



HAL
open science

Modélisation d'une installation photovoltaïque avec réflecteurs en vue de l'intégration dans un réseau intelligent

Christine Abdel Nour

► **To cite this version:**

Christine Abdel Nour. Modélisation d'une installation photovoltaïque avec réflecteurs en vue de l'intégration dans un réseau intelligent. Energie électrique. Université Paris-Saclay, 2020. Français. NNT : 2020UPASS146 . tel-03014229

HAL Id: tel-03014229

<https://theses.hal.science/tel-03014229>

Submitted on 19 Nov 2020

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

Modélisation d'une installation photovoltaïque avec réflecteurs en vue de l'intégration dans un réseau intelligent

Thèse de doctorat de l'université Paris-Saclay

École doctorale n°575, electrical, optical, bio: physics and engineering, EOB

Spécialité de doctorat : Génie électrique

Unité de recherche : Université Paris-Saclay, CentraleSupélec, CNRS, Laboratoire de
Génie Electrique et Electronique de Paris, 91192, Gif-sur-Yvette, France

Référent : Faculté des sciences d'Orsay

**Thèse présentée et soutenue à Gif-sur-Yvette, le 27 août
2020, par**

Christine ABDEL NOUR

Composition du Jury

Demba DIALLO

Professeur, Université Paris-Saclay

Président du jury

Daniel LINCOT

Directeur de recherche, CNRS

Rapporteur
& Examineur

Philippe BLANC

Professeur, MINES ParisTech

Rapporteur
& Examineur

Marie-Christine DULUC

Maîtresse de conférences – HDR, CNAM

Examinatrice

Daniel SUCHET

Professeur assistant, Ecole Polytechnique

Examineur

Anne MIGAN

Professeure, Université Paris-Saclay

Examinatrice

Jordi BADOSA

Ingénieur de recherche – PhD, Ecole Polytechnique

Examineur

Claude MARCHAND

Professeur, Université Paris-Saclay

Directeur de thèse

Vincent BOURDIN

Ingénieur de recherche – PhD, CNRS

Invité

Tilda AKIKI

Professeure assistante, Université Saint-Esprit de Kaslik

Invitée

Je dédie ce manuscrit à ma mère Hiam

Remerciements

D'abord je tiens à remercier M. Daniel LINCOT, Directeur de recherche CNRS et M. Philippe BLANC, Professeur à Mines ParisTech, pour m'avoir fait l'honneur de rapporter sur mes travaux, pour leur apports scientifiques et leurs remarques précieuses qui ont enrichi les travaux de thèse. Au même titre, je remercie M. Demba DIELO, Mme Marie-Christine DULUC et M. Daniel SUCHET pour leur rôle d'examineur et l'intérêt qu'ils ont porté à mes travaux.

Je remercie mon directeur de thèse, M. Claude Marchand, directeur du laboratoire de génie électrique et électronique de Paris pour m'avoir accueillie au laboratoire. Je le remercie pour sa patience, son suivi, sa disponibilité et son support dans les moments critiques tout au long de la thèse.

Je remercie mes encadrants : Mme Anne Migan, M. Jordi Badosa et M. Vincent Bourdin pour leur grande pédagogie qui m'a permis de développer la mienne ; pour leurs conseils, leur suivi, leur disponibilité, et leur bonne humeur qui m'ont motivée et qui ont rendu ces années constructives et enrichissantes. Je les remercie également pour les heures qu'ils ont consacrées dans le montage et la réalisation de nos plateformes expérimentales dans une ambiance agréable et durant lesquelles j'ai gagné une expertise technique grâce à leur profonde érudition dans le domaine du photovoltaïque. Je remercie Mme Tilda Akiki d'avoir co-encadré ce travail de thèse. Son encouragement et son soutien m'ont permis de mener mes travaux dans les meilleures conditions.

J'adresse ma reconnaissance à toute la famille du GeePs notamment Mme Maya Hage-Hassan pour m'avoir donnée l'opportunité de travailler au GeePs, M. Olivier Hubert pour son assistance informatique au quotidien et l'équipe administrative : Nathalie, Sylvie, Léonor, Sévrine et Christine pour leur efficacité et leur gentillesse. Je remercie M. Philippe Dessante de l'école doctorale pour son suivi et sa disponibilité.

Je remercie la contribution des laboratoires LMD et LIMSI dans ces travaux de thèse. J'adresse un remerciement particulier à l'équipe du SIRT (Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique) du LMD pour les données de mesure qui ont été indispensables à ces travaux.

Merci à mes collègues, les doctorants aux pôles Energie et Phemadic qui ont rendu agréables mes années de thèse : Paul, Kelly, Teodor, Bogdan, Davi, Marine, Olivier, Mickael, Simon, Paul-Antoine, Eléonore, Juliette, Jean, Raphael, Manon, Filipe, Ferréol, Guillaume, Sleiman, Cyril, Anna, Hunju, Sandra et Nicolas. Une ligne à part bien méritée pour Kelly qui m'a accompagnée durant ces années au GeePs et dans nos activités hors du travail et avec qui j'ai noué une amitié qui durera. Sont associés également à ces remerciements mes amis qui ont toujours été là pour moi surtout Rachelle et Samer pour leur soutien, leur bonne humeur et les super moments passés ensemble.

Merci à Paul d'avoir été à mes côtés durant ces années de thèse et de m'avoir aidée à traverser les moments difficiles au cours de ce parcours.

Enfin, je remercie ma famille et surtout ma chère mère Hiam qui m'a toujours encouragée et qui m'a donnée son support pour surmonter les difficultés et viser toujours le meilleur.

Sommaire

Nomenclature	9
Chapitre 1. Introduction	12
1.1. Enjeux et motivation	13
1.2. Réflecteurs solaires : Des applications thermodynamiques, thermiques et photovoltaïques.....	18
1.3. Objectifs et plan du manuscrit.....	24
Références	29
Chapitre 2 : Calcul de l'irradiance du plan des modules (POA).....	33
2.1. Introduction.....	34
2.2. Composantes de l'éclairement solaire et leur modélisation	34
2.3. Equations du modèle analytique.....	36
2.3.1. Equations régissant l'irradiance POA en l'absence de miroir	38
2.3.2. Equations régissant l'irradiance POA _{Mir} en présence de miroirs.....	40
2.4. Plateforme expérimentale et validation du modèle	45
2.4.1. Présentation de la plateforme expérimentale pour les variables d'entrée	46
2.4.2. Validation du modèle pour une architecture PV classique, sans miroir	47
2.4.3. Validation du modèle pour une architecture PV-Réflecteurs	48
2.5. Conclusion.....	51
Références	52
Chapitre 3 : Optimisation géométrique de l'irradiance POA pour un système PV-réflecteurs	54
3.1. Introduction.....	55
3.2. Stratégie et paramètres d'optimisation	56
3.3. Optimisations pour le site de Palaiseau à partir d'un an de mesures au sol	58
3.3.1. Cas d'une installation PV classique	58
3.3.2. Cas d'une installation PV-réflecteur.....	59
3.4. Optimisation à partir de données satellitaires sur six sites de zones géographiques différentes	71
3.4.1. Angles θ_{tilt} et θ_R optimaux	71

3.4.2.	Gain en irradiation	79
3.5.	Conclusion.....	89
	Références	91
Chapitre 4 : Modélisation de la puissance électrique produite par un système PV-Réflecteur		93
4.1.	Introduction.....	94
4.2.	Fonction d'efficacité relative pour le calcul du rayonnement effectif.....	94
4.3.	Modèle de conversion photo-électrique.....	96
4.3.1.	Données d'entrée.....	97
4.3.2.	Module photovoltaïque.....	97
4.3.3.	Généralités sur le Maximum Power Point Tracking.....	100
4.3.4.	Modèle P&O implémenté	102
4.4.	Plateforme expérimentale	105
4.5.	Validation du modèle	107
4.5.1.	Validation du modèle sous conditions d'irradiance uniforme.....	107
4.5.2.	Validation du modèle sous conditions d'irradiance non-uniforme.....	111
4.6.	Conclusion.....	117
	Références	119
Chapitre 5 : Développement d'une installation PV-réflecteurs complète et application des méthodes		122
5.1.	Introduction.....	123
5.2.	Description du système expérimental GeePSunSite.....	123
5.2.1.	Installation PV.....	126
5.2.2.	Installation des réflecteurs plans.....	129
5.3.	Résultats sur la modélisation de l'irradiance POA et de la puissance PV	130
5.3.1.	Modélisation en absence de réflecteur	132
5.3.2.	Modélisation en présence des réflecteurs	136
5.6.	Conclusion.....	162
	Références	164
Conclusion générale et perspectives		165

Liste des figures.....	172
Liste des tableaux.....	177
Annexe 4.1 Influence de l'angle d'incidence sur le rendement des modules PV.....	178
Annexe 5.1 Description des équipements utilisés	189
Annexe 5.2 Campagne de mesure pour sélectionner les modules PV.....	201
Annexe 5.3 Campagne d'intercomparaison des capteurs d'irradiance.....	204
Annexe 5.4 Étude de réflectivité de plusieurs types de réflecteurs	211
Annexe 5.5 Évaluation des performances du système PV sans réflecteurs : étude de cas.....	216
Annexe 5.6 Résultats complémentaires	221

Nomenclature

- AOI : Angle d'incidence du rayonnement direct par rapport à la normale au plan du module PV(°)
- $AOI_{R,PV}$: Angle d'incidence du rayonnement réfléchi des miroirs sur le module PV (°)
- AOI_R : Angle d'incidence du rayonnement direct par rapport à la normale au plan du réflecteur(°)
- BHI : Rayonnement direct dans le plan horizontal (Beam Horizontal Irradiance) (W/m^2)
- BNI : Rayonnement direct dans le plan normal (Beam Normal Irradiance) (W/m^2)
- AC : Courant alternatif
- DC : Courant continu
- CPV : Concentrateurs photovoltaïques
- DHI : Rayonnement diffus dans le plan horizontal (Diffuse Horizontal Irradiance) (W/m^2)
- BRI : Rayonnement direct réfléchi par les miroirs (Direct reflected beam irradiance) (W/m^2)
- DRI : Rayonnement diffus réfléchi par les miroirs (Diffuse reflected solar radiation) (W/m^2)
- E : Irradiation solaire journalière ($Wh/m^2/jour$)
- G : Gain en irradiation POA ou en génération PV (%)
- G_A : Gain annuel (%)
- G_M : Gain mensuel (%)
- GHI : Rayonnement horizontal global (Global Horizontal Irradiance) (W/m^2)
- GSR : Rayonnement solaire réfléchi par le sol sur le module PV (Ground reflected incident solar radiation) (W/m^2)
- I_{sc} : Courant court-circuit (A)
- $I_{sc, stc}$: Courant court-circuit sous conditions stc (A)
- I_{MPP} : Courant PV au point de puissance maximale (maximum power point) (A)
- L_{PV} : Longueur du module PV (m)
- L_R : Longueur du réflecteur (m)
- L_{se} : Longueur sur-éclairée du module PV (m)
- MAE : Erreur absolue moyenne (Mean absolute error)
- MBE : Biais moyen (Mean bias error)
- Mir : Miroirs
- MPP : Point de fonctionnement en puissance maximale (Maximum power point)
- $MPPT$: Système de suivi du point de fonctionnement en puissance maximale (Maximum power point tracking)

- P_{MPP} : Puissance maximale récupérée au point MPPT (W)
- POA : Plan du module PV en absence de réflecteur plan (irradiance ou irradiation POA)
- POA_{Mir} : Plan du module PV en présence de réflecteur plan (irradiance ou irradiation POA_{Mir})
- ρ_R : Réflectivité des miroirs
- $RMAE$: Erreur absolue moyenne relative à la moyenne (Relative mean absolute error)
- $RMBE$: Biais moyen relatif à la moyenne (Relative mean bias error)
- T : Température du module PV (°C)
- V_{oc} : Tension circuit ouvert (V)
- $V_{oc, stc}$: Tension circuit ouvert sous conditions stc (V)
- VF_{PV_R} : Facteur de forme réflecteur/module PV
- $VF_{R_{PV}}$: Facteur de forme module PV/réflecteur
- V_{MPP} : Tension aux bornes du module PV au point de puissance maximale
- θ_a : Angle azimuth solaire (°)
- $\theta_{a, array}$: Angle azimuth du module PV(°)
- θ_{el} : Angle d'élévation solaire (°)
- $\theta_{PV,R}$: Angle entre les plan du module PV et celui du réflecteur plan (°)
- θ_R : Angle d'inclinaison du réflecteur par rapport au plan horizontal (°)
- θ_{tilt} : Angle d'inclinaison du module PV par rapport au plan horizontal (°)
- θ_Z : Angle zénithal solaire (°)
- ρ_g : Réflectivité du sol (albedo)
- ΔG : La différence de gain issue d'une procédure d'optimisation (%)

Chapitre 1. Introduction

Table des matières

1.1.	Enjeux et motivation	13
1.2.	Réflecteurs solaires : Des applications thermodynamiques, thermiques et photovoltaïques.....	18
1.3.	Objectifs et plan du manuscrit.....	24
	Références.....	29

1.1. Enjeux et motivation

Les émissions de gaz à effet de serre représentent une préoccupation majeure de nos sociétés aujourd'hui. Les émissions liées aux combustibles fossiles sont effectivement les facteurs principaux contribuant à ce problème (50% des émissions de CO₂ dont 35% pour la production d'électricité [1]). Ainsi, la substitution de ces ressources par des sources d'énergie bas carbone est un enjeu majeur occupant l'intérêt des gouvernements au niveau mondial.

Dans un de ses discours en 1979, l'ancien président américain Jimmy Carter a dit : « L'exploitation de l'énergie solaire contribue à enrichir nos vies alors que nous nous éloignons de notre dépendance paralysante vis-à-vis du pétrole étranger. » Par suite, historiquement, les gouvernements ont réalisé l'importance de l'exploitation de l'énergie solaire non seulement dans une perspective environnementale mais aussi dans une perspective de politique favorisant leur autonomie. Et cela, avant que le secteur de l'énergie solaire atteigne le succès dont nous témoignons aujourd'hui.

D'autre part, la COP21, 21^{ème} conférence sur les changements climatiques, organisée par les Nations Unies, a eu lieu le 30 Novembre 2015 à Paris. Cette conférence réunit les États engagés depuis 1992 par la convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques [2]. Dans le cadre de cette conférence, 195 gouvernements ont convenu de maintenir l'augmentation de la température moyenne globale en dessous de 2°C tout en visant 1.5°C. A ce propos, des investissements allant jusqu'à 13.5 billions de dollars sont attendus dans les secteurs des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique jusqu'à 2030. Un point important a été souligné durant la COP21 : Les énergies renouvelables sont pleinement intégrées au cœur des stratégies d'approvisionnement et ne sont plus considérées comme des sources d'alimentation secondaires. Tout contribue à conclure que les gouvernements visent une transition énergétique majeure dans le secteur des énergies renouvelables, notamment dans le domaine de l'énergie solaire.

Dans le contexte de la résilience énergétique, occupant un intérêt mondial aujourd'hui, les énergies renouvelables jouent un rôle primordial. Les objectifs de résilience énergétique sont désormais orientés vers la consolidation des projets de réseaux intelligents [3] [4] [5]. A ce stade, des stratégies d'optimisation énergétique sont absolument nécessaires pour atteindre cet objectif. Une gestion optimale de ces-réseaux aboutira d'une part à la réduction des coûts d'exploitation pour les services publics et d'autre part à des coûts d'électricité plus faibles pour les consommateurs. En particulier, les micro-réseaux, sont appelés à jouer un rôle majeur dans la gestion énergétique contribuant à diminuer la consommation. Dans ce cadre, l'un des piliers écologiques importants dans la résilience énergétique repose sur la diminution de la dépendance sur les ressources d'énergies fossiles épuisables et notamment polluantes. A ce stade, afin de garantir une autonomie énergétique partielle ou totale, une intégration accrue des systèmes d'énergie renouvelable sera effectuée à grande échelle.

Par ailleurs, vue l'épuisement des combustibles fossiles face à l'augmentation de la population mondiale ainsi que l'augmentation de la consommation par habitant [6], la croissance d'investissements en ressources d'énergies renouvelables devient primordiale. La mobilisation mondiale sur le changement climatique conduit à la croissance des investissements dans les domaines d'énergies renouvelables qui s'accroissent de manière significative. Par exemple, dans son plan de transition énergétique « Energiewende » (Figure 1) l'Allemagne met en place un nouveau système énergétique reposant fortement sur les énergies renouvelables (en particulier sur l'éolien, le photovoltaïque et l'hydroélectricité) [7]. Dans le cadre de cette transition, les sources d'énergie fossile et nucléaire seront majoritairement substituées par des énergies renouvelables à partir de 2030 comme le montre la Figure 1.

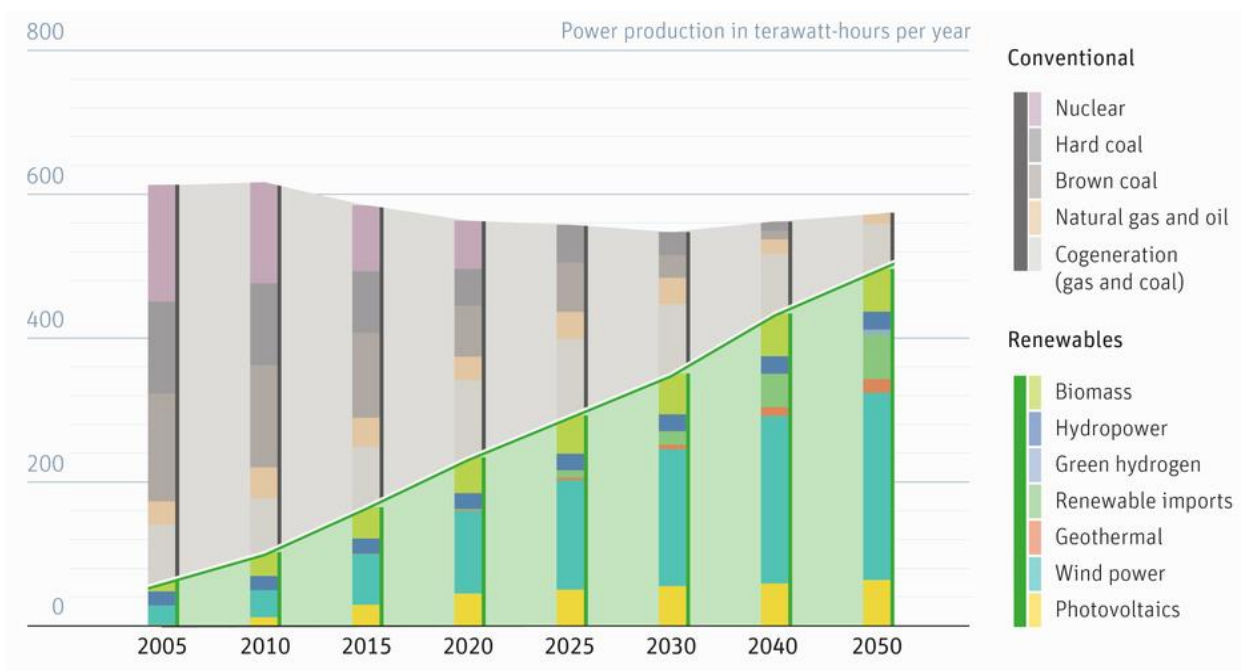


Figure 1 Plan de transition énergétique en Allemagne vers les énergies renouvelables [7]

En France, au cœur de la transition énergétique, les réseaux de production, de transport et de distribution continuent d'évoluer. La puissance électrique renouvelable installée en France métropolitaine s'élève à 52.81 GW.

Le 17 Novembre 2018, le gouvernement français a présenté la loi de programmation pluriannuelle de l'énergie (LPPE) [8]. Cette programmation vise à définir la trajectoire de la transition énergétique et par suite écologique dans les 10 prochaines années. Cette transition durable nécessite la réduction en consommation d'énergie fossile de 40% d'ici à 2030 par rapport à l'année 2012. Afin d'atteindre ces objectifs, les énergies renouvelables sont des piliers majeurs, notamment l'éolien et le solaire. A ce stade, un mix électrique doit être organisé [8]. Comme le montre la Figure 2, le mix énergétique de l'année 2019 souligne

une dominance du nucléaire occupant 70.6% de la production en France métropolitaine contre 6.3% pour l'éolien et 2.2% pour le solaire photovoltaïque.

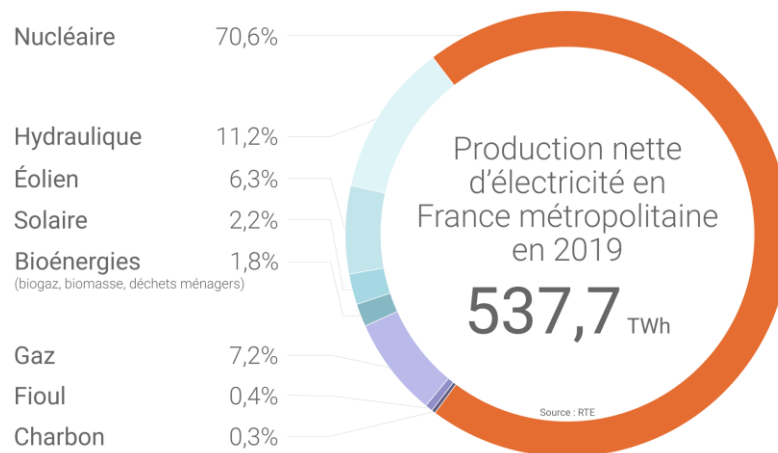


Figure 2 Mix énergétique en France métropolitaine 2019 [9]

Afin d'aboutir aux objectifs du mix énergétique défini dans la LPPE, plusieurs démarches sont ciblées. D'abord, un arrêt complet pour les centrales à charbon est envisagé d'ici 2022. Ensuite, en termes des énergies renouvelables, une attention particulière sera portée à l'éolien et au solaire photovoltaïque. Au niveau de l'éolien, un triplement du terrestre et un développement d'une nouvelle filière en mer sont ciblés. Au niveau photovoltaïque, une multiplication par 5 de l'énergie produite est visée pour 2030. Au niveau nucléaire, l'objectif est de le réduire à 50% sa contribution au mix énergétique d'ici à 2035 impliquant l'arrêt de 14 réacteurs [8].

La Figure 3 montre la répartition du parc renouvelable en France entre les différentes sources d'énergie renouvelable au 30 Septembre 2019. L'hydraulique occupe la part la plus importante avec 25.6 GW. Ensuite vient l'éolien avec 15.9 GW, le solaire de 9.2 GW et finalement les bioénergies de 2.1 GW [10]. Ces ressources présentent des productions énergétiques variables surtout pour le solaire et l'éolien. Cette variabilité dépend notamment des conditions météorologiques. Par suite, des stratégies d'intégration de ces ressources dans le réseau prenant en compte cette variabilité sont importantes dans le processus de transition énergétique. La Nouvelle-Aquitaine, l'Occitanie et l'Auvergne-Rhône-Alpes sont les régions les plus impliquées en installations solaires. A ce stade, le Groupe EDF vise doubler sa production en énergies renouvelables en 2030 en passant de 28 GW à plus de 50 GW [11].

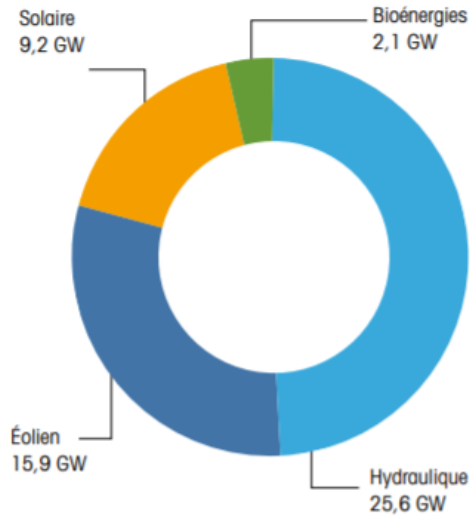


Figure 3 Parc renouvelable français au 30 Septembre 2019 [10]

La Figure 4 montre l'évolution de la production électrique en France entre les années 2018 et 2019. D'après le bilan énergétique 2019 réalisé par le réseau de transport d'électricité RTE [12], en 2019 la production d'origine nucléaire a baissé de 3.5% et celle d'origine hydraulique de 12.1%. D'autre part, au niveau de la production d'origine renouvelable une augmentation de 7.8% et de 21.2% respectivement pour le solaire et l'éolien a été observée.

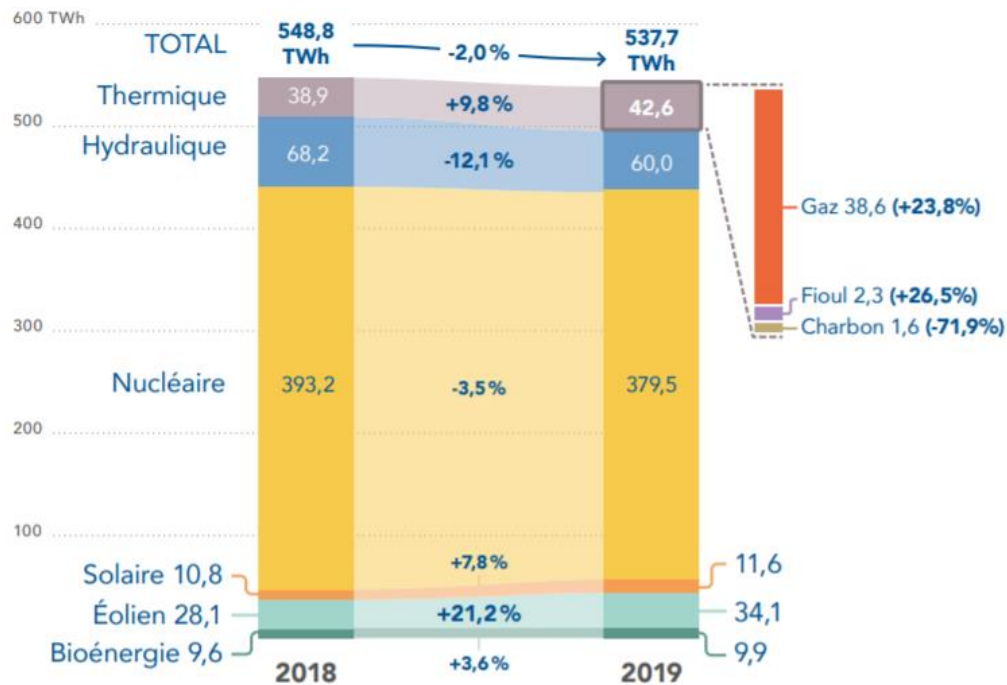


Figure 4 Evolution de la production française d'électricité en TWh entre 2018 et 2019 [12]

Depuis une dizaine d'années, la consommation d'électricité nationale s'est stabilisée et une tendance baissière semble se confirmer, liée notamment au réchauffement climatique. Cependant, l'électrification croissante des transports est susceptible d'inverser cette tendance. Avant 2050, il est impératif, au niveau mondial, d'être revenu à production carbone nette nulle, ce qui impliquera une forte baisse des consommations et une électrification des applications basées actuellement sur le fossile (80% de la production, aujourd'hui).

La Figure 5 montre le parc installé par année pour la filière photovoltaïque en France entre 2011 et 2018. D'après cette figure, le rythme de progression est inférieur à 1GW entre 2014 et 2018. Toutefois, l'objectif défini par les pouvoirs publics est d'atteindre 20.6 GW en fin 2023 et entre 35.6 et 44.5 GW en fin 2028 [13].

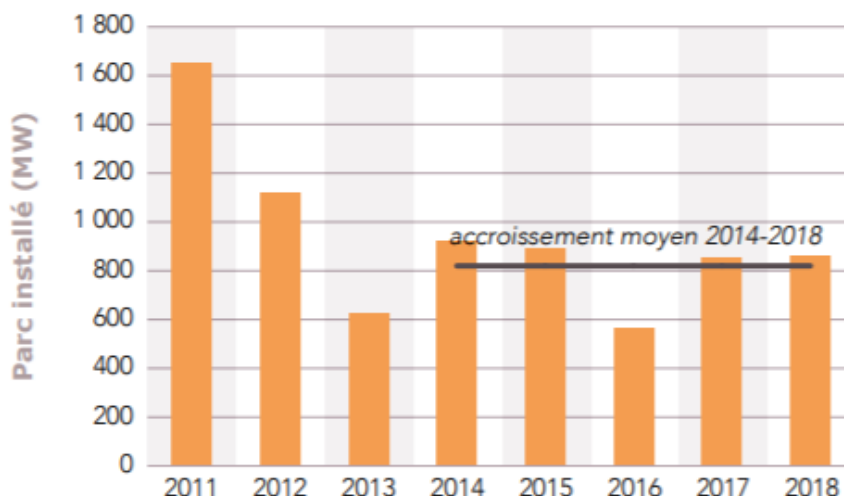


Figure 5 Parc installé par année pour la filière photovoltaïque [13]

Récemment, le développement de l'énergie photovoltaïque a connu une évolution remarquable. Selon SolarPower Europe 2019, une augmentation de 36% des installations de centrales solaires s'est produite entre 2017 et 2018 au niveau de l'Union Européenne [14]. En outre, la croissance estimée du marché solaire en Europe d'ici 2022 sera d'environ 40 GW. D'autre part, le prix de la production d'énergie solaire est en baisse rapide de nos jours. Cela contribuera efficacement à une transition du système énergétique des combustibles fossiles conventionnels à une énergie propre et renouvelable dans les années à venir.

En effet, le secteur de l'énergie photovoltaïque se développe actuellement d'une façon exponentielle. La Figure 6 illustre la croissance mondiale de la capacité photovoltaïque cumulée. Comme le montre la figure, l'investissement dans le secteur photovoltaïque suit une croissance exponentielle.

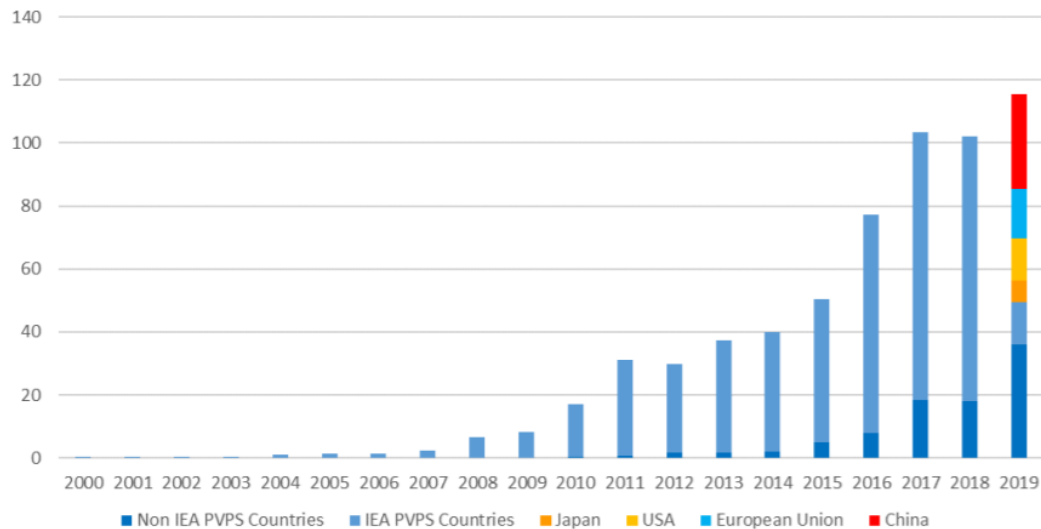


Figure 6 Croissance mondiale de la capacité photovoltaïque cumulée (GWp) [15]

Une augmentation du taux de conversion de l'énergie lumineuse en énergie électrique contribue à réduire les coûts. L'un des principaux piliers des travaux de recherche dans le domaine photovoltaïque s'oriente vers cette approche. Deux chemins complémentaires se profilent pour augmenter la génération d'énergie par une surface PV donnée : le premier vise à l'amélioration du rendement des cellules solaires (semi-conducteurs, pérovskites...) et le second vise à la maximisation de l'irradiance solaire reçue. Dans ce travail de thèse, le second axe de recherche visant à augmenter les niveaux d'énergie solaire sur un récepteur PV est abordé. Nous allons voir aussi que les configurations explorées affectent non seulement ces niveaux (à l'échelle annuelle) mais aussi la distribution saisonnière de cette énergie photovoltaïque produite.

1.2. Réflecteurs solaires : Des applications thermodynamiques, thermiques et photovoltaïques

La concentration solaire a d'abord été utilisée en thermodynamique. Il repose sur l'orientation du rayonnement solaire sur un récepteur par le biais de miroirs [16]. Lorsque ces méthodes de concentration permettent de chauffer des fluides à des températures élevées (de 250 à 1 000°C), on parle d'application thermodynamique. Ils seront utilisés dans des processus industriels tel que la génération d'électricité [16]. De ces méthodes, nous citons les systèmes à capteurs paraboliques [17] et les systèmes à miroirs de Fresnel [18], entre autres. Comme le montre la Figure 7, le principe de fonctionnement d'un capteur parabolique consiste à réfléchir les rayons solaires arrivant sur le miroir vers un récepteur où ces derniers convergent [19].

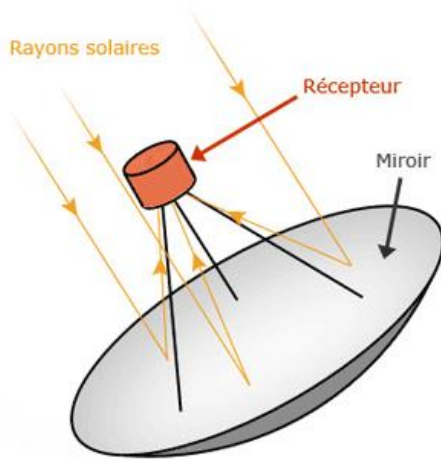


Figure 7 Exemples de capteurs à miroirs paraboliques [19]

Les concentrateurs à miroirs de Fresnel se composent de miroirs plans pivotant suivant la course solaire. Comme le montre la Figure 8, les rayons solaires reçus par ces derniers sont ensuite réfléchis vers un tube absorbeur [19], [20]. Les rendements des concentrateurs à miroirs de Fresnel sont inférieurs à ceux des capteurs paraboliques. En revanche, ils sont plus faciles à installer et leur fabrication est moins coûteuse que celle des capteurs paraboliques [20].

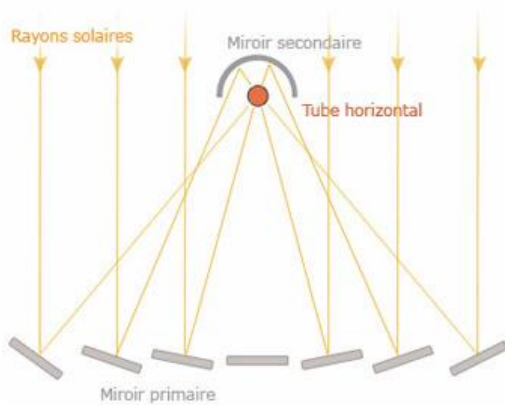


Figure 8 Fonctionnement d'un concentrateur à miroirs de Fresnel [19], [21]

Le rendement d'une centrale à concentrateur de Fresnel diffère d'un site à l'autre et peut varier par exemple entre 10 et 16% pour différents sites en Algérie [19]. Le rendement d'un capteur solaire parabolique arrive jusqu'à 23% au site du Four Solaire à Odeillo au Sud de la France [19]. Néanmoins, ces deux technologies ne sont pas viables dans les zones peu ensoleillées puisqu'elles ne sont valables que pour le rayonnement direct et leur coût de fabrication est considérablement élevé.

L'efficacité d'un système solaire thermique peut être augmentée par l'utilisation de réflecteurs plans représentant des systèmes à faible concentration. Plusieurs études ont été élaborées sur l'efficacité de ce type de réflecteurs pour les collecteurs thermiques.

Dans ce contexte, une étude sur l'utilisation de réflecteurs plans dans le but de concentrer le rayonnement solaire vers le collecteur est menée dans [23]. Cette étude s'est basée sur un prototype muni de deux miroirs de part et d'autre du collecteur comme illustré dans la Figure 9. Les résultats expérimentaux ont démontré une augmentation de 10% de l'efficacité du système solaire thermique pour une latitude de 24°N avec une géométrie fixe.

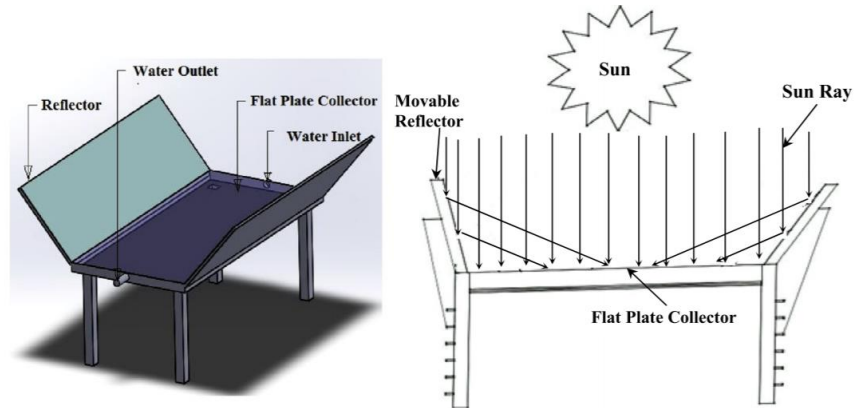


Figure 9 Vue schématique d'un collecteur thermique muni de réflecteurs plans [23]

L'étude expérimentale réalisée dans [24] montre que la présence de réflecteurs au niveau d'un collecteur solaire similaire à celui qui est présenté dans [23] augmente l'efficacité de ce dernier de 13% pour une latitude de 12°N et une géométrie fixe du collecteur et du réflecteur.

Une étude sur l'influence des réflecteurs d'aluminium à inclinaison réglable sur un système solaire thermique a été réalisée dans [25] à une latitude de 43.19° en Serbie. D'après cette étude, la position optimale du réflecteur est à une inclinaison de 5° en Décembre et 38° en Juin pour un collecteur thermique incliné de 45° par rapport à l'horizontale. Finalement, les résultats ont montré une augmentation de 35 à 44% de l'efficacité du système par rapport à un collecteur sans réflecteur durant l'été. En plus, les travaux de recherche menés dans [26] et [27] montrent que le gain en énergie thermique peut atteindre 30% dans certaines régions au Suède (latitude de 60.1°N) et au Danemark (latitude de 56.3°N) en équipant les centrales solaires thermiques de réflecteurs plans.

Cette étude bibliographique est complétée dans le chapitre 3 de ce manuscrit.

A la différence des systèmes solaires thermiques, pour les systèmes solaires photovoltaïques, l'installation des réflecteurs plans est moins abordée dans la littérature et industriellement.

Dans le but d'améliorer la performance d'une installation photovoltaïque, plusieurs approches ont été orientées vers les méthodologies d'augmentation de la concentration du flux lumineux sur les modules photovoltaïques (PV).

De ces approches, nous citons le photovoltaïque à concentration (CPV) composé d'une série de dispositifs optiques de concentration de la lumière sur les cellules PV [20]. Le fonctionnement du CPV consiste à l'exploitation des rayons réfléchis issus des surfaces réfléchissantes afin de les concentrer sur un récepteur [28]. Les concentrateurs se classifient selon le facteur de concentration qu'ils fournissent. Un facteur inférieur à 100 indique une faible concentration (LCPV, Low Concentrator PV) alors qu'un facteur entre 100 et 300 indique une moyenne concentration (MCPV, Medium Concentrator PV) et un facteur entre 300 et 1000 indique une concentration élevée (HCPV, High Concentrator PV).

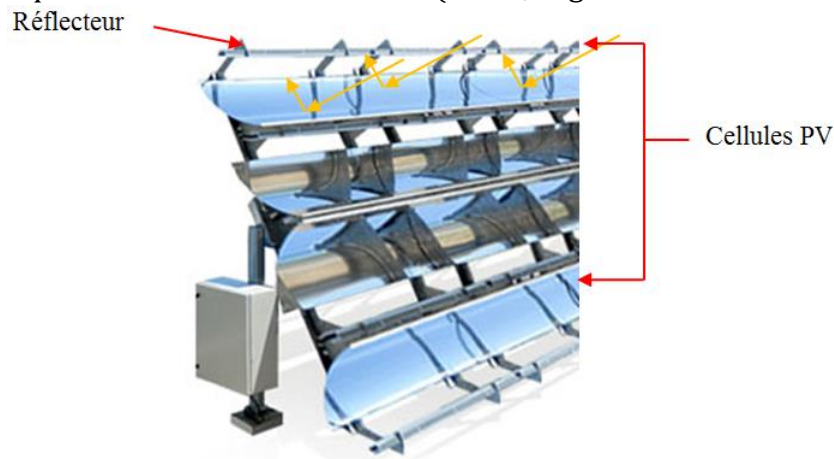


Figure 10 Système LCPV d'Axiosun [29]

La Figure 10 montre un système LCPV réalisé par la société Axiosun en partenariat avec le CEA [29]. Ce système est basé sur des cellules en silicium avec un facteur de concentration de 12.

En général les technologies MCPV et HCPV sont plus coûteuses que les LCPV [20] car elles utilisent des lentilles de Fresnel à la place des miroirs comme le montre la Figure 11 [30]. Toutefois, ces technologies nécessitent un système de refroidissement et des suiveurs solaires à des niveaux de précisions élevées, ce qui augmente la complexité de l'installation et nécessairement son coût.

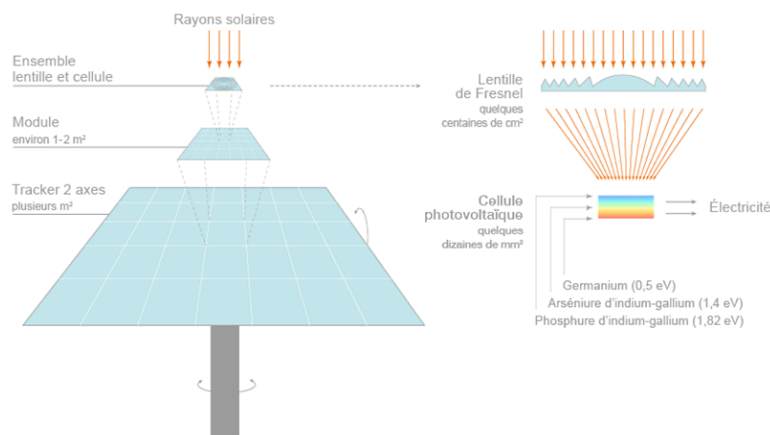


Figure 11 Système MCPV [30]

A ce stade, vient la technologie de réflecteurs plans permettant l'augmentation du flux incident sur un module PV comme une solution LCPV prometteuse et plusieurs études s'orientent vers l'évaluation de son efficacité [31],[32], [33]. Cette technologie se caractérise par un faible coût comparé à celui des technologies précédentes aux niveaux fabrication et complexité.

En effet, l'ajout de réflecteurs devant les panneaux PV contribue à augmenter l'irradiance incidente sur les modules PV et donc à augmenter la quantité de production électrique. Le projet ALEPh (Amélioration de L'Efficacité Photovoltaïque) mené sur le Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique (SIRTA, 48.7° N 2.2°E) [33] vise à évaluer l'augmentation du rendement d'un système de modules PV commerciaux de petite taille de deux technologies. Ce prototype expérimental a montré que pour des modules au silicium amorphe et au silicium polycristallin équipés de réflecteurs plans, le gain énergétique annuel atteint respectivement 19.2% et 8.5% [34] [35]. Ces gains ont été obtenus expérimentalement pour une structure fixe avec des modules PV inclinés à 49° Sud et un plan de miroirs (inclinés à 17.8° Nord) en face d'environ 2.5 fois la longueur des panneaux. Peu de systèmes PV avec réflecteurs plans ont été industrialisés. L'un des rares exemples trouvés est donné dans [36]. Il s'agit d'un système développé par la société TENKSOLAR reposant sur le concept de réflecteurs plans de grande surface.

Dans la littérature, des travaux de recherche sont menés sur les technologies de réflecteurs plans avec des topologies de miroirs fixes et mobiles [31], [32]. L'un des objectifs de ces études vise à définir les paramètres adéquats pour les systèmes PV à réflecteurs plans avec un espace inter-rangée fixe [31]. Cet espacement entre les rangées (noté D) doit avoir une taille minimale afin d'éviter tout ombrage causé par les modules entre eux. Il constitue ainsi un espace adéquat à l'installation des miroirs. Cette distance D est calculée, pour un angle d'élévation solaire θ_{el} donné, en fonction de la longueur de l'ombre développée par un module PV de longueur L_{PV} , placé à un angle d'inclinaison θ_{tilt} [33] suivant l'équation :

$$D = L_{PV} \cdot \cos(\theta_{tilt}) + L_{PV} \frac{\cos(\theta_{tilt})}{\tan(\theta_{le})} \quad (1)$$

La Figure 12 illustre la distance D (avec $W=L_{PV}$, $\theta_t = \theta_{tilt}$ et $\theta_e = \theta_{el}$). Comme le montre cette figure, l'espacement D est composé de deux distances : la distance D_1 représentant la projection horizontale du module PV et la distance D_2 déterminée par l'angle d'élévation solaire et de l'inclinaison du module PV.

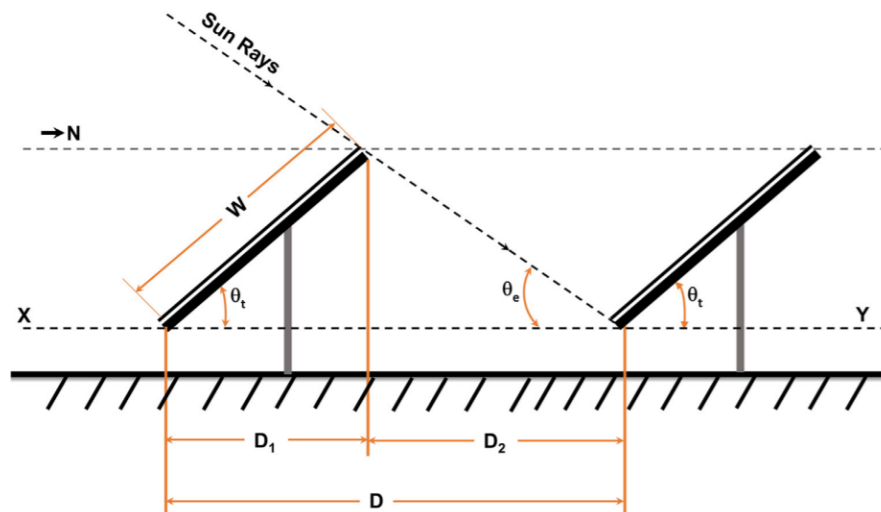


Figure 12 Espacement inter-rangées entre les modules PV [33]

L'atout principal de ces systèmes est l'augmentation de la production électrique sans augmentation significative du coût de l'installation. Une évaluation économique d'un système PV muni de réflecteurs plans a été réalisée dans [32] et [33]. L'étude réalisée à Tiruchirappalli en Inde à une latitude de 10.8°N sur une année a montré une augmentation jusqu'à 30% de la génération photovoltaïque par rapport à un système sans réflecteur [33] pour une géométrie fixe et optimisée. Selon [32], pour les applications autonomes, les réflecteurs permettent d'éviter le surdimensionnement des installations photovoltaïques conduisant à une gestion efficace du coût global. L'étude souligne aussi la différence entre le gain en irradiation moyenne reçue par les panneaux PV et le gain économique apporté par les réflecteurs. Le premier est toujours plus élevé que le deuxième et les raisons sont multiples : la distribution non uniforme de l'irradiance réfléchie sur la surface de chaque panneau PV, des effets de bord aux extrémités des miroirs, l'augmentation de la température des panneaux à cause du sur-éclairage et évidemment le coût ajouté des réflecteurs.

Une étude menée dans [37] a été réalisée en Suède sur l'efficacité d'un système PV-réflecteur. Selon cette étude, la génération PV annuelle peut être augmentée entre 20 et 25% en ajoutant des réflecteurs plans avec une géométrie réglable plusieurs fois par an dont la longueur du réflecteur est 1.6 fois celle du module PV. Selon [37], le gain en irradiation peut augmenter jusqu'à 40% avec un ajustement de 2 à 8 fois par an par rapport à une géométrie PV fixe sans réflecteur (non-optimisée).

D'après une autre étude réalisée à différents endroits aux États-Unis, l'irradiance peut croître jusqu'à 9% pour une configuration PV-réflecteur fixe et optimisée [38] avec une longueur du réflecteur de 2.13 fois celle du module PV. Par ailleurs, les simulations réalisées dans [39] montrent qu'une augmentation en production PV de 30% est réalisable pour un système situé à Kingston en Jamaïque, en utilisant un réflecteur spéculaire ayant une réflectivité de 0.8 et une longueur de 1.25 fois celle du module PV.

Un système PV à réflecteurs plans représente une technologie à faible concentration par rapport aux concentrateurs paraboliques. Par conséquent, avec des réflecteurs plans, l'effet indésirable de la température pénalisant la génération électrique l'est moins. Ainsi, une procédure de refroidissement n'est pas nécessaire dans ce cas, ce qui contribue à réduire le coût du système [39]. De plus, les systèmes CPV nécessitent un système de suivi du soleil de très haute précision. Ce qui entraîne une augmentation du coût. Ceci n'est pas nécessaire pour les systèmes LCPV.

Peu d'études abordent l'effet d'éclairement non-homogène apporté par un système PV-réflecteur. Cet effet non négligeable dans l'évaluation de tels systèmes est traité de manière théorique et expérimental dans ce manuscrit.

Les études trouvées dans la littérature n'élaborent pas une analyse précise ni du rendement énergétique, ni du positionnement optimal de la configuration PV-réflecteur au niveau mensuel, saisonnier ou annuel. Ces aspects sont abordés dans les travaux de cette thèse. Des analyses de faisabilité économique pour la mise en œuvre à grande échelle d'un tel système doivent d'être effectuées. Dans [33], d'après une étude économique réalisée, la durée d'amortissement financier du système PV-réflecteur est estimée à 4.7 ans. Dans [37], l'avantage économique de la technologie PV-réflecteur est également souligné surtout lorsque l'espace de l'installation PV est limité. De plus, l'ajout des réflecteurs à des installations photovoltaïques déjà existantes mérite d'être étudié dans le but d'augmenter leur production (re-powering) à moindre coût.

1.3. Objectifs et plan du manuscrit

Les réflecteurs plans permettent l'augmentation de la production électrique d'une installation PV. L'étude de l'éclairement non uniforme apporté par ces réflecteurs est importante. En effet, un éclairement non homogène sur un module PV représente un enjeu crucial car il peut supposer un gain très réduit. Par suite, afin d'évaluer précisément le gain apporté par les réflecteurs plans, cet effet doit être notamment considéré.

Compte tenu des études existantes et des points qui ont été discutés dans la section précédente, les questions scientifiques qui ont motivé les travaux présentés dans ce manuscrit sont :

1. Quel est le gain apporté par les réflecteurs en fonction de l'architecture considérée (structure fixe, structure avec angles d'inclinaison adaptables plusieurs fois à l'année) ?
2. Quel est le rapport optimum entre la taille des réflecteurs et la taille des panneaux PV ?
3. Quelle est la différence des résultats pour des sites contrastés en ressource solaire ?
4. Quelle est la différence entre le gain apporté en irradiation et en génération électrique ?
5. Quelles sont les incertitudes à prendre en compte pour le passage de l'étude théorique à l'application pratique ?

Pour répondre à ces questions, ce travail a concentré les efforts (i) à développer une méthodologie de modélisation d'un système PV-réflecteurs, (ii) à l'implémenter sous plusieurs architectures et climats et (iii) à l'évaluer sur des installations réelles.

Deux plateformes expérimentales PV-réflecteurs ont été construites pour ce dernier propos. La première a été installée pendant quelques mois de 2017 à l'observatoire SIRTA [40] (Figure 13 (a)). La seconde a été installée en 2019 au laboratoire GeePs (Génie Électrique et Électronique de Paris) à Gif sur Yvette (Figure 13 (b)).



Figure 13 Plateformes expérimentales installées au SIRTA (a) et au GeePs (b)

Deux modèles d'estimation analytique ont été développés, implémentés et validés expérimentalement dans le cadre de cette thèse. Le premier en irradiance dans le plan des modules dans les deux cas, avec (POA_{Mir}) et sans miroirs (POA) et le second en puissance photovoltaïque dans les deux cas également.

Dans le chapitre 2, le modèle d'estimation des irradiances POA et POA_{Mir} , basé sur des mesures au sol et des images « satellite », est présenté. Ce modèle est évalué expérimentalement en présence et en absence de réflecteurs par comparaison aux relevés expérimentaux.

Dans le chapitre 3, une étude d'optimisation géométrique par simulation d'une installation PV-réflecteurs visant à maximiser l'irradiation solaire est présentée. Cette étude est menée pour une installation soit fixe, soit à géométrie variable, avec plusieurs fréquences d'ajustement des angles d'inclinaison des modules PV et des réflecteurs, ainsi que pour différents rapports de tailles des miroirs par rapport à celle des modules PV. Cette stratégie d'optimisation géométrique est ensuite appliquée dans six localisations ayant des conditions climatiques variées.

La Figure 14 présente le processus adopté dans l'estimation de l'irradiance sur le plan des modules PV ainsi que la démarche d'optimisation géométrique de l'installation PV-réflecteurs développés dans les chapitres 2 et 3.

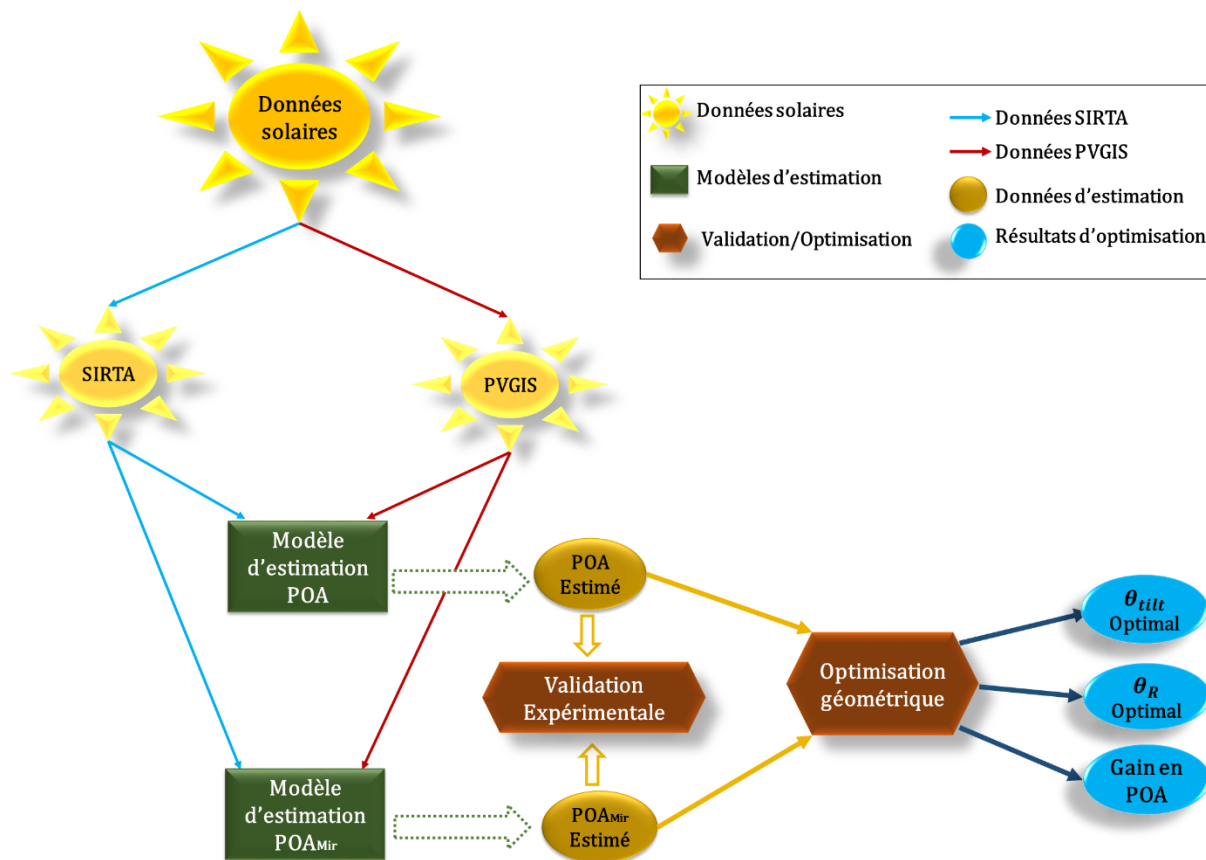


Figure 14 Organisation du modèle d'estimation de l'irradiance dans le plan des modules PV et optimisation géométrique décrit dans le chapitre 2 et utilisé dans les chapitres 3 et 5

Comme présenté dans la Figure 14, ce modèle prend comme entrées les données solaires issues soit de l'observatoire météorologique SIRTA soit des données « satellite » de la plateforme web de PVGIS [41]. En sortie, l'irradiance dans le plan des modules PV est calculée dans les deux cas : en présence et en absence des réflecteurs plans. La description détaillée et les équations de ce modèle ainsi que la validation expérimentale sont développées dans le chapitre 2.

Le modèle d'optimisation géométrique prend les irradiances POA et POA_{Mir} estimées précédemment en entrée et génère en sortie les angles d'inclinaisons optimaux, θ_{tilt} pour le module PV et θ_R pour le réflecteur. Il permet également le calcul du gain en irradiation ajouté par les réflecteurs plans. La description du processus d'optimisation géométrique sera détaillée dans le chapitre 3. Les résultats de ce chapitre ont montré que l'évaluation de la performance du système PV-réflecteur doit être réalisée séparément dans chaque cas d'installation et à chaque localisation.

Dans le chapitre 4, pour passer de l'irradiance à la production PV, un modèle analytique de conversion photo-électrique a été développé. Les modèles d'estimation analytiques sont développés dans l'environnement Matlab/Simulink. Comme l'ajout de réflecteurs plans introduit une distribution non uniforme de l'irradiance sur les modules PV

pouvant provoquer l'activation de diodes bypass, chaque string PV est décrite par un modèle à une diode et 5 paramètres. Les conditions d'éclairement non uniformes sont considérées par l'attribution d'un vecteur d'irradiance et d'un vecteur de température propres à chaque string. De plus, un algorithme MPPT (Maximum Power Point Tracker) permettant d'estimer précisément la production électrique du système PV-réflecteurs a été implémenté. Ce modèle a été évalué expérimentalement pour un module PV avec éclairement non uniforme.

La Figure 15 présente le processus adopté dans le modèle de conversion photo-électrique pour l'estimation de la puissance présenté au chapitre 4.

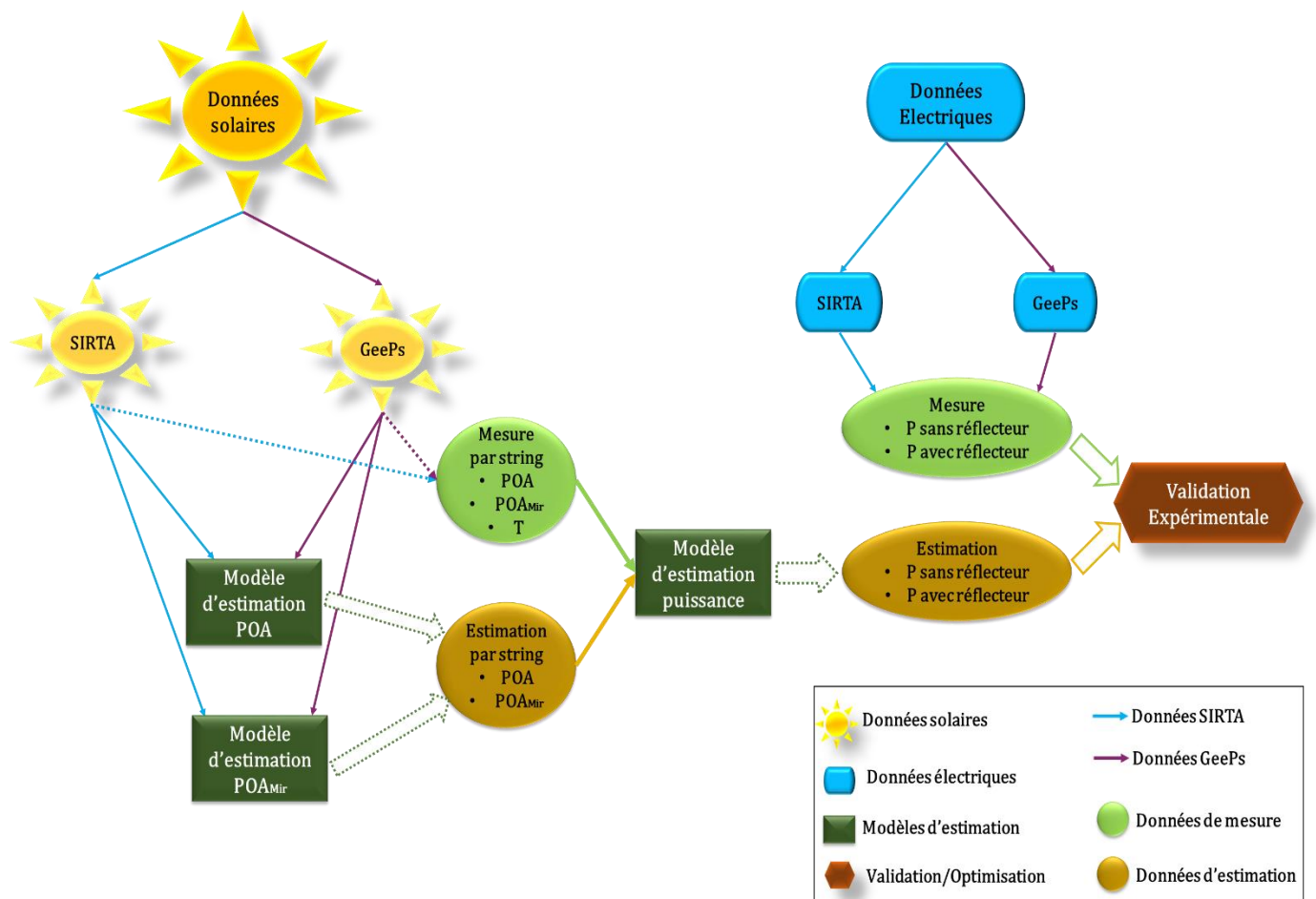


Figure 15 Organisation du modèle de conversion photo-électrique, décrit dans le chapitre 4 et utilisé dans le chapitre 5

D'autre part, à partir des résultats de ce modèle d'estimation une analyse des mesures électriques de l'installation PV du SIRTA ainsi que celles du GeePs dans les chapitres 4 et 5 est effectuée. Cette analyse permet la comparaison entre les productions électriques réelle et estimée. Cette comparaison met en œuvre les conditions externes pouvant affecter les

résultats de mesure telle que l'ombrage par exemple. Des exemples concrets seront détaillés dans ces chapitres.

Dans le chapitre 5, la présentation d'un système PV complet équipé de réflecteurs plans avec ses éléments constitutifs est détaillée. Ce système a été installé au laboratoire GeePs dans le cadre de cette thèse. La synthèse des résultats en irradiance dans le plan des modules PV et en génération électrique PV est menée. Les modèles d'estimation d'irradiance et de puissance électrique développés respectivement dans les chapitres 2 (Figure 14) et 4 (Figure 15) sont utilisés à ce propos. Les résultats du code d'optimisation développé dans le chapitre 3 sont également utilisés pour le choix des paramètres géométriques de cette installation.





	Chapitre 2	Chapitre 3	Chapitre 4	Chapitre 5
Objectif	Estimation de l'irradiance sur le plan de panneaux (POA)	Optimisation de la géométrie d'un système PV+réflecteurs à partir de l'irradiance	Estimation de la puissance MPP d'un système PV	Étude d'application sur une installation PV + réflecteurs
Mesures utilisées	Mesures sol (SIRTA): Irradiance POA, GHI, DHI, DNI	Estimations satellite (PVGIS): GHI, DHI, DNI	Mesures sol (SIRTA): courbes I-V d'un module PV, mesures d'irradiance	Mesures sol : puissance DC et AC , irradiance GHI, DHI, DNI (SIRTA), POA (GeePs)
Evaluation / Application	Plan incliné avec et sans miroir 	6 sites dans le monde 	Module PV + réflecteur 	Système PV + réflecteurs 
Utilisation des résultats du chapitre	--	2	2	2 et 4

Figure 16 Organisation des chapitres du manuscrit

La Figure 16 présente l'organisation des chapitres du manuscrit. D'une part, les objectifs, la source des données utilisée et l'application considérée dans chaque chapitre sont résumés. D'autre part, les liens entre les chapitres sont également présentés. Finalement, une conclusion globale résumant les travaux développés dans le cadre de ce projet de thèse ainsi que les principaux résultats de chaque chapitre est présentée. Une liste de perspectives de suite de ces travaux est aussi présentée.

Références

- [1] “Gaz à effet de serre,” *Wikipédia*. Jun. 23, 2020, Accessed: Jun. 27, 2020. [Online]. Available: https://fr.wikipedia.org/w/index.php?title=Gaz_%C3%A0_effet_de_serre&oldid=172283740.
- [2] “La conférence internationale sur le climat Paris 2015 COP 21,” *Agence Parisienne du Climat*, Nov. 10, 2016. <https://www.apc-paris.com/cop-21> (accessed May 22, 2020).
- [3] M. S. Hossain, N. A. Madloul, N. A. Rahim, J. Selvaraj, A. K. Pandey, and A. F. Khan, “Role of smart grid in renewable energy: An overview,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 60, no. C, pp. 1168–1184, 2016.
- [4] X. Fang, S. Misra, G. Xue, and D. Yang, “Smart Grid — The New and Improved Power Grid: A Survey,” *IEEE Commun. Surv. Tutor.*, vol. 14, no. 4, pp. 944–980, Fourth 2012, doi: 10.1109/SURV.2011.101911.00087.
- [5] G. P. J. Verbong, S. Beemsterboer, and F. Sengers, “Smart grids or smart users? Involving users in developing a low carbon electricity economy,” *Energy Policy*, vol. 52, pp. 117–125, Jan. 2013, doi: 10.1016/j.enpol.2012.05.003.
- [6] S. Chakravarty and M. Tavoni, “Energy poverty alleviation and climate change mitigation: Is there a trade off?,” *Energy Econ.*, vol. 40, pp. S67–S73, Dec. 2013, doi: 10.1016/j.eneco.2013.09.022.
- [7] “Research for an environmentally sound, reliable and affordable energy supply.” Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi) Public Relations 11019 Berlin www.bmwi.de, Nov. 2011.
- [8] “Programmation pluriannuelle de l’énergie : quelle ambition?,” *Gouvernement.fr*. <https://www.gouvernement.fr/programmation-pluriannuelle-de-l-energie-quelle-ambition> (accessed May 26, 2020).
- [9] “Bilan électrique de la France : que retenir de 2019 ? | Connaissances des énergies,” fév - 12:00 2020. <https://www.connaissancesdesenergies.org/la-production-delectricite-en-france-metropolitaine-tous-les-chiffres-cles-de-2019-200212-0> (accessed May 26, 2020).
- [10] “Panorama de l’électricité renouvelable,” *RTE France*, Sep. 15, 2014. <https://www.rte-france.com/fr/article/panorama-de-l-electricite-renouvelable> (accessed May 22, 2020).
- [11] “Energies Renouvelables,” *EDF France*. <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/energies-renouvelables> (accessed May 22, 2020).
- [12] “Bilan électrique français 2019 Une consommation en baisse depuis 10 ans Une production particulièrement décarbonée grâce au recul du charbon,” *RTE France*, Feb. 12, 2020. <https://media.rte-france.com/bilan-electrique-2019-2/> (accessed Jun. 27, 2020).
- [13] “Bilan prévisionnel de l’équilibre offre-demande d’électricité en France.” DITION 2019, [Online]. Available: https://www.rte-france.com/sites/default/files/bp2019_rapport_complet_1.pdf.
- [14] “EU Market Outlook for Solar Power 2019-2023.” <https://www.solarpowereurope.org/eu-market-outlook-for-solar-power-2019-2023/> (accessed May 23, 2020).
- [15] “Snapshot of Global PV Markets - 2020.” *Report IEA-PVPS TI-37: 2020*, n.d., 20. International Energy Agency
- [16] “Solaire thermodynamique (à concentration).” FONDATION D’ENTREPRISE ALCEN POUR LA CONNAISSANCE DES ÉNERGIES, Février 2016.
- [17] D. Feuermann and J. M. Gordon, “High-concentration photovoltaic designs based on miniature parabolic dishes,” *Sol. Energy*, vol. 70, no. 5, pp. 423–430, Jan. 2001, doi: 10.1016/S0038-092X(00)00155-9.
- [18] C. Sierra and A. J. Vázquez, “High solar energy concentration with a Fresnel lens,” *J. Mater. Sci.*, vol. 40, no. 6, pp. 1339–1343, Mar. 2005, doi: 10.1007/s10853-005-0562-6.

- [19] “Les centrales à capteurs paraboliques - Ecosources.” https://www.ecosources.info/dossiers/Centrale_solaire_capteur_parabolique (accessed May 23, 2020).
- [20] “Le photovoltaïque sous concentration — Solarpedia.” http://fr.solarpedia.net/wiki/index.php?title=Le_photovolta%C3%AFque_sous_concentration#cite_note-9 (accessed Mar. 23, 2020).
- [21] “Dossier Solaire thermodynamique, une filière industrielle d’avenir,” *Acteurs Durable*, Jan. 11, 2018. <https://www.acteurdurable.org/solaire-thermodynamique/> (accessed Jun. 27, 2020).
- [22] H. Beltagy, D. Semmar, and N. Said, “Performances d’une centrale à concentrateur de Fresnel de moyenne puissance sur sites Algériens,” *Mediterr. J. Model. Simul.*, vol. 1, no. 1, 2014, Accessed: Jun. 23, 2020. [Online]. Available: <https://hal.archives-ouvertes.fr/hal-01293453>.
- [23] H. Bhowmik and R. Amin, “Efficiency improvement of flat plate solar collector using reflector,” *Energy Rep.*, vol. 3, pp. 119–123, Nov. 2017, doi: 10.1016/j.egy.2017.08.002.
- [24] A. S. Suresh, A. Joseph, and A. Babu, “Efficiency Improvement of Flat Plate Solar Collector using PCM, Reflector, Inserted Twisted Tape and Wire Coil,” vol. 06, no. 05, p. 4, 2019.
- [25] L. T. Kostić and Z. T. Pavlović, “Optimal position of flat plate reflectors of solar thermal collector,” *Energy Build.*, vol. 45, pp. 161–168, Feb. 2012, doi: 10.1016/j.enbuild.2011.10.059.
- [26] M. Rönnelid and B. Karlsson, “THE USE OF CORRUGATED BOOSTER REFLECTORS FOR SOLAR COLLECTOR FIELDS,” *Sol. Energy*, vol. 65, no. 6, pp. 343–351.
- [27] B. Perers and B. Karlsson, “External reflectors for large solar collector arrays, simulation model and experimental results,” *Sol. Energy*, vol. 51, no. 5, pp. 327–337, Jan. 1993, doi: 10.1016/0038-092X(93)90145-E.
- [28] J. A. Duffie and W. A. Beckman, “Solar energy thermal processes,” John Wiley and Sons, New York, NY, Jan. 1974. Accessed: Jun. 23, 2020. [Online]. Available: <https://www.osti.gov/biblio/5152645-solar-energy-thermal-processes>.
- [29] “Axiosun et le CEA-Liten signent un accord de collaboration.” Avril 2012.
- [30] “Où en est le photovoltaïque à concentration en 2011 ?” BE États-Unis 247.
- [31] M. Pavlov, A. Migan-Dubois, V. Bourdin, M. Pons, M. Haeffelin, and J. Badosa, “Experimental and Numerical Study of the Influence of String Mismatch on the Yield of PV Modules Augmented By Static Planar Reflectors,” *IEEE J. Photovolt.*, vol. 5, no. 6, pp. 1686–1691, Nov. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2478057.
- [32] J. Gelegenis, P. Axaopoulos, S. Misailidis, G. Giannakidis, M. Samarakou, and B. Bonaros, “Feasibility for the use of Flat Booster Reflectors in Various Photovoltaic Installations,” *ResearchGate*, Vol. , No. 1 2015, Accessed: May 24, 2020. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/275637317_Feasibility_for_the_use_of_Flat_Booster_Reflectors_in_Various_Photovoltaic_Installations.
- [33] M. Mansoor O, S. P. Simon, K. A. Kumar, K. Sundareswaran, P. S. R. Nayak, and N. P. Padhy, “Impact and economic assessment on solar PV mirroring system – A feasibility report,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 203, p. 112222, Jan. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2019.112222.
- [34] J. Badosa, V. Bourdin, M. Haeffelin, J. Nassar, T. Mambrini, and A. Migan, “Deployment of a multi-technology photovoltaic module test bench on the SIRTA meteorological and climate observatory”, ,” presented at the 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EuPVSEC), Hambourg (Germany), Sep. 2015.
- [35] M. Pavlov, “Numerical modelling of the coupling of thermal and photoelectric effects for the photovoltaic modules under low concentration,” p. 200.
- [36] “EU Solar Market Grows 36% in 2018,” *SolarPower Europe*. <http://www.solarpowereurope.org/eu-solar-market-grows-36-in-2018/> (accessed Mar. 06, 2019).

- [37] M. Rönnelid, B. Karlsson, P. Krohn, and J. Wennerberg, "Booster reflectors for PV modules in Sweden," *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 8, no. 3, pp. 279–291, 2000, doi: 10.1002/1099-159X(200005/06)8:3<279::AID-PIP316>3.0.CO;2-#.
- [38] M. Boyd, "Analytical model for solar irradiance near a planar vertical diffuse reflector – Formulation, validation, and simulations," *Sol. Energy*, vol. 91, pp. 79–92, May 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.01.015.
- [39] R. Andrews, "Photovoltaic system performance enhancement: Validated modeling methodologies for the improvement of PV system design," p. 375.
- [40] M. Haeffelin *et al.*, "SIRTA, a ground-based atmospheric observatory for cloud and aerosol research," *Ann. Geophys.*, vol. 23, no. 2, pp. 253–275, Feb. 2005, doi: <https://doi.org/10.5194/angeo-23-253-2005>.
- [41] B. CATTANEO, "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)," *EU Science Hub - European Commission*, Jun. 15, 2018. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accessed May 24, 2020).

Chapitre 2 : Calcul de l'irradiance du plan des modules (POA)

Table des matières

2.1. Introduction.....	34
2.2. Composantes de l'éclairement solaire et leur modélisation.....	34
2.3. Equations du modèle analytique	36
2.3.1. Equations régissant l'irradiance POA en l'absence de miroir	38
2.3.2. Equations régissant l'irradiance POA _{Mir} en présence de miroirs.....	40
2.4. Plateforme expérimentale et validation du modèle.....	45
2.4.1. Présentation de la plateforme expérimentale pour les variables d'entrée	46
2.4.2. Validation du modèle pour une architecture PV classique, sans miroir	47
2.4.3. Validation du modèle pour une architecture PV-Réflecteurs.....	48
2.5. Conclusion	51
Références	52

2.1. Introduction

Afin d'une part de concevoir une installation photovoltaïque, et d'autre part de gérer et d'optimiser ses performances, l'étude approfondie des conditions de sa production énergétique est nécessaire. A cette fin, une estimation précise de l'éclairement aussi appelé « irradiance du plan des modules PV » ou « irradiance POA » est primordiale. Dans ce chapitre, on ne s'intéresse pas à l'irradiance des cellules, qui est bien sur moins intense en raison de la réflexion partielle et de la faible absorption par la couverture transparente, mais seulement à l'éclairement de la surface extérieure de cette couverture. Maximiser l'éclairement du plan est un premier pas valable pour toutes les technologies de modules vers la maximisation du photo-courant. Cet éclairement dépend autant des caractéristiques géométriques de l'installation que de l'insolation du site où elle doit se situer. Grâce à cette estimation, une optimisation de la production photovoltaïque sera possible. Ceci nécessite des calculs basés sur plusieurs variables issues des mesures réalisées par des observatoires dédiés au sol ou déduites des données satellites. L'estimation de l'éclairement devient plus complexe quand on ajoute des réflecteurs plans en vis-à-vis des panneaux photovoltaïques, et surtout, pendant de nombreuses périodes de la journée, l'irradiance POA n'est pas uniforme à moins de déplacer continuellement les miroirs voire les miroirs et les modules.

Il existe plusieurs modèles permettant l'estimation de l'irradiance POA à partir de l'éclairement global horizontal appelé « GHI », de l'éclairement diffus horizontal dû à la voûte céleste noté « DHI » et de la densité de flux du faisceau direct issu du Soleil « BNI ». La première étape consiste à décomposer l'éclairement global horizontal en ses composantes directe et diffuse quand on ne les mesure pas séparément au sol. La seconde étape consiste à en déduire la valeur de ces composantes sur le plan des modules PV.

2.2. Composantes de l'éclairement solaire et leur modélisation

La composante **directe de l'irradiance** POA est égale au flux direct intercepté par unité de surface du plan. Pour modéliser le faisceau direct qui est quasi parallèle¹ on peut utiliser le vecteur densité de flux. Nous définissons ce vecteur par sa direction, celle des rayons, et sa norme égale à la densité de flux (la puissance radiative transportée par unité de section droite du faisceau). L'éclairement direct est obtenu par projection de ce vecteur densité de flux sur la normale au plan des modules PV, orientée de la face avant vers la face arrière.

La composante **diffuse de l'irradiance** d'un plan incliné par rapport au plan horizontal résulte de deux flux solaires issus d'une part de la voûte céleste et d'autre part de la réflexion du rayonnement global par le sol et les obstacles locaux.

¹ Le Soleil étant une source de lumière fort éloignée ($\approx 1,5 \cdot 10^{11}$ m) par rapport à son diamètre ($\approx 1,4 \cdot 10^9$ m), le faisceau direct incident est peu divergent ($\approx 10^{-2}$ rd). L'ingénierie de l'énergie solaire peu concentrée considérera avec une approximation tout à fait acceptable que le faisceau direct est parallèle.

La **luminance de la voûte** peut être considérée comme la somme d'un terme constant correspondant à une voûte de luminance uniforme et de termes caractérisant diverses inhomogénéités : (i) rayonnement plus intense de la zone proche du Soleil dite « zone circumsolaire » de luminance variable selon les conditions météorologiques qui conditionnent la densité d'aérosols diffusants le long du chemin optique du faisceau direct ; (ii) éclaircissement de l'horizon dû à la variation en fonction de la direction d'observation du chemin optique entre le lieu d'observation et le fond noir du ciel : en condition de ciel clair plus le regard s'éloigne du zénith, plus l'épaisseur optique augmente, et plus l'observateur voit de particules diffusantes et donc de « lumière » diffuse²; (iii) présence de nuages localisés qui selon leur position relative par rapport au couple Soleil - observateur atténuent par diffusion ou renforce par réflexion diffuse le flux reçu au lieu d'observation : ce dernier cas ne peut être modélisé que si on dispose d'image du ciel en temps réel ou si le microclimat local implique la présence régulière de nébulosité dans une zone particulière de la voûte céleste.

De nombreux modèles d'estimation de l'irradiance POA diffuse ont été décrits dans la littérature scientifique :

- Le modèle « isotrope » : C'est un modèle de base à partir duquel des approches plus complexes ont été développées. Son principe suppose que la luminance de la voûte céleste (due à la diffusion du rayonnement solaire) est uniforme. Le rayonnement diffus incident sur une surface inclinée est une fonction croissante de la fraction de la voûte céleste vue par cette surface [1].
- Le modèle de Sandia : C'est un modèle empirique développé par les laboratoires nationaux Sandia [2]. Ce modèle détermine la composante diffuse due à la voûte céleste à partir de l'angle d'inclinaison du module PV, du DHI, du GHI et de l'angle zénithal solaire. Ce modèle est basé sur la luminance isotrope du ciel auquel un terme de correction empirique est ajouté. Ce terme permet de prendre en compte l'effet du rayonnement circumsolaire provoqué par la diffusion directe de la lumière aux petits angles via des particules (aérosols) dans l'atmosphère terrestre ainsi que l'augmentation de la luminance diffuse au voisinage de l'horizon [3].
- Le modèle de Hay/Davies : Le modèle de Hay et Davies permet l'estimation de l'irradiance diffuse à partir des composantes isotropes et circumsolaires. L'effet d'éclaircissement de l'horizon n'est pas pris en compte dans ce cas [4].
- Le modèle de Perez : C'est un modèle basé sur une approche empirique dans lequel la composante isotrope diffuse est estimée par des coefficients déterminés à partir d'environnements climatiques divers [5].

Finalement, la partie de l'irradiance POA due à la réflexion au sol s'obtient à partir du GHI, de l'albedo local (ou coefficient de réflexion du sol noté « ρ_g ») et de l'angle d'inclinaison du module PV.

² Au-delà d'une certaine épaisseur optique, il se produit un phénomène de saturation, l'atmosphère n'est plus transparente sur de longues distances c'est ce qui se produit en condition de ciel couvert — « overcast » pour les anglophones— ou de brouillard. La luminance diffuse n'augmente alors plus avec la densité d'aérosol ou l'épaisseur optique, il arrive même qu'elle diminue car le rayonnement solaire est fortement diffusé et réfléchi par les couches supérieures de la troposphère.

L'évaluation de la précision de ces modèles a été effectuée par Sandia et First Solar [6]. Cette évaluation pour différentes zones géographiques a montré que les modèles isotropes estiment l'irradiance POA la plus faible alors que le modèle de Perez donne la plus élevée. Ce qui est logique pour des modules inclinés par rapport au plan horizontal, donc avec un facteur de forme avec l'horizon relativement élevé. D'après cette étude [6], les indicateurs d'erreur les plus faibles dans l'estimation de l'irradiance POA ont été obtenus pour les modèles de Hay/Davies et de Perez. Le fait d'utiliser les données satellites augmente l'incertitude par rapport à des mesures locales au sol puisque les bases de rayonnement issues des mesures satellitaires sont obtenues par une interprétation complexe de la réflexion de la lumière solaire par le sol et l'atmosphère, avec parfois des situations ambiguës (a-t-on affaire à de la neige ou à des nuages blancs ? quelles sont l'épaisseur et l'altitude des nuages ?...). Qui plus est, la résolution des champs de données dépend de la latitude et est de l'ordre de 3km pour la direction est-ouest et peut atteindre 10km dans la direction nord-sud.

Dans ce chapitre, le développement d'un modèle d'estimation de l'irradiance POA en fonction du temps pour une installation photovoltaïque équipée de réflecteurs plans est présenté.

Ce modèle est basé sur l'hypothèse « isotrope » afin de simplifier les calculs et la gestion des données. Les équations caractérisant chaque composante (globale, directe et diffuse) de l'irradiance POA utilisées dans notre modèle sont détaillées dans ce chapitre.

Ainsi que tous les modèles cités précédemment, celui que nous avons développé nécessite une base de données de certaines variables et paramètres d'entrée caractérisant l'éclairement au sol DHI, BNI... ; les angles solaires θ_a , θ_z , et des données géométriques de l'installation angle d'inclinaison du plan de modules PV ; horizon local, avec un pas temporel adapté selon les objectifs poursuivis (ou selon la résolution temporelle recherchée).

Des résultats expérimentaux permettant de valider ce modèle sont également présentés.

2.3. Equations du modèle analytique

Pour calculer le flux solaire reçu par le plan des modules nous faisons la somme des trois composantes : Le flux solaire direct (ϕ_B), le flux solaire diffus (ϕ_D) et le flux réfléchi (ϕ_R) provenant du sol et de la zone environnante (Figure 17a). Dans le cas d'un système équipé de réflecteurs plans, les flux direct (ϕ_{BRI}) et diffus (ϕ_{DRI}) atteignant la surface des modules après réflexion à la surface du miroir doivent, de plus, être pris en compte (Figure 17b). On considère que le faisceau direct est parallèle et que par réflexion spéculaire, il engendre un faisceau parallèle de densité de flux proportionnelle. Le facteur de proportionnalité est le coefficient de réflexion ρ_R du miroir. Généralement ρ_R dépend de l'angle d'incidence sur le miroir. Dans notre modèle, on considère pour simplifier et en l'absence de mesures spécifiques des propriétés des réflecteurs utilisés, que ρ_R est constant.

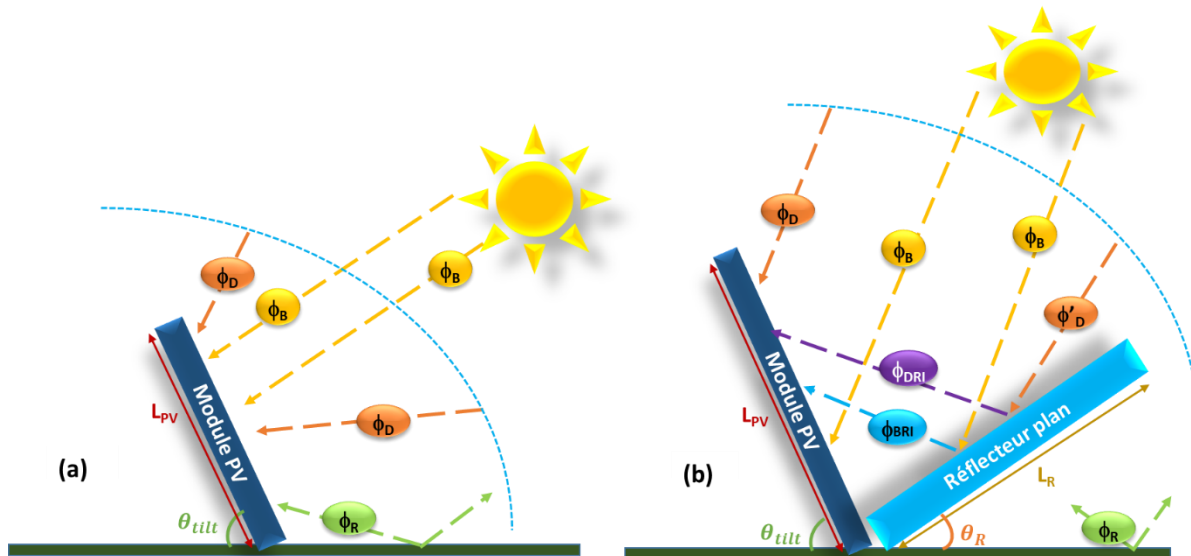


Figure 17 Flux solaire caractérisant une installation PV classique (a) et un système PV-réflecteur (b)

Le modèle analytique développé dans le cadre de ce travail est basé sur une estimation précise de l'irradiance solaire. Cette estimation est issue d'une étude décrivant la faisabilité d'utilisation de réflecteurs plans dans des installations photovoltaïques en fonction des données d'irradiance solaire à Athènes confirme nos propres développements [7].

Afin d'établir une estimation précise de l'impact des miroirs sur le potentiel de production photovoltaïque en présence de réflecteurs, on ne peut pas se contenter de sommer les flux incidents sur les modules, car de nombreuses situations peuvent conduire à un éclairage hétérogène préjudiciable à la production électrique. Nous parlons alors de « mismatch » d'éclairage ou de photo-courant. Selon le caractère uniforme ou pas de l'éclairage, trois cas doivent être décrits :

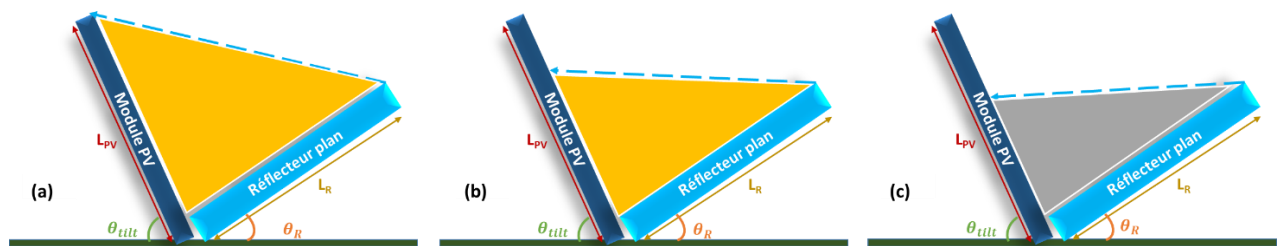


Figure 18 Différents cas d'impact des réflecteurs sur l'éclairage

1^{er} cas : le faisceau réfléchi par le miroir atteint le niveau le plus élevé du module PV (Figure 18a).

2^{ème} cas : le faisceau réfléchi par le miroir ne couvre pas la totalité de la longueur L_{PV} du plan de modules PV (Figure 18b). L'effet de mismatch au niveau des strings pourra provoquer l'activation d'une ou plusieurs diodes bypass ou simplement limiter le courant de toutes les cellules à une valeur proche de celle correspondant aux cellules non sur-éclairées.

(Nous revenons en détail sur les conditions d'enclenchement des diodes bypass aux chapitres 4 et 5). Dans ce cas, afin d'éviter de conclure de façon trop optimiste sur l'intérêt d'associer des miroirs aux modules PV, le rayonnement direct réfléchi par les miroirs « Beam Reflected Irradiance, BRI » est considéré nul dans les évaluations d'éclairement de ce chapitre.

3^{ème} cas : Période pendant laquelle le réflecteur effectue un ombrage sur le module PV (Figure 18c). Dans ce cas, suivant la valeur du contraste d'éclairement, soit le photocourant des cellules ombragées à la base des modules limitent le courant de l'ensemble des strings en série, soit les diodes bypass des strings à la base des modules deviennent passantes réduisant ainsi la tension de l'ensemble du système. Toujours pour éviter des conclusions trop optimistes par rapport à l'intérêt des miroirs, dans ce cas, aucune composante d'irradiance directe n'est prise en compte dans les calculs d'éclairement de ce chapitre.

La prise en compte de ces trois cas est cruciale dans l'estimation de la production photovoltaïque.

Dans l'hypothèse simplificatrice de rangées PV-miroir infiniment longues, la fraction de la surface des modules sur-éclairées est notée F_{se} [7]. Dans les évaluations faites pour ce chapitre, l'effet de sur-éclairage est ignoré si F_{se} est différent de 1.

Pour des raisons de simplicité, nous ne traitons ici que le cas d'installations à l'azimut, $\theta_{a,array} = 0$, « face au sud ».

2.3.1. Equations régissant l'irradiance POA en l'absence de miroir

L'angle d'incidence est l'angle suivant lequel les rayons provenant du Soleil frappent une surface donnée. Cet angle, mesuré par rapport à la normale, peut s'exprimer en fonction de l'angle zénithal, θ_z , et de l'azimut solaire θ_a , de l'inclinaison, θ_{tilt} de cette surface selon l'équation (2).

$$\cos(AOI) = \cos(\theta_z) \times \cos(\theta_{tilt}) + \sin(\theta_z) \times \sin(\theta_{tilt}) \times \cos(\theta_a) \quad (2)$$

La contribution de l'éclairement direct est donnée par :

$$POA_B = BNI \times \cos(AOI) = \frac{BHI}{\cos(\theta_Z)} \times \cos(AOI) = \frac{GHI - DHI}{\cos(\theta_Z)} \times \cos(AOI) \quad (3)$$

Si le cosinus de l'angle d'incidence est négatif, cela signifie que le flux direct éclaire la face arrière des modules. Dans le cas de modules biverre bifaciaux, on devrait alors prendre la valeur absolue du résultat de l'équation (3). Dans notre étude nous avons considéré une « backsheet » opaque. Si bien que l'éclairement en face arrière a un effet nul ce qu'on peut traduire par :

$$POA_B = \text{Max}(BNI \times \cos(AOI), 0) \quad (4)$$

En raison de la formule de réciprocité dans [8], l'irradiance diffuse du plan supérieur des modules pour une installation PV classique sans miroir s'exprime par :

$$POA_D = DHI \times \frac{1 + \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} + GHI \times \rho_g \times \frac{1 - \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} \quad (5)$$

En effet l'émittance diffuse de la voûte céleste considérée comme uniforme (modèle d'atmosphère isotrope) est égale à l'éclairement diffus horizontal [8].

Le facteur de forme caractérise l'efficacité des transferts radiatifs entre deux surfaces, c'est à dire la proportion de l'énergie photonique émise ou réfléchi de façon diffuse, qui est transférée d'une surface à une autre. Ce facteur ne dépend que de la forme, de la position et des dimensions relatives des surfaces.

Le facteur de forme entre le plan incliné de θ_{tilt} et la voûte est :

$$F_{PV \rightarrow cv} = \frac{1 + \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} \quad (6)$$

Le facteur de forme entre le plan incliné de θ_{tilt} et le sol est :

$$F_{PV \rightarrow g} = \frac{1 - \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} \quad (7)$$

Il faut ajouter à l'éclairement direct les contributions diffuses.

$$POA = \left(\frac{GHI - DHI}{\cos(\theta_Z)} \right) \times \cos(AOI) + DHI \times \frac{1 + \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} + GHI \times \rho_g \times \frac{1 - \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} \quad (8)$$

Deux simplifications ont été effectuées pour le calcul de l'irradiance POA ; (i). La luminance (radiance) diffuse du ciel est considérée uniforme et la diffusion lambertienne ou isotrope (uniforme dans toutes les directions) (ii) la surface du sol est considérée lambertienne ; sa réflectance est la même quel que soit l'angle de vue. Cette formule tend à sous-estimer la contribution diffuse sur une surface inclinée principalement parce que l'atmosphère vue en direction de l'horizon est plus lumineuse que vue en direction du zénith.

2.3.2. Equations régissant l'irradiance POA_{Mir} en présence de miroirs

Deux angles importants, ou plutôt leur cosinus, doivent être calculés :

Le cosinus de l'angle d'incidence du faisceau direct sur les miroirs :

$$\cos(AOI_R) = \cos(\theta_Z) \times \cos(\theta_R) - \sin(\theta_Z) \times \sin(\theta_R) \times \cos(\theta_a) \quad (9)$$

Le cosinus de l'angle d'incidence sur les modules du faisceau réfléchi par les miroirs :

$$\cos(AOI_{R,pv}) = \frac{\cos(\theta_Z) \times \cos(\theta_{tilt}) + \sin(\theta_Z) \times \sin(\theta_{tilt}) \times \cos(\theta_a) - 2 \times \cos(AOI_R) \times \cos(\theta_{tilt} + \theta_R)}{\cos(\theta_{tilt} + \theta_R)} \quad (10)$$

Ces deux cosinus étant ainsi déterminés, la conservation du flux entre le plan réflecteur et le plan des modules, implique la relation suivante :

$$\frac{L_{se}}{L_R} = \frac{\cos(AOI_R)}{\cos(AOI_{R,pv})} \quad (11)$$

La longueur L_{se} indiquant la longueur sur-éclairée du module PV (Figure 19).

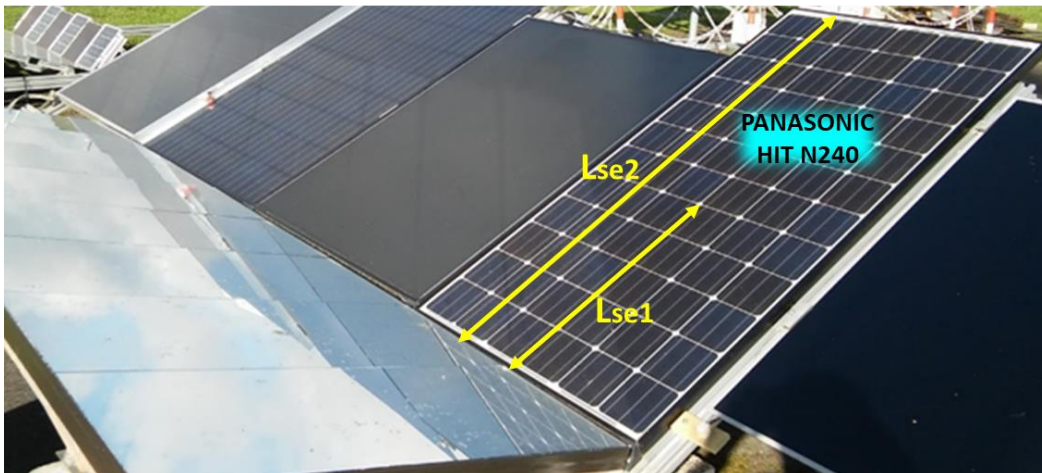


Figure 19 Illustration de la longueur des modules PV sur-éclairée, L_{se} , grâce au rayonnement réfléchi par les réflecteurs

La « longueur » de la zone sur-éclairée sur le plan des modules, L_{se} , est la distance entre la base du plan de module et la limite horizontale entre zone sur-éclairée et non-sur-éclairée. On notera qu'à un instant donné, celle-ci est proportionnelle à la « longueur » du plan réflecteur L_R définie de façon analogue comme la distance entre les deux limites horizontales du plan réflecteur. Cette configuration géométrique des faisceaux étant résolue, on peut calculer les différents flux solaires sur les modules.

La contribution due au rayonnement solaire direct est la somme d'un terme dû à l'incidence directe et d'un terme dû à la réflexion du rayonnement direct par les miroirs. Selon la zone du plan des modules, le niveau d'irradiance directe varie à certains instants entre 0 et POA_B , à d'autres instants entre POA_B et $POA_{Mir,B}$.

Dans les cas où les miroirs font de l'ombre sur les modules, ils ne reçoivent ni ne réfléchissent le rayonnement direct :

- dans la zone ombragée, $POA_{Mir,B} = 0$
- dans la zone non ombragée, $POA_{Mir,B} = POA_B$ donné par l'équation (4)

Dans les cas où il n'y a pas d'ombre :

- dans la zone supérieure, non sur-éclairée quand elle existe, $POA_{Mir,B} = POA_B$ donnée par l'équation (4)
- dans la zone inférieure, sur-éclairée quand elle existe, $POA_{Mir,B}$ est donnée par l'équation :

$$POA_{Mir,B} = BNI \times \cos(AOI) + BRI \quad (12)$$

Pour calculer BRI, (équation 13), on considère que la densité du flux réfléchi est simplement le produit de la densité de flux direct par le coefficient de réflexion des miroirs. BRI dépend de la réflectivité ρ_R des miroirs installés, de BHI, de l'élévation solaire ainsi que de l'angle d'incidence du rayonnement réfléchi des miroirs sur le module PV. L'irradiance supplémentaire (de la zone sur-éclairée des modules) due à la réflexion spéculaire du rayonnement direct par les miroirs peut ainsi s'exprimer par l'équation suivante :

$$BRI = \rho_R \times BHI \times \frac{\cos(AOI_{R,PV})}{\cos(\theta_Z)} \quad (13)$$

En réalité, le coefficient de réflexion des miroirs dépend de l'angle d'incidence du rayonnement direct sur les miroirs et de la longueur d'onde des photons incidents. Cependant on peut en première approximation le considérer constant. C'est la contribution principale des miroirs au flux photonique reçu par les modules, par temps clair et en bilan annuel, à laquelle on doit ajouter la contribution au flux diffus.

Pour évaluer la contribution des réflecteurs à l'éclairement diffus, on fait l'hypothèse que le flux émergent en direction des modules est lambertien. Pour l'évaluer on doit calculer

le facteur de forme, $F_{R \rightarrow PV}$, pour le flux réflecteur vers module PV. Ce facteur mesure la fraction du flux réfléchi de façon diffuse qui est renvoyée vers le plan de modules PV. Dans le cas où le miroir n'est pas du tout diffusant, il réfléchit de façon spéculaire dans toutes les directions le flux diffus provenant de l'environnement, il réfléchit alors vers les PV le flux provenant des zones du ciel et du sol « vues » par les modules par réflexion dans le miroir. Il s'agit donc des zones dans la moitié sud de l'hémisphère et au-dessus du plan de module dans la zone limitée par ce plan. Il s'agit de zones particulièrement lumineuses. Dans une approche simplificatrice, on considère dans ce travail, le facteur de forme global pour des rangées infinies de modules PV et de miroirs. Dans une approche plus raffinée des échanges radiatifs, on pourrait calculer les facteurs de forme entre le plan des miroirs et chaque cellule PV. Ce facteur étant différent pour chaque cellule, ou pour chaque rangée horizontale de cellules dans le cas de rangées infinies, il en résulterait une variation d'une cellule à l'autre de la fraction du photo-courant due à la réflexion du rayonnement diffus [9] [10], et donc un faible mismatch de photo-courant. Cependant comme la contribution énergétique du flux diffus réfléchi par les miroirs est de second ordre, tant que l'on ne s'intéresse qu'à la modélisation de la production, l'utilisation du facteur de forme global est suffisante. Ce facteur de forme global calculé dans notre modèle représente en fait la somme des facteurs de formes individuels entre le plan réflecteur et chaque cellule augmenté du facteur de forme entre le réflecteur et l'espace inter-cellule. Ceci est cohérent avec la définition normalisée du rendement par rapport à la surface « hors-tout » des modules.

Ce facteur de forme réflecteur- module PV est donné par l'équation :

$$F_{R \rightarrow PV} = \frac{1}{2} \times \left[1 + \frac{L_{PV}}{L_R} - \sqrt{\left(1 + \left(\frac{L_{PV}}{L_R}\right)^2 - 2 \times \frac{L_{PV}}{L_R} \times \cos \theta_{PV_R}\right)} \right] \quad (14)$$

Le facteur de forme réciproque, module PV-réflecteur, est déduit grâce à la formule de réciprocité :

$$F_{PV \rightarrow R} = F_{R \rightarrow PV} \times \frac{L_R}{L_{PV}} \quad (15)$$

Ce dernier facteur de forme nous est utile pour évaluer le flux diffus issu du sol et reçu par les modules PV en présence de miroirs. Il doit être pris en compte afin de considérer l'occultation qu'effectue le plan réflecteur entre le plan des modules et le sol. L'irradiance POA due à la réflexion diffuse par le sol en présence de réflecteurs plans est ainsi donnée par :

$$GRI = \text{Max} \left[GHI \times \rho_g \times \left(\frac{1 - \cos(\theta_{tilt})}{2} - F_{PV \rightarrow R} \right); 0 \right] \quad (16)$$

Pour des rangées infinies, cet éclairage concerne uniquement la partie supérieure du plan PV, au-dessus du plan horizontal passant par le sommet des miroirs. Le facteur de forme entre les modules PV et le sol est exprimé comme la différence entre ce même facteur en l'absence de miroir et le facteur de forme des PV vers les miroirs. Si cette différence est négative, les modules ne « voient pas le sol » et on la remplace par zéro.

D'autre part, il faut prendre en compte la contribution des réflecteurs à l'éclairage diffus DRI. Il s'agit de la fraction diffuse du rayonnement solaire issue de l'atmosphère, du sol et de l'environnement, réfléchi par les miroirs sur les modules PV. Cette composante est exprimée par l'équation (17) :

$$\begin{aligned} \text{DRI} &= (1 - F_{R \rightarrow PV}) \times \text{DHI} \times \frac{1 + \cos(\theta_R)}{2} + \text{GHI} \times \rho_g \times \frac{1 - \cos(\theta_R)}{2} \times \rho_R \times F_{PV \rightarrow R} \\ \text{DRI} &= \text{DHI} \times \left[\frac{1 + \cos(\theta_R)}{2} - F_{R \rightarrow PV} \right] \times \rho_R \times F_{PV \rightarrow R} \quad (17) \end{aligned}$$

Dans le cas d'un réflecteur parfaitement diffusant :

$$\text{DRI} = \rho_R \times F_{PV \rightarrow R} \times \left[\text{DHI} \times \left(\frac{1 + \cos(\theta_R)}{2} - F_{R \rightarrow PV} \right) + \text{GHI} \times \rho_g \times \left(\frac{1 - \cos(\theta_R)}{2} - F_{R \rightarrow PV} \right) \right] \quad (18)$$

Et dans le cas d'un réflecteur parfaitement spéculaire :

$$\text{DRI} = \rho_R \times F_{PV \rightarrow R} \times \left[\text{DHI} \times \left(\frac{1 + \cos(\theta_R)}{2} \right) + \text{GHI} \times \rho_g \times \left(\frac{1 - \cos(\text{Min}(\theta_R; 0))}{2} \right) \right] \quad (19)$$

En effet, d'une part le flux diffus renvoyé par un réflecteur spéculaire n'est pas affecté par la présence des modules PV vers lesquels il ne renvoie rien provenant de leur direction, d'autre part dans un modèle de rangées infinies les miroirs ne renvoient vers les modules PV, une « image » du sol, que si θ_R est négatif.

Dans l'équation 18, la première composante représente la partie du rayonnement diffus de l'atmosphère reçue par les réflecteurs puis réfléchi sur les modules PV. La seconde composante représente la partie diffusée par sol vers les réflecteurs pour être ensuite réfléchi sur les modules PV. Cette composante diffuse due aux miroirs est calculée en fonction des facteurs de forme réciproques $F_{R \rightarrow PV}$ et $F_{PV \rightarrow R}$ (eux-mêmes dépendant de la somme des inclinaisons des deux plans miroir et PV), de l'inclinaison des modules PV ainsi que des coefficients de réflectivité ρ_R et ρ_g (miroirs et sol).

Les composantes BRI et DRI ne sont prises en compte que si le module PV est totalement éclairé par le réflecteur. L'éclairage apporté par les miroirs est pris en compte dans le cas où $L_{se} = L_{PV}$, sinon, il ne l'est pas.

A ce stade, toutes les composantes de l'irradiance des modules pour une installation PV-réflecteur sont définies. L'équation générale de l'irradiance dans la zone sur-éclairée du plan des modules PV, en présence de miroirs, est obtenue par l'équation (20).

$$POA_{\text{Mir}} = \frac{GHI - DHI}{\cos(\theta_z)} \times \cos(AOI) + BRI + DHI \times \left(\frac{1 + \cos(\theta_{\text{tilt}})}{2} - \frac{\theta_R + |\theta_R|}{2 \times \theta_R} \times F_{PV \rightarrow R} \right) + GRI + DRI \quad (20)$$

Le troisième terme correspond au flux diffus issu de la voûte céleste incident sur le plan des modules. Comme le flux diffus réfléchi par le sol, il est affecté par « l'ombre » faite par le plan réflecteur, mais seulement à partir du moment où l'inclinaison des miroirs au-dessus du plan horizontal est positive. Il s'agit d'une approximation par défaut du flux diffus : nous avons choisi, pour simplifier les calculs, de retirer l'entièreté du facteur de forme PV-réflecteur au facteur de forme PV-voûte céleste à partir du moment où l'inclinaison est positive alors qu'en réalité une fraction de cette « ombre » contribue à réduire le flux diffus GRI (équation 16). L'erreur relative ainsi tolérée sur le flux diffus provenant de l'atmosphère reste modérée.

Dans le but d'évaluer l'efficacité du système PV-réflecteur, le gain en irradiation POA apportée par les miroirs est établi.

$$G_k = \left[\frac{\sum_{\text{durée}} POA_{\text{Mir}}(\theta_{\text{tilt}_{\text{optimum}}}, \theta_{R_{\text{optimum}}})}{\sum_{\text{durée}} POA(\theta_{\text{tilt}_{\text{optimum}}})} - 1 \right] \quad (21)$$

L'équation (21) décrit le gain calculé sur une période donnée. Si cette période est d'1 an, on parle alors de gain annuel noté G_A , si cette période est un mois, on parle de gain mensuel noté G_M . Dans chaque étude qui sera présentée, le pas de temps est constant (soit 5 minutes, 10 minutes ou 1 heure) ce qui fait que le rapport des sommes de valeurs d'irradiance est équivalent au rapport des intégrales.

Dans cette équation (21), on définit :

- $POA_{\text{Mir}}(\theta_{\text{tilt}_{\text{optimum}}}, \theta_{R_{\text{optimum}}})$: L'irradiance POA_{Mir} calculée avec miroirs pour les angles des modules PV et des réflecteurs, θ_{tilt} et θ_R , optimaux. La stratégie d'optimisation géométrique sera décrite dans le chapitre suivant.
- $POA(\theta_{\text{tilt}_{\text{optimum}}})$: L'irradiance POA calculée sans miroir pour une inclinaison optimale des modules PV.

Les équations principales qui viennent d'être décrites ont été implémentées dans une modélisation analytique évaluée dans la partie suivante. Ce modèle analytique d'estimation des irradiances POA dans le cas d'un système PV classique et POA_{Mir} , dans le cas d'un système

PV-rélecteur, nécessite la connaissance des paramètres géométriques de l'installation ainsi que des données solaires qui servent de variables d'entrées. Les paramètres géométriques décrivant l'orientation des panneaux photovoltaïques et leur angle d'inclinaison ainsi que celui des miroirs. A ces paramètres s'ajoutent la position géographique, les longueurs respectives des modules PV et des réflecteurs ainsi que les réflectivités du miroir et du sol. Les variables d'entrées sont le GHI, le DHI, le BNI ainsi que les angles zénithal et azimutal solaires déduits de la longitude et de la latitude de l'installation ainsi que du temps et qui prennent en compte les effets de la réfraction atmosphérique.

2.4. Plateforme expérimentale et validation du modèle

Dans le processus de validation du modèle par comparaison aux mesures expérimentale, nous calculons les indicateurs d'erreur suivants : MBE « mean bias error », RMBE « relative mean bias error », MAE « mean absolute error » et RMAE « relative mean absolute error » définis respectivement par les équations 22, 23, 24 et 25.

$$MBE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N [X_{\text{modèle}}(i) - X_{\text{mesure}}(i)] \quad (22)$$

$$RMBE = \sum_{i=1}^N \frac{X_{\text{modèle}}(i) - X_{\text{mesure}}(i)}{X_{\text{mesure}}(i)} \quad (23)$$

$$MAE = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N |X_{\text{modèle}}(i) - X_{\text{mesure}}(i)| \quad (24)$$

$$RMAE = \sum_{i=1}^N \left| \frac{X_{\text{modèle}}(i) - X_{\text{mesure}}(i)}{X_{\text{mesure}}(i)} \right| \quad (25)$$

Dans la modélisation qui nous intéresse dans ce chapitre 2, X peut être soit l'irradiance POA pour une modélisation sans réflecteur ou l'irradiance POA_{Mir} si des réflecteurs sont considérés.

2.4.1. Présentation de la plateforme expérimentale pour les variables d'entrée

Le modèle a été évalué expérimentalement avec et sans réflecteur grâce à des mesures d'irradiances POA et POA_{Mir} réalisées sur une plateforme expérimentale installée au SIRTA (site instrumental de recherche par télédétection atmosphérique) de l'école Polytechnique à Palaiseau [11], [12] au cours d'une campagne de mesures sur une année entière (Juillet 2017 - Juin 2018). Des réflecteurs plans ont été installés entre Juillet et Octobre 2017 (Figure 20). Deux périodes sont donc considérées.

Les mesures d'irradiances POA et POA_{Mir} sont effectuées à l'aide d'un pyranomètre (Hukseflux SR01) et de photodiodes (SOLEMS RG100) installées tout-autour des modules PV, comme le montre la Figure 20. Ils sont appelés SR01 et I1, I2, I3 et IPV1 respectivement, dans cette figure.



Figure 20 Banc de caractérisation équipé de capteurs d'irradiance et de réflecteurs plans, observatoire SIRTA. Les capteurs marqués en jaune correspondent à des photodiodes SOLEMS RG100.

L'installation est composée de cinq modules PV de technologies différentes installés plein sud avec un angle d'inclinaison de 27° sur le plan horizontal. Elle sera décrite plus en détail dans le chapitre 4. Ce sont uniquement les mesures d'irradiances POA et POA_{Mir} qui nous intéressent dans ce chapitre et principalement la mesure du capteur I1, qui se situe au-dessus des modules PV.

Pour le modèle d'estimation des irradiances POA et POA_{Mir} , les variables d'entrée nécessaires aux calculs sont des mesures d'irradiance réalisées à l'observatoire SIRTA sur le toit du Laboratoire de Météorologie Dynamique à l'École Polytechnique [13]: GHI, DHI et BNI (Figure 21). Ces capteurs sont situés à 800m de distance de l'installation PV. Ainsi, des moyennes horaires à partir de données à la minute sont utilisées pour réduire l'erreur liée à cette distance.

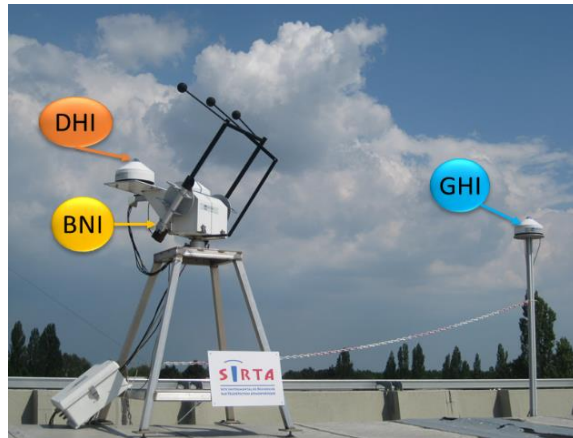


Figure 21 Pyranomètres et pyréliomètre à l'observatoire SIRTA

Dans la suite, une validation du modèle sans, puis avec réflecteurs et présentée.

2.4.2. Validation du modèle pour une architecture PV classique, sans miroir

Dans cette partie, une comparaison entre les irradiances POA modélisée et mesurée sans réflecteur plan est réalisée. La plateforme expérimentale utilisée est celle de la Figure 20, sans les réflecteurs.

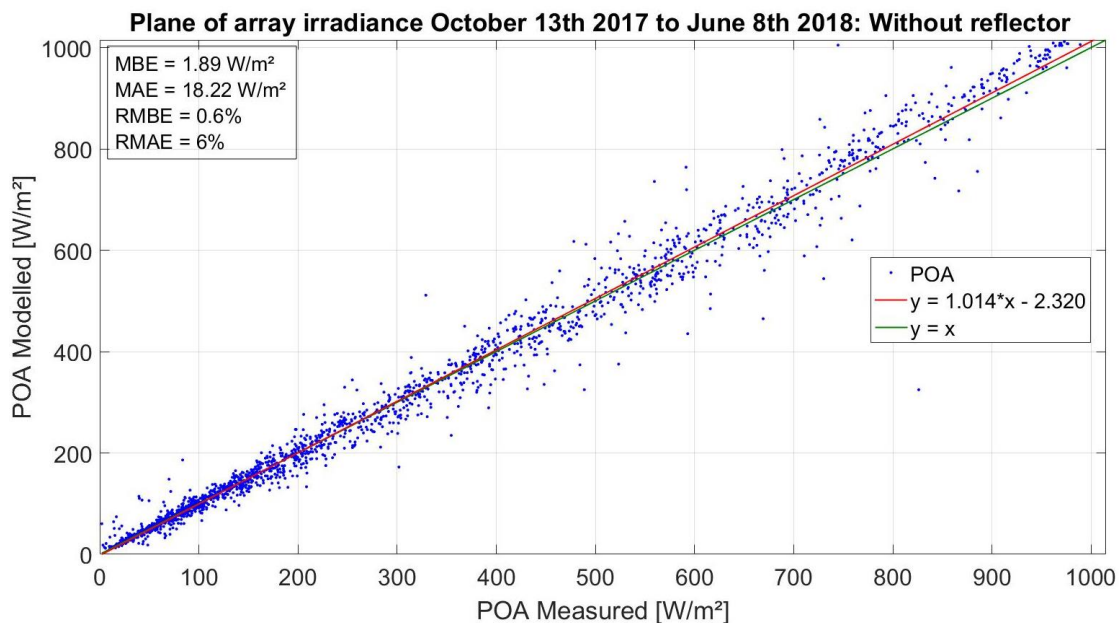


Figure 22 Comparaison entre les irradiances POA mesurée et modélisée (moyenne horaire) sur la période du 13 octobre 2017 au 8 juin 2018 : Installation sans réflecteur

La Figure 22 représente la comparaison entre les irradiances POA mesurée et modélisée sans réflecteur sur la période allant du 13 Octobre 2017 au 8 Juin 2018. Dans cette figure, l'irradiance POA modélisée est représentée en fonction de l'irradiance POA mesurée

par le capteur RG100 appelé I1 de la Figure 20. La distribution des points de modélisation en fonction de la mesure suit la première diagonale (droite en vert).

D'autre part, la droite de régression linéaire est également présentée (en rouge). Les résultats montrent que les deux droites sont proches. Ce qui confirme également une assez bonne correspondance entre la modélisation et la mesure. Cependant une analyse de la variance montre que la droite de régression linéaire par la méthode des moindres carrés est significativement différente de la première diagonale du repère. On trouve $Mod = a X_{mes} + b$ avec $a = 1,014 [1,009 ; 1,019]$ au risque α bilatéral 5%, et $b = -2,32 \text{ W/m}^2 [-4,34 ; -0,29]$ au risque α bilatéral 5%. Une régression linéaire par minimisation de l'erreur absolue donne : $a = 1,018$ et $b = -0,58 \text{ W/m}^2$ ce qui est cohérent avec les intervalles de la méthode des moindres carrés. Le modèle tend à surestimer les fortes valeurs et à sous-estimer les faibles valeurs (légèrement).

Tableau 1 Indicateurs d'erreurs entre irradiances POA modélisé et mesurée

MBE (W/m^2)	MAE (W/m^2)	RMBE	RMAE
1.89	18.22	0.6%	6.0%

Le Tableau 1 présente les indicateurs d'erreur entre l'irradiance POA modélisée et celle mesurée de la Figure 22. D'après les indicateurs d'erreur, les RMAE et RMBE obtenus sont de 6% et 0.6%, respectivement. Les pyranomètres mesurant GHI, DHI et BHI sont situés à 800 m de la plateforme expérimentale. Par conséquent, une partie de l'erreur peut être due à la distance existant entre les capteurs. Cependant, les indicateurs d'erreur restent acceptables.

2.4.3. Validation du modèle pour une architecture PV-Réflecteurs

L'objectif principal de cette première installation PV-réflecteur était l'étude de l'effet du sur-éclairage non uniforme apporté par les miroirs sur le module PV que l'on présentera dans le chapitre 4. Pour des raisons techniques (disponibilité des miroirs) et par choix stratégique, la géométrie de cette installation n'a pas été optimisée pour un gain maximal en irradiance. D'autre part le temps pendant lequel nous avons décidé d'interrompre l'étude à long terme (sans miroir) était nécessairement limité.

Dans cette partie, une comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée est menée en présence de réflecteurs plans.

La Figure 20 montre l'installation après ajout des réflecteurs pour la campagne menée du 25 juillet au 12 octobre 2017. A ce stade, les mesures d'irradiance POA_{Mir} ont été fournies par le capteur I1, comme pour l'étude sans miroir. Ce capteur correspond à une longueur sur-éclairée L_{se} de 1.52 m. Les miroirs ont une inclinaison de 14.6° par rapport au plan horizontal.

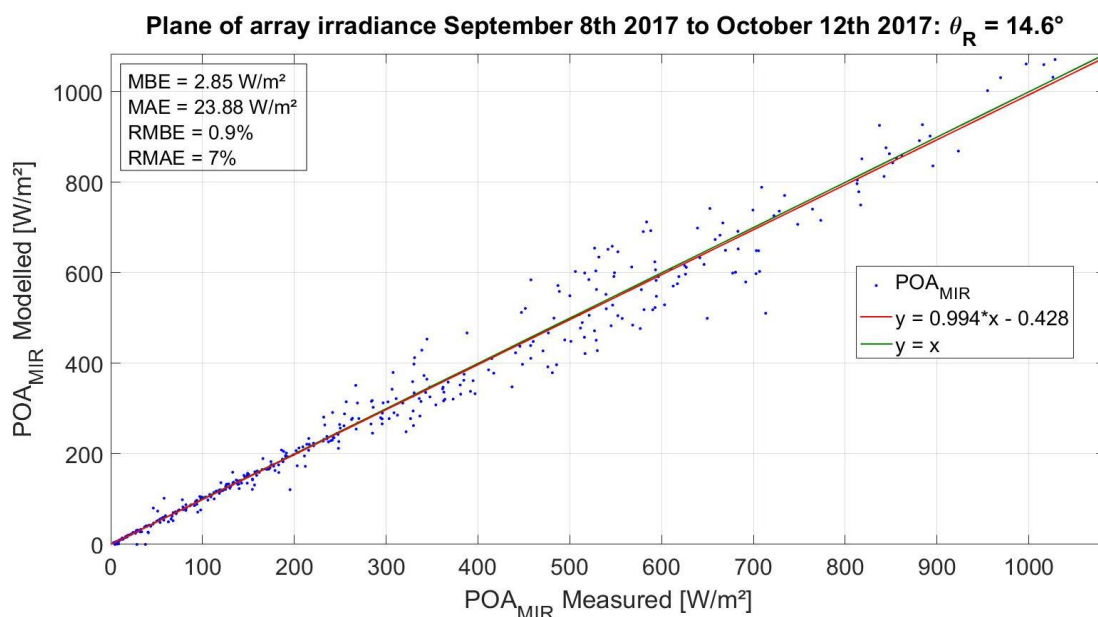


Figure 23 Comparaison entre l'irradiance POA_{MIR} mesurée et modélisée (moyenne horaire) sur la période du 8 Septembre au 12 Octobre 2017 : Installation équipée de réflecteurs plans

La Figure 23 montre la comparaison entre les irradiances POA_{MIR} mesurée et modélisée sur la période où les réflecteurs étaient installés : l'irradiance POA_{MIR} modélisée est représenté en fonction l'irradiance POA_{MIR} mesurée. La distribution des points de modélisation en fonction de la mesure suit la première diagonale (droite en vert). D'autre part, la droite de régression linéaire est également présentée (en rouge). Les deux droites dans ce cas sont également très proches. Ce qui confirme aussi une bonne adéquation entre la modélisation et la mesure en présence de réflecteurs.

Une analyse de la variance montre que la droite de régression linéaire par la méthode des moindres carrés n'est pas significativement différente de la première diagonale du repère. On trouve $Mod = aX_{mes} + b$ avec $a = 0,994 [0,979 ; 1,002]$ au risque α bilatéral 5%, et $b = -0,428 \text{ W/m}^2 [-6,425 ; +5.568]$ au risque α bilatéral 5%. Une régression linéaire par minimisation de l'erreur absolue donne : $a = 0,988$ et $b = +0,208 \text{ W/m}^2$ ce qui est cohérent avec les intervalles de la méthode des moindres carrés. Bien que la corrélation soit légèrement moins bonne que pour le cas sans miroir, ($R^2 = 0.9763$ au lieu de 0.9859) le modèle décrit bien les irradiances mesurées.

Tableau 2 Indicateurs d'erreurs entre POA_{MIR} modélisé et POA_{MIR} mesuré

MBE (W/m^2)	MAE (W/m^2)	RMBE	RMAE
2.85	23.88	0.9%	7%

Le Tableau 2 présente les indicateurs d'erreur entre la modélisation et la mesure de la Figure 23. D'après les résultats de comparaison, les indicateurs d'erreur obtenus sont de 7% et 0,9% pour le RMAE et le RMBE respectivement. Ces résultats montrent que l'effet des

réflecteurs est correctement modélisé. Dans tous les cas, le biais est faible, inférieur à 1%, ce qui est pertinent pour le travail d'optimisation développé dans le chapitre 3.

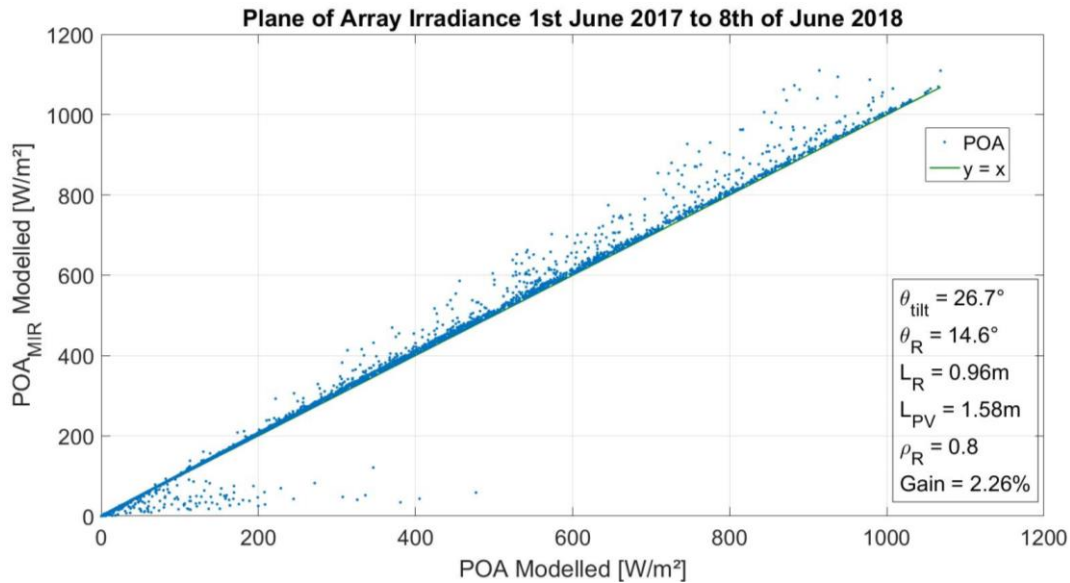


Figure 24 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{MIR} modélisées avec les paramètres géométriques de l'installation du SIRTA

La Figure 24 montre les résultats de simulation en comparant les irradiances POA et POA_{MIR}, les deux étant calculées à partir du modèle d'estimation décrit précédemment, avec et sans réflecteur. Les paramètres considérés pour cette simulation sont ceux de l'installation PV du SIRTA : $\theta_{tilt} = 26.7^\circ$, $\theta_R = 14.6^\circ$, $L_R = 0.96\text{m}$, $L_{PV} = 1.58\text{m}$. D'après les résultats de simulation, le gain en irradiance POA ajouté par les miroirs serait de 2.26% sur une année entre le 1^{er} Juin 2017 et le 8 Juin 2018. Il est donc évident que dans ce cas, l'effet des réflecteurs n'est pas significatif. Ce qui est normal car l'architecture étudiée ici n'est pas optimisée pour un maximum de gain comme déjà expliqué. Son objectif expérimental étant d'évaluer l'effet d'un sur-éclairage non uniforme ajouté par les réflecteurs que l'on détaillera dans les chapitres 4 et 5, ainsi que de valider un modèle Matlab/Simulink que nous avons développé pour l'estimation de la production électrique d'un système PV-réflecteur. Pour information, un système similaire mais dont les angles d'inclinaison des miroirs et des modules PV sont optimisés, pourrait permettre un gain énergétique mensuel jusqu'à 22,7%, comme nous le verrons au chapitre 3.

Il est intéressant de noter que dans cette figure il existe trois types de nuages de points correspondant aux trois cas décrits dans la Figure 18. Le premier cas correspond aux points situés au-dessus de la première diagonale pour lesquels les miroirs ont un effet positif sur l'irradiance POA_{MIR}. Le second cas correspond aux points appartenant à la première diagonale où les rayons réfléchis par le miroir n'atteignent pas le sommet du module PV (la position du capteur d'irradiance I1) et par suite l'effet des miroirs n'est pas considéré. Le troisième cas correspond aux points pour lesquels le miroir a un effet négatif, c'est-à-dire

lorsque le soleil est bas, derrière les miroirs, ce qui fait de l'ombre et « bloque » ainsi la prise en compte par le modèle de la composante directe de l'irradiance POA_{Mir} . Ce cas se produit pour des faibles élévations solaires et donc aussi pour des faibles valeurs de l'irradiance.

2.5. Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle d'estimation d'irradiances POA et POA_{Mir} (avec et sans réflecteur) a été présenté ainsi que sa validation expérimentale. En premier lieu, la description du modèle analytique a été développée, présentant les principales équations nécessaires à leur calcul. Pour une estimation précise de l'irradiance POA_{Mir} , trois cas ont été considérés. Le premier représente la situation où le rayonnement réfléchi par le miroir couvre le niveau le plus élevé du module PV. Le second où le rayonnement réfléchi du miroir atteint un niveau inférieur à la longueur du module PV, laissant une partie des cellules supérieures du plan de module non sur-éclairées. Et le troisième où le réflecteur projette un ombrage sur le module PV.

La validation expérimentale a été établie dans le cas d'une installation PV classique ainsi que dans le cas d'une installation équipée de réflecteurs plans. La plateforme expérimentale située à l'observatoire SIRTA et équipée de différents types de radiomètres a été d'abord présentée.

Les résultats de simulation ont été comparés aux mesures effectuées sur deux périodes formant une année complète. A ce stade, les indicateurs d'erreurs entre la mesure et la simulation ont été évalués. Les erreurs absolues moyennes obtenues sont respectivement de 6% et 7% pour un système PV classique et un système équipé de réflecteurs. Les valeurs de biais moyens sont inférieures à 1% dans les deux cas.

Enfin, une comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour la plateforme expérimentale réalisée au SIRTA a été effectuée. Pour les paramètres géométriques fixes de cette installation, les résultats de simulation ont montré un gain en POA annuel dû aux miroirs de 2.26%. Ce gain faible et non représentatif d'une installation optimisée était attendu pour une architecture PV-réflecteur dont l'objectif expérimental était d'obtenir un maximum d'éclairement non uniforme sur les modules PV.

D'après ces résultats, il est évident qu'afin d'obtenir un gain maximal en irradiation POA pour un système PV-réflecteur aboutissant à un maximum de production photovoltaïque, un processus d'optimisation de la géométrie est nécessaire. Dans le chapitre suivant, ce processus d'optimisation ainsi que la stratégie d'évaluation dans six zones géographiques différentes seront détaillés.

Références

- [1] V. Badescu, "3D isotropic approximation for solar diffuse irradiance on tilted surfaces," *Renew. Energy*, vol. 26, no. 2, pp. 221–233, 2002.
- [2] M. Lave, W. Hayes, A. Pohl, and C. W. Hansen, "Evaluation of Global Horizontal Irradiance to Plane-of-Array Irradiance Models at Locations Across the United States," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 5, no. 2, pp. 597–606, Mar. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2392938.
- [3] "PV Performance Modeling Collaborative | Simple Sandia Sky Diffuse Model." <https://pvpmc.sandia.gov/modeling-steps/1-weather-design-inputs/plane-of-array-poa-irradiance/calculating-poa-irradiance/poa-sky-diffuse/simple-sandia-sky-diffuse-model/> (accessed Nov. 17, 2019).
- [4] J. E. Hay, "Calculating solar radiation for inclined surfaces: Practical approaches," *Renew. Energy*, vol. 3, no. 4, pp. 373–380, Jun. 1993, doi: 10.1016/0960-1481(93)90104-0.
- [5] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, and R. Stewart, "Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance," *Sol. Energy*, vol. 44, no. 5, pp. 271–289, Jan. 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.
- [6] M. Lave, A. Pohl, B. Hayes, and W. Hobbs, "Plane of Array (POA) Irradiance Modeling." U.S. Department of Energy Office of Scientific and Technical Information.
- [7] J. Gelegenis, P. Axaopoulos, S. Misailidis, G. Giannakidis, M. Samarakou, and B. Bonaros, "Feasibility for the use of Flat Booster Reflectors in Various Photovoltaic Installations," *ResearchGate*, Vol. , No. 1 2015, Accessed: May 24, 2020. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/275637317_Feasibility_for_the_use_of_Flat_Booster_Reflectors_in_Various_Photovoltaic_Installations.
- [8] J. A. Duffie and W. A. Beckman, "Solar Engineering of Thermal Processes, 4th Edition | Wiley," .
- [9] M. Pavlov, A. Migan-Dubois, V. Bourdin, M. Pons, M. Haeffelin, and J. Badosa, "Experimental and Numerical Study of the Influence of String Mismatch on the Yield of PV Modules Augmented By Static Planar Reflectors," *IEEE J. Photovolt.*, vol. 5, no. 6, pp. 1686–1691, Nov. 2015, doi: 10.1109/JPHOTOV.2015.2478057.
- [10] M. Pavlov, "Numerical modelling of the coupling of thermal and photoelectric effects for the photovoltaic modules under low concentration," p. 200.
- [11] J. Badosa, V. Bourdin, M. Haeffelin, J. Nassar, T. Mambrini, and A. Migan, "Deployment of a multi-technology photovoltaic module test bench on the SIRTa meteorological and climate observatory", , " presented at the 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EuPVSEC), Hambourg (Germany), Sep. 2015.
- [12] M. Haeffelin *et al.*, "SIRTa, a ground-based atmospheric observatory for cloud and aerosol research," *Ann. Geophys.*, vol. 23, no. 2, pp. 253–275, Feb. 2005, doi: <https://doi.org/10.5194/angeo-23-253-2005>.
- [13] "Site Instrumental de Recherche par Télédétection Atmosphérique." <https://sirta.ipsl.fr/index.html> (accessed Jun. 26, 2020).

Chapitre 3 : Optimisation géométrique de l'irradiance POA pour un système PV-réflecteurs

Table des matières

3.1.	Introduction	55
3.2.	Stratégie et paramètres d'optimisation.....	56
3.3.	Optimisations pour le site de Palaiseau à partir d'un an de mesures au sol.....	58
3.3.1.	Cas d'une installation PV classique	58
3.3.2.	Cas d'une installation PV-réflecteur	59
3.4.	Optimisation à partir de données satellitaires sur six sites de zones géographiques différentes.....	71
3.4.1.	Angles θ_{tilt} et θ_R optimaux.....	71
3.4.2.	Gain en irradiation	79
3.5.	Conclusion	89
	Références	91

3.1. Introduction

Les mêmes installations photovoltaïques dans des zones géographiques différentes en latitudes n'auront pas des performances énergétiques similaires. Cela est dû à la différence dans le flux d'irradiance solaire parvenant aux modules PV, aux conditions atmosphériques, à l'environnement et l'entourage de l'installation PV ainsi qu'aux aspects géométriques.

Le bon fonctionnement d'une installation photovoltaïque nécessite une orientation et une inclinaison adéquate au niveau des modules PV. Les panneaux solaires doivent être orientés vers le sud étant dans l'hémisphère nord, et vers le nord étant dans l'hémisphère sud.

De même, un système PV avec réflecteur doit avoir une architecture optimisée selon sa situation géographique. Les premières études qui ont été menées sur l'augmentation de l'irradiance par des réflecteurs plans étaient appliquées à des collecteurs thermiques. Quelques études trouvées dans la littérature ont été exposées dans la section 1.2 et en voici quelques autres en lien direct avec l'optimisation, d'abord de collecteurs seuls et ensuite pour des collecteurs avec réflecteurs.

D'après une étude théorique menée dans [1], pour une latitude de 50° et sous hypothèse de ciel sans nuages, une installation PV fixe doit être inclinée de 41.1° et pour une inclinaison variant deux fois par an, l'angle doit être de 25.5° durant l'été et de 63° durant l'hiver. Cela donne un gain de 4% en irradiation annuelle (par rapport à l'installation fixe) mais -26% par rapport à une installation avec suiveur solaire à deux axes.

Une étude pour Belgrade (44.47°N) [2] a montré (grâce à des simulations à partir de mesures quotidiennes) que le gain annuel en irradiation pouvait atteindre 7,8%, 8,9%, 9,1% et 9,2% si l'inclinaison du collecteur était ajustée de façon saisonnière, mensuelle, bimensuelle et quotidienne, respectivement, par rapport à l'inclinaison fixe.

Une autre étude est réalisée sur les angles d'inclinaison optimaux d'un collecteur pour l'Arabie Saoudite (Madinah) dans [3] dont la surface est orientée vers l'équateur. Cette étude a montré qu'une architecture fixe dont l'angle d'inclinaison optimal est égal à la latitude (23.5°) contribue à une perte annuelle de 8% en irradiation par rapport à une architecture à ajustement mensuel. Dans cette région, l'angle d'inclinaison optimal pour l'été est de 12° et pour l'hiver de 37° .

Une étude théorique sur un système collecteur thermique équipé d'un réflecteur plan est réalisée dans [4]. Cette étude présente les angles d'inclinaison optimaux du collecteur thermique ainsi que du réflecteur par mois pour une latitude de 30°N . Dans le cas où le collecteur et le réflecteur sont ajustés à l'inclinaison appropriée, un gain en irradiation journalière de 19%, 26% et 33% est obtenu sur une année lorsque le rapport entre la longueur du réflecteur et celle du collecteur est de 0,5, 1 et 2 respectivement [4].

Dans [5], un modèle d'optimisation d'un collecteur équipé d'un réflecteur plan est présenté en Italie. D'après les résultats théoriques trouvés, deux ajustements angulaires du

réflecteur par an suffisent pour fournir un facteur d'amélioration en irradiation égal à 90% de celui avec ajustement mensuel.

Dans le but d'augmenter le rendement des installations PV, les systèmes de suiveurs solaires ont démontré de bonnes performances. Ils permettent de pivoter le module PV suivant un ou deux axes dans le but de maximiser le rayonnement qu'il reçoit. Selon la région, l'augmentation de la production électrique des systèmes équipés de suiveurs varie entre 10 et 25% par rapport à une installation fixe [6]. D'autre part, en raison de la complexité de leur technologie et des pièces mobiles nécessaires à leur fonctionnement, le surcoût de l'installation apporté par ces systèmes est non négligeable. D'autre part, les suiveurs solaires demandent plus de maintenance et présentent des limitations de performances dans les régions nuageuses [7].

La performance en irradiation annuelle d'un système PV-réflecteur est évaluée dans ce chapitre dans le cadre d'une étude de différents cas d'optimisation géométrique qui est basée sur la longueur des réflecteurs plans ajoutés ainsi que sur un ajustement angulaire 2D de l'installation (suivant θ_{tilt} et θ_R). Cette étude d'optimisation nous permettra ainsi de trouver les niveaux d'irradiation annuelle les plus élevés pour une installation en fonction du profil solaire correspondant. À ce propos, les études de cas présentées dans ce chapitre s'appuient sur les données météorologiques issues de l'observatoire SIRTA (Palaiseau, France) ainsi que du site web PVGIS permettant d'accéder aux données solaires satellitaires dans différentes zones géographiques [8].

Une partie importante des résultats de ce chapitre ont été publiés dans [9] et [10].

3.2. Stratégie et paramètres d'optimisation

Afin de maximiser les niveaux d'éclairement réfléchi par les miroirs sur les panneaux, une géométrie adéquate du système PV-réflecteur ainsi qu'une sélection appropriée du réflecteur doivent être étudiées. Dans ce chapitre, nous nous concentrons sur l'optimisation géométrique de l'architecture PV-réflecteur afin d'obtenir une irradiation POA_{Mir} (voir section 2.3.2) maximale au niveau des modules PV. Pour cette étude, des coefficients de réflectivité des miroirs et d'albédo constants ont été considérés ($\rho_R = 0.8$, $\rho_g = 0.2$). Des études de performance pour un système orienté vers le sud à Palaiseau (France) sur une durée d'un an ont été menées en s'appuyant sur des mesures de GHI, BNI et DHI de l'observatoire SIRTA tel que décrit dans le chapitre 2. Ainsi, notre stratégie d'optimisation géométrique repose sur la variation de trois paramètres principaux affectant l'irradiance dans le plan des panneaux : la longueur du miroir par rapport à celle du module PV (L_R/L_{PV}) et l'ajustement angulaire du système (variations de θ_{tilt} et de θ_R), tel qu'illustré dans la Figure 25.

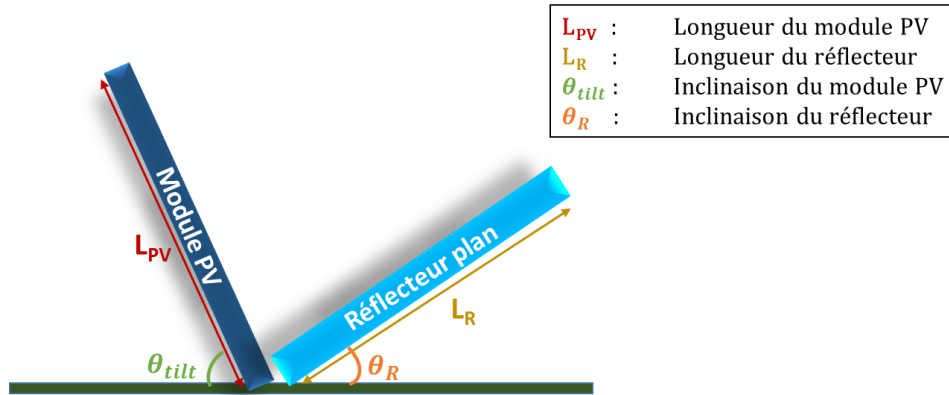


Figure 25 Installation PV-réflecteur avec paramètres d'optimisation géométriques

Concernant l'ajustement angulaire des modules PV ainsi que des réflecteurs, trois périodicités ont été considérées : un ajustement mensuel, saisonnier ou une architecture fixe. Chaque procédure d'optimisation géométrique aboutira aux valeurs optimales de θ_{tilt} et θ_R relatives à chaque mois. Ces inclinaisons optimales correspondent à un gain annuel ou mensuel maximal en irradiation POA ajouté par les miroirs dont les équations sont dans le chapitre 2. Notre première étude d'optimisation s'est appuyée sur une période d'une année entre Juin 2017 et Juin 2018 (mesures et simulation).

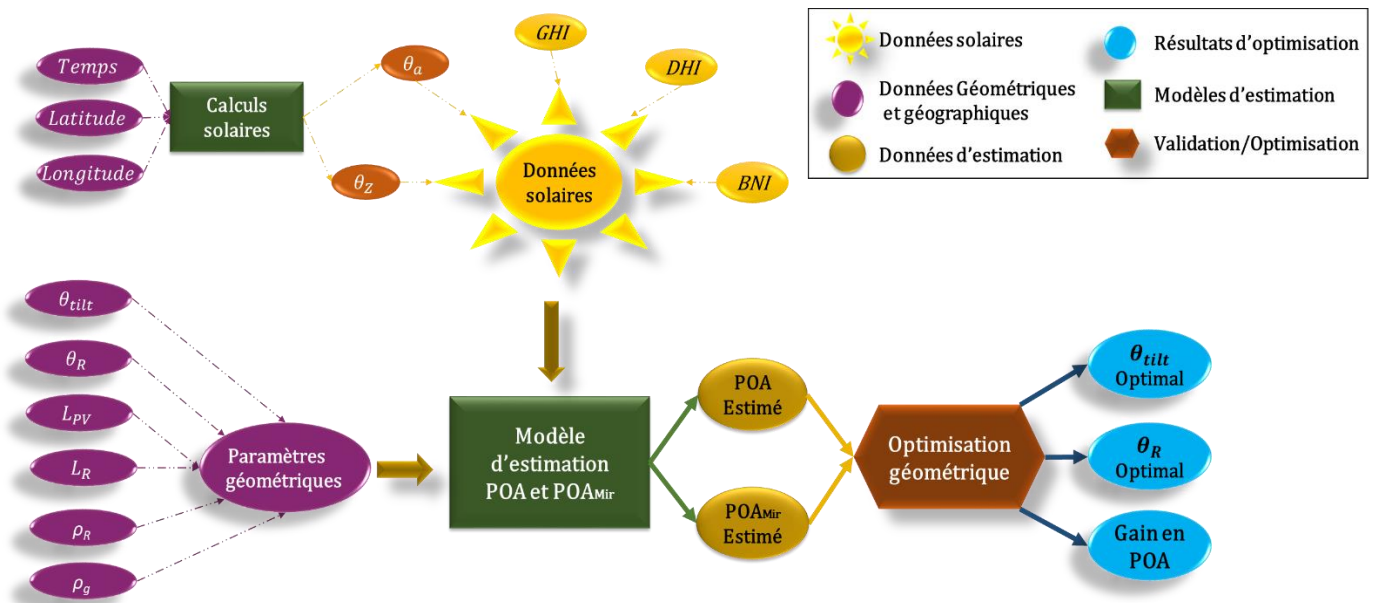


Figure 26 Modèle d'optimisation géométrique couplé au modèle d'estimation d'irradiance

Dans les parties suivantes, l'irradiance POA_{Mir} modélisée est prise au point le plus haut des modules PV équipés de réflecteurs plans dans notre processus d'optimisation. Cela

fait que aucun apport de sur-éclairage direct des réflecteurs soit compté s'il n'atteint la totalité des modules PV. La Figure 26 montre le couplage entre le modèle d'estimation d'irradiance développé dans le chapitre précédent et le code d'optimisation géométrique de l'installation PV-réflecteur. Les irradiances POA et POA_{Mir} à la sortie du modèle d'estimation sont calculées pour chaque combinaison d'angles (θ_{tilt} , θ_R) définie en entrée du modèle ainsi que pour chaque longueur choisie du réflecteur. Les angles θ_{tilt} et θ_R sont définis dans ce cas par des intervalles de 1° entre 21 et 80° et entre -10 et 45°, respectivement. Ainsi, pour différents rapports de longueurs L_R/L_{PV}, nous avons varié l'angle d'inclinaison du module PV θ_{tilt} , ainsi que celui des réflecteurs θ_R . A la sortie du modèle d'optimisation géométrique, la meilleure combinaison ($\theta_{tilt,optimal}$, $\theta_{R,optimal}$) a été déduite afin d'obtenir l'irradiation POA_{Mir} maximale qu'on peut avoir dans chaque cas (mois, saison ou fixe). L'irradiation POA maximale qu'on peut atteindre a été également calculée pour une installation PV classique (sans réflecteur) dont la géométrie a aussi été optimisée. Dans ce dernier cas, l'angle d'inclinaison des modules PV optimal est récupéré en sortie suivant le cas considéré.

Dans les parties suivantes, le code d'optimisation sera étudié pour différents scénarios et en absence puis en présence de réflecteurs plans. A ce stade, différents ajustements angulaires seront considérés (mensuel, saisonnier ou fixe) ainsi que différents rapports L_R/L_{PV}.

3.3. Optimisations pour le site de Palaiseau à partir d'un an de mesures au sol

3.3.1. Cas d'une installation PV classique

La première étape consiste à varier θ_{tilt} par mois en considérant une installation PV classique (sans réflecteur plan) afin de trouver θ_{tilt} optimal correspondant à l'irradiation POA maximale notée E en Wh/m²/jour pour chaque mois. Pour ça, la méthodologie décrite dans le Chapitre 2 est appliquée sur les mesures de GHI, BNI et DHI du SIRTA pour un an (Juin 2017 – Mai 2018) avec pas horaire. Les résultats de simulation sont présentés dans le Tableau 3.

Tableau 3 $\theta_{tilt,optimal}$ correspondant au POA max relatif à chaque mois, cas d'une installation PV classique située à Palaiseau

	JUN 2017	JUL 2017	AUG 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JAN 2017	FEB 2018	MAR 2018	APR 2018	MAY 2018
$\theta_{tilt,optimal}$ (°)	23	21	30	39	52	63	63	56	58	34	31	28
E (Wh/m ² /jour)	6357	5330	4694	3614	3215	1947	962	892	2670	2482	4407	6184

Les résultats visualisés dans le Tableau 3 correspondent aux simulations pour une installation PV classique orientée vers le sud à Palaiseau, France à une latitude de 48.7°. Selon notre modèle analytique, la valeur optimale de l'angle d'inclinaison des modules PV varie entre 21° et 30° pour la saison estivale où un maximum d'irradiation POA de 6357 Wh/m²/jour est atteint en Juin. θ_{tilt} augmente pour atteindre un maximum de 63° en hiver

où les valeurs les plus faibles en irradiation solaire sont observées : $962 \text{ Wh/m}^2/\text{jour}$ en Décembre. Au printemps, une valeur d'inclinaison moyenne peut être ajustée entre 28° et 34° . En effet, la saison estivale correspond à de hautes élévations solaires, ce qui nécessite une inclinaison faible des modules vers l'horizontale afin de bénéficier au mieux de l'irradiance directe. D'autre part, en hiver, comme le soleil est le plus bas (surtout en Décembre), il est avantageux de redresser les modules PV. Ce qui est compatible avec les valeurs de θ_{tilt} trouvées en simulation.

Ces résultats sont cohérents avec ceux proposés dans l'étude menée dans [11] pour une latitude de 50° qui est proche de la nôtre (θ_{tilt} de 25.5° durant l'été et de 63° durant l'hiver), même si leur étude était pour des conditions sans nuages.

3.3.2. Cas d'une installation PV-réflecteur

Dans cette partie, afin d'aboutir à une irradiance POA_{Mir} mensuelle, saisonnière et annuelle maximale, les scénarios considérés pour le processus d'optimisation sont les suivants :

- Longueurs des réflecteurs : $L_R = L_{PV}/2$, $L_R = L_{PV}$ et $L_R = 2L_{PV}$.
- Périodicité d'ajustement des angles (θ_{tilt} , θ_R) : mensuelle, saisonnière ou fixe.

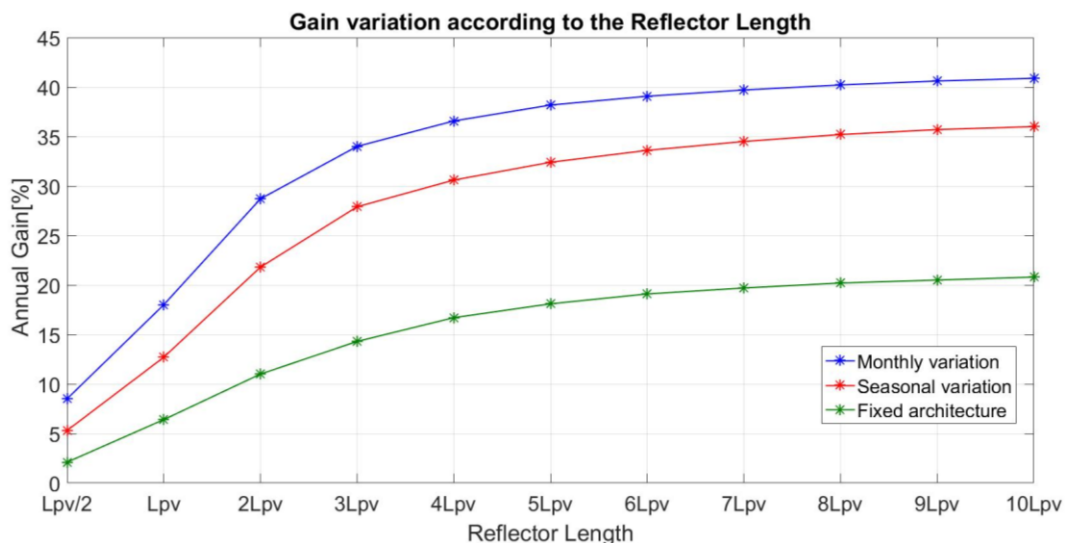


Figure 27 Variation du G_A en fonction de la longueur des réflecteurs pour une variation géométrique mensuelle, saisonnière et pour une architecture fixe

D'abord, l'irradiance POA_{Mir} du système PV-réflecteur a été simulée en variant L_R de $L_{PV}/2$ à $10L_{PV}$ comme le montre la Figure 27. La même procédure a été répétée pour les variations architecturales mensuelle et saisonnière ainsi que pour l'architecture fixe. A ce stade, notre objectif est de trouver la longueur des réflecteurs à partir de laquelle G_A commence à se stabiliser autour d'une valeur constante. Les résultats montrent que le gain augmente significativement dans les trois cas entre $L_{PV}/2$ et $2L_{PV}$ et continue à augmenter plus lentement jusqu'à atteindre $8L_{PV}$ où il se stabilise autour de 40%, 36% et 20% pour les

variations mensuelle, saisonnière et l'architecture fixe respectivement. Par suite, d'après les résultats trouvés, il est inutile d'installer des réflecteurs dont la longueur dépasse $4L_{PV}$ puisqu'ils n'apporteront pas une augmentation significativement plus importante en irradiation que des réflecteurs plus petits. Entre $4L_{PV}$ et $10L_{PV}$ une augmentation d'environ 4% du gain est visualisée dans les trois cas.

Néanmoins, d'autres contraintes limitant la longueur des réflecteurs doivent être prises en compte, telles que l'espace disponible pour l'installation, des difficultés mécaniques liées à la taille et le poids, le coût d'installation et d'opération, ainsi que la distance entre les rangées de modules PV dans le cas d'une installation PV à plusieurs rangées. Pour cette raison, dans les parties suivantes, seules les valeurs $L_{PV}/2$, L_{PV} et $2L_{PV}$ seront étudiées.

3.3.2.1. Optimisation mensuelle selon la longueur du réflecteur plan

Dans cette partie, le processus mené dans le but d'obtenir les meilleurs paramètres géométriques de l'installation PV-réflecteur sera expliqué pour les cas considérés. Les résultats de simulation seront présentés et discutés pour un ajustement angulaire mensuel pour différents rapports L_R/L_{PV} . Une interprétation générale des résultats obtenus sera élaborée à la fin de cette partie.

$L_R=L_{PV}/2$ avec ajustement angulaire mensuelle

D'abord, un réflecteur dont la longueur est égale à la moitié de celle du module PV a été considéré (Figure 25). Le processus décrit précédemment a été exécuté en considérant θ_R variant entre -10° et 45° et θ_{tilt} entre 27° et 80° . Les résultats optimaux obtenus sont présentés dans le Tableau 4.

Tableau 4 Résultats géométriques optimaux correspondant au POA maximal pour chaque mois avec $L_R = L_{PV}/2$. Le gain mensuel est calculé à partir des valeurs du Tableau 3

$L_R = L_{PV}/2$	JUN 2017	JUL 2017	AUG 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JAN 2018	FEB 2018	MAR 2018	APR 2018	MAY 2018
$\theta_{tilt, optimum}$ (°)	28	27	41	45	59	52	49	52	62	45	39	30
$\theta_R, optimum$ (°)	27	26	14	6	-8	-10	-10	-10	-10	3	15	22
E (Wh/m ² /jour)	6979	5704	5040	3941	3538	2072	1011	943	2969	2639	4825	6736
G_M (%)	9.7	7	7.3	9.0	10.0	6.4	5.1	5.7	11.2	6.3	9.5	9.0

Les angles négatifs des réflecteurs ont été permis pour explorer les possibilités en architecture mais cela peut être une condition contraignante car imposerait une installation PV-réflecteurs à un niveau plus élevée que le sol.

La Figure 28 présente une comparaison entre l'irradiance simulée dans le plan des modules PV sans et avec réflecteurs afin d'évaluer l'efficacité du système. Ainsi, le gain G_M en irradiation dû aux réflecteurs plans a été calculé pour chaque mois.

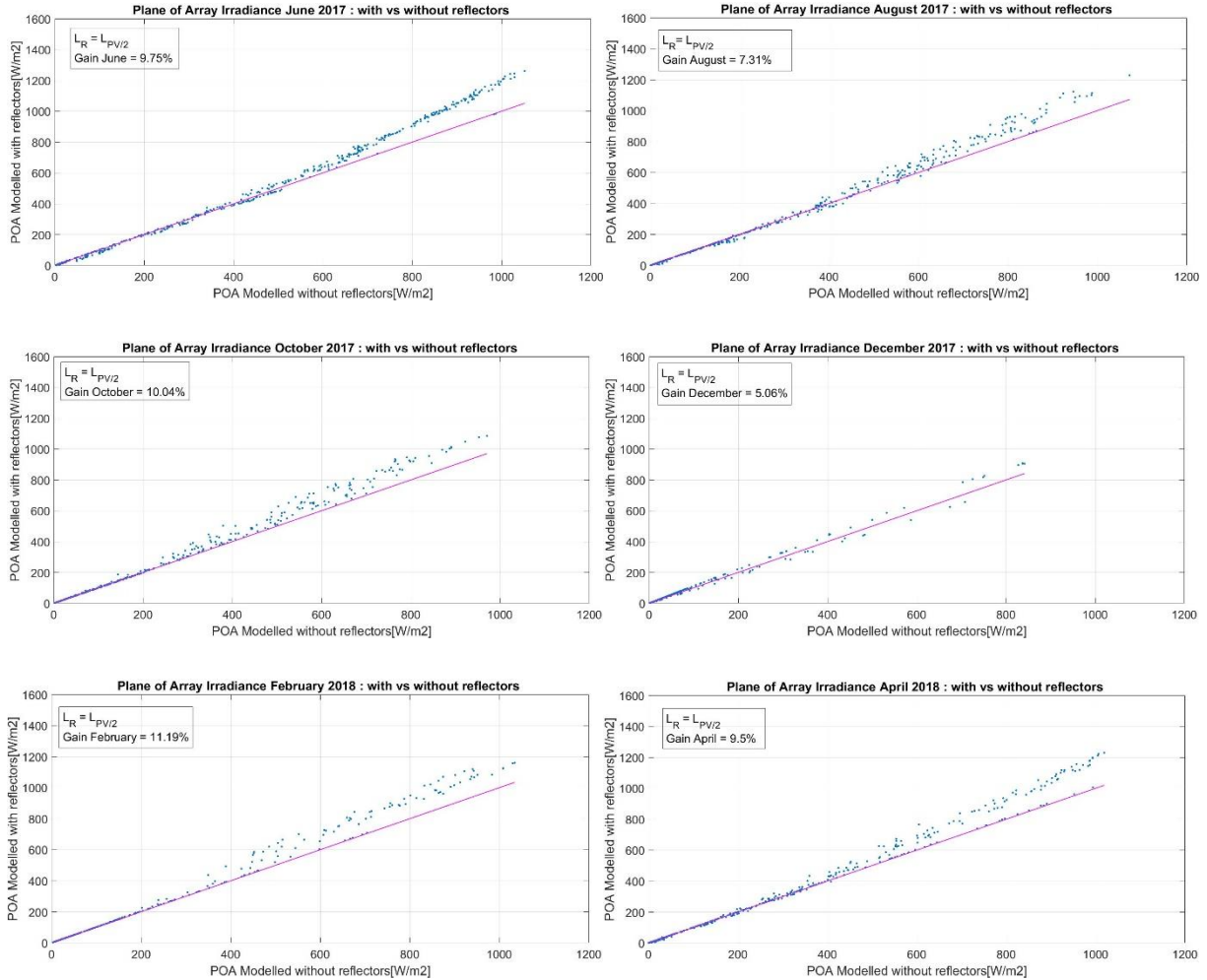


Figure 28 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour différents mois de l'année, cas $L_R=L_{PV}/2$

Dans la Figure 28, nous visualisons la comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} , les deux sorties issues du modèle analytique développé. Dans cette figure où $L_R=L_{PV}/2$, un ajustement mensuel a été considéré et le résultat de comparaison ainsi que le gain mensuel en irradiation est présenté pour chaque mois. La droite en magenta représente la première diagonale par rapport à laquelle la comparaison est effectuée. Les points au-dessus de cette droite correspondent à un gain positif en irradiation POA. Dans ce cas, comme le montrent les résultats, le gain mensuel maximal obtenu pour cette année à Palaiseau est de 11.19% en Février et le gain mensuel minimal était de 5.06% en Décembre. Les valeurs correspondant aux points au-dessous de la première diagonale correspondent à une certaine perte en irradiation qui est en effet négligeable par rapport au gain global apporté. Cette perte est principalement due aux intervalles de temps où les miroirs se comportent comme des obstacles face au flux solaire direct. Cela se produit surtout au début et en fin de journée lorsque le soleil est bas.

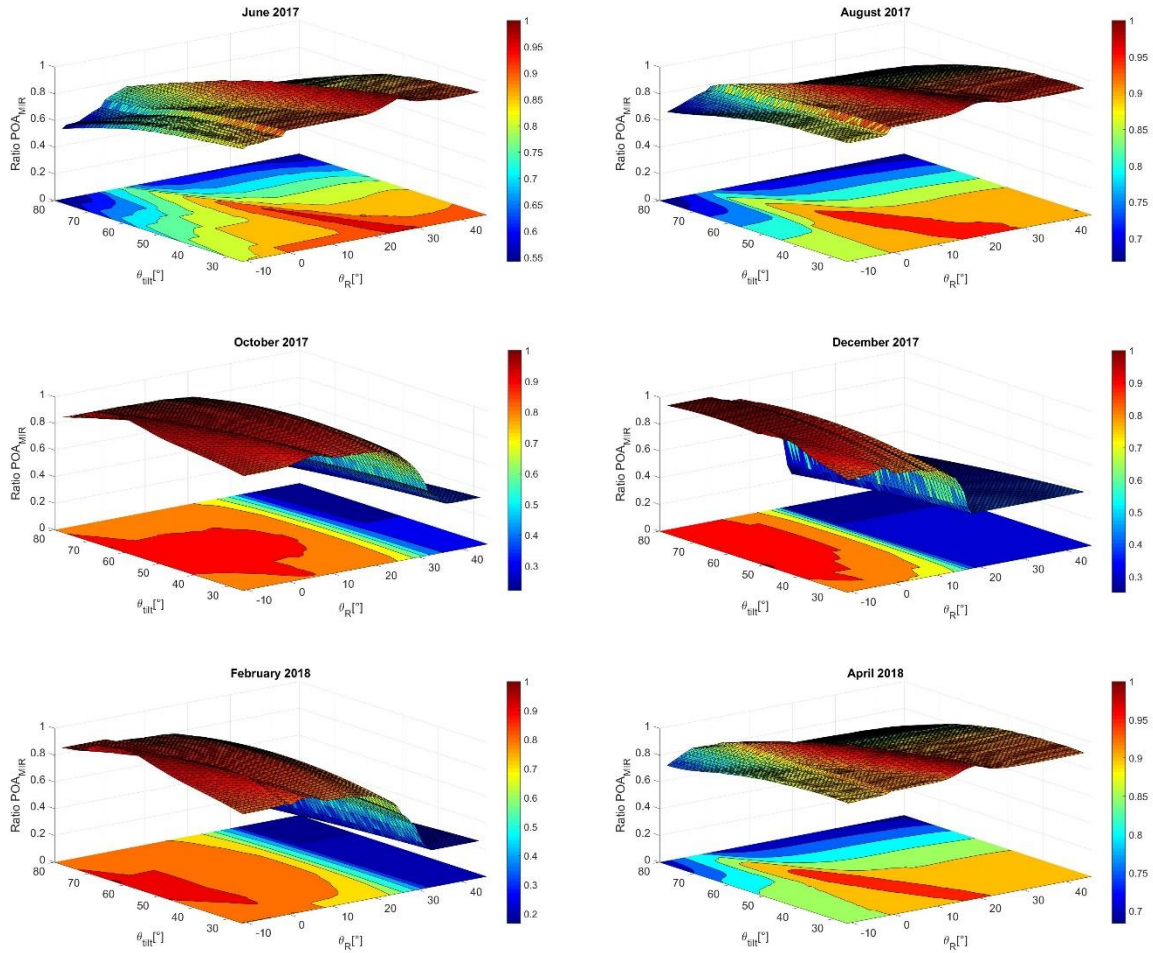


Figure 29 Rapport entre les irradiances POA_{Mir} des différentes combinaisons θ_{tilt} , θ_R (et normalisé par la valeur $Max(POA)$) correspondant aux angles optimaux pour différents mois de l'année considérée pour Palaiseau, en présence de réflecteurs plans, cas $L_R = L_{PV}/2$

Pour chaque combinaison possible de $(\theta_{tilt}, \theta_R)$ avec L_R toujours égale à $L_{PV}/2$, le ratio POA_{Mir} est défini comme étant le rapport entre l'irradiance POA_{Mir} moyenne obtenue et l'irradiance POA_{Mir} maximale résultant du processus d'optimisation mensuelle a été calculé (Figure 29). Par conséquent, comme le montre la Figure 29, la zone rouge correspond à l'irradiance POA_{Mir} maximale à partir de laquelle nous avons défini nos angles d'inclinaison optimaux pour chaque mois de l'année considérée. Il est intéressant de noter que dans les différents cas présentés dans la Figure 29, l'irradiance POA_{Mir} est plus sensible à θ_R qu'à θ_{tilt} . Autrement dit, les variations de l'angle θ_{tilt} autour de l'irradiance POA_{Mir} maximale impliquent une perte moins importante. En effet, l'angle d'inclinaison des miroirs doit être ajusté finement afin de profiter du rayonnement direct réfléchi par ce dernier.

$L_R=L_{PV}$ avec ajustement angulaire mensuel

Dans cette partie, un réflecteur ayant une longueur égale à celle du module PV a été considéré. Le même processus que celui décrit dans la partie précédente a été mené. Les

meilleurs paramètres géométriques obtenus après optimisation ainsi que les gains mensuels sont présentés dans le Tableau 5.

Tableau 5 Résultats géométriques optimaux correspondant au POA maximal pour chaque mois avec $L_R = L_{PV}$

$L_R = L_{PV}$	JUN 2017	JUL 2017	AUG 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JAN 2018	FEB 2018	MAR 2018	APR 2018	MAY 2018
θ_{tilt} (°)	30	27	45	47	66	64	62	61	71	46	48	39
θ_R (°)	33	32	19	10	-5	-10	-10	-10	-8	8	16	25
E ($Wh/m^2/jour$)	7533	6099	5471	4275	3868	2312	1121	1017	3277	2482	5239	7363
G_M (%)	18.4	14.4	16.7	18.3	20.3	18.7	16.5	14.0	22.7	13.1	18.8	19.0

À partir des résultats trouvés dans le tableau ci-dessus, une comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} , sans et avec réflecteurs, est effectuée afin d'évaluer l'efficacité du système par mois.

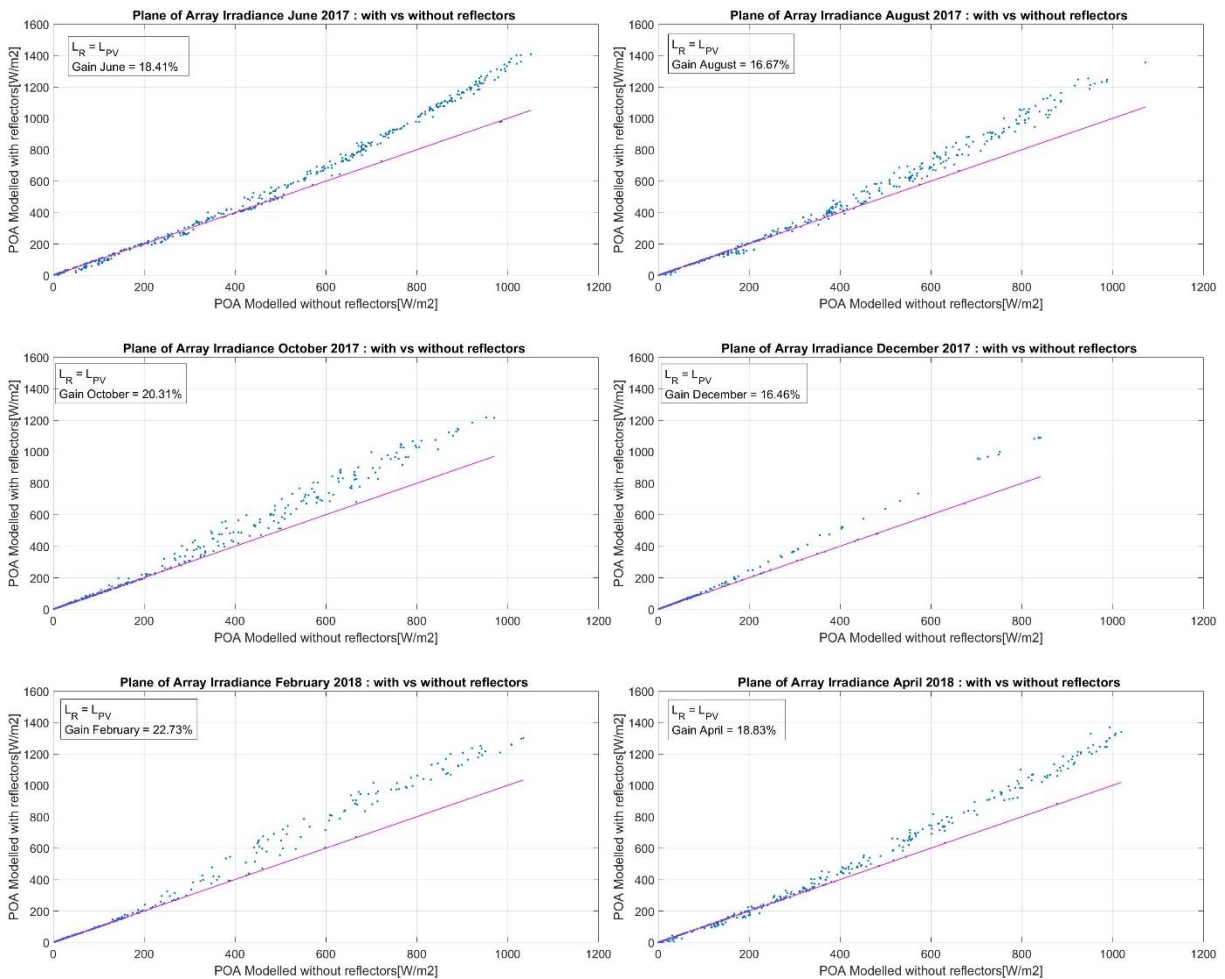


Figure 30 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour différents mois de l'année, cas $L_R=L_{PV}$

Dans la Figure 30, nous visualisons la comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées dans ce cas. D'après les résultats obtenus, le gain mensuel maximal pour cette année est de 22.7% en Février, approximativement le double de celui obtenu le même mois pour $L_R=L_{PV}/2$ et le gain mensuel minimal est de 13.1% en Mars.

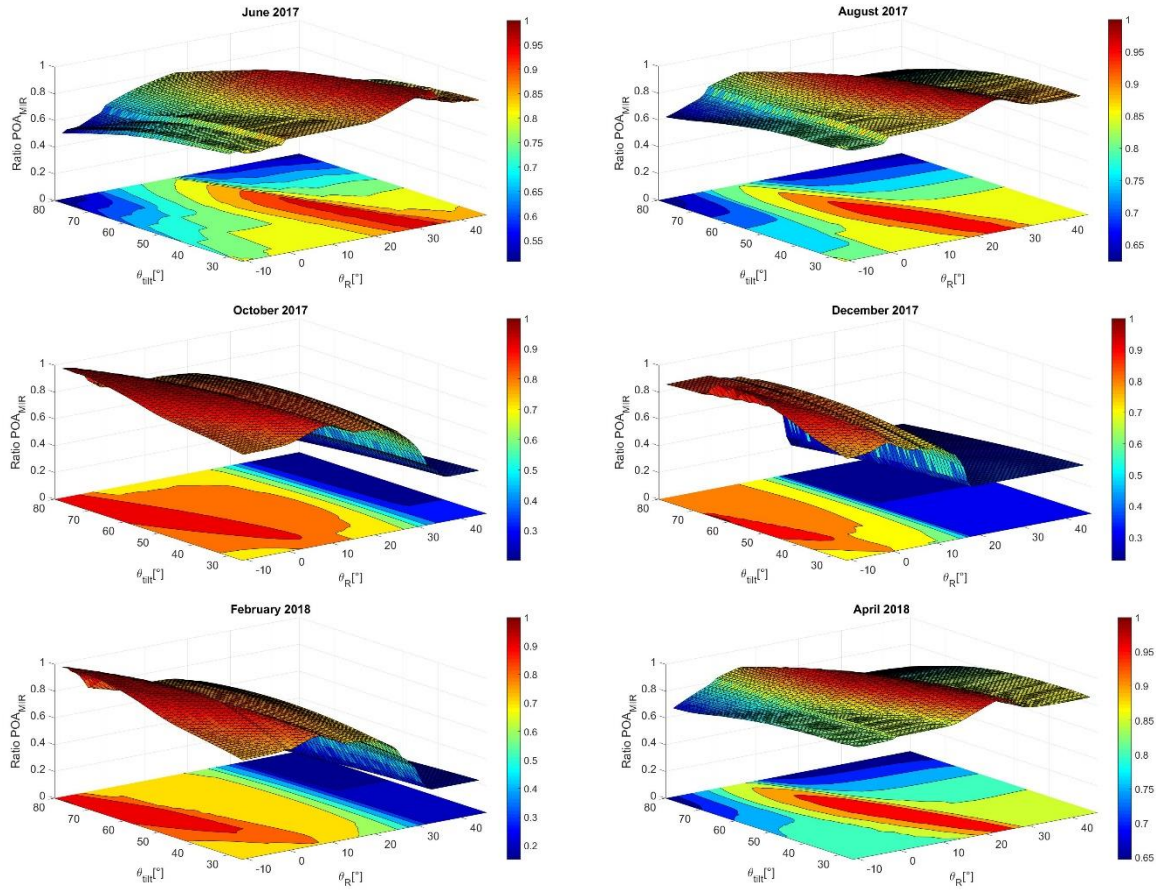


Figure 31 Rapport entre les irradiances POA des différentes combinaisons θ_{tilt} , θ_R et le Max(POA) correspondant aux angles optimaux pour différents mois de l'année, en présence de réflecteurs plans, cas $L_R = L_{PV}$

La Figure 31 montre ratio POA_{MiR} mensuel moyen obtenu des différentes combinaisons possibles (θ_{tilt} , θ_R) et l'irradiance POA_{MiR} maximale correspondant à la combinaison angulaire optimale. La sensibilité plus élevée à θ_R observée pour $L_R = L_{PV}/2$ est également observée dans ce cas.

$L_R = 2L_{PV}$ avec ajustement angulaire mensuel

Finalement, un réflecteur avec $L_R = 2L_{PV}$ a été considéré. Les paramètres géométriques optimaux résultants sont présentés dans le Tableau 6.

Tableau 6 Résultats géométriques optimaux correspondant au POA maximal pour chaque mois avec $L_R = 2L_{PV}$

$L_R = 2 \times L_{PV}$	JUN 2017	JUL 2017	AUG 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JAN 2017	FEB 2018	MAR 2018	APR 2018	MAY 2018
$\theta_{tilt, optimum} (^\circ)$	28	28	43	51	69	79	76	75	74	51	52	40
$\theta_{R, optimum} (^\circ)$	42	40	28	17	2	-6	-9	-6	0	14	24	34
E (Wh/m ² /jour)	8129	6524	5937	4664	4272	2583	1278	1102	3632	3026	5707	8011
G_M (%)	27.8	22.4	26.4	29.0	32.9	32.7	32.8	23.6	36.0	21.9	29.6	29.5

À partir des résultats trouvés dans le Tableau 6, le gain mensuel G_M a été calculé afin d'évaluer l'efficacité du système. La Figure 32 illustre la comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} , avec et sans réflecteur, pendant les douze mois considérés.

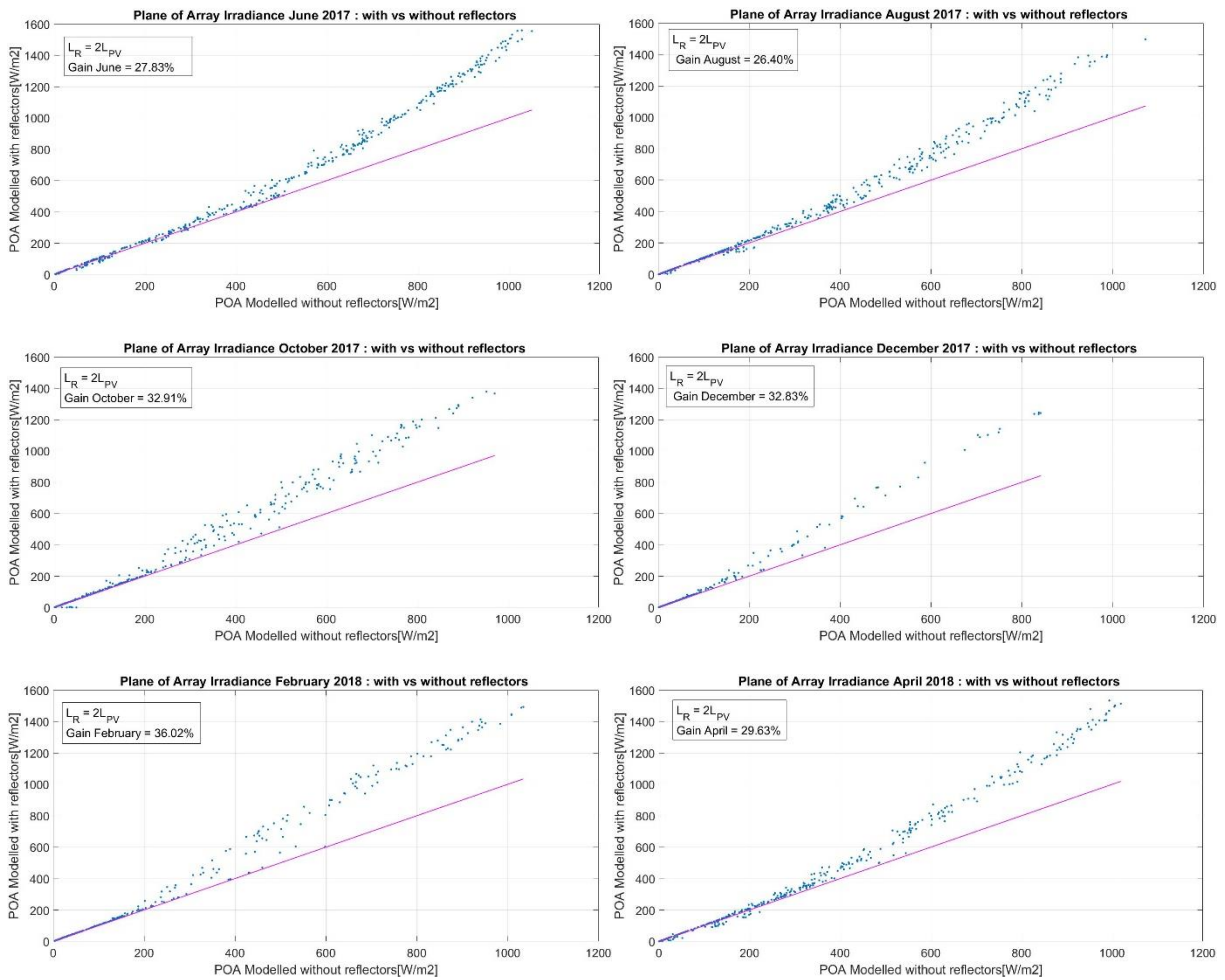


Figure 32 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour différents mois de l'année, cas $L_R=2L_{PV}$

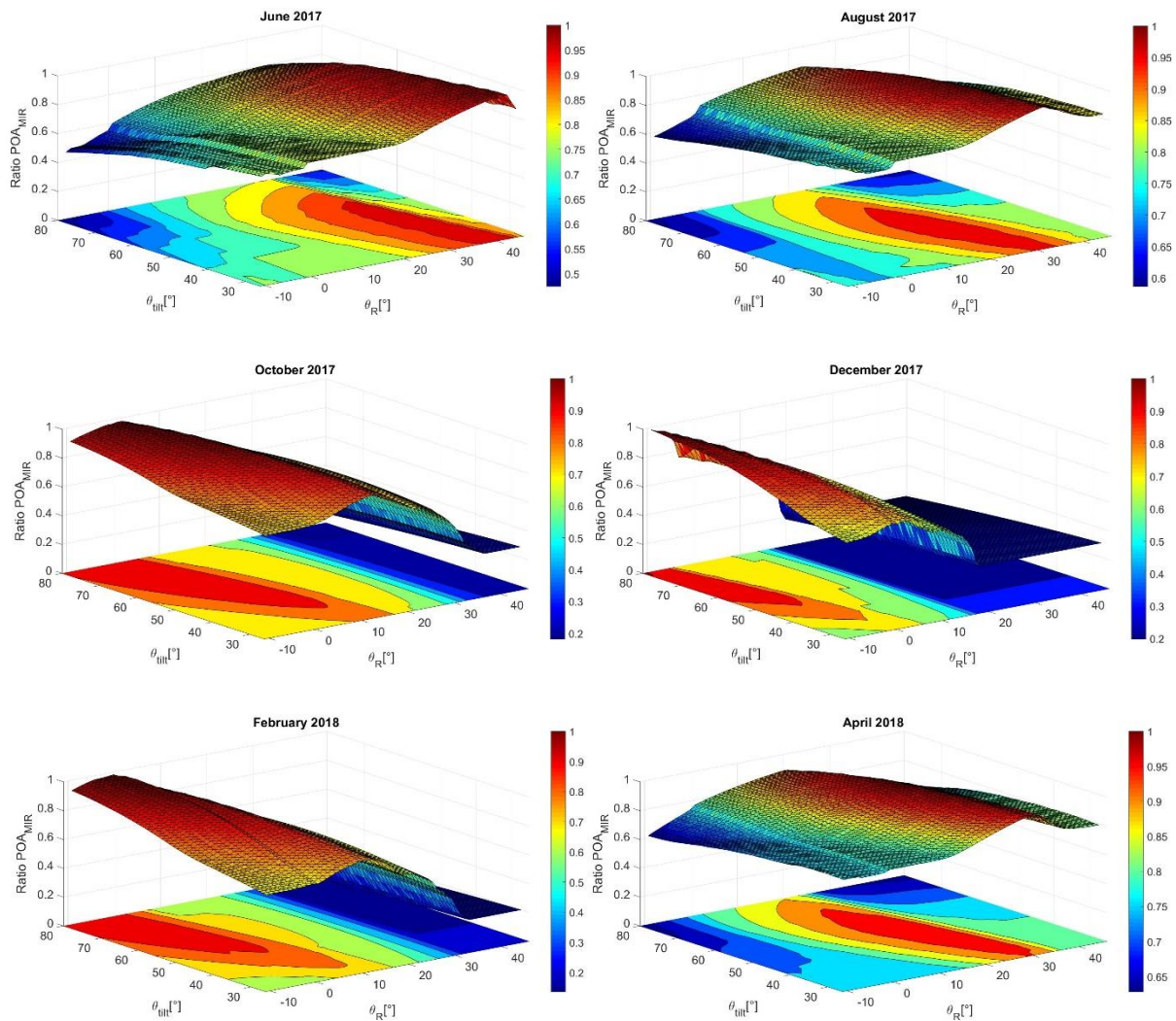


Figure 33 Rapport entre les irradiances POA des différentes combinaisons θ_{tilt} , θ_R et le $Max(POA)$ correspondant aux angles optimaux pour différents mois de l'année, en présence des réflecteurs plans, cas $L_R = 2L_{PV}$

La Figure 33 montre le rapport entre l'irradiance POA_{Mir} mensuelle moyenne obtenue des différentes combinaisons possibles (θ_{tilt} , θ_R) et l'irradiance POA_{Mir} maximale correspondant à la combinaison angulaire optimale dans ce dernier cas de L_R considéré.

Analyse et interprétation des résultats

D'après les résultats des différents cas illustrés précédemment, G_M varie entre 5.1% (Décembre 2017) et 11.9% (Février 2018) pour $L_R = L_{PV}/2$, entre 13.1% (Mars 2018) et 22.7% (Février 2018) pour $L_R = L_{PV}$ et entre 21.9% (Mars 2018) et 36.0% (Février 2018) pour $L_R = 2L_{PV}$ comme le soulignent les Figure 28, Figure 30 Figure 32 respectivement. Pour toutes les longueurs de réflecteurs plans, l'irradiation mensuelle atteint des valeurs minimales en Décembre et des valeurs maximales en Juin, ce qui est attendu pour un site de latitude moyenne dans l'hémisphère Nord. Le gain en irradiation POA_{Mir} ajouté par les

réflecteurs sur l'année est de 8.5%, 18.0% et 28.7% correspondant respectivement aux architectures $L_R = L_{PV}/2$, L_{PV} et $2 L_{PV}$ (comme le montre aussi la Figure 27). Ainsi, en comparant G_A entre $L_R = L_{PV}/2$ et L_{PV} , nous pouvons en déduire un ΔG de 9.5% (= 18% - 8.5%) de plus pour l'architecture où L_R est la plus longue. En se référant aux parties précédentes, nous pouvons déduire qu'en passant de $L_R = L_{PV}/2$ à L_{PV} ou $2L_{PV}$, G_M augmente pour chaque mois. Par conséquent, en comparant l'évolution de G_A entre l'architecture $L_R = L_{PV}$ et $2L_{PV}$, nous pouvons déduire un ΔG de 10.7% (= 28.7% - 18.7%) de plus pour l'architecture où L_R est la plus longue.

D'après les résultats d'optimisation des Figure 29, Figure 31 et Figure 33, nous pouvons conclure également que nous sommes plus limités dans la variation de θ_R que celle de θ_{tilt} , quel que soit de la longueur du réflecteur plan. Il est important de noter également que pour toutes les longueurs L_R considérées, le gain le plus élevé est obtenu pour les valeurs d'irradiance les plus importantes, notamment autour de midi où le rayonnement direct est important. Comme le montrent ces figures, afin d'aboutir à un G_M maximal en hiver lorsque l'angle d'élévation solaire est faible, l'angle d'inclinaison optimal du module PV doit être élevé. Alors qu'en été, lorsque l'élévation solaire est la plus importante au solstice en Juin (Figure 34), $\theta_{tilt,optimal}$ doit être faible afin de recevoir un maximum d'irradiance solaire. Nous pouvons également observer la phase transitoire de l'ajustement angulaire optimale en automne et au printemps, notamment en Mars et en Septembre comme le montrent les Figure 29, Figure 31 et Figure 33. D'autre part, abaisser les miroirs présente un grand avantage en hiver. Cela permet de profiter de la quantité maximale possible d'irradiance diffuse durant les conditions atmosphériques nuageuses.

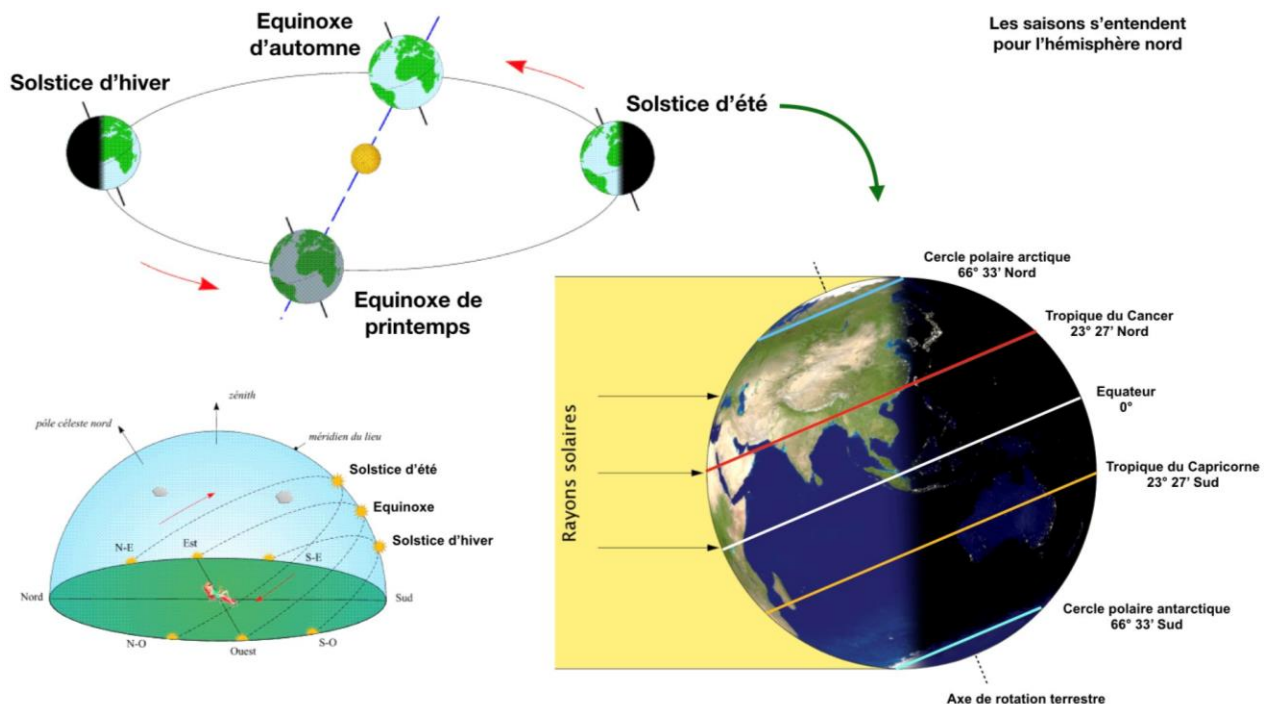


Figure 34 Schémas montrant la géométrie Terre soleil pour les équinoxes et solstices. Source [11]

Il faut aussi remarquer qu'en plus des considérations de géométrie Terre-Soleil commentés ci-dessus, l'autre facteur avec un impact déterminant sur les angles optimaux trouvés est la quantité d'éclairement direct présent dans le mois. En effet, un gain proche de zéro serait attendu si le mois en question avait été complètement couvert par les nuages (sans présence de l'éclairement direct du soleil, donc avec BNI = 0). On peut évaluer les différences en présence d'éclairement direct par mois à partir de la fraction diffuse [13] du mois :

$$\text{Fraction diffuse} = \frac{\sum \text{DHI}}{\sum \text{GHI}} \quad (26)$$

Tableau 7 Fraction diffuse entre Juin 2017 et Mai 2018

	JUN 2017	JUL 2017	AUG 2017	SEPT 2017	OCT 2017	NOV 2017	DEC 2017	JAN 2018	FEB 2018	MAR 2018	APR 2018	MAY 2018
Fraction diffuse	0.40	0.52	0.54	0.57	0.55	0.62	0.74	0.82	0.49	0.70	0.50	0.41

Une valeur proche de 1 indique l'absence de contribution d'éclairement direct. D'après le Tableau 7, sur la période étudiée, les valeurs varient entre 0.40 pour les mois de Juin 2017 et Mai 2018 jusqu'à 0.74 et 0.82 pour les mois de Décembre 2017 et Janvier 2018, respectivement. Il est aussi remarquable le contraste en fraction diffuse entre les mois de Février (0.49) et Mars (0.70) 2018 qui explique bien les contrastes en gain pour ces deux mois.

A la fin de cette partie, nous pouvons confirmer que les paramètres géométriques étudiés ont une influence cruciale sur la performance d'un système PV-réflecteurs. Les résultats obtenus mettent en évidence l'importance de la longueur des réflecteurs plans dans un tel système. L'augmentation de la longueur des miroirs augmente clairement le gain moyen en irradiation POA_{Mir}.

Tous ces résultats dépendent d'un ajustement angulaire mensuel. Dans la sous-section suivante, ils seront mis en perspective vis-à-vis d'une adaptation saisonnière et d'une architecture fixe (i.e., sans variation des angles sur l'année).

3.3.2.2. Optimisation selon l'ajustement angulaire (mensuel, annuel, fixe)

Dans cette partie, la variable d'optimisation considérée est la fréquence d'ajustement angulaire en fixant la longueur du réflecteur plan. Ainsi, pour chaque valeur de L_R nous avons calculé la combinaison optimale de $\theta_{tilt, optimum}$ et $\theta_{R, optimum}$ en prenant en considération :

- Un ajustement angulaire mensuel : les angles d'inclinaison du module PV et du réflecteur plan varient une fois par mois (correspondant aux cas de la section 3.3.2.1)

- Un ajustement angulaire saisonnier : les angles d'inclinaison du module PV et du réflecteur plan varient une fois par saison (4 fois par an).
- Une architecture fixe : θ_{tilt} et θ_R sont constants sur toute la période étudiée (une année).

G_M et G_A sont calculés pour chaque mois ainsi que pour chaque variation (mensuelle, saisonnière ou fixe) à la fin du processus d'optimisation. La même procédure a été répétée pour L_R fixé à $L_{PV}/2$ puis à L_{PV} et finalement à $2L_{PV}$.

De nouveau, les mesures météorologiques de l'observatoire SIRTA entre Juin 2017 et Juin 2018 ont été utilisées pour le processus d'ajustement angulaire.

Tableau 8 Gain annuel en fonction de L_R pour une variation mensuelle, saisonnière et une architecture fixe

L_R (m)	Ajustement mensuel		Ajustement par saisonnière		Architecture Fixe	
	G_A (%)	ΔG (%)	G_A (%)	ΔG (%)	G_A (%)	ΔG (%)
$L_{PV}/2$	8.5	-	5.3	-	2.1	-
L_{PV}	18.0	9.5	12.7	7.4	6.4	4.3
$2 \times L_{PV}$	28.7	10.7	21.8	9.1	11.0	4.6

Le Tableau 8 présente les résultats obtenus après optimisation en gain annuel d'irradiation en fonction de L_R pour chaque fréquence d'ajustement angulaire. ΔG est la différence du gain en passant de $L_{PV}/2$ à L_{PV} ou de L_{PV} à $2L_{PV}$. D'après ces résultats nous pouvons conclure que la longueur des miroirs fait doubler ou tripler le gain. Au-delà de cette longueur, le gain n'augmente plus dans les mêmes proportions comme on a vu pour la Figure 27. Cet effet sera expliqué par des exemples concrets dans les parties suivantes.

Une comparaison entre les gains annuels vis-à-vis des fréquences d'ajustement angulaires est établie. Pour un ajustement mensuel, le gain annuel en irradiation est environ 1.5 fois plus élevé que pour un ajustement par saison. Par rapport à une architecture fixe, le gain par adaptation mensuelle est environ de 3 à 4 fois plus élevé (selon la longueur du réflecteur). D'autre part, par rapport à une architecture fixe, une adaptation saisonnière augmente le gain annuel entre 2 et 2.5 fois. Par suite, le gain en irradiation est important lors du passage d'une architecture fixe à un ajustement saisonnier et il devient moins important lors du passage d'un ajustement saisonnier vers l'ajustement mensuel.

Dans [4], les gains annuels trouvés pour un ajustement mensuel sont de 19%, 26% et 33% lorsque le rapport entre la longueur du réflecteur et celle du collecteur est de 0.5, 1 et 2 respectivement. En comparant nos résultats à ceux trouvés dans [4], les gains obtenus dans notre cas sont plus faibles, 8.5%, 18.0% et 28.7%. Cette différence de gain peut être expliquée par plusieurs facteurs :

- Le site étudié dans [4] est à 30°N de latitude contre 48.7°N dans notre cas, ce qui implique des angles solaires et les irradiances contrastés entre les deux sites.
- L'étude dans [4] se base sur des collecteurs thermiques qui bénéficient plus de l'effet des miroirs car dans notre application photovoltaïque il est imposé dans les travaux de ce chapitre que le sur-éclairage couvre tout le module PV pour le prendre en compte.

- Le gain est calculé dans [4] par rapport à une installation conventionnelle (collecteur fixe à 30°) alors que dans notre étude le gain se calcule par rapport à un optimum mensuel sans réflecteur.
- La géométrie considérée dans [4] est différente car les réflecteurs sont connectés au module PV par son côté haut (voir Figure 35) et non pas par le bas comme pour notre cas.

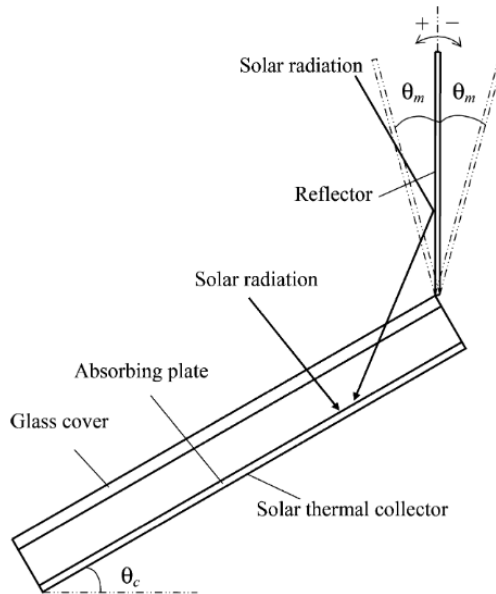


Figure 35 Schématisation d'un collecteur thermique équipé d'un réflecteur du côté supérieur [4]

Néanmoins, il est important de rappeler que ces résultats obtenus dépendent de notre cas spécifique d'étude caractérisé par les conditions météorologiques (et notamment de fraction diffuse) du site de Palaiseau et de l'année considérée. Afin d'aller vers une généralisation des résultats, les données d'irradiance de PVGIS seront considérées dans la partie suivante sur six sites de zones géographiques contrastées et pour cinq années de données à chaque fois.

3.4. Optimisation à partir de données satellitaires sur six sites de zones géographiques différentes

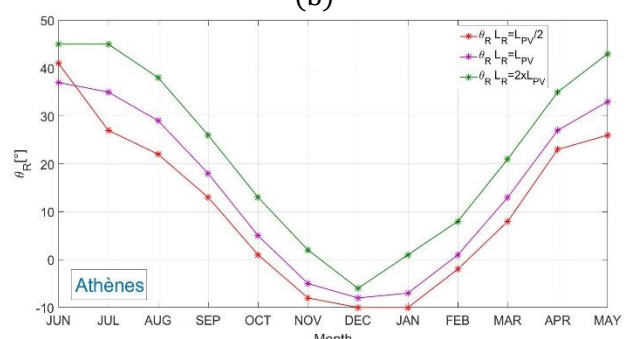
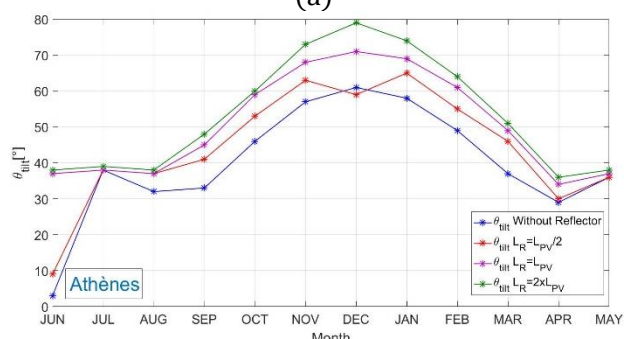
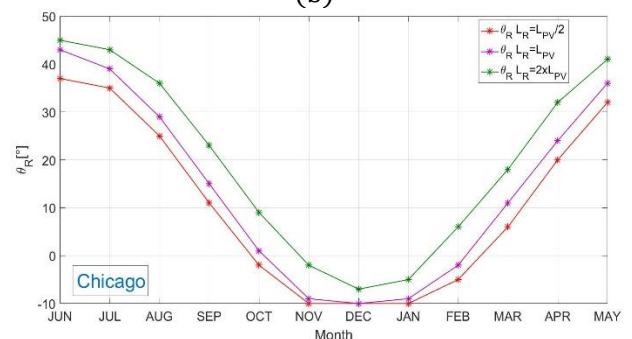
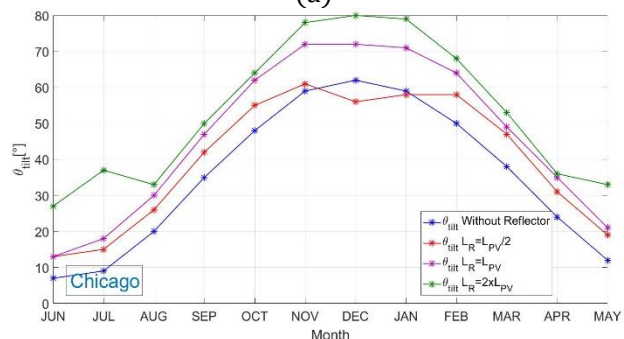
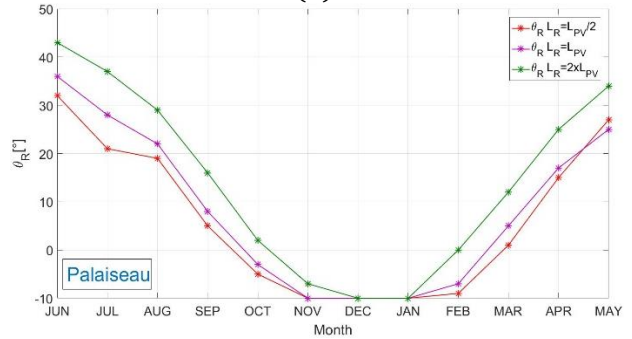
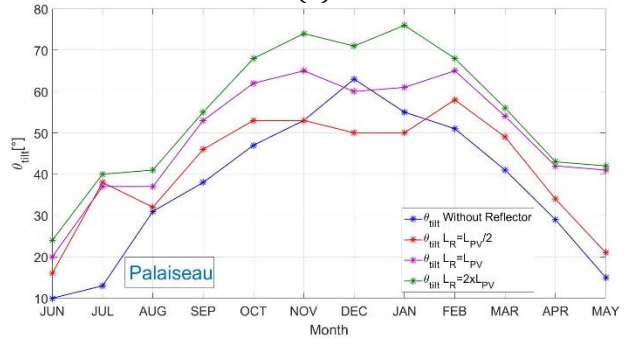
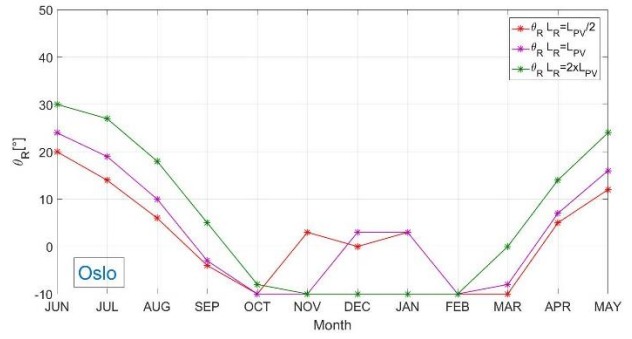
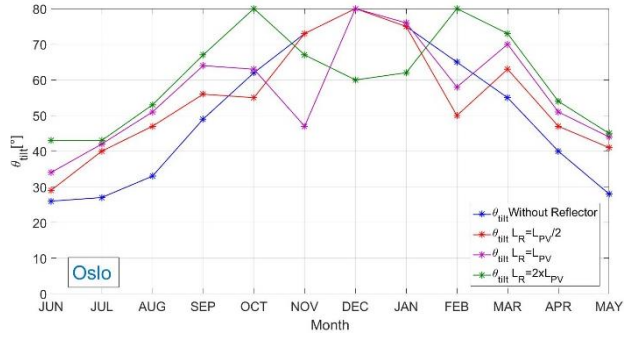
L'irradiation POA_{Mir} d'un système PV-réflecteur est évidemment affectée par la latitude et les conditions météorologiques. Dans le but d'étudier la performance et la faisabilité d'un système PV-réflecteurs dans différentes zones géographiques, dans cette partie, six sites différents seront étudiés : Athènes, Oslo, Palaiseau, New Delhi, Ouarzazate et Chicago (voir Tableau 9). Les données d'irradiance (GHI et DHI) sont extraites de PVGIS (Photovoltaic Geographical Information System) avec une résolution horaire et sur une période de cinq ans (2012-2016) fournissant une évaluation géographique de la ressource solaire à base d'images satellites [8] [12].

Tableau 9 Caractéristiques des différents sites étudiés

Pays	Ville	Latitude (deg)	Longitude (deg)	Fraction diffuse Annuelle	Fraction diffuse Eté	Fraction diffuse Automne	Fraction diffuse Hiver	Fraction diffuse Printemps	Irradiation à inclinaison optimale (kWh/m ² /an)
Norvège	Oslo	59.9	10.73	0.49	0.49	0.51	0.64	0.48	1127.2
France	Palaiseau	48.71	2.24	0.53	0.48	0.57	0.69	0.54	1393.3
USA	Chicago	41.87	-87.62	0.39	0.37	0.38	0.50	0.41	1645.3
Grèce	Athènes	37.98	23.72	0.26	0.19	0.30	0.42	0.29	2055.4
Maroc	Ouarzazate	30.92	-6.91	0.28	0.28	0.30	0.29	0.26	2495.7
Inde	New Delhi	28.61	77.2	0.42	0.55	0.38	0.39	0.37	2139.4

3.4.1. Angles θ tilt et θ_R optimaux

Le processus d'optimisation décrit précédemment est appliqué pour chaque ville considérée. La même démarche d'ajustement angulaire (θ_{tilt} , θ_R) par mois, par saison et fixe pour les différents rapports de L_R/L_{PV} effectués précédemment (section 3.3.2) a été effectuée. Dans ce qui suit, les résultats de simulation sur les angles optimaux pour chaque région sont présentés : d'abord pour un ajustement angulaire mensuel (Figure 36) ensuite pour un ajustement angulaire par saison (Figure 37) et finalement pour une géométrie fixe (Figure 38). Une interprétation des résultats obtenus pour ces différents cas d'étude est effectuée à la fin de cette partie.



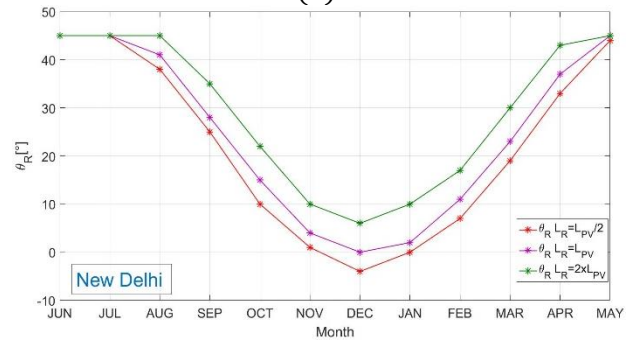
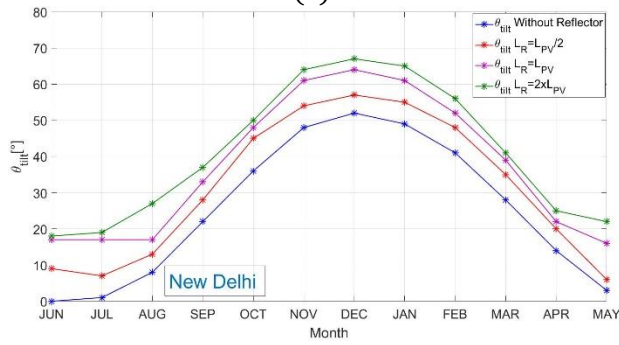
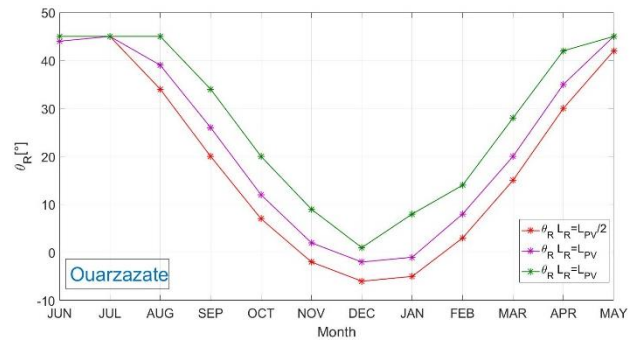
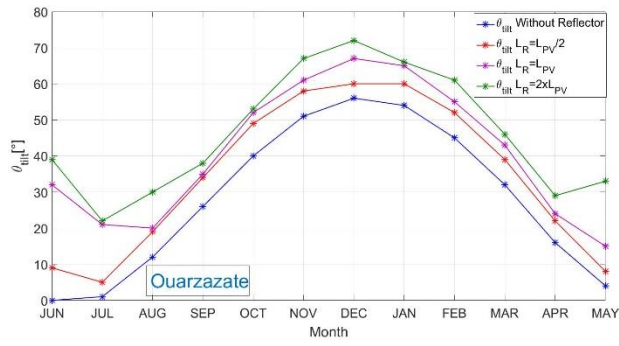
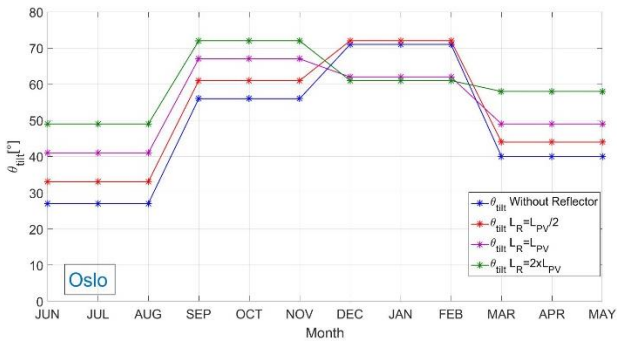
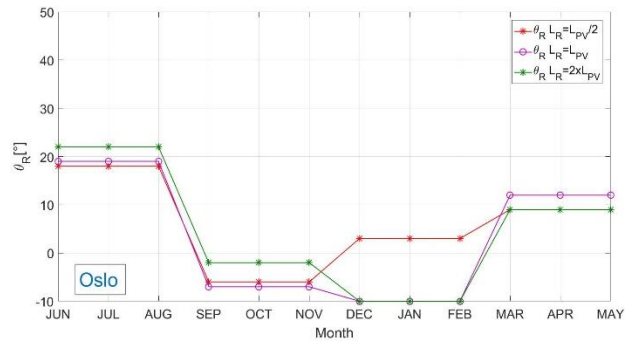


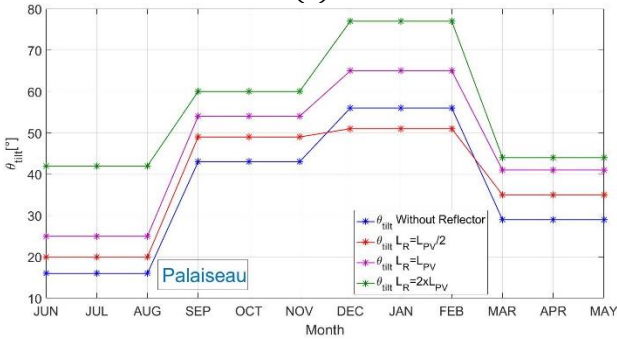
Figure 36 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque ville (Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi), cas d'un ajustement angulaire mensuel : $\Theta_{\text{tilt,optimum}}$ (a) $\Theta_{R,optimum}$ (b)



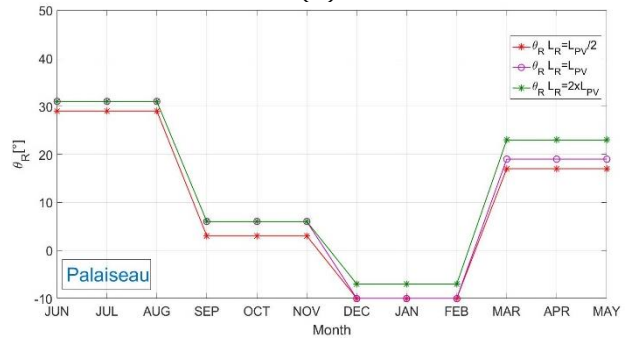
(a)



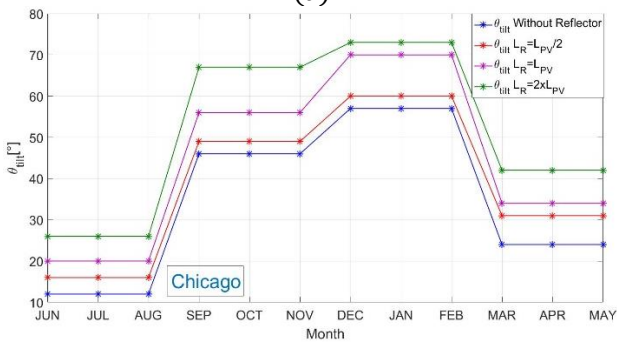
(b)



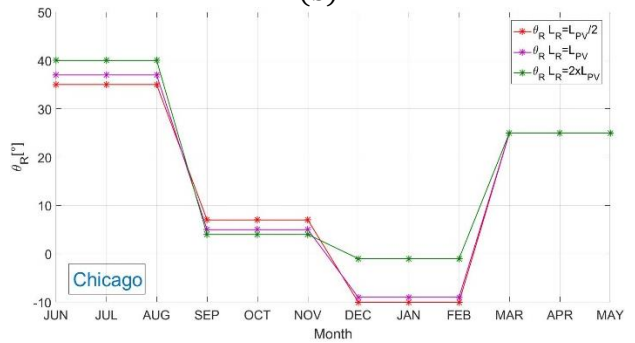
(a)



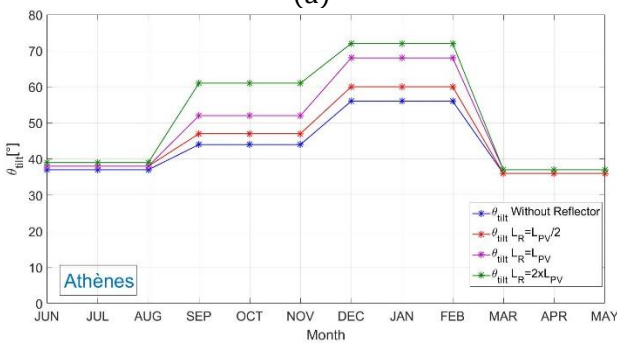
(b)



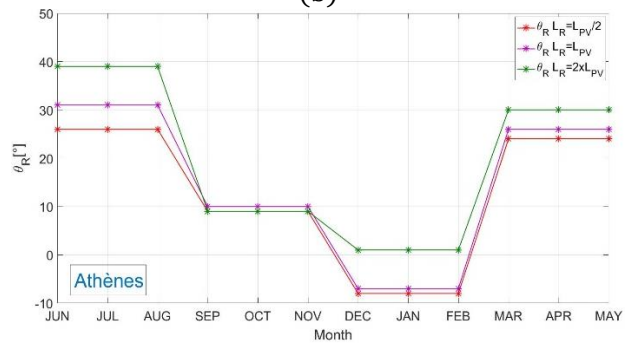
(a)



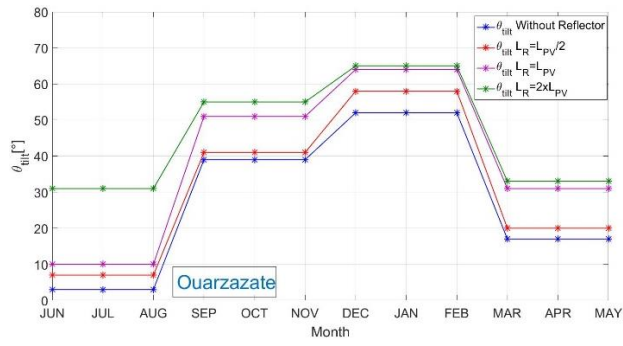
(b)



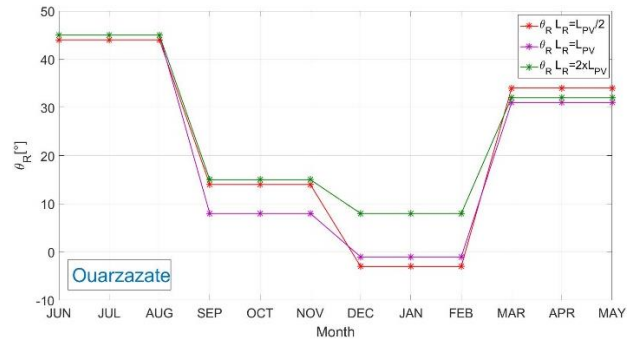
(a)



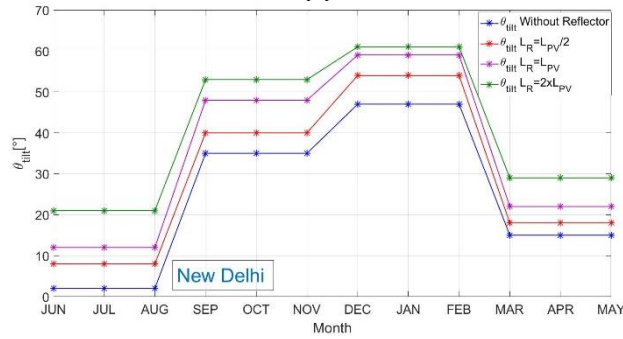
(b)



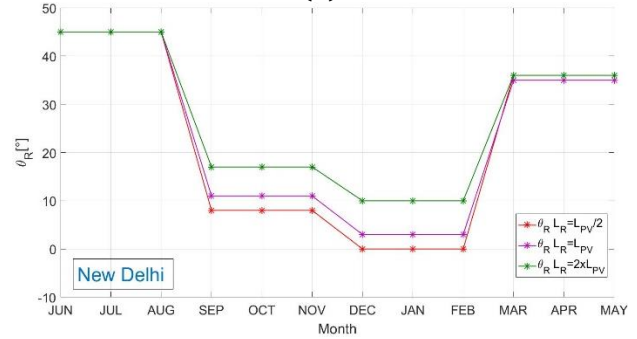
(a)



(b)

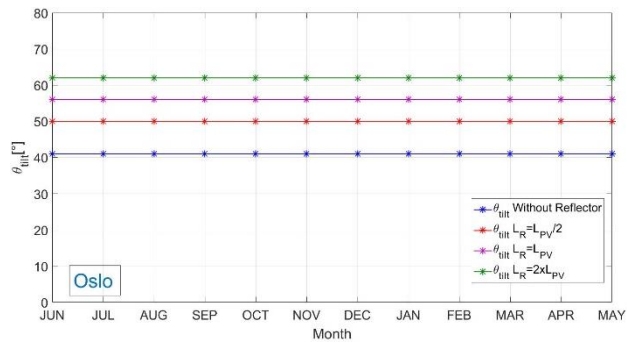


(a)

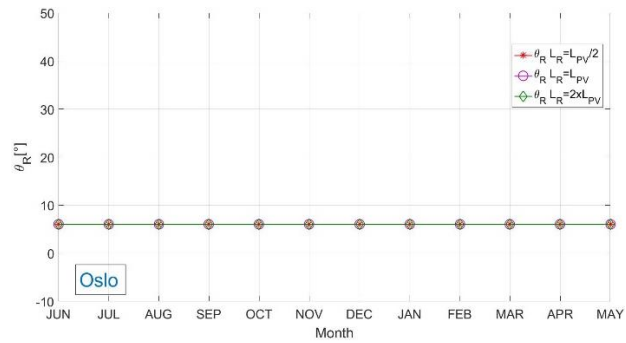


(b)

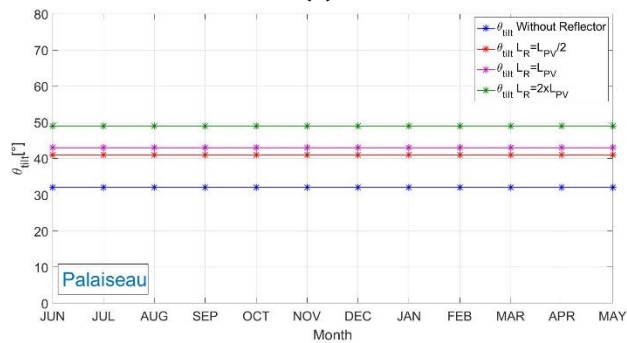
Figure 37 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque ville (Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi), cas d'un ajustement angulaire saisonnier : $\theta_{tilt, optimum}$ (a) $\theta_{R, optimum}$ (b)



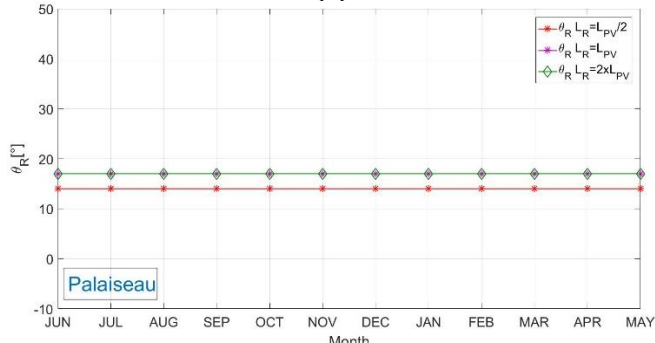
(a)



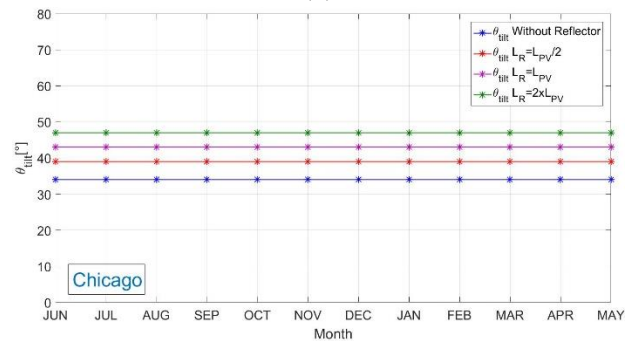
(b)



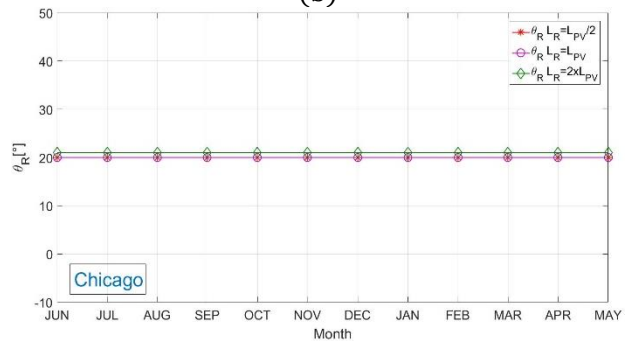
(a)



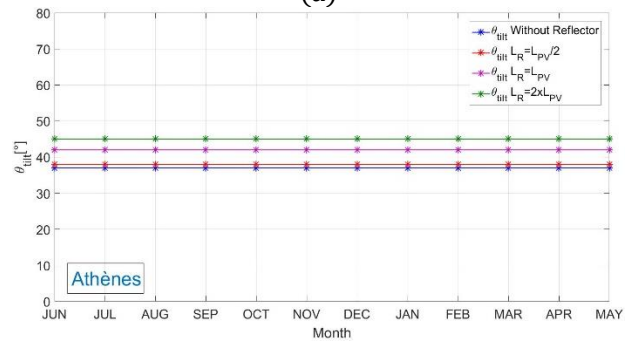
(b)



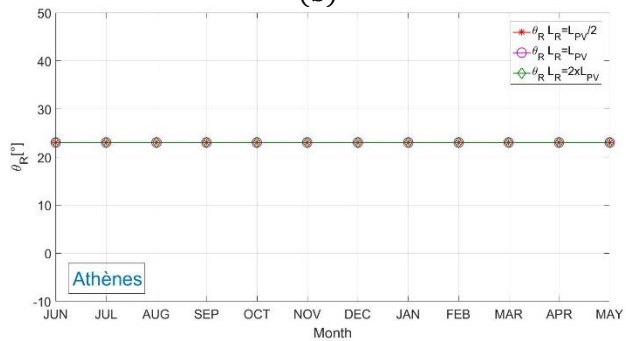
(a)



(b)



(a)



(b)

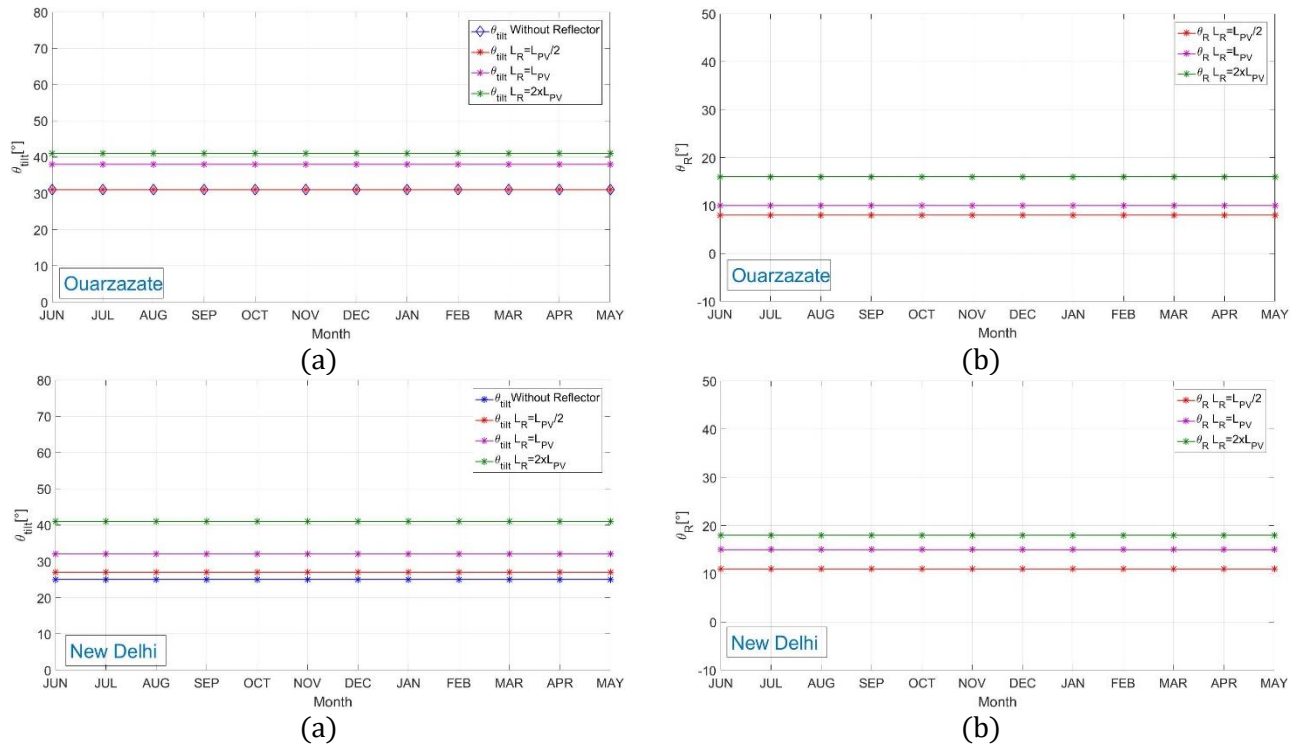


Figure 38 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque ville (Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi), cas d'une architecture fixe : $\theta_{tilt, optimum}$ (a) $\theta_{R, optimum}$ (b)

Les Figure 36, Figure 37 et Figure 38 illustrent les combinaisons optimales d'angles $\theta_{tilt, optimum}$ et $\theta_{R, optimum}$ obtenues pour les 6 sites. Pour ces différents cas, chaque figure montre les résultats optimaux de θ_{tilt} , θ_R correspondant à l'irradiance POA_{Mir} maximale par mois pour les différentes L_R considérées ($L_R = L_{PV}/2$, L_{PV} et $2L_{PV}$).

En ce qui concerne l'ajustement angulaire, les Figure 36 et Figure 37 montrent que dans les endroits différents considérés, en hiver il est toujours plus efficace de redresser le module PV car le soleil est plus bas. C'est le contraire en été où les niveaux d'élévation solaire sont les plus importants. $\theta_{tilt, optimum}$ et $\theta_{R, optimum}$ varient dans des cycles opposés afin de bénéficier au maximum de l'irradiance directe en été et en hiver sans ombrager le module PV. En ce qui concerne le réflecteur plan, d'après la Figure 36, on constate que pour la longueur de miroir la plus basse ($L_R=L_{PV}/2$), les résultats optimaux sont obtenus pour des valeurs de θ_R qui sont faibles par rapport à celles obtenues dans les cas de L_{PV} et $2L_{PV}$.

En effet, d'après les courbes des $\theta_{R, optimum}$ optimaux pour les différentes villes étudiées et suivant les trois variations angulaires considérées, nous pouvons constater que majoritairement, les valeurs de $\theta_{R, optimum}$ correspondant à L_R la plus petite sont les plus faibles également. D'un point de vue optique, dans le cas des miroirs de petite longueur ($L_R=L_{PV}/2$), il est important de les baisser afin de permettre à l'irradiance réfléchie (BRI et DRI) d'atteindre le sommet du panneau photovoltaïque comme illustré dans la Figure 39. Par suite, comme le montre la Figure 39, la position θ_{R2} est la meilleure, favorisant l'éclairage de toute la surface du module PV jusqu'au sommet.

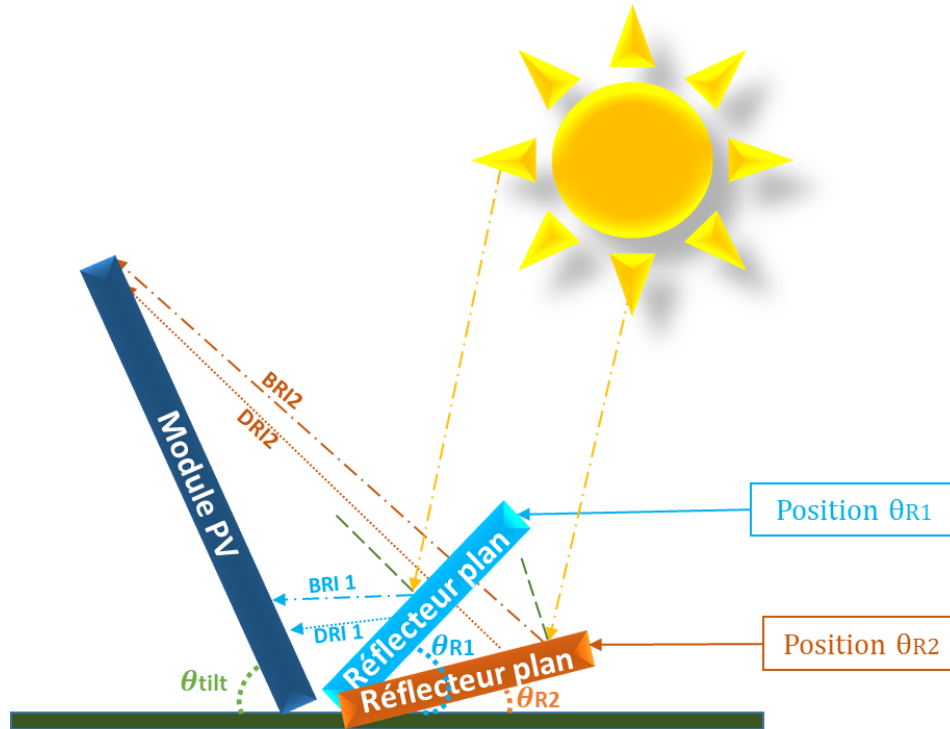


Figure 39 Impact des différentes positions du réflecteur sur l'irradiance POA_{Mir} , cas $L_R=L_{PV}/2$

D'autre part, lorsqu'on augmente la longueur du miroir au-delà de celle du panneau PV, il est intéressant de redresser le réflecteur (augmenter θ_R) ainsi que le module PV (augmenter θ_{tilt}) afin d'éviter de perdre une partie de l'irradiance réfléchi par les miroirs qui pourra dépasser dans ce cas la hauteur du module PV. Effectivement, les angles $\theta_{tilt, optimum}$ augmentent avec L_R car plus le réflecteur est long, plus le module PV va se redresser afin de capter au maximum les rayons réfléchis par les miroirs. Dans ce dernier cas, comme le montre la Figure 40, la position θ_{R1} est la meilleure puisqu'elle permet d'éviter la perte des rayons qui tomberont au-dessus du panneau PV.

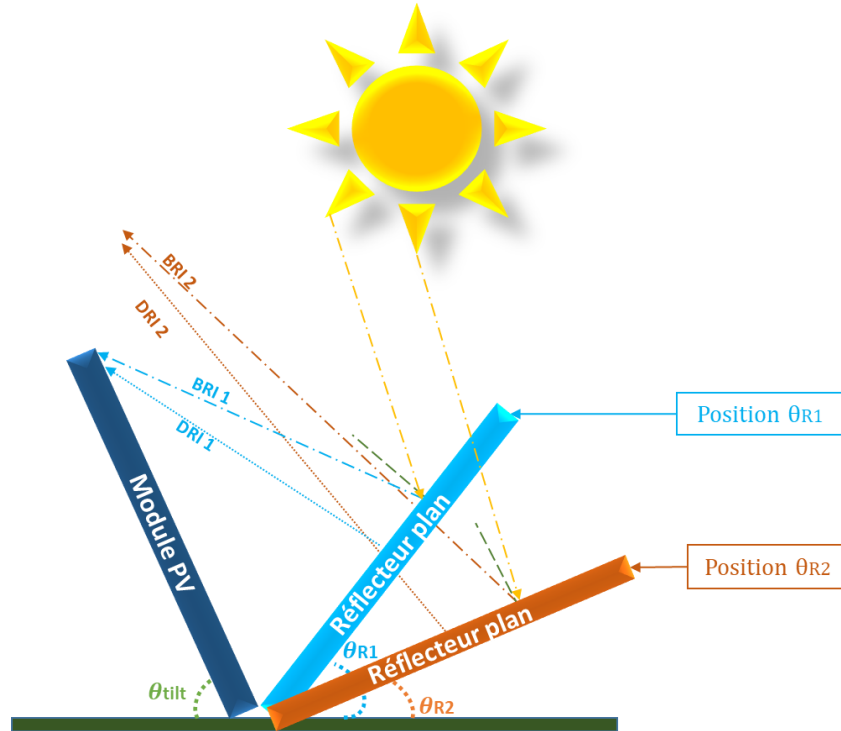


Figure 40 Impact des différentes positions du réflecteur sur l'irradiance POA_{Mir} , cas $L_R=L_{PV}$

3.4.2. Gain en irradiation

Une fois que les configurations géométriques optimales du processus d'optimisation sont définies, le gain en irradiation POA_{Mir} obtenu par l'ajout des réflecteurs plans est calculé pour chaque mois ainsi que pour l'ensemble de la période d'étude (Tableau 10). Le gain est obtenu par comparaison avec une installation sans réflecteur dont l'angle d'inclinaison des modules PV est optimisé ($\theta_{tilt, optimum}$). Les gains en irradiation dus aux réflecteurs des différents cas d'étude de la partie précédente pour chaque ville sont présentés et discutés dans cette partie. A ce stade, les résultats pour Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi sont présentés pour un ajustement angulaire mensuel (Figure 41), saisonnier (Figure 42) et une géométrie fixe (Figure 43). Dans chaque figure, les trois longueurs du réflecteur $L_{PV}/2$ (courbe en rouge), L_{PV} (courbe en violet) et $2L_{PV}$ (courbe en vert) sont présentées. Les résultats sont discutés à la fin de cette partie.

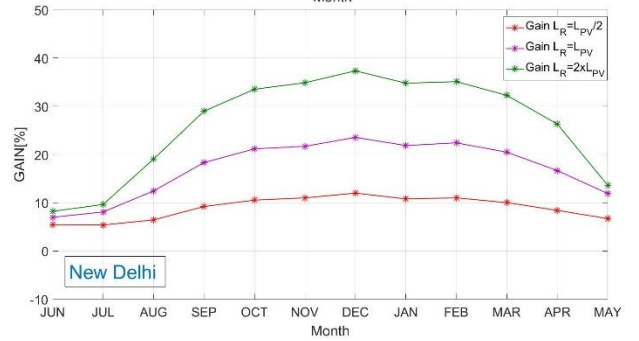
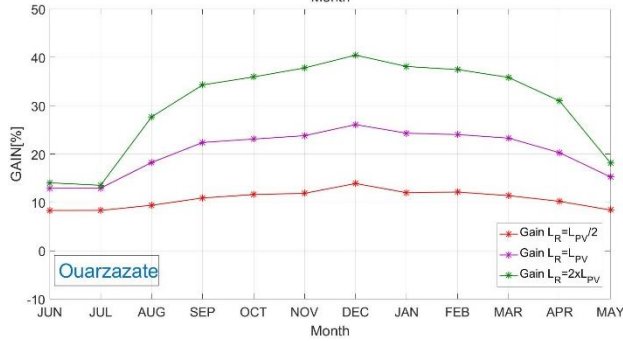
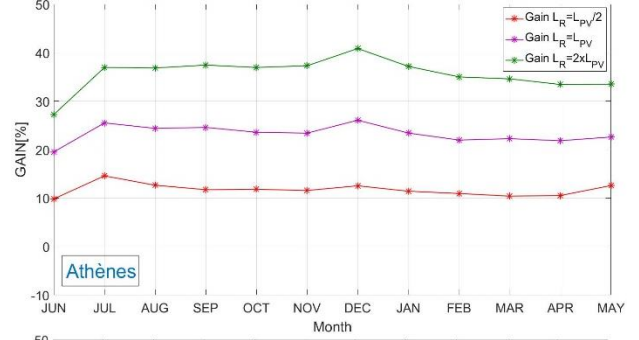
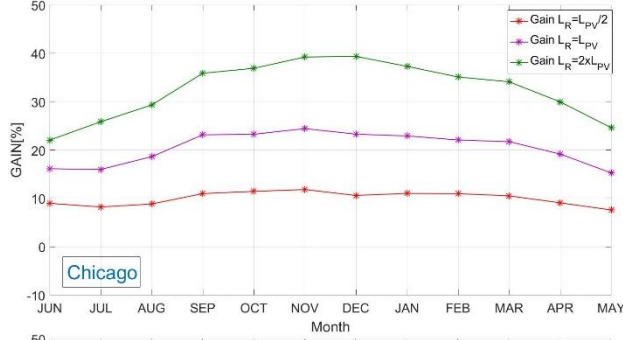
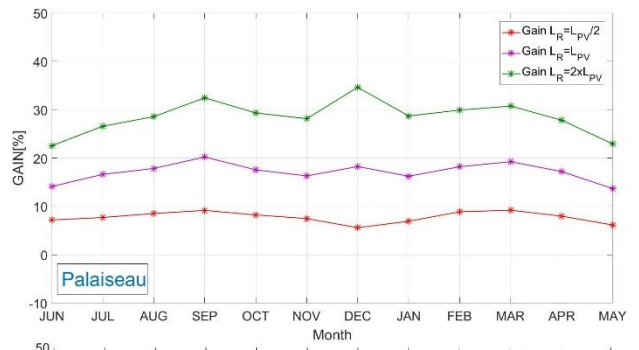
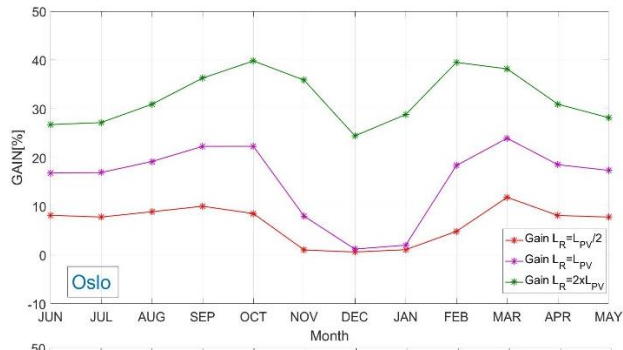


Figure 41 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque zone géographique, cas d'un ajustement angulaire mensuel

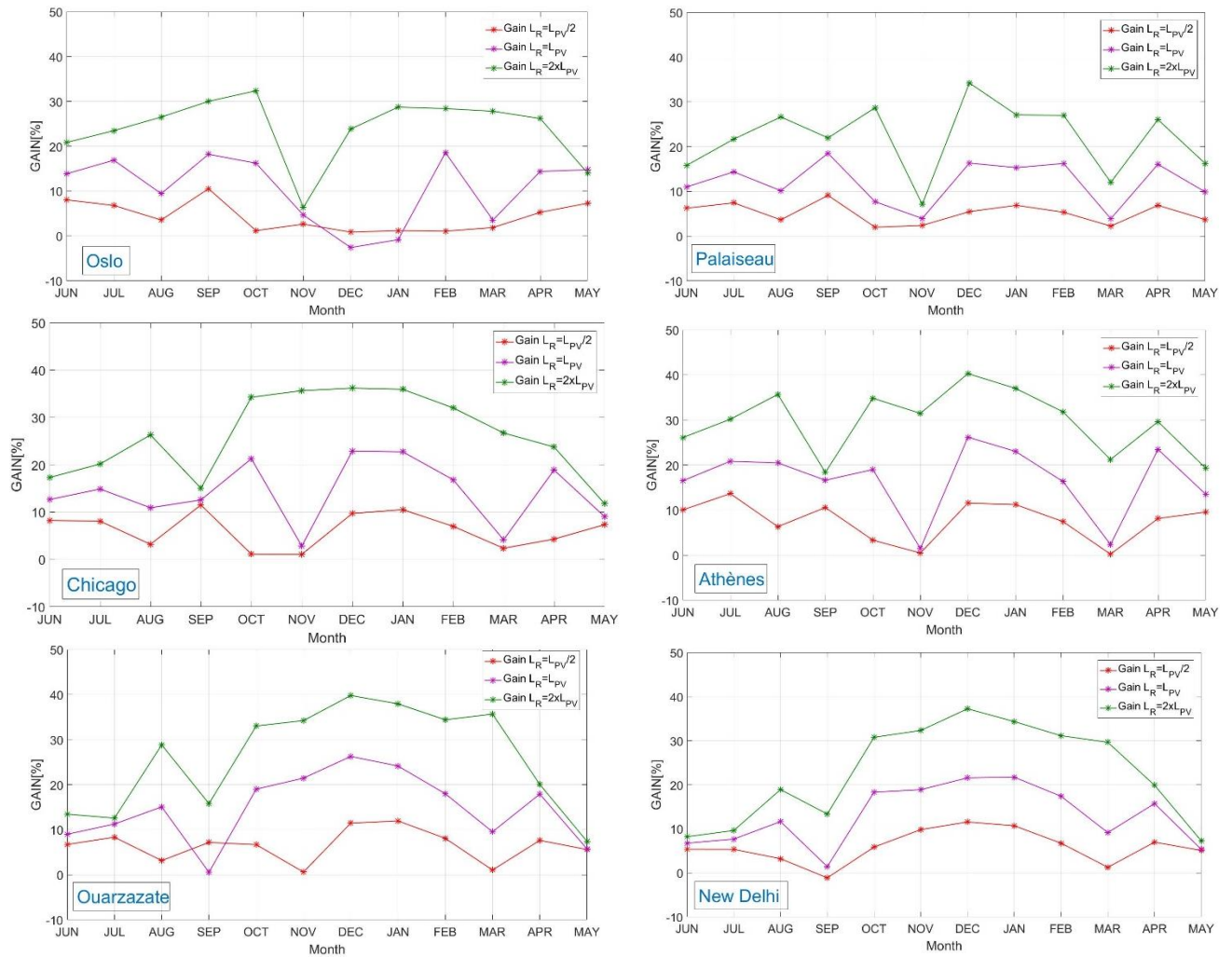


Figure 42 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque zone géographique, cas d'un ajustement angulaire saisonnier

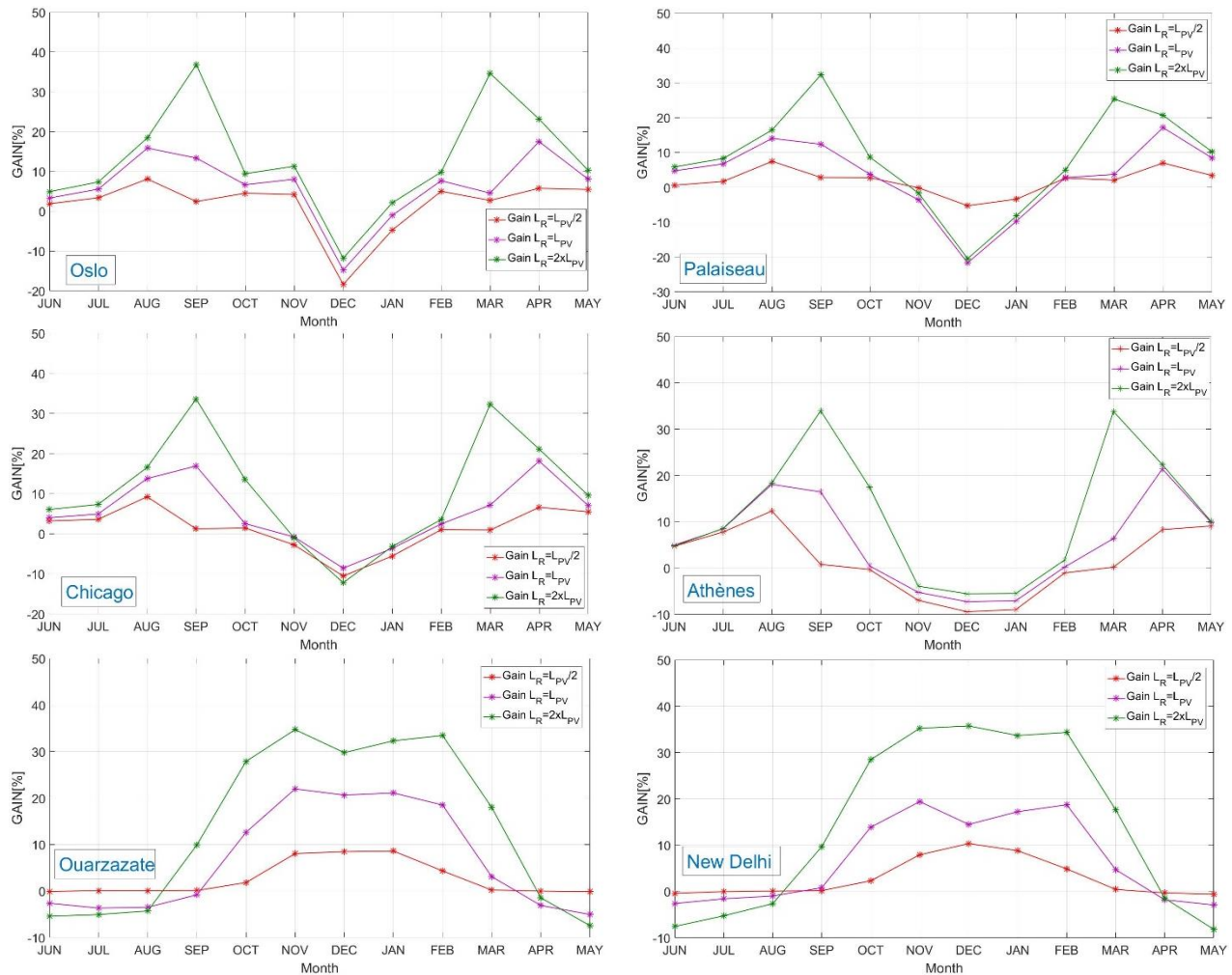


Figure 43 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque zone géographique, cas d'une architecture fixe

Pour la variation mensuelle (Figure 41), nous observons que l'optimisation géométrique est satisfaisante (génère un gain positif) au niveau de chaque mois. Avec la variation saisonnière (Figure 42), certains mois sont pénalisés par rapport aux résultats obtenus avec une variation mensuelle. Néanmoins, les gains restent positifs pour toutes les longueurs de réflecteur.

Cependant, pour une architecture fixe (Figure 43), certains mois sont fortement affectés présentant un gain négatif. Ceci se traduit par une perte en irradiation. D'après les résultats obtenus, si on observe les cas d'architecture fixe de Palaiseau, Chicago et Athènes, les miroirs apportent une perte en irradiation entre les mois de Novembre et Février inclus. La perte est la plus importante en Décembre avec une chute de 21%, 11% et 10% à Palaiseau, Chicago et Athènes respectivement. En effet, d'après les diagrammes solaires à Athènes et Palaiseau, le soleil est le plus bas en Décembre où le solstice d'hiver a lieu autour du 21. Cette perte est également observée à Oslo entre Décembre et Janvier où la diminution atteint 19 et 5% respectivement, par rapport à un système sans réflecteur. Durant ces mois, l'élévation solaire est la plus faible. Par suite, ce phénomène est notamment dû à l'effet d'ombrage causé par les réflecteurs qui ne sont pas dans leur position optimale pour ces mois, ce qui empêche

une partie importante du rayonnement direct d'atteindre les modules PV. Toutefois, pour l'architecture fixe, le gain annuel reste positif (Tableau 10) malgré cette perte.

Ainsi, pour ces mois, il serait préférable d'enlever le réflecteur ou bien de le baisser suivant le plan horizontal ($\theta_R \leq 0$) afin d'éviter son effet d'ombrage et donc les pertes en production d'énergie photovoltaïque.

Dans le cas d'Oslo, Palaiseau, Chicago et Athènes, avec une longueur de réflecteur élevée, les gains les plus élevés obtenus pour les architectures fixes se situent autour des équinoxes de printemps et d'automne, comme illustré dans la Figure 43.

Oslo est notamment caractérisée par une latitude élevée au Nord. Cette ville présente de faibles angles d'élévation solaire par rapport aux autres régions. Cette localisation géographique favorise plutôt des angles θ_R très bas. Ceci permet de réduire l'effet d'ombrage tout en redressant au maximum possible ces derniers. Ce qui justifie les résultats obtenus dans les Figure 36, Figure 37 et Figure 38 de la partie précédente.

Dans les cas de Ouarzazate et New Delhi, zones les plus proches de l'équateur, le contraste été/hiver des journées (heures d'ensoleillement) est moins important par rapport aux autres villes avec des angles d'élévation solaire élevés. Dans ces villes, l'énergie lumineuse est assez intense en été comme en hiver. En été, le soleil est proche du zénith pour ces régions avec une fraction diffuse plus importante que le mois d'hiver à New Delhi (0.55) d'après le Tableau 9. Par suite, durant cette saison, les miroirs n'ajoutent pas un gain significatif. D'autre part, durant les mois d'hiver et d'automne, l'apport énergétique issu des miroirs est important. Cet apport est principalement dû au rayonnement direct, vu la latitude de ces régions, et à cause de l'absence des nuages durant ces saisons.

Le Tableau 10 présente le gain en irradiation POA_{Mir} dû aux réflecteurs sur toute la période considérée dans cette partie (5 ans). Des ajustements angulaires mensuels, saisonniers ainsi que des architectures fixes ont été considérées pour différentes longueurs de réflecteurs plans. Le gain a été obtenu en calculant l'irradiation POA_{Mir} d'un système PV équipé de réflecteurs (équations dans le chapitre 2) par rapport à un système PV classique (sans réflecteur) chacun des systèmes ayant des angles qui ont été optimisés pour recevoir l'irradiation maximale.

Tableau 10 Gain en irradiation POA_{Mir} issu des architectures optimisées sur toute la période étudiée (2012-2016)

Ville	Longueur du réflecteur	Ajustement mensuel	Ajustement saisonnier	Architecture fixe
		G _A (%)		
<i>Oslo</i>	$L_R=L_{PV}/2$	7.7	5.1	3.3
	$L_R=L_{PV}$	17.6	12.2	8.2
	$L_R=2L_{PV}$	32.0	24.3	16.1
<i>Palaiseau</i>	$L_R=L_{PV}/2$	7.9	5.3	2.6
	$L_R=L_{PV}$	17.1	12.0	6.9
	$L_R=2L_{PV}$	28.1	21.7	12.6
<i>Chicago</i>	$L_R=L_{PV}/2$	9.9	6.1	2.0
	$L_R=L_{PV}$	20.1	13.7	6.5
	$L_R=2L_{PV}$	31.7	25.1	12.4
<i>Athènes</i>	$L_R=L_{PV}/2$	11.8	7.9	2.5
	$L_R=L_{PV}$	23.2	16.7	6.9
	$L_R=2L_{PV}$	35.4	29.2	12.7
<i>Ouarzazate</i>	$L_R=L_{PV}/2$	10.8	6.6	2.7
	$L_R=L_{PV}$	20.6	15.0	6.7
	$L_R=2L_{PV}$	30.5	26.3	13.9
<i>New Delhi</i>	$L_R=L_{PV}/2$	9.1	6.0	2.8
	$L_R=L_{PV}$	17.5	13.1	6.9
	$L_R=2L_{PV}$	26.7	23.2	14.9

Comme présenté dans le Tableau 10, le gain le plus faible est observé pour les réflecteurs les plus petits dans une architecture fixe. Le gain annuel varie dans ce cas entre 2.0 et 3.3% pour $L_R = L_{PV}/2$.

Tableau 11 Rapports des gains annuels entre les différents ajustements

Longueur du réflecteur	Saisonnier à Mensuel	Fixe à Mensuel	Fixe à Saisonnier
$L_R=L_{PV}/2$	1.4 à 1.6	2.3 à 5.0	1.6 à 3.2
$L_R=L_{PV}$	1.3 à 1.5	2.1 à 3.4	1.5 à 2.5
$L_R=2L_{PV}$	1.2 à 1.3	1.8 à 2.8	1.5 à 2.3

Tableau 12 Rapports des gains pour les différentes longueurs de réflecteurs

Ajustement	$L_{PV}/2$ à L_{PV}	L_{PV} à $2L_{PV}$
Mensuel	1.9 à 2.3	1.5 à 1.8
Saisonnier	2.1 à 2.4	1.7 à 2.0
Fixe	2.5 à 3.3	1.8 à 2.2

Comme le montre le Tableau 11, le gain est en moyenne 1.5 fois plus important en passant d'un ajustement saisonnier à mensuel dans les cas où $L_R = L_{PV}/2$ ou L_{PV} (par exemple, le gain passe de 5.1% à 7.7% à Oslo où $L_R=L_{PV}/2$ et il passe de 13.7% à 20.1% où $L_R=L_{PV}$ à Chicago).

En passant d'une géométrie fixe à un ajustement mensuel, le gain annuel est environ 2 à 5 fois plus important pour $L_R=L_{PV}/2$ (par exemple, dans le cas de Athènes ce gain passe de 2.5% à 11.8%) et 2 à 3.4 fois plus important pour $L_R=L_{PV}$ et 1.8 à 2.8 fois plus important pour $L_R=2L_{PV}$. En passant d'une géométrie fixe à un ajustement par saison, le gain annuel est 1.6 à 3.2 fois plus important pour $L_R=L_{PV}/2$ (par exemple, ce gain passe de 2.5% à 7.9% pour Athènes) et moyenne 2 fois plus important pour $L_R=L_{PV}$ ou $L_R = 2L_{PV}$.

Par suite, la variation du gain n'est pas similaire entre $L_R=L_{PV}$ et $2L_{PV}$ où l'augmentation du gain est plus faible, comme le montre le Tableau 12. En fait, plus la longueur des miroirs est au-delà de $L_R=L_{PV}$, plus l'effet d'ombrage tend à croître et les rayons réfléchis dépassent les modules PV.

Les résultats trouvés pour Palaiseau avec les données PVGIS sont très proches des résultats trouvés avec les données SIRTA sur l'année étudiée. En comparant les gains en irradiation du Tableau 8 et du Tableau 10, les valeurs sont très proches pour les trois ajustements considérés et les trois longueurs de réflecteur.

Les Figure 44 et Figure 45 comparent le gain moyen en fonction de la longueur du réflecteur et de l'ajustement angulaire dans les différentes zones géographiques étudiées. Les cas où $L_R = 2L_{PV}$ et un ajustement angulaire mensuelle ont été pris comme références dans les Figure 44 et Figure 45 respectivement. Tous les autres scénarios ont été alors normalisés par rapport à ces références.

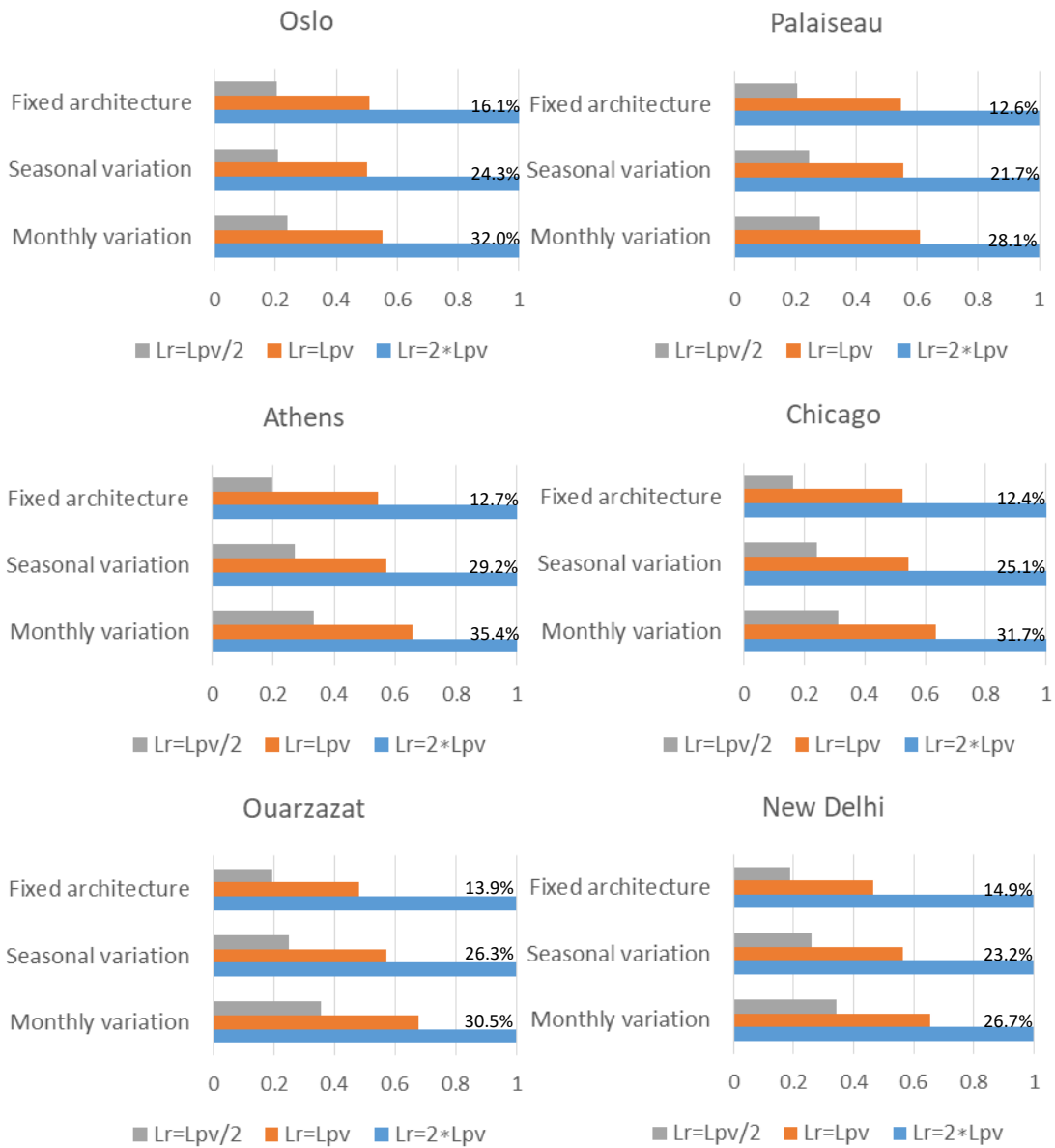


Figure 44 Comparaison des gains annuels normalisés en fonction de la longueur des réflecteurs plans

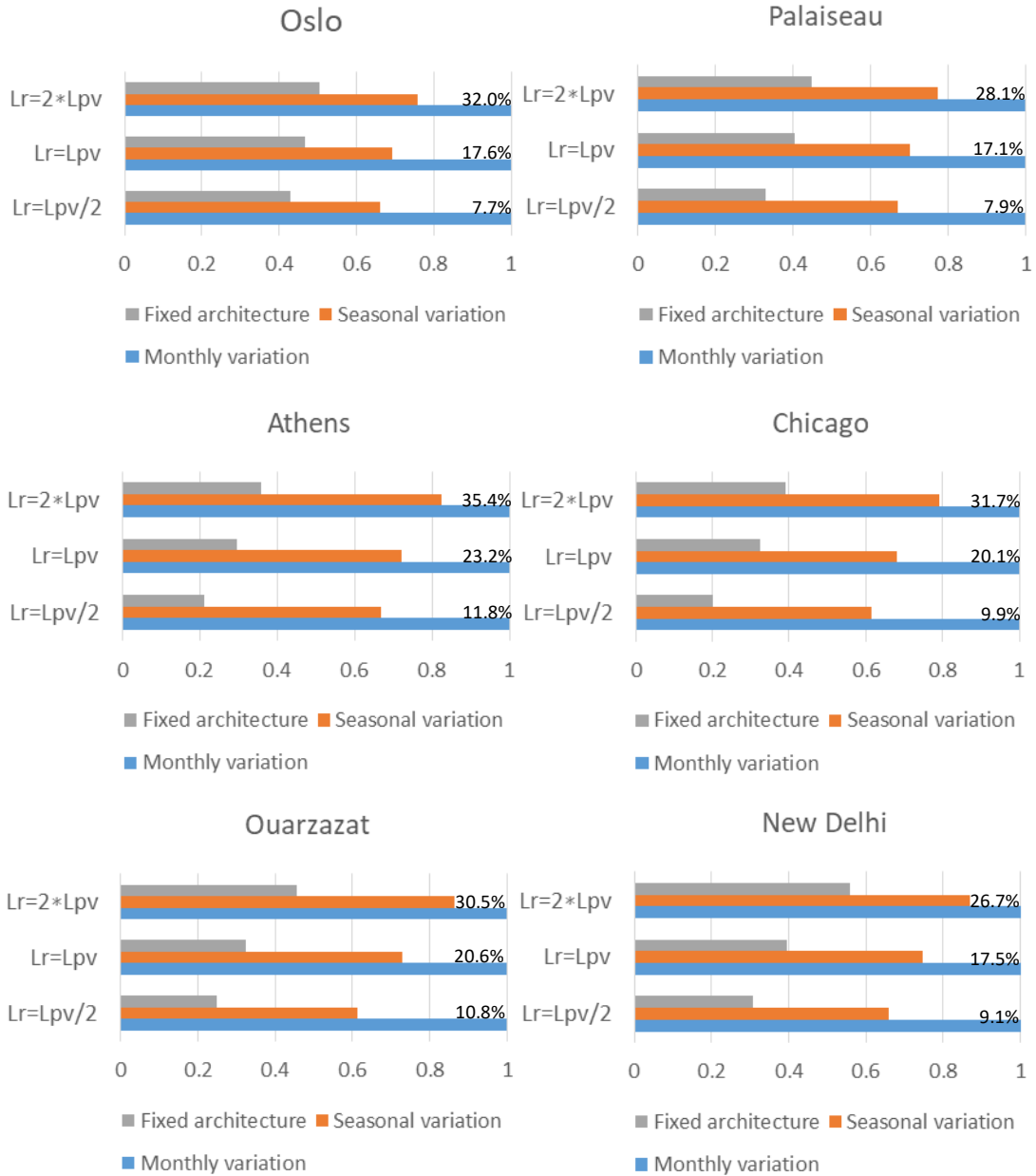


Figure 45 Comparaison des gains annuels normalisés en fonction de l'ajustement angulaire

Les résultats précédents permettent de constater l'effet de la longueur du réflecteur ainsi que de la périodicité d'ajustement angulaire sur le gain calculé. Le même comportement est observé dans toutes les régions (Figure 44) : augmenter la longueur des miroirs augmente le gain. Néanmoins, la sensibilité du gain au niveau de L_R est plus importante pour les architectures fixes. La Figure 44 montre que le fait de limiter L_R à $L_{PV}/2$ dans une architecture fixe réduira considérablement l'irradiance POA_{Mir} atteignant les modules PV. Dans ce dernier cas, le passage de $L_R = L_{PV}/2$ à $L_R = L_{PV}$ triplera le gain. En revanche, le passage de $L_R = L_{PV}$ à $L_R = 2L_{PV}$ double le gain de l'architecture fixe à cause de l'effet d'ombrage décrit précédemment et de l'effet montré sur la Figure 40 où les rayons réfléchis tombent au-dessus du module PV.

Dans le cas d'une architecture fixe où $L_R = L_{PV}/2$, Athènes et Chicago sont les plus touchés par la diminution du gain en irradiance. Nous pouvons clairement constater qu'en passant d'un ajustement angulaire mensuel à une architecture fixe une baisse de 80% du gain aura lieu dans ces régions (Figure 44). Cependant, pour les réflecteurs de longueur élevée ($L_R = 2L_{PV}$), un taux de chute du gain compris entre 10 et 25% est observé lors du passage d'un ajustement angulaire mensuelle à un ajustement saisonnier, pour toutes les villes étudiées. Par conséquent, plus L_R est élevée, moins une architecture variant par mois devient avantageuse comparée à une architecture variant par saison.

Les résultats pour les villes de Ouarzazat et de New Delhi sont assez similaires car ces deux régions sont caractérisées par des latitudes proches, la même observation peut être effectuée entre Athènes et Chicago ayant également des latitudes proches. Néanmoins, selon les résultats présentés dans le Tableau 10, les gains en irradiation POA_{Mir} à Ouarzazate et à Athènes sont supérieurs à ceux obtenus à New Delhi et Chicago respectivement. Ceci peut s'expliquer par la fraction diffuse qui est d'environ 0.28 à Ouarzazate comparé à 0.42 à New Delhi et 0.26 à Athènes comparé à 0.39 à Chicago. La fraction diffuse étant la plus importante en hiver à Chicago (0.5) et en été à New Delhi (0.55) elle ne dépasse pas 0.3 à Ouarzazate qui se caractérise par des conditions ensoleillées pour les quatre saisons de l'année. Ainsi, la composante directe moyenne d'irradiance est plus élevée à Ouarzazate et à Athènes impliquant des gains légèrement supérieurs à ceux des régions de leurs mêmes latitudes.

Enfin, une observation intéressante peut être remarquée pour Oslo avec les pourcentages de gain les plus élevés dans le cas d'une architecture fixe. Dans cette ville dont la latitude est élevée, l'angle d'élévation solaire est le plus faible, ce qui présente l'avantage d'abaisser l'angle des miroirs pour les différents cas d'optimisation afin d'éviter les effets d'ombrage.

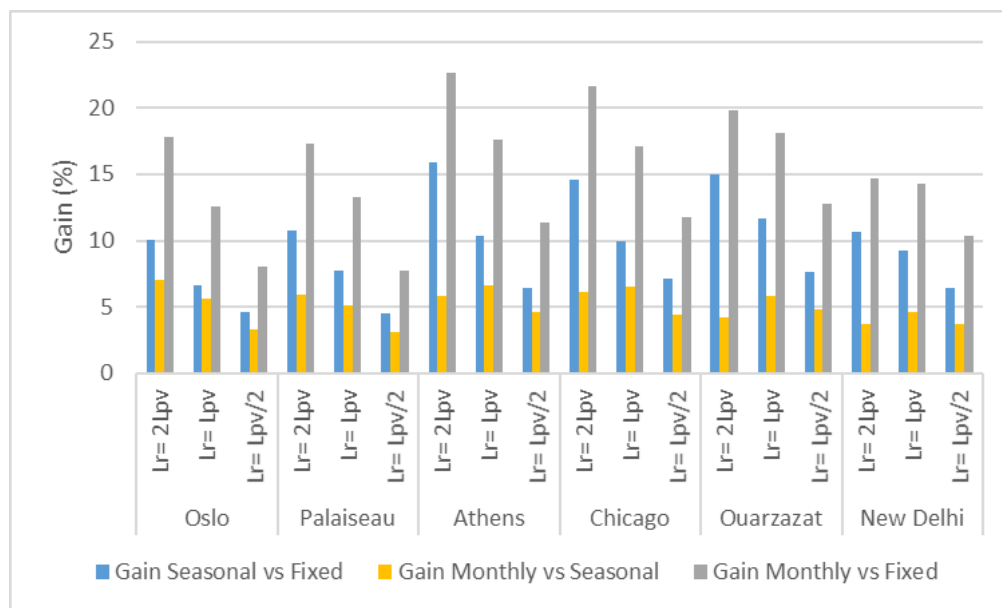


Figure 46 Comparaison entre les gains des architectures PV-réflecteur en fonction de la période d'ajustement angulaire

La Figure 46 décrit les rapports obtenus entre les gains simulés sur les cinq ans étudiés en comparant les irradiances POA_{Mir} des architectures PV équipées de réflecteurs : cas d'un ajustement angulaire saisonnier par rapport à une architecture fixe, cas d'un ajustement angulaire mensuel par rapport à une variation saisonnière et finalement le cas d'un ajustement angulaire mensuel par rapport à une architecture fixe. Nous pouvons observer que pour toutes les villes considérées, le gain en irradiation POA_{Mir} est le plus élevé entre ajustement mensuel et la géométrie fixe et augmente en augmentant la longueur du réflecteur. Par ailleurs, le gain entre ajustement saisonnier et la géométrie fixe montre que le plus L_R est élevée, plus c'est avantageux de privilégier l'architecture à ajustement angulaire par saison.

3.5. Conclusion

Dans ce chapitre, une étude d'optimisation géométrique de l'irradiation POA dans le cadre d'un système PV-réflecteur a été menée. Un processus d'optimisation a été développé par le biais du modèle d'estimation des irradiances POA et POA_{Mir} développé dans le chapitre 2.

D'abord, une analyse des résultats de simulation a été présentée pour tous les mois sur une année complète en se servant des données météorologiques de l'observatoire SIRTa de l'école Polytechnique, à Palaiseau, France. Cette optimisation nous a conduits aux paramètres géométriques optimaux (θ_{tilt} , θ_R et L_R) donnant les valeurs les plus élevées de l'irradiation POA_{Mir} incidente sur le module PV. Ces premiers résultats de simulation ont montré que la longueur des miroirs affecte fortement l'efficacité et la performance du système PV-réflecteur où, dans le cas d'un ajustement angulaire mensuelle le gain annuel passe de 8.5% à 28.7% lors du passage de $L_R = L_{PV}/2$ à $L_R = 2L_{PV}$ par rapport à une installation PV optimisée en l'absence de réflecteurs. Néanmoins, en fonction des exigences de chaque installation, de nombreuses contraintes de montage doivent être prises en compte. D'autre part, le gain en irradiance ne varie pas de manière proportionnelle à la longueur des miroirs en raison de l'effet d'ombrage et de la partie des rayons réfléchis (BRI et DRI) n'atteignant pas le module PV.

La deuxième partie du processus d'optimisation géométrique a consisté à fixer la longueur du réflecteur et évaluer la pertinence de notre système selon un ajustement angulaire mensuel, saisonnier ou une architecture PV-réflecteur fixe. Les résultats dans cette partie ont été observés aussi pour le cas d'étude de l'année entre Juin 2017 et Juin 2018 à Palaiseau. Ces résultats ont montré qu'une architecture à variation mensuelle est l'option la plus avantageuse avec un gain annuel de 28.7% contre de 21.8% pour un ajustement saisonnier et 11% pour une géométrie fixe lorsque $L_R = 2L_{PV}$.

Ensuite, le code d'optimisation a été utilisé pour six villes différentes avec des latitudes et des conditions météorologiques variées sur une période de cinq ans allant de 2012 jusqu'à 2016. Dans cette partie, les données solaires satellitaires de PVGIS ont été utilisées. Les résultats ont montré que chaque région nécessite des considérations

spécifiques vis-à-vis d'un système PV-réflecteur. Le gain en irradiation POA_{Mir} double ou triple en passant de $L_R = L_{PV}/2$ à L_{PV} dans les cas des ajustements angulaires mensuels et saisonniers. Le gain n'augmente pas de la même façon en passant de $L_R = L_{PV}$ à $2L_{PV}$ où le rapport d'augmentation du gain en irradiation décroît. En fait, plus la longueur L_R est élevée au-delà de celle du module PV, plus l'effet d'ombrage provoqué par les miroirs est important.

Les régions avec des latitudes proches comme Ouarzazate et New Delhi ont montré des résultats assez similaires en termes d'optimisation géométrique et de gain en irradiation. Le même phénomène a été observé entre Athènes et Chicago ayant également des latitudes proches. Le gain le plus élevé de 35% a été obtenu en considérant une architecture PV-réflecteur à ajustement angulaire mensuel où $L_R = 2L_{PV}$ à Athènes. Par ailleurs, les gains les plus élevés pour les architectures fixes ont été observés à Oslo en raison de sa localisation géographique. Une architecture fixe avec des réflecteurs de petite taille ($L_R \leq L_{PV}$) montre un gain maximal faible, de 8.2% (à Oslo).

En effet, l'évaluation de la performance du système doit être réalisée séparément dans chaque cas d'installation et à chaque localisation. Cette évaluation s'effectue notamment en fonction des aspects géographiques, météorologiques, techniques et économiques, ainsi que des limites de disponibilité d'espace et de distance entre les rangées de modules PV si l'installation en comporte plusieurs.

Finalement, une évaluation du gain en production photovoltaïque sera réalisée dans le chapitre 4 par le biais d'un modèle analytique qui a été développé.

Références

- [1] C. Landau, "Optimum Tilt of Solar Panels." <http://www.solarpaneltilt.com/> (accessed May 26, 2020).
- [2] M. Despotovic and V. Nedic, "Comparison of optimum tilt angles of solar collectors determined at yearly, seasonal and monthly levels," *Energy Convers. Manag.*, vol. 97, pp. 121–131, Jun. 2015, doi: 10.1016/j.enconman.2015.03.054.
- [3] M. Benghanem, "Optimization of tilt angle for solar panel: Case study for Madinah, Saudi Arabia," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 4, pp. 1427–1433, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.10.001.
- [4] H. Tanaka, "Solar thermal collector augmented by flat plate booster reflector: Optimum inclination of collector and reflector," *Appl. Energy*, vol. 88, no. 4, pp. 1395–1404, Apr. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.10.032.
- [5] R. Baccoli, A. Frattolillo, C. Mastino, S. Curreli, and E. Ghiani, "A comprehensive optimization model for flat solar collector coupled with a flat booster bottom reflector based on an exact finite length simulation model," *Energy Convers. Manag.*, vol. 164, pp. 482–507, May 2018, doi: 10.1016/j.enconman.2018.02.091.
- [6] "Advantages and disadvantages of a sun tracker system," *Solar Power World*, May 09, 2016. <https://www.solarpowerworldonline.com/2016/05/advantages-disadvantages-solar-tracker-system/> (accessed Apr. 13, 2020).
- [7] "Pros and Cons of Installing a Solar Tracker | Magesolar." <https://magesolar.com/advantages-solar-tracker-systems/> (accessed Apr. 13, 2020).
- [8] B. CATTANEO, "Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)," *EU Science Hub - European Commission*, Jun. 15, 2018. <https://ec.europa.eu/jrc/en/pvgis> (accessed May 24, 2020).
- [9] C. Abdel Nour, A. Migan-Dubois, J. Badosa, V. Bourdin, C. Marchand, and T. Akiki, "Evaluation of the plane of array irradiance for a photovoltaic installation equipped with flat reflectors in different geographical locations," in *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Jun. 2019, pp. 1572–1577, doi: 10.1109/PVSC40753.2019.8980521.
- [10] C. Abdel Nour, A. Migan-Dubois, J. Badosa, V. Bourdin, C. Marchand, and T. Akiki, "Geometrical optimization for a photovoltaic installation equipped with flat reflectors based on plane of array estimations," *EPJ Photovolt.*, vol. 11, p. 1, 2020, doi: 10.1051/epjpv/2019010.
- [11] "solstice-schema." <https://www.cite-espaces.com/content/uploads/2018/06/solstice-schema.001.jpeg> (accessed May 27, 2020).
- [12] M. Suri, T. Huld, E. Dunlop, and T. Cebecauer, "Geographic Aspects of Photovoltaics in Europe: Contribution of the PVGIS Website | Request PDF," *ResearchGate*, Apr. 2008, Accessed: May 27, 2020. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/224327932_Geographic_Aspects_of_Photovoltaics_in_Europe_Contribution_of_the_PVGIS_Website.
- [13] S. E. Berrizbeitia, E. Jadraque Gago, and T. Muneer, "Empirical Models for the Estimation of Solar Sky-Diffuse Radiation. A Review and Experimental Analysis," *Energies*, vol. 13, no. 3, Art. no. 3, Jan. 2020, doi: 10.3390/en13030701.

Chapitre 4 : Modélisation de la puissance électrique produite par un système PV-Réflecteur

Table des matières

4.1. Introduction.....	94
4.2. Fonction d'efficacité relative pour le calcul du rayonnement effectif.....	94
4.3. Modèle de conversion photo-électrique.....	96
4.3.1. Données d'entrée	97
4.3.2. Module photovoltaïque	97
4.3.3. Généralités sur le Maximum Power Point Tracking.....	100
4.3.4. Modèle P&O implémenté	102
4.4. Plateforme expérimentale.....	105
4.5. Validation du modèle	107
4.5.1. Validation du modèle sous conditions d'irradiance uniforme	107
4.5.2. Validation du modèle sous conditions d'irradiance non-uniforme.....	111
4.6. Conclusion	117
Références	119

4.1. Introduction

Dans les chapitres précédents, l'estimation de l'irradiance dans le plan des modules PV a été abordée. Le gain en irradiance relatif à l'installation des réflecteurs a été également mis en évidence pour différentes configurations géométriques et dans diverses zones géographiques. Toutefois, en conditions réelles, la production photovoltaïque ne dépend pas uniquement de l'irradiance reçue. Dans ce chapitre, la méthode utilisée pour convertir l'irradiance en électricité est présentée.

En premier, une irradiance effective, celle qui arrive réellement sur l'absorbeur photovoltaïque, est estimée. Une fonction d'efficacité relative à l'efficacité en incidence normale est proposée.

Ensuite, le modèle électrique utilisé est présenté. Chaque string est représentée par un circuit électrique équivalent à une diode et 5 paramètres, en anti-parallèle avec une diode bypass. Le point de fonctionnement est obtenu par l'algorithme MPPT appelé Perturbation et Observation (P&O). L'élément décisif dans le choix du modèle a été la possibilité de prendre en compte des éclaircissements non uniformes. En effet, l'ajout de réflecteurs plans, dans le cas idéal, provoque un sur-éclairage de l'ensemble des modules PV. Cependant, à certains moments de la journée, de l'année, ils peuvent ne réfléchir le flux lumineux que sur une partie du système, voir même, créer de l'ombrage partiel. Cela risque d'aboutir à l'activation de diodes bypass au niveau des strings concernées. Par conséquent, il est crucial de prendre ce phénomène en considération afin de déterminer l'efficacité du système PV-réflecteur d'où la modélisation par string.

La troisième partie du chapitre présente une plateforme expérimentale PV-réflecteur réalisée à l'observatoire SIRTA et utilisée pour valider le modèle de conversion photo-électrique.

Par suite, nous avons comparé le modèle développé aux mesures expérimentales réalisées sur des périodes sans et avec réflecteurs plans sur une année. Les indicateurs d'erreur résultant de la comparaison entre la mesure et la simulation ont démontré des résultats satisfaisants avec 2.0% en RMSE et 5.5% RMAE pour 7 mois de données sans réflecteur. De plus, le modèle proposé permet une simulation sur de longues périodes, de plusieurs mois à plusieurs années, avec un temps de calcul considérablement rapide. Le temps de simulation pour un mois avec un pas horaire est de 22 secondes, sur un ordinateur portable récent.

4.2. Fonction d'efficacité relative pour le calcul du rayonnement effectif

Dans les chapitres précédents, un modèle d'estimation de l'irradiance dans le plan des modules PV a été détaillé. Il faut ensuite que le rayonnement atteigne l'absorbeur PV, après la traversée des différents éléments constitutifs du module PV (verre, encapsulant, revêtement anti-réfléchissant, couche de passivation, par exemple) et ceci, en fonction de l'angle d'incidence des rayons du soleil sur le module PV.

Une fonction d'efficacité relative à l'efficacité en incidence normale a ainsi été développée, pour le rayonnement direct (annexe 4.1). Les calculs sont effectués en considérant un rayonnement incident dont la répartition spectrale est AM1.5. Le produit de la transmission par l'efficacité relative pour chaque longueur d'onde permet d'évaluer une efficacité relative « utile » sur la fenêtre d'absorption du silicium ($\lambda \in [300 \text{ nm}, 1200 \text{ nm}]$). Cette efficacité traduit la diminution du rendement, due à la perte en transmission, par rapport au rendement à l'incidence normale qui est mesuré dans les flash-tests. La transmission de chacune des couches entre le verre et l'absorbeur a été prise en compte. L'efficacité relative est ainsi le rapport entre le rendement à une incidence quelconque et le rendement à l'incidence normale. Il en résulte une fonction proche de 1 lorsque le rayon a une incidence normale, puis, qui décroît assez lentement jusqu'à environ 60°, et enfin chute rapidement à 0 pour une incidence rasante, comme représenté par les marqueurs de la Figure 47.

Pour pouvoir traduire l'évolution de la Figure 47 par une fonction numérique simple, on utilise un polynôme (courbe lissée de la même figure). Pour avoir une précision suffisante, un polynôme d'ordre 6 est nécessaire, dont l'équation est précisée dans la figure.

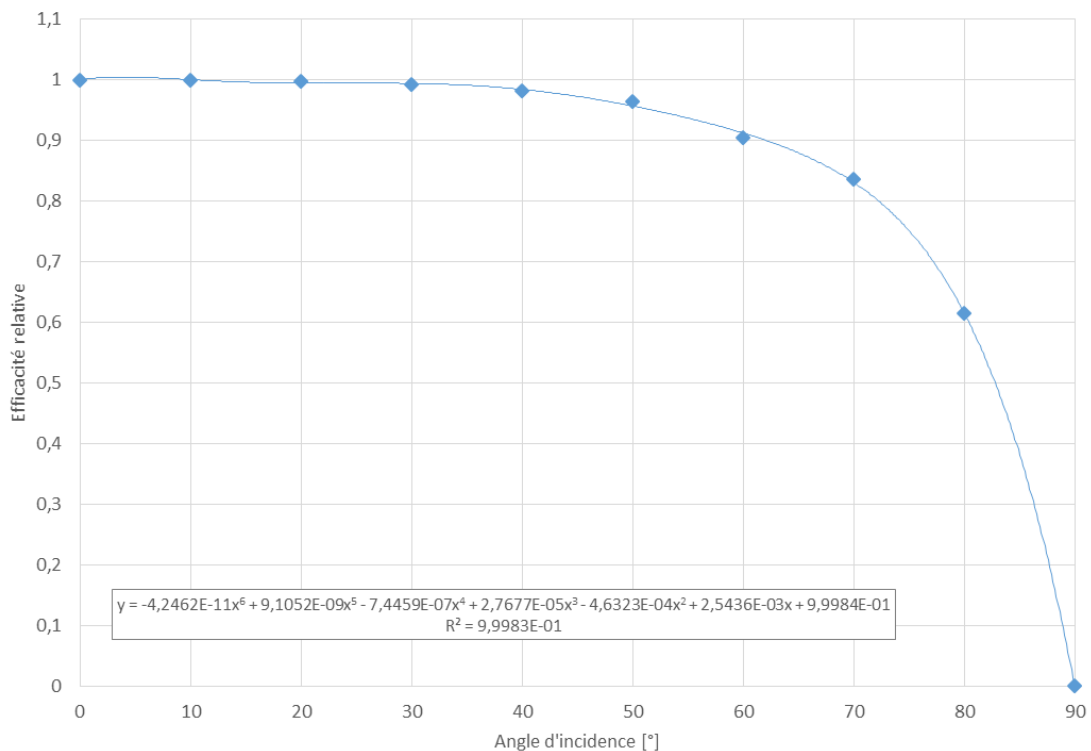


Figure 47 Fonction d'efficacité relative pour le rayonnement direct à partir d'un ajustement de points obtenus par un calcul de transmission de la couche supérieur d'un panneau solaire type c-Si

Le rayonnement diffus a simplement été multiplié par un coefficient moyen (0.406) obtenu par intégration sur un hémisphère, ce qui suppose une luminance diffuse de la voûte céleste et du sol isotrope. Ceci est une approximation légitime si le rayonnement direct est prédominant et dans la mesure où le rayonnement diffus dans un cône autour de la normale représente l'essentiel de la contribution diffuse à la production d'énergie. D'autres facteurs

impactent aussi l'irradiance effective, comme le changement du spectre solaire qui n'a pas été pris en compte ici et qui est attendu faible (de l'ordre de quelques %) [1].

Une fois que l'irradiance arrivant sur l'absorbeur PV est connue, il faut la convertir en électricité.

4.3. Modèle de conversion photo-électrique

Le modèle analytique de conversion photo-électrique développé a été implémenté sur le logiciel Matlab/Simulink. Si on s'intéresse à un seul module PV, il peut être représenté schématiquement par la Figure 48.

Cette figure est composée de quatre parties : (i) les données d'entrée que sont l'irradiance et la température et qui peuvent être différentes pour chacune des trois strings considérées, (ii) la conversion photo-électrique, (iii) le choix du point de fonctionnement (Maximum Power Point Tracking, MPPT) et (iv) le courant (I_{MPP}) et la tension (V_{MPP}) au point de puissance maximum (MPP), qui sont les sorties du modèle.

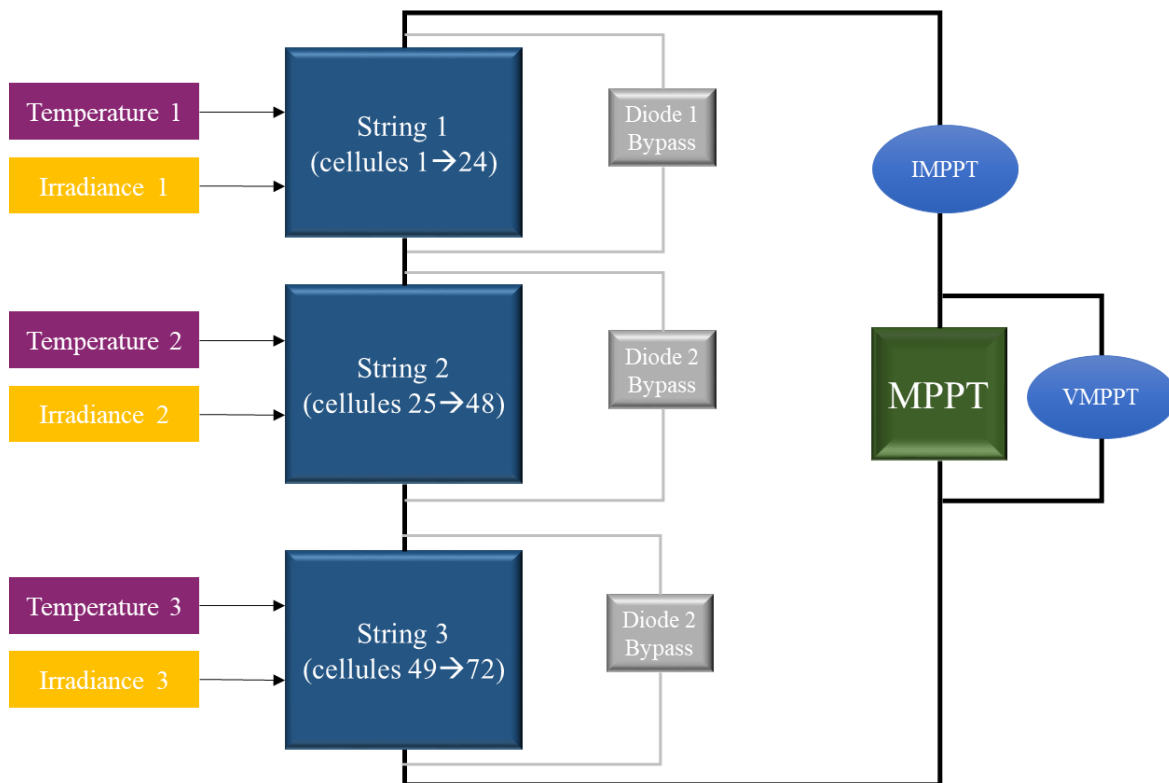


Figure 48 Représentation schématique du modèle analytique développé pour le calcul de la puissance PV au MPP

4.3.1. Données d'entrée

Comme expliqué précédemment, l'ajout de réflecteurs en face des modules PV risque d'engendrer des éclairagements non uniformes dont la conséquence pourra être l'activation de diodes bypass. Ainsi, il est primordial que le modèle puisse prendre en compte cet effet. A l'échelle d'un module PV, il peut être envisageable de modéliser chaque cellule qui le constitue et de personnaliser chaque irradiances reçue et chaque température de fonctionnement. Par contre, à l'échelle d'une installation, même petite, cette modélisation n'est pas envisageable, aussi bien en termes de moyens de calculs qu'en terme de cartographie d'irradiance. Aussi, une solution intermédiaire a été choisie : Modélisation par string. Chaque module PV sera modélisé par trois strings en série, chacune avec une diode bypass montée en anti-parallèle. L'irradiance et la température seront personnalisées par string également (Figure 48).

Les entrées d'irradiance et de température peuvent être sous forme de vecteur permettant de simuler plusieurs conditions de fonctionnement du module PV. Il est ainsi possible de construire des vecteurs d'entrée représentant des périodes temporelles plus ou moins longues à des pas de temps choisis.

La base de données utilisée pour ces trois vecteurs d'irradiance est issue soit des mesures effectuées dans une plateforme expérimentale soit des calculs à base des données de GHI, DHI et BNI, comme détaillé dans les chapitres 2 et 3. L'effet des réflecteurs plans sera donc introduit dans la modélisation par un surplus d'irradiance provenant des miroirs.

4.3.2. Module photovoltaïque

Chaque bloc bleu de la Figure 48 modélise une string du module PV. Toutes les strings modélisées sont identiques et utilisent le modèle de panneau PV de la librairie Simpscape de Simulink [2]. Celui-ci permet de simuler un module PV constitué de strings en parallèle, chaque string étant composée de cellules en série (somme des tensions des cellules d'une string et addition des courants des strings en parallèle).

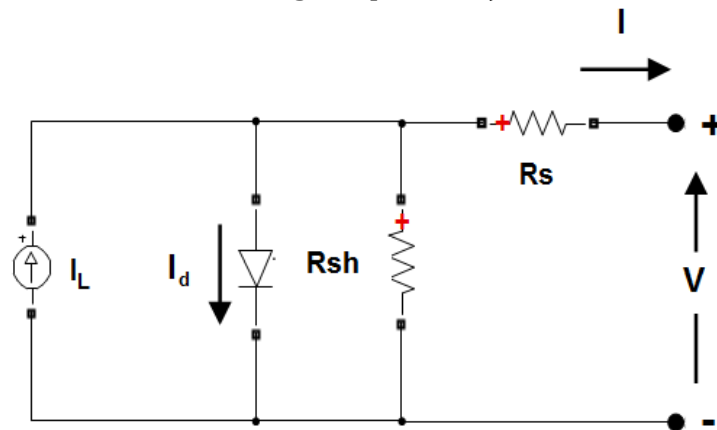


Figure 49 Schéma équivalent du module PV [2]

La Figure 49 représente le schéma électrique équivalent du module PV utilisé dans Simpscape. Il est constitué d'une source de courant I_L (courant photo-généré), d'une diode (représentant la jonction p-n), d'une résistance série R_s (pour les défauts de contacts, par exemple) et d'une résistance parallèle R_{sh} (représentant les défauts du matériau, par exemple). Ainsi, ce modèle à une diode a besoin des cinq paramètres suivants pour être défini :

- I_L (A) : Photo-courant
- n : Facteur d'idéalité de la diode
- I_0 (A) : Courant de saturation de la diode
- R_s (Ω) : Résistance série
- R_{sh} (Ω) : Résistance shunt

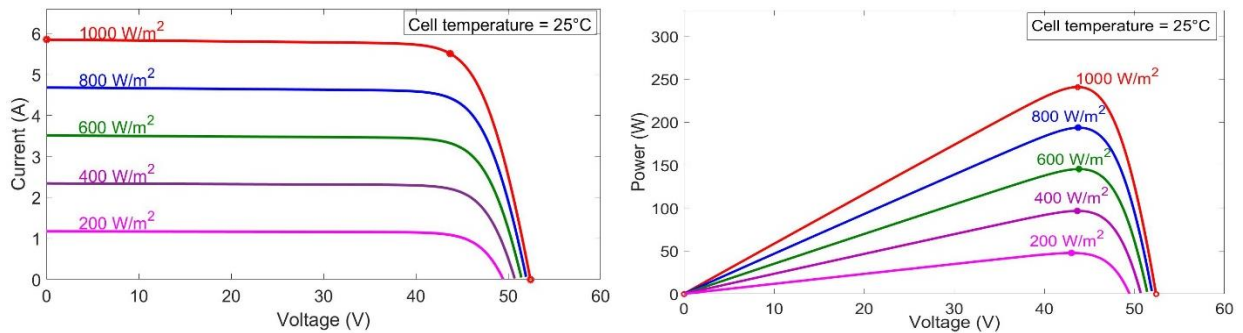
Les courant (I) et tension (V) de sortie du modèle de la Figure 49, sont définis par l'équation suivante, si l'on ne considère qu'une seule string de Ncell cellules en série :

$$I = I_L - I_0 \left[\exp \left(\frac{q \left(\frac{V}{N_{cell}} + I \cdot R_s \right)}{n \cdot k_B T} \right) - 1 \right] - \left(\frac{V}{N_{cell}} + I \cdot R_s \right) \frac{V}{R_{sh}} \quad (27)$$

Avec :

- q (C) : Charge élémentaire, $q = 1.6022 \cdot 10^{-19}$ C
- k_B ($J \cdot K^{-1}$) : Constante de Boltzman, $k_B = 1.3806 \cdot 10^{-23}$ $J \cdot K^{-1}$
- T (K) : Température du module PV
- N_{cell} : Nombre de cellules connectées en série

Ce modèle permet de simuler les caractéristiques I-V complètes, pour une irradiance et une température données, comme illustré sur la Figure 50, construite après avoir effectué plusieurs simulations :



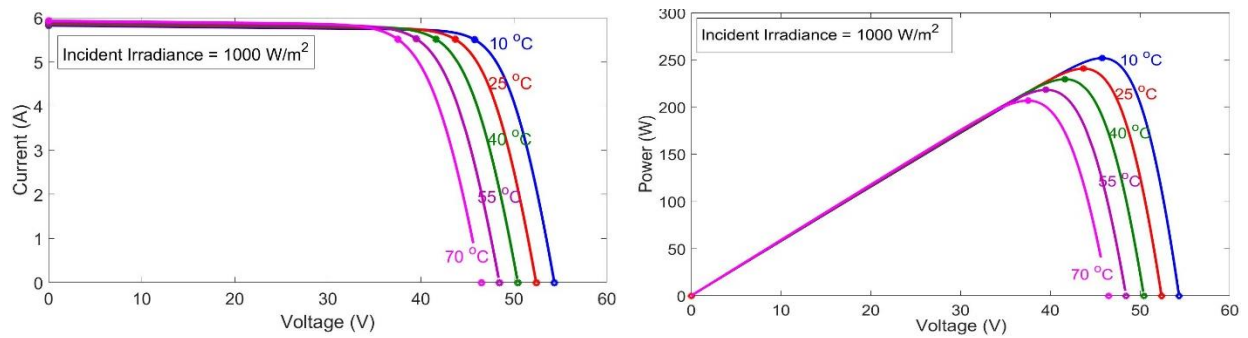


Figure 50 Caractéristiques I-V (à gauche) et P-V (à droite) pour différents éclairagements (en haut) et températures (en bas)

Le modèle proposé par Simulink intègre une variété de modules PV prédéfinis ainsi que des modules PV définis par l'utilisateur [3] basé sur un modèle de référence NREL/TP-6A20-64102 [4]. Comme le module Panasonic HIT N240 a été utilisé dans notre étude, ses paramètres spécifiques ont été introduits dans le modèle et résumés dans le Tableau 13. Celui-ci étant composé de 3 strings en série, nous l'avons modélisé par 3 modules tel que décrit dans la Figure 48 (une string modélisée par un module).

Tableau 13 Paramètres électriques du module Panasonic HIT N240 étudié. Les valeurs de tension et Ncell ont été divisé par trois dans le modèle pour prendre en compte les caractéristiques de chaque string.

V_{oc}	V_{mpp}	I_{sc}	I_{mpp}	Ncell	Coef. de temp. en V_{oc}	Coef. de temp. en I_{sc}
V	V	A	A		%/°C	%/°C
52.4	43.7	5.85	5.51	72	-0.25	0.0301

Par suite, les cinq paramètres du modèle électrique de la Figure 49, utilisés par l'équation (27) pour la simulation, sont calculés automatiquement en utilisant un ajustement par les moindres carrés. Les paramètres obtenus dans notre étude sont résumés dans la Figure 51.

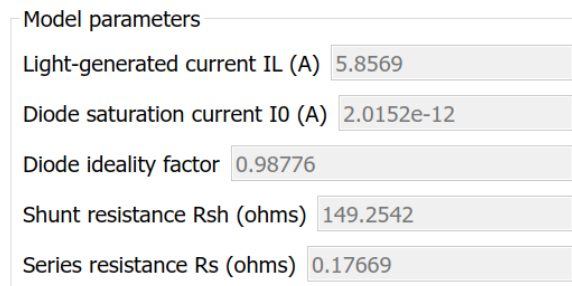


Figure 51 Paramètres du circuit équivalent du module PV calculés par Simulink

Une évaluation expérimentale du modèle analytique a été effectuée à travers une plateforme détaillée dans la section 4.4.

Une installation PV est toujours associée à une charge, ce qui fixe son point de fonctionnement. Imaginons que l'installation PV soit connectée au réseau de distribution électrique, son point de fonctionnement sera toujours proche du MPP, fixé par l'onduleur. La modélisation proposée ici s'intéresse uniquement au côté DC de l'installation. Il faut donc que le module (ou l'installation) PV soit mis(e) à son MPP. Dans le paragraphe suivant,

quelques algorithmes de maximum power point tracking (MPPT) sont listés et celui qui a été implémenté (P&O) est détaillé.

4.3.3. Généralités sur le Maximum Power Point Tracking

La production électrique PV varie avec les conditions météorologiques, notamment l'irradiance et la température. Les contrôleurs MPPT ont pour rôle de faire fonctionner, en temps réel, les modules PV à leur point de puissance maximale. Ils sont suivis de convertisseurs DC/DC afin d'adapter la tension PV à la charge connectée. Dans cette partie, nous nous focaliserons uniquement sur les algorithmes MPPT les plus courants :

- Méthode de Perturbation et Observation (P&O)

C'est la méthode la plus utilisée car elle est simple et facilement implémentable. Elle consiste à perturber périodiquement la tension de fonctionnement du module PV et ensuite observer la puissance électrique générée [5], [6]. C'est de là qu'en découle son nom. Par suite, si une augmentation en tension génère une augmentation en puissance, le système MPPT continue la variation de la tension dans le même sens. Dans le cas contraire, la variation de la tension sera dans le sens opposé. Ceci est répété jusqu'à ce que la puissance se stabilise ou change de sens de variation.

Cette méthode dépend fortement des conditions initiales et peut présenter des oscillations autour du MPP. Un des inconvénients majeurs est son mauvais comportement suite à un changement rapide de l'éclairement (rapidité, maximum local). Elle nécessite une mesure de tension et une mesure de courant.

- Méthode d'incrémentation de la conductance

La courbe de puissance PV en fonction de la tension présente une pente nulle au MPP. Cette pente étant positive à gauche et négative à droite du point MPP, l'algorithme propose de suivre le MPP en comparant la conductance instantanée (I/V) à son incrément ($\Delta I/\Delta V$).

La rapidité d'exécution de cet algorithme dépend de la taille du pas d'incrément adoption [6]. C'est une amélioration par rapport à l'algorithme P&O, principalement lors d'un changement rapide de l'éclairement, mais c'est un algorithme plus complexe. Cette méthode nécessite également une mesure de tension et une mesure de courant.

- Méthode de la tension de circuit-ouvert

Cette méthode se base sur un ajustement automatique de la tension des modules PV pour traduire les changements d'irradiance et surtout de température. La variation de la tension s'effectue dans ce cas, suivant une fonction linéaire de la tension de circuit ouvert :

$$V_{MPP} = K \times V_{OC} \quad (28)$$

Où K est une constante de proportionnalité variant entre 0.73 et 0.8.

Cette méthode provoque des oscillations importantes de la puissance autour du MPP [7] et nécessite la mesure de V_{oc} .

- Méthode du courant de court-circuit

Cette méthode est similaire à celle de la tension de circuit-ouvert avec un ajustement du I_{MPP} en fonction de I_{SC} suivant la relation :

$$I_{MPP} = \alpha \times I_{SC} \quad (29)$$

Où α est une constante de proportionnalité comprise entre 0.85 et 0.92.

Cette méthode provoque également des oscillations importantes de la puissance autour du MPP [7] et est très sensible à la valeur de α . De plus, cela nécessite la mesure de I_{SC} .

- Méthode à base de logique floue

C'est une méthode qui est très bien adaptée pour les systèmes non linéaires et nécessite la connaissance d'une base de données relative au système étudié [8]. Le fonctionnement de cet algorithme est divisé en trois phases (Figure 52). D'abord, la fuzzification permet la conversion des données physiques d'entrée en ensembles flous. Dans l'étape d'inférence, on prend des décisions : les relations logiques entre les entrées et la sortie sont établies en définissant des règles d'appartenance. Un tableau de règles d'inférence est construit. Finalement, en défuzzification, les sous-ensembles flous de sortie sont convertis en une valeur numérique, utile pour le processus de control [8].

Cette méthode est robuste et ne nécessite pas la connaissance mathématique du système. L'avantage de cette méthode est son temps de réponse rapide face aux changements météorologiques soudains mais elle reste compliquée à implémenter.

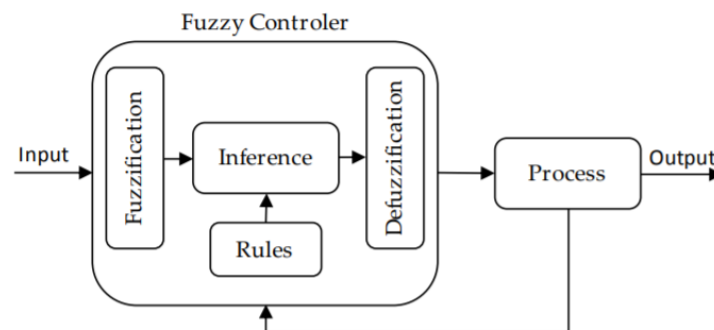


Figure 52 Schéma bloc de l'algorithme à logique floue [8]

Pour conclure, on peut dire que différents critères peuvent être évoqués pour la comparaison entre les algorithmes MPPT. Ce peut être, sont par exemple la facilité d'implémentation, la vitesse de convergence, le coût, la connaissance préalable d'une base de données, le nombre de capteurs requis...

La convergence la plus rapide au MPP et répondant bien aux changements des conditions météorologiques réduit les pertes en puissance générée et augmente l'efficacité du système PV [9]. La méthode de logique floue se caractérise par sa convergence rapide vers le MPP. D'autre part, un inconvénient de cette méthode se présente par la complexité de réglage et d'implémentation. Dans ce cas, la connaissance d'une base de données spécifique à chaque type de module PV étudié est nécessaire pour le processus de contrôle. Ce qui ajoute une contrainte au système MPPT.

Les méthodes P&O et d'incrémentation de conductance sont adéquates pour les installations PV des zones résidentielles [10]. Dans ce cas, les investisseurs cherchent à réduire le temps de récupération. Par suite, il est important de suivre rapidement et constamment le MPP avec des algorithmes simples à implémenter tout en minimisant l'ondulation autour de ce point. Cela ne peut pas être assuré avec les méthodes de tension de circuit-ouvert et du courant de court-circuit provoquant une oscillation importante de la puissance autour du MPP.

D'autre part, dans la méthode d'incrémentation de conductance l'opération de dérivée peut provoquer une instabilité dans les résultats.

Dans [10], une évaluation de plusieurs algorithmes MPPT a été effectuée dans le cas d'un système PV autonome et sous différentes conditions météorologiques. Les résultats (obtenus par simulation) ont montré que la technique P&O était la plus convenable, présentant des performances dynamiques rapides sur des variations météorologiques larges.

Une comparaison entre différents algorithmes MPPT présents dans la littérature a été conduite dans [9]. Les résultats ont montré que la méthode P&O est caractérisée par son faible coût, sa facilité d'implémentation et la simplicité de sa structure. Son désavantage réside dans sa performance qui décroît sous conditions météorologiques rapidement variables. D'après [9], l'algorithme d'incrémentation de conductance se caractérise par une bonne performance sous changement rapide d'irradiance. Par contre, il présente une complexité par rapport au P&O ce qui augmente son temps d'exécution.

Finalement, chaque méthode MPPT a ses avantages et inconvénients et le choix dépend du type d'installation PV étudiée.

Nous avons choisi d'utiliser la méthode P&O. Une description de ce modèle MPPT et de son implémentation est faite dans le prochain paragraphe.

4.3.4. Modèle P&O implémenté

Cette partie présente le modèle P&O dont l'algorithme a été implémenté sous Simulink en utilisant l'outil Stateflow [11] sous forme d'un organigramme. Cet outil permet une construction algorithmique graphique avec des états transitoires qui s'exécutent suivant des conditions bien définies. Les conditions représentent des variables d'entrée à l'algorithme qui peuvent être fixes ou dynamiques suivant le système en question. Chaque état transitoire est programmé via des blocks en Simulink avec des entrées et des sorties ou dans un code matlab en dehors de l'organigramme.

La Figure 53 montre une capture d'écran de l'organigramme MPPT P&O modélisé sur Simulink et est comparée à l'algorithme théorique, représenté sur la Figure 54.

La modélisation considère différents états transitoires (représentés par des blocs) qui représentent chacun, une étape de l'algorithme MPPT :

- État transitoire 0 (état nominal) : Le module PV est placé à 80% de sa tension en circuit-ouvert.
- État transitoire 1 : Le pas d'incrément en tension est fixé. *Plusieurs tests ont été effectués afin d'optimiser cet incrément pour obtenir les performances souhaitées avec une rapidité suffisante. Le pas d'incrément adopté après les tests est de 0.2V.*
- État transitoire 2 : La différence dP entre la puissance $P(i)$ à l'instant i et la puissance $P(i-1)$ de l'instant $i-1$ est calculée.

Ce résultat dP est ensuite comparé à un seuil prédéfini. Par exemple, le seuil défini dans l'organigramme de la Figure 53 est de 0.045W. *Cette valeur a été choisie dans le but d'éviter les oscillations si on exige à dP une convergence vers 0. Dans notre cas, plusieurs tests de simulation ont été exécutés dans le but de déterminer une valeur convenable respectant la robustesse du modèle.*

Ensuite, la différence dV entre la tension $V(i)$ à l'instant i et la tension $V(i-1)$ de l'instant $i-1$ est calculée. Les différentes configurations (dP ; dV) orientent l'exécution de l'algorithme MPPT suivant les états transitoires 3 à 6 et 8 :

- État transitoire 3 ($dP > \text{seuil}$; $dV \geq 0$) : La puissance augmente lorsque la tension augmente. Dans ce cas, la tension augmente de l'incrément défini à l'état transitoire 1.
- État transitoire 4 ($dP < -\text{seuil}$; $dV \leq 0$) : La puissance diminue lorsque la tension diminue. Dans ce cas, la tension augmente de l'incrément défini à l'état transitoire 1.
- État transitoire 5 ($dP > \text{seuil}$; $dV < 0$) : La puissance augmente lorsque la tension diminue. Dans ce cas, la tension diminue de l'incrément défini à l'état transitoire 1.
- État transitoire 6 ($dP < -\text{seuil}$; $dV > 0$) : La puissance diminue lorsque la tension augmente. Dans ce cas, la tension diminue de l'incrément défini à l'état transitoire 1.
- État transitoire 8 ($|dP| = \text{seuil}$) : Le MPP est trouvé. Les variables de sortie de l'algorithme sont V_{MPPT} et I_{MPPT} , la tension et le courant au niveau desquels le module PV opère à sa puissance maximale (Figure 48).

Après exécution de ces quatre états, l'algorithme passe à l'état transitoire 9 où il calcule la nouvelle puissance maximale. Puis il repasse à l'état transitoire 2 et ainsi de suite jusqu'à ce que la condition de sortie soit atteinte (État transitoire 8).

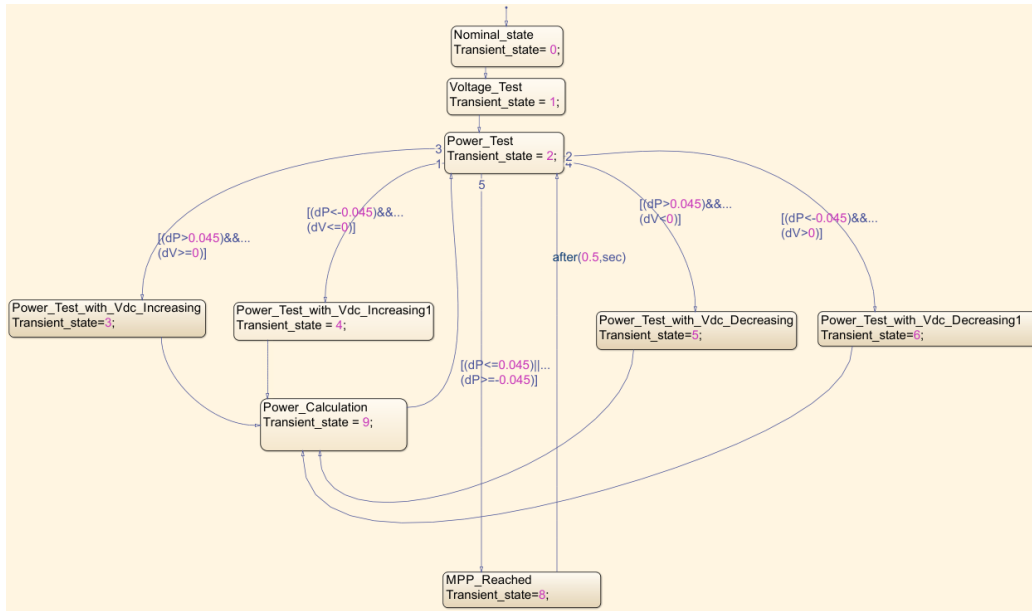


Figure 53 Capture d'écran, organigramme MPPT P&O Simulink

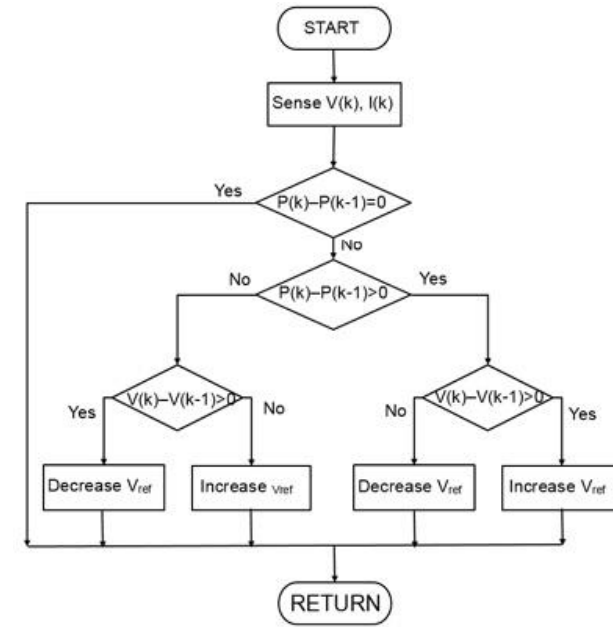


Figure 54 Algorithme MPPT P&O [12]

Le modèle développé dans le cadre de cette thèse se distingue par sa rapidité en temps de calcul. En effet, d'après des études réalisées dans [13], en utilisant le même logiciel, le temps de simulation nécessaire pour la convergence du code MPPT était de 0.2 s pour un couple de valeur d'irradiance et de température en entrée. Dans la méthode MPPT proposée dans [14], une approche à convergence rapide a été présentée où le temps de simulation d'un couple d'entrées correspond à 0.27 s après optimisation du code MPPT.

Le temps de simulation du code MPPT développé dans cette thèse est de 0.06 s pour un couple d'entrée d'où sa rapidité par rapport aux exemples cités.

Le modèle proposé a été conçu pour pouvoir traiter des conditions non-uniformes d'irradiance. Son objectif étant d'effectuer des simulations d'une installation photovoltaïque équipée de réflecteurs plans.

4.4. Plateforme expérimentale

Notre étude s'appuie sur le banc de caractérisation expérimental [15] installé à l'observatoire SIRTA de l'École Polytechnique à Palaiseau.

Une plateforme PV expérimentale a été installée en 2014. Elle est composée de 5 modules PV commerciaux issus de différentes technologies comme le montre la Figure 55.



Figure 55 Banc de caractérisation photovoltaïque du SIRTA

Pour la validation expérimentale, le module PANASONIC N240 (4^{ème} sur la Figure 55) dont les caractéristiques sont listées dans le Tableau 14 a été considéré. C'est une technologie à hétérojonction avec couche mince intrinsèque (HIT) dont le rendement module est 19%.

Tableau 14 Caractéristiques du module Panasonic N240

Electrical data (at STC)		At NOCT	
Max. power (Pmax) [W]	240	Max. power (Pmax) [W]	182
Max. power voltage (Vmp) [V]	43.7	Max. power voltage (Vmp) [V]	41.1
Max. power current (Imp) [A]	5.51	Max. power current (Imp) [A]	4.44
Open circuit voltage (Voc) [V]	52.4	Open circuit voltage (Voc) [V]	49.4
Short circuit current (Isc) [A]	5.85	Short circuit current (Isc) [A]	4.71
Max. over current rating [A]	15	Note: Nominal Operating Cell Temp.; Air mass 1.5 spectrum; Irradiance = 800W/m ² ; Air temperature 20°C; wind speed 1 m/s	
Production tolerance power [%]	+10/-5*	At low irradiance	
Max. system voltage [V]	1000	Max. power (Pmax) [W]	45.9
Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5; Irradiance = 1000W/m ² cell temp. 25°C		Max. power voltage (Vmp) [V]	41.7
Temperature characteristics		Max. power current (Imp) [A]	1.10
Temperature (NOCT) [°C]	44.0	Open circuit voltage (Voc) [V]	49.0
Temp. coefficient of Pmax [%/°C]	-0.29	Short circuit current (Isc) [A]	1.17
Temp. coefficient of Voc [V/°C]	-0.131	Note: Low irradiance: Air mass 1.5 spectrum; Irradiance = 200W/m ² ; cell temp. = 25°C	
Temp. coefficient of Isc [mA/°C]	1.76		

Le module Panasonic étudié est composé de 3 strings en série composée chacune de 24 cellules en série. Chaque string étant connectée à une diode bypass comme présenté dans la Figure 56. Afin de simuler le comportement électrique induit par un éclairement non uniforme arrivant sur le module PV, nous la modélisons par 3 strings avec leur diode bypass (Figure 48).

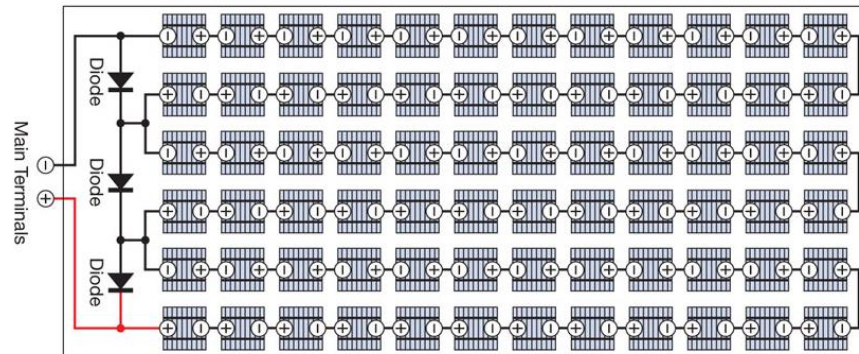


Figure 56 Architecture du module PV PANASONIC de 3 strings [17]

Les caractéristiques I-V sont relevées avec des charges électroniques programmables CHROMA, toutes les minutes, du lever au coucher du soleil. Le MPP est issu de ces caractéristiques. La température du module PV est mesurée par une sonde Platine de classe A connectée en 4 fils (Pt100).

Une moyenne de mesure toutes les 10 minutes est calculée.

Une première installation de miroirs est établie en Juillet 2017. L'objectif principal de cette installation est d'étudier l'impact d'une distribution non homogène du flux lumineux introduite par l'ajout de tels réflecteurs. Ainsi, il ne s'agit pas d'une installation optimisée pour maximiser le gain en production électrique mais pour favoriser une distribution non homogène du flux. Le système a été effectué en utilisant 8 miroirs inclinés à 14.6° (Figure 57b).



Figure 57 Banc de caractérisation photovoltaïque, (a) avant ajout de réflecteurs et (b) après ajout de réflecteurs

D'autre part, comme illustré sur la Figure 20, des mesures d'irradiance dans le plan des modules PV sont effectuées avec un radiomètre de type Hukseflux SR01 [18] (noté SR01

sur la figure) de seconde classe (suivant la classification ISO 9060 des pyranomètres [19]) et des photodiodes de type SOLEMS RG100 [20] (I1, I2, I3 et IPV1).

De surcroît, pour repérer les zones sur-éclairées ou ombragées, une caméra enregistre régulièrement des photographies du banc.

La limite d'une zone sur-éclairée est visible sur le premier module PV de la Figure 20.

4.5. Validation du modèle

Cette partie présente la validation expérimentale du modèle décrit dans les parties précédentes. Pour mémoire, le modèle présenté ci-dessus, s'appuie sur des données d'irradiance et de température, en entrée, et estime la puissance PV produite en sortie.

Cette validation est effectuée par comparaison avec des mesures réalisées grâce au banc de caractérisations de l'observatoire SIRTA.

Les indicateurs d'erreur utilisés sont : la moyenne des valeurs absolues des écarts (MAE), le MAE relatif (RMAE), le biais moyen (MBE) et le MBE relatif (RMBE). Ces indicateurs ont été décrits dans le chapitre 2, en prenant la puissance électrique au MPP pour le module Panasonic comme variable X.

Des journées contrastées sont sélectionnées pour illustrer l'accord entre modèle et mesure et les indicateurs ont été calculés aussi à l'échelle mensuelle. De plus, la validation est aussi effectuée sur une année entre Septembre 2017 et Août 2018 durant laquelle des périodes sans et avec réflecteurs ont été considérées. Les réflecteurs ont été montés durant une campagne de mesures établie en Juillet 2017 et qui a duré trois mois. En premier lieu, les résultats de validation expérimentale sous conditions d'irradiance uniforme sont présentés, en absence de réflecteur plan. Ensuite, quelques comparaisons entre simulation et mesure, en présence de réflecteurs plans sont présentées dans le but d'illustrer les effets d'une irradiance non-uniforme.

4.5.1. Validation du modèle sous conditions d'irradiance uniforme

Dans cette partie, la validation du modèle s'effectue en absence de réflecteur, c'est-à-dire que toutes les cellules du module PV reçoivent la même irradiance (Figure 57a). On considère ici l'irradiance mesurée par le capteur IPV1 de la Figure 20, qui se trouve sur le plan des panneaux.

Les Figure 58 et Figure 59 présentent la puissance au MPP mesurée en bleu et simulée en magenta. Elles présentent deux journées durant la période où l'installation n'était pas équipée de réflecteur et à des conditions météorologiques différentes. Le 16 Octobre 2017 (Figure 58) est une journée globalement de ciel clair avec des irradiances élevées (environ

740 W/m² autour de midi) alors que le 27 Janvier 2017 (Figure 59) est une journée très couverte avec des irradiances faibles (avec 100 W/m² autour de midi).

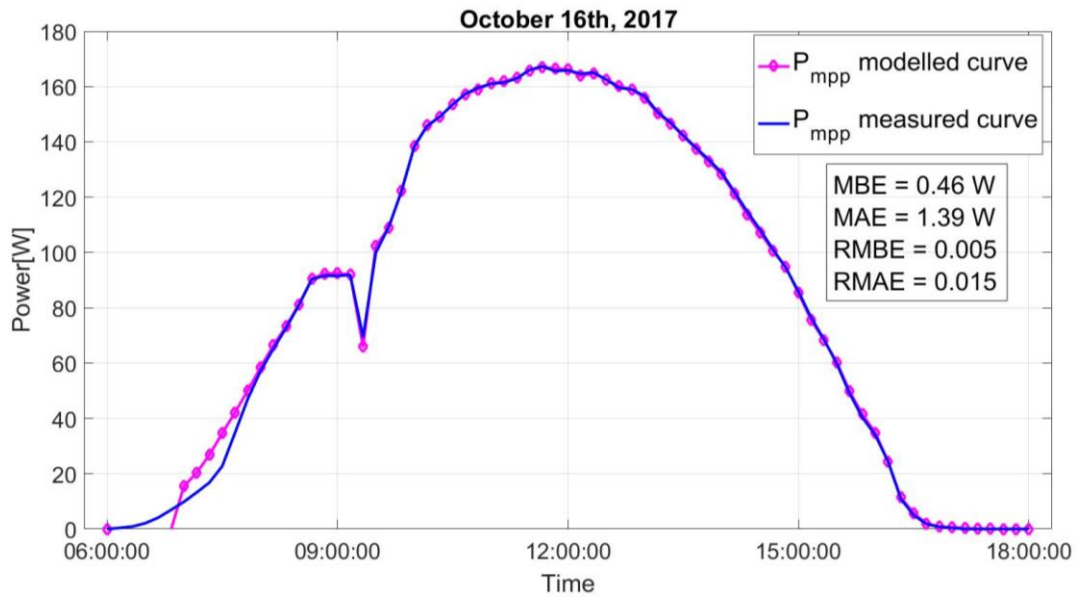


Figure 58 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée pour le 16 octobre 2017, installation sans réflecteur

Au début de la journée du 16 Octobre, une faible déviation entre la mesure et la simulation est visible. Cette déviation est due à un ombrage causé par des bâtiments coté Est sur le module PV et qui ne se retrouve pas sur le capteur d'irradiance.

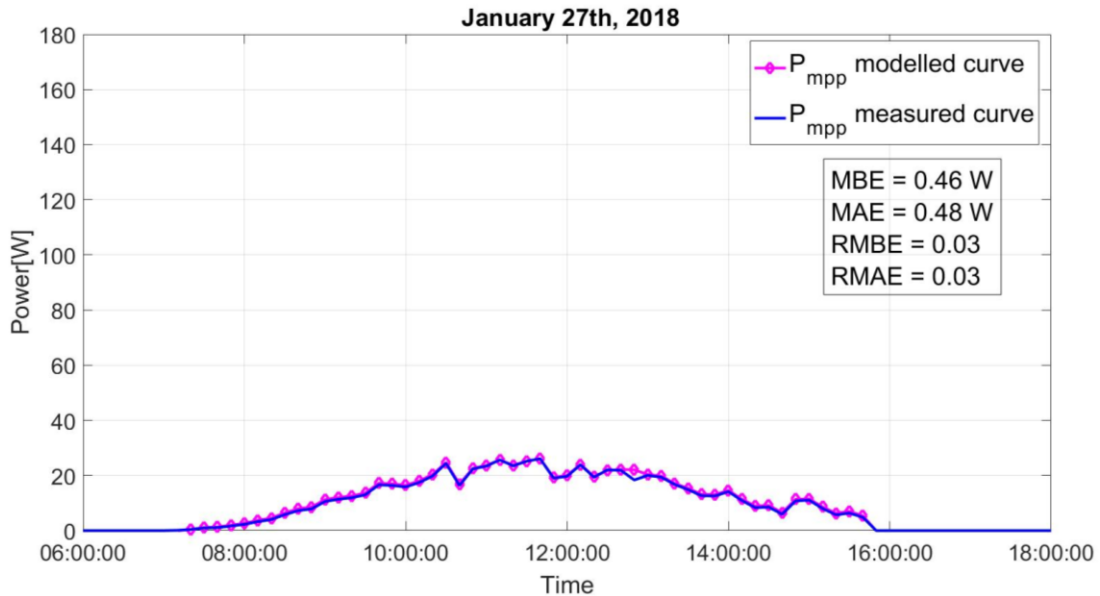


Figure 59 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée pour le 27 janvier 2018, installation sans réflecteur

Comme le montrent les courbes de puissance de ces deux figures, le modèle et la mesure sont sensiblement très proches, dans des conditions météorologiques différentes. Les indicateurs d'erreur sont assez satisfaisants et sont résumés dans le Tableau 15

A titre d'exemple, dans la Figure 60, la comparaison entre les puissances mesurée et simulée pour le mois de Novembre 2017 est présentée.

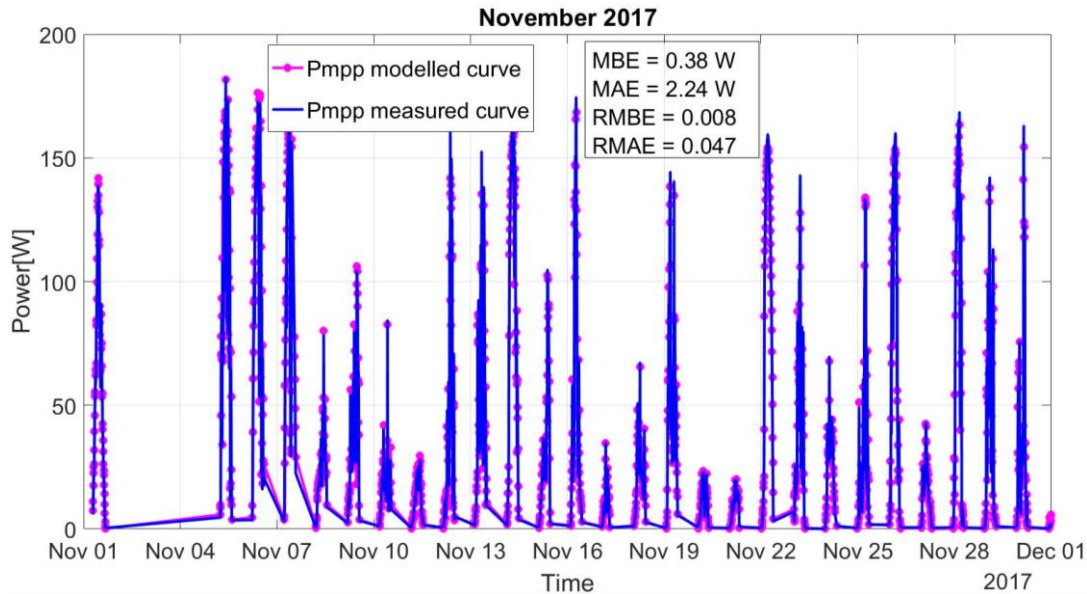


Figure 60 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée pour le mois de Novembre 2017, installation sans réflecteur

Tableau 15 Indicateurs d'erreurs de modélisation sans réflecteur

	MAE	RMAE	MBE	RMBE	
16 Octobre 2017	1.39 W	1.5%	0.46 W	0.5%	1 jour
27 Janvier 2018	0.48 W	3%	0.46 W	3%	1 jour
Novembre 2017	2.24 W	4.7%	0.38 W	0.8%	28 jours

La Figure 61 et le Tableau 16 montrent les résultats de validation expérimentale sur une période de 7 mois avec un pas de 10 minutes.

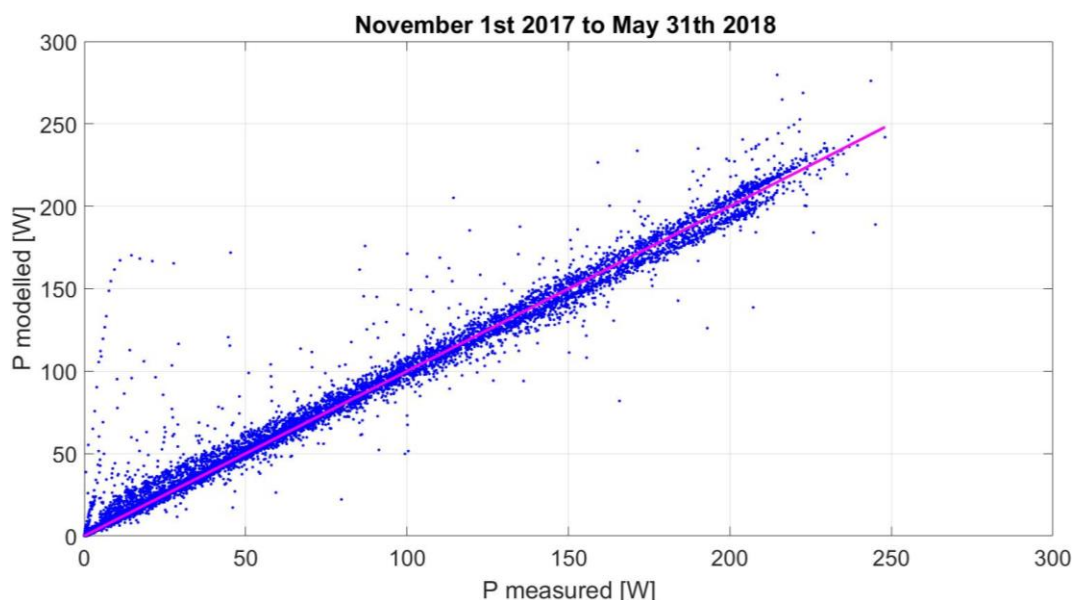


Figure 61 Comparaison entre mesures et simulations, pour la période allant de Novembre 2017 jusqu'à Août 2018, installation sans réflecteur – La droite magenta est la première diagonale.

Tableau 16 Indicateurs d'erreur de modélisation sur 10 mois, de Novembre 2017 à Août 2018

Mois	MAE (W)	RMAE (%)	MBE (W)	RMBE (%)
Nov-17	2.4	4.7	0.4	0.8
Dec-17	2.0	7.1	0.6	2.3
Jan-18	1.5	5.9	0.8	3.0
Feb-18	4.2	5.8	1.1	1.5
Mar-18	2.5	4.7	0.4	0.7
Apr-18	4.0	5.1	1.1	1.4
May-18	4.5	5.1	3.9	4.5
Moyenne	3.0	5.5	1.2	2.0

D'après le Tableau 16, le RMBE varie entre 0.7% et 4.5% respectivement pour Mars et Mai 2018. Et le RMAE varie entre 4.7% (Novembre 2017 et Mars 2018) et 7.1% (Décembre 2017). Comme nous pouvons le constater, pour la période de 7 mois allant de Novembre 2017 jusqu'à Mai 2018, le biais moyen relatif et les erreurs absolues moyennes relatives sont respectivement de 2.0% et 5.5% en moyenne pour cette période entière (Figure 61). Ce qui confirme la robustesse du modèle d'estimation de puissance.

4.5.2. Validation du modèle sous conditions d'irradiance non-uniforme

Dans cette partie, quelques comparaisons entre simulation et mesure, en présence de réflecteurs plans, sont présentées dans le but d'illustrer les effets d'une irradiance non-uniforme. Pour se faire, le système PV-réflecteurs (Figure 57b) n'est pas installé de façon optimale. Dans ce cas, il est nécessaire d'avoir un rayonnement direct incident sur les réflecteurs important et qui sera par la suite réfléchi sur une partie du module PV. C'est pourquoi des journées de ciel clair très ensoleillées sont nécessaires pour l'étude de l'effet d'une irradiance non uniforme. Les réflecteurs sont installés de fin Juillet 2017 au début Octobre 2017. Durant cette période, les conditions météorologiques favorables à notre étude ont été rares. Par suite, dans cette partie, on va se focaliser sur la seule journée ensoleillée avec des conditions de ciel clair qu'il y a eu pour la période avec réflecteurs : le 24 Septembre 2017.

Les figures suivantes illustrent la journée complète du 24 Septembre 2018. La Figure 62 présente les irradiances dans le plan des panneaux mesurées avec et sans effet des réflecteurs. Comme le montre la Figure 20, le capteur SR01, se trouve loin à l'Est des miroirs et n'est donc impacté par eux qu'à partir de mi-fin après-midi. Il mesure ainsi ce que l'on appelle irradiance POA (sans miroir) la plupart du temps. Comme le montre la Figure 62, l'irradiance POA modélisée (courbe POA modelled avec les équations du chapitre 2) est relativement proche de la mesure sans miroir du SR01. Les deux capteurs I1 et IPV1 sont impactés par le sur-éclairage des miroirs lorsqu'il atteint le haut du module Panasonic. Ils mesurent ce que l'on appelle l'irradiance POA_{Mir} dans les Chapitres 2 et 3. IPV1 étant du côté Ouest et I1 vers l'Est (Figure 20), IPV1 reçoit en premier l'effet des miroirs et ensuite I1. Comme on peut le voir sur la Figure 62, les courbes de ces deux capteurs suivent d'abord l'irradiance POA mesurée par le SR01, ensuite une montée de celle mesurée par IPV1 commence vers 9h00 et celle mesurée par I1 vers 9h45 pour rejoindre la courbe de l'irradiance POA_{Mir} modélisée (courbe POA_{Mir} modelled). D'autre part, comme la modélisation prend en compte une rangée infinie des miroirs (ce qui n'est pas le cas de notre installation), et c'est la raison pour laquelle l'effet des miroirs se voit en modélisation avant la mesure. Avec cet exemple, on illustre clairement que pour les installations de type PV-réflecteurs, il est toujours souhaitable d'avoir une extension des miroirs à droite et à gauche des modules PV sur les bords afin de profiter des miroirs le plus tôt et le plus tard possible et de limiter les effets de mismatch en irradiance.

De plus, cette figure montre que l'effet des réflecteurs n'atteint le haut du module Panasonic qu'entre 9h et 13h30 (Il est utile de rappeler que l'objectif de cette étude est l'activation de diode bypass et non la maximisation de la production PV).

Dans cette étude expérimentale, le panneau Panasonic est considéré car une extension importante des miroirs existe du côté Ouest et l'extension est quasi nulle du côté Est. Dans le code d'estimation de l'irradiance POA_{Mir} développé, des rangées de miroirs infinis sont considérées, si bien que l'on espérait comparer le modèle avec deux cas

d'extensions très différentes. Malheureusement, la seule journée claire de la période a limité un peu nos observations et conclusions.

Cette figure met en évidence une relativement bonne adéquation entre la modélisation des irradiances POA avec miroirs et POA_{Mir} sans (présentée dans le chapitre 2) avec la mesure.

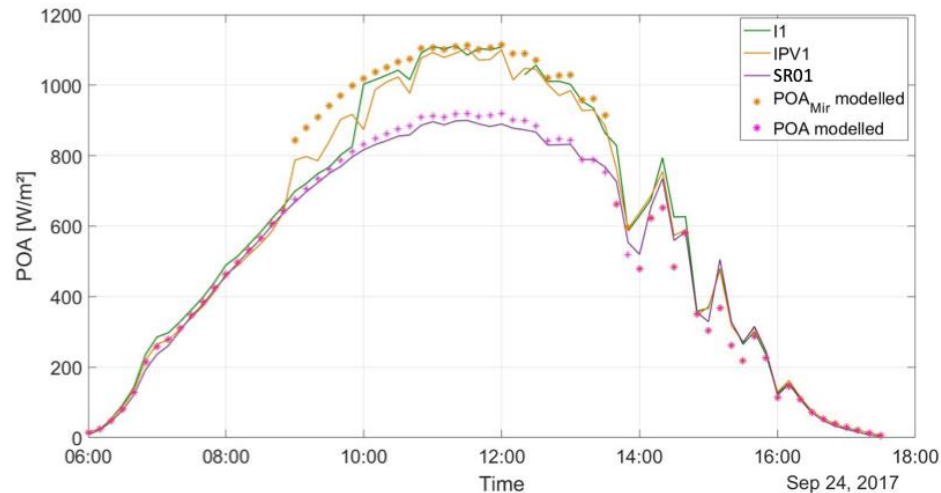


Figure 62 Irradiances POA et POA_{Mir} modélisées et mesurés pour le 24 Septembre 2017.

La Figure 63 présente la puissance PV mesurée (courbe en bleu) et simulée avec miroirs (courbe en orange) et sans (courbe en violet), pour cette même journée ensoleillée du 24 Septembre 2017. Les modélisations des irradiances POA et POA_{Mir} de la Figure 62 ont été pris en entrée du modèle d'estimation de puissance présenté précédemment. Comme le montre cette figure, la mesure en puissance présente un écart par rapport au modèle s'appuyant sur l'irradiance POA_{Mir} modélisée. En effet, cet écart peut s'expliquer, d'une part, par le sur-éclairage non homogène apporté par les miroirs. En effet, dans la modélisation de l'irradiance POA_{Mir} , l'effet du sur-éclairage n'est considéré que lorsque celui-ci atteint le haut de chaque string, ce qui n'est pas le cas dans la réalité. Cependant, autour de midi, il devrait y avoir accord entre le modèle et la mesure car à cette période de l'année, le module Panasonic est entièrement sur-éclairé. D'autre part, le modèle considère des rangées infinies, ce qui n'est pas le cas dans la mesure avec le Panasonic situé vers l'extrémité droite. Ce qui explique que l'effet des miroirs apparaît plus tard le matin dans la réalité qu'en modélisation.

De plus, on peut observer que la mesure se situe entre la simulation avec et sans miroir. Nous avons donc pensé à un effet d'irradiance « utile » qui arrive sur les modules PV en présence de miroirs et qui n'est pas une image parfaite de l'irradiance mesurée (ceci peut s'expliquer, par exemple, par les joints non parfaits et non réflecteurs entre les miroirs, qui impactent la puissance produite mais pas la mesure d'irradiance).

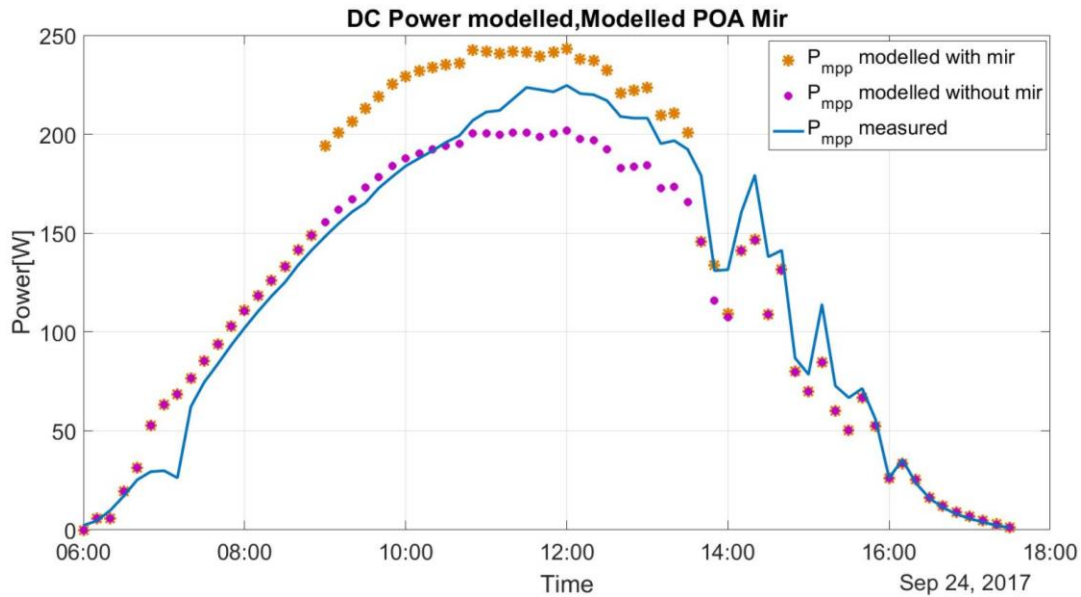


Figure 63 P_{mpp} modélisée avec et sans réflecteur (rangée infinie) et P_{mpp} mesurée pour le 24 Septembre 2017.

Pour vérifier cette dernière hypothèse et afin de déterminer l'irradiance « utile » reçue par chaque string, une approximation d'irradiance au niveau de chacune a été estimée à partir des courbes I-V mesurées. Un point par heure pour la journée du 24 Septembre 2017 a été considéré. L'irradiance POA_{Mir} pour chaque string, est calculée à partir du courant mesuré sur le plateau de l'I-V correspondant (cf. Figure 65), puis multiplié par l'irradiance STC et divisé par le courant de court-circuit STC, comme expliqué par l'équation (30). En négligeant l'effet de la température, on obtient une bonne approximation de l'irradiance reçue par chaque string.

$$POA_{Mir,string} = I_{string} \times \frac{Irr_{stc}}{I_{sc}} \quad (30)$$

Avec Irr_{stc} l'irradiance dans les conditions STC (1000 W/m^2), I_{sc} est le courant de court-circuit STC et I_{string} est la mesure du courant sur le plateau de l'I-V correspondant à la string considérée. Il y a ainsi 3 valeurs d'irradiance POA_{Mir} pour chaque calcul de puissance produite.

A partir de cette estimation, l'irradiance POA_{Mir} relative à chaque string a été trouvée pour la journée du 24 Septembre 2017 suivant un pas horaire. Cette irradiance introduite en entrée du modèle d'estimation de puissance a permis de simuler une estimation plus correcte de la puissance électrique en présence de réflecteurs (courbe en magenta de la Figure 64). Dans cette Figure 64, la courbe en bleu représente la puissance mesurée, les marqueurs en magenta présentent la simulation de la puissance PV en présence de réflecteurs s'appuyant sur les estimations des irradiances POA_{Mir} issues des courbes I-V mesurées. La courbe de puissance représentée par des marqueurs en vert est obtenue par la

simulation sans réflecteur (l'irradiance POA considérée en entrée est celle mesurée par le capteur SR01).

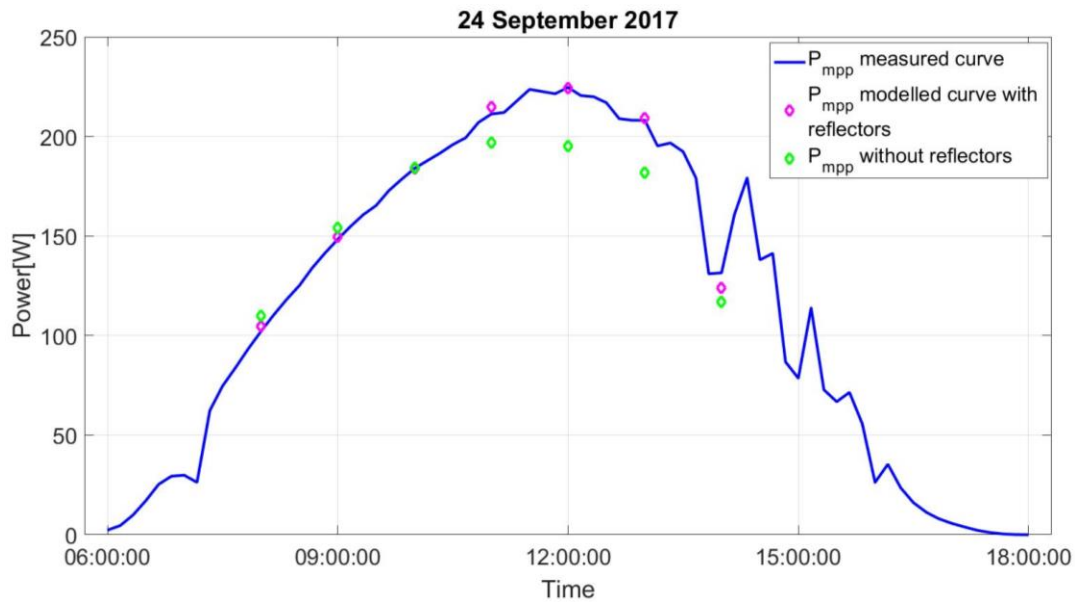


Figure 64 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée avec et sans réflecteurs pour le 24 septembre 2017, installation avec réflecteurs plans (pas horaire)

On note cette fois-ci, une très bonne adéquation entre la mesure et le modèle. Les indicateurs d'erreur entre la mesure et le modèle sont résumés dans le Tableau 17.

Tableau 17 Indicateurs d'erreurs de modélisation avec réflecteurs

	MAE	RMAE	MBE	RMBE	
24 Septembre 2017	2.3 W	1%	0.07 W	0.04%	1 jour

La comparaison entre la puissance PV avec réflecteurs (modélisée et mesurée) et la puissance PV modélisée sans réflecteur montre que le gain en puissance est le plus important au milieu de la journée lorsque les réflecteurs sont bien exposés aux rayons directs du soleil qui seront réfléchis ensuite sur le module PV. Pour cette journée particulière, le gain en énergie apporté par les réflecteurs est de 6.4% sachant que dans cette architecture, le système PV-réflecteur n'est pas optimisé pour un maximum de gain, mais pour un maximum d'éclairage non uniforme sur le module PV.

Pour bien comprendre l'impact d'une irradiance non uniforme sur le module PV, comparons les I-V mesurés aux P_{MPP} simulés. La Figure 65 représente en traits pleins, des mesures de caractéristiques I-V sur trois moments de la journée (10h40, 11h20 et 12h05). Les marqueurs symbolisent les MPP obtenus par le modèle de puissance électrique. La Figure 66 montre les caractéristiques P-V correspondantes. Les conditions de distribution d'irradiance calculées à partir des courbes I-V (équation 30) sur les 3 strings sont résumées dans le Tableau 18 et comparées aux irradiances mesurées par les capteurs I1, IPV1 et SR01.

Tableau 18 Distribution des irradiances permettant la simulation des Figure 20 et Figure 21 (les valeurs en gras correspondent au sur-éclairage)

	String 1 $POA_{Mir,string}$ (W/m ²)	String 2 $POA_{Mir,string}$ (W/m ²)	String 3 $POA_{Mir,string}$ (W/m ²)	I1 POA_{Mir} (W/m ²)	IPV1 POA_{Mir} (W/m ²)	SR01 POA (W/m ²)
10h40	994.5	945.5	945.5	1015.8	977.4	859.3
11h20	1001.7	1001.7	924.1	1112.8	1091	898.9
12h05	1024.9	1024.9	1024.9	1108.4	1100.7	889.9

Comme le montrent la Figure 65, la Figure 66 et le Tableau 18, à 10h40 seule une string (à l'Ouest) du panneau est sur-éclairée. Ce qui crée un mismatch avec les autres deux strings et induit l'activation de ses 2 diodes bypass lorsque que le courant photo-généré est élevé. Ensuite, le sur-éclairage progresse vers l'Est et à 11h20, deux strings sont complètement sur-éclairées et une seule diode bypass est activée (celle de la string plus à l'Est). Enfin, lorsque tout le module PV est sur-éclairé complètement, autour de midi, aucune diode bypass n'est activée, comme illustré pour 12h05. On remarque sur le Tableau 18 que les valeurs d'irradiance « utile » estimées pour chaque string sur éclairée se situent en-dessous des valeurs d'irradiance mesurées, ce qui est cohérent avec l'hypothèse qui a été formulée.

On précise que les diodes bypass sont passantes lorsqu'un fort courant est imposé sur l'ensemble du module PV et ceci est visible pour des faibles tensions. Au MPP, toutes les strings sont fonctionnelles, aucune diode bypass n'est passant. En principe, le MPP est affecté par l'activation de diode bypass dans le cas des ombrages ou d'un sur-éclairage non-uniforme, lorsque le nombre de modules associés en série est suffisamment important pour que la perte en tension induite par l'activation d'une diode bypass impacte moins que la limitation du courant par les strings les moins éclairées.

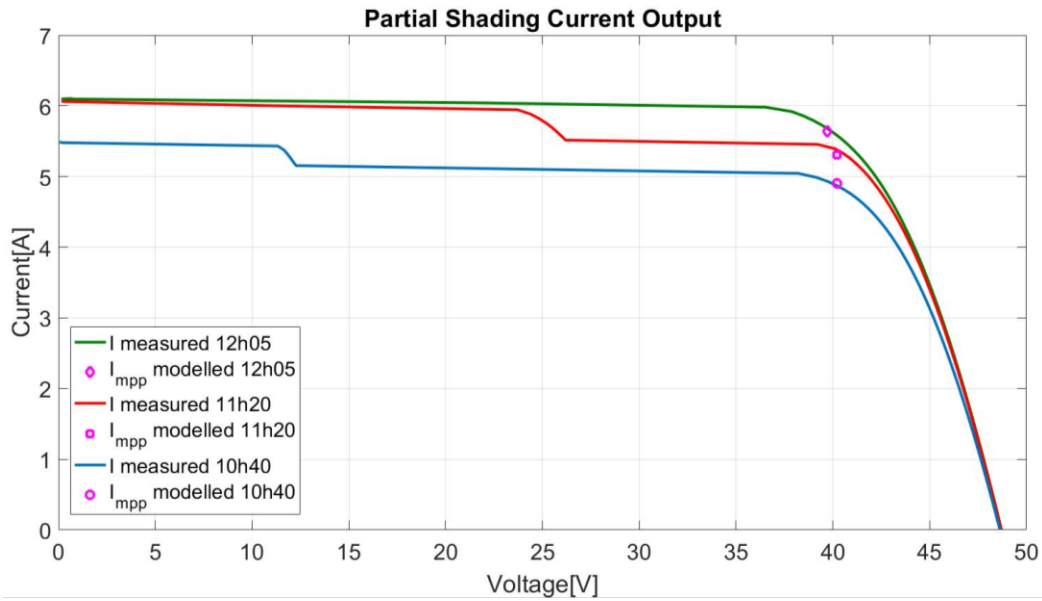


Figure 65 Caractéristiques I-V mesurées et MPP simulés, installation avec réflecteurs plans

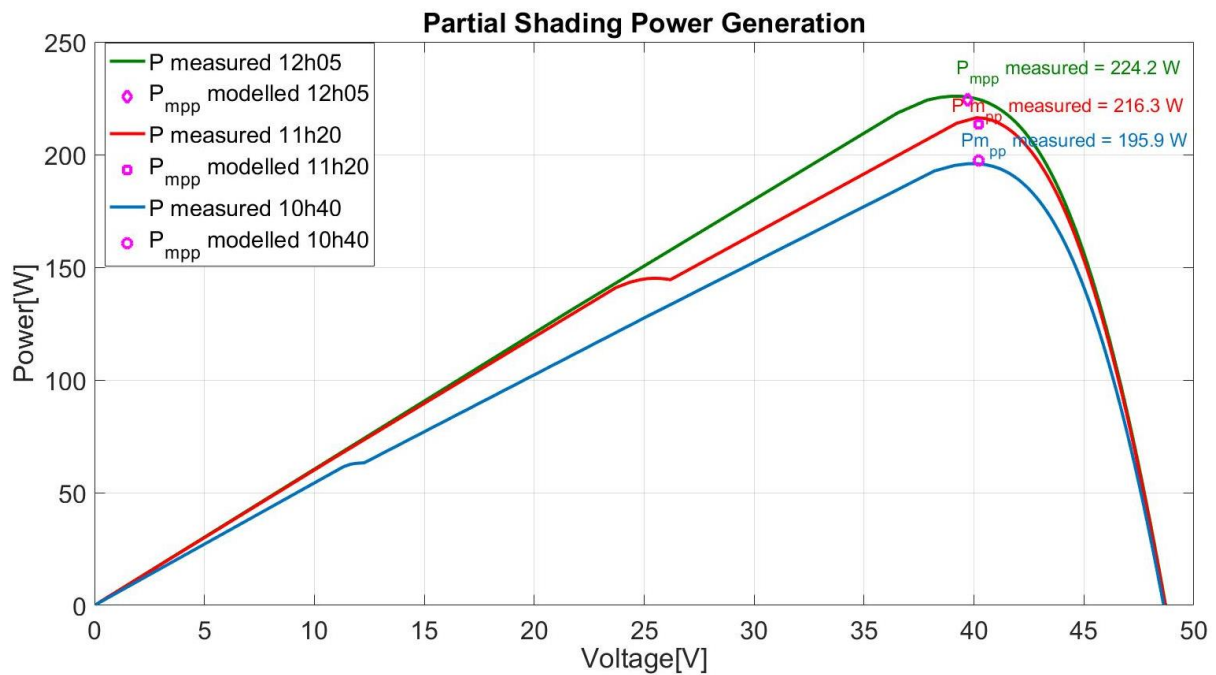


Figure 66 Caractéristiques P-V mesurées et MPP simulés, installation avec réflecteurs plans

Tableau 19 Comparaison entre P_{mpp} mesurés et simulés, 24 Septembre 2017

	P_{mpp} mesuré (W)	P_{mpp} simulé (W)	Ecart relatif (%)
10h40	195.9	197.3	0.71
11h20	216.3	213.5	1.29
12h05	224.2	224.2	0

Le Tableau 19 présente la comparaison entre le Pmpp mesuré et simulé pour les 3 cas présentés dans le Figure 65 et Figure 66. L'écart relatif entre la mesure et la simulation est entre 1.29% et 0.71% dans le cas d'éclairement non uniforme et nul dans le cas d'éclairement uniforme.

4.6. Conclusion

Dans ce travail, un modèle d'estimation de production photovoltaïque a été élaboré. Ce modèle prend en compte l'effet de l'angle d'incidence sur la transmission de l'irradiance aux cellules PV en utilisant une fonction d'efficacité relative pour le rayonnement direct et un facteur correctif pour le rayonnement diffus. L'activation des diodes bypass est prise en compte dans le modèle car il considère chacune des trois strings constituant un module PV de façon indépendante. Un algorithme MPPT basée sur l'approche P&O a aussi été implémenté afin d'obtenir la puissance PV maximale générée.

Cet algorithme MPPT a été comparé à des modèles existants présentés dans la littérature. Celui-ci se distingue par un temps de simulation rapide.

Le modèle complet permet l'étude du comportement d'un système PV classique ainsi qu'un système PV-rélecteur, c'est uniquement l'irradiance présentée en entrée qui change. L'évaluation expérimentale de ce modèle s'appuie sur une base de données existante à l'observatoire SIRTA (GHI, DHI, BNI) et des mesures issues d'un banc de test photovoltaïque (puissance MPP, irradiances POA et température de panneau). Cette validation a été effectuée sur sept mois présentant des conditions météorologiques différentes.

D'abord, les résultats sous conditions d'éclairement uniforme ont été présentés, c'est-à-dire sans réflecteur. Afin de bien visualiser la comparaison entre la puissance électrique mesurée et celle estimée, des journées particulières ont été choisies. La comparaison expérimentale sans miroir a été également établie sur 7 mois entre Novembre 2017 et Mai 2018. Les indicateurs d'erreur obtenus sont un RMAE de 1.5% et 3% et un RMBE de 0.5% et 3% respectivement pour le 16 Octobre et le 27 Janvier et un RMAE de 5.8% et un RMBE de 2.1% sur les sept mois étudiés.

Ensuite, les simulations en conditions d'éclairement non uniforme, c'est-à-dire avec miroir, sont comparées aux mesures expérimentales. Pour la journée du 24 Septembre, l'effet de mismatch provoqué par le sur-éclairement non homogène issu des miroirs a été mis en œuvre dans le modèle d'estimation avec réflecteurs où chaque string reçoit des niveaux d'irradiance différents. L'activation des diodes bypass du module PV relative à ce phénomène de mismatch a bien été visualisée dans les caractéristiques I-V et P-V mesurées où la simulation du MPP correspond bien aux mesures. Dans ces conditions, la validation expérimentale a été également établie avec un RMAE de 1% et un RMBE de 0.04% pour cette

journée particulière. Dans cette dernière partie, nous avons ainsi comparé le modèle développé à des mesures expérimentales. Les résultats sont assez satisfaisants. Un point reste tout de même à éclaircir concernant la prise en compte de l'irradiance « utile » arrivant sur les modules PV en présence de réflecteurs plans non « idéaux ».

L'ajout des réflecteurs a produit un gain en énergie électrique générée de 6.4%, en moyenne, sur la journée d'étude avec réflecteurs. Le montage expérimental du système PV-réflecteur présenté dans ce cas n'est pas optimisé pour une production maximale. La prise en compte de l'optimisation géométrique de l'architecture PV-réflecteurs telle que présentée dans le chapitre 3 est nécessaire pour obtenir un maximum de gain. Cette optimisation sera évoquée dans le chapitre 5 où une installation PV-réflecteurs complète sera étudiée.

Le module Panasonic N240 étudié dans ce chapitre étant installé en portrait, la localisation d'un capteur mesurant l'irradiance au niveau de chaque string est complexe. Dans le chapitre 5, les modules PV seront installés en paysage afin de permettre la localisation de pyranomètres capables de mesurer les irradiances POA et POA_{Mir} au niveau de chaque string. De plus, il est souhaitable de favoriser l'installation des modules PV en paysage dans un système PV-réflecteur car les strings seront alors impactées successivement par le sur-éclairage et le gain sera ainsi progressif. Si les modules sont installés en portrait, toutes les strings sont impactées de la même façon par le sur-éclairage et donc toutes limitées par les zones non sur-éclairées. Les gains seront ainsi moindres. Bien entendu, ceci est valable pour des miroirs dépassants largement des deux côtés des modules (rangées infinies) et une limite entre zone sur-éclairée et zone non sur-éclairée horizontale.

Références

- [1] M. Lee and A. F. Panchula, "Spectral correction for photovoltaic module performance based on air mass and precipitable water," *2016 IEEE 43rd Photovolt. Spec. Conf. PVSC*, 2016, doi: 10.1109/PVSC.2016.7749836.
- [2] "Implement PV array modules - Simulink - MathWorks France." <https://fr.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html> (accessed May 22, 2020).
- [3] "PV Array Sinskape," *Mathworks.com*. <https://fr.mathworks.com/help/physmod/sps/powersys/ref/pvarray.html>.
- [4] P. Gilman, "SAM Photovoltaic Model Technical Reference," NREL/TP--6A20-64102, 1215213, May 2015. doi: 10.2172/1215213.
- [5] "What's Behind an MPPT Algorithm?," *CivicSolar, Inc.*, Sep. 13, 2017. <https://www.civicsolar.com/article/whats-behind-mppt-algorithm> (accessed Jan. 10, 2020).
- [6] L. Yali and L. Ming, "A comparative study of the maximum power point tracking methods for PV systems | Elsevier Enhanced Reader." <https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0196890414000946?token=97B91AD5164122E9C703AE595A14D206C4E9C4A7AAAE1F6FA29C07F01E0490DDB990BADF123D61144893F480079C7550> (accessed Jan. 12, 2020).
- [7] "Dubewar and Patil - Comparative Study of Photovoltaic Array Maximum Po.pdf." Accessed: Jan. 14, 2020. [Online]. Available: <https://www.ijert.org/research/comparative-study-of-photovoltaic-array-maximum-power-point-tracking-techniques-IJERTV4IS020193.pdf>.
- [8] C. R. Algarín, J. T. Giraldo, and O. R. Álvarez, "Fuzzy Logic Based MPPT Controller for a PV System," *Energies*, vol. 10, no. 12, pp. 1–18, 2017.
- [9] H. J. El-Khozondar, R. J. El-Khozondar, K. Matter, and T. Suntio, "A review study of photovoltaic array maximum power tracking algorithms," *Renew. Wind Water Sol.*, vol. 3, no. 1, p. 3, Dec. 2016, doi: 10.1186/s40807-016-0022-8.
- [10] S. Elkelani Babaa, M. Armstrong, and V. Pickert, "Overview of Maximum Power Point Tracking Control Methods for PV Systems," *ResearchGate*, Accessed: May 14, 2020. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/276497258_Overview_of_Maximum_Power_Point_Tracking_Control_Methods_for_PV_Systems.
- [11] "Program a MATLAB Function in a Chart - MATLAB & Simulink - MathWorks France." <https://fr.mathworks.com/help/stateflow/ug/programming-a-matlab-function-in-a-chart.html> (accessed May 14, 2020).
- [12] "Algorithmes MPPT." <https://fr.mathworks.com/solutions/power-electronics-control/mppt-algorithm.html> (accessed May 12, 2020).
- [13] P. S. Kantibhai and H. K. Mehta, "A Comparative Study of Conventional and Fast Converging MPPT Techniques," *Int. J. Innov. Emerg. Res. Eng.*, vol. 3, no. 4, p. 8, 2016.
- [14] K. Tey and S. Mekhilef, "A Fast-converging MPPT Technique for Photovoltaic System under Fast Varying Solar Irradiation and Load Resistance," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, doi: DOI 10.1109/TII.2014.2378231.
- [15] J. Badosa, V. Bourdin, M. Haefelin, J. Nassar, T. Mambrini, and A. Migan, "Deployment of a multi-technology photovoltaic module test bench on the SIRTa meteorological and climate observatory", presented at the 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EuPVSEC), Hambourg (Germany), Sep. 2015.
- [16] "Baseline Surface Radiation Network: Baseline Surface Radiation Network." <https://bsrn.awi.de/> (accessed May 14, 2020).

- [17] B. White, "Bypass Diodes Improve System Performance and Safety." Open Energy Corporation, San Francisco, CA. openenergycorp.com.
- [18] "NR01_RA01_manual_v1710.pdf." Accessed: May 15, 2020. [Online]. Available: https://www.hukseflux.com/uploads/product-documents/NR01_RA01_manual_v1710.pdf.
- [19] "ISO 9060 Pyranometer Classification," p. 4.
- [20] "Mesure du rayonnement solaire - Panneaux Solaires Silicium." <https://www.solems.com/mesure-du-rayonnement-solaire> (accessed May 15, 2020).

Chapitre 5 : Développement d'une installation PV-réflecteurs complète et application des méthodes

Table des matières

5.1.	Introduction	123
5.2.	Description du système expérimental GeePSunSite	123
5.2.1.	Installation PV	126
5.2.2.	Installation des réflecteurs plans	129
5.3.	Résultats sur la modélisation de l'irradiance POA et de la puissance PV	130
5.3.1.	Modélisation en absence de réflecteur	132
5.3.2.	Modélisation en présence des réflecteurs	136
5.6.	Conclusion	162
	Références	164

5.1. Introduction

Dans les chapitres précédents, les stratégies d'optimisation géométrique menées ainsi que la performance au niveau de la génération photovoltaïque d'un système PV-réflecteur ont été décrites. Les modèles d'estimation d'irradiance ainsi que de la génération photovoltaïque ont été également élaborés. Dans ce chapitre, une présentation d'un système photovoltaïque complet équipé de réflecteurs plans sera détaillée. Ce système a été réalisé au laboratoire GeePs dans le cadre de cette thèse et nommé GeePSunSite. D'abord, nous présentons les différents éléments constitutifs du système expérimental installé. Une évaluation des performances du système PV sans réflecteur installé a été effectuée pour étudier le rendement des modules PV ainsi que l'efficacité de l'onduleur. La deuxième partie de ce chapitre reposera sur la synthèse des résultats en modélisation et en mesure des irradiances POA et POA_{Mir} ainsi que de la génération photovoltaïque. Pour cette synthèse, on se servira des modèles d'estimation d'irradiance et de puissance électrique développés respectivement dans les chapitres 2 et 4. La stratégie d'optimisation développée dans le chapitre 3 sera également appliquée à cette installation. L'analyse des résultats des mesures issues des centrales d'acquisition et des résultats de simulation nous permettra alors d'établir une analyse globale des performances de l'installation PV-réflecteurs qui sera décrite dans ce chapitre.

Le développement de l'installation GeePSunSite a impliqué de nombreux tests expérimentaux et des analyses ciblées, sans lesquels les résultats obtenus n'auraient pas été possibles. Cependant, pour maintenir un discours efficace et économiser des détails, ces contributions ont été mises sur plusieurs annexes à la fin du chapitre.

5.2. Description du système expérimental GeePSunSite

La plateforme expérimentale de l'installation PV-réflecteur a été effectuée sur le toit du laboratoire GeePs, Génie Électrique et Électronique de Paris, se situant à Gif-sur-Yvette à une latitude de 48.71°N et une longitude de 2.17°E.

La configuration qui a été adoptée pour l'installation est montrée sur la Figure 67 qui présente les différents éléments constitutifs de l'installation.

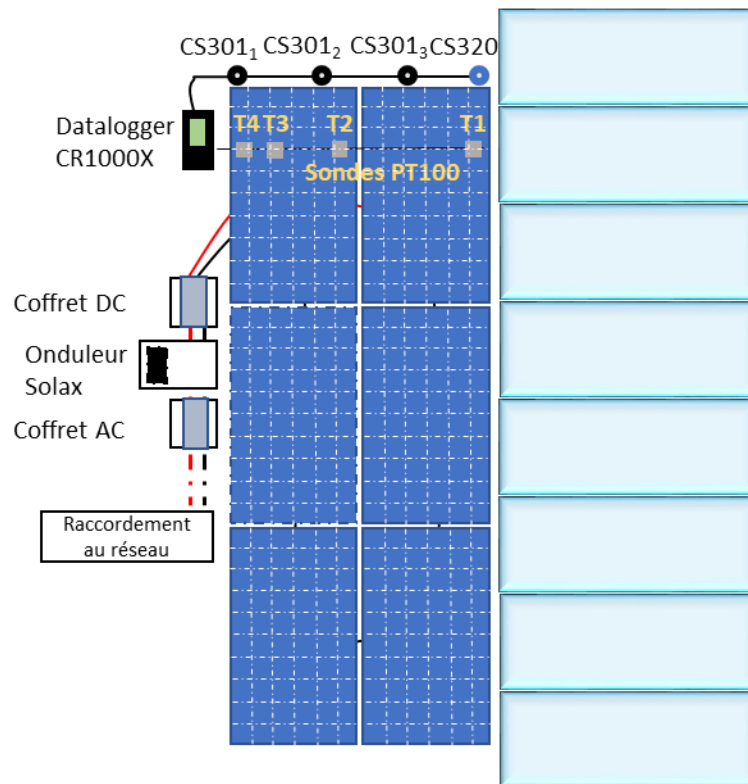


Figure 67 Schématisation des différents éléments constitutifs de GeePSunSite

Le système photovoltaïque complet de GeePSunSite est composé des éléments suivants :

- Six modules PV Siliken (SLK 60P6L, de dimensions $1.64 \times 0.99 \text{ m}^2$) de 230Wc chacun connectés en série avec une puissance totale de 1380 Wc sous les conditions STC. Ils ont été installés inclinés à 44° vers le Sud. Du fait d'être installés sur deux rangées et en mode paysage, on a $L_{PV} = 1.98 \text{ m}$.
- Un onduleur SOLAX de 1650 W de puissance maximale coté DC et 1500 VA côté AC, muni d'un système MPPT.
- Un coffret de protection de la partie en courant continu (DC), entre les modules PV et l'onduleur.
- Un coffret de protection de la partie en courant alternatif (AC), entre l'onduleur et le réseau.
- Quatre pyranomètres (une thermopile Campbell CS320 et trois photodiodes Campbell CS301) installés sur le plan des panneaux à plusieurs hauteurs pour rendre compte des éclairagements non uniformes (voir section 5.3 et Figure 74).
- Quatre capteurs de température Pt100 pour la mesure de température en face arrière des panneaux à plusieurs hauteurs sur le plan.
- Une centrale d'acquisition des mesures d'irradiance et de température, Campbell CR1000X.

- Une interface de surveillance et de mesure des données électriques de l'onduleur via une barrette WiFi Solax.
 - Huit miroirs en verre conçus avec $L_R = L_{PV} = 1.98$ m inclinés vers le Nord à 13.7° .
- L'annexe 5.1 présente ces éléments de manière plus détaillée.

Le calendrier des étapes du processus de développement de l'installation GeePSunSite est montré sur la Figure 68.



Figure 68 Processus de l'installation GeePSunSite au cours du temps

La Figure 68 décrit le processus d'installation des équipements au cours du temps, de calibration, des campagnes de mesure, des travaux d'implémentation des interfaces de surveillances sur une année environ allant de Juin 2018 jusqu'à juillet 2019. Ce processus a permis d'avoir une période avec l'installation PV sans réflecteur (Février-Juin 2019), qui a été utilisée pour évaluer l'installation ainsi que les modèles d'estimation de l'irradiance et de la puissance PV sans réflecteur. La période à partir de Juillet 2019 compte avec l'installation des réflecteurs.

5.2.1. Installation PV

Dans cette partie, les différentes étapes de l'installation PV allant de Juin 2018 jusqu'à Juin 2019 sont décrites.



Figure 69 Photos lors de l'installation des panneaux photovoltaïques (Décembre 2018-Janvier 2019)

Comme le montre la Figure 69, six modules PV ont été installés sur le toit du laboratoire GeePs. Ces modules, qui avaient déjà un âge d'11 ans et qui provenaient d'une ferme du Sud de la France, ont été sélectionnés durant une campagne de mesures qui est décrite dans l'annexe 5.2. L'installation a été effectuée sur une structure en aluminium ajustée sur une inclinaison de 44° par rapport au plan horizontal et orientée vers le Sud (voir explication sur ce choix dans la section 5.2.2). Les modules PV sont installés en paysage et un pyranomètre a été installé toutes les deux strings pour la mesure de l'irradiance POA ou POA_{Mir} à plusieurs niveaux.

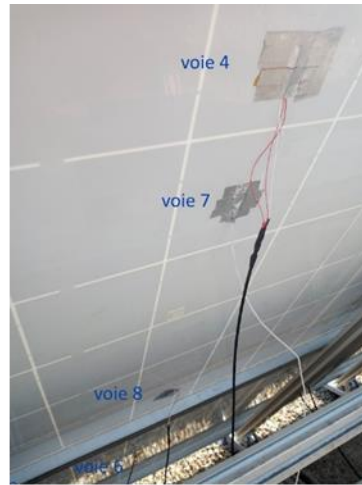


Figure 70 Vues des coffrets DC et AC, situés à gauche et à droite, respectivement, de l'onduleur et de la centrale d' acquisition Campbell sur la figure de droite (Février 2019)

Une fois l'installation des modules PV achevée, l'étape suivante consiste à l'installation de l'onduleur ainsi que des coffrets DC et AC décrits préalablement. A ce stade, la Figure 70 permet de visualiser l'installation de ces trois équipements. Les coffrets DC et AC munis d'un coffret de protection contre la pluie et l'humidité étant fixés du côté extérieur de la structure et l'onduleur au milieu est fixé vers l'intérieur à un endroit protégé des intempéries. La connexion entre les modules PV et l'onduleur est alors assurée via le coffret DC. Et d'autre part, la connexion entre l'onduleur et le réseau du laboratoire est effectuée via le coffret AC. Ces coffrets permettent d'isoler chaque élément de l'installation (champ PV et onduleur) afin de pouvoir intervenir en toute sécurité, si besoin.



(a)



(b)

Figure 71 Vues des 4 pyranomètres (a) (Mars 2019) et des 4 capteurs Pt100 de température (b) (Juin 2019)

Après avoir effectué une campagne de calibration à l'observatoire SIRTa avec les pyranomètres CS301₁, CS301₂, CS301₃ et CS320 (voir Annexe 5.3), ils ont été installés au GeePSunSite (Figure 71 (a)). L'objectif de la mise en place de quatre radiomètres tout au

long des strings des modules PV est de suivre la variation d'irradiance aux différents niveaux des strings. Ces niveaux sont importants surtout après installation des réflecteurs en face des modules PV afin de visualiser le niveau de sur-éclairage ainsi que d'ombrage des strings les uns par rapport aux autres. Quatre sondes de température Pt100 ont été ensuite installées à l'arrière des modules PV GeePSunSite (Figure 71 (b)) sous différents niveaux des strings.



Figure 72 Vue des moyens d'acquisition pour les mesures d'irradiance et de température (a) et de transmission des mesures électriques de l'onduleur (b) (Février 2019)

Finalement, comme le montre la Figure 72, les systèmes d'acquisition des données de mesures ont été mis en place. La centrale d'acquisition Campbell CR1000X mesure et enregistre les données liées aux conditions météorologiques : les irradiances dans le plan des modules PV (POA) issues des 4 pyranomètres et les températures au niveau des différents strings en longueur issues des 4 sondes Pt100.

Afin de s'assurer du bon fonctionnement de l'installation, plusieurs études de performance ont été menées tout au long de la période allant de Février jusqu'à Juin 2019. Notamment, nous nous sommes intéressés au rendement du système coté DC, qui est calculé selon l'équation :

$$\eta_{PV} = \frac{\sum_{période}(P_{DC}[W])}{\sum_{période}(POA [W/m^2] \times Surface[m^2] \times N)} \quad (31)$$

Avec N le nombre de modules PV de l'installation et la surface correspond à celle d'un module PV.

Le calcul pour toute la période donne un rendement de 13.4% avec un minimum de 13.0% pour le mois de Juin. Cette valeur paraît raisonnable si on prend en compte le rendement STC des modules Siliken (14.3%) ainsi que l'âge d'11 ans des modules et les pertes côté DC comme l'effet de la température.

L'Annexe 5.5 en montre des analyses plus précises sur une période en février ainsi que le rendement de l'onduleur pour la conversion DC/AC.

5.2.2. Installation des réflecteurs plans

D'après les résultats des tests effectués sur plusieurs types de miroirs (voir Annexe 5.4), le miroir en verre reste la meilleure option présentant les niveaux de réflectivité les plus élevés et une structure robuste. D'autre part, les films minces polymères autocollants présentent également des niveaux de réflectivité satisfaisants, légèrement inférieurs à ceux des miroirs en verre mais leur texture reste moins robuste et nécessitent un collage délicat à une surface lisse dans le but d'éviter toute imperfection pouvant affecter la réflectivité. Par ailleurs, les films minces polymères autocollants restent plus économiques par rapport aux miroirs en verre (0.5 à 1 euro/m² pour les miroirs collants contre 3 à 5 euros/m² pour les miroirs en verre). Finalement, un compromis entre la qualité et le prix doit être effectué dépendant également des conditions de l'installation afin de sélectionner le réflecteur plan le mieux adapté.



Figure 73 Vues du processus d'installation des réflecteurs plans à GeePSunSite (à gauche) et du résultat final (à droite) (Juillet 2019)

La Figure 73 montre l'installation des réflecteurs plans devant les modules PV de GeePSunSite. Comme le montre la figure, l'espace disponible pour l'installation était limité (barrières sur le toit ne pas dépasser) et le choix a été fait pour que la longueur des miroirs soit égale à celle de deux modules PV superposés ($L_R = L_{PV} = 1.98$ m). En largeur (direction Est-Ouest), les miroirs dépassent les modules PV de part et d'autre de ces derniers. Les réflecteurs plans ont été installés sur un support en bois réalisé à ce propos avec une orientation vers le Nord et sous un angle de 13.7° par rapport au plan horizontal. En effet, l'étude d'optimisation géométrique d'une installation PV-réflecteurs réalisée dans le chapitre 3 a été utilisée afin de déterminer les angles d'inclinaison optimaux (θ_{tilt} et θ_R) de l'installation GeePSunSite. Ces angles ont été fixés pour une position optimale moyenne entre Août et Septembre, qui sont les mois juste après l'installation.

Tableau 20 Angles d'inclinaison optimaux relatifs à chaque mois

$L_R = L_{PV}$	Juin	Juillet	Août	Septembre	Octobre	Novembre	Décembre	Janvier	Février	Mars	Avril	Mai
θ_{tilt} (°)	19	39	38	52	60	64	59	60	64	53	41	41
θ_R (°)	36	27	21	8	-3	-10	-10	-10	-7	5	17	24

Les angles optimaux trouvés pour le cas avec variation angulaire mensuelle, $L_R=L_{PV}$ dans la zone géographique de GeePSunSite sont listés dans le Tableau 20. Ces résultats ont été obtenus en se basant sur une variation angulaire mensuelle avec $L_R=L_{PV}$ comme hypothèses du modèle développé dans le chapitre 3. Les données d'entrée au modèle sont issues de l'observatoire SIRTA. Finalement, les angles ont été fixés à un $\theta_{tilt} = 44^\circ$ et $\theta_R = 13.7^\circ$. Ces angles ne sont pas très éloignés de l'optimal annuel qui a été trouvé, dans le chapitre 3, pour $\theta_{tilt} = 44^\circ$ et $\theta_R = 18^\circ$.

5.3. Résultats sur la modélisation de l'irradiance POA et de la puissance PV

Dans cette partie, les codes d'estimation des irradiances POA sans réflecteur et POA_{ir} avec réflecteurs ainsi que le modèle pour l'estimation de puissance PV, qui ont été présentés précédemment (chapitres 2 et 4), sont utilisés. Cette section présente l'application de ces modèles sur l'installation GeePSunSite (voir section 5.2).

A ce stade, la synthèse des résultats sera établie en considérant deux périodes. La première (section 5.3.1) est celle où les données de mesures sont collectées en absence de réflecteur plan et la seconde (section 5.3.2) est celle en présence des réflecteurs. Pour chaque période, deux étapes seront considérées pour l'analyse des résultats. Dans la première, l'analyse des résultats d'irradiance dans le plan des modules PV sera effectuée. Dans la seconde, les résultats de la génération de puissance photovoltaïque seront exposés.

Les entrées du modèle d'estimation d'irradiance (voir chapitre 2) sont des mesures de l'observatoire SIRTA (GHI, BNI, DHI), situé à 3 km de GeePSunSite, ainsi que des paramètres de géométrie (angles solaires, angles du plan des panneaux et des réflecteurs). Toutes ces données sont considérées avec un pas de 5 minutes pour correspondre à la meilleure résolution temporelle disponible pour les mesures de puissance DC de l'onduleur.

Ces dernières mesures de puissance seront mises en regard avec les mesures d'irradiance POA collectées avec les capteurs d'éclairement installés à plusieurs hauteurs sur le plan des panneaux. La puissance mesurée sera également comparée à celle calculée par le modèle d'estimation de puissance décrit dans le chapitre 4. Les entrées de ce modèle étant

l'irradiance POA et/ou POA_{Mir} mesurées ou estimées ainsi que la température mesurée au niveau de chaque string.

La totalité de l'installation PV est composée de 6 modules Siliken connectés en série. Pour la modélisation de la puissance DC avec prise en considération des éclairagements par string, un compromis a été fait pour assimiler, dans le modèle, l'ensemble des panneaux à 3 grandes strings de 120 cellules chacun, telles que le montre la Figure 74. De cette manière, chaque string du modèle se compose de 6 strings issus de trois modules PV comme présenté dans la Figure 74. Par exemple, le « String 1 » (groupement de cellules en jaune) qui est au niveau le plus bas est composé du « String A » et du « String B » du premier module PV (PV1) ainsi que de deux strings de chacun des deux autres modules PV au niveau inférieur. Cette logique a été appuyée par le fait d'avoir aussi une mesure d'irradiance au niveau le plus haut de chaque string modélisée (les trois pyranomètres CS301).

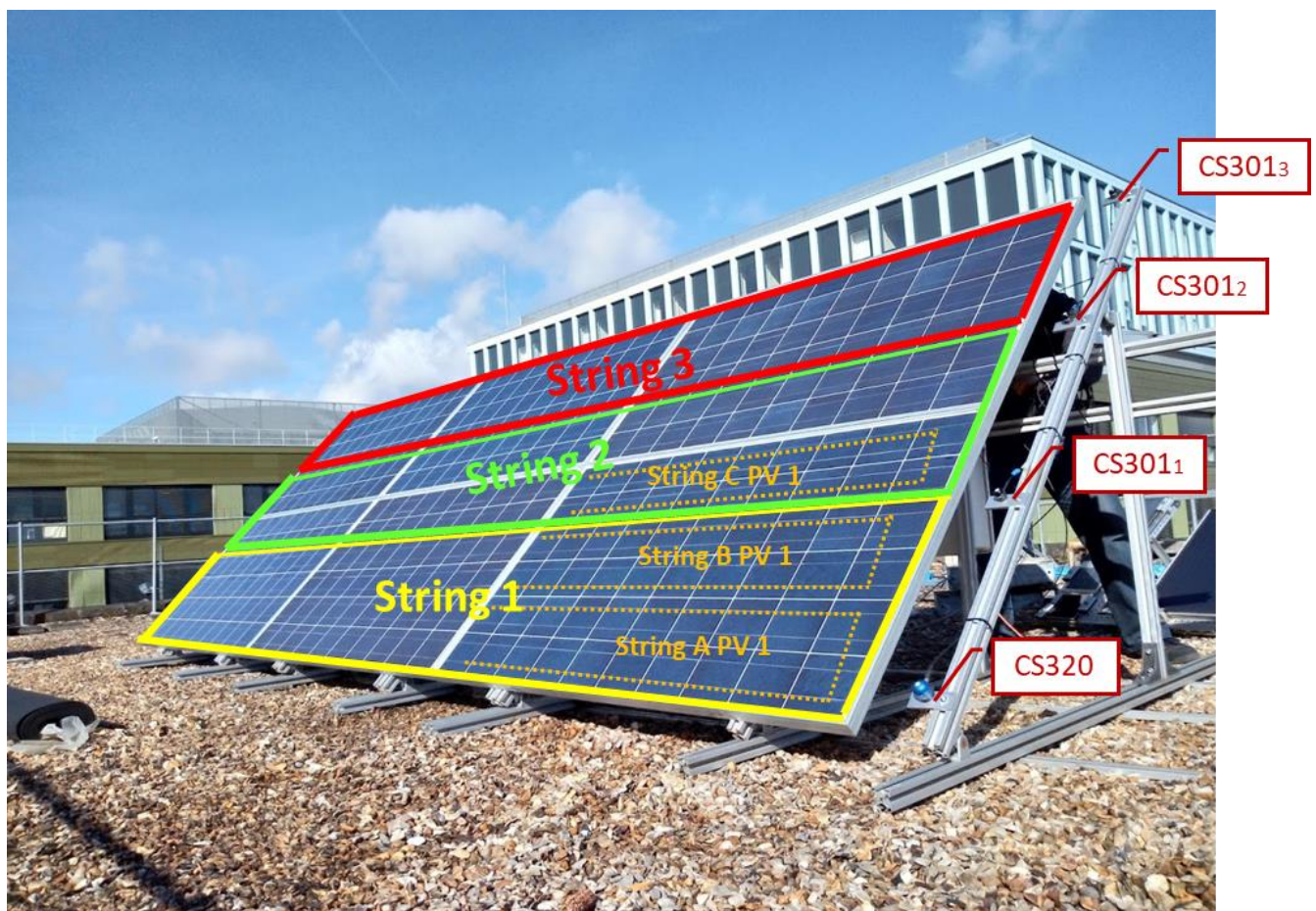


Figure 74 Prise en compte des strings dans le modèle d'estimation de la puissance photovoltaïque

5.3.1. Modélisation en absence de réflecteur

Dans cette partie, l'analyse des données sera effectuée pour la période allant du 26 Juin (date de la mise en place des capteurs de température) au 6 Juillet 2019, avant installation des miroirs. Cette période de 10 jours durant les mois d'été, présente des conditions météorologiques favorables et une élévation solaire importante. Elle a été choisie car c'est la période sans réflecteurs pour laquelle il y avait les mesures de température des panneaux, en plus des mesures de puissance DC et d'irradiance POA.

Dans un premier temps, les résultats en irradiance POA seront discutés. A ce propos, les résultats de mesure en irradiance POA ont été comparés à l'irradiance POA estimée (Equations de POA et POA_{Mir} dans le chapitre 2). Pour le modèle d'estimation, nous nous sommes servis des données d'irradiance (GHI, DHI et BNI) issues de l'observatoire SIRTa. L'irradiance POA calculée par le code d'estimation a été comparé à l'irradiance POA mesurée et les indicateurs d'erreur entre la mesure et l'estimation ont été calculés.

5.3.1.1. Résultats en irradiance POA

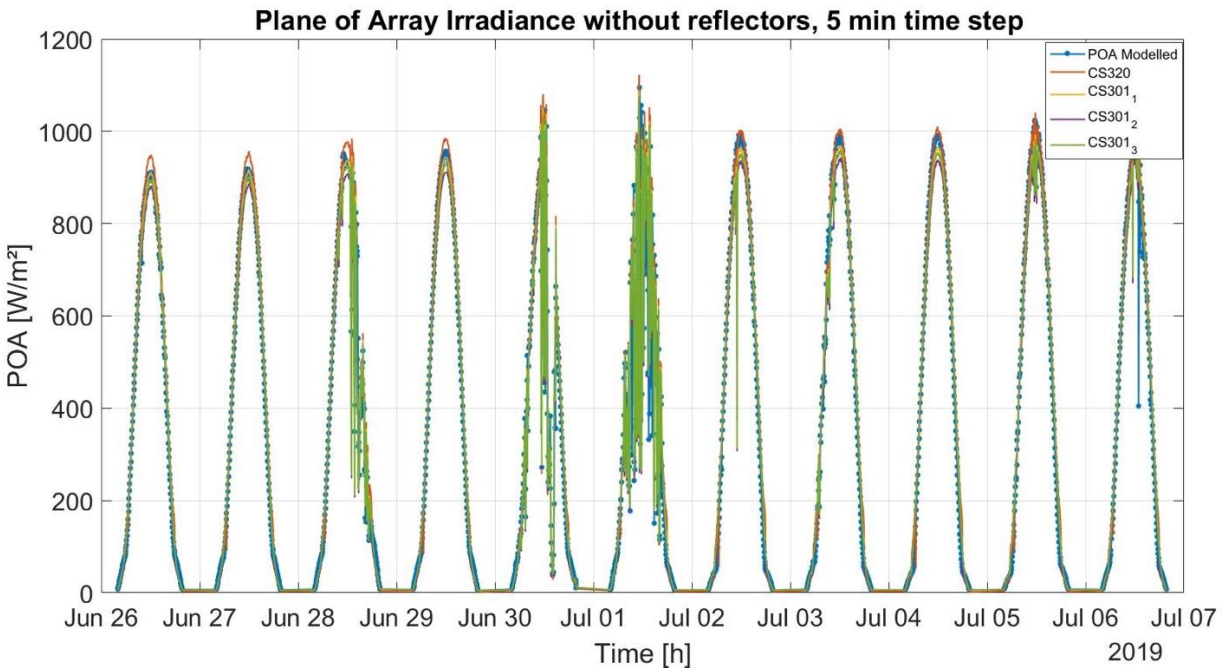


Figure 75 Comparaison entre les irradiances POA mesurée et modélisée sur la période du 26 Juin 2019 au 07 Juillet 2019 : Installation sans réflecteur plan (données SIRTa)

La Figure 75 illustre la comparaison entre les irradiances POA mesurés et l'irradiance POA modélisée de l'installation GeePSunSite entre le 26 Juin et le 6 Juillet 2019. L'irradiance POA modélisée en bleu est comparée aux mesures des pyranomètres CS320, CS301₁, CS301₂

et CS301₃ où un pas de 5 minutes a été considéré. La figure montre un bon accord modèle-mesure pour les 2 capteurs CS301₁ et CS301₃ avec des différences plus importantes pour le CS301₂ et le CS320, qui donnent des valeurs systématiquement plus faibles et plus forts, respectivement, par rapport au reste. Étant placé tout en bas des modules PV, le CS320 reçoit une contribution plus importante du sol et ainsi une partie de cette différence pourrait s'expliquer par l'albédo. D'autre part, l'hypothèse qui semble la plus plausible pour l'écart observé pour le CS301₂, présentant un MBE de signe différent que les autres CS301 (Tableau 21), est une erreur avec son coefficient d'étalonnage. Lors de la campagne de comparaison menée au SIRTA (voir Annexe 5.3) ce capteur n'avait pu être calibré que sur une journée et l'écart type du facteur de calibration par rapport au pyranomètre de référence était plus important que les autres capteurs. En plus un problème d'horizontalité a été identifié pour ce capteur pendant la campagne. Compte tenu de ces résultats, ce capteur présentait une sensibilité aux mesures plus faible que celle appliquée suite à la calibration.

Tableau 21 Indicateurs d'erreur du POA GeePSunSite pour la période de la Figure 75. Les définitions de MBE, MAE, RMBE et RMAE du Chapitre 2 ont été utilisées.

	MBE (W/M ²)	MAE (W/M ²)	RMBE (%)	RMAE (%)
CS301 ₃	5.80	29.60	1	6
CS301 ₂	-11.55	33.80	-2	7
CS301 ₁	1.20	30.34	0.2	6
CS320	16.21	38.28	3	8

D'après le Tableau 21, le RMBE varie entre -2 et 3% et le RMAE entre 6 et 8%. A noter qu'une partie importante de l'erreur entre la mesure et le modèle est obtenue au niveau des journées nuageuses (28 Juin, 30 Juin et le 1^{er} Juillet). En effet, la distance de 3 km existante entre l'observatoire SIRTA à Palaiseau et l'installation GeePSunSite à Gif-Sur-Yvette accentue l'effet des nuages. Cet effet ne sera pas le même dans les deux sites au même instant. Pour un pas de 5 minutes, les mesures sont plus sensibles à l'effet nuageux que pour un pas horaire. Toutefois, les indicateurs d'erreur trouvés ci-dessus restent raisonnables, en prenant en compte les particularités pour les capteurs CS301₁ et CS320.

5.3.1.2. Résultats en génération photovoltaïque

Dans cette partie, l'étude de la génération photovoltaïque en absence de réflecteur plans sera établie. Les données de mesure en puissance seront comparées aux données issues du modèle d'estimation de puissance (dans le chapitre 4).

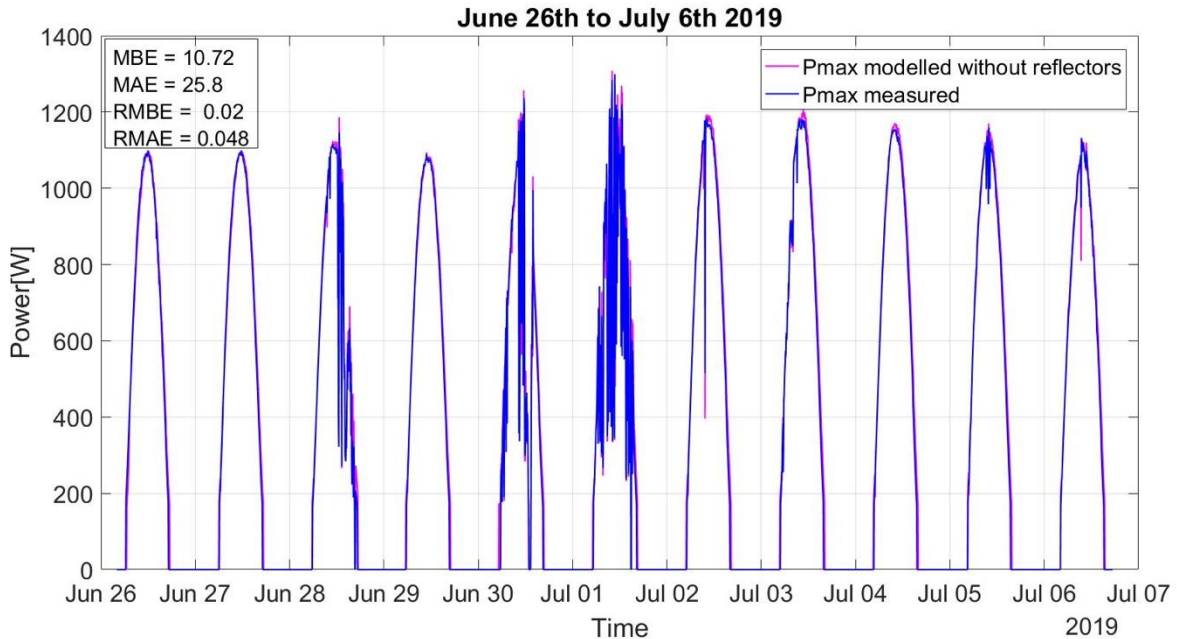


Figure 76 Comparaison entre les puissances P_{MPP} mesurée et modélisée en absence de réflecteur

La Figure 76 montre la comparaison entre la puissance mesurée (courbe en bleu) et celle estimée (courbe en magenta) de la période allant du 26 Juin au 6 Juillet avec un pas de 5 minutes. Les entrées du modèle d'estimation de puissance sont les mesures en irradiance POA des capteurs CS301₁, CS301₂ et CS301₃ (représentant les irradiances reçues pour chacune des 3 strings définies sur la Figure 74) avec les températures des 4 sondes Pt100. Les capteurs de température T1, T2, T3 et T4 sont placés à différents niveaux des modules PV respectivement du plus bas au plus élevé. Une moyenne entre les mesures des capteurs T1 et T2 est considérée comme température de la première string, la moyenne entre T2 et T3 pour la deuxième string et finalement la moyenne entre T3 et T4 pour la troisième string.

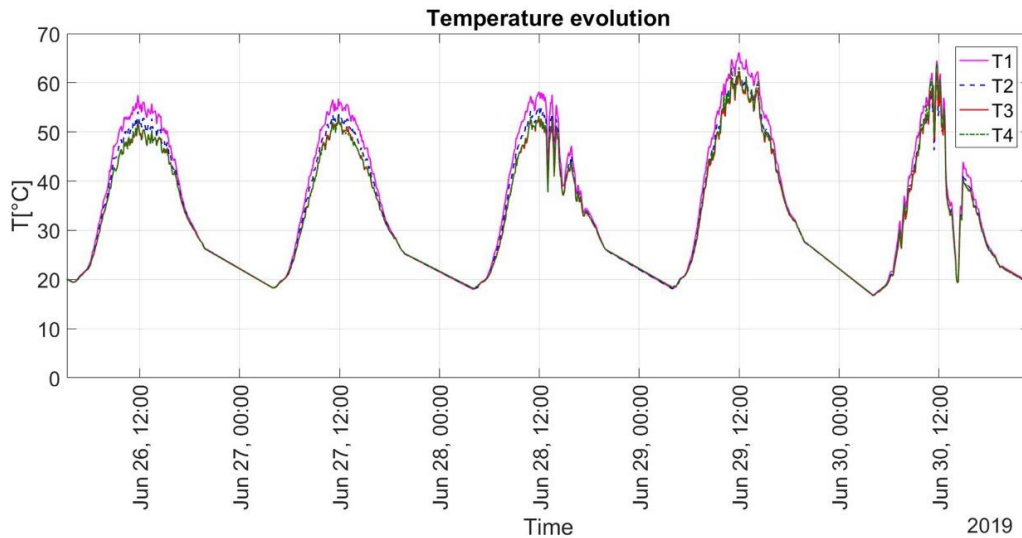


Figure 77 Evolution de la température en fonction du temps

A titre d'illustration, la Figure 77 montre les mesures des températures sur 5 jours. On observe que le capteur de température T1 fixé tout en bas des modules PV mesure généralement les températures les plus élevées pour des jours ensoleillés, ce qui montre l'effet chauffant du sol sur la partie basse du plan des panneaux. Pendant la nuit ou en situations nuageuses la température est uniforme sur le plan, les 4 sondes Pt100 mesurent la même température.

La Figure 76 montre un bon accord entre la mesure et l'estimation. Les indicateurs d'erreur obtenus sur cette période de 11 jours en MBE et MAE sont respectivement de 10.72 W et 25.8 W alors qu'en RMBE et RMAE de 2% et 4.8% respectivement tout au long de cette période. Cet accord modèle-mesure sera pris comme référence pour les analyses de la période avec réflecteurs.

5.3.2. Modélisation en présence des réflecteurs

La finalisation du montage des réflecteurs plans a été effectuée le 31 Juillet 2019. Dans cette partie, l'analyse des données du système PV-réflecteurs sera alors menée pour une période de 10 mois allant du 1^{er} Août 2019 jusqu'au 31 Mai 2020 en présence des miroirs. Couvrant les quatre saisons de l'année, la période considérée présente notamment des conditions météorologiques et des profils solaires variables.

Dans ce qui suit, une analyse des résultats en irradiance POA_{Mir} et en génération photovoltaïque pour cette période est établie. Pour bien mener cette analyse, il est important de souligner l'effet de certains facteurs extérieurs pouvant influencer nos résultats :

- L'effet d'ombrage provenant de la forêt en face de l'installation : Comme le montre la Figure 78, l'installation GeePSunSite est exposée à un ombrage provenant des arbres de la forêt juste en face de l'installation, côté Sud.



Imagery ©2020 Google, Map data ©2020 5 m

Figure 78 Effet d'ombrage de la forêt en face de l'installation GeePSunSite

- L'effet d'ombrage provenant de l'extracteur (Figure 79) et des gardes corps sur le toit (Figure 78).

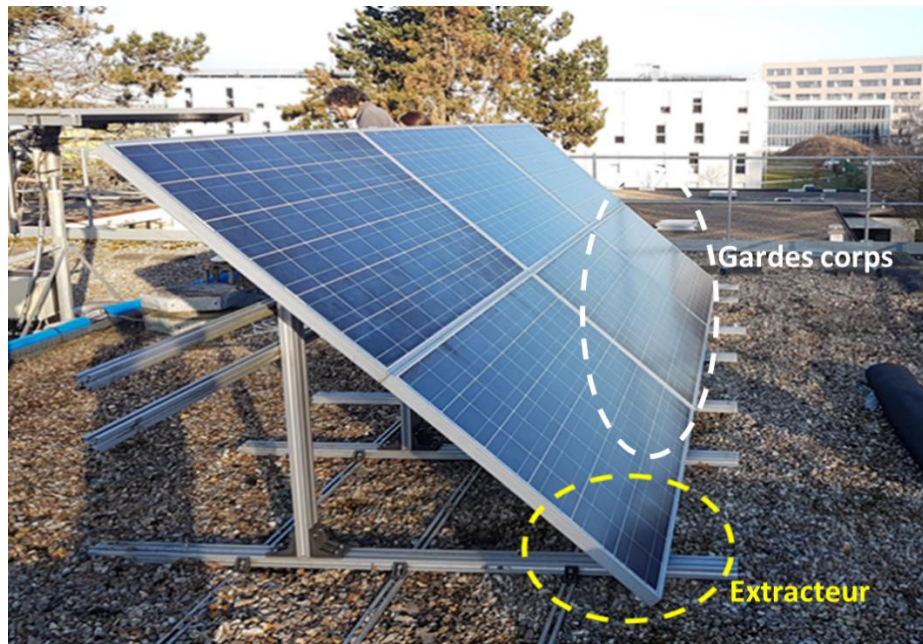


Figure 79 Effet d'ombrage sur la partie inférieure des modules du côté Ouest. Photo prise avant le montage des réflecteurs.

- L'effet d'imperfection du plan des miroirs : Effectivement, lors du montage des miroirs, il a été assez compliqué de les installer sur le même plan compte tenu du sol en graviers et des lestages qui sont sur le toit. Les miroirs sont approximativement à $13.5^\circ \pm 0.5^\circ$ sur l'axe Nord-Sud et $0^\circ \pm 1.5^\circ$ sur l'axe Est/Ouest.
- L'effet des joints entre réflecteurs qui sont non réfléchissants : Le plan réfléchissant est composé de 8 miroirs collés. Cependant, il y a des joints entre 2 miroirs qui ne réfléchissent pas le rayonnement solaire. Ceci va réduire ponctuellement la production photovoltaïque.
- L'effet de l'ombrage causé par les réflecteurs sur les modules PV : Pour les mois où les angles θ_{tilt} et θ_R ne sont plus optimaux et surtout où l'élévation solaire est faible. Dans ce cas, les réflecteurs se comportent comme des obstacles empêchant l'irradiance directe d'atteindre les modules PV.

La manifestation de ces effets ainsi que leurs conséquences seront discutées dans les cas d'étude présentés dans les parties suivantes.

5.3.2.1. Estimation du gain mensuel en présence de réflecteurs

Les modèles d'estimation d'irradiance POA et de puissance électrique ont démontré des résultats raisonnables en absence des miroirs dans la partie précédente sur une période de Juin-Juillet 2019. Cependant, des biais de l'ordre de quelques unités de pourcentage ont été détectés. L'objectif de cette section étant l'évaluation du gain énergétique mensuel apporté par les réflecteurs de la manière la plus fiable, la décision a été prise d'enlever le biais observé entre modèle et mesure. Ceci a été fait à partir de facteurs de correction pour la période sans réflecteurs, Mars-Juin 2019. Un facteur a été trouvé pour chaque niveau d'irradiance POA de 0.99, 0.95 et 0.98 (correspondant aux capteurs CS301₁, CS301₂ et CS301₃) ainsi que de 0.99 pour la puissance PV.

L'évaluation du gain est ainsi conduite pour chaque mois tout au long de la période avec réflecteurs considérée, entre Août 2019 et Mai 2020. Pour illustrer ces résultats (qui sont résumés dans le Tableau 22 et la Figure 83), on regarde d'abord les deux mois les plus contrastés : Septembre et Décembre de 2019.

Le gain en énergie PV le plus élevé obtenu, est pour le mois de Septembre avec 14.5%, ce qui est cohérent avec l'optimisation des angles qui avait été faite pour favoriser cette période et le fait d'avoir eu un mois assez ensoleillé. Le gain le plus bas est pour Décembre et il est fortement négatif, de -44.5% du fait notamment des ombres apportées par les réflecteurs et des ombrages projetés par la forêt.

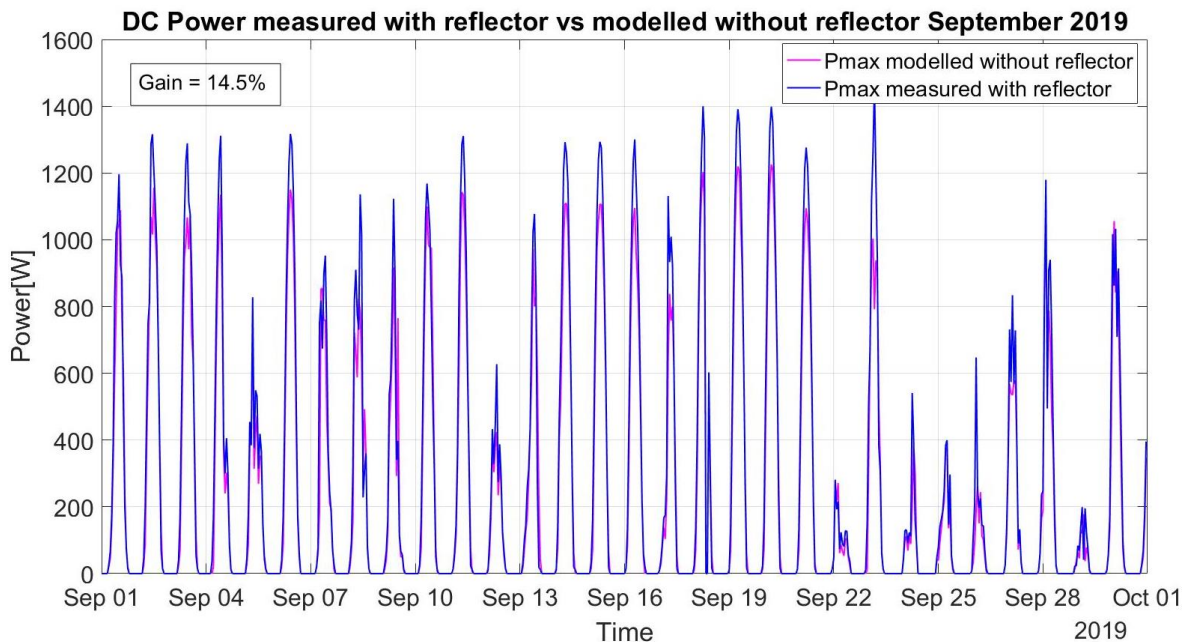


Figure 80 Comparaison entre la puissance électrique mesurée en présence des réflecteurs et modélisée sans réflecteur

La Figure 80 montre la comparaison entre les puissances photovoltaïques mesurée avec réflecteurs plans et estimée sans réflecteur, pour le mois de Septembre 2019. En observant cette figure, le gain en puissance électrique se manifeste durant les journées présentant des conditions de ciel clair. Ce gain apporté par les miroirs est visible par la différence entre la courbe en bleu (mesure) et la courbe en magenta (estimation sans miroir) pour les journées telles que les 6, 11, 14 et 16 Septembre. D'autre part, pour les journées nuageuses telles que les 12, 22 et 25 Septembre, les courbes en bleu et en magenta se superposent. Ce qui est attendu car les réflecteurs sont principalement spéculaires. Par suite, la puissance électrique n'est que peu influencée par l'effet des réflecteurs dans le cas d'une irradiance majoritairement diffuse. Le gain moyen apporté par les réflecteurs est de 14.5% pour le mois de Septembre sachant que si on considère les journées ensoleillées uniquement, ce gain deviendrait plus important (de 16.6% environ).

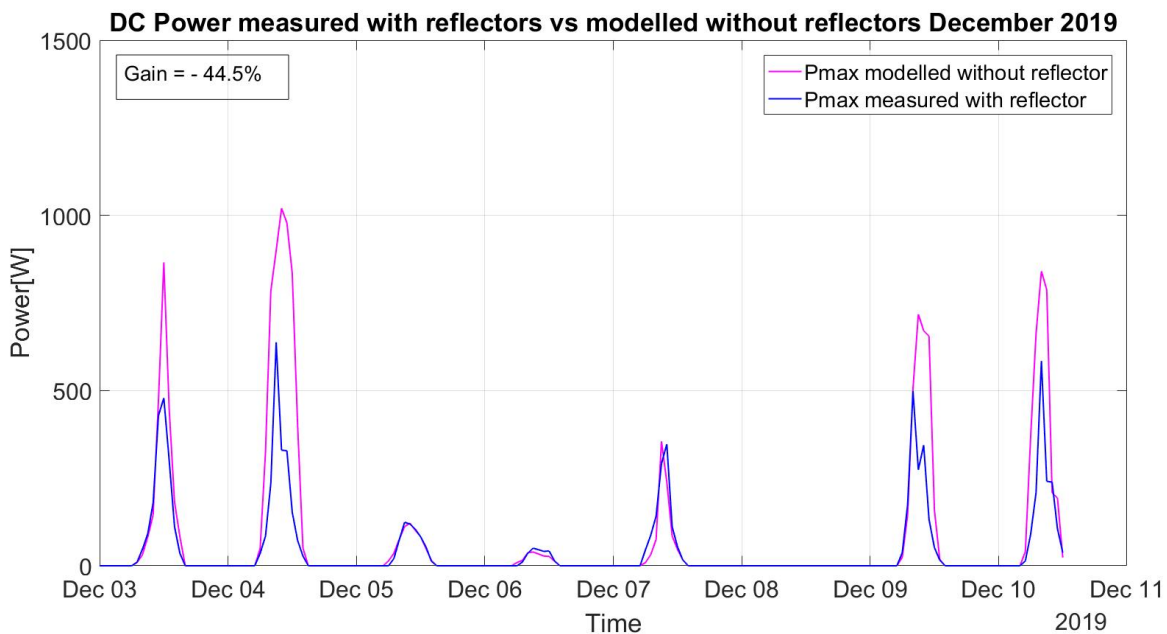


Figure 81 Comparaison entre les puissances électriques mesurée en présence des réflecteurs et modélisée sans réflecteur

D'autre part, la Figure 81 représente la comparaison entre la puissance électrique mesurée avec réflecteurs et celle estimée sans réflecteur pour quelques journées avec différentes conditions météorologiques du mois de Décembre. D'après cette figure, une perte en puissance est clairement visible pour les journées présentant des conditions ensoleillées tels que les 3 et 4 Décembre. La différence entre la courbe d'estimation sans réflecteur (magenta) et celle de la mesure en présence de ces derniers (bleu) traduit cette perte. Un bon accord, en contraste, est observé pour les jours très nuageux, comme les 5 et 6 Décembre.

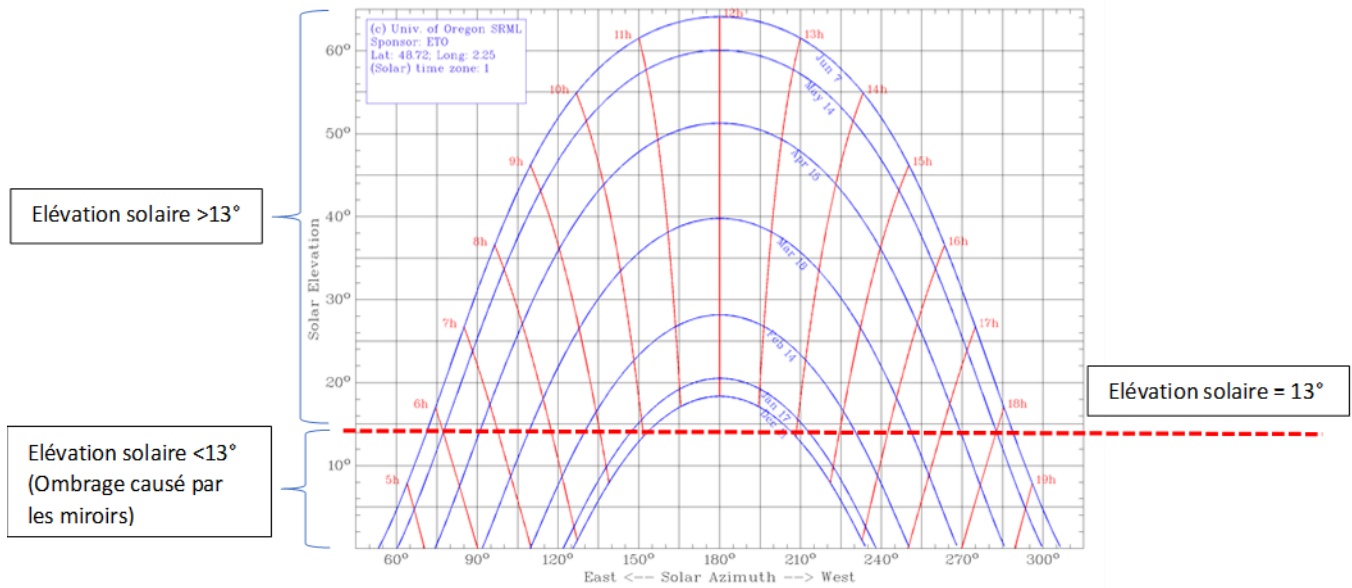


Figure 82 Course apparente du soleil. Les heures marquées avec les traits pleins rouges correspondent à l'heure solaire vraie. La ligne rouge en pointillé marque le blocage angulaire par les réflecteurs (<http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html>)

La Figure 82 représente la course apparente du soleil pour chaque mois en fonction de l'heure à GeePSunSite. Comme le montre cette figure, l'élévation solaire pour le mois de Décembre est faible. L'angle d'élévation solaire dépasse celui de l'inclinaison des miroirs uniquement entre environ 10h et 14h (en heure solaire vraie). En dehors de cet intervalle, les réflecteurs projettent un ombrage sur les modules PV car ils empêchent l'arrivée de l'irradiance directe sur les modules PV. D'autre part, comme l'élévation solaire entre 10h et 14h reste faible (au-dessous de 20°), l'ombrage causé par les arbres de la forêt en face de l'installation empêche également en bonne mesure l'arrivée du rayonnement direct. Comme ceci n'est pas pris en compte dans le modèle qui calcule la puissance sans miroir, le gain en est diminué. Ce qui explique la perte en puissance durant les journées ensoleillées de ce mois. Pour les journées nuageuses tel que le 5 et le 6 Décembre, comme l'irradiance directe contribue peu à l'irradiance globale arrivant sur les modules PV, la génération électrique est la même en absence et en présence de réflecteurs et elle est peu impactée par les ombrages. La section suivante analyse ces effets plus en détail pour des journées spécifiques

Tableau 22 Gain mensuel apporté par les miroirs selon les différents capteurs d'irradiance et en génération PV

	Gain en POA CS301 ₁ (%)	Gain en POA CS301 ₂ (%)	Gain en POA CS301 ₃ (%)	Gain en génération PV (%)
Août 2019	14.8	16.7	12.8	10.3
Septembre 2019	22.7	23.6	16.6	14.5
Octobre 2019	22.3	12.5	6.2	13.4
Novembre 2019	-6.2	-2.9	-4.5	-5.0
Décembre 2019	-33.6	-25.5	-21	-44.5
Janvier 2020	-16.6	-14.2	-12.8	-23.4
Février 2020	17.9	7.7	6.5	9.2
Mars 2020	26.6	21.9	14.6	14.0
Avril 2020	19.4	17.5	14.7	11.5
Mai 2020	7.9	10.3	9.5	4.1

Enfin, le Tableau 22 et la Figure 83 présentent le gain mensuel en irradiation POA au niveau de chaque pyranomètre et en puissance électrique par rapport à un système non équipé de réflecteurs plan modélisé. Cette installation étant optimisée pour Septembre, une perte de 5% en énergie PV commence en Novembre. Les gains en irradiation sont présentés selon les différents capteurs CS301₁, CS301₂ et CS301₃. La Figure 83 illustre les résultats des gains des mois de Mars 2019 à Mai 2020. La période entre Mars et Juillet 2019 sans miroirs est présentée afin de montrer la justesse du modèle où les gains en irradiation POA et en génération PV sont quasi nuls. D'après ces résultats, différentes observations peuvent être tirées. D'abord, au niveau des pyranomètres, le CS301₁ situé au niveau le plus bas, présente les gains les plus importants, pour les valeurs positives comme en Septembre ou Mars et les plus faibles pour les valeurs négatives comme en Décembre (courbe en bleu). Ce qui est l'inverse pour le CS301₃ qui est au niveau le plus haut de l'installation (courbe en vert). En effet, puisque le CS301₁ est tout en bas, il est le plus affecté par l'effet des miroirs ce qui implique les gains les plus élevés d'une part (19.9% en Mars 2020). D'autre part, le CS301₁ est le plus affecté par l'effet de l'ombrage causé par les miroirs, vu son niveau, ce qui justifie les pertes les plus importantes (-37.2% en Décembre 2019). Quant au CS301₃, il est

le plus affecté par les longueurs finies des miroirs, dans le sens Est-Ouest, par suite il voit moins l'effet des miroirs surtout le matin car les pyranomètres sont placés à l'extrémité Est de l'installation. Pour le gain en puissance PV, il est utile de noter que les modules PV sont centrés par rapport aux miroirs, ils perçoivent donc plus rapidement l'effet des miroirs le matin que les pyranomètres. Les gains les plus élevés en génération PV sont de 14.5% et de 14% respectivement pour les mois de Septembre et de Mars 2020. Par contre, durant les périodes où l'effet d'ombrage est prédominant comme en Décembre, l'ombrage sur une ou quelques cellules peut affecter une string entière d'où la perte importante en puissance électrique ce mois (-44.5%). Finalement, le gain global sur la période entre Août 2019 et Mai 2020 est de 5.8%. Sachant que l'installation est optimisée uniquement pour Août, Septembre et Mars, Avril, ce gain pourrait être plus important si la géométrie était optimisée pour maximiser le gain annuel.

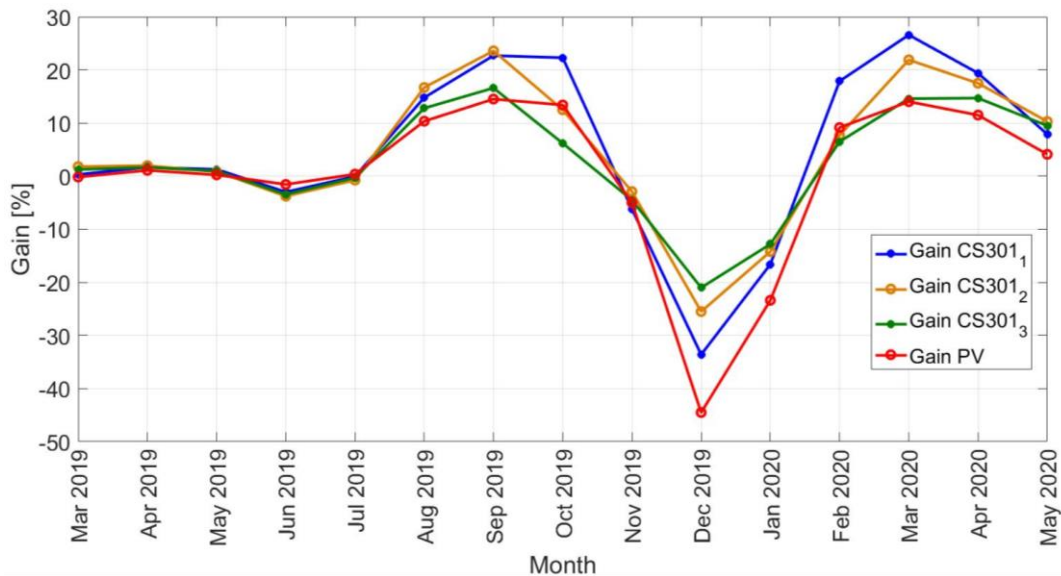


Figure 83 Gain mensuel en irradiation POA et en énergie PV

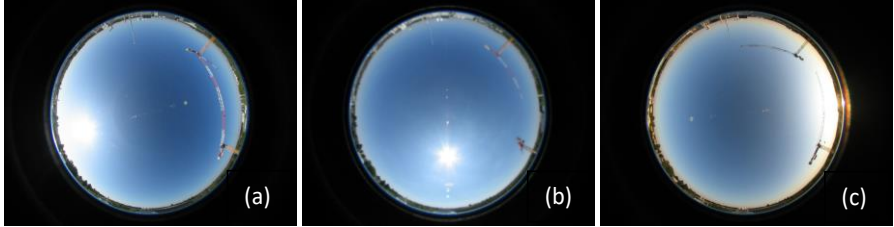
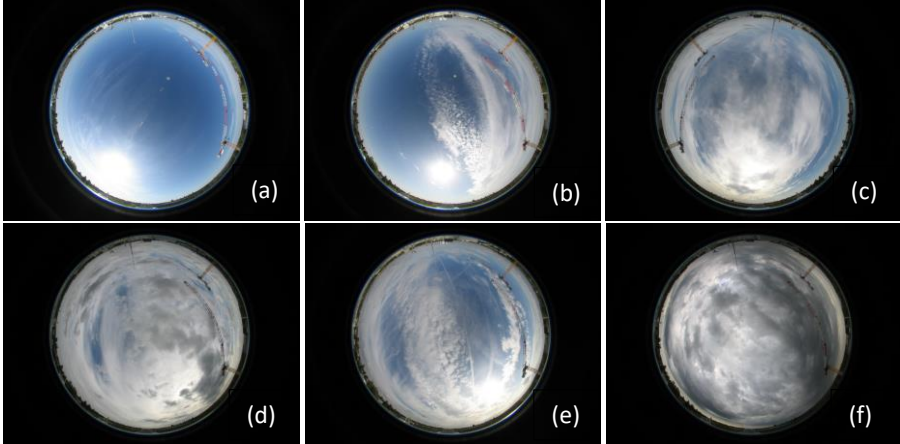
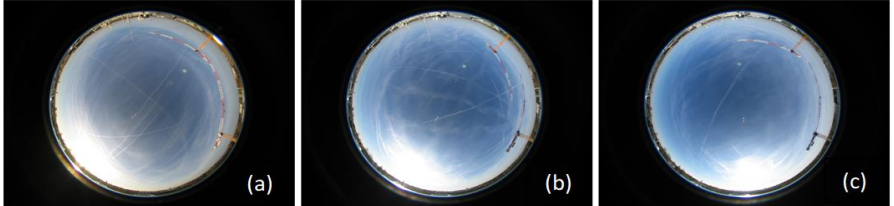
Afin de discuter et d'analyser ces résultats, des journées particulières de ces mois seront considérées dans la partie suivante.

5.3.2.2. Analyse et discussions à partir de cas d'étude

La modélisation en présence de réflecteurs demande une analyse en détail. Pour cela, dans ce qui suit, des journées propices à l'étude de cas présentant des conditions météorologiques et des profils solaires différents sont considérées. Le Tableau 23 liste les différentes journées considérées pour l'étude avec réflecteurs. Pour chaque journée, les résultats de modélisation et de mesure en irradiances POA et POA_{Mir} seront discutés en premier lieu et ceux en génération photovoltaïque en second lieu.

Les données d'entrées pour les modélisations en irradiance POA sont issues des mesures réalisées à l'observatoire SIRTA et la hauteur que doit atteindre le sur-éclairage modélisation (L_{se}) permet une comparaison avec les différents pyranomètres. Pour le modèle électrique, les données d'entrée sont l'irradiance POA ou POA_{Mir} et la température des modules PV

Tableau 23 Cas considérés pour l'analyse des résultats

Journée	Images du ciel
26 Août 2019	 <p>Figure 84 Images du ciel le 26 Août 2019 à 8h00 (a), 12h00 (b), 18h00 (c)</p>
13 Octobre 2019	 <p>Figure 85 Images du ciel le 13 Octobre 2019 à 10h00 (a), 11h20 (b), 12h00 (c), 13h30 (d), 14h00 (e), 15h00 (f)</p>
20 Novembre 2019	 <p>Figure 86 Images du ciel le 20 Novembre 2019 à 8h30 (a), 10h00 (b), 12h00 (c)</p>
4 Décembre 2019	

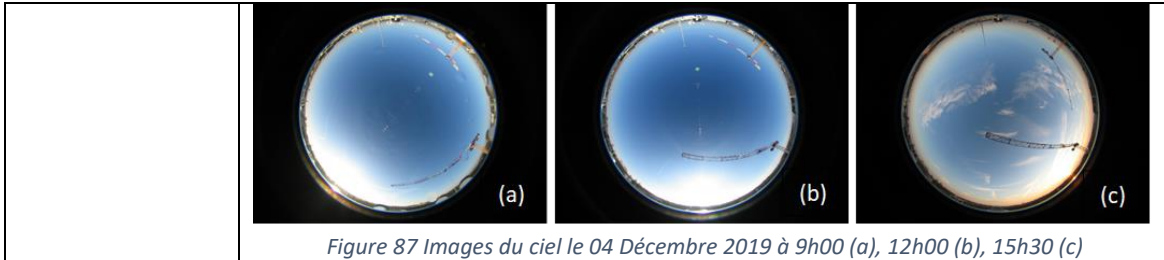


Figure 87 Images du ciel le 04 Décembre 2019 à 9h00 (a), 12h00 (b), 15h30 (c)

Ces images du ciel (Figure 84 à Figure 87) sont prises par une caméra spécifique du type EKO SRF-02 [12] installée à l'observatoire SIRTÀ [13].

D'abord, la journée du 26 Août 2019 a été sélectionnée dans le but d'analyser les performances du système PV-rélecteurs dans des conditions de ciel clair en été. Comme le montre la Figure 84, cette journée présente évidemment des conditions sans nuage tout au long de la journée.

a) Résultats de modélisation en irradiances POA et POA_{Mir} à plusieurs hauteurs

Les Figure 88, Figure 89, et Figure 90 montrent la comparaison entre l'irradiance POA mesurée (courbes en magenta), l'irradiance POA_{Mir} avec réflecteurs modélisée (courbes en bleu) et l'irradiance POA sans réflecteur modélisée (courbe en vert) pour la journée du 26 Août 2019. Cette comparaison est effectuée pour les 3 hauteurs où se trouvent les 3 pyranomètres sur l'installation (allant du plus bas au plus haut sur le plan des panneaux) : le CS301₁ (Figure 88) le CS301₂ (Figure 89) et le CS301₃ (Figure 90).

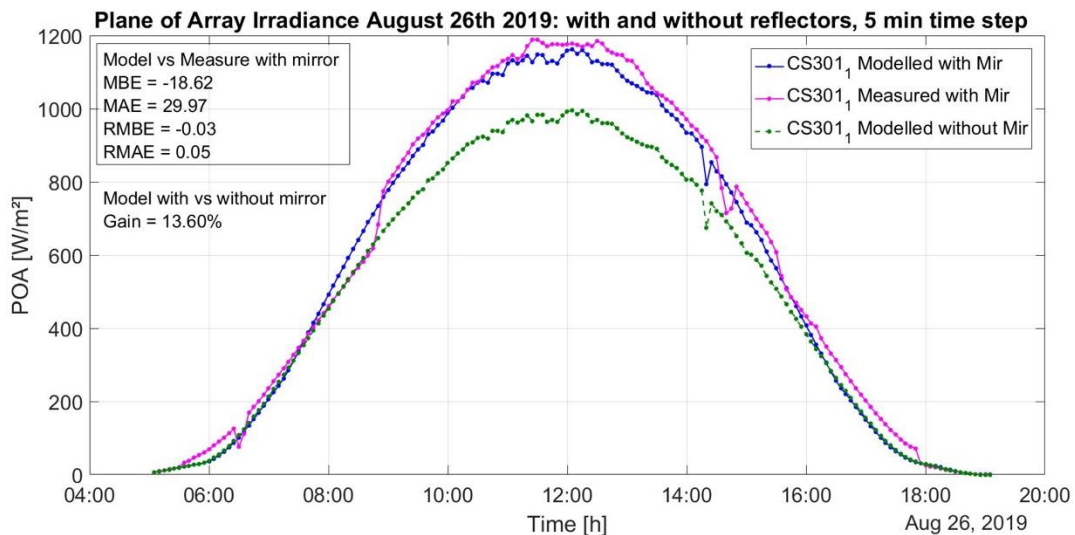


Figure 88 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁

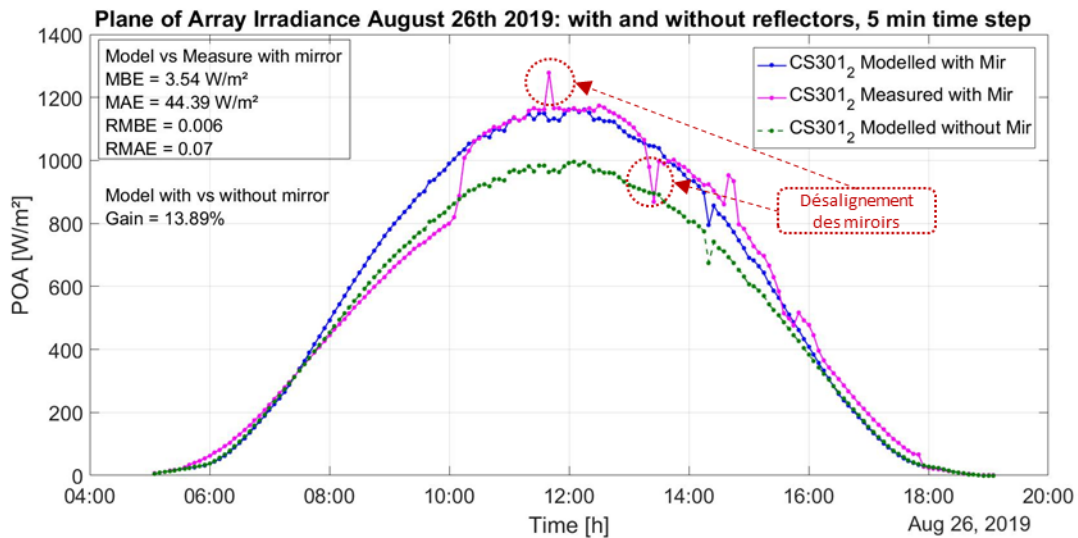


Figure 89 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂

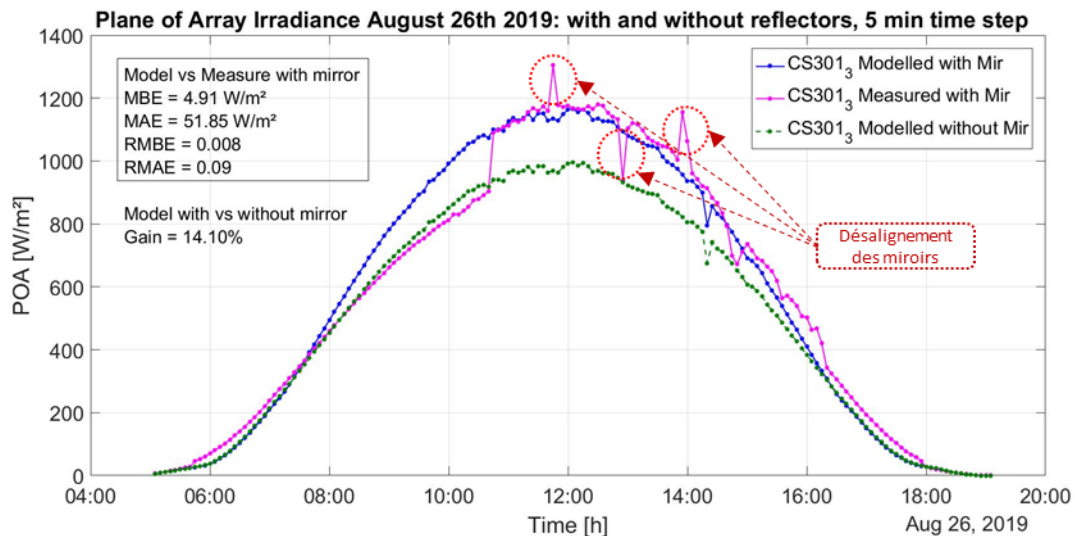


Figure 90 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃

Comme la journée était ensoleillée, peu d'erreur de modélisation peut être attribuée à la distance entre la mesure (au GeePs) et la modélisation (SIRTA), qui est d'environ de 3 km. En observant l'irradiance POA_{Mir} mesurée dans ces trois figures (courbe en magenta), nous pouvons remarquer que cette mesure suit d'abord la courbe en vert (modélisation sans réflecteur) et ensuite, à un instant donné, elle croît verticalement pour suivre la courbe en bleu (modélisation en présence des réflecteurs). L'instant de cette transition de la mesure entre les deux états (absence et présence de miroirs) représente effectivement le moment où le pyranomètre en question commence à recevoir l'irradiance réfléchié provenant des réflecteurs. Les pyranomètres étant placés à l'extrémité Est des réflecteurs et à des hauteurs

différentes, l'effet des réflecteurs plans s'y manifeste progressivement (Figure 91). Le premier à recevoir l'effet des miroirs est le CS301₁ vers 8h45. Le second à effectuer cette transition est le CS301₂ à 10h00. Et le dernier est le CS301₃ vers 10h30 qui est au niveau le plus haut de l'installation. La modélisation ne peut pas reproduire cette transition du fait qu'elle prend comme hypothèse que les miroirs sont infinis côtés Est et Ouest.

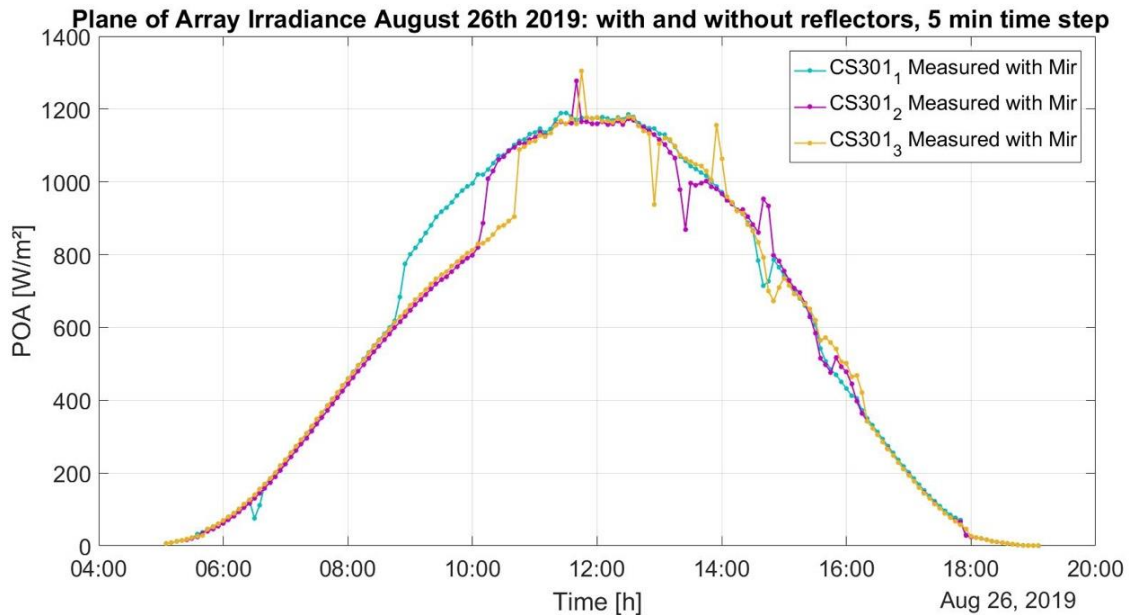


Figure 91 Comparaison entre les capteurs d'irradiance à plusieurs hauteurs du plan des panneaux pour la journée du 26 Août 2019

D'autre part, comme le montrent la Figure 89 et la Figure 90, des pics de montée et descente sont observés à certains moments (encerclés en marron). Cela est provoqué par l'effet des imperfections du plan des miroirs comme décrit préalablement. C'est un défaut d'emplacement des miroirs qui se traduit par un désalignement léger entre ces derniers. Ce désalignement résulte soit en un espace vide entre le reflet de deux miroirs (chutes) soit à une superposition des extrémités des reflets de deux miroirs (pics). L'espace vide va alors éliminer l'effet des miroirs à un instant donné (à 13h30 dans la Figure 89 et à 13h00 dans la Figure 90). Alors que la superposition des extrémités de deux miroirs va engendrer une addition de l'irradiance réfléchie provenant de deux miroirs (à 11h30 dans la Figure 89 et à 14h00 dans la Figure 90). En effet, le sol sur lequel l'installation a été montée n'est pas lisse, ce qui a rendu difficile l'alignement des miroirs suivant un plan parfait. Cet effet se voit très nettement sur les mesures d'irradiance qui sont effectuées par des capteurs dont la surface est petite. Il se verra moins sur les modules PV de par leur grande surface active.

b) Résultats de modélisation en génération photovoltaïque

La Figure 92 montre la comparaison entre la puissance mesurée (courbe en bleu) et celle modélisée (courbe en magenta) de la journée du 26 Août. Cette dernière est issue du modèle d'estimation de puissance développé dans le chapitre 4. Les irradiances POA_{Mir} mesurées par les capteurs CS301₁, CS301₂ et CS301₃ et les températures mesurées par les capteurs Pt100 pris comme entrées du modèle.

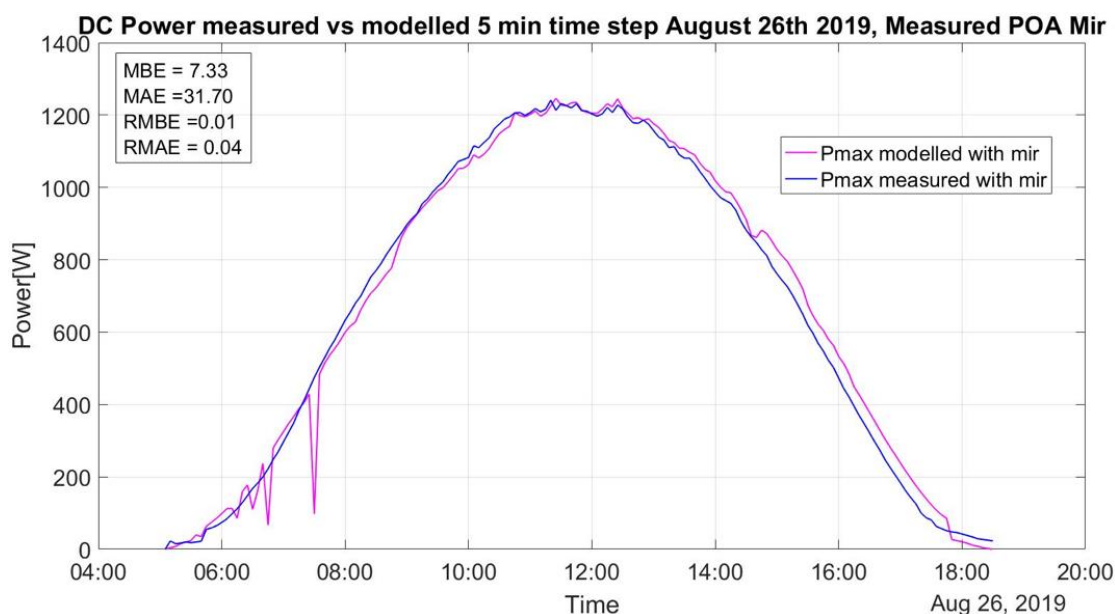


Figure 92 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs

D'après la Figure 92, une sous-estimation de la puissance électrique peut être visualisée le matin (entre 8h00 et 9h00). En effet, pour cette installation orientée vers le Sud, les pyranomètres sont placés du côté Est. De ce fait, les capteurs d'irradiance ne sont pas sur-éclairés par les miroirs le matin, ce qui n'est pas le cas des modules PV. Par suite, une approche légèrement pessimiste est considérée dans le modèle d'estimation le matin. D'autre part, d'après la Figure 92, une surestimation de la puissance générée peut être visualisée l'après-midi. Ce phénomène se justifie également par l'emplacement des pyranomètres qui sont sur-éclairés par les miroirs l'après-midi alors que les modules PV ne le sont plus. A ce stade, une approche légèrement optimiste est considérée dans le modèle d'estimation de puissance vers la fin de la journée.

Ensuite, la journée du 13 Octobre 2019 est intéressante à analyser à cause de ses conditions nuageuses variées. Comme le montre la Figure 85 des images du ciel prises tout au long de cette journée, une variation entre conditions de ciel clair et nuageuses est mise en évidence. La journée commence sans nuage Figure 85 (a) puis l'effet nuageux commence à apparaître progressivement Figure 85 (b,c,d,e) et un aspect totalement nuageux règne à partir de 15h00. Par suite, cette journée a été sélectionnée dans le but d'analyser les performances du système PV-réflecteurs dans des conditions météorologiques contrastées.

a) Résultats de modélisation en irradiances POA et POA_{Mir} à plusieurs hauteurs

Comme pour les Figure 88, Figure 89 et Figure 90, les Figure 93, Figure 94 et Figure 95 montrent la comparaison entre la modélisation avec (POA_{Mir}) et sans réflecteur (POA) et la mesure de l'irradiance avec réflecteurs (POA_{Mir}).

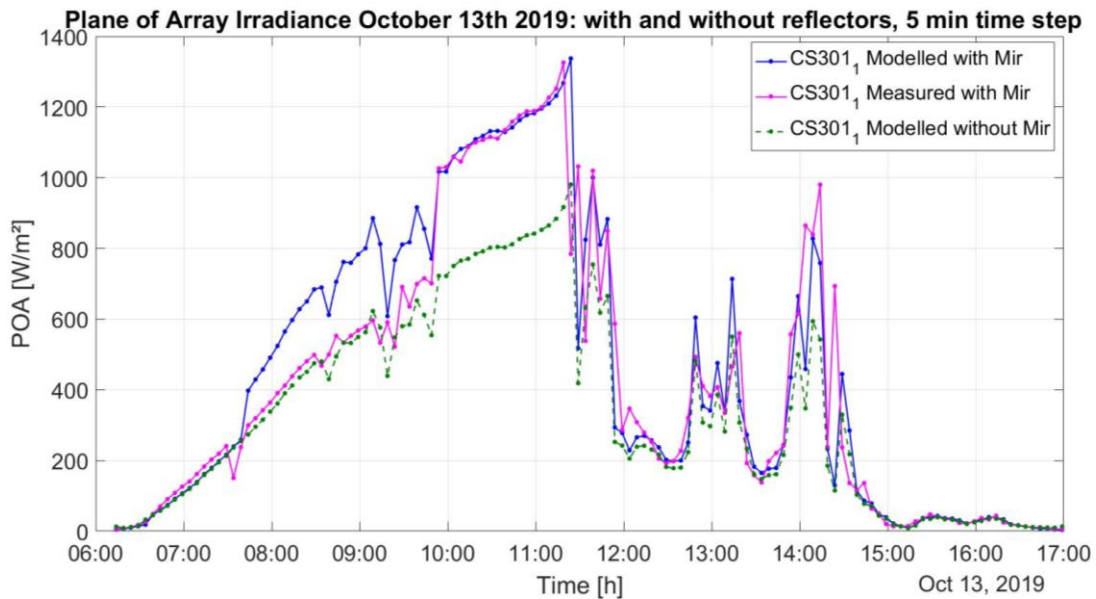


Figure 93 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁

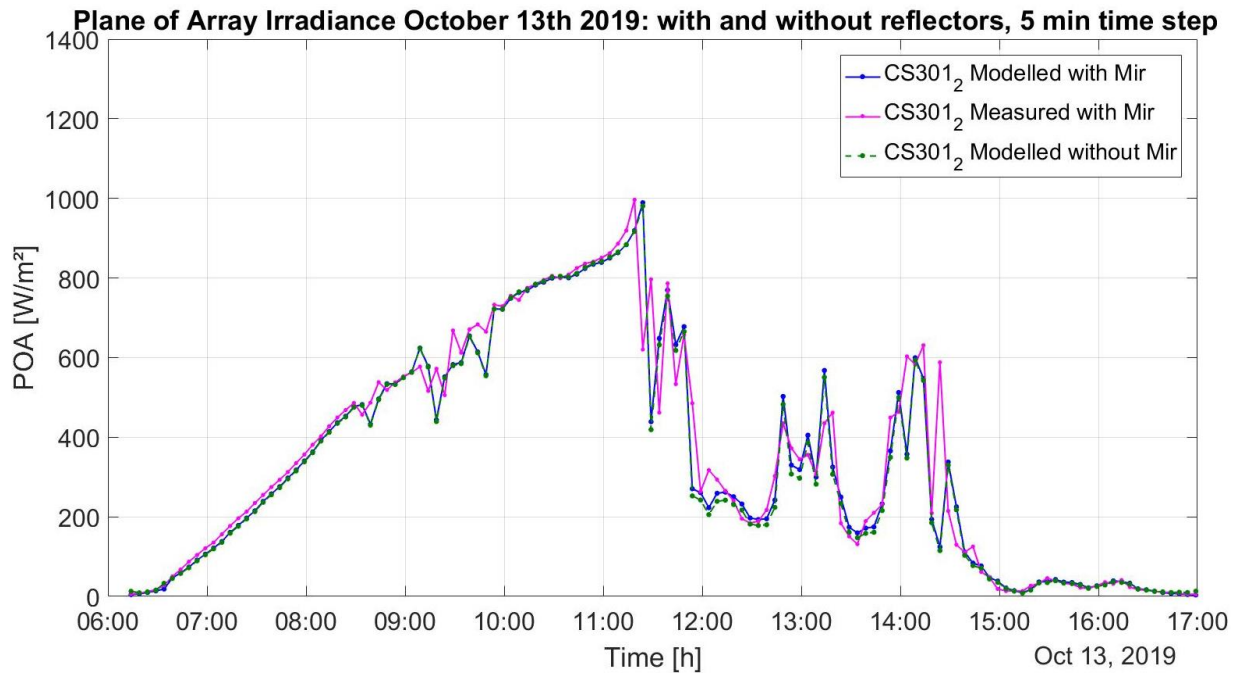


Figure 94 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂

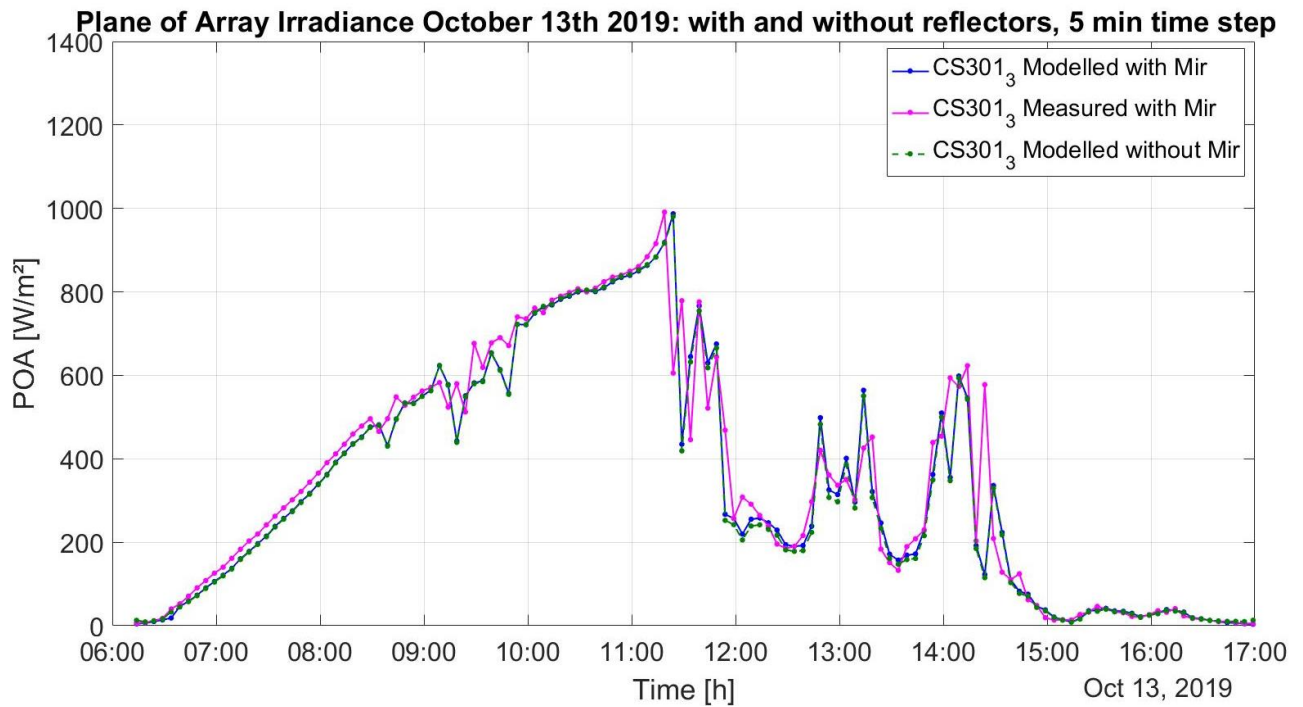


Figure 95 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃

Comme le montre ces figures, le 13 Octobre présente des conditions de ciel clair du début de la journée jusqu'à 11h20. A partir de 11h20, l'effet des nuages se manifeste jusqu'à la fin de la journée empêchant en grande partie l'irradiance directe d'atteindre les pyranomètres.

En observant l'irradiance POA_{Mir} mesurée dans ces trois figures, nous pouvons remarquer que les trois courbes sont très proches sauf pour le pyranomètre CS301₁.

Sur la Figure 93, une différence entre les courbes de l'irradiance POA modélisée sans réflecteur et de l'irradiance POA_{Mir} modélisée avec réflecteur est observée en premier lieu. Et une différence entre les courbes d'irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée est observée en second lieu. Ces différences se manifestent uniquement durant la période de ciel ensoleillé (avant 11h20) et uniquement pour le pyranomètre CS301₁. La première différence (entre courbes bleu et verte) signale un effet des miroirs qui est uniquement visible sur le CS301₁ et absent sur les autres pyranomètres. En effet, comme expliqué dans le chapitre 2, nous sommes dans le cas où l'irradiance réfléchie n'atteint que le pyranomètre le plus bas.



Figure 96 Niveaux de hauteur des pyranomètres

Comme présenté dans la Figure 96 le CS301₁ est à une hauteur $H1=0.66m$, le CS301₂ à une hauteur $H2=1.32m$ et le CS301₃ à une hauteur $H3=1.98m$. Par suite, afin que chaque pyranomètre reçoive l'effet des miroirs, la longueur sur-éclairée L_{se} , définie et calculée dans le chapitre 2, doit être au minimum égale à sa hauteur. D'autre part, la Figure 97 décrit la variation de L_{se} (m) en fonction du temps pour la journée du 13 Octobre. D'après cette figure, la hauteur maximale sur-éclairée ne dépasse pas 1.2m. Par suite, seul le CS301₁ pourra voir l'effet des miroirs, alors que le CS301₂ et le CS301₃ ne reçoivent pas de rayons réfléchis par

les réflecteurs. Après 11h20, les 3 courbes d'irradiances POA et POA_{Mir} modélisées se confondent même pour le CS301₁. Ceci est dû à l'effet des nuages qui élimine en grande partie le rayonnement direct et par suite celui réfléchi par les miroirs.

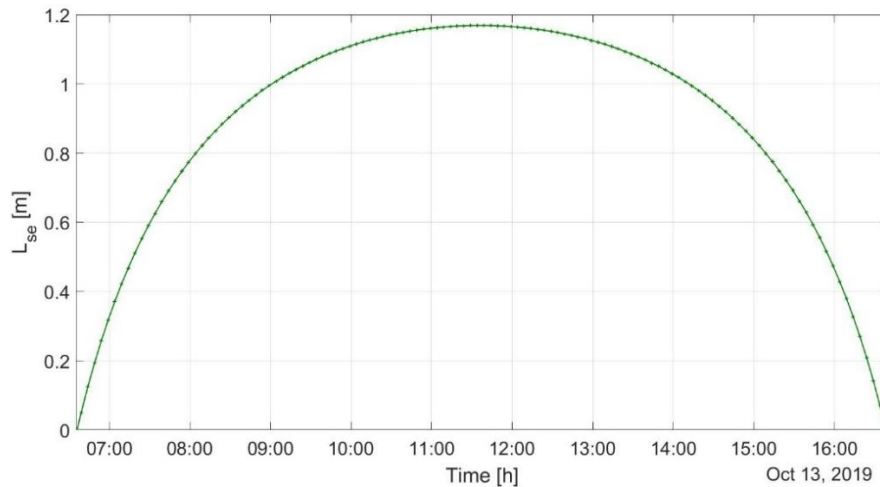


Figure 97 Longueur sur-éclairée par les réflecteurs sur les modules PV

D'autre part, la comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée avant 11h20 montre que le CS301₁ ne reçoit l'effet des réflecteurs qu'à partir de 9h45 alors que la modélisation (qui prend les mesures du SIRTa en entrée) montre l'effet des réflecteurs avant 8h00. On peut trouver l'explication sur l'environnement de l'installation GeePSunSite. D'après la Figure 98 illustrant la variation de l'élévation solaire au cours du temps pour le 13 Octobre 2019, les niveaux d'élévation solaire sont faibles par rapport à ceux d'une journée en Août par exemple. Ce qui favorise l'effet de l'ombrage causé par les arbres de la forêt juste en face de l'installation. En plus, les capteurs d'irradiance se trouvent côté Est de l'installation. Cela explique l'absence de l'effet des miroirs sur le CS301₁ avant 9h45 où la mesure suit la modélisation sans miroirs.

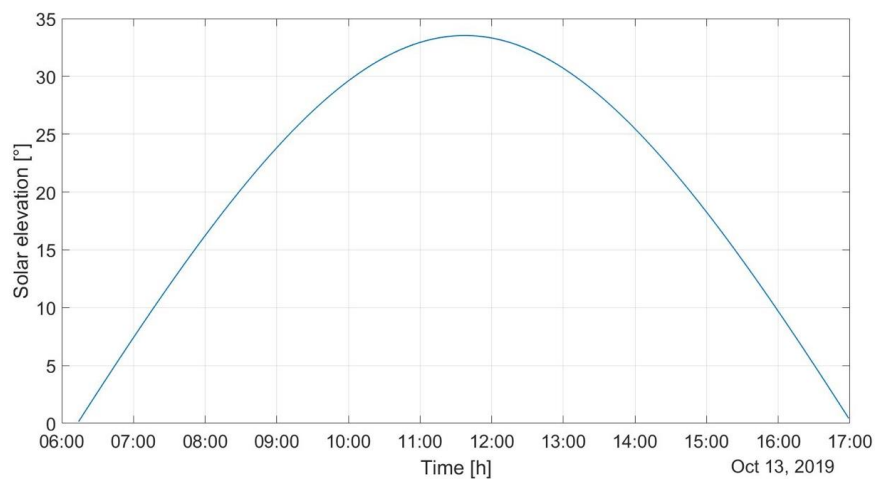


Figure 98 Angle d'élévation solaire en fonction du temps

b) Résultats de modélisation en génération photovoltaïque

La Figure 99 montre une comparaison entre les puissances électriques mesurée et modélisée pour le 13 Octobre. Cette figure illustre les trois courbes suivantes :

- La puissance électrique mesurée pour l'installation avec réflecteurs (courbe en bleu).
- La puissance modélisée en fonction de l'irradiance POA_{Mir} calculée en ne prenant que l'irradiance du capteur CS301₃ en entrée du modèle d'estimation de puissance (courbe en magenta).
- La puissance modélisée en fonction de l'irradiance POA_{Mir} calculé en ne prenant que l'irradiance du capteur CS301₁ en entrée du modèle d'estimation de puissance (courbe en rouge).

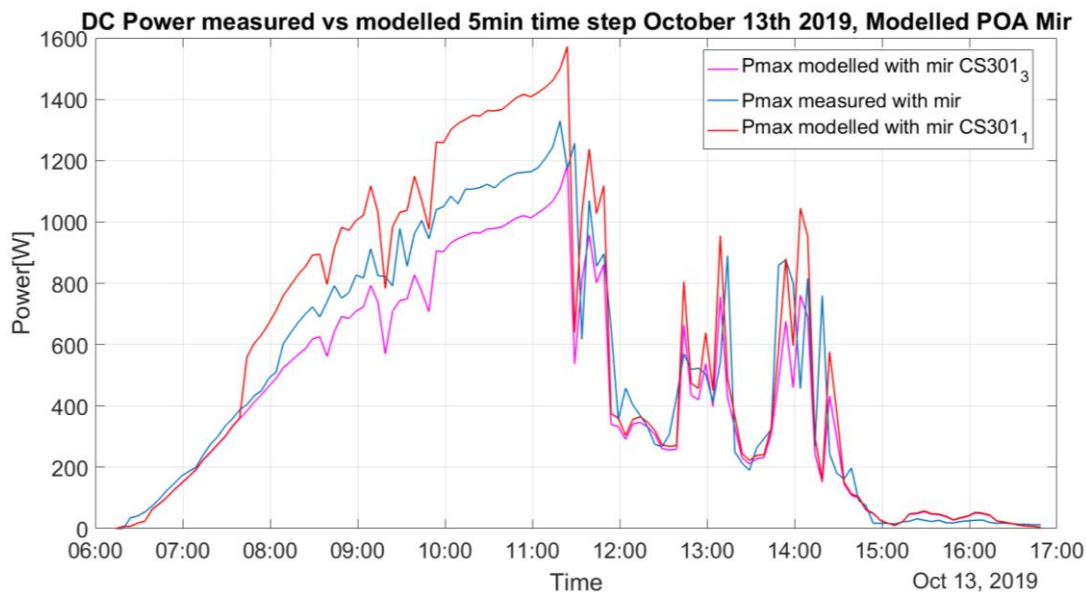


Figure 99 Comparaison entre les puissances modélisées selon différents pyranomètres et mesurée, avec réflecteurs

D'abord, la puissance mesurée se situe entre les deux puissances modélisées. La puissance modélisée avec l'irradiance POA_{Mir} du CS301₁ est la plus importante puisque ce dernier est le seul qui est sur-éclairé. A noter que l'ombrage décrit préalablement sur le CS301₁ avant 9h45 ne se manifeste pas sur l'installation photovoltaïque entière. Ce qui explique la transition de la mesure au-delà de la courbe en magenta avant 9h45 (à partir de 8h00). De plus, la totalité de la surface des modules PV ne reçoit pas l'effet des miroirs. Au mieux, le sur-éclairage atteint 4 des 6 strings. ($L_{se} = 1.2m$, Figure 97). Comme la puissance mesurée ne suit pas la puissance modélisée du CS301₃ ne recevant pas l'effet des miroirs, cela signifie que même si toutes les strings ne sont pas entièrement sur-éclairées, il y a un gain en puissance électrique.

A ce propos, dans les Figure 100 et Figure 101, nous visualisons les courbes I-V et P-V simulées, en considérant 2 modules PV en série (6 strings), installés l'un au-dessus de l'autre. D'abord la courbe I-V en bleu est simulée avec une irradiance de $1061W/m^2$

(installation entièrement sur-éclairée) et celle en magenta avec une irradiance de 755W/m^2 (installation non sur-éclairée) au niveau des 6 strings. Ceci correspond aux irradiances reçues respectivement par les pyranomètres CS301₁ et CS301₃, le 13 Octobre 2019 à 10h. A noter qu'une différence de 40.5% en irradiance entre les deux pyranomètres existe pour la première partie de la journée du 13 Octobre. Les points vert, cyan, rouge, magenta et bleu des Figure 100 et Figure 101, correspondent aux MPP dans le cas où 1, 2, 3, 4 ou 5 strings respectivement sont sur-éclairés. Lorsque l'on passe d'une installation entièrement non sur-éclairée à une string sur-éclairée, le courant photo-généré augmente dans cette dernière. Ainsi, pour le diminuer, toutes les cellules de cette string sur-éclairée augmentent leur tension de fonctionnement. C'est pourquoi le point bleu est légèrement décalé vers la droite par rapport au MPP de la courbe magenta. De même, les cellules des strings non sur-éclairés diminuent légèrement leur tension pour essayer d'aligner leur courant leur courant avec celui des cellules sur-éclairées. Et ainsi de suite lorsque d'autres strings deviennent sur-éclairées.

Dans le cas de la journée du 13 Octobre, comme le montre la Figure 97, l'installation a 2 strings non sur-éclairées sur les 6. Par suite, le MPP correspondant à ce cas est le point en cyan dans la Figure 100, qui est au milieu en valeur de puissance entre la production d'une installation entièrement sur-éclairée et non sur-éclairée. Cela justifie le résultat obtenu en mesure dans la Figure 99. Les valeurs des puissances sont également cohérentes respectivement entre les courbes magenta, cyan et bleue de la Figure 101 et les valeurs à 10h des courbes magenta, bleue et rouge de la Figure 99.

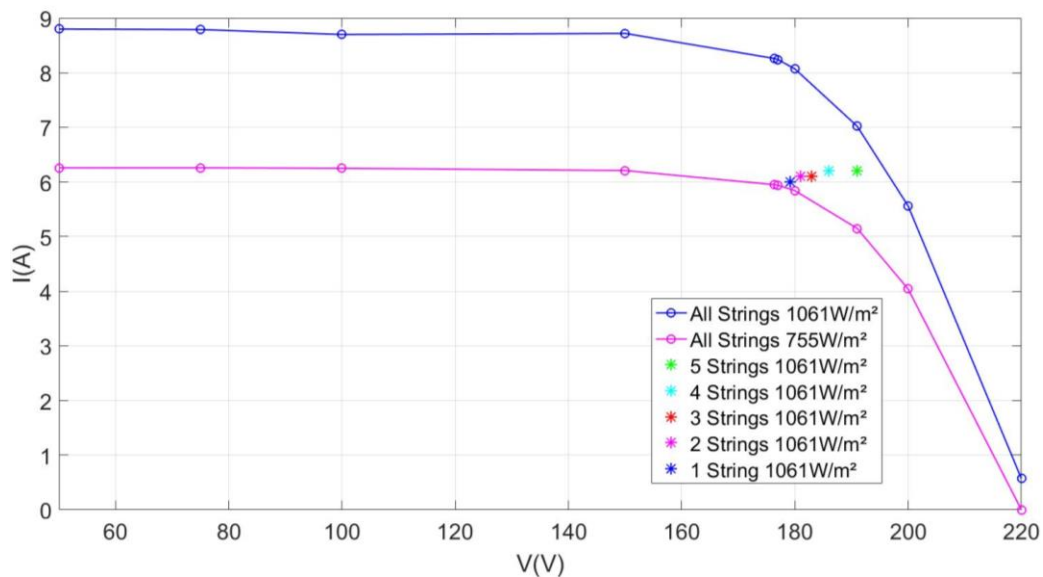


Figure 100 Courbes I-V simulées pour une irradiance de 1061W/m^2 et 755W/m^2 et points de fonctionnement en simulation pour un nombre de string sur-éclairés décroissant.

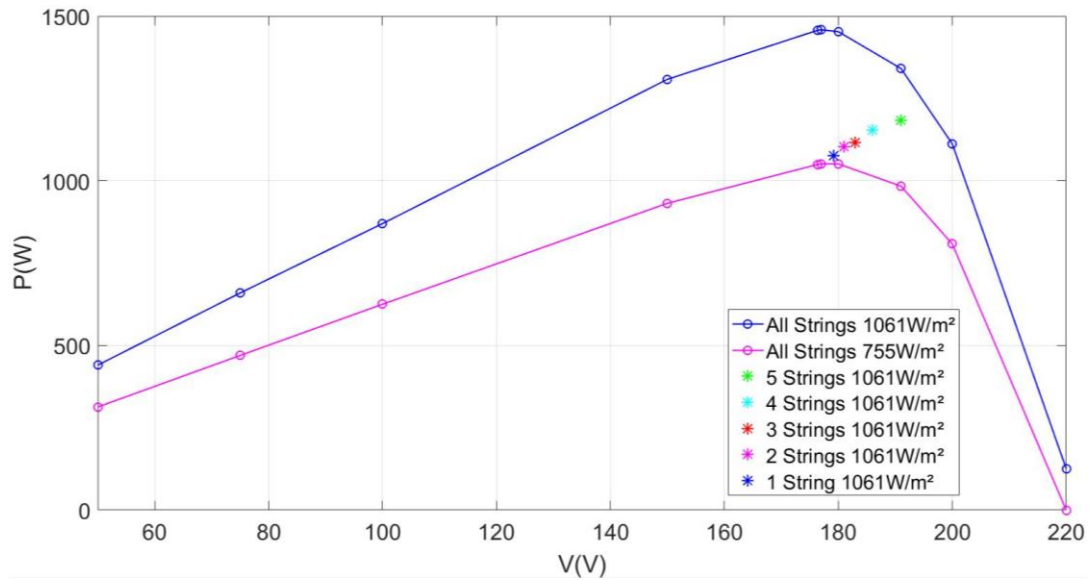


Figure 101 Courbes P-V simulées pour une irradiance de 1061W/m^2 et 755W/m^2 et points de fonctionnement en simulation pour un nombre de string sur-éclairées décroissant.

En effet, dans le cas de cette journée particulière, le contraste en irradiance n'est pas suffisant pour conduire à l'activation des diodes bypass au point de fonctionnement. En effet, les diodes bypass sont passantes lorsqu'un fort courant est imposé sur l'ensemble du module PV et ceci est visible pour des faibles tensions. Lorsqu'une string entière est sur éclairée, les autres strings tendent à augmenter au maximum leur tension pour diminuer le courant. Dans ce cas, la tension augmente au MPP mais le courant converge vers I_{sc} des strings non sur-éclairées. Dans ces cas, un apport énergétique des miroirs même si limité est toujours présent.

La journée du 20 Novembre 2019 est une journée ensoleillée en automne (Figure 86). Cette journée a été sélectionnée dans le but de caractériser l'impact des réflecteurs plans sur les performances du système PV dans des conditions de ciel clair durant cette saison.

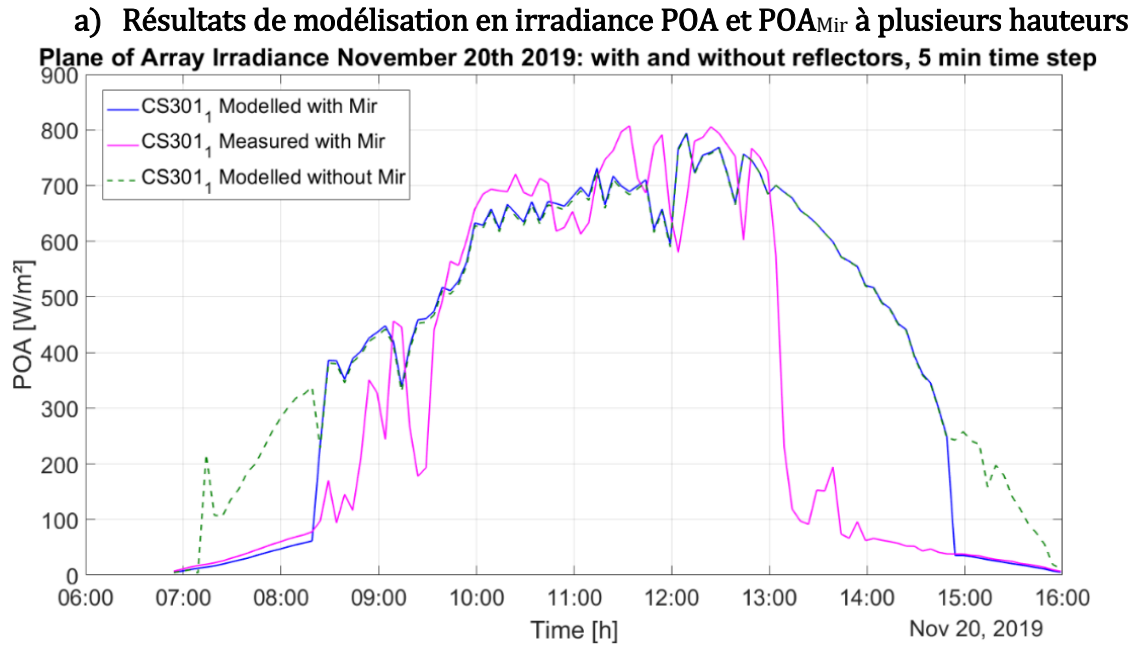


Figure 102 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁

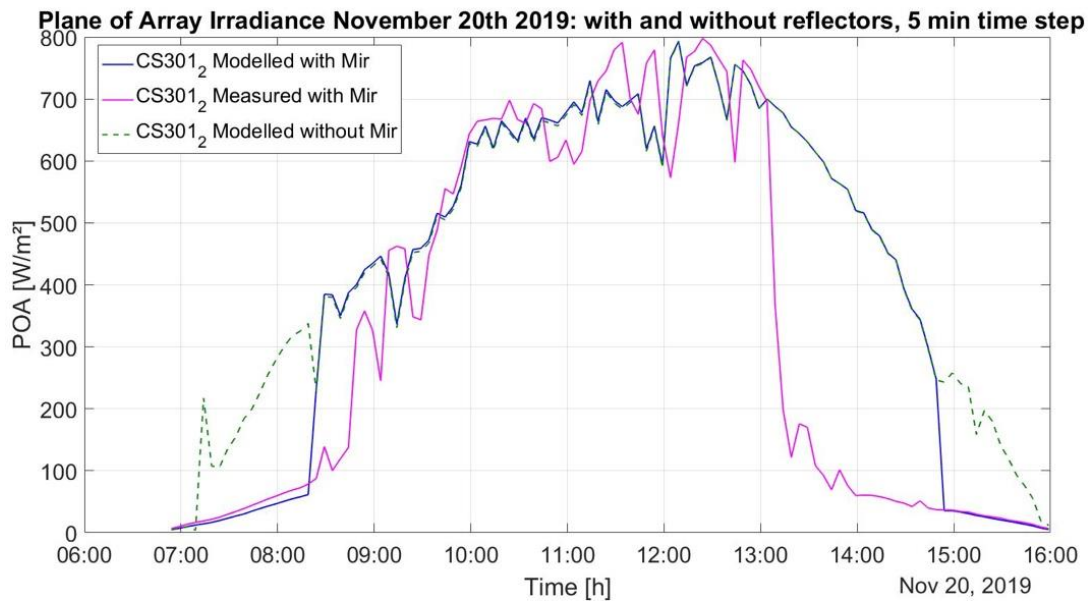


Figure 103 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂

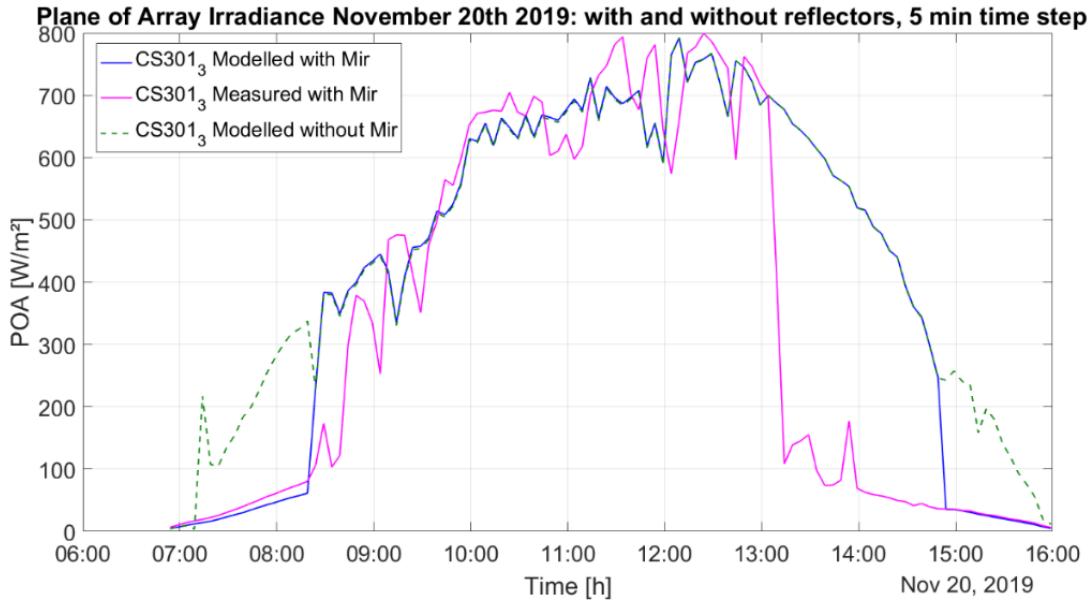


Figure 104 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃

D'après les Figure 102, Figure 103 et Figure 104, une différence entre l'irradiance POA_{Mir} modélisée (courbe en bleu) et mesurée (courbe en magenta) est visible pour les trois pyranomètres. En effet, les niveaux d'élévation solaires sont bas en Novembre. Les données d'irradiance utilisées dans le modèle analytique pour le calcul sont issues des mesures GHI, DHI et DNI effectuées à l'observatoire SIRTA où il n'y a pas d'effets d'ombrage sur les capteurs. Nous savons que l'installation GeePSunSite est exposée à un ombrage provenant des arbres de la forêt juste en face et d'objets côté Ouest (voir Figure 78 et Figure 79). Puisqu'en Novembre le soleil est bas, ces effets d'ombrage ont un effet sur les pyranomètres de l'installation.

La modélisation ne prend pas en compte ces effets des arbres et du bâtiment voisin mais elle prend bien en considération l'effet d'ombrage par les réflecteurs mêmes (voir Chapitre 2) et ceci est très visible sur les courbes en bleu qui présentent une montée soudaine et une chute soudaine vers 8h30 et 14h45, respectivement, les deux dues aux réflecteurs. La chute observée sur les courbes mesurées (en magenta) le matin entre 8h20 et 9h15 et la chute soudaine vers 13h15 sont donc attribuables aux autres effets d'ombrages non pris en considération dans le modèle.

L'effet des ombrages se manifeste différemment pour les 3 pyranomètres. Par exemple, à 9h30 une chute en irradiance POA_{Mir} mesurée est visible au niveau du CS301₁ (Figure 102). Cette chute est de moins en moins importante au niveau du CS301₂ (Figure 103) et du CS301₃ (Figure 104) au même instant. Ceci s'explique du fait par la hauteur des pyranomètres, le CS301₁ étant le plus bas et donc le plus exposé aux ombrages.

b) Résultats de modélisation en génération photovoltaïque

La Figure 105 présente la variation de la puissance photovoltaïque mesurée (courbe en bleu) et celle modélisée (courbe en magenta) au cours du temps le 20 Novembre. Les données d'irradiance POA_{Mir} injectées à l'entrée du modèle d'estimation de puissance sont celles mesurées par les trois pyranomètres (courbes en magenta dans la Figure 102, Figure 103 et la Figure 104).

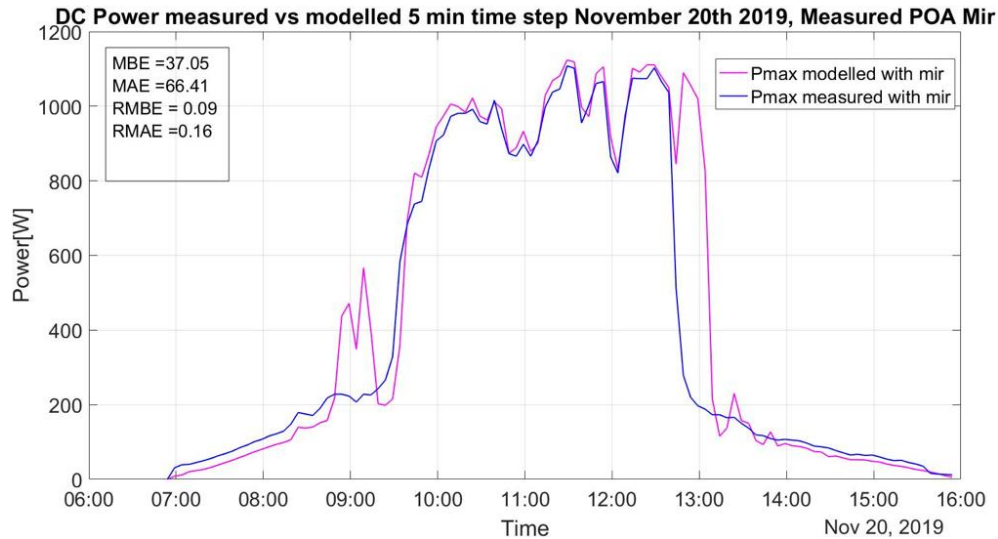


Figure 105 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs

Comme le montre la figure, une différence est visible entre le modèle et la mesure avant 9h30 et après 12h45. Cette différence est provoquée par les ombrages décrits précédemment. Ces ombrages sont visibles par les modules PV et non par les capteurs d'irradiance.

La Figure 106 présente la variation de la puissance photovoltaïque mesurée (courbe en bleu) ainsi qu'une nouvelle modélisation (courbe en magenta) pour le même jour. Dans ce cas, les données d'irradiance POA_{Mir} injectées à l'entrée du modèle d'estimation de puissance sont celles issues de l'estimation à partir des mesures du SIRTA (courbes en bleu dans les Figure 102, Figure 103 et Figure 104).

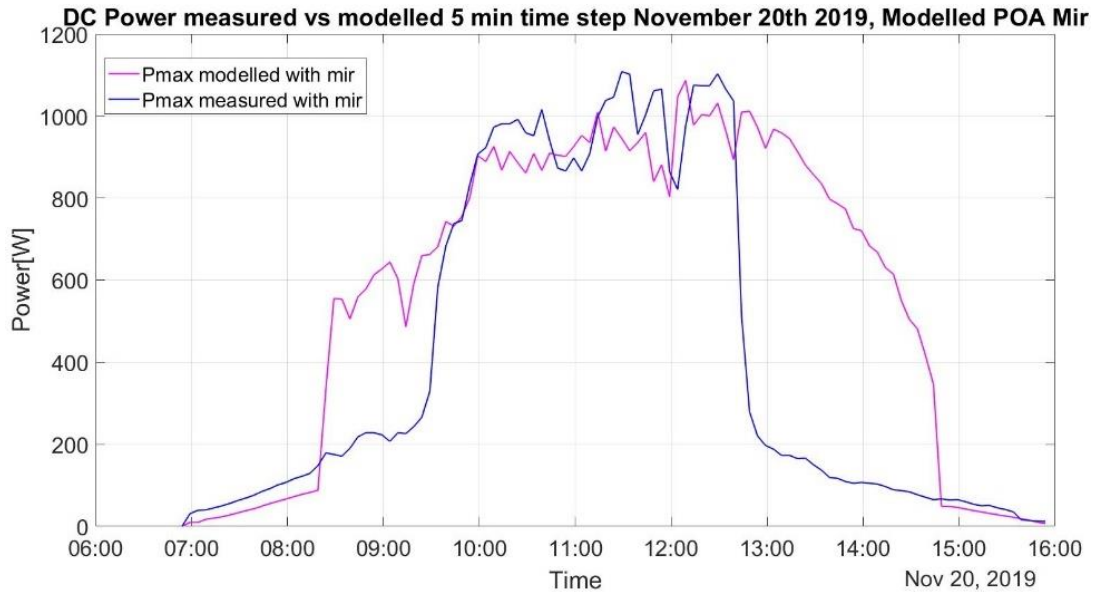


Figure 106 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs (modélisation à partir du GHI, DHI et BNI mesurés au SIRTA)

La différence entre les deux courbes est en premier lieu provoquée par la distance entre les deux sites. En second lieu par l'élévation solaire qui fait que les ombrages des arbres ne se manifestent que sur les capteurs du GeePs.

Pour terminer, la journée du 4 Décembre 2019 a été sélectionnée car c'est une journée ensoleillée d'hiver (Figure 87). Cette journée a été sélectionnée dans le but d'observer l'évolution des effets déjà observés pour la journée du 20 Novembre notamment ceux des ombrages pour une journée avec des valeurs d'angle d'élévation solaire encore plus basses.

a) Résultats de modélisation en irradiances POA et POA_{Mir} à plusieurs hauteurs

La Figure 107, la Figure 108 et la Figure 109 présentent la variation de l'irradiance POA_{Mir} mesurée (courbe en magenta), l'irradiance POA_{Mir} modélisée (courbe en bleu) et de l'irradiance POA modélisée (courbe en vert) pour les différents pyranomètres le 04 Décembre. La journée du 04 Décembre présentait des conditions de ciel clair.

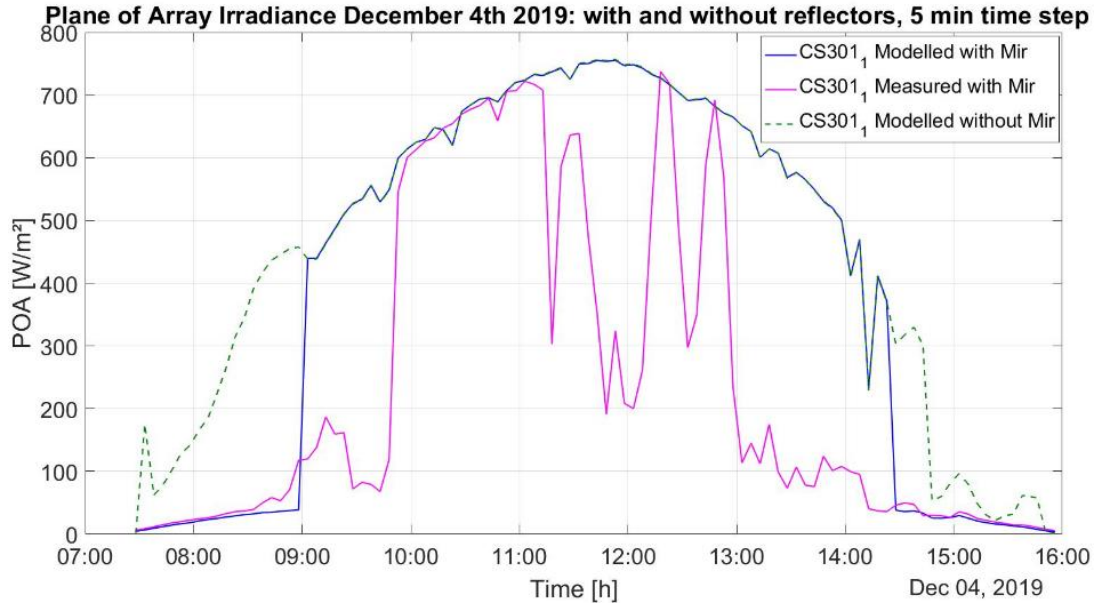


Figure 107 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁

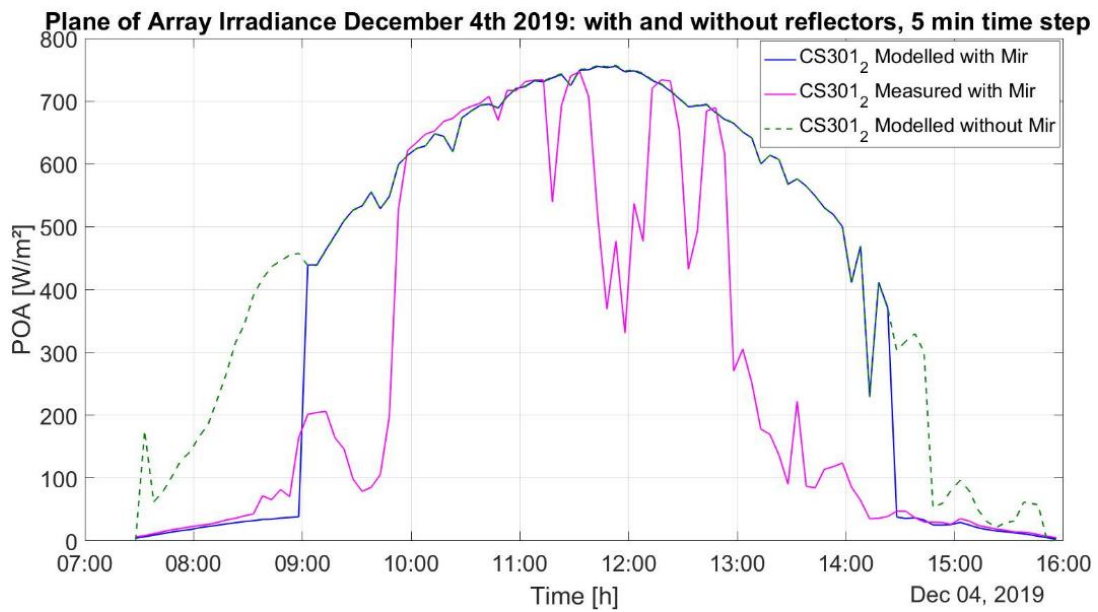


Figure 108 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂

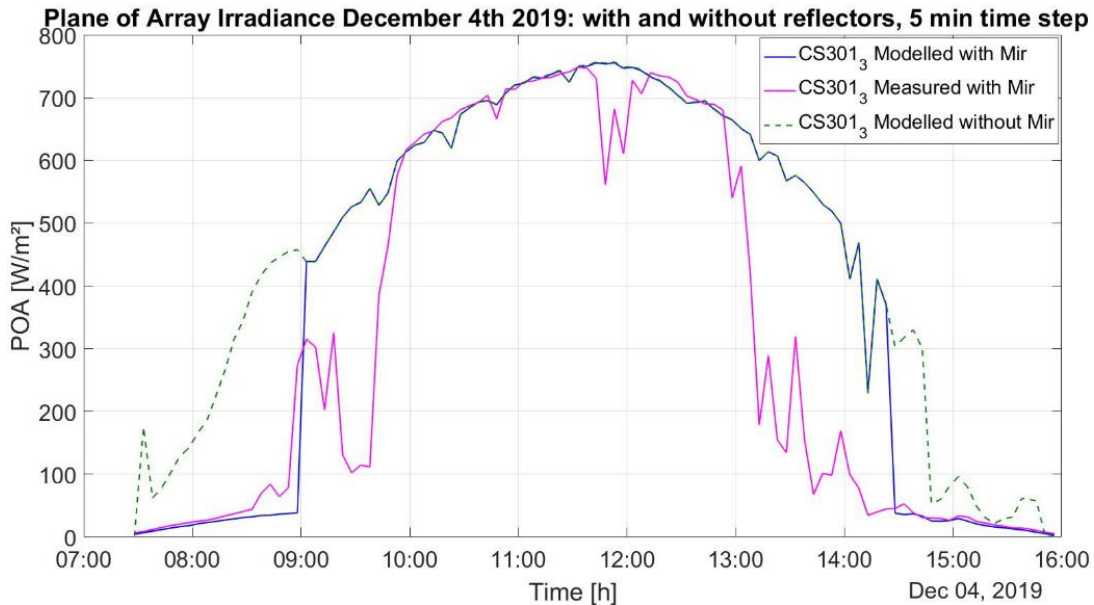


Figure 109 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃

Malgrès ces conditions météorologiques de ciel clair, une différence entre l'irradiance POA_{Mir} mesurée (courbe en magenta) et celle modélisée (courbe en bleu) est clairement visible (avant 9h30, entre 11h20 et 12h45 et après 13h00), principalement sur la Figure 107. En effet, le soleil est le plus bas en Décembre, ce qui rend l'effet d'ombrage causé par les arbres en face de l'installation plus accentué. Cet ombrage n'est pas visible par les capteurs du SIRTA où les données GHI, DHI et BNI sont utilisées pour la modélisation. Comme le capteur CS301₁ est placé à un niveau bas, il est en effet affecté en grande partie par cet ombrage (Figure 107). Par contre, l'effet de cet ombrage est plus faible dans le cas du CS301₂ (Figure 108), la chute causée par l'ombrage entre 11h20 et 12h45 est plus faible pour le CS301₂. Cela est justifié par la position du CS301₂ qui est à un niveau plus élevée que le CS301₁. Sur la Figure 109, pour le CS301₃, la chute causée par l'ombrage entre 11h20 et 12h45 est encore plus faible. Ce dernier capteur étant fixé au niveau le plus haut de l'installation, il est le moins affecté par les ombrages provenant des arbres.

Finalement, une différence entre l'irradiance POA modélisée (courbe en vert) et l'irradiance POA_{Mir} modélisée (courbe en bleu) est accentuée avant 9h00 et après 14h30. Cette différence présente au niveau des trois pyranomètres est notamment due à l'angle d'élévation solaire. Comme le montre la Figure 110. Cet angle est au-dessous de 13° (angle d'inclinaison des miroirs par rapport à l'horizontale) avant 9h00 et après 14h30.

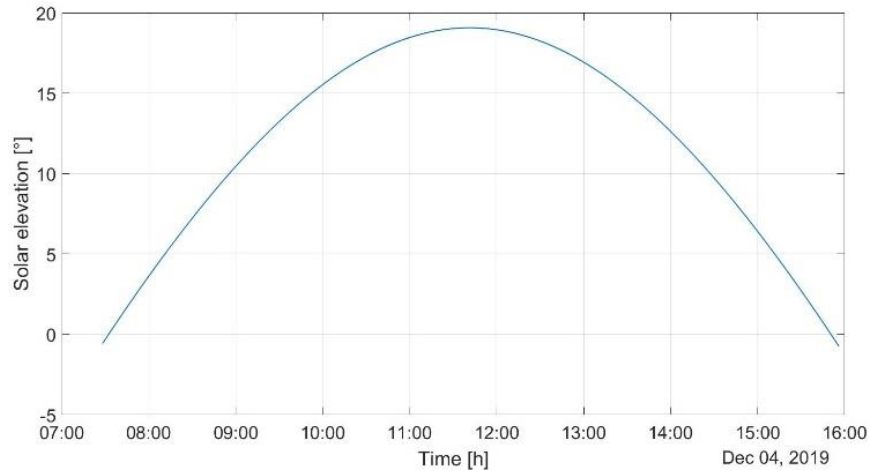


Figure 110 Variation de l'angle d'élevation solaire en fonction du temps

Dans ce cas, les miroirs font de l'ombre la matinée et en fin de la journée sans contribuer à augmenter le gain à un autre moment de la journée. Ce résultat était attendu puisque l'optimisation géométrique de cette installation a été appliquée pour les mois d'Aout-Septembre et non pas pour les mois d'hiver. Le but de présenter les résultats de l'installation pour cette période étant de souligner l'importance de la prise en compte d'une optimisation géométrique propre à chaque saison lorsqu'on travaille avec un système PV-rélecteurs. Si la géométrie considérée n'est pas adéquate au profil solaire, une perte en génération électrique sera inévitable comme le démontre les résultats du 20 Novembre et du 04 Décembre 2019.

b) Résultats de modélisation en génération photovoltaïque

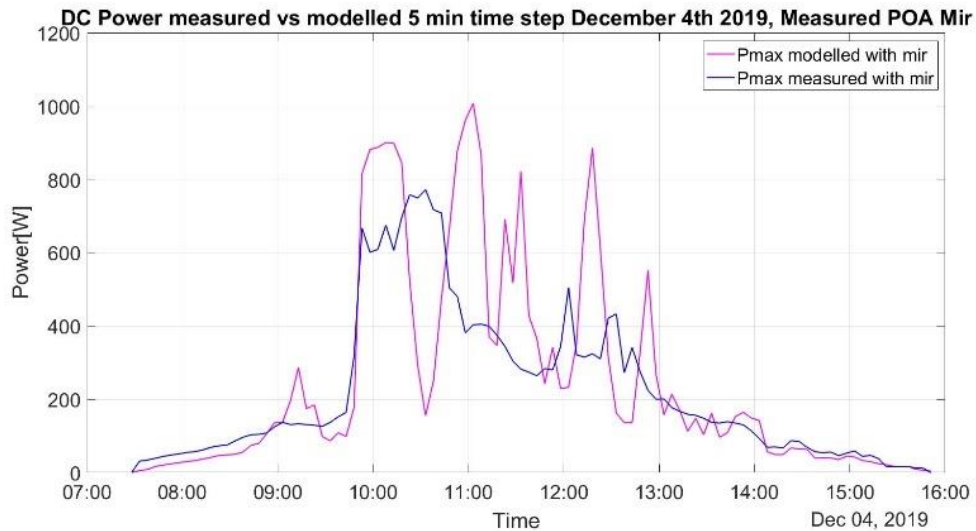


Figure 111 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs

La Figure 111 montre la puissance PV modélisée et celle mesurée avec des réflecteurs pour la journée du 4 Décembre 2019. Comme le montre la figure, la courbe modélisée ne suit pas la mesure pour cette journée. En effet, comme le soleil est bas dans ce cas, même en périodes d'absence de nuages, les ombrages causés par l'horizon proche, notamment la forêt juste en face deviennent de plus en plus significatifs. Cela n'affecte pas la modélisation (les pyranomètres), d'où la différence entre les deux courbes.

5.6. Conclusion

Dans ce chapitre, une installation PV-réflecteurs, GeePSunSite, a été développée et testée en suivant plusieurs étapes de construction et validation. L'aspect global du système photovoltaïque équipé de réflecteurs plans a été d'abord décrit. Deux parties principales ont été développées dans ce travail. La première partie porte sur la présentation des équipements électriques de l'installation. D'abord, les modules PV de type Siliken 230Wp ont été sélectionnés par une campagne de mesures afin de choisir 6 modules PV présentant de bonnes performances fonctionnelles. Les mesures de production PV sont réalisées au niveau de l'onduleur et accessibles par une interface qui permet la récupération des données à distance avec un pas de 5 minutes. Dans le but d'analyser les résultats de génération électrique, cette installation photovoltaïque a été équipée d'une station radiométrique servant à des mesures d'irradiance dans le plan des panneaux ainsi que des capteurs de température.

Pour la mesure d'irradiance quatre pyranomètres ont été installés à hauteur de 2, 4 et 6 strings des modules PV. Quatre capteurs de température de type Pt100 ont été installés sur la face arrière des modules PV à différents niveaux. Une centrale d'acquisition de type CRX1000 a été mise en place et programmée dans le but d'accéder aux mesures d'irradiance et de température à distance.

La mise en place du système photovoltaïque complété avec les réflecteurs a été ensuite présentée. Les modules PV avec les différents composants électroniques et les réflecteurs testés sont détaillés en annexe.

La deuxième partie de ce chapitre présente une évaluation des performances de l'installation photovoltaïque vis-à-vis de l'irradiance POA_{Mir} et de la génération PV. La synthèse des résultats analytiques et expérimentaux de l'installation GeePSunSite a été développée. Afin d'effectuer cette synthèse, les modèles d'estimation des irradiances POA et POA_{Mir} et de la puissance photovoltaïque développés précédemment (chapitres 2, 3 et 4) ont été utilisés.

Les systèmes d'acquisition implémentés pour l'installation ont été utilisés pour l'accès aux mesures en irradiance et en production électrique. En premier lieu, l'analyse des résultats avant installation des miroirs a été effectuée et en second lieu après leur installation. D'abord, en absence des réflecteurs, l'étude a été menée sur la période allant du 26 Juin au 6 Juillet 2019. La comparaison entre les irradiances POA mesurée et modélisée pour cette période était satisfaisante avec un RMBE variant entre -2 et 3% et un RMAE entre 6 et 8%. D'autre part, les résultats en puissance électrique durant cette période ont montré une compatibilité entre la mesure et l'estimation avec un RMBE de 2% et un RMAE de 4.8%.

Ensuite, en présence de réflecteurs plans, l'analyse des données a été menée sur la période de 10 mois allant du 1^{er} Août 2019 jusqu'à fin Mai 2020. Les résultats en irradiance et en génération électrique sont influencés dans ce cas par les effets d'ombrage provenant surtout de la forêt en face de l'installation et des miroirs dans certaines conditions. L'effet d'éclairement non homogène ajouté par les miroirs se manifeste également dans les résultats. Une évaluation de l'apport énergétique des miroirs a été effectuée au niveau de chaque mois. Le mois de Septembre 2019 a présenté le gain le plus élevé en puissance avec 14.5% en Septembre 2019 et 14% en Mars 2020 par rapport à une installation classique. Le mois de Décembre a présenté une perte de puissance de 44.5% par rapport à une installation classique. Cette perte est causée par l'effet d'ombrage des miroirs durant ce mois ainsi que l'effet d'ombrage de la forêt. Ces ombrages s'imposent pour ce mois à cause de ses faibles angles d'élévation solaire. Ce résultat était attendu puisque la géométrie de l'installation n'a pas été optimisée pour ce mois.

Des journées propices à l'étude ont été ensuite sélectionnées pour avoir une vue plus précise sur les performances du système vis à vis de conditions météorologiques et profils solaires différents. En particulier, le cas du 13 octobre 2019 a permis de montrer qu'un gain non négligeable en puissance PV existe même si seulement un peu plus de la moitié du plan des panneaux était sur-éclairée par les miroirs. Une analyse profonde ce cas a permis de formuler l'hypothèse plausible que le gain en puissance est dû principalement à une augmentation en tension apportée par les cellules sur-éclairées. Finalement, la mise en place et l'évaluation d'un système PV-réflecteurs complet a été conduite en détails dans ce chapitre.

Les résultats montrent que l'accord entre modèle et mesure s'est avéré variable et très sensible à plusieurs facteurs comme la non-idéalité de l'installation des miroirs, les ombrages, le fait que les miroirs soient finis (effets de bord). Ces résultats soulignent également l'importance de l'optimisation géométrique d'un tel système suivant la zone géographique et la saison ou le mois de l'année. Afin de maximiser l'apport énergétique des réflecteurs, une étude spécifique à chaque installation doit être alors effectuée pour le montage d'un tel système.

Références

- [1] “SLK60P6L_220Wp-255Wp.” Accessed: May 20, 2020. [Online]. Available: https://www.anapode.com/images/spec%20sheets/SLK60P6L_EN_New.pdf.
- [2] “Faure - NOTICE D’INSTALLATION DU KIT 3kWc.pdf.”
- [3] “Onduleur monophasé SolaX X1 Mini 1.5.” <https://www.wattneed.com/fr/onduleurs-et-convertisseurs/4732-onduleur-monophasé-solax-x1-mini-15-0712971136649.html> (accessed May 20, 2020).
- [4] “SolaXCloud User Manual.” https://www.solaxcloud.com/i18n/language.do?language=en_US&url=/views/uesrGuide/uesrGuide.jsp (accessed Sep. 22, 2019).
- [5] “Solax Cloud Monitoring.” https://www.solaxcloud.com/i18n/language.do?language=en_US&url=/views/login.jsp (accessed May 20, 2020).
- [6] “CS301 - Pyranometer.” <https://www.campbellsci.com/cs301> (accessed May 20, 2020).
- [7] “CS320 - Digital Thermopile Pyranometer.” <https://www.campbellsci.com/cs320> (accessed May 20, 2020).
- [8] “Sonde PT100 - Sonde de température PT100 - Guilcor.” <https://sondes-thermiques.fr/525-sonde-a-resistance> (accessed Sep. 16, 2019).
- [9] “CR1000X - Measurement and Control Datalogger.” <https://www.campbellsci.com/cr1000x> (accessed May 20, 2020).
- [10] “PV Performance Modeling Collaborative | PV_LIB Toolbox.” https://pvpmc.sandia.gov/applications/pv_lib-toolbox/ (accessed May 20, 2020).
- [11] Sandia National Laboratories, *Grover Hughes’ class and related class materials on Engineering Astronomy*. 1985.
- [12] “SRF-02 All-Sky Camera | EKO Instruments.” <https://eko-eu.com/news/2013-09-27-srf-02-all-sky-camera> (accessed May 20, 2020).
- [13] “SIRTA Home.” <https://sirta.ipsl.fr/index.html> (accessed May 20, 2020).
- [14] “FTV200 CHAUVIN-ARNOUX Analyseur / Contrôleur d’installations photovoltaïques en location ou à la vente.” <https://www.locadif.fr/FTV200-CHAUVIN-ARNOUX.html> (accessed May 22, 2020).
- [15] “ISO 9847:1992(en), Solar energy — Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer.” <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:9847:ed-1:v1:en> (accessed May 22, 2020).
- [16] “CMP22, the best spectrally flat lass A pyranometer available - Kipp & Zonen.” <https://www.kippzonen.com/Product/15/CMP22-Pyranometer#.XscOWGgzY2w> (accessed May 22, 2020).
- [17] W. Jessen, S. Wilbert, B. Nouri, N. Geuder, and H. Fritz, “Calibration methods for rotating shadowband irradiometers and optimizing the calibration duration,” *Atmospheric Meas. Tech.*, vol. 9, no. 4, pp. 1601–1612, Apr. 2016, doi: 10.5194/amt-9-1601-2016.
- [18] “Baseline Surface Radiation Network: Baseline Surface Radiation Network.” <https://bsrn.awi.de/> (accessed May 14, 2020).
- [19] “BRO_Lambda950850650Americas.pdf.” Accessed: Nov. 14, 2019. [Online]. Available: https://www.perkinelmer.com/lab-solutions/resources/docs/BRO_Lambda950850650Americas.pdf.

Conclusion générale et perspectives

Dans cette thèse l'ajout de réflecteurs plans à des installations photovoltaïques est étudié, modélisé et testé. D'une part, des modèles analytiques d'estimation d'irradiance, de puissance PV et d'optimisation géométrique sont développés et validés expérimentalement dans les chapitres 2, 3 et 4. D'autre part, deux plateformes expérimentales PV-réflecteurs sont installées, la première à l'observatoire SIRTA et la deuxième au laboratoire GeePs telles que présentées dans les chapitres 2, 4 et 5. Des estimations (par PVGIS) à partir d'observations de satellite ont également été utilisées pour aborder le problème de l'optimisation géométrique sur plusieurs sites autour du monde dans le chapitre 3. Plusieurs problématiques d'un système PV-réflecteur évoquées dans l'introduction sont analysées grâce aux modèles d'estimation développés et aux plateformes expérimentales installées.

Le gain en irradiation et en génération PV sont calculés par rapport à des installations sans miroir optimisées (classiques ou à géométrie ajustable par période au cours de l'année). Par exemple, le gain par ajustement mensuel est calculé par rapport à un système PV sans réflecteur à ajustement mensuel également. Des gains plus importants auraient été obtenus par rapport à des installations PV fixes, ce qui est le cas des installations PV les plus répandues.

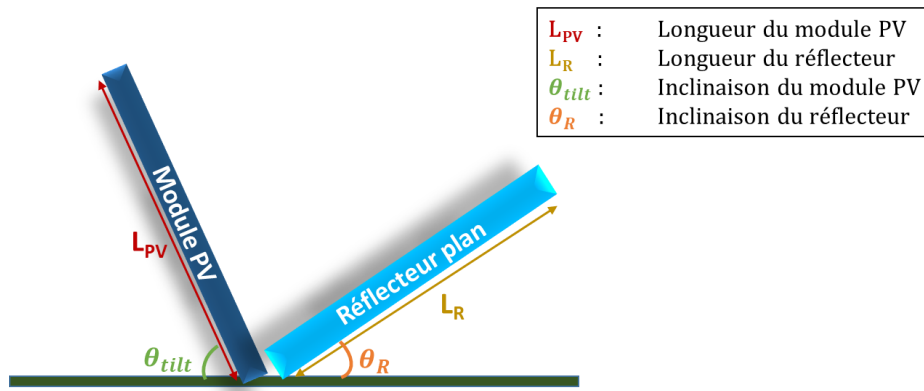


Figure 112 Rappel des différentes notations utilisées pour un système PV-réflecteurs

1 Quel est le gain apporté par les réflecteurs en fonction de l'architecture considérée (structure fixe, structure avec angles d'inclinaison adaptables plusieurs fois à l'année) ?

Cette problématique est traitée dans le chapitre 3 et abordée aussi expérimentalement dans le chapitre 5. Le modèle développé sur la base des expériences de l'installation PV du SIRTA a permis de simuler des installations à angles fixes ou variables et de montrer qu'une architecture à ajustement mensuel est l'option la plus avantageuse. A Palaiseau, pour un ajustement mensuel, le gain annuel en irradiation est d'environ 29%

contre 22% pour un ajustement saisonnier et 11% pour une géométrie fixe, lorsque $L_R = 2L_{PV}$. D'autre part, les études réalisées dans six zones géographiques différentes (Oslo, Palaiseau, Athènes, Chicago, Ouarzazate, New Delhi) montrent qu'une architecture fixe avec des réflecteurs de petite taille ($L_R \leq L_{PV}$) présente un gain maximal de 8.2% (à Oslo). Pour toutes les villes considérées, le gain en irradiation est le plus élevé quand on passe de la géométrie fixe à l'ajustement mensuel et augmente avec la longueur L_R du réflecteur. Par ailleurs, le gain entre une géométrie fixe et un ajustement saisonnier montre que ce dernier est d'autant plus important que la longueur du réflecteur est grande.

Dans le chapitre 5, l'installation fixe considérée a été optimisée pour les mois de d'Août-Septembre. Elle montre un gain global en production PV d'environ 6%. Le gain mensuel maximal a été observé en Septembre 2019 et Mars 2020. Il est légèrement supérieur à 14%. On a aussi remarqué sur cette installation fixe une perte de plus de 40% en énergie PV pour le mois de Décembre, à cause des effets d'ombrage, d'obstacles voisins principalement mais aussi des propres miroirs, l'architecture n'étant pas optimisée pour les mois d'hiver. D'où l'importance d'une adaptation de la géométrie PV-réflecteur en fonction des aspects géographiques et météorologiques de chaque système considéré.

2 Quel est le rapport optimum entre la taille des réflecteurs et la taille des panneaux PV ?

Cette question est traitée dans le chapitre 3 également. D'après les résultats trouvés, la longueur des réflecteurs affecte fortement l'efficacité et la performance du système PV-réflecteur : dans le cas d'un ajustement angulaire mensuel, le gain annuel passe de 8.5% à 28.7% lors du passage de $L_R = L_{PV}/2$ à $L_R = 2L_{PV}$ pour Palaiseau. Néanmoins, le gain en irradiation ne varie pas de manière proportionnelle à la longueur des miroirs. Le gain en irradiation POA double ou triple en passant de $L_R = L_{PV}/2$ à $L_R = L_{PV}$ dans les cas des ajustements angulaires mensuels et saisonniers. Le gain augmente dans une moindre mesure en passant de $L_R = L_{PV}$ à $L_R = 2L_{PV}$ et il continue à croître asymptotiquement avec l'augmentation de L_R . En fait, plus la longueur L_R est élevée au-delà de celle du module PV, plus l'effet d'ombrage provoqué par les miroirs peut être important surtout en hiver. Dans ce cas, un compromis est à choisir entre gain élevé en été avec des réflecteurs suffisamment longs et pertes en hiver à cause d'ombrages, tant que l'installation est fixe. Avec des géométries ajustables et si on admet que l'angle d'inclinaison des miroirs peut être négatif, les ombrages peuvent être limités voir supprimés.

3 Quelle est la différence des résultats pour des sites contrastés en ressource solaire ?

Cette question a été abordée dans le chapitre 3. Les résultats obtenus montrent que pour l'installation d'un système PV-réflecteur, chaque site nécessite des considérations spécifiques qui reposent sur les aspects géographiques et météorologiques impactant la ressource solaire. Les régions avec des latitudes proches comme Ouarzazate et New Delhi

ont montré des résultats assez similaires en termes d'optimisation géométrique et de gain en irradiation. Le même phénomène a été observé entre Athènes et Chicago, ayant également des latitudes proches. Le gain le plus élevé de 35% a été obtenu en considérant une architecture PV-rélecteur à ajustement angulaire mensuel où $L_R = 2L_{PV}$ à Athènes. Par ailleurs, la ville d'Oslo est notamment caractérisée par une latitude élevée au Nord. Cette ville présente de faibles niveaux d'élévation solaire par rapport aux autres régions. Cette localisation géographique favorise plutôt des angles θ_R très bas et un redressement au maximum possible des modules PV. Dans le cas d'Oslo, Palaiseau, Chicago et Athènes, avec une longueur de rélecteur élevée, les gains en irradiation les plus élevés obtenus pour les architectures fixes se situent autour des équinoxes de printemps et d'automne. Dans le cas de Ouarzazate et New Delhi, zones les plus proches de l'équateur, le contraste été/hiver des durées d'ensoleillement est moins important par rapport aux autres villes. Durant les mois d'hiver et d'automne, l'apport énergétique issu des miroirs est important dans ces villes. Cet apport est principalement dû au rayonnement direct vu la latitude de ces régions et à cause de l'absence des nuages durant ces saisons.

4 Quelle est la différence entre le gain apporté en irradiation et en génération électrique ?

Cette problématique est traitée dans les chapitres 4 et 5. Le gain en irradiation correspond, pour une partie du temps, à une irradiance non uniforme sur la surface des panneaux, le gain électrique est ainsi impacté. Dans le cas où le contraste en irradiance entre la zone sur-éclairée et le reste est relativement faible, le courant de l'ensemble sera limité à une valeur proche de celui correspondant à l'irradiance la plus faible. Dans le cas où ce contraste serait suffisamment fort pour rendre passantes les diodes bypass des zones moins éclairées, il ferait perdre la production des strings correspondantes. Dans tous les cas, on aura malgré tout, un gain de production au MPP, mais celui-ci sera inférieur au gain d'irradiance moyenne du plan.

Par exemple, d'après les résultats obtenus dans le chapitre 5, un gain entre 17% et 24% (selon la position du pyranomètre) en irradiation pour le mois de Septembre engendre un gain de 14.5% en puissance PV. Expérimentalement, on observe une différence entre le gain mesuré en irradiation et en génération électrique qui peut être due à plusieurs facteurs d'erreur, comme des défauts de montage des rélecteurs qui induisent des mismatches supplémentaires, la disposition des capteurs d'irradiance d'un seul côté de l'installation et, dans une moindre mesure, au coefficient de réflexion des miroirs plus faible vers 800nm zone d'efficacité maximum des cellules au silicium cristallin.

D'autre part, dans les chapitres 2 et 3 une sous-estimation du gain en irradiation a lieu car l'effet des miroirs n'est considéré que si tout le module est sur-éclairé. Dans les chapitres 4 et 5, l'effet d'éclairement non uniforme est considéré.

5 Quelles sont les incertitudes à prendre en compte pour le passage de l'étude théorique à l'application pratique ?

Cette question est principalement abordée dans les chapitres 4 et 5. En effet, des ajustements sont toujours prévus lors du passage d'une étude théorique à son application pratique. D'abord, l'effet d'ombrage provenant de l'horizon proche et de l'environnement de l'installation a un impact non négligeable sur la génération PV. L'effet d'imperfection du plan des miroirs présente également une source d'erreur vue que le gain est beaucoup plus sensible à l'angle θ_R qu'à l'angle θ_{tilt} d'après les résultats du chapitre 3. De ce fait, l'installation des miroirs devra être faite avec le maximum de précautions.

Le fait que la longueur d'une installation réelle soit finie crée des effets de bord (diminution de la production PV des modules se trouvant aux extrémités de l'installation qui peut impacter l'ensemble des modules en série).

L'hypothèse d'une atmosphère uniforme et isotrope, le coefficient de réflexion des miroirs constant et l'approche pessimiste adoptée dans les chapitres 2 et 3, pour l'optimisation de l'irradiation (rayonnement direct réfléchi par les miroirs uniquement considéré si ce dernier atteint le point le plus haut des modules ou des strings) sont aussi des sources d'écart entre le modèle et l'application pratique.

Un facteur d'erreur supplémentaire est lié à l'hypothèse d'activation des diodes bypass par zones horizontales (3 zones indépendantes considérées contre 18 en réalité). Le vieillissement des modules PV sous éclairage renforcé et non uniforme n'est pas bien connu. Il en est de même pour le vieillissement des miroirs dans le milieu extérieur.

D'autre part, dans le cas de « re-powering » de centrales PV existantes, d'autres incertitudes sur le gain prévisible de production, liées à l'âge des modules PV, à leur dégradation doivent être anticipées.

Enfin, l'effet de l'augmentation de la température de fonctionnement des modules PV soumis à un sur-éclairage non uniforme et dans conditions de circulations d'air perturbées par la présence de miroirs, n'est pas encore bien caractérisé et son impact aussi bien sur la production que sur le vieillissement des panneaux reste à étudier.

Dans cette partie, quelques perspectives sont énoncées. Ces perspectives sont partagées en quatre thèmes :

1. Le modèle utilisé pourrait être amélioré :

- En prenant en compte la réflectance spectrale et angulaire pour estimer l'irradiance réfléchie par les réflecteurs vers les modules PV.
- En prenant en compte dans les paramètres, une fraction diffuse de la réflectance, voire une réflectance variable spatialement dans le plan réflecteur.
- En prenant en compte les pertes liées à l'horizon proche.

- En prenant en compte des modèles avec une granularité plus fine, au niveau de la string, voire de la cellule :
 - En prenant en compte explicitement les inhomogénéités spatiales de l'irradiance sur le plan des panneaux ainsi que toutes les diodes bypass dans le modèle de conversion électrique.
 - En prenant en compte la thermique du système PV-réflecteur pour calculer les températures des cellules des zones sous différentes irradiances.
 - En prenant en compte la longueur finie des rangées pour de petites installations.
2. Approfondir l'étude d'optimisation angulaire réalisée en irradiation au chapitre 3 en calculant l'énergie produite. Explorer les possibilités d'ajustements quasi-continus de la géométrie.
3. Une poursuite sur les tests expérimentaux est envisagée :
- Tester des réflecteurs de différents types, comme des matériaux de réflexion moins spéculaires ou des matériaux moins chers comme le cas des films polymères réfléchissants auto-collants, ou de simples tôles d'aluminium.
 - Texturer le réflecteur pour obtenir un réseau de diffraction pour une longueur d'onde particulièrement favorable.
 - Une nouvelle installation PV-réflecteurs est en cours de montage sur le bâtiment Drahi-X Novation Center de l'Ecole polytechnique. Deux rangés de 4 panneaux en architecture fixe avec des réflecteurs de longueur $L_R = 1.7L_{PV}$, $\theta_{tilt} = 30^\circ$ et $\theta_R = 17^\circ$ seront installés. L'apport sur des panneaux en portrait de deux types (demi-cellules et cellules PERC) sera étudié.
 - Étudier expérimentalement la faisabilité d'ajustements angulaires des plans des panneaux et des réflecteurs à plusieurs fréquences, voire continues. Trouver des solutions mécaniques et évaluer les gains.
 - Tester la possibilité d'un système à géométrie auto-adaptative basé sur la recopie ou la transposition des angles d'une maquette "pilote" modèle réduit à faible inertie, qui adapterait automatiquement ses angles pour maximiser la production.
4. De possibles développements pour des systèmes PV-réflecteurs :
- Re-powering : Profiter de l'espace inter-rangées avec des miroirs mobiles. C'est une étude en soit avec la contrainte particulière de la position limite basse de la position de miroirs où ils seront plongés dans l'ombre de la rangée précédente.

- Rangée unique très longue en Est-Ouest sur des bâtiments. Dans ce cas, des miroirs plus encombrants pourraient être envisagés n'ayant pas la contrainte d'espace et d'ombrage entre rangées.

Liste des figures

<i>Figure 1 Plan de transition énergétique en Allemagne vers les énergies renouvelables [7].....</i>	<i>14</i>
<i>Figure 2 Mix énergétique en France métropolitaine 2019 [9].....</i>	<i>15</i>
<i>Figure 3 Parc renouvelable français au 30 Septembre 2019 [10].....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 4 Evolution de la production française d'électricité en TWh entre 2018 et 2019 [12].....</i>	<i>16</i>
<i>Figure 5 Parc installé par année pour la filière photovoltaïque [13].....</i>	<i>17</i>
<i>Figure 6 Croissance mondiale de la capacité photovoltaïque cumulée (GW_p) [15].....</i>	<i>18</i>
<i>Figure 7 Exemples de capteurs à miroirs paraboliques [19].....</i>	<i>19</i>
<i>Figure 8 Fonctionnement d'un concentrateur à miroirs de Fresnel [19], [21].....</i>	<i>19</i>
<i>Figure 9 Vue schématique d'un collecteur thermique muni de réflecteurs plans [23].....</i>	<i>20</i>
<i>Figure 10 Système LCPV d'Axiosun [29].....</i>	<i>21</i>
<i>Figure 11 Système MCPV [30].....</i>	<i>21</i>
<i>Figure 12 Espacement inter-rangées entre les modules PV [33].....</i>	<i>23</i>
<i>Figure 13 Plateformes expérimentales installées au SIRTa (a) et au GeePs (b).....</i>	<i>25</i>
<i>Figure 14 Organisation du modèle d'estimation de l'irradiance dans le plan des modules PV et optimisation géométrique décrit dans le chapitre 2 et utilisé dans les chapitres 3 et 5.....</i>	<i>26</i>
<i>Figure 15 Organisation du modèle de conversion photo-électrique, décrit dans le chapitre 4 et utilisé dans le chapitre 5.....</i>	<i>27</i>
<i>Figure 16 Organisation des chapitres du manuscrit.....</i>	<i>28</i>
<i>Figure 17 Flux solaire caractérisant une installation PV classique (a) et un système PV-réflecteur (b).....</i>	<i>37</i>
<i>Figure 18 Différents cas d'impact des réflecteurs sur l'éclairement.....</i>	<i>37</i>
<i>Figure 19 Illustration de la longueur des modules PV sur-éclairée, L_{se}, grâce au rayonnement réfléchi par les réflecteurs.....</i>	<i>40</i>
<i>Figure 20 Banc de caractérisation équipé de capteurs d'irradiance et de réflecteurs plans, observatoire SIRTa. Les capteurs marqués en jaune correspondent à des photodiodes SOLEMS RG100.....</i>	<i>46</i>
<i>Figure 21 Pyranomètres et pyréliomètre à l'observatoire SIRTa.....</i>	<i>47</i>
<i>Figure 22 Comparaison entre les irradiances POA mesurée et modélisée (moyenne horaire) sur la période du 13 octobre 2017 au 8 juin 2018 : Installation sans réflecteur.....</i>	<i>47</i>
<i>Figure 23 Comparaison entre l'irradiance POA_{Mir} mesurée et modélisée (moyenne horaire) sur la période du 8 Septembre au 12 Octobre 2017 : Installation équipée de réflecteurs plans.....</i>	<i>49</i>
<i>Figure 24 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées avec les paramètres géométriques de l'installation du SIRTa.....</i>	<i>50</i>
<i>Figure 25 Installation PV-réflecteur avec paramètres d'optimisation géométriques.....</i>	<i>57</i>
<i>Figure 26 Modèle d'optimisation géométrique couplé au modèle d'estimation d'irradiance.....</i>	<i>57</i>
<i>Figure 27 Variation du G_A en fonction de la longueur des réflecteurs pour une variation géométrique mensuelle, saisonnière et pour une architecture fixe.....</i>	<i>59</i>
<i>Figure 28 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour différents mois de l'année, cas $L_R=L_{PV}/2$.....</i>	<i>61</i>

Figure 29 Rapport entre les irradiances POA_{Mir} des différentes combinaisons θ_{tilt} , θ_R (et normalisé par la valeur $Max(POA)$) correspondant aux angles optimaux pour différents mois de l'année considérée pour Palaiseau, en présence de réflecteurs plans, cas $L_R = L_{PV}/2$	62
Figure 30 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour différents mois de l'année, cas $L_R=L_{PV}$	63
Figure 31 Rapport entre les irradiances POA des différentes combinaisons θ_{tilt} , θ_R et le $Max(POA)$ correspondant aux angles optimaux pour différents mois de l'année, en présence de réflecteurs plans, cas $L_R = L_{PV}$	64
Figure 32 Comparaison entre les irradiances POA et POA_{Mir} modélisées pour différents mois de l'année, cas $L_R=2L_{PV}$	65
Figure 33 Rapport entre les irradiances POA des différentes combinaisons θ_{tilt} , θ_R et le $Max(POA)$ correspondant aux angles optimaux pour différents mois de l'année, en présence des réflecteurs plans, cas $L_R = 2L_{PV}$	66
Figure 34 Schémas montrant la géométrie Terre soleil pour les équinoxes et solstices. Source [11]	67
Figure 35 Schématisation d'un collecteur thermique équipé d'un réflecteur du côté supérieur [4].	70
Figure 36 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque ville (Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi), cas d'un ajustement angulaire mensuel : $\theta_{tilt, optimum}$ (a) $\theta_{R, optimum}$ (b).....	73
Figure 37 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque ville (Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi), cas d'un ajustement angulaire saisonnier : $\theta_{tilt, optimum}$ (a) $\theta_{R, optimum}$ (b) ..	75
Figure 38 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque ville (Oslo, Palaiseau, Chicago, Athènes, Ouarzazate et New Delhi), cas d'une architecture fixe : $\theta_{tilt, optimum}$ (a) $\theta_{R, optimum}$ (b)	77
Figure 39 Impact des différentes positions du réflecteur sur l'irradiance POA_{Mir} , cas $L_R=L_{PV}/2$	78
Figure 40 Impact des différentes positions du réflecteur sur l'irradiance POA_{Mir} , cas $L_R=L_{PV}$	79
Figure 41 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque zone géographique, cas d'un ajustement angulaire mensuel.....	80
Figure 42 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque zone géographique, cas d'un ajustement angulaire saisonnier.....	81
Figure 43 Résultats de l'optimisation géométrique de chaque zone géographique, cas d'une architecture fixe.....	82
Figure 44 Comparaison des gains annuels normalisés en fonction de la longueur des réflecteurs plans	86
Figure 45 Comparaison des gains annuels normalisés en fonction de l'ajustement angulaire	87
Figure 46 Comparaison entre les gains des architectures PV-réflecteur en fonction de la période d'ajustement angulaire.....	88
Figure 47 Fonction d'efficacité relative pour le rayonnement direct à partir d'un ajustement de points obtenus par un calcul de transmission de la couche supérieur d'un panneau solaire type c-Si.....	95
Figure 48 Représentation schématique du modèle analytique développé pour le calcul de la puissance PV au MPP.....	96
Figure 49 Schéma équivalent du module PV [2].....	97
Figure 50 Caractéristiques I-V (à gauche) et P-V (à droite) pour différents éclairagements (en haut) et températures (en bas).....	99
Figure 51 Paramètres du circuit équivalent du module PV calculés par Simulink	99
Figure 52 Schéma bloc de l'algorithme à logique floue [8].....	101

<i>Figure 53 Capture d'écran, organigramme MPPT P&O Simulink.....</i>	<i>104</i>
<i>Figure 54 Algorithme MPPT P&O [12].....</i>	<i>104</i>
<i>Figure 55 Banc de caractérisation photovoltaïque du SIRTA.....</i>	<i>105</i>
<i>Figure 56 Architecture du module PV PANASONIC de 3 strings [17].....</i>	<i>106</i>
<i>Figure 57 Banc de caractérisation photovoltaïque, (a) avant ajout de réflecteurs et (b) après ajout de réflecteurs.....</i>	<i>106</i>
<i>Figure 58 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée pour le 16 octobre 2017, installation sans réflecteur.....</i>	<i>108</i>
<i>Figure 59 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée pour le 27 janvier 2018, installation sans réflecteur.....</i>	<i>108</i>
<i>Figure 60 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée pour le mois de Novembre 2017, installation sans réflecteur.....</i>	<i>109</i>
<i>Figure 61 Comparaison entre mesures et simulations, pour la période allant de Novembre 2017 jusqu'à Août 2018, installation sans réflecteur – La droite magenta est la première diagonale.....</i>	<i>110</i>
<i>Figure 62 Irradiances POA et POA_{Mir} modélisées et mesurés pour le 24 Septembre 2017.....</i>	<i>112</i>
<i>Figure 63 P_{mpp} modélisée avec et sans réflecteur (rangée infinie) et P_{mpp} mesurée pour le 24 Septembre 2017.....</i>	<i>113</i>
<i>Figure 64 Comparaison entre la puissance mesurée et modélisée avec et sans réflecteurs pour le 24 septembre 2017, installation avec réflecteurs plans (pas horaire).....</i>	<i>114</i>
<i>Figure 65 Caractéristiques I-V mesurées et MPP simulés, installation avec réflecteurs plans.....</i>	<i>116</i>
<i>Figure 66 Caractéristiques P-V mesurées et MPP simulés, installation avec réflecteurs plans.....</i>	<i>116</i>
<i>Figure 67 Schématisation des différents éléments constitutifs de GeePSunSite.....</i>	<i>124</i>
<i>Figure 68 Processus de l'installation GeePSunSite au cours du temps.....</i>	<i>125</i>
<i>Figure 69 Photos lors de l'installation des panneaux photovoltaïques (Décembre 2018-Janvier 2019).....</i>	<i>126</i>
<i>Figure 70 Vues des coffrets DC et AC, situés à gauche et à droite, respectivement, de l'onduleur et de la centrale d'acquisition Campbell sur la figure de droite (Février 2019).....</i>	<i>127</i>
<i>Figure 71 Vues des 4 pyranomètres (a) (Mars 2019) et des 4 capteurs Pt100 de température (b) (Juin 2019).....</i>	<i>127</i>
<i>Figure 72 Vue des moyens d'acquisition pour les mesures d'irradiance et de température (a) et de transmission des mesures électriques de l'onduleur (b) (Février 2019).....</i>	<i>128</i>
<i>Figure 73 Vues du processus d'installation des réflecteurs plans à GeePSunSite (à gauche) et du résultat final (à droite) (Juillet 2019).....</i>	<i>129</i>
<i>Figure 74 Prise en compte des strings dans le modèle d'estimation de la puissance photovoltaïque.....</i>	<i>131</i>
<i>Figure 75 Comparaison entre les irradiances POA mesurée et modélisée sur la période du 26 Juin 2019 au 07 Juillet 2019 : Installation sans réflecteur plan (données SIRTA).....</i>	<i>132</i>
<i>Figure 76 Comparaison entre les puissances P_{MPP} mesurée et modélisée en absence de réflecteur.....</i>	<i>134</i>
<i>Figure 77 Evolution de la température en fonction du temps.....</i>	<i>135</i>
<i>Figure 78 Effet d'ombrage de la forêt en face de l'installation GeePSunSite.....</i>	<i>136</i>
<i>Figure 79 Effet d'ombrage sur la partie inférieure des modules du côté Ouest. Photo prise avant le montage des réflecteurs.....</i>	<i>137</i>

<i>Figure 80 Comparaison entre la puissance électrique mesurée en présence des réflecteurs et modélisée sans réflecteur</i>	<i>138</i>
<i>Figure 81 Comparaison entre les puissances électriques mesurée en présence des réflecteurs et modélisée sans réflecteur</i>	<i>139</i>
<i>Figure 82 Course apparente du soleil. Les heures marquées avec les traits pleins rouges correspondent à l'heure solaire vraie. La ligne rouge en pointillé marque le blocage angulaire par les réflecteurs (http://solardat.uoregon.edu/SunChartProgram.html).....</i>	<i>140</i>
<i>Figure 83 Gain mensuel en irradiation POA et en énergie PV</i>	<i>142</i>
<i>Figure 84 Images du ciel le 26 Août 2019 à 8h00 (a), 12h00 (b), 18h00 (c).....</i>	<i>143</i>
<i>Figure 85 Images du ciel le 13 Octobre 2019 à 10h00 (a), 11h20 (b), 12h00 (c), 13h30 (d), 14h00 (e), 15h00 (f).....</i>	<i>143</i>
<i>Figure 86 Images du ciel le 20 Novembre 2019 à 8h30 (a), 10h00 (b), 12h00 (c).....</i>	<i>143</i>
<i>Figure 87 Images du ciel le 04 Décembre 2019 à 9h00 (a), 12h00 (b), 15h30 (c).....</i>	<i>144</i>
<i>Figure 88 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁.....</i>	<i>144</i>
<i>Figure 89 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂.....</i>	<i>145</i>
<i>Figure 90 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃.....</i>	<i>145</i>
<i>Figure 91 Comparaison entre les capteurs d'irradiance à plusieurs hauteurs du plan des panneaux pour la journée du 26 Août 2019.....</i>	<i>146</i>
<i>Figure 92 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs... 147</i>	<i>147</i>
<i>Figure 93 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁.....</i>	<i>148</i>
<i>Figure 94 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂.....</i>	<i>149</i>
<i>Figure 95 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃.....</i>	<i>149</i>
<i>Figure 96 Niveaux de hauteur des pyranomètres.....</i>	<i>150</i>
<i>Figure 97 Longueur sur-éclairée par les réflecteurs sur les modules PV</i>	<i>151</i>
<i>Figure 98 Angle d'élévation solaire en fonction du temps.....</i>	<i>151</i>
<i>Figure 99 Comparaison entre les puissances modélisées selon différents pyranomètres et mesurée, avec réflecteurs.....</i>	<i>152</i>
<i>Figure 100 Courbes I-V simulées pour une irradiance de 1061W/m² et 755W/m² et points de fonctionnement en simulation pour un nombre de string sur-éclairées décroissant.</i>	<i>153</i>
<i>Figure 101 Courbes P-V simulées pour une irradiance de 1061W/m² et 755W/m² et points de fonctionnement en simulation pour un nombre de string sur-éclairées décroissant.</i>	<i>154</i>
<i>Figure 102 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁.....</i>	<i>155</i>
<i>Figure 103 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂.....</i>	<i>155</i>
<i>Figure 104 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃.....</i>	<i>156</i>
<i>Figure 105 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs</i>	<i>157</i>

<i>Figure 106 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs (modélisation à partir du GHI, DHI et BNI mesurés au SIRTA).....</i>	<i>158</i>
<i>Figure 107 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁.....</i>	<i>159</i>
<i>Figure 108 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂.....</i>	<i>159</i>
<i>Figure 109 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃.....</i>	<i>160</i>
<i>Figure 110 Variation de l'angle d'élévation solaire en fonction du temps.....</i>	<i>161</i>
<i>Figure 111 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs</i>	<i>161</i>
<i>Figure 112 Rappel des différentes notations utilisées pour un système PV-rélecteurs.....</i>	<i>165</i>

Liste des tableaux

<i>Tableau 1 Indicateurs d'erreurs entre irradiances POA modélisé et mesurée.....</i>	<i>48</i>
<i>Tableau 2 Indicateurs d'erreurs entre POA_{Mir} modélisé et POA_{Mir} mesuré.....</i>	<i>49</i>
<i>Tableau 3 θ_{tilt}, optimal correspondant au POA max relatif à chaque mois, cas d'une installation PV classique située à Palaiseau</i>	<i>58</i>
<i>Tableau 4 Résultats géométriques optimaux correspondant au POA maximal pour chaque mois avec $L_R = L_{PV}/2$. Le gain mensuel est calculé à partir des valeurs du Tableau 3.....</i>	<i>60</i>
<i>Tableau 5 Résultats géométriques optimaux correspondant au POA maximal pour chaque mois avec $L_R = L_{PV}$.....</i>	<i>63</i>
<i>Tableau 6 Résultats géométriques optimaux correspondant au POA maximal pour chaque mois avec $L_R = 2L_{PV}$.....</i>	<i>64</i>
<i>Tableau 7 Fraction diffuse entre Juin 2017 et Mai 2018.....</i>	<i>68</i>
<i>Tableau 8 Gain annuel en fonction de L_R pour une variation mensuelle, saisonnière et une architecture fixe.....</i>	<i>69</i>
<i>Tableau 9 Caractéristiques des différents sites étudiés.....</i>	<i>71</i>
<i>Tableau 10 Gain en irradiation POA_{Mir} issu des architectures optimisées sur toute la période étudiée (2012-2016).....</i>	<i>84</i>
<i>Tableau 11 Rapports des gains annuels entre les différents ajustements.....</i>	<i>84</i>
<i>Tableau 12 Rapports des gains pour les différentes longueurs de réflecteurs</i>	<i>84</i>
<i>Tableau 13 Paramètres électriques du module Panasonic HIT N240 étudié. Les valeurs de tension et N_{cell} ont été divisé par trois dans le modèle pour prendre en compte les caractéristiques de chaque string.....</i>	<i>99</i>
<i>Tableau 14 Caractéristiques du module Panasonic N240.....</i>	<i>105</i>
<i>Tableau 15 Indicateurs d'erreurs de modélisation sans réflecteur.....</i>	<i>109</i>
<i>Tableau 16 Indicateurs d'erreur de modélisation sur 10 mois, de Novembre 2017 à Août 2018... ..</i>	<i>110</i>
<i>Tableau 17 Indicateurs d'erreurs de modélisation avec réflecteurs</i>	<i>114</i>
<i>Tableau 18 Distribution des irradiances permettant la simulation des Figure 20 et Figure 21 (les valeurs en gras correspondent au sur-éclairage)</i>	<i>115</i>
<i>Tableau 19 Comparaison entre P_{mpp} mesurés et simulés, 24 Septembre 2017.....</i>	<i>116</i>
<i>Tableau 20 Angles d'inclinaison optimaux relatifs à chaque mois</i>	<i>130</i>
<i>Tableau 21 Indicateurs d'erreur du POA GeePSunSite pour la période de la Figure 75. Les définitions de MBE, MAE, RMBE et RMAE du Chapitre 2 ont été utilisées.</i>	<i>133</i>
<i>Tableau 22 Gain mensuel apporté par les miroirs selon les différents capteurs d'irradiance et en génération PV.....</i>	<i>141</i>
<i>Tableau 23 Cas considérés pour l'analyse des résultats.....</i>	<i>143</i>

Annexe 4.1 Influence de l'angle d'incidence sur le rendement des modules PV

A. Objectif de cette annexe

L'étude présentée dans cette annexe a été élaborée antérieurement dans le cadre d'un projet industriel et non pas dans le cadre de la thèse où nous avons seulement utilisé la fonction d'efficacité relative. La transmission de la lumière à travers la couverture transparente protectrice des modules est maximale à l'incidence normale (0°) et nulle pour l'incidence rasante (90°). La mesure du rendement STC des modules est réalisée sous « lampes » flash à incidence quasi normale. En conditions réelles le rendement est modifié par de nombreux facteurs (température, composition spectrale, niveau d'éclairement) et pour la part du rayonnement direct par l'incidence avec une réduction souvent importante aux incidences supérieures à 60° . Pour la composante diffuse du rayonnement, le coefficient de transmission dépend d'une intégrale sur l'hémisphère. Le coefficient de réflexion à la surface d'un dioptre dépend du « saut » d'indice entre les deux matériaux. De plus l'indice de réfraction des couches de couverture (verre et EVA) varie en fonction de la longueur d'onde des photons. Le but de cette annexe est de décrire la démarche qui a permis d'évaluer la fonction d'efficacité relative dépendant de l'incidence, cette fonction (Equation A4.1) correspond au rapport entre le rendement photovoltaïque à l'incidence θ ($\eta(\theta)$) et le rendement à l'incidence normale ($\eta(0)$) pour un éclairement de composition spectrale et d'intensité AM1.5³ :

$$E_r(\theta) = \frac{\eta(\theta)}{\eta(0)} \quad (\text{A4.1})$$

La transmission étant maximale à l'incidence normale, la valeur de cette fonction est toujours comprise entre 0 et 1. Les autres facteurs d'influence sur l'efficacité (ou rendement énergétique) permettent d'établir la relation entre $\eta(0)$ et η_{STC} . On utilise généralement une équation basée sur le modèle d'Evans [1] pour caractériser l'influence de la température et du niveau d'éclairement sur le rendement.

³ Tel que défini par l'ASTM (<https://www.nrel.gov/grid/solar-resource/spectra-am1.5.html>). Pour les travaux présentés dans ce manuscrit, nous avons utilisé une fonction d'efficacité relative établie antérieurement dans l'équipe et basée sur le spectre global. Il serait bon, pour plus de précision, d'établir séparément deux fonctions : une pour le direct + circumsolaire et une autre pour le diffus, mais nous n'avons pas trouvé le temps de le faire.

B. Modèle choisi pour la réflexion à la surface des modules

Les modules actuels ont généralement la surface extérieure texturée. Cela a pour effet d'atténuer l'influence de l'incidence comme l'illustre schématiquement la Figure 113 ci-après :

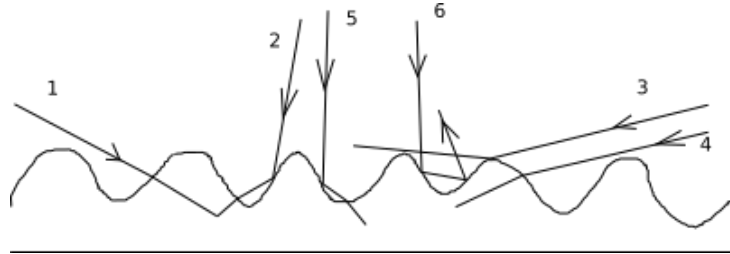


Figure 113 Illustration qualitative de l'effet de la texturation sur la transmission : différents chemins optiques typiques

Les trajets 1 et 4 montrent des chemins optiques pour lesquels la transmission est nettement améliorée. Pour les trajets 2,3 et 5 l'effet de la texturation est sensiblement neutre. Le trajet 6 illustre un cas où par une double réflexion le photon serait rediffusé vers l'arrière : on comprend bien que la probabilité des deux réflexions est faible. Si tous les modules étaient texturés extérieurement de la même façon, on pourrait, soit par intégration analytique (si la texturation avait une géométrie simple bien définie) soit par une méthode Monte-Carlo de « tir de rayon » (si on disposait d'un fichier « points » de la surface élémentaire) établir la valeur du facteur de transmission moyen en fonction de l'incidence (mesurée par rapport à la normale au plan moyen). Une étude expérimentale de 22 types de vitrages a montré les gains de production (jusqu'à +3,5% de la production annuelle à Cologne) apportés par la texturation des vitrages et aussi par un traitement antireflet (AR) en face extérieure [2].

En pratique nous ne disposons pas des informations nécessaires pour les modules étudiés dans nos expériences nous avons donc évalué l'influence de l'incidence pour une surface vitrée extérieure parfaitement plane et sans traitement AR. Ce faisant notre modèle est plus simple. Il reste général mais est, a priori, pessimiste. C'est préférable à l'inverse, quand on souhaite démontrer l'intérêt environnemental et/ou économique d'une technique. Intégrer les effets d'incidence permet surtout de mieux décrire le comportement du système, et notamment de son rendement, aux extrema de la journée. De plus, sur une base journalière et annuelle l'apport énergétique des faisceaux à grande incidence est largement dominé par celui des faisceaux proches de la normale (pour des modules bien orientés) si bien que l'approximation sera de peu de conséquences sur l'évaluation de la production électrique pour des périodes supérieures ou égale à la journée.

C. Rappel : coefficient de réflexion à la surface d'un dioptre dans le cadre de l'optique ondulatoire classique

Dans ce cadre conceptuel les photons issus du Soleil, source très lointaine, engendrent des trains d'onde plane incidente sur la surface. Sous l'effet de ces ondes primaires à très haute fréquences les électrons d'un diélectrique se comportent de façon quasi-libre⁴ et entrent en vibration cohérente avec l'onde primaire. Ce plan d'électrons oscillants est source d'une onde secondaire. L'interférence de cette onde secondaire avec l'onde primaire engendre la réflexion cartésienne avec une intensité dépendant de l'incidence, de l'intensité et de la polarisation de l'onde primaire, ainsi que de la différence d'indice de réfraction des deux milieux⁵.

Pour une surface extérieure plane les coefficients de réflexion sont [3] :

- Pour une onde « p » (dont le champ électrostatique oscille dans le plan d'incidence) le coefficient de réflexion R_p vaut :

$$R_p = \frac{\tan^2(i-r)}{\tan^2(i+r)} \quad (A4.2)$$

Avec i l'angle d'incidence dans le milieu d'indice n_1 et r l'angle de réfraction dans le milieu d'indice n_2 .

- Pour une onde « s » (dont le champ électrostatique oscille dans un plan perpendiculaire au plan d'incidence) le coefficient de réflexion vaut :

$$R_s = \frac{\sin^2(i-r)}{\sin^2(i+r)} \quad (A4.3)$$

Pour une onde dont le vecteur de Poynting (vecteur de « propagation ») est normal au plan du dioptre, la notion de plan d'incidence perd son sens. Dans ce cas les deux formules tendent vers la même valeur que l'on détermine facilement en passant à la limite :

⁴ Sauf pour quelques fréquences caractéristiques de transition inter-orbitales pour lesquelles il pourrait se produire un phénomène d'absorption – fluorescence (appelée « diffusion anormale » ou « anormale ») ou d'absorption suivie d'une décroissance non radiative de l'énergie de l'atome excité. En pratique, pour les couvertures transparente des modules, ces fréquences sont absentes du spectre solaire transmis au sol sauf pour quelques longueurs d'ondes caractéristiques des ions ferreux qui sont, du reste, en concentration extrêmement faible dans les verres extra clairs utilisés pour les modules de qualité

⁵ Lequel indice est proportionnel à la densité d'électrons quasi libre pour la fréquence du rayonnement considéré. L'indice d'un gaz à basse pression est ainsi toujours très proche de l'unité.

$$\lim_{i \rightarrow 0} R_p = \lim_{i \rightarrow 0} R_s = \left(\frac{n_2 - n_1}{n_2 + n_1} \right)^2 \quad (\text{A4.4})$$

D. Coefficient de réflexion à la surface d'un multicouche – Modèle simple de la couverture transparente des modules

Nous nous plaçons maintenant dans l'hypothèse d'une face d'entrée parfaitement plane ainsi que les dioptres successifs qui séparent l'extérieur des cellules. « Parfaitement plane » signifie qu'il n'y a pas de défaut de dimension du même ordre de grandeur que la longueur d'onde du rayonnement qui nous intéresse (défauts de 0,3 à 3µm). Les dioptres sont supposés parallèles. Les défauts de planéité ou de parallélisme sur des distances centimétriques ou plus grandes ne jouent ici qu'un rôle au second ordre tant que la courbure de la surface reste faible. La multicouche qui protège les cellules est constituée de verre⁶ suivi d'une mince couche d'un acétate de vinyle très transparent « l'EVA »⁷. Les cellules sont collées intimement sur l'EVA ce qui assure une transition d'indice favorable avec la couche antireflet qui recouvre sur une épaisseur de l'ordre du µm le wafer de silicium dopé P/N. Aujourd'hui, la surface des wafers est généralement attaquée pour lui donner une rugosité importante avant de recevoir le dépôt de couche antireflet. Cette attaque crée un effet de diffusion et de réflexions multiples qui favorise l'absorption : « effet de corps noir ». C'est un effet analogue à celui décrit au paragraphe 1 pour la texturation de la surface externe du vitrage protecteur. De ce fait, le coefficient d'absorption de la surface des cellules est très proche de 1. De plus l'effet de diffusion implique que les rares photons réfléchis à la surface des cellules reviennent en moyenne sur les dioptres à une incidence relativement élevée. Ils ont donc une probabilité faible de ressortir. Dans le passé les cellules non texturées présentaient une réflexion supérieure d'un ordre de grandeur et des auteurs ont modélisé la transmission à travers 4 couches successives (verre, EVA, ARC, Si) pour une surface plane des cellules [4].

Pour éviter de complexifier inutilement le problème et n'ayant pas d'information précise sur le traitement des cellules, nous prenons l'hypothèse suivante : tous les photons qui traversent l'interface verre-EVA sont finalement absorbés par les cellules. Cette hypothèse légèrement optimiste compense en partie les autres hypothèses pessimistes adoptées dans les autres parties du modèle. Il suffit donc pour évaluer les pertes de rendement par transmission de

⁶ Verre extra-clair (très pauvre en ion ferreux) et généralement trempé pour lui conférer une résistance mécanique aux chocs, aux chocs thermiques et en flexion exceptionnelle (pour un verre)

⁷ L'eva « ethyl-vinyl-acetate » a un indice de réfraction dans le visible très proche de celui du verre (~1,52), de plus il ne doit pas s'altérer dans le temps (coloration, recristallisation, craquelure, décollement du wafer ou du verre), il ne doit pas non plus oxyder le wafer, ou permettre la diffusion d'ions entre le verre et les wafer source de PID « potential induced degradation ». Il doit de plus avoir une grande rigidité diélectrique pour supporter des champs de l'ordre de 10⁷ V/m. Enfin il doit faire une barrière à la vapeur d'eau, l'ozone et les gaz de l'air. Du fait de ces qualités essentielles, les fabricants ne communiquent pas librement sur les propriétés et la composition de « leur » eva.

calculer le coefficient de réflexion total de deux dioptries comme le montre la Figure 114 : le premier dioptre (1-2) sépare le verre de l'air (indice n_1), le second (2-3) sépare le verre (indice n_2) de l'EVA (indice n_3) (voir Figure 114 ci-après).

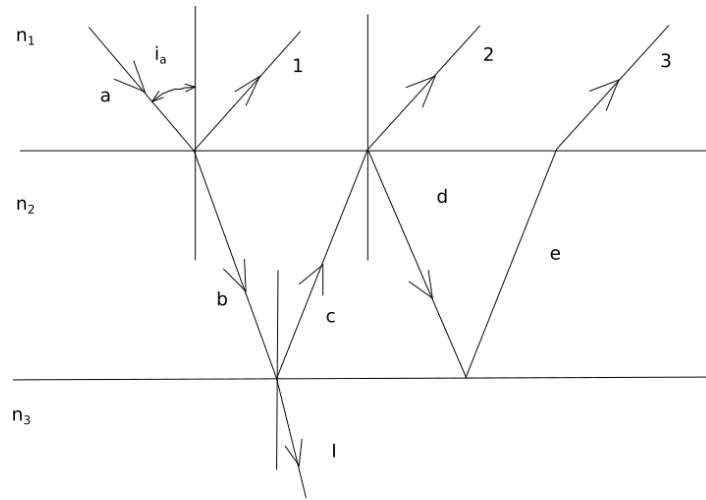


Figure 114 Trajet d'un rayon incident illustrant la réflexion en première face et les deux premiers ordres de réflexion en deuxième face

Nous allons suivre sur la Figure 114 (ci-dessus), le trajet d'un « rayon » d'un faisceau parallèle incident de densité de flux φ_a qui arrive sous l'incidence i_a sur le dioptre 1-2. Une réflexion en première face (ordre1) fait émerger le rayon réfléchi 1. On peut calculer l'angle de réfraction i_b à l'aide de la relation de Snell-Descartes :

$$\sin(i_b) = \frac{n_1}{n_2} \cdot \sin(i_a) \quad (A4.5)$$

On notera que l'indice du verre étant plus élevé que celui de l'air le rayon b est plus proche de la normale que le rayon a. Comme les indices de réfraction du verre et de l'EVA sont proche les rayons se propagent ensuite à une incidence proche de la normale et les réflexions sur le deuxième dioptre sont de faible intensité. On peut ensuite à partir du couple $(i_a ; i_b)$ calculer le facteur de réflexion R_{12} du premier dioptre en appliquant les formules du paragraphe 3. On fait l'hypothèse que la polarisation d'un train d'onde p ou s n'est pas modifiée lors du passage de l'interface : on calcule donc séparément les réflexions et absorptions successives pour une onde p et pour une onde s le long du chemin de a à e. Pour tenir compte de l'hypothèse simplificatrice⁸ de non polarisation de la lumière solaire on fera en dernier lieux la moyenne arithmétique des coefficients de réflexion pour les deux polarisations extrêmes. Cela revient à considérer que l'orientation du plan de polarisation d'un train d'onde (l'orientation du champ électrostatique) est aléatoire et équirépartie entre toutes les

⁸ En réalité la lumière solaire est légèrement polarisée par la traversée de l'atmosphère.

directions du front d'onde plane. Ainsi la probabilité fraction de l'énergie transportée par les composantes p et s est aléatoire et vaut en moyenne 0.5.

Lors de la traversée du verre d'épaisseur « ep » il se produit une faible absorption si bien que l'intensité à l'arrivée sur le deuxième dioptre est un peu affaiblie :

$$\varphi_b = \varphi_a \cdot (1-R_{12}) \cdot e^{-a \cdot ep / \cos(i_b)} \quad (A4.6)$$

« a » est le facteur d'absorption dépendant de la longueur d'onde. Il reste très faible (<0,5 m⁻¹) pour toute la bande de longueur d'onde solaire (voir Figure 115 plus loin) et l'absorption ne jouera un rôle détectable (mais toujours mineur pour un verre clair) qu'aux incidences élevées autour de 80°. Au delà « toute » l'énergie est réfléchiée en première face du vitrage. φ_b est calculé en tenant compte de la loi de Beer-Lambert.

Le même schéma de calcul est poursuivi pour le chemin optique de a à e. On en déduit l'intensité des premières réflexions :

$$\text{En première face (réflexion principale)} : \varphi_{r,1} = R_{12} \cdot \varphi_a \quad (A4.7)$$

$$\text{En seconde face (réflexion 1^{er} ordre)} : \varphi_{r,2} = (1-R_{12})^2 \cdot R_{23} \cdot e^{-2 \cdot a \cdot ep / \cos(i_b)} \cdot \varphi_a \quad (A4.8)$$

$$\text{En seconde face (réflexion 2^{ème} ordre)} : \varphi_{r,3} = (1-R_{12})^2 \cdot R_{12} \cdot R_{23}^2 \cdot e^{-4 \cdot a \cdot ep / \cos(i_b)} \cdot \varphi_a \quad (A4.9)$$

On remarquera que la réflexion au second ordre est le produit de la réflexion au 1^{er} ordre par un facteur « r » inférieur à 1 : $\varphi_{r,3} = \varphi_{r,2} \cdot r = \varphi_{r,2} \cdot R_{12} \cdot R_{23} \cdot e^{-2 \cdot a \cdot ep / \cos(i_b)}$ (A4.10)

$$\text{Avec} \quad r = R_{12} \cdot R_{23} \cdot e^{-2 \cdot a \cdot ep / \cos(i_b)} \quad (A4.11)$$

Et ce facteur r est constant car les chemins optiques b-c, d-e, etc. sont tous équivalents :

$$\varphi_{r,i+1} = \varphi_{r,i} \cdot r \quad (A4.12)$$

De ce fait la série infinie des réflexions successives est convergente. Comme r est petit devant 1, la série converge très rapidement. Il est facile en raisonnant sur la formulation des sommes concernées de montrer que le coefficient de réflexion spéculaire ρ vaut :

$$\rho = \frac{\sum \varphi_{r,i}}{\varphi_a} = R_{12} + R_{23} \cdot (1-R_{12})^2 \cdot e^{-2 \cdot a \cdot ep / \cos(i_b)} \cdot \sum_{i=0}^{\infty} r^i \quad (A4.13)$$

Il est facile de démontrer que :

$$\sum_{i=0}^{\infty} r^i = \frac{1}{1-r} \quad (A4.14)$$

Finalement

$$\rho = \frac{\sum \varphi_{r,i}}{\varphi_a} = R_{12} + R_{23} \cdot (1-R_{12})^2 \cdot e^{-2 \cdot a \cdot \text{ep} / \cos(i_b)} \cdot \frac{1}{1-r} \quad (\text{A4.15})$$

On l'a compris r est une fonction de l'angle d'incidence et de la longueur d'onde des photons incidents. Nous verrons plus loin comment l'utiliser pour construire la courbe d'efficacité relative.

E. Données de base ayant servi à calculer la courbe de réflexion

Faute de données spécifiques pour les verres « solaires » utilisés dans la fabrication de modules PV nous avons évalué l'indice de réfraction et le facteur d'absorption « a » dépendant de la longueur d'onde à partir des propriétés du verre sodocalcique (constante diélectrique et coefficient d'extinction) mesurées par [5]. Les courbes de dispersion absorption sont présentées à la Figure 115 (ci-dessous).

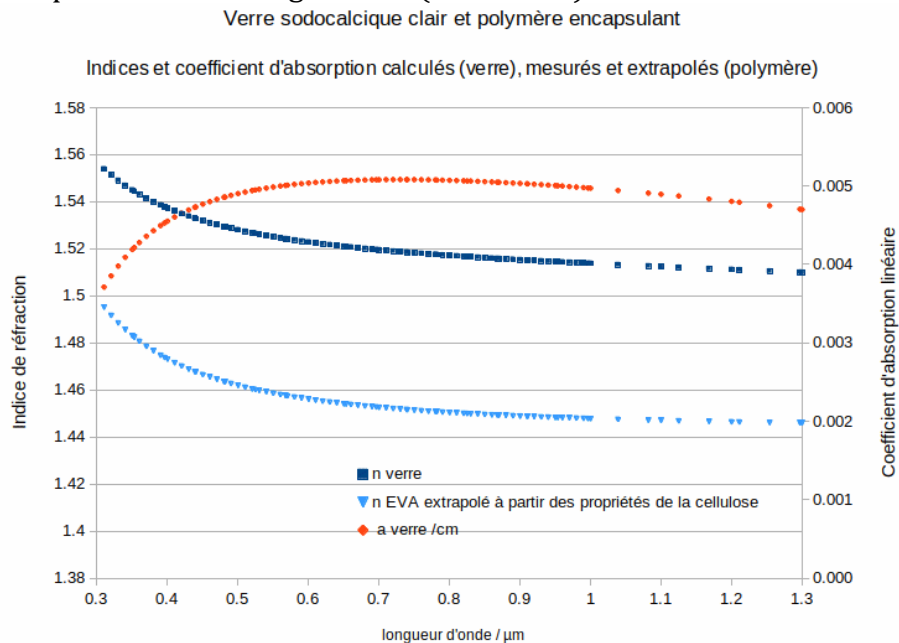


Figure 115 Indices de réfraction et coefficient d'absorption calculés à partir des mesures électriques pour le verre et extrapolés à partir des mesures d'indices calculés d'après les données de [5] et de [6]

On notera que les courtes longueurs d'onde sont plus réfléchies et que le maximum d'absorption se trouve dans le visible vers 730 nm (rouge). C'est l'origine de la teinte verdâtre perçue quand on regarde la tranche d'une feuille de verre. C'est d'ailleurs un bon moyen pour évaluer qualitativement la qualité d'un verre solaire. Ce maximum correspond à peu près à la longueur d'onde d'efficacité maximum du silicium cristallin d'où l'importance d'utiliser des verres extra-clairs pauvres en ions ferreux.

Pour l'EVA, n'ayant pas d'information sur la courbe de dispersion et ayant seulement l'information que l'indice des EVA utilisés est proche de 1.45 [4] nous avons utilisé la courbe de dispersion de la cellulose polymère transparent d'indice proche de 1.45 et ayant un

comportement normal commun à la plupart des polymères optiques. En utilisant ce polymère nous avons la quasi-certitude d'être, une fois encore pessimiste sur la transmission. Cela est de peu d'importance le coefficient de transmission verre-EVA étant très élevé. Les données pour la cellulose ont été tirées de [6], article qui décrit aussi le modèle de Cauchy-Schott pour l'évolution régulière des indices de réfraction. Ce modèle nous a permis d'extrapoler un peu en longueur d'onde (entre 310 et 3000nm) les mesures réalisées entre 436.8 et 1052 nm. Cette extrapolation phénoménologique à l'aide du modèle de Cauchy-Schott suppose qu'il n'y ait pas de diffusion anormale dans la bande de longueur d'onde concernée. Nous avons toutes raisons de penser que les fabricants de modules ont choisi un polymère au comportement normal dans la bande utile du silicium (300 nm à 1200 nm max). Ce qui se passe au delà de cette bande n'a pas de conséquence sur nos résultats. Nous n'avons pas eu le temps de réaliser une analyse de sensibilité du modèle au choix du polymère optique, mais nous sommes convaincu, étant donnée la proximité des indices des matériaux transparents solides, que cette sensibilité est faible. Enfin pour l'air nous avons utilisé une relation proposée récemment [7].

F. Fonction d'efficacité relative caractérisant l'effet d'incidence

Pour commencer notons que la puissance en courant continu (DC) est à peu près proportionnelle au photo-courant car la tension des modules en fonctionnement MPP normal varie assez peu (voir Figure 116 ci-dessous) ;

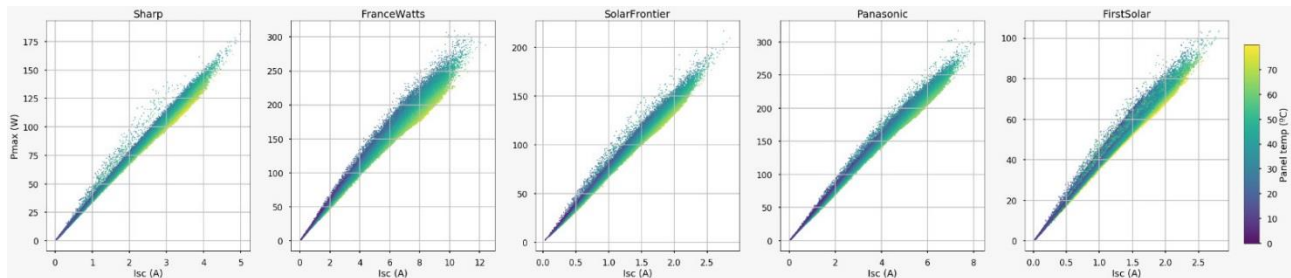


Figure 116 Variation de la puissance DC en fonction de I_{sc} pour les cinq technologies de PV testées au SIRTA

Pour les cinq technologies de PV testées au SIRTA [8] la puissance DC MPP est sensiblement proportionnelle à I_{sc} lui-même proportionnel au photo-courant (l'échelle de couleurs met en évidence la baisse de puissance due à la montée en température des modules).

Comme il a été dit en introduction, la fonction d'efficacité relative caractérise le rapport entre le rendement à l'incidence θ et le rendement à l'incidence normale (toutes choses égales par ailleurs) (équation A4.1).

Nous partons de l'hypothèse que la puissance DC MPP est à peu près proportionnelle au photocourant et celui-ci proportionnel au flux de photons absorbé par les cellules. Le rendement est donc une quantité de la forme :

$$\eta(\theta) = K_{\eta} \cdot \int_{\lambda_{\min}}^{\lambda_{\max}} E(\lambda) \cdot S(\lambda) \cdot \tau(\lambda, \theta) \cdot d\lambda \quad (\text{A4.16})$$

Où K est un facteur caractéristique du module, λ est la longueur d'onde, λ_{\min} , λ_{\max} , les bornes de la bande utile du semi-conducteur, $S(\lambda)$ est la sensibilité exprimée en $A/(W \cdot m^2)$, $E(\lambda)$ l'éclairement énergétique en W/m^3 , $\tau(\lambda, \theta)$ est la fonction de transmission calculée selon la méthode du paragraphe 4. La courbe de sensibilité spectrale pour le silicium cristallin, $S(\lambda)$, nous a été fournie par un collaborateur du GeePs (cf. Figure 117).

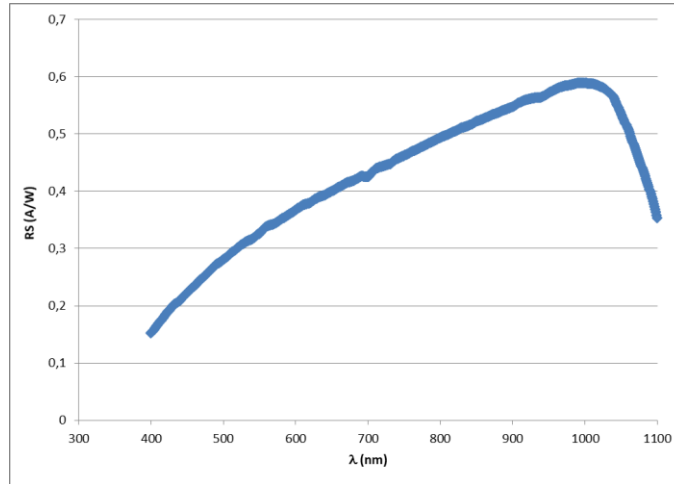


Figure 117 Réponse spectrale d'une cellule en Silicium cristallin dont la surface n'est pas indiquée. Dans les calculs, la réponse spectrale a été extrapolée de part et d'autre jusqu'à efficacité nulle (environ entre 320 et 1200 nm)

Pour établir notre courbe standard, nous avons utilisé l'éclairement global $E_{AM1.5}$. Les effets spectraux liés aux écarts entre le spectre de l'éclairement réel et le spectre $E_{AM1.5}$ sont pris en compte séparément, s'il y a lieu de le faire, dans un facteur de mismatch spectral M .

Pour réaliser la courbe en fonction de l'angle nous avons évalué l'intégrale ci-dessus pour une série dense d'angles (pas de 7.5°) puis établi les rapports $\frac{\eta(\theta)}{\eta(0)}$. Enfin, pour obtenir une fonction numérique continue, $E_r(\theta)$, nous avons ajusté un polynôme du 6^{ème} degré sur la courbe « discrètes ».

La fonction d'efficacité pour le rayonnement diffus hémisphérique est obtenue par intégration sur l'hémisphère :

$$E_{r,D} = \frac{1}{\eta(0) \cdot DHI} \iint E_r(\theta) \cdot \eta(0) \cdot L_D \cdot dAd\omega = \int_0^{\frac{\pi}{2}} E_r(\theta) \cdot \sin(2 \cdot \theta) d\theta \quad (\text{A4.17})$$

Où $L_D = \frac{DHI}{\pi}$ est la luminance diffuse de la voûte céleste considérée uniforme, dA est un élément de surface de la voûte céleste, et $d\omega$ est l'élément d'angle solide entre l'élément de surface de la voûte et l'élément de sol au centre de l'hémisphère.

Cette valeur est une approximation puisque :

1. Nous considérons un hémisphère de luminance uniforme surplombant la surface du module
2. nous intégrons sur un hémisphère quelle que soit l'inclinaison du module.

Un calcul rigoureux pour un plan incliné serait beaucoup plus compliqué du fait de la perte de symétrie liée à l'inclinaison et il n'apporterait pas beaucoup de précision la contribution du rayonnement diffus d'albédo étant toujours mineure aux inclinaisons pratique des modules. On considère donc dans notre modèle la même fonction d'efficacité relative pour le diffus issu de la voûte céleste et pour le diffus « d'albédo ».

G. Conclusion

Etablie sur la base d'informations lacunaires sur la constitution des modules la fonction d'efficacité relative que nous avons utilisée, nous permet cependant de modéliser de façon générique pour n'importe quel module silicium cristallin l'effet d'incidence en tenant compte des différences de transmission et d'efficacité pour les diverses longueurs d'ondes . Même si elle souffre de ce manque d'information sur les matériaux réellement utilisés dans la fabrication des modules que nous avons testés l'impact des incertitudes sur la production journalière ou annuelle est faible. La fonction d'efficacité relative permet de mieux décrire le comportement des systèmes aux heures de forte incidence et aussi de ne pas surévaluer la production annuelle de ces systèmes. Si nous disposions des informations précises, le même principe nous permettrait de calculer cette fonction pour chaque technologie mise en test. Finalement, Figure 118 illustre la fonction d'efficacité relative pour le rayonnement direct obtenue à partir des calculs détaillés précédemment et utilisée dans les travaux de cette thèse.

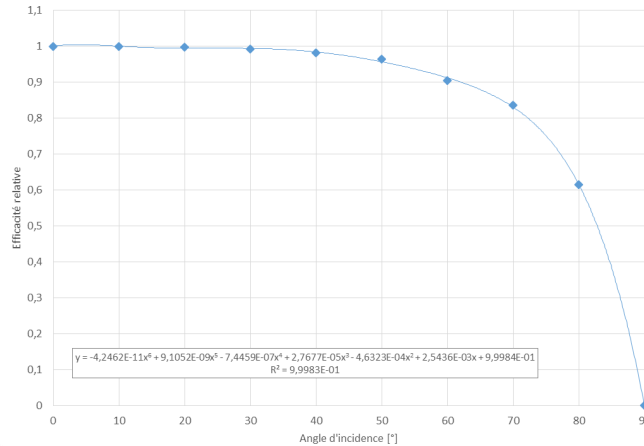


Figure 118 Fonction d'efficacité relative pour le rayonnement direct à partir d'un ajustement de points obtenus par un calcul de transmission de la couche supérieure d'un panneau solaire type c-Si

Références

- [1] D. L. Evans, "Simplified method for predicting photovoltaic array output," *Sol. Energy*, vol. 27, no. 6, pp. 555–560, Jan. 1981, doi: 10.1016/0038-092X(81)90051-7.
- [2] M. Reuter, L. Rimmelpacher, and W. Herrmann, "Optical Characteristics of PV Module Front Glasses – Incidence Angle Effects of Various Glass Types and Impact on Annual Energy Yield," *28th Eur. Photovolt. Sol. Energy Conf. Exhib.*, pp. 2882–2886, Nov. 2013, doi: 10.4229/28thEUPVSEC2013-4C0.11.5.
- [3] B. YAVORSKI and A. DETLAF, *AIDE-MEMOIRE DE PHYSIQUE*, EDITIONS MIR, MOSCOU. 1975.
- [4] S. Krauter and R. Hanitsch, "Actual optical and thermal performance of PV-modules," *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 41–42, pp. 557–574, Jun. 1996, doi: 10.1016/0927-0248(95)00143-3.
- [5] M. Rubin, "Optical properties of soda lime silica glasses," *Sol. Energy Mater.*, vol. 12, no. 4, pp. 275–288, Sep. 1985, doi: 10.1016/0165-1633(85)90052-8.
- [6] N. Sultanova, S. Kasarova, and I. Nikolov, "Dispersion Properties of Optical Polymers," *Acta Phys. Pol. A*, vol. 116, no. 4, pp. 585–587, Oct. 2009, doi: 10.12693/APhysPolA.116.585.
- [7] P. E. Ciddor, "Refractive index of air: new equations for the visible and near infrared," *Appl. Opt.*, vol. 35, no. 9, pp. 1566–1573, Mar. 1996, doi: 10.1364/AO.35.001566.
- [8] J. Badosa, V. Bourdin, M. Haeffelin, J. Nassar, T. Mambrini, and A. Migan, "Deployment of a multi-technology photovoltaic module test bench on the SIRTA meteorological and climate observatory," presented at the 31st European PV Solar Energy Conference and Exhibition (EuPVSEC), Hambourg (Germany), Sep. 2015.

Annexe 5.1 Description des équipements utilisés

Dans cette annexe, une description des composants principaux de l'installation GeePSunSite (voir, notamment la partie photovoltaïque et les mesures d'irradiance et de température) est détaillée.

- Six modules photovoltaïques de type Siliken SLK60P6L (Figure 119) de 230Wc



Figure 119 Module SLK60P6L 230Wp

Tableau 24 Caractéristiques du module SLK60P6L 230Wp

L (mm)	1640
l (mm)	990
Ep (mm)	40
Poids (kg)	19
N	60
P_{mp} STC (W)	230
η_{stc} (%)	14.2
V_{mp} (V)	29.5
I_{mp} (A)	7.79
V_{oc} (V)	36.9
I_{sc} (A)	8.32
T_kP_{mp} (%/°C)	0.43
T_kV_{co} (%/°C)	0.356/-0.500
T_kI_{cc} (%/°C)	+0.062/+0.030

C'est un module PV à base de cellules poly-cristallines. Le Tableau 24 [1] détaille les caractéristiques électriques et géométriques du module Siliken SLK 60P6L avec :

- L : la longueur du module PV
- l : la largeur du module PV
- Ep : l'épaisseur
- N : le nombre de cellules par module
- P_{mp} STC : la puissance maximale dans les conditions stc
- η_{stc} : le rendement aux conditions stc
- V_{mp} : la tension correspondant à la puissance maximale
- I_{mp} : le courant correspondant à la puissance maximale
- V_{oc} : la tension de circuit ouvert
- I_{sc} : le courant de court circuit
- T_kP_{mp} : le coefficient de température relatif à P_{mp}
- T_kV_{co} : le coefficient de température relatif à V_{oc}
- T_kI_{cc} : le coefficient de température relatif à I_{sc}

Les modules SLK 60P6L utilisés dans l'installation GeePSunSite font partie de plusieurs panneaux photovoltaïques récupérés après 11 ans d'usure dans différents sites en France. A ce propos, afin de sélectionner six modules en bon fonctionnement, une campagne de mesures a été conduite au LIMSI (Laboratoire d'informatique pour la mécanique et les sciences de l'ingénieur), voir détails dans l'annexe 5.2. Les modules SLK 60P6L testés et sélectionnés ont été montés sur le toit du GeePs. Ces panneaux ont été connectés en série formant les premiers équipements de l'installation GeePSunSite. Dans le cas de fonctionnement idéal sous conditions STC, cette installation délivre 1380Wc (230Wc par module PV).

- Coffret DC

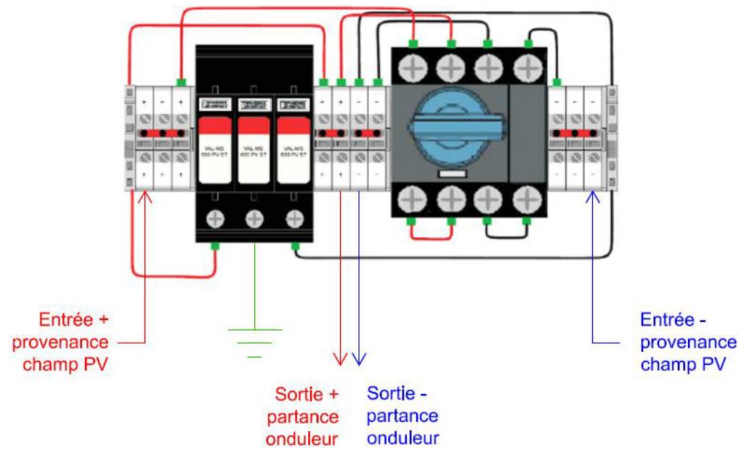


Figure 120 Schéma du coffret DC [2]

Le coffret DC (Figure 120) représente l'interface de connexion entre la string des modules PV et l'entrée de l'onduleur. Par suite, tous les câbles provenant du générateur solaire vers l'onduleur doivent être connectés à cet équipement. C'est un coffret de coupure et de protection équipé d'un interrupteur sectionneur qui peut être utilisé afin de débrancher les panneaux photovoltaïques de l'onduleur, d'où l'importance de son montage dans un endroit accessible. Un parafoudre DC assure également la protection de l'installation. Comme le montre la Figure 120, ce coffret comporte deux entrées : une positive et une négative provenant du champ PV et deux sorties : une positive et une négative partant vers l'onduleur.

- Coffret AC

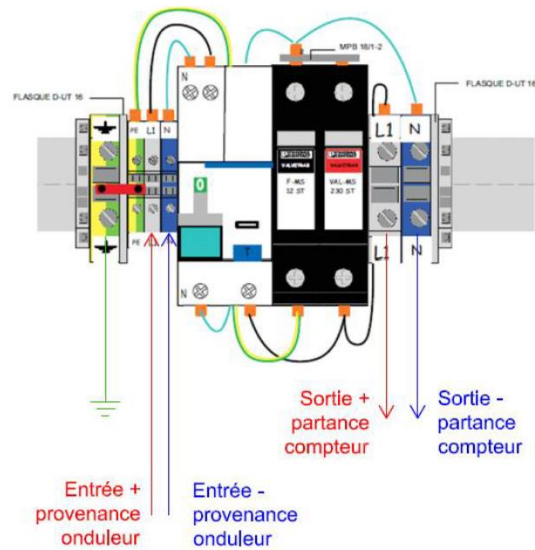


Figure 121 Schéma du coffret AC [2]

C'est un coffret de protection AC monophasé. Tous les câbles provenant de l'onduleur vers le compteur ou la charge qu'on désire alimenter doivent être connectés à cet équipement. Comme le montre la Figure 121, ce coffret comporte deux entrées : une positive et une négative provenant de l'onduleur et deux sorties : une positive et une négative partant vers le compteur.

- Onduleur de type SolaXPower X-Mini 1.5

Équipé d'un système de surveillance et d'acquisition de données, il sert à la conversion DC-AC avant injection au réseau. C'est un onduleur monophasé équipé d'un système MPPT avec une tension d'entrée maximale de 600V dont les caractéristiques sont présentées dans le Tableau 25 [3] :

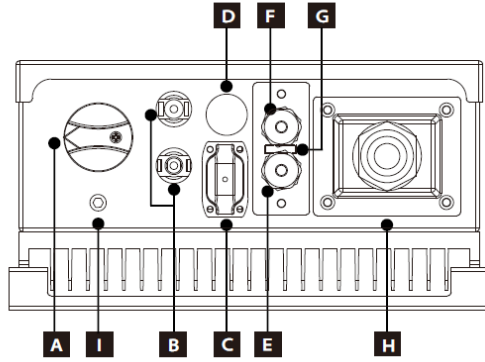
Tableau 25 Caractéristiques électriques de l'onduleur Solax

ENTREE (DC)	
Puissance DC maximale [W]	1650
Tension DC maximale d'entrée [V]	400
Courant DC maximal d'entrée [A]	10
Gamme de tension MPPT [V]	55-380
Démarrage la tension d'entrée / sortie [V]	55/70
Nombre de string	1/1
SORTIE (AC)	
Puissance nominale AC[VA]	1500
Alimentation maximale CA [VA]	1500
Tension alternative nominale; gamme [V]	220/230/240; 180~280
Fréquence du réseau AC; gamme) [Hz]	50/60; ±5
Courant alternative maximal [A]	7.5

Cet onduleur (Figure 122) capable e recevoir une puissance DC maximale de 1650 W en entrée délivre une puissance AC maximale de 1500VA. Ce qui est compatible avec la plage de puissance électrique générée par les modules PV plus ce qu'on attend de surproduction grâce aux réflecteurs. Son indice de protection est IP65 avec deux méthodes de communication possibles : la première est via une interface RS-485 et la seconde via une barrette wifi adoptée pour notre installation. Cette dernière interface de communication servant surtout à la récupération des données de génération électrique sera détaillée dans la partie suivante.



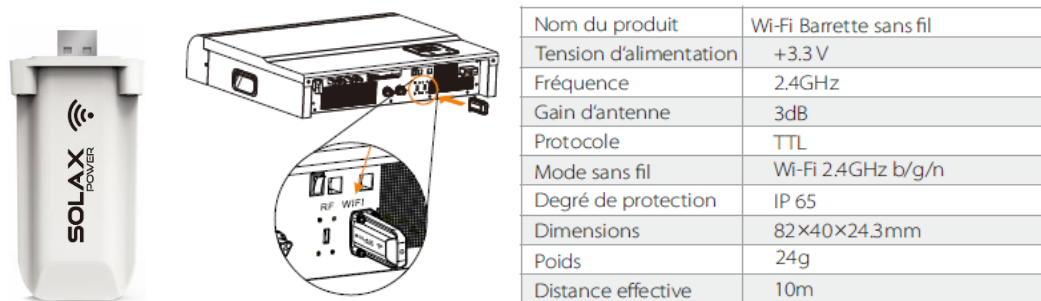
Figure 122 Onduleur SolaXPower X-Mini 1.5



Repère	Description
A	Interrupteur CC (option)
B	Connecteur CC
C	Wi-Fi (option)
D	Alarme E.F. (option)
E	RS-485
F	DRM
G	USB pour mise à jour
H	Connecteur CA
I	Connexion de terre

Figure 123 Représentation des bornes de l'onduleur

Comme le montre la Figure 123, les bornes B et H de l'onduleur ont été utilisées pour les connexions aux coffrets DC et AC respectivement. La borne C a été branchée à une barrette wifi de type SOLAX ([3]) et finalement la borne I à la terre.



Nom du produit	Wi-Fi Barrette sans fil
Tension d'alimentation	+3.3V
Fréquence	2.4GHz
Gain d'antenne	3dB
Protocole	TTL
Mode sans fil	Wi-Fi 2.4GHz b/g/n
Degré de protection	IP 65
Dimensions	82x40x24.3mm
Poids	24g
Distance effective	10m

Figure 124 Barrette wifi de l'onduleur SolaX

Grâce à la barrette wifi [4] (Figure 124), un système de surveillance et d'acquisition des données est mis en place. Les grandeurs électriques (courant, tension, puissance) du côté DC (génération photovoltaïque) ainsi que du côté AC (sortie de l'onduleur) sont accessibles via une interface configurée et qui peut être visualisée sur l'ordinateur comme sur le téléphone portable. Sa tension d'alimentation est de 3.3V, par suite elle est active uniquement durant les périodes de fonctionnement de l'onduleur, c.à.d. lorsque ce dernier est en mode raccordement au réseau où la conversion DC à AC et l'injection au réseau ont lieu.

- Trois pyranomètres de type Campbell CS301 à base de photodiode



Figure 125 Pyranomètre type photodiode CS301

Le temps de réponse du CS301 est inférieur à 1 ms, sa plage de mesure d'irradiance est comprise entre 0 et 2000 W/m² et la bande du spectre lumineux qui peut être mesurée est entre 360 et 1120 nm [5]. Le CS301 (Figure 125 [5]) se branche directement à la centrale d'acquisition CR1000X (Figure 134). Il effectue les mesures d'irradiance via un capteur photovoltaïque à base de silicium. Sa sortie est un courant qui est converti en tension via un potentiomètre situé au niveau de la tête du capteur. La résistance du potentiomètre est ajustée lors de la calibration afin que tous les capteurs aient la même sensibilité en sortie. Grâce à son dôme semi sphérique, il est conçu pour un fonctionnement continu, à long terme et sans surveillance dans des conditions climatiques défavorables. L'appareil est auto-alimenté, avec une précision absolue de $\pm 5\%$ par rapport à un rayonnement total quotidien.

- Un pyranomètre de type Campbell CS320 à base de thermopile



Figure 126 Pyranomètre type thermopile CS320

Son temps de réponse est de 2 secondes, sa plage de mesure est comprise entre 0 et 2000 W/m² avec un spectre entre 385 et 2105 nm [6]. Ce capteur (Figure 126 [6]) comprend un détecteur à thermopile, un diffuseur en acrylique, un système de chauffage empêchant l'accumulation de l'eau et de la neige, un capteur de niveau intégré et un circuit de traitement du signal monté dans un boîtier en aluminium. Ces caractéristiques permettent au CS320 de fournir une meilleure réponse spectrale que celle des pyranomètres à base de photodiode puisqu'il élimine les erreurs spectrales associées à ces derniers. Le CS320 est également conçu pour la stabilité à long terme. Il a besoin d'une tension d'entrée pour que le système de chauffage fonctionne. Son niveau d'incertitude est inférieur à 5% par rapport à l'irradiance quotidienne totale.

- Quatre capteurs de température ; sondes Pt100

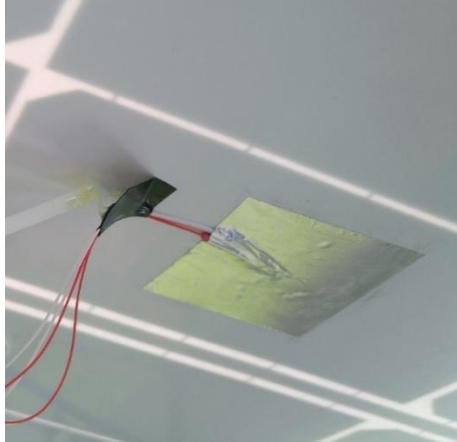


Figure 127 Sonde Pt100 collée au dors d'un panneau photovoltaïque

Le Pt100 est un détecteur de température à résistance. Sa nomenclature porte deux références ; il est fabriqué en platine et sa résistance à une température de 0°C est de 100 ohms. Ce capteur (Figure 127 [7]) est caractérisé par sa capacité de mesure allant de -200°C à 850°C ainsi que par sa précision élevée comparativement aux thermocouples. Dans notre installation, les Pt100 ont été câblés à quatre fils pour enlever les pertes résistives liées aux câbles et augmenter la précision de mesure.

Interfaces de surveillance et d'acquisition de données :

- Interface Solax

Une plate-forme de surveillance en ligne et de récupération des données de mesures issues de l'onduleur SOLAX a été configurée. La configuration et la connexion à l'onduleur s'effectue par le biais de la barrette wifi (USB socket, Figure 124) branchée à ce dernier. L'onduleur télécharge les données opérationnelles sur le Xcloud [4] via cette barrette wifi. Le Xcloud à son tour collecte et traite ces données toutes les 5 minutes. Après configuration, les mesures électriques deviennent accessibles via une interface sur ordinateur (Figure 128 [8]) ou via une application sur téléphone portable (Figure 129 [8]).



Figure 128 Plate-forme de gestion et de surveillance

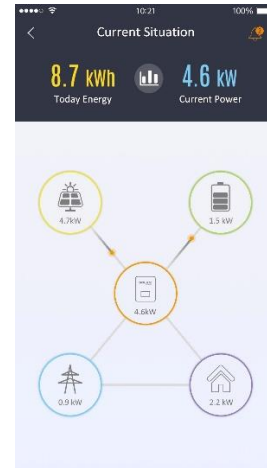


Figure 129 Application sur téléphone portable

Après connexion, plusieurs interfaces de gestion, surveillance et récupération des données de mesures électriques deviennent accessibles. La Figure 130 porte des renseignements sur la distribution géographique des installations dans la région ainsi que la localisation de notre site GeePSunSite. Cette première interface permet de surveiller la génération de puissance électrique en temps réel ainsi que l'énergie quotidienne, mensuelle, annuelle et totale en KWh. Le diagramme de génération électrique durant la journée est également visualisé à un pas horaire.

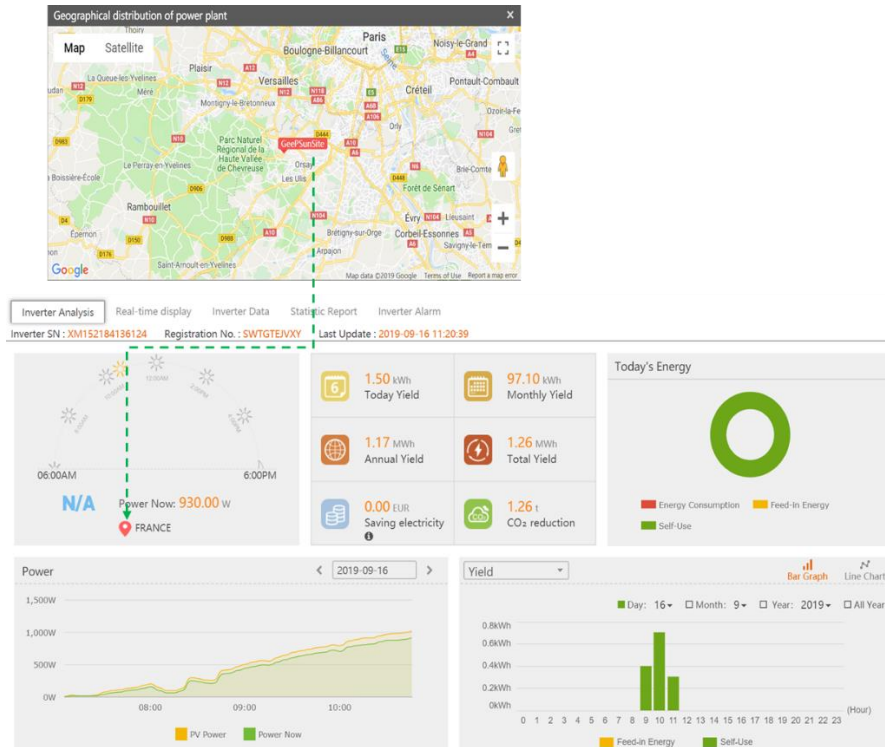


Figure 130 Interfaces de gestion, surveillance et récupération des données

Comme le montre la Figure 131 une fonction d'affichage en temps réel permet le repérage des grandeurs électriques actualisées à tout moment de la journée. Dans l'exemple visualisé du 16 Septembre 2019 à 11h20, la génération électrique photovoltaïque était de 1036 W avec un courant de 6.4 A et une tension V_{MPP} de 161.4 V du côté DC et une puissance AC de 930 W est récupérée à la sortie de l'onduleur avec un courant et une tension AC de 3.8 A et 240.5 V respectivement.



Figure 131 Affichage en temps réel

Dans le but d'analyser les performances de l'installation PV ainsi que de l'onduleur, les données de mesure peuvent être visualisés sur des courbes d'évolution et récupérées dans des fichiers sur un intervalle de temps souhaité (quotidien, journalier ou annuel). Le Tableau 26 présente un rapport de l'apport énergétique en DC et en AC de notre installation le 16 Septembre 2019. Le courant, la tension et la puissance PV ainsi que le courant, la tension et la puissance AC sont mesurés chaque 5 minutes. L'énergie totale en KWh ainsi que l'état de l'onduleur sont également indiqués.

Tableau 26 Données de mesure électriques, 16 Septembre 2019

Inverter Analysis Real-time display Inverter Data **Statistic Report** Inverter Alarm

Inverter SN : XM152184136124 Registration No. : SWTGTEJVXY Last Update : 2019-09-16 11:30:39

Report Type Daily Report Monthly Report Annual Report Time < 2019-09-16 >

PV Current (A)	PV Voltage (V)	PV Power (W)	AC Current (A)	AC Voltage (V)	AC Power (W)	Total Yield (kWh)	Inverter status	Update Time
0	107.4	0	0.2	238.1	0	1260.5	Wait Mode	9/16/2019 7:35
0.2	85	21	0.1	237.8	6	1260.5	Normal Mode	9/16/2019 7:40
0.2	62.3	17	0.2	237.6	6	1260.5	Normal Mode	9/16/2019 7:45
0	53.7	17	0.2	237.2	7	1260.5	Normal Mode	9/16/2019 7:50
0	57.7	20	0.2	237.2	9	1260.5	Normal Mode	9/16/2019 7:55
0.4	159.5	65	0.3	240	36	1260.5	Normal Mode	9/16/2019 8:00
6.7	158.1	1069	4	241	959	1262.2	Normal Mode	9/16/2019 11:30
6.8	157.3	1086	4	240.7	976	1262.2	Normal Mode	9/16/2019 11:35
6.9	159	1102	4.1	240.8	989	1262.3	Normal Mode	9/16/2019 11:40
7	156.5	1112	4.1	241.1	996	1262.4	Normal Mode	9/16/2019 11:45

La Figure 132 et la Figure 133 montrent l'interface de visualisation journalière des courbes de variation des différentes grandeurs électriques mesurées en fonction du temps avec un pas de 5 minutes. D'abord, nous visualisons les puissances DC et AC correspondant respectivement à PV1 input power (génération photovoltaïque en entrée de l'onduleur) et Power (puissance AC injectée au réseau à la sortie de l'onduleur). L'exemple de la figure 15 correspond au 16 Septembre 2019 où la puissance DC maximale fournie est autour de 1268W pour une puissance AC de 1135W à 12h45.

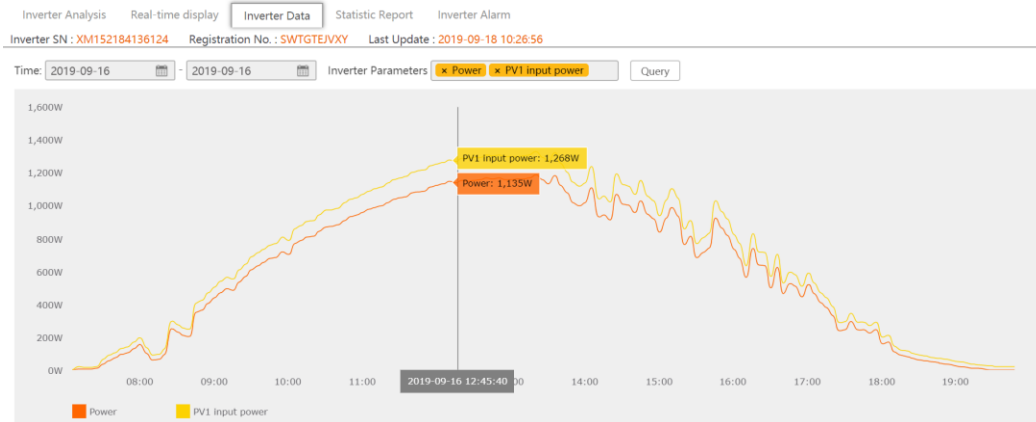


Figure 132 Courbes de variation des puissances électriques DC et AC respectivement à l'entrée et à la sortie de l'onduleur

La variation des courants d'entrée (DC : PV1 input current) et de sortie (AC : AC current R) est également visualisée. De même pour les tensions à l'entrée (PV1 input voltage) et à la sortie (AC voltage R) de l'onduleur en fonction du temps.

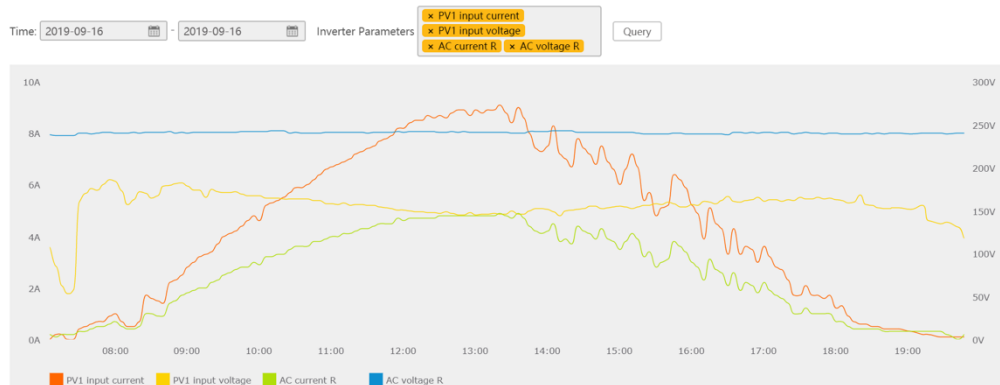


Figure 133 Courbes de variation de différentes grandeurs électriques mesurées

- Centrale d'acquisition de type Campbell CR1000X



Figure 134 Centrale d'acquisition CR1000X

Cette centrale d'acquisition (Figure 134 [9]) dispose d'une unité de traitement centrale, d'entrées de mesure analogiques et numériques, de sorties analogiques et numériques et d'une mémoire pour la sauvegarde des données. Elle peut simultanément fournir des fonctions de mesure et de communication. Les mesures sont effectuées toutes les 2 secondes et moyennées ensuite à la minute. L'appareil communique avec un ordinateur via une connexion Ethernet directe et sa mémoire interne permet d'enregistrer les données pendant une durée prolongée (quelques semaines). Les quatre capteurs d'irradiance (trois CS301 et un CS320) et les 4 capteurs de température (sondes Pt100) ont été connectés à la CR1000X.

Annexe 5.2 Campagne de mesure pour sélectionner les modules PV

Durant cette campagne (Figure 135), un lot de quelques dizaines de modules Siliken SLK60P6L provenant de centrales solaires en France (avec une vie d'11 ans) ont été testés pour avoir des informations sur leur état de santé et pouvoir choisir les meilleurs pour l'installation GeePSunSite. Ces panneaux ont été testés sous des conditions d'irradiance variées ainsi que dans leurs états avant et après nettoyage. Les courbes I-V relatives à ces mesures ont été tracées (Figure 137) par le biais d'un traceur IV FTV200 (Figure 136) conçu pour des mesures photovoltaïques. Ce traceur conçu par le fabricant Chauvin Arnoux effectue les mesures de tension et de courant au niveau d'un module PV ou d'un ensemble de modules connectés dans une string.



Figure 135 Campagne de mesures pour sélection des modules PV à installer



Figure 136 Traceur IV FTV200 [10]

Les branchements des différentes bornes du traceur IV dans la Figure 136 correspondent aux paramètres suivants :

- 1- Entrée du capteur de température
- 2- Entrée du pyranomètre
- 3- Borne USB pour le prélèvement des données de mesure
- 4- Entrée de l'alimentation externe
- 5- Ecran LCD tactile
- 6- Entrée pour mesures de tension
- 7- Entrée pour mesures de courant
- 8- Clavier multifonctions pour la commande

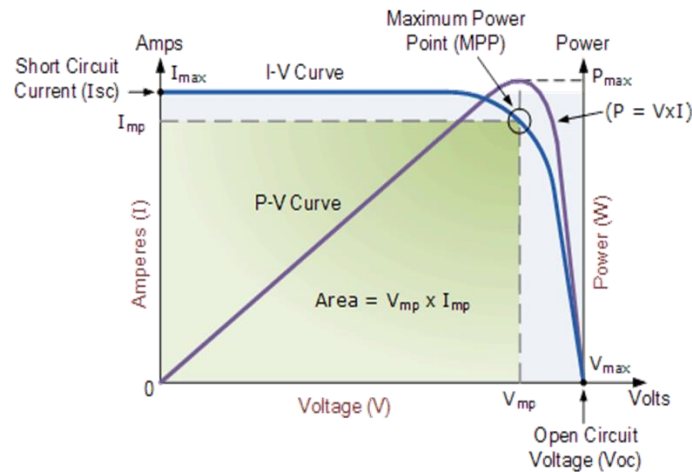


Figure 137 Schéma avec les caractéristiques courant-tension et puissance-tension qui peuvent être visualisées sur le traceur IV

Tableau 27 Récapitulatif des données de mesure caractérisant les modules PV sélectionnés

Module PV	Pmax (W)	Vco (V)	Icc (A)	POA (W/m ²)	T (°C)	Vco,stc (V)	Icc,stc (A)	FF	η (%)	η _{tc} (%)
PV24	72.6	32.0	3.13	370	42.0	34.1	8.45	0.72	12.1	13,0
PV26	58.1	32.8	2.37	268	37.8	34.4	8.85	0.75	13.4	14,1
PV27	79.8	32.6	3.42	414	43.4	34.8	8.27	0.72	11.9	12,9
PV28	76.2	31.2	3.16	400	43.4	33.3	7.90	0.77	11.7	12,7
PV29	194.8	33.1	9.10	1108	67.7	39.1	8.21	0.65	10.8	13,3
PV30	61.7	32.0	2.72	313	40.8	33.9	8.68	0.71	12.1	13,0

Dans le Tableau 27 nous présentons quelques résultats relatifs à chaque module SLK sélectionné (PV24, PV26, PV27, PV28, PV29, PV30) et qui sont issus de notre campagne de mesure réalisée le 19 Juillet 2018 par le biais du traceur IV. FF étant le facteur de forme renseignant sur la qualité des cellules dans un module PV, il est obtenu en comparant la puissance maximale mesurée à celle qui doit être obtenue théoriquement en courant de court-circuit et tension de circuit ouvert. η (%) est l'efficacité du module PV correspondante

à la mesure effectuée et η_{tc} est le rendement après application d'une correction de température, sachant que le rendement STC est de 14.2%. FF et η (%) sont calculés respectivement suivant les équations suivantes :

$$FF = \frac{P_{max}}{V_{co} \times I_{cc}} \quad (A5.1)$$

$$\eta = \frac{P_{max}}{POA \times S} \times 100 \quad (A5.2)$$

$$\eta_{tc} = \frac{\eta}{1 - T_k P_{mp} (T - 25)} \quad (A5.3)$$

S étant la surface du module PV en m² et $T_k P_{mp}$ le coefficient de température lié à la puissance (0.43 %/°C pour les panneaux considérés).

Comme le montre Tableau 27, le facteur de forme varie entre 0.77 et 0.65 pour les modules PV28 et PV29 respectivement, étant la valeur la plus basse correspondante au panneau mesuré à plus forte température.

Les résultats de rendement mesuré obtenus présentent une variation entre 12.1% et 10.8% correspondants aux modules PV24 et PV29 respectivement pour des irradiances entre 370 et 1107W/m² et des températures de 42.0 et 67.7° (ne correspondant pas à des conditions STC). Une fois corrigés par l'effet de température, les rendements restent entre 12.7 et 13.3 %, sauf pour un panneau, pour lequel la valeur est 14.1%. Cette dernière est considérée non fiable car les mesures ont été faites à des conditions d'irradiance faible et variables.

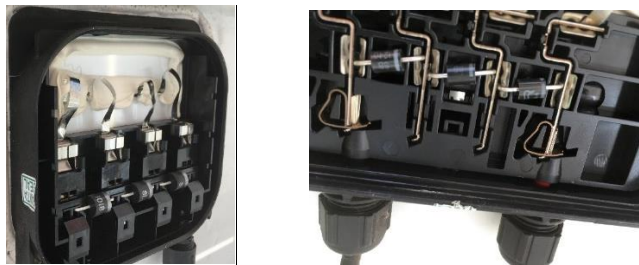


Figure 138 Disposition des diodes bypass SLK 60P6

Ce module est composé de 60 cellules divisées en 3 strings et à chaque string une diode bypass est attribuée. Des tests d'ombrage sur chaque string ont été également menés dans le but de s'assurer du bon fonctionnement de chaque diode bypass (Figure 138).

Annexe 5.3 Campagne d'intercomparaison des capteurs d'irradiance

A. Méthodologie d'étalonnage

Les données de mesures climatiques servent à la prévision de la génération électrique photovoltaïque et représentent par suite des facteurs cruciaux servant au dimensionnement du système PV. Grâce à un dimensionnement adéquat, l'équilibre entre la production et la demande sera effectué. Cet équilibre représente effectivement un facteur majeur pour l'optimisation du secteur énergétique. A ce stade, les instruments de mesure de l'irradiance solaire deviennent de plus en plus indispensables dans le secteur photovoltaïque. Plus particulièrement, les radiomètres sont largement utilisés pour mesurer le rayonnement solaire et servent également à la création d'une base de données utilisées pour les analyses des performances d'un système PV. Plusieurs facteurs doivent être considérés lors de l'installation d'une station de mesure radiométrique.

Les quatre pyranomètres CS320, CS301₁, CS301₂ et CS301₃ présentés préalablement ont été étalonnés avant de les installer à l'installation GeePSunSite. Dans cette partie, la méthodologie, l'étalonnage des capteurs d'irradiance ainsi que l'interprétation des données de mesure sont les principaux points abordés dans le but de l'analyse des performances de l'installation GeePSunSite. La procédure d'étalonnage s'effectue sous trois conditions climatiques différentes : ciel clair sans nuages, ciel peu nuageux et ciel nuageux. A ce propos, la méthodologie adoptée est compatible au standard ISO 9847 [11] reposant sur la calibration des pyranomètres par comparaison à un pyranomètre de référence. Le pyranomètre de référence utilisé dans notre cas est de type CMP22 (Figure 139) [12] (fabriquant : Kipp & Zonen). C'est un radiomètre de haute qualité conçu pour mesurer le rayonnement solaire de faible spectre sur une surface horizontale, résultant de la somme du rayonnement solaire direct et du rayonnement diffus. Afin d'obtenir les caractéristiques spectrales requises, les pyranomètres de la série CMP utilisent des détecteurs à thermopile et des dômes en verre. Ils possèdent des niveaux à bulle intégrés ainsi que des supports réglables. La technologie du CMP22 repose sur un thermopile qui se réchauffe en fonction de l'énergie lumineuse absorbée et la chaleur ainsi produite traverse une résistance thermique vers un dissipateur. La différence de température à travers la résistance thermique du capteur est convertie en une faible tension en fonction de l'irradiance absorbée.



Figure 139 Pyranomètre de référence CMP22

Les conditions de ciel clair non nuageux ont été adoptées dans notre processus d'étalonnage. Ces conditions nécessitent l'enregistrement des données d'une période minimale de 2 à 3 jours avec le midi solaire inclus [13]. Les mesures sont prises en 15 séries, chacune comprenant au moins 21 lectures de tension entre 10 et 20 minutes [13]. Les données de mesures utilisées dans notre cas s'étalent sur la période entre le 15 et le 17 Février 2019 inclus. La méthode de calibration adoptée nécessite la prise en compte de plusieurs filtrages des données ainsi que le calcul des paramètres d'étalonnage :

- Le rejet des données ayant fait l'objet de problèmes opérationnels.
- Le paramètre $CF(i)$ représentant le facteur d'étalonnage (calibration factor) est calculé pour chaque lecture avec i le numéro de la lecture en question :

$$CF(i) = \frac{GHI_{ref}(i)}{V_g(i)} \quad (A5.4)$$

Avec $GHI_{ref}(i)$ la mesure de la composante d'irradiance globale issue du capteur de référence CMP22 installé à l'observatoire météorologique du SIRTA, faisant partie du réseau BRSN (Baseline Surface Radiation Network) [14]. $V_g(i)$ étant la mesure de la tension de GHI en mV relative au pyranomètre qu'on désire calibrer (CS320, CS301₁, CS301₂ ou CS301₃).

- Le rejet des mesures pour lesquelles $CF(i)$ s'écarte de plus de 2% de la moyenne des éléments de sa série.
- Le facteur d'étalonnage final CF adopté est obtenu en calculant la moyenne des $CF(i)$ restants après filtrage des données suivant l'équation suivante :

$$CF = \frac{1}{m} \sum_1^m CF(i) \quad (A5.5)$$

Avec m le nombre des facteurs d'étalonnages $CF(i)$ considérés.

B. Processus expérimental

Dans la première étape du processus expérimental d'étalonnage, les pyranomètres à calibrer ont été installés à l'observatoire SIRTA sur le toit du Laboratoire de Météorologie Dynamique (LMD) à l'Ecole polytechnique (48.714°N, 2.208°E). Comme le montre la Figure 140 les 4

radiomètres ont été fixés dans le plan horizontal pour être ensuite branchés à la centrale d'acquisition CR1000X présentée préalablement. Comme le montre la Figure 141, la centrale a été installée et programmée dans le cadre de la campagne d'étalonnage. A travers la CR1000X, les données de mesure ont été collectées avec un pas d'une minute.



Figure 140 Installation des pyranomètres pour calibration



Figure 141 Installation de la centrale d'acquisition

La deuxième partie consiste au choix du pyranomètre de référence CMP22 le plus convenable de l'observatoire SIRTA parmi ceux installés. A ce propos, le facteur considéré était la distance minimale entre les pyranomètres à étalonner et le CMP22 choisis afin de réduire l'erreur de précision dans nos calculs. Ces erreurs dues à la distance sont principalement soulignées durant les journées nuageuses. Par suite, comme le montre la figure 24 le pyranomètre de référence avec la distance minimale est le CMP22₁ à 70 mètres des CS320 et CS301 installés Figure 142. Le CMP22₁ a été adopté alors comme capteur de référence, lui-même étant connecté à une autre centrale d'acquisition de type Campbell déjà installé à l'observatoire. Les mesures d'irradiance du CMP22₁ ont été collectées également chaque minute.

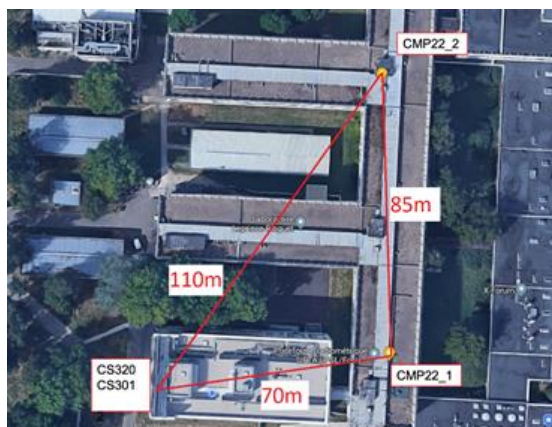


Figure 142 Distance entre les pyranomètres

Les radiomètres ont été installés au SIRTA dans le cadre de la campagne de calibration entre le 28 Janvier et le 21 Février 2019. Durant cette période, les mesures issues des trois CS301 et du CS320 ont été comparées aux mesures de référence issues du CMP22. Comme cette période d’hiver présente des conditions météorologiques majoritairement non favorables pour notre cas, au final 3 journées ensoleillées présentant des conditions de ciel clair ont été considérés pour nos calculs : le 15, le 16 et le 17 Février 2019 pour le CS320 et le CS301₁. Une journée ensoleillée, le 17 Février 2019 a été considérée pour le CS301₂ et le CS301₃. Par suite, après filtrage des données selon les critères mentionnés dans la méthodologie d’étalonnage, à partir de 3313 mesures initiales, 329 ont été retenues pour la calibration.

C. Résultats d’étalonnage

Afin de comparer les données de mesure d’irradiance issues des radiomètres à étalonner avec celles du pyranomètre de référence, le GHI_{meas} a été comparé au GHI_{ref} . Avec GHI_{meas} étant la composante d’irradiance globale mesurée par le radiomètre à étalonner, le GHI_{ref} étant l’irradiance globale mesurée par le radiomètre de référence et N le nombre de mesures. Les indicateurs d’erreur MAE, RMAE, MBE et RMBE ont été utilisés (Equations 22, 23, 24 et 25 du chapitre 2).

Tableau 28 Indicateurs d’erreur par rapport au pyranomètre de référence pour le mois de Février 2019

	<i>CS301₁</i>	<i>CS301₂</i>	<i>CS301₃</i>	<i>CS320</i>
<i>MBE (W/m²)</i>	-8.05	-16.94	-8.64	-3.17
<i>RMBE (%)</i>	-2.37	-4.70	-2.36	-0.89
<i>MAE (W/m²)</i>	10.72	19.97	9.95	10.81
<i>RMAE (%)</i>	3.15	5.54	2.71	3.04

D’après les résultats d’indicateurs d’erreur obtenus dans le Tableau 28, sont inférieures à 5%. Le CS301₂ montre un écart légèrement plus élevé. Une hypothèse que nous

formulons après observation c'est que ceci est dû à une inclinaison légère du CS301₂ vers l'Ouest ce qui contribue à l'augmentation de l'irradiance mesurée durant l'après-midi.

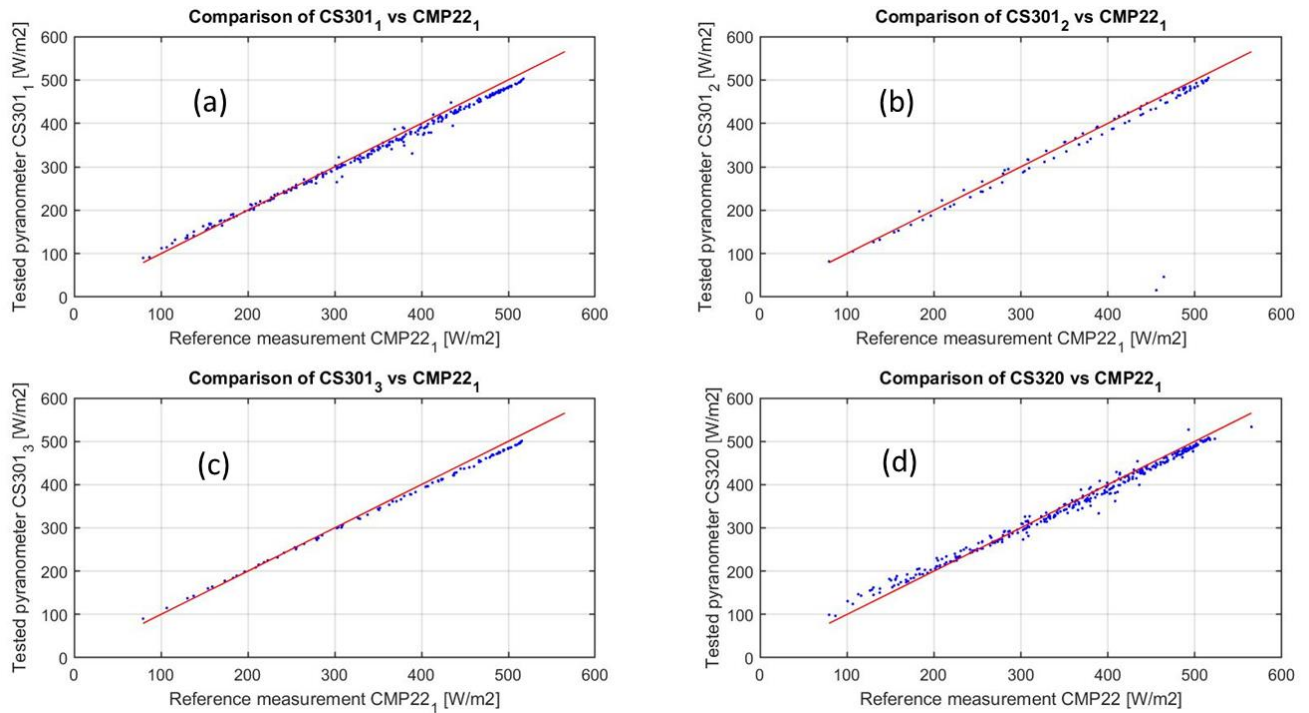


Figure 143 Comparaison entre les irradiances mesurée : CS301₁ vs CMP22₁ (a), CS301₂ vs CMP22₁ (b), CS301₃ vs CMP22₁ (c), CS320 vs CMP22₁ (d)

La Figure 143 montre la déviation de l'irradiance mesurée par les pyranomètres à étalonner par rapport à l'irradiance mesurée par le capteur de référence, le CMP22₁ adopté. Les Figure 143 (a),(b),(c) et (d) représentent respectivement les données de mesures récupérés des pyranomètres CS301₁, CS301₂, CS301₃ et CS320. Les CS301₁ et CS320 présentent plus des données de mesure étant placés avant les autres capteurs. Ces figures illustrent les résultats obtenus dans le Tableau 29.

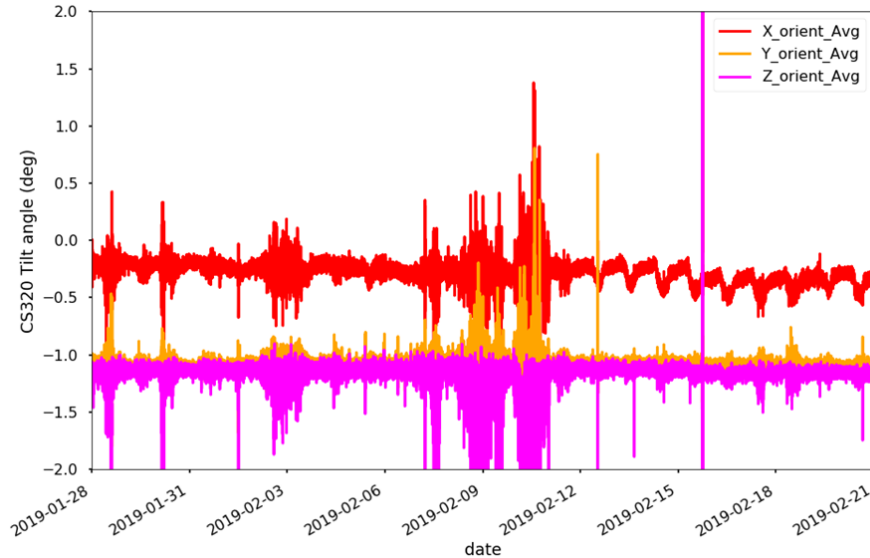


Figure 144 Angles d'inclinaison du CS320 par rapport au plan horizontal

Le CS320 est équipé d'un système de mesure angulaire de position 3D permettant ainsi de détecter la variation de son angle d'inclinaison par rapport au plan horizontal. Comme le montre la Figure 144, une inclinaison systématique d'environ 1° a été mesurée pour les directions Y et Z de l'instrument. Les variations observées des mesures d'inclinaison correspondent à l'existence de vibrations sur la plateforme où les radiomètres ont été fixés et par suite à l'effet du vent sur cette dernière.

Après avoir collecté les données de mesures nécessaires, la procédure d'étalonnage par comparaison à un capteur de référence détaillée préalablement a été appliquée.

Tableau 29 Résultats d'étalonnage des pyranomètres

	CF W/(M ² .MV)	STD W/(M ² .MV)		CF₀ W/(M ² .MV)	CF-CF₀ W/(M ² .MV)
CS301₁	5.17	0.04	0.7 %	5	0.17
CS301₂	5.02	0.23	4.5 %	5	0.02
CS301₃	5.10	0.11	2.2 %	5	0.10
CS320	20.72	0.26	1.2 %	20.39	0.33

Le Tableau 29 ci-dessus présente les résultats d'étalonnage obtenus après collection des mesures requises sous conditions de ciel clair. Les résultats de calcul des facteurs d'étalonnage pour chaque radiomètre suivant la méthode décrite précédemment sont par suite listés. CF étant le facteur d'étalonnage calculé, CF₀ le facteur d'étalonnage donné par le fabricant Campbell. La différence entre CF et CF₀ est également présentée dans la dernière colonne. STD est l'écart type des facteurs d'étalonnage CF(i) calculé d'abord pour chaque série. Dans le tableau 5 ci-dessus, le STD représente l'écart type calculé à partir des CF

moyens issus de chaque série de mesures considérée. Ce terme nous donne une précision sur la stabilité des mesures par rapport à celles de référence.

D'après les résultats ci-dessus, les facteurs d'étalonnage calculés pour les pyranomètres CS301₁, CS301₂ et CS301₃ sont légèrement supérieurs de ceux indiqués par le fabricant. Ce facteur reste dans la limite d'erreur acceptable d'après la fiche technique du CS301. Concernant le pyranomètre CS320, le facteur d'étalonnage calculé est de 20.72 W/(m².mV), celui donné par le fabricant est de 20.39 W/(m².mV). Par suite, pour ce dernier pyranomètre, la nouvelle valeur de CF obtenue reste dans la limite d'incertitude d'étalonnage de 2.6% indiquée dans les spécifications de la fiche technique de l'équipement.

Les indicateurs d'erreur ont été également calculés sur la période de ciel clair considérée (le 15, le 16 et le 17 Février 2019) dans le but de s'assurer de la justesse du processus d'étalonnage adopté. Ces indicateurs listés dans le Tableau 30 ci-dessous ont été considérés pour chaque pyranomètre par rapport aux mesures délivrées par le CMP22₁ pris comme référence.

Tableau 30 Indicateurs d'erreur sur la période de ciel clair

	CS301₁	CS301₂	CS301₃	CS320
MBE (W/M²)	1,24	-15,50	-1,30	4,30
RMBE (%)	-0,35	-4,28	-0,35	1,19
MAE (W/M²)	8,10	19,25	4,66	8,98
RMAE (%)	2,32	5,32	1,25	2,48

Les résultats du Tableau 30 montrent un RMAE inférieur à 2.5% en comparant les mesures des CS301₁, CS301₃ et CS320 par rapport à ceux du CMP22₁. Le CS301₂ présente un indicateur RMAE de 5.32% et un écart type de 4.50% ce qui est proportionnellement supérieur à ceux des autres radiomètres. Il est soupçonné que ce capteur été légèrement orienté vers l'Ouest et le fait d'avoir juste une journée de comparaison pour lui a aussi contribué à l'incertitude des résultats pour ce capteur. Ils sont donc à prendre en précaution.

Annexe 5.4 Étude de réflectivité de plusieurs types de réflecteurs

A. Méthodologie



Figure 145 Spectromètre

Afin de tester les propriétés de réflectivité de différents matériaux, un spectromètre de type PerkinElmer, Lambda 950, UV-Visible et proche Infra-rouge (Figure 145) a été utilisé. Cet appareil sert à effectuer des mesures optiques sur une gamme spectrale étendue allant de 175 nm jusqu'à 3300 nm [15]. Dans notre cas, ce spectromètre a été utilisé au laboratoire GeePs afin de tester les performances en termes de réflectivité de différents types de réflecteurs. L'objectif de ces tests était de déterminer le type de réflecteur le plus adapté à notre système PV-réflecteurs quantitativement et économiquement. A ce propos, des tests ont été munis sur plusieurs échantillons de différents types de réflecteurs sous une gamme de longueur d'ondes allant de 300 à 1100 nm, l'intervalle intéressant pour les modules PV et sous différents angles d'incidence. Étant limité par les spécifications techniques de l'appareil, les angles d'incidence considérés dans nos mesures étaient entre 8° et 68° . Les mesures effectuées sont en réflexion directe. La définition des paramètres requis à l'analyse de la réflectivité ainsi que la récupération des données de mesures s'effectuent via le logiciel UV WinLab développé par la société PerkinElmer (Figure 146).

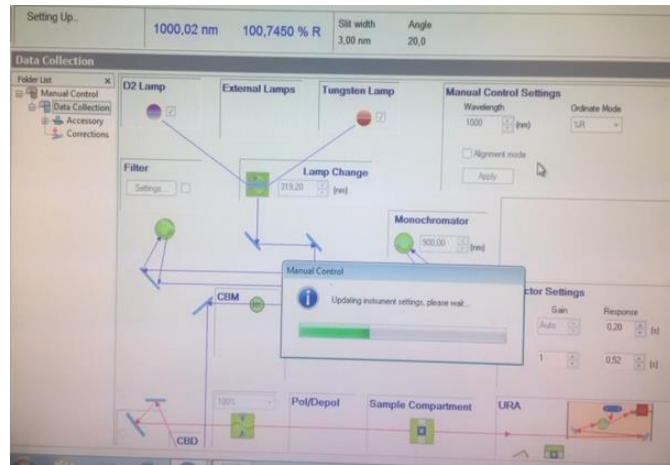


Figure 146 Interface du logiciel WinLab [12]

B. Résultats

Cas du matériel AlMg3 ou AG3

Ce matériel correspond à un alliage dont les éléments principaux sont : l'aluminium (97% environ) et le magnésium (3% environ). Il est caractérisé par une très bonne conductibilité thermique et une résistance à la corrosion.

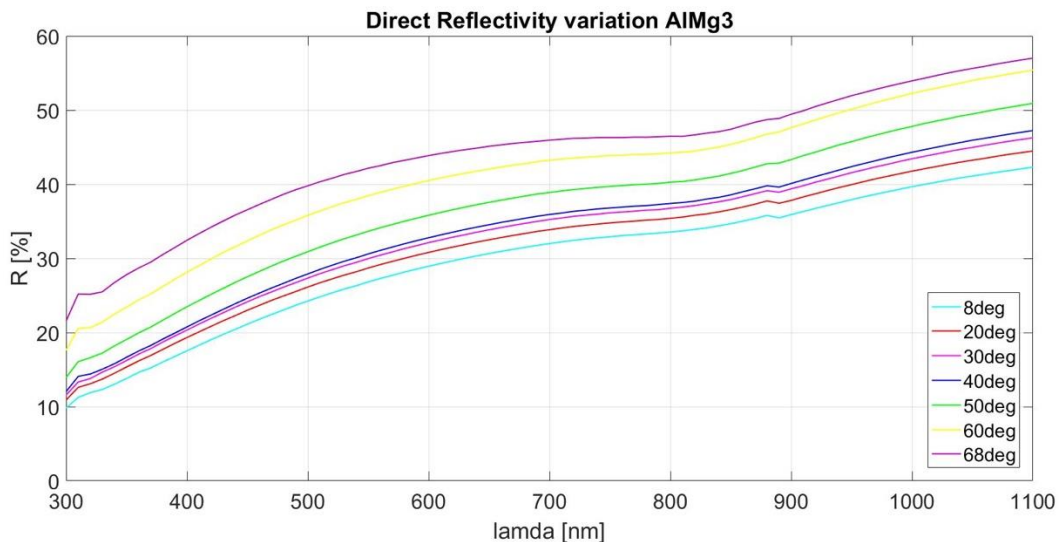


Figure 147 Courbes de réflectivité sous différents angles d'incidence, AlMg3

Des mesures de réflectivité ont été menées sur un échantillon d'AlMg3. La Figure 147 décrit les courbes de variation de la réflectivité directe (R [%]) de ce matériau en fonction de la longueur d'onde (λ [nm]) sous différents angles d'incidence. La réflectivité qui nous intéresse est celle autour de 810 nm, car c'est dans cette région que le pic de réponse spectrale par le module PV à cellules poly-cristallines se trouve. Dans ce cas, les résultats

montrent une variation de réflectivité entre 22 et 45% pour des angles d'incidence de 8° et 68° respectivement.

Cas du matériel AlCuMg1 ou AU4G

Ce matériel correspond à un alliage très tenace dont les éléments constitutifs sont : l'aluminium (95% environ), le cuivre (3.5 à 4.5%), le magnésium (0.4 à 1%), le manganèse (0.4 à 1%), le silicium (0.2 à 0.8%) et d'autres éléments (Fe, Cr, Zn...) dont le pourcentage est inférieur ou égal à 0.7%. Il présente également une très bonne conductibilité thermique et une résistance à la corrosion.

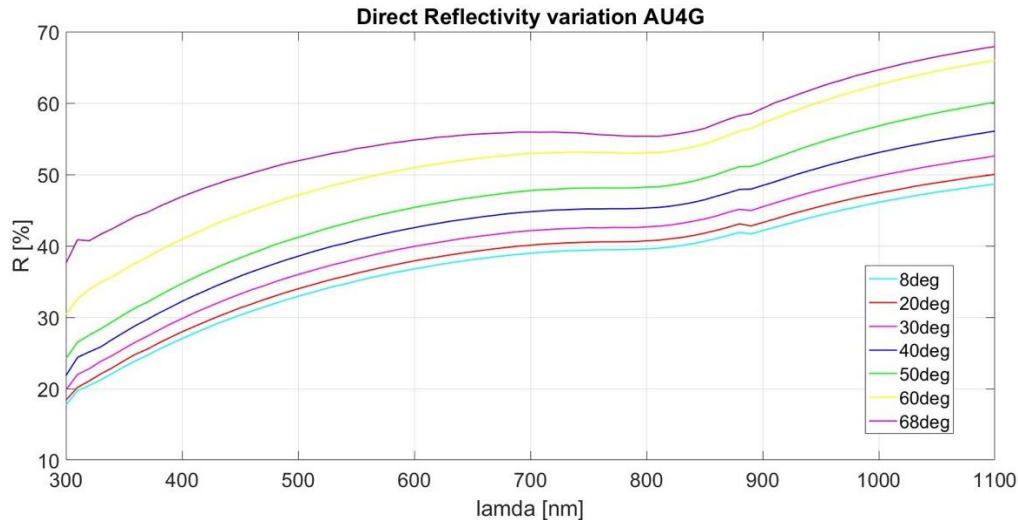


Figure 148 Courbes de réflectivité sous différents angles d'incidence, AU4G

Les mesures de réflectivité ont été menées sur un échantillon de l'alliage AU4G également. La Figure 148 décrit les courbes de variation de la réflectivité directe de ce matériau en fonction de la longueur d'onde sous différents angles d'incidence. D'après les résultats obtenus, une variation de réflectivité à 810 nm entre 40 et 54% pour des angles d'incidence de 8° et 68° respectivement est visualisée.

En comparant les résultats de la Figure 147 et de la Figure 148, nous pouvons confirmer que l'AU4G présente des meilleures performances en réflectivité que l'AlMg3, notamment à 810 nm. Cette différence est due aux éléments d'addition de chaque alliage d'aluminium, ses caractéristiques mécaniques et sa résistance. Par contre, dans les deux cas, le pourcentage de réflectivité directe sous différents angles d'incidence reste limité. Cela est dû à la propriété physique de ces alliages présentant des imperfections aboutissant à la perte de réflectivité sous forme des rayons diffus.

Cas d'un miroir en verre classique

C'est le type de miroir le plus répandu, constitué d'une plaque de verre sur laquelle est une couche réfléchissante d'aluminium est appliquée.

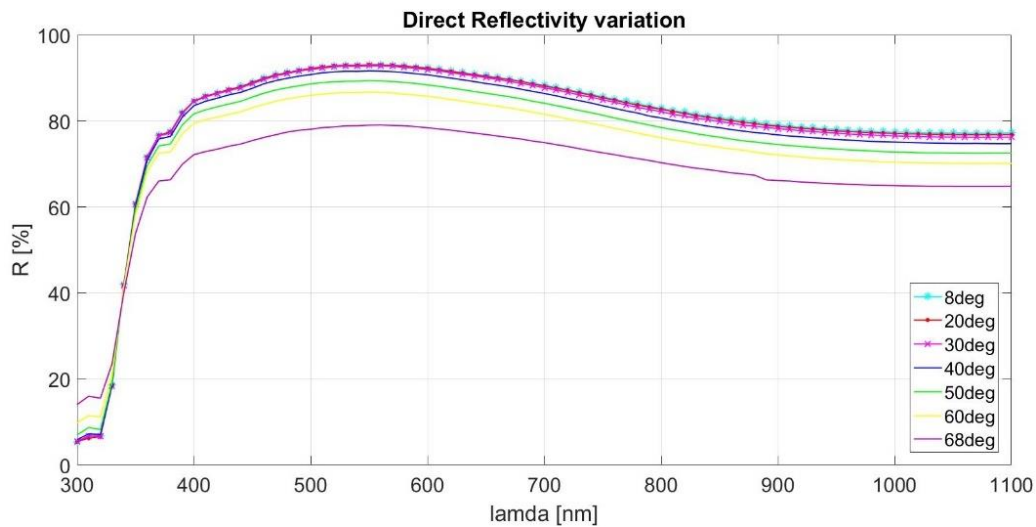


Figure 149 Courbes de réflectivité sous différents angles d'incidence, miroir classique

Les tests de réflectivité ont été conduits sur un échantillon de ce miroir et les résultats sont présentés dans la Figure 149. En comparant les résultats de la Figure 147, de la Figure 148 et de la Figure 149, nous pouvons confirmer que ce type de miroir présente les meilleures performances en réflectivité qui peut atteindre 92% sous 500nm et 80% sous 810nm. Dans ce cas, le problème d'imperfections aboutissant à la perte de réflectivité sous forme des rayons diffus n'est pas présent.

Cas d'un miroir collant

C'est un type de feuille de miroir adhésif à base de PVC (polychlorure de vinyle), un polymère thermoplastique. Il peut servir comme réflecteur et appliqué sur un support lisse. L'avantage de ce type de réflecteur est son faible coût (<1 euro par m²) comparé aux autres types de miroirs notamment en verre (>5 euros par m² environ). Ce réflecteur se distingue également par la facilité de remplacement en cas d'usure et par son poids assez léger facilitant le montage. D'autre part, la souplesse de ce réflecteur par rapport aux autres types classiques nécessite l'examen de son efficacité en termes de réflectivité et de robustesse surtout après exposition sous conditions climatiques variées. A ce propos, des échantillons de 15x15cm de ce miroir adhésif ont été commandés. Les tests de réflectivité ont été menés d'abord au spectromètre sur deux échantillons qui ont présenté des résultats similaires. Ensuite, ces échantillons ont été placés sur une durée de deux mois à l'observatoire SIRT (sur le toit du LMD) dans le but de les exposer à des conditions météorologiques diverses (Figure 150). Durant cette période de deux mois, les réflecteurs ont résisté à des journées pluvieuses ainsi qu'à des journées ensoleillées. Après ces deux mois d'exposition, les échantillons ont été testés au spectromètre de nouveau et les nouveaux résultats de réflectivité ont été récupérés.



Figure 150 Installation des miroirs collants à l'observatoire SIRTA

La Figure 151 illustre les courbes de variation de la réflectivité directe de ce matériau en fonction de la longueur d'onde sous différents angles d'incidence. Les courbes en ligne étant les résultats avant exposition aux conditions météorologiques diverses et les courbes en pointillé représentent les résultats après exposition.

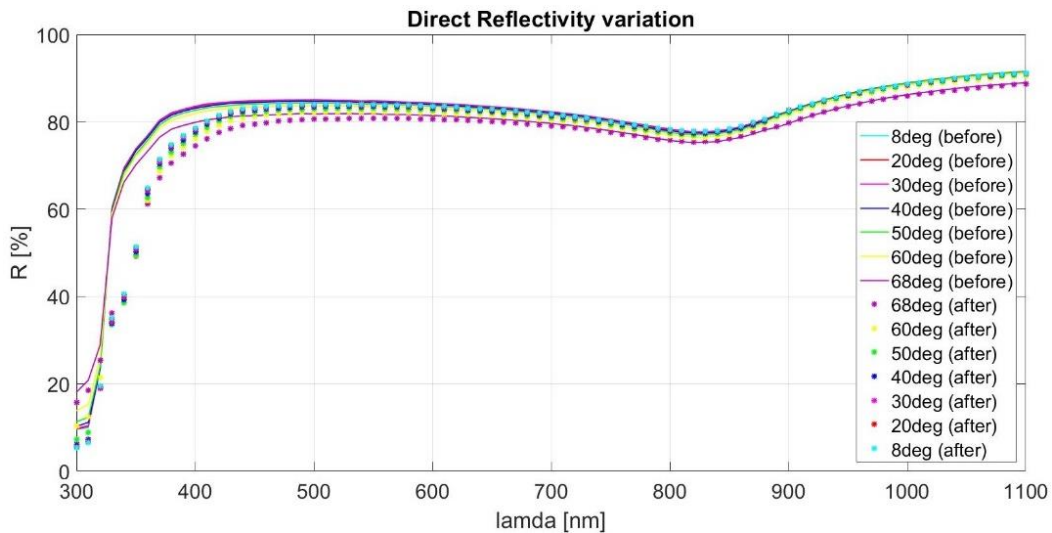


Figure 151 Etude de réflectivité avant et après(en pointillé) exposition aux conditions climatiques

D'après la Figure 151, nous pouvons conclure que les résultats avant et après exposition sont très similaires, un changement très léger avec l'angle d'incidence peut être observé et la réflectance est assez constante autour de 80%. En effet, une perte de réflectivité pour des longueurs d'onde autour 300-400 nm est observée. Mais cela n'est pas critique pour l'application avec C-Si, car la réponse spectrale du silicium est très faible dans cette région,

ainsi que l'énergie reçue du Soleil. Ces résultats soulignent alors l'efficacité de ce type de réflecteur collant, ces propriétés physiques n'étant pas été significativement affectées par les conditions climatiques sévères. D'autre part, avec son aspect économique favorable, nous pouvons affirmer que ce type de réflecteur pourra être une solution prometteuse pour un système PV-réflecteur.

Annexe 5.5 Évaluation des performances du système PV sans réflecteurs : étude de cas

Dans cette partie, une évaluation des performances de l'installation GeePSunsite sera discutée. Le rendement énergétique des modules PV connectés en série sera d'abord analysé. Le rendement énergétique de l'onduleur sera également étudié pour différentes conditions météorologiques.

Les études de performances et les analyses menées concernent la période allant du 15 Février 2019 jusqu'au 30 Juin 2019. Le 15 Février 2019 où le système d'acquisition des différentes données de mesures a été mis en place et la période de fin Juin 2019 présente les dernières journées de mesures avant ajout des réflecteurs plans. Dans les résultats présentés et les études de performances menées dans cette partie un pas de temps d'acquisition de données de 5 minutes (la meilleure résolution disponible pour les mesures mises à disposition par le fabricant de l'onduleur) a été adopté.

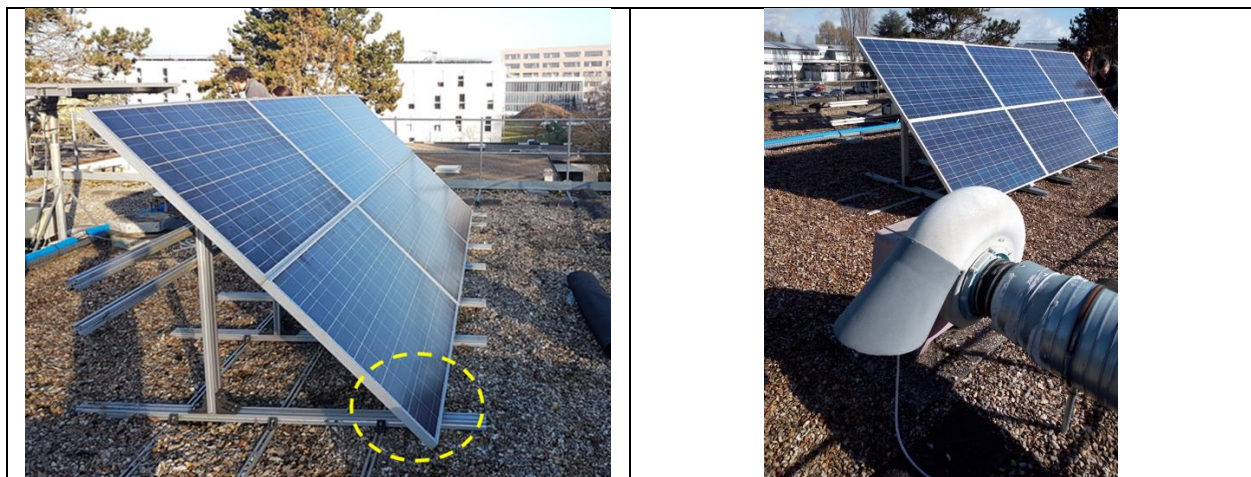


Figure 152 Effet d'ombrage sur la partie inférieure des modules du côté Ouest

D'abord, afin d'effectuer une analyse correcte du fonctionnement de toute installation photovoltaïque, les critères externes pouvant influencer son efficacité doivent être considérés. A ce stade, l'effet d'ombrage pouvant diminuer significativement la puissance

électrique générée ne peut pas être négligé. L'installation est face une forêt et il y a des bâtiments et objets autour qui bloquent le soleil à certains moments sur l'année. En particulier, comme le montre la Figure 152, un certain ombrage du côté Ouest de l'installation peut être visualisé sur la partie inférieure des modules PV. Cet ombrage est produit par un équipement de ventilation installé sur le toit du côté Sud-Ouest. Puisque les six modules PV sont connectés en série, la diminution de l'efficacité fonctionnelle d'un module affecte la totalité de l'installation. Cet effet d'ombrage est visualisé dans les résultats de mesures, notamment de puissance photovoltaïque générée (PV DC Power) comme le montre la Figure 153. Dans cette figure où la journée du 17 Février est considérée comme exemple, nous pouvons clairement visualiser une chute en puissance PV entre 15h30 et 16h00 qui ne se traduit pas en irradiance comme le montrent les variations des irradiances POA mesurées par les pyranomètres CS301₁ et CS301₃, car ces capteurs sont installés du côté Est de l'installation PV et par suite ne sont pas influencés par cet effet d'ombrage.

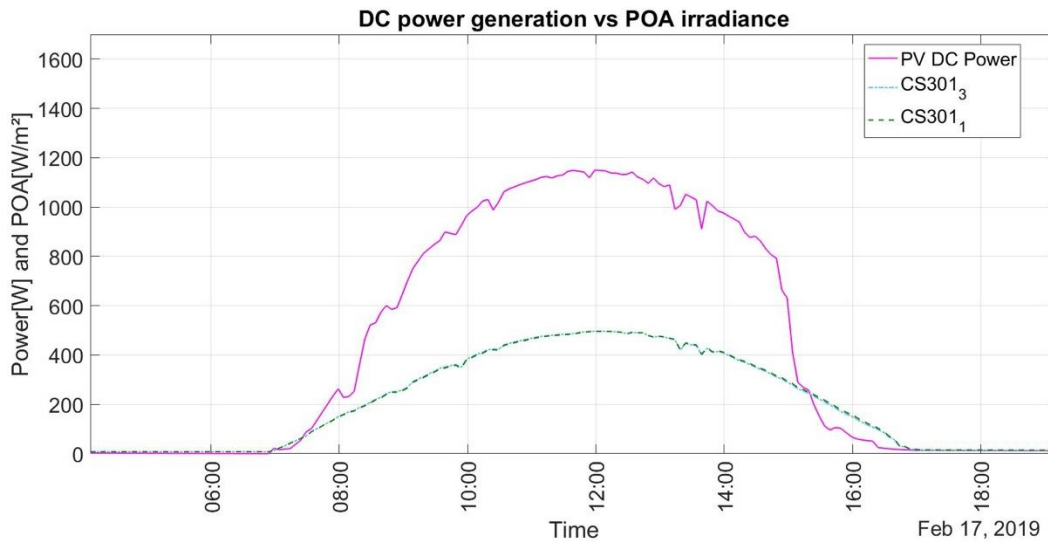


Figure 153 Génération électrique photovoltaïque en fonction de l'irradiance POA, 17 Février 2019

A. Évaluation de la performance de la génération électrique

Dans le but d'analyser les performances de l'installation PV plusieurs paramètres d'évaluation ont été considérés :

1. Le rendement des modules PV : c'est l'évaluation de la génération d'énergie électrique à la sortie des modules par rapport à la quantité d'irradiation reçue. Ce rendement énergétique coté DC se calcule suivant l'équation :

$$\eta_{PV} = \frac{\sum_{\text{jour}}(P_{DC}[\text{Wh}])}{\sum_{\text{jour}}(\text{POA} [\text{Wh}/\text{m}^2] \times \text{Surface}[\text{m}^2] \times N)} \quad (\text{A5.6})$$

Avec N le nombre de modules PV.

2. Le rapport de performance : C'est un paramètre crucial pour l'évaluation de la performance d'une installation photovoltaïque. Il indique la quantité d'énergie électrique disponible pour injection sur le réseau après déduction des pertes énergétiques. Dans ce cas les pertes thermiques et l'énergie dissipée et consommée dans la chaîne depuis les modules PV passant par l'onduleur pour être enfin injectée au réseau sont prises en compte. Ce paramètre se calcule suivant l'équation :

$$PR = \frac{\sum_{\text{jour}}(P_{AC}[\text{Wh}])}{\sum_{\text{jour}}(\text{POA} [\text{W}/\text{m}^2] \times \text{Surface}[\text{m}^2] \times N \times \text{Heures}[\text{h}] \cdot \eta_{PV,STC})} \quad (\text{A5.7})$$

3. Le rendement de l'onduleur : C'est le rapport entre l'énergie électrique AC recueillie à la sortie de l'onduleur et l'énergie électrique DC générée par les modules PV arrivant à l'entrée de ce dernier. Le rendement de l'onduleur se définit alors par l'équation :

$$\eta_{\text{onduleur}} = \frac{\sum_{\text{jour}}(P_{AC}[\text{Wh}])}{\sum_{\text{jour}}(P_{DC}[\text{Wh}])} \quad (\text{A5.8})$$

L'analyse de ces performances a été menée tout au long de la période allant du 15 Février au 30 Juin 2019. Dans ce qui suit, nous présentons des indicateurs de performances d'une semaine en Février avec un pas de 5 minutes. La Figure 154 représente la variation de la génération électrique en puissance DC (coube en jaune) à l'entrée de l'onduleur et en puissance AC à sa sortie (courbe en orange) en fonction du temps.

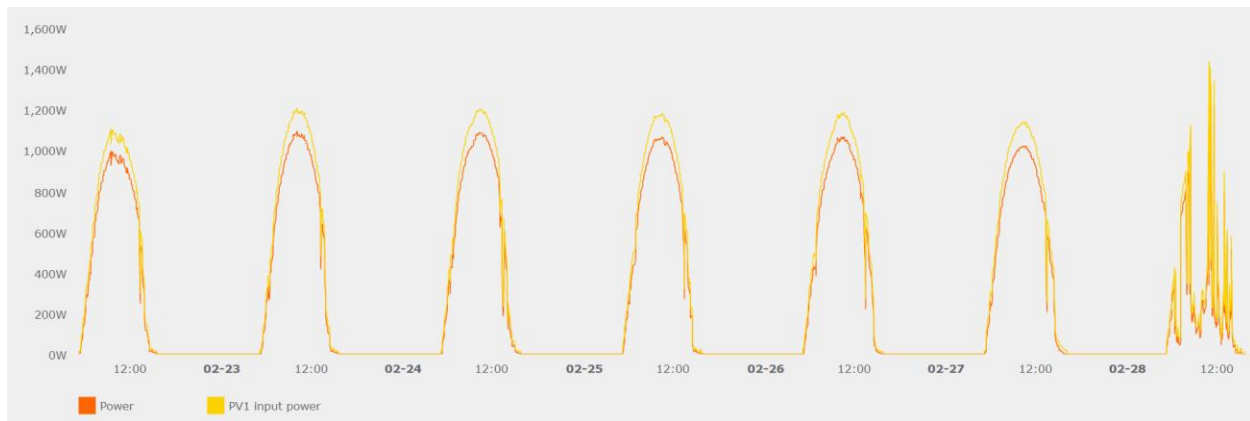


Figure 154 Puissance DC et puissance AC générées du 22 au 28 Février 2019

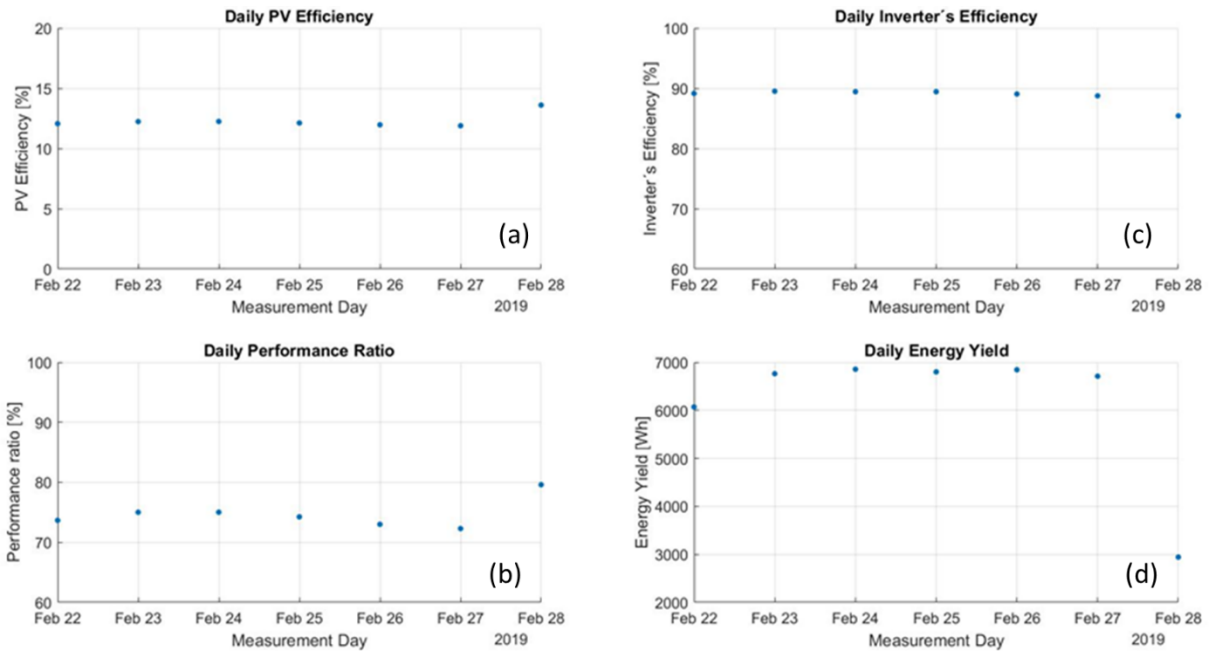


Figure 155 Indicateurs journaliers de performance du 22 au 28 Février 2019 : (a) Le rendement des modules PV, (b) Le ratio de performance, (c) Le rendement de l'onduleur et (d) Le rendement énergétique

La Figure 155 montre les indicateurs de performances calculés pour chaque journée du 22 au 28 Février. Le rendement moyen des modules PV obtenu pour cette semaine est de 12.31%. Le rendement de modules PV le plus élevé est atteint le 28 Février 2019 (14% environ). En effet, le 28 Février est une journée froide et nuageuse alors que les autres journées sont plutôt ensoleillées, ce qui implique aussi une température des panneaux plus élevée.

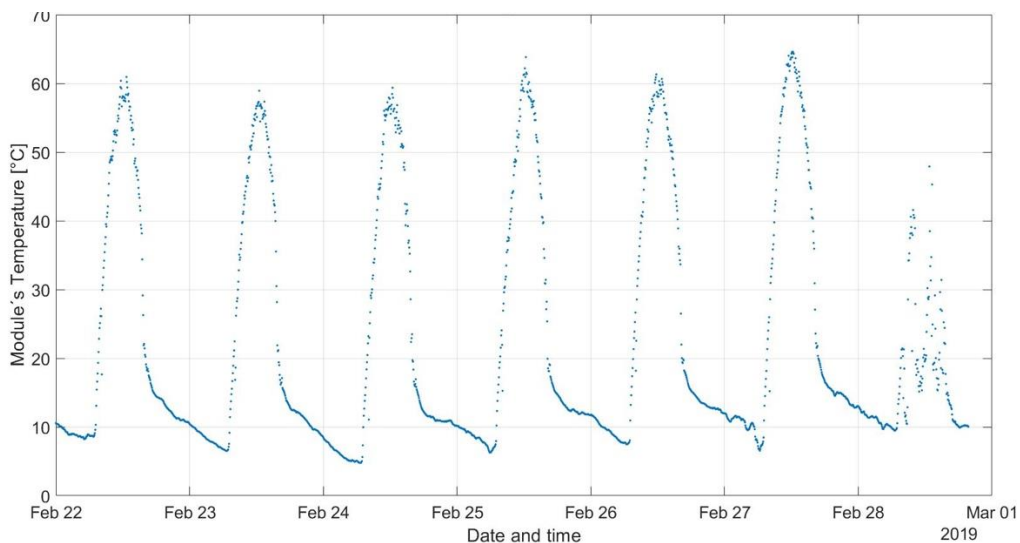


Figure 156 Evolution de la température du module PV en fonction du temps

La Figure 156 illustre l'évolution de la température des modules PV en fonction du temps pour chaque journée. D'après cette figure, le 28 Février présente les températures les plus faibles par rapport aux autres journées. La température du module a un effet sur l'efficacité des panneaux solaires. Plus la température est faible, plus l'efficacité est élevée. Ce qui explique ce résultat pour la Figure 155(b)). Le rapport de performance pour cette journée est de 0.8.

D'autre part ; l'efficacité moyenne de l'onduleur pour cette semaine est de 88.67%(Figure 155 (c)). Ce qui est inférieure à l'efficacité maximale de 97% indiquée par le fabricant dans des conditions standard. D'autre part, le l'énergie journalière produite en moyenne pour les journées ensoleillées est de 6.75kWh alors que pour la journée du 28 Février, il ne dépasse pas les 3kWh (Figure 155 (d)).

Annexe 5.6 Résultats complémentaires

De nombreuses journées ont été étudiées pour les analyses de l'installation GeePSunSite. Des journées propices ont été sélectionnées pour détailler cette analyse dans le chapitre 5. Dans cet annexe, les résultats en irradiances POA et POA_{Mir} ainsi que les résultats en puissance PV sont présentés pour la journée ensoleillée du 20 Septembre 2019.

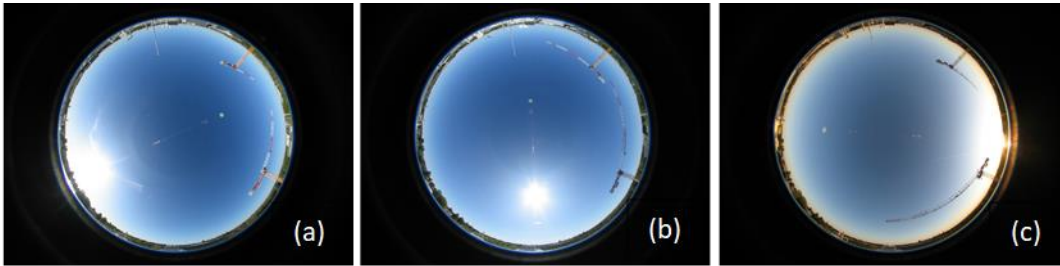


Figure 157 Images du ciel le 20 Septembre 2019 à 8h00 (a), 12h00 (b), 17h30 (c)

a) Résultats en irradiances POA et POA_{Mir}

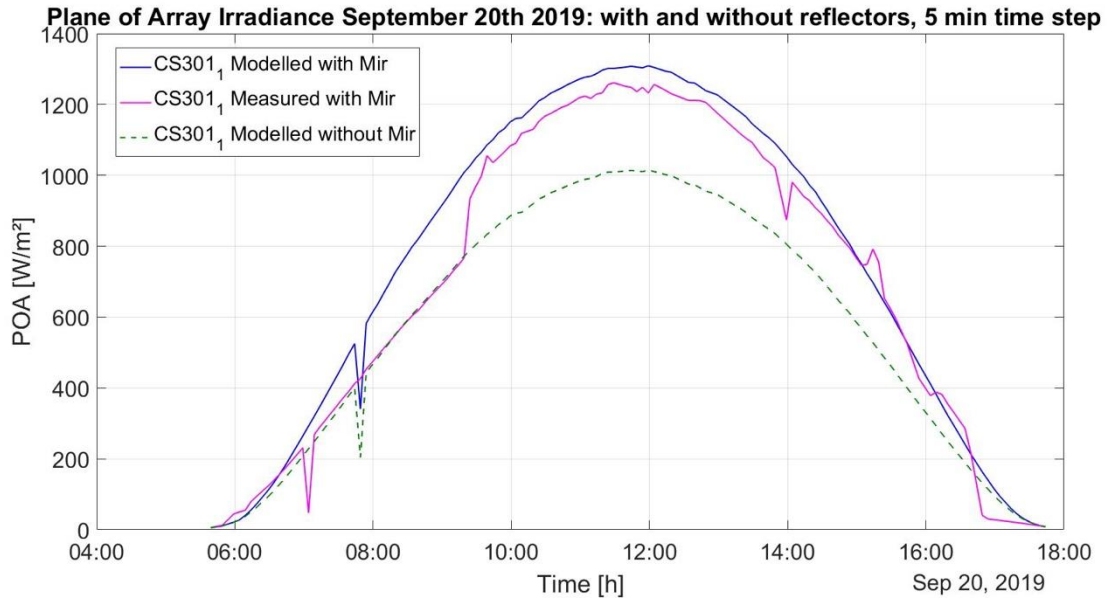


Figure 158 Comparaison entre les irradiances POA_{Mir} modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₁

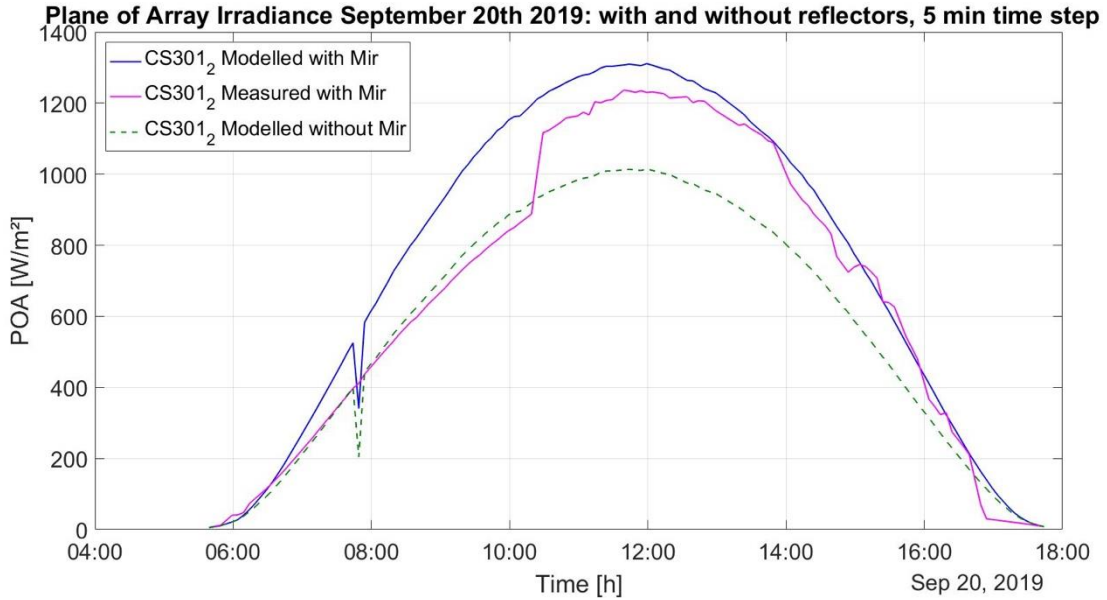


Figure 159 Comparaison entre les irradiances POAMir modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₂

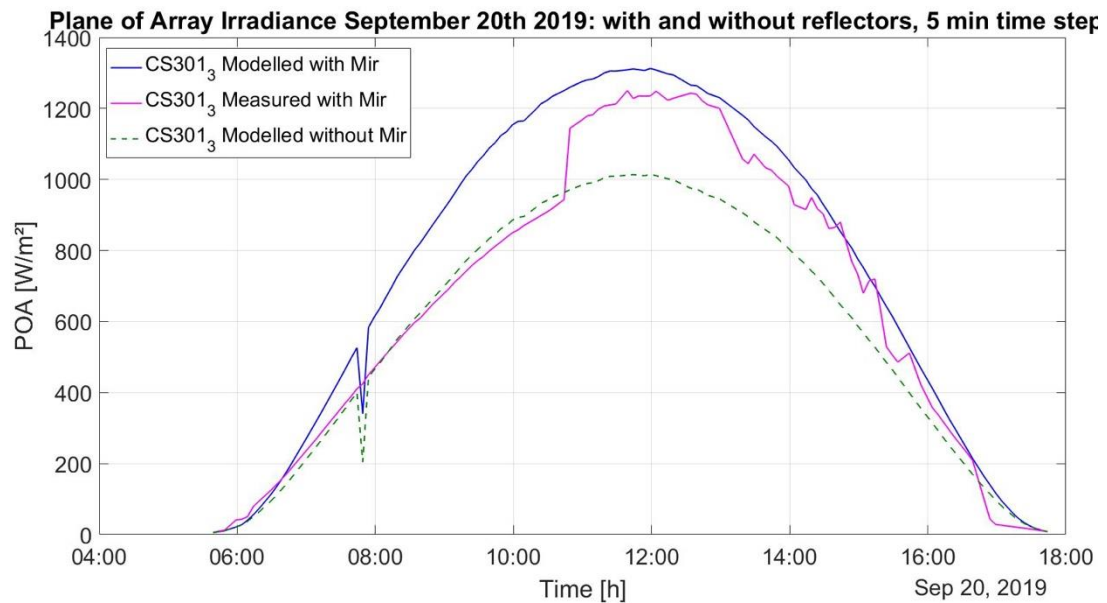


Figure 160 Comparaison entre les irradiances POAMir modélisée et mesurée et l'irradiance POA modélisée - Pyranomètre CS301₃

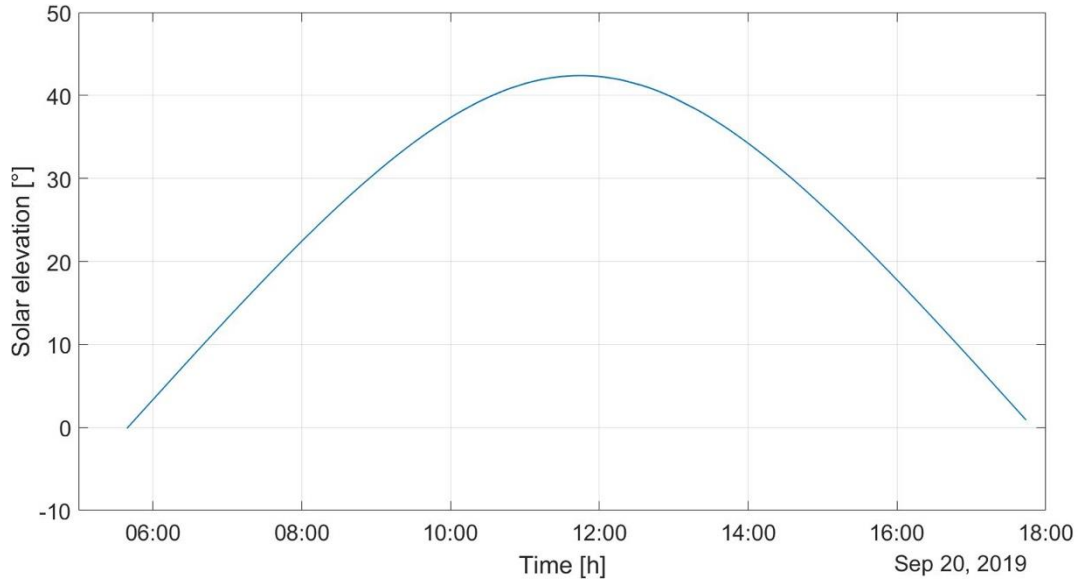


Figure 161 Variation de l'angle d'élevation solaire en fonction du temps

b) Résultats en génération électrique photovoltaïque

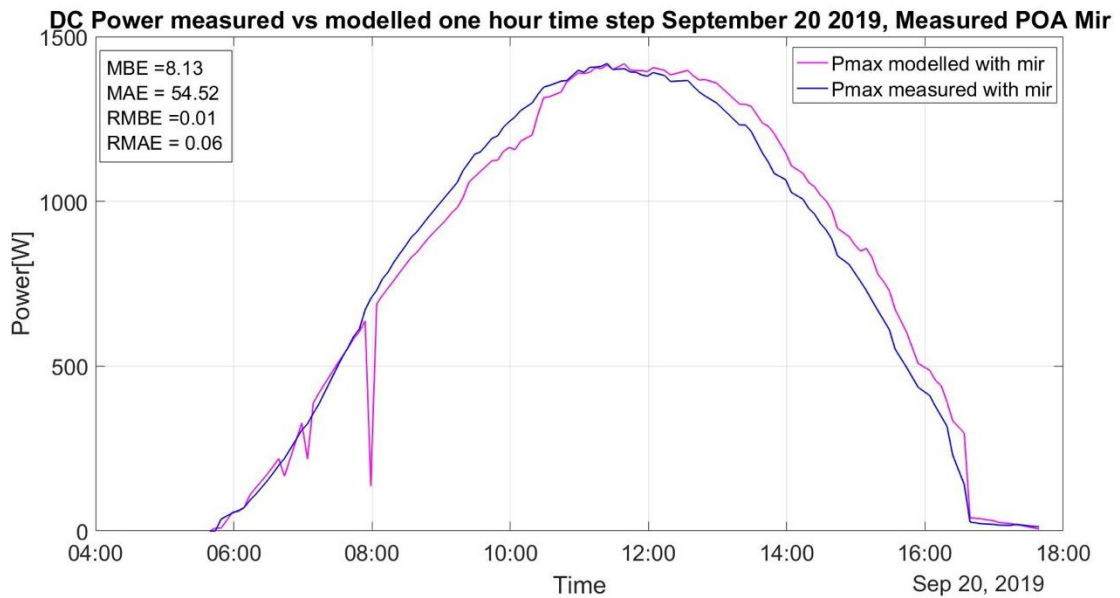


Figure 162 Comparaison entre la puissance modélisée et celle mesurée en présence des miroirs

Références

- [1] "SLK60P6L_220Wp-255Wp." Accessed: May 20, 2020. [Online]. Available: https://www.anapode.com/images/spec%20sheets/SLK60P6L_EN_New.pdf.
- [2] "Faure - NOTICE D'INSTALLATION DU KIT 3kWc.pdf." .
- [3] "Onduleur monophasé SolaX X1 Mini 1.5." <https://www.wattuneeed.com/fr/onduleurs-et-convertisseurs/4732-onduleur-monophasé-solax-x1-mini-15-0712971136649.html> (accessed May 20, 2020).
- [4] "SolaXCloud User Manual." https://www.solaxcloud.com/i18n/language.do?language=en_US&url=/views/uesrGuide/uesrGuide.jsp (accessed Sep. 22, 2019).
- [5] "CS301 - Pyranometer." <https://www.campbellsci.com/cs301> (accessed May 20, 2020).
- [6] "CS320 - Digital Thermopile Pyranometer." <https://www.campbellsci.com/cs320> (accessed May 20, 2020).
- [7] "Sonde PT100 - Sonde de température PT100 - Guilcor." <https://sondes-thermiques.fr/525-sonde-a-resistance> (accessed Sep. 16, 2019).
- [8] "Solax Cloud Monitoring." https://www.solaxcloud.com/i18n/language.do?language=en_US&url=/views/login.jsp (accessed May 20, 2020).
- [9] "CR1000X - Measurement and Control Datalogger." <https://www.campbellsci.com/cr1000x> (accessed May 20, 2020).
- [10] "FTV200 CHAUVIN-ARNOUX Analyseur / Contrôleur d'installations photovoltaïques en location ou à la vente." <https://www.locadif.fr/FTV200-CHAUVIN-ARNOUX.html> (accessed May 22, 2020).
- [11] "ISO 9847:1992(en), Solar energy — Calibration of field pyranometers by comparison to a reference pyranometer." <https://www.iso.org/obp/ui/#iso:std:iso:9847:ed-1:v1:en> (accessed May 22, 2020).
- [12] "CMP22, the best spectrally flat class A pyranometer available - Kipp & Zonen." <https://www.kippzonen.com/Product/15/CMP22-Pyranometer#.XscOWGgzY2w> (accessed May 22, 2020).
- [13] W. Jessen, S. Wilbert, B. Nouri, N. Geuder, and H. Fritz, "Calibration methods for rotating shadowband irradiometers and optimizing the calibration duration," *Atmospheric Meas. Tech.*, vol. 9, no. 4, pp. 1601–1612, Apr. 2016, doi: 10.5194/amt-9-1601-2016.
- [14] "Baseline Surface Radiation Network: Baseline Surface Radiation Network." <https://bsrn.awi.de/> (accessed May 14, 2020).
- [15] "BRO_Lambda950850650Americas.pdf." Accessed: Nov. 14, 2019. [Online]. Available: https://www.perkinelmer.com/lab-solutions/resources/docs/BRO_Lambda950850650Americas.pdf.

Titre : Modélisation d'une installation photovoltaïque avec réflecteurs en vue de l'intégration dans un réseau intelligent

Mots clés : Panneaux photovoltaïques, faible concentration, réflecteur plan, autoproduction.

Résumé : Dans un but d'amélioration des performances d'une installation photovoltaïque (PV), une approche complémentaire à l'amélioration du rendement des modules PV est l'augmentation de la collecte des photons par faible concentration du flux solaire sur les modules. Les réflecteurs plans sont une solution a priori simple et économique. Ils permettent d'augmenter la production électrique sans surcoût important. Cependant, l'estimation de ce gain demande une prise en compte fine de l'éclairement non uniforme apporté par ces réflecteurs.

L'objectif de ce travail de thèse est de tester le potentiel d'un système PV-réflecteurs avec la possibilité d'un ajustement périodique des angles d'inclinaison du plan des réflecteurs et du plan des modules PV. Dans ce but, il a été nécessaire de mettre en place un démonstrateur PV-réflecteurs avec des modules industriels, ainsi que de développer et de valider expérimentalement un outil de modélisation simple.

Dans un premier temps, un modèle d'estimation de l'irradiation du plan des modules « plane of array, POA » basé sur l'optique cartésienne et des hypothèses de rayonnement isotrope de l'atmosphère et de réflexion lambertienne des surfaces est développé. Il s'appuie en entrée, sur des mesures au sol ou des images satellite. Ce modèle validé a ensuite permis d'optimiser la géométrie d'une installation PV-réflecteurs en considérant une installation fixe ou à géométrie variable, avec des ajustements périodiques différents (mensuels, saisonniers) des angles d'inclinaison des modules PV et des réflecteurs, ainsi que différentes longueurs de réflecteurs. Cette stratégie d'optimisation géométrique de l'irradiation POA a été appliquée dans six lieux dans le monde ayant des conditions météorologiques très différentes.

Un modèle d'estimation analytique est ensuite élaboré pour passer de l'irradiance POA à la puissance PV. L'ajout de réflecteurs plans introduit une distribution non uniforme de l'irradiance sur les modules PV pouvant provoquer l'activation de diodes bypass. Ce modèle photo-électrique a été évalué expérimentalement pour un module PV avec éclairement non uniforme.

Finalement, un démonstrateur PV est construit au laboratoire GeePs (avec 6 modules au Silicium cristallin connectés en série) et équipé de réflecteurs plans, de capteurs d'irradiance POA et de température. Une analyse de la production de cette installation a été conduite sur une année en absence et en présence de réflecteurs. Le modèle analytique développé précédemment a permis de choisir l'architecture fixe de ce démonstrateur ainsi que de mener des études de performances.

Les résultats soulignent l'importance d'optimiser spécifiquement l'architecture d'un système PV-réflecteurs selon la zone géographique et la saison ou le mois de l'année. Ils montrent également qu'une étude en irradiation permet d'optimiser un potentiel local indépendamment de la technologie des modules mais en aucun cas elle, n'est suffisante pour optimiser la géométrie d'une installation. Enfin, le modèle théorique est nécessairement simplificateur : non prise en compte de l'horizon très proche, hypothèse de rangées infinies, hypothèse d'une atmosphère uniforme et isotrope, coefficient de réflexion des miroirs constants, approche pessimiste concernant l'activation des diodes de bypass... et les mesures localisées nécessairement limitées et présentant des incertitudes. La mise en place des démonstrateurs a notamment permis d'apporter des réponses et des éléments de discussion autour de ces aspects.

Title : Modeling of a photovoltaic installation with reflectors for integration in an intelligent network

Keywords : Photovoltaic panels, Low concentration, planar reflector, autoproduction.

Abstract : In order to improve the performance of a photovoltaic (PV) installation, a complementary approach to improving the efficiency of PV modules is to increase the collection of photons using low concentration of the solar flux on the modules. Flat reflectors are a simple and economical solution for that purpose. They allow increasing electrical production without significant additional cost. However, the estimation of this gain requires careful consideration of the non-uniform illumination provided by these reflectors.

The objective of this thesis work is to test the potential of a PV-reflector system with the possibility of periodic adjustment of the tilt angles of the plane of the reflectors and the plane of the PV modules. To this end, it was necessary to set up a PV-reflector demonstrator with industrial modules, as well as to develop a simple modeling tool and validate it experimentally.

First, an estimation model of the plane of array, POA, based on Cartesian optics and hypotheses of isotropic radiation of the atmosphere and Lambertian reflection of surfaces is developed. It is based on ground measurements or satellite images inputs. This model experimentally validated allowed to optimize the geometry of a PV-reflector installation by considering a fixed installation or variable geometry, with different periodic adjustments (monthly, seasonal) of the tilt angles of the PV modules and the reflectors, as well as different lengths of reflectors. This strategy for geometrical optimization of POA irradiation has been applied in six locations around the world with very different weather conditions.

An analytical estimation photoelectric model is then developed to move from POA irradiance to PV power estimation. Adding flat reflectors introduces a non-uniform distribution of the irradiance on the PV modules which can cause the activation of bypass diodes. This photoelectric model has been tested experimentally for a PV module with non-uniform illumination.

Finally, a PV demonstrator is built at the GeePs laboratory (with 6 crystalline Silicon modules connected in series) and equipped with planar reflectors, POA irradiance sensors and temperature sensors. An analysis of power production of this installation was carried out over a year in the absence and presence of reflectors. The analytical model developed previously made it possible to choose the suitable fixed architecture of this demonstrator as well as to conduct performance studies.

The results highlight the importance of optimizing the architecture of a PV-reflector system according to the geographic area and the season or the month of the year. They also show that an irradiation study makes it possible to optimize a local potential of such system independently of the technology of the modules, but in no case, it is sufficient to optimize the geometry of an installation. Finally, the theoretical model is simplified: not taking into account the very near horizon, assumption of infinite rows, assumption of a uniform and isotropic atmosphere, constant coefficient of mirrors reflection, pessimistic approach concerning the activation of the bypass diodes... and limited local measurements presenting uncertainties. The installation of demonstrators has made it effectively possible to provide answers and elements of discussion around these aspects.