', *Applied Energy*, 173, pp. 448–459. doi:10.1016/j.apenergy.2016.03.109.
- Hoffmann, F.M. *et al.* (2018) 'Monthly profile analysis based on a two-axis solar tracker proposal for photovoltaic panels', *Renewable Energy*, 115, pp. 750–759. doi:10.1016/j.renene.2017.08.079.
- Huld, T., Šúri, M. and Dunlop, E.D. (2008) 'Comparison of potential solar electricity output from fixed-inclined and two-axis tracking photovoltaic modules in Europe', *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, 16(1), pp. 47–59. doi:10.1002/pip.773.
- Khan, M.R. *et al.* (2017) 'Vertical bifacial solar farms: Physics, design, and global optimization', *Applied Energy*, 206, pp. 240–248. doi:10.1016/j.apenergy.2017.08.042.
- Khan, M.R. *et al.* (2019) 'Ground sculpting to enhance energy yield of vertical bifacial solar farms', *Applied Energy*, 241, pp. 592–598. doi:10.1016/j.apenergy.2019.01.168.
- Le Briquer, F. (2020) 'Agrivoltaïsme et panneaux bifaciaux – analyse du productible et de l'occupation des sols en fonction des solutions techniques proposées sur le marché'.
- Moradi, H., Abtahi, A. and Messenger, R. (2016) 'Annual performance comparison between tracking and fixed photovoltaic arrays', in *2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). 2016 IEEE 43rd Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, pp. 3179–3183. doi:10.1109/PVSC.2016.7750252.
- Next2Sun GmbH (2020) 'Our Agro-Photovoltaic Concept ; Higher Yields ; Supporting feed-in profiles', *Our concept*. Available at: <https://www.next2sun.de/en/our-concept/> (Accessed: 15 September 2021).
- Nussbaumer, H. (2015) 'PV installations based on vertically mounted bifacial modules evaluation of energy and shading effect', in *31st European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition*, Hamburg, Germany.
- Patel, M.T. *et al.* (2019) 'A worldwide cost-based design and optimization of tilted bifacial solar farms', *Applied Energy*, 247, pp. 467–479. doi:10.1016/j.apenergy.2019.03.150.

Patel, M.T. *et al.* (2021) 'Global analysis of next-generation utility-scale PV: Tracking bifacial solar farms', *Applied Energy*, 290, p. 116478. doi:10.1016/j.apenergy.2021.116478.

Riaz, M.H. *et al.* (2020) *Module Technology for Agrivoltaics: Vertical Bifacial vs. Tilted Monofacial Farms*.

Rodríguez-Gallegos, C.D. *et al.* (2020) 'Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems', *Joule*, 4(7), pp. 1514–1541. doi:10.1016/j.joule.2020.05.005.

Rodríguez-Gallegos, C.D. *et al.* (2020) 'Global Techno-Economic Performance of Bifacial and Tracking Photovoltaic Systems', *Joule*, 4, pp. 1514–1541. doi:https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.05.005.

Schletter Solar GmbH (2021) 'Système de suivi; fiche produit'. Available at: <https://schletter-group.com/download/tracking-system/?lang=fr&wpdmdl=4262&refresh=6176a70911ba31635165961>.

STInorland (2021) 'Horizontal Single Axis Tracker; Technical Data'. Available at: [https://www.stinorland.com/sites/default/files/sti\\_norland\\_-\\_data\\_sheet\\_sti\\_h1250\\_1.pdf](https://www.stinorland.com/sites/default/files/sti_norland_-_data_sheet_sti_h1250_1.pdf).

Stocker, L. (2018) 'Five key considerations for east-west solar design', *PV Tech*, 12 March. Available at: <https://www.pv-tech.org/five-key-considerations-for-east-west-solar-design/> (Accessed: 22 October 2021).

Sun, X. *et al.* (2018) 'Optimization and performance of bifacial solar modules: A global perspective', *Applied Energy*, 212, pp. 1601–1610. doi:10.1016/j.apenergy.2017.12.041.

Velik, R. (2014) 'East-South-West Orientation of PV Systems and Neighbourhood Energy Exchange to Maximize Local Photovoltaics Energy Consumption', p. 5.

## 7.2 Illustrations

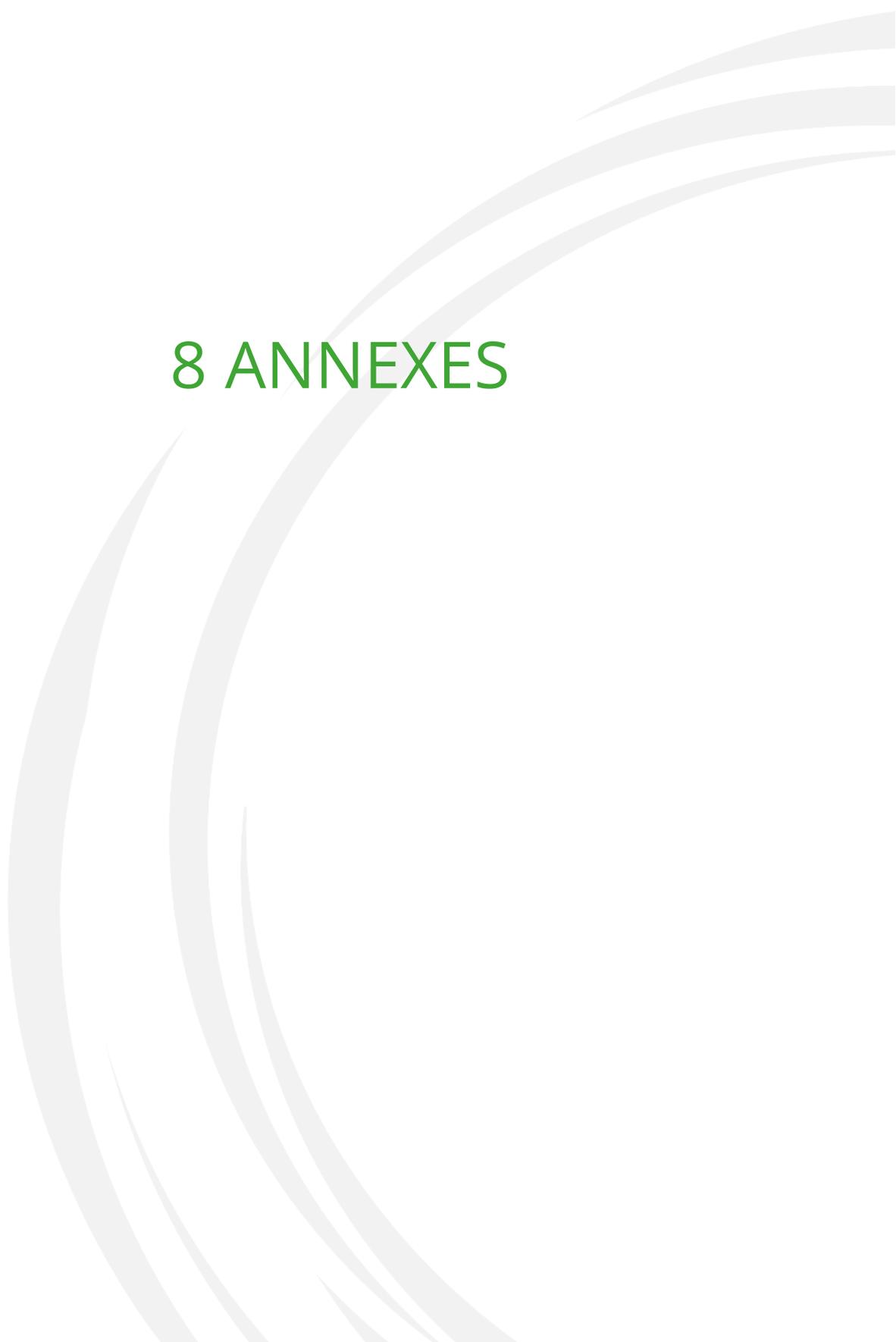
Figure 1 : Puissance délivrée par deux centrales de 1 kWc, avec une installation conventionnelle et avec une installation est-ouest.....	19
Figure 2 : Différences d'occupation du sol entre des tables orientées au sud et des tables est-ouest (Source : géoportail).....	20
Figure 3 : Profil de production en fonction du temps au cours d'une journée d'une centrale photovoltaïque verticale (en orange) comparé à celui d'une centrale conventionnelle (en beige) (Next2Sun GmbH, 2020, p. 2). .....	21
Figure 4 : Profil de production en fonction du temps d'une centrale photovoltaïque verticale (en orange) comparé à celui d'une centrale conventionnelle (en bleu) et à l'évolution des coûts de l'électricité sur le marché européen au cours de la journée (en gris) (Next2Sun GmbH, 2020, p. 2). .....	22
Figure 5 : Production de différentes technologies de panneaux en fonction de la distance entre les rangées (Nussbaumer, 2015). .....	23
Figure 6 : Rendement d'installations conventionnelles et verticales en fonction du pas des installations (Riaz et al., 2020). .....	24
Figure 7. Espacement optimal des rangées (Patel et al., 2021) .....	29
Figure 8 : productible spécifique pour des modules fixes orientés vers le sud à Limoges .....	39
Figure 9 : Productible spécifique pour des modules orientés vers le sud à Toulouse.....	40
Figure 10 : Productible spécifique pour des modules fixes orientés est-ouest à Limoges et à Toulouse.....	41

Figure 11 : Productible spécifique pour des modules fixes verticaux à Limoges et Toulouse .....	42
Figure 12 : Productible spécifique des installations avec système de suivi solaire .....	43
Figure 13 : productible spécifique pour des modules fixes orientés vers le sud avec une inclinaison de 25° à Limoges en fonction de l'écartement inter-rangées.....	44
Figure 14 : productible spécifique pour des modules fixes orientés vers le sud avec une inclinaison de 25° à Toulouse en fonction de l'écartement inter-rangées. ....	45
Figure 15 : Différence de productible des panneaux verticaux avec différents espacement avec des panneaux inclinés et orientés vers le sud espacé de 8 mètres.....	47
Figure 16 : Gain de productible des systèmes de suiveurs par rapport à une installation fixe orientées au sud et inclinées de 25° .....	49
Figure 16: Différence de production entre un système de suivi est-ouest et une installation conventionnelle avec des modules bifaciaux (Rodriguez-Gallegos et al., 2020).....	66
Tableau 1 : Ordre de grandeur de l'albédo pour différents type de sols (Le Briquer, 2020) .....	13
Tableau 2 : onduleurs associés à chaque installation .....	15
Tableau 3 : Gains de production réalisables avec différents types d'installations .....	32
Tableau 4 : Information sur les fabricants consultés.....	35
Tableau 5 : Prix des modules photovoltaïques monofaciaux.....	35
Tableau 6 : Prix des modules photovoltaïques bifaciaux.....	36
Tableau 7 : Prix des structures pour centrale PV pour différents types d'installation.....	36
Tableau 8 : Prix moyen des structures pour chaque type d'installation.....	36
Tableau 9 : Puissance installée par hectare pour une installation conventionnelle inclinée de 25° en fonction de l'espacement inter-rangées .....	46
Tableau 10 : Différence de productible spécifique entre des installations est-ouest à plusieurs inclinaisons et une installation orientée vers le sud incliné de 25° avec un espacement inter-rangée de 3,5 mètres. ....	46
Tableau 11 : Puissance installée par hectare des installations fixes orientées est-ouest .....	46
Tableau 12 : Perte par ombrage pour les structures verticales à Limoges et à Toulouse, en pourcentage du productible total .....	47
Tableau 13 : Occupation des sols et puissance installée pour des installations verticales de différents écartement .....	48
Tableau 14 : Coût d'investissement de chaque type d'installation.....	52
Tableau 15 : Différence du coût d'investissement entre chaque type d'installation et l'installation conventionnelle (i.e., monofaciale fixe orientée vers le sud).....	52
Tableau 16 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations fixes orientées vers le sud.....	53
Tableau 17 : Coût de revient du kWh d'une installation est-ouest par rapport à celui d'une installation conventionnelle (avec une inclinaison de 25° et un inter-rangée de 3,67 mètres) à Limoges et à Toulouse	55
Tableau 18 : Coût de revient du kWh d'une installation verticale par rapport à celui d'une installation conventionnelle (avec une inclinaison de 25° et un inter-rangée de 3,67 mètres) à Limoges et à Toulouse	55

Tableau 19 : Coût de revient du kWh d'une installation avec système de suivi solaire par rapport à celui d'une installation conventionnelle de même inter-rangée (avec une inclinaison de 25°) à Limoges et à Toulouse .....	56
Tableau 20 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations fixes orientées est-ouest .....	67
Tableau 21 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations verticales .....	67
Tableau 22 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations avec système de suivi solaire .....	67
Photographie 1 : Parc solaire de Grateyrolles (Source : ENCIS Environnement) .....	17
Photographie 2 : Cestas, la plus grande centrale française (Source : Google Map et NEOEN).....	19
Photographie 3 : Installation photovoltaïque au sol avec des panneaux verticaux (Next2Sun) .....	21
Photographie 4 : Trackers à deux axes SOLON et FEINA (Source : ENCIS Environnement) .....	27
Photographie 5 : Trackers à un axe horizontal (Source : Exosun – Arcelor Mital) .....	28
Schéma 1: Table de modules PV pour une installation fixe orientée vers le sud (vue de dessus).....	10
Schéma 2 : Double table de modules PV orientée vers l'est et l'ouest (vue de dessus) .....	11
Schéma 3 : Table verticale de modules PV (vue de face).....	11
Schéma 4 : Champ de suiveurs est-ouest .....	12
Schéma 5 : Champ de suiveurs nord-sud.....	12
Schéma 6 : Chaînes de modules sur une table de modules PV .....	15
Schéma 7 : Suiveurs avec leurs axes de rotation (axe nord-sud à gauche ; axe est-ouest à droite) (Source : BrownDogGadgets, Solar Choice).....	26
Schéma 8 : Illustration d'un suiveur est-ouest avec un axe incliné (Source : Solar Choice Pty, Ltd, 2010) ....	29



# 8 ANNEXES



## 8.1 Différences de production entre un système de suivi est-ouest et une installation conventionnelle

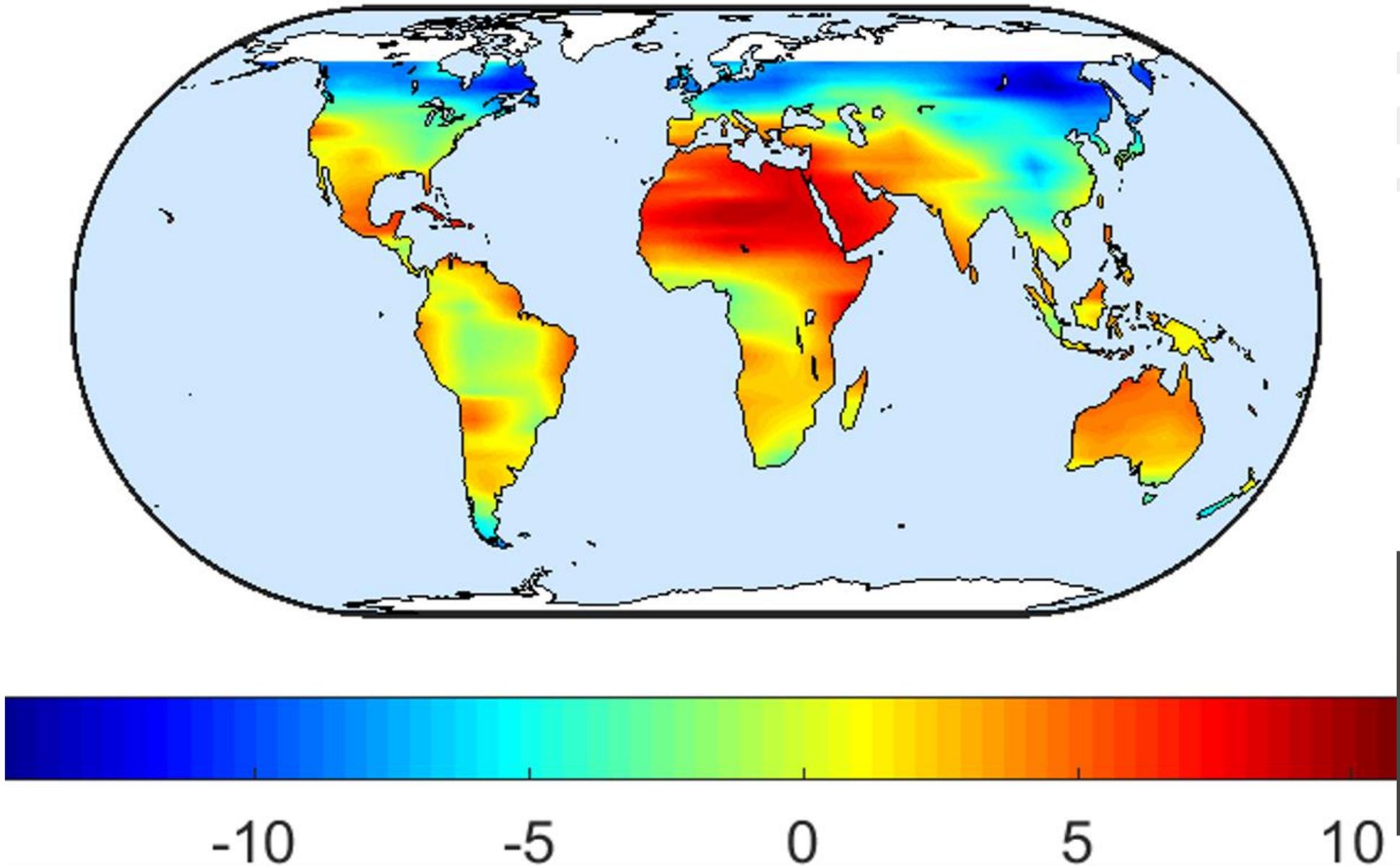


Figure 17: Différence de production entre un système de suivi est-ouest et une installation conventionnelle avec des modules bifaciaux (Rodriguez-Gallegos et al., 2020)

## 8.2 Coûts du kWh des différents types d'installation non-conventionnelle étudiées

	Inter-rangées	0°	5°	10°
Limoges	0 m	2,349	2,353	2,370
	1 m	2,351	2,354	2,368
	2 m	2,349	2,355	2,369
	3 m	2,348	2,357	2,371
	4 m	2,351	2,360	2,373
Toulouse	0 m	2,202	2,206	2,221
	1 m	2,205	2,206	2,221
	2 m	2,204	2,208	2,221
	3 m	2,202	2,209	2,222
	4 m	2,204	2,212	2,224

Tableau 20 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations fixes orientées est-ouest

	Inter-rangées	Prix de revient du kWh (en €)
Limoges	8 m	2,440
	10 m	2,327
	12 m	2,255
Toulouse	8 m	2,312
	10 m	2,206
	12 m	2,141

Tableau 21 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations verticales

	Inter-rangées	Suivi est-ouest	Suivi nord-sud
Limoges	3 m	2,235	2,350
	3,67 m	2,192	2,316
	4,33 m	2,161	2,290
	5 m	2,135	2,266
Toulouse	3 m	2,061	2,166
	3,67 m	2,023	2,135
	4,33 m	1,994	2,109
	5 m	1,970	2,084

Tableau 22 : Prix de revient en c€ du kWh pour les installations avec système de suivi solaire