



HAL
open science

Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces. Cas particulier modules bifaces intégrés en façade verticale

Bruno Soria

► To cite this version:

Bruno Soria. Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces. Cas particulier modules bifaces intégrés en façade verticale. Traitement du signal et de l'image [eess.SP]. Université de Grenoble, 2014. Français. NNT : 2014GRENT066 . tel-01126959

HAL Id: tel-01126959

<https://theses.hal.science/tel-01126959>

Submitted on 6 Mar 2015

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.



THÈSE

pour obtenir le grade de

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DE GRENOBLE

Spécialité **Optique et Radiofréquences** de l'Ecole Doctorale
**Électronique, Électrotechnique, Automatismes et Traitement
du Signal**

[arrêté ministériel du 7 août 2006]

Présentée par **Bruno SORIA**

Dirigée par **Jean-Emmanuel BROQUIN** et **Eric GERRITSEN**

Préparée au sein du **Laboratoire des Modules PhotoVoltaïques
(CEA / DRT / DTS / LMPV)** de l'Institut National de l'Énergie
Solaire (INES)

Etude des performances électriques annuelles de modules photovoltaïques bifaces.

Cas particulier : modules bifaces intégrés en façade verticale.

Thèse soutenue publiquement le **21 octobre 2014**,
devant le jury composé de :

Pr. Anne KAMINSKI

Professeur des universités à l'INPG, Grenoble, Présidente

Pr. Naftali EISENBERG

Professeur des universités au JCT, Jérusalem, Rapporteur

Pr. Raphaël CLERC

Professeur des universités à l'Université Jean Monnet, St-Etienne, Rapporteur

Dr. Patrick DUPEYRAT

Ingénieur-chercheur chez EDF-R&D, Paris, Examineur

Dr. Eric GERRITSEN

Chef de projet au CEA-INES, Le Bourget-du-Lac, Co-encadrant

Pr. Jean-Emmanuel BROQUIN

Professeur des universités à l'INPG, Grenoble, Directeur de thèse



Résumé

A l'heure actuelle, la thématique des modules photovoltaïques (PV) bifaces est en développement dans les instituts de recherche et entreprises, mais son utilisation à grande échelle est freinée par le manque de crédibilité des financeurs concernant les gains en performance électrique annuelle apportés par ce type de modules. En effet, il n'existe pas encore sur le marché de programme permettant à la fois l'optimisation de centrales basées sur des modules bifaces et l'évaluation de leur potentiel de production électrique annuel. De plus, les tests expérimentaux ont souvent été conduits à petite échelle, à court terme ou dans peu de configurations de la centrale. Enfin, aucune architecture de module spécifique aux propriétés du rayonnement incident sur la face arrière (souvent non-uniforme et diffus) n'a été proposée jusque-là.

Dans cette thèse, nous avons mis en œuvre une méthodologie d'évaluation des performances électriques annuelles de modules bifaces. Nous nous sommes restreints à des modules intégrés en façade verticale dans la mesure où la thématique du « Building Integrated PhotoVoltaics » (BIPV) prend de l'ampleur et montre des complémentarités avec celle du biface. La méthodologie relie les résultats issus d'un dispositif de double éclairage pour module en simulateur solaire, d'un banc de test modulable de l'application façade verticale en extérieur et d'un modèle optique de ce banc développé avec un logiciel de tracé de rayons (TracePro®). Pour ce faire, 12 petits modules de 2 x 2 cellules de type N ont été réalisés avec différentes architectures. Ils ont servi à étudier l'évolution des paramètres courant – tension (IV) en double éclairage au simulateur solaire (protocole mis en place avec une incertitude inférieure à $\pm 3\%$) et ont été testés successivement (pour la plupart) dans différentes configurations du banc de test en extérieur pendant plus d'un an. Le modèle de simulation a été validé sur des journées d'hiver et d'été ($R^2 > 94,3\%$) et a permis d'extrapoler les résultats expérimentaux obtenus à court terme, pour obtenir les performances électriques annuelles.

Le gain annuel par rapport à un module monoface a été simulé pour un module d'architecture standard en fonction de la distance entre module et réflecteur dans l'application façade verticale. Il atteint 18% pour une distance optimale comprise entre 0,5c et 0,75c (c étant le côté du module). En comparaison, les gains liés au comportement thermique du module biface restent inférieurs à 0,3%. Avec ce type de modules, les pertes résistives survenant en double éclairage ont été quantifiées en simulateur solaire. L'utilisation de demi-cellules permet de compenser ces pertes en double éclairage, mais n'a pas donné de gains élevés dans notre application où les modules verticaux sont peu exposés au rayonnement. Face aux non-uniformités d'éclairage sur la face arrière, une architecture à interconnexion en parallèle a montré des gains additionnels d'au maximum 1% dans notre application à faible distance module - réflecteur. Face au rayonnement diffus, l'utilisation de verres texturés sur les deux faces du module a montré des gains additionnels d'environ 5% (pour une texturation linéaire orientée verticalement)

principalement dus à la face avant (les effets de bord de notre banc limitent certainement les gains en face arrière).

Ces caractérisations et simulations à échelle réduite ont permis de dresser des perspectives à plus grande échelle. En particulier, une architecture de module équivalente à une architecture standard de 6 x 10 cellules a été proposée et mérite d'être testée dans différents types d'applications bifaces. Il s'agit de deux blocs parallèles de demi-cellules en série avec un verre texturé sur chaque face du module (texturation à dimensionner). Cette architecture pourra être comparée à une architecture standard en simulateur solaire avec un dispositif de double éclairage adapté (dimensionné dans cette thèse) et en extérieur sur du long terme. Enfin, des simulations ont été initiées à l'échelle du système biface afin de montrer l'importance du profil de production des modules bifaces orientés est – ouest.

Remerciements

Après ces trois années passées au sein de l'Institut National de l'Energie Solaire (INES) du CEA, mes travaux de recherche arrivent à leur terme. J'ai eu le plaisir de soutenir ces travaux le 21 octobre 2014 devant mon jury de thèse, un bon nombre de collègues, ma famille proche et quelques amis. Les paragraphes qui vont suivre me permettront d'exprimer mes remerciements les plus sincères à ces différentes sphères de personnes, et plus généralement à tous ceux qui ont contribué au bon déroulement de cette expérience positive qu'est la thèse.

Premièrement, un grand merci à mon jury de thèse pour s'être intéressé à mon travail que ce soit durant ces dernières années (pour mes encadrants Eric Gerritsen et Jean-Emmanuel Broquin qui ont suivi ce travail), ces derniers mois (pour mes rapporteurs Naftali Eisenberg et Raphaël Clerc qui ont lu et jugé mon manuscrit) ou ces derniers jours (pour Anne Kaminski et Patrick Dupeyrat qui ont écouté et jugé ma présentation). J'ai été heureux et satisfait de la composition de ce jury qui mêlait des experts dans les technologies de modules photovoltaïques bifaces et des experts dans le domaine de l'optique, venant à la fois du milieu industriel et du milieu académique. Merci à chacun de vous pour le déplacement et pour votre écoute lors de la soutenance. J'en profite pour remercier plus particulièrement Eric et Jean-Emmanuel pour m'avoir régulièrement donné de bons conseils professionnels ou personnels durant cette thèse.

Venons-en maintenant aux collègues de l'INES. Sachez d'abord que j'ai beaucoup apprécié travailler dans cet environnement jeune et dynamique, merci donc une fois de plus à Eric ainsi qu'à Hélène Burlet pour m'avoir permis d'intégrer cet institut de recherche. La thématique sur laquelle j'ai travaillé était certes vaste, d'où une certaine difficulté à focaliser le sujet (merci au passage à Jean-Pierre Joly et Jean-Paul Garandet pour leur aide à cette étape de ma thèse), en revanche cela m'a permis de travailler avec plusieurs laboratoires au sein de l'institut et ainsi d'avoir la chance de sympathiser avec beaucoup de collègues. Je remercie donc particulièrement Yannick Veschetti pour m'avoir permis de présenter mes travaux à plusieurs reprises et Sylvain Manuel pour m'avoir approvisionné en cellules photovoltaïques bifaces. Un grand merci à tout le laboratoire des modules photovoltaïques pour m'avoir soutenu et aidé dans la réalisation des idées qui ont germées pendant cette thèse. Je ne peux malheureusement pas tous vous citer car vous êtes nombreux, je mentionnerai donc uniquement Paul Lefillastre qui a beaucoup contribué dans mon avancement et qui représente maintenant tout le laboratoire. J'en profite aussi pour citer Manuel Hidalgo du laboratoire partenaire Arkéma, qui m'a apporté ses connaissances en statistique. Sur les aspects du système photovoltaïque, merci à Sylvain Lespinat pour son aide au niveau des méthodes mathématiques et à Nicolas Martin pour les simulations concernant l'autoconsommation. Enfin, sur les aspects application, merci à Florian Saint-Pierre pour la collaboration sur le montage d'un

banc de test et à Brigitte Assoa pour m'avoir intégré dans les workshops du projet Sophia afin d'y présenter mes travaux.

J'en arrive à la famille et aux amis. Je souhaite remercier toute ma famille proche : mes parents ainsi que mon frère et ma sœur avec leur famille respective qui étaient présents à la soutenance que ce soit physiquement ou virtuellement. Merci particulièrement pour votre soutien lors des moments de doute ayant eu lieu durant cette expérience de thèse et pour avoir cru en moi. Pour ce qui est des amis, sachez que vous avez tous contribué à ce travail par le bien être que vous m'avez apporté pendant ces trois années passées à Chambéry. Des amitiés se sont créées avec beaucoup de collègues thésards et non-thésards. Un grand merci à Marion pour sa bonne humeur quotidienne dans le bureau et l'organisation de ce super repas partagé le jour de la soutenance. Merci à Alexandre, Jordi, Julien et Stéphen pour l'organisation d'un bon nombre de soirées pendant ces trois années. Merci à Andréa puis à Wendelin pour m'avoir apporté une vision extérieure du sujet de thèse et m'avoir ainsi aidé à le focaliser. Je tiens par ailleurs à remercier mes anciens colocataires Gaelle et Binh pour tous ces bons moments passés à échanger sur nos vies respectives pendant ma période de rédaction, ainsi que mes nouveaux colocataires Noémie, Lucile, Maxime et Simon pour votre soutien avant la soutenance et votre implication dans la préparation de mon buffet de thèse. N'oublions pas non plus les personnes qui ont contribué à mon équilibre personnel au travers d'activités diverses. Merci à Pierre et Benjamin, ainsi qu'à Camille, Noé et Gauthier pour ces nombreuses répétitions musicales qui m'ont fait tant de bien. Merci à Philippe, Dominique et Pascal pour cette atmosphère paisible et agréable durant nos séances hebdomadaires de Mei Hua Zhuang. Un clin d'oeil à mes amis rencontrés à Chambéry et ses environs qui n'ont pas encore été cités jusque-là et qui pourtant ont aussi contribué à mon bien être par les journées et les soirées que nous avons partagées en ville ou en montagne. Par ordre alphabétique, merci entre autre à Armand, Arnaud, Aurélie, Cédric, Florence, Guillaume, Marie, Mathieu, Mélodie, Olivier, Solène, Tania, Valentin... Merci enfin à quelques amis d'avant la thèse : Timothée pour nos virées et week-ends dont je garde un très bon souvenir, et Bastien pour nos longues et intéressantes conversations téléphoniques de temps à autre.

Pour finir, je tiens à dédier ce travail à mon ami Yves Delesse, ancien collègue qui nous a quittés en janvier 2013, avec qui j'avais une certaine complicité et qui m'avait aidé à instrumenter le banc de test de modules bifaces en environnement extérieur. Sa capacité à porter sur les autres un regard bienveillant et sans jugement était pour moi exemplaire.

Sur ce, je vous souhaite une très bonne lecture !

Chambéry, le 28 octobre 2014.

Sommaire

Introduction générale	11
1.1. La transition énergétique mondiale	11
1.2. Ressource solaire et importance du photovoltaïque	12
1.3. Motivation de cette thèse.....	14
Chapitre 1 : Etat de l'art sur les modules photovoltaïques bifaces	15
Introduction.....	15
1.1. Architecture des modules photovoltaïques à cellules bifaces cristallines	15
1.1.1. A l'échelle de la cellule	15
1.1.1.1. Généralités sur les cellules solaires	15
1.1.1.2. Bref historique des cellules bifaces	17
1.1.1.3. Cellules bifaces à substrat de type N	18
1.1.2. A l'échelle du module	20
1.1.2.1. Généralités sur les modules solaires	20
1.1.2.2. Historique des architectures bifaces	22
1.2. Caractérisation électrique des modules bifaces	24
1.2.1. Généralités sur la caractérisation des modules solaires.....	24
1.2.1.1. Courbes intensité - tension et modèle électrique des cellules.....	24
1.2.1.2. Courbes intensité - tension des modules.....	26
1.2.1.3. Simulateurs solaires et effets capacitifs.....	29
1.2.1.4. Suivi des modules en conditions réelles	30
1.2.2. Vers une caractérisation STC des technologies bifaces	32
1.2.2.1. Influence de la face arrière des cellules lors d'une mesure STC	32
1.2.2.2. Caractérisation des cellules en double éclairage	34
1.2.2.3. Caractérisation des modules avec albédo en face arrière	37
1.3. Performance des applications utilisant des modules bifaces	39
1.3.1. Généralités sur la simulation des performances électriques annuelles des panneaux ...	39
1.3.2. Etudes passées sur les applications bifaces montées au sol ou sur toiture plate.....	41
1.3.2.1. Applications standards inclinées	42
1.3.2.2. Applications nouvelles verticales	48
1.3.3. Cas d'étude choisi : modules bifaces intégrés sur une façade verticale de bâtiment.....	52
1.3.3.1. Description de l'application	52
1.3.3.2. Simulation des performances électriques annuelles de systèmes BIPV	54
1.4. Objectif de notre étude	56
1.4.1. Synthèse de l'état de l'art	56
1.4.2. Logique de l'étude.....	58
Conclusion	59
Chapitre 2 : Moyens de caractérisation et de simulation mis en œuvre pour notre étude	61
Introduction.....	61

2.1.	Etude en simulateur solaire	61
2.1.1.	Dispositif expérimental de double éclairage	61
2.1.2.	Protocole d'utilisation	65
2.1.3.	Etude de reproductibilité	66
2.1.4.	Influence des effets capacitifs	70
2.2.	Etude en conditions réelles	73
2.2.1.	Banc de test de l'application façade verticale biface	73
2.2.1.1.	Description du banc de test	73
2.2.1.2.	Données annuelles pour le module monoface de référence	75
2.2.2.	Modèle optique du banc de test	79
2.2.2.1.	Description de la méthodologie appliquée	79
2.2.2.2.	Simulations pour le module monoface de référence	84
	Conclusion	86
Chapitre 3 : Influence de l'environnement optique du module		87
	Introduction	87
3.1.	Comportement des paramètres IV en double éclairage	87
3.2.	Performances du module biface en conditions réelles	90
3.2.1.	Remarques préliminaires	90
3.2.2.	Considérations optiques	92
3.2.3.	Considérations thermiques	96
3.3.	Extrapolation des résultats expérimentaux avec le modèle optique	100
3.3.1.	Validation expérimentale du modèle	100
3.3.1.1.	Comparaison entre simulation et expérience	100
3.3.1.2.	Intérêts de la simulation	102
3.3.2.	Influence de la période de l'année	106
3.4.	Tentative d'évaluation des performances photovoltaïques annuelles	108
	Conclusion	109
Chapitre 4 : Influence de l'architecture du module		111
	Introduction	111
4.1.	Caractérisation en simulateur solaire	111
4.1.1.	Connectique monolithique	111
4.1.2.	Interconnexion en parallèle	114
4.1.2.1.	Remarques préliminaires	114
4.1.2.2.	Avantage lié aux cellules découpées	115
4.1.2.3.	Avantage lié à l'interconnexion en parallèle	119
4.1.3.	Verres texturés	122
4.1.4.	Bilan	124
4.2.	Test expérimentaux en extérieur	124
4.2.1.	Remarques préliminaires	124

4.2.2.	Interconnexion en parallèle	125
4.2.2.1.	Considérations optiques.....	125
4.2.2.2.	Considérations thermiques	128
4.2.3.	Verres texturés.....	129
4.2.3.1.	Considérations optiques.....	129
4.2.3.2.	Considérations thermiques	132
4.3.	Extrapolation avec le modèle optique	133
4.3.1.	Méthodologie.....	133
4.3.2.	Validation expérimentale.....	137
4.3.2.1.	Interconnexion en parallèle	137
4.3.2.2.	Verres texturés.....	139
4.3.3.	Gains annuels en fonction de la distance et de l'architecture du module	140
4.3.3.1.	Interconnexion en parallèle	140
4.3.3.2.	Verres texturés.....	141
4.3.3.3.	Combinaison des deux architectures	144
	Conclusion	145
Chapitre 5 :	Perspectives pour un module et une application de taille réelle.....	147
	Introduction.....	147
5.1.	Proposition d'architectures de module de taille réelle.....	147
5.1.1.	Module 6 x 10 avec interconnexion en parallèle et verres texturés.....	147
5.1.2.	Autres pistes d'amélioration : l'influence du spectre	153
5.2.	Perspectives de développement de la méthodologie utilisée dans notre étude.....	156
5.2.1.	Bilan sur l'étude des modules bifaces mi-2014.....	156
5.2.2.	Caractérisation en double éclairement d'un module de taille réelle.....	158
5.3.	Pour aller plus loin	163
5.3.1.	Application verticale est - ouest	163
5.3.2.	Etude préliminaire sur le potentiel d'un profil de production est - ouest.....	166
	Conclusion	169
	Conclusion générale	170
Annexe A.	 Modules fabriqués	172
Annexe B.	 Thermocouples.....	173
Annexe C.	 Mesures spectrales.....	175
Annexe D.	 Modèle TracePro®	176
Annexe E.	 Outils statistiques	178
	Bibliographie.....	179

Introduction générale

1.1. La transition énergétique mondiale

Depuis les années 1950 nous sommes entrés dans l' « anthropocène », ère dans laquelle notre planète est façonnée par l'activité humaine, par opposition à l' « holocène », ère de stabilité climatique qui a permis le développement de la civilisation humaine. Cette tendance est clairement marquée par une inflexion sur des courbes temporelles telles que le taux de CO₂ dans l'atmosphère, le pourcentage de perte de forêts tropicales humides et de régions boisées dans les pays en voie de développement, le volume annuel d'eau douce utilisé mondialement, le pourcentage des ressources piscicoles exploitées dans les océans, ou encore le nombre d'espèces animales disparues [1].

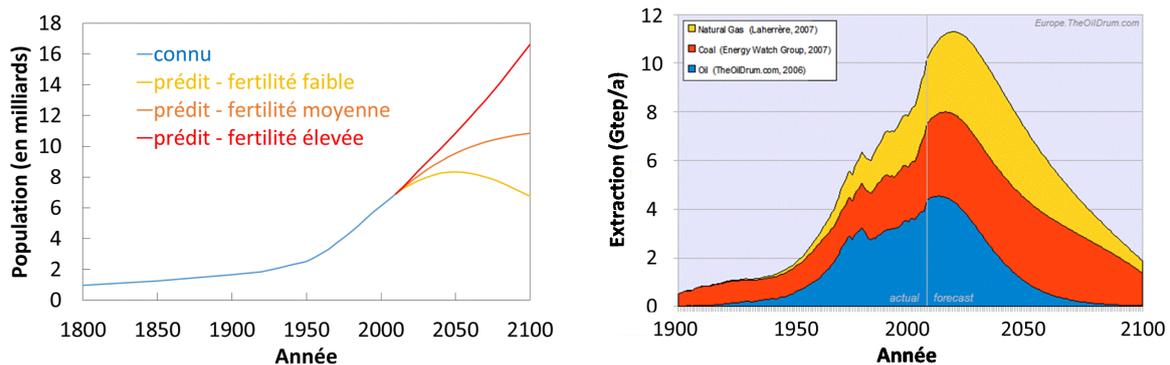


Figure 0.1 – (gauche) Evolution de la population mondiale humaine de 1800 à 1950 (données extraites à partir de [2]), et de 1950 à 2100 (suivant différents scénarios de fertilité – données extraites à partir de [3]). (droite) Scénario typique de l'extraction des ressources fossiles (pétrole en bleu, charbon en orange et gaz en jaune – en milliards de tonnes équivalent pétrole par an) de 1900 à 2100 (reproduction issue de [4]).

Le point d'inflexion observé sur tous les paramètres évoqués précédemment se retrouve bien entendu sur la courbe de l'accroissement de la population humaine en Figure 0.1 à gauche (courbe bleue). En parallèle, le développement technologique actuel quel que soit le domaine (transport, habitat, alimentation, santé...) fait croître les besoins énergétiques et l'émergence progressive des pays en voie de développement amplifie ce phénomène. Ces besoins ont majoritairement été fournis jusqu'à présent par des ressources fossiles (par combustion de substances ayant mis des millions d'années à se former telles que le pétrole, le charbon ou le gaz) ou par des ressources nucléaires. Cependant, d'une part, la Figure 0.1 à droite qui représente le scénario typique d'extraction des ressources fossiles montre que la

consommation de ces ressources non renouvelables ne constitue qu'une période infime à l'échelle des temps géologiques et de l'humanité (quelques siècles seulement, le pic se situant vers 2018). D'autre part, les accidents de centrales nucléaires plus ou moins récents (Tchernobyl en Ukraine, Fukushima au Japon) induisent une baisse de confiance en la sécurité de ce type de production énergétique.

Puisque le modèle énergétique occidental actuel n'est pas applicable à toute l'humanité sur une planète aux dimensions finies, une transition énergétique est donc inéluctable. Mieux vaut alors qu'elle soit contrôlée plutôt que subie. Il est donc primordial pour l'humanité actuelle de développer un altruisme envers les générations futures [5]. En pratique, cela consiste à tendre vers une sobriété énergétique d'une part, et à développer l'utilisation d'énergies basées sur des ressources renouvelables issues du sol (biomasse, géothermie), du vent (éolien), de l'eau (hydraulique, énergies marines), et du soleil (photovoltaïque, solaire thermique) d'autre part.

1.2. Ressource solaire et importance du photovoltaïque

Le soleil, sphère gazeuse d'environ 1,5 millions de kilomètres de diamètre située à une distance d'environ 150 millions de kilomètres de la Terre, émet un rayonnement électromagnétique de très forte puissance généré par les réactions thermonucléaires qui s'y produisent. Sur Terre au niveau de la mer, ce rayonnement (754 millions de térawatt-heure par an) représente plus de 5 200 fois l'énergie que nous consommons annuellement (environ 143 mille térawatt-heure ou 12,3 milliards de tonnes équivalent pétrole en 2011) [6]. Notons que cette énergie engendre aussi le déplacement des masses d'air et la photosynthèse qui peuvent être utilisés pour produire de l'énergie électrique ou thermique.

En 1839, le physicien français Edmond Becquerel découvre l'effet photovoltaïque qui correspond à l'apparition d'une tension aux bornes d'un matériau semi-conducteur exposé à la lumière [7]. Par la suite Charles Fritts, un inventeur américain, fut le premier à décrire une cellule photovoltaïque basée sur du sélénium [8], et la première cellule basée sur du silicium fut mise au point par les laboratoires Bell en 1954 [9]. Depuis les technologies n'ont cessé de se développer notamment grâce aux programmes spatiaux des années 1960 et aux chocs pétroliers des années 1970. En 2012, les cellules au silicium constituent environ 83% du marché mondial et la barre des 100 gigawatt d'installation solaire

photovoltaïque dans le monde, toutes technologies confondues, a été dépassée (contre 2,1 gigawatt en 2002) [10].

Les recherches sur les technologies photovoltaïques visent actuellement par ordre de priorité à :

- maximiser la production d'énergie électrique (notamment par la réduction des coûts de transformation des matériaux de base, par l'augmentation des rendements des cellules, par la fiabilisation des panneaux, par l'adaptation des systèmes et du réseau électrique...),
- favoriser l'intégration dans nos modes de vie (« Building & Product Integrated PhotoVoltaics », autoconsommation, aspects éducatifs...),
- minimiser le coût énergétique de la chaîne de production (choix de matériaux abondants et non-toxiques, recyclage et analyse de cycle de vie des panneaux...).

Les cellules bifaces au silicium qui ont la particularité de capter le rayonnement par leurs deux faces s'inscrivent bien dans cette dynamique. En effet, la contribution de la face arrière (opaque dans une cellule monoface classique) permet d'augmenter l'énergie électrique produite sur l'année et ouvre la voie sur de nouvelles applications urbaines. C'est pour cette raison que l'activité inventive est en augmentation sur cette thématique depuis 2005 comme le montre le cumul du nombre de brevets en Figure 0.2. Les innovations au niveau cellule ont initié la tendance et ont permis de lancer des innovations à l'échelle du module et du système.

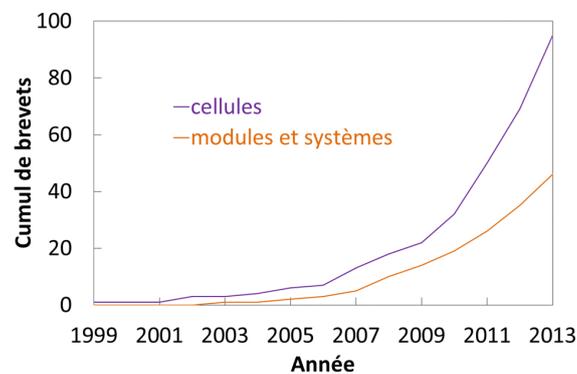


Figure 0.2 – Cumul du nombre de brevets déposés depuis les années 2000 en distinguant les innovations au niveau cellule biface des innovations au niveau module ou système biface (données extraites à partir de [11]).

1.3. Motivation de cette thèse

L'Institut National de l'Énergie Solaire (INES) est un institut de recherche du Commissariat à l'Énergie Atomique et aux Énergies Alternatives (CEA) présent sur toute la chaîne du photovoltaïque depuis le matériau (purification du silicium) jusqu'aux systèmes (stockage, réseaux) et aux applications (centrales, bâtiments), en passant par la conception, la fabrication et la caractérisation de cellules et de modules PV. Avant que ne débute cette thèse, les cellules de type N et à hétérojonction de type biface ont suscité un fort intérêt de la part des chercheurs du CEA à l'INES. Cela a naturellement engendré le besoin de mettre en module ces cellules bifaces suivant différentes architectures et de tester leurs performances en simulateur solaire et en extérieur.

Cette thèse a donc été réalisée au sein du Laboratoire des Modules PhotoVoltaïques (LMPV). La vocation de cette équipe consiste à accompagner les industriels dans le développement des modules (procédés d'interconnexion, choix des matériaux, encapsulation, aspects optiques et mécaniques), ainsi qu'à proposer des modules innovants suivant le besoin de l'application (forme, poids, intégration, performance, fiabilité). En parallèle, la thématique du BIPV a pris de l'essor dans la communauté du photovoltaïque avec l'émergence de la thématique des bâtiments à énergie positive. En effet, il semble naturel d'utiliser les bâtiments existants plutôt que des terrains non construits pour produire de l'énergie car c'est là où cette dernière est consommée.

Bien que la thématique soit en pleine émergence, les centrales PV basées sur des modules bifaces sont encore rares. Les investisseurs ne semblent toujours pas convaincus par les avantages de cette technologie. En effet, aucune étude détaillée mettant en parallèle les coûts supplémentaires d'un système biface et les gains en énergie électrique annuelle comparé à un système monoface n'a été publiée à notre connaissance. C'est pourquoi, il est important de quantifier ces gains annuels d'une part, et de tenter de les maximiser d'autre part. Nous nous concentrerons sur cet objectif dans notre étude. Pour cela, on se restreint au cas d'un module de taille réduite basé sur des cellules de type N, dans une application où les modules bifaces sont intégrés sur une façade verticale (cas d'étude BIPV). Les résultats obtenus et les méthodologies développées permettront de dresser des perspectives applicables à un module PV de taille réelle quelle que soit l'application.

Chapitre 1 : Etat de l'art sur les modules photovoltaïques bifaces

Introduction

Ce premier chapitre décrit le fonctionnement et l'architecture des modules photovoltaïques à cellules bifaces cristallines, les moyens de caractérisation utilisés pour ce type de modules, ainsi que les applications possibles en environnement extérieur. Nous avons pour cela utilisé la littérature parue jusqu'à l'année 2013 incluse. Cette vue d'ensemble permettra d'identifier les problématiques liées au développement des modules bifaces dans chacune des trois thématiques décrites ci-dessus, puis de présenter les objectifs de notre étude plus en détail.

1.1. Architecture des modules photovoltaïques à cellules bifaces cristallines

1.1.1. A l'échelle de la cellule

1.1.1.1. Généralités sur les cellules solaires

En 2011, année où a débuté cette thèse, la majorité des cellules solaires commercialisées dans le monde avaient une structure dite monoface comme celle représentée en Figure 1.1. La cellule est constituée d'une couche de silicium de type N (silicium dopé de manière à avoir un excès d'électrons) sur un substrat de silicium de type P (dopage conduisant à un excès de trous, les porteurs de charge qui décrivent l'absence d'un électron), pour former une jonction PN. La présence de cette jonction permet à l'excès d'électrons de diffuser vers le substrat P et à l'excès de trous de diffuser vers la couche N, créant ainsi un champ électrique à l'interface qui maintient globalement les porteurs de charge dans la couche où ils sont majoritaires.

Suivant leur longueur d'onde les photons incidents sur toute la surface de la cellule pénètrent par la face avant et sont absorbés dans la couche N puis dans le substrat P. Les photons proche ultraviolet (UV) plus énergétiques le sont dans le premier micromètre, alors que les moins énergétiques infrarouges (IR) le sont dans le substrat et peuvent atteindre la face arrière de la cellule après quelques centaines de μm (voir Tableau 1.1). Les photons sont absorbés dans le silicium en libérant des porteurs minoritaires (électrons dans le type P, trous dans le type N) qui peuvent ainsi diffuser dans le matériau sur une certaine distance moyenne (la longueur de diffusion) avant d'être recombinés. Notons que les substrats de type P ont été les premiers à être utilisés car plus simples à mettre en œuvre, en revanche les porteurs de charge ont une meilleure capacité à diffuser dans les substrats de type N.

Sur la face avant se trouve une grille métallique (un alliage argent / aluminium en général) qui laisse entrer les photons dans la structure, et sur la face arrière se trouve une plaque métallique (aluminium) opaque aux photons mais réfléchissante. En circuit fermé, les porteurs de charge minoritaires générés par l'absorption des photons diffusent vers la jonction PN où ils subissent l'action du champ électrique qui leur donne l'impulsion nécessaire pour atteindre le collecteur métallique opposé (grille face avant pour les électrons, et plaque face arrière pour les trous). Au même moment les porteurs majoritaires participent à un courant électrique dans le circuit externe. Notons que les épaisseurs et dopages des différentes couches sont optimisés pour maximiser l'efficacité de la cellule (rapport entre puissance électrique fournie et puissance optique incidente). Par exemple, la couche N est fine et fortement dopée (fort excès d'électrons), elle est notée N⁺.

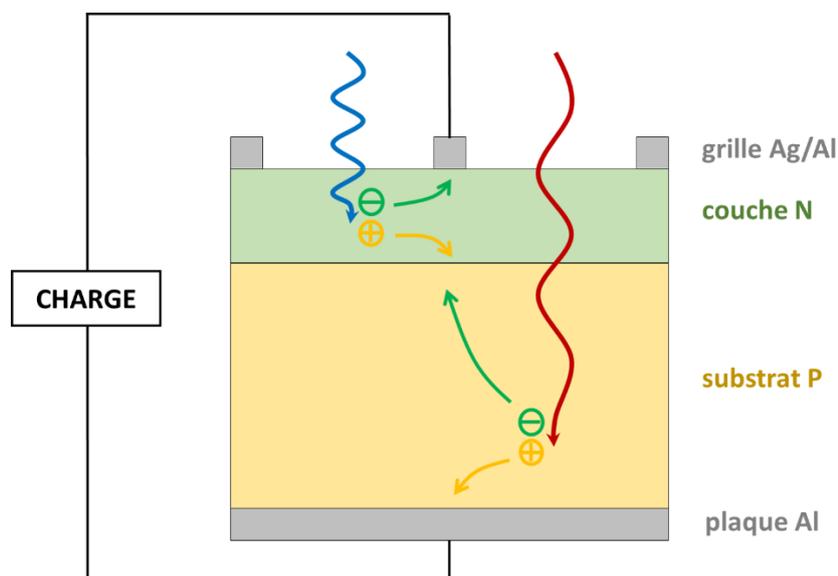


Figure 1.1 – Schéma d’une cellule PV monoface classique en circuit fermé où les électrons sont représentés par des charges négatives vertes et les trous par des charges positives jaunes. Le rayonnement incident de courte longueur d’onde est représenté en bleu, et celui de grande longueur d’onde en rouge.

λ (nm)	α (cm ⁻¹)	x_0 (μ m)
400	50 000	0,4
500	10 000	2
600	4 500	5
700	2 000	11
800	900	26
900	300	76
1 000	100	230
1 060	15	1 535
1 150	0,4	57 500

Tableau 1.1 – Absorption du rayonnement dans le silicium monocristallin quantifiée par le coefficient d’absorption α en fonction de la longueur d’onde et la profondeur x_0 pour laquelle l’intensité sortante vaut le dixième de l’intensité entrante [12].

1.1.1.2. Bref historique des cellules bifaces

Une cellule peut être qualifiée de biface dès lors qu’un rayonnement lumineux peut entrer des deux côtés du substrat et y libérer des charges. Dans le cas d’une cellule cristalline biface, la plaque d’aluminium opaque de la face arrière est donc remplacée par une grille métallique comme sur la face avant. Dans ce cas, le rayonnement entrant par la face arrière est lui aussi absorbé suivant le profil décrit par le Tableau 1.1. Par conséquent, l’efficacité de collection par la face arrière est forcément réduite et sa répartition spectrale est différente par rapport à celle de la face avant. En effet, la majorité des photons incidents par la face arrière sont absorbés relativement loin de la jonction PN et l’effet répulsif survenant sur les porteurs minoritaires est moins intense avec une grille qu’avec une pleine plaque.

L’idée d’utiliser des cellules solaires bifaces n’est pas nouvelle. En effet, les premiers brevets / publications concernant ce type de cellules datent des années 1960 [13], [14]. Entre les années 1970 et les années 2000, de nombreux designs de cellules bifaces ont été imaginés et peuvent être classés suivant le nombre de jonctions PN que contient la structure et leur position [15], [16] :

- CELLULES A DEUX JONCTIONS PN (structure N+PN+ par exemple). Elles ont l’avantage de mieux collecter les grandes longueurs d’ondes (absorbées proches de la face arrière pour une lumière incidente en face avant) et de pouvoir utiliser un substrat de basse qualité (à faible longueur de diffusion comme le type P), en revanche leur fabrication est bien plus complexe.

- CELLULES A UNE JONCTION PN EN FACE AVANT. Pour ce type de cellules l'enjeu historique était de réduire les recombinaisons des porteurs de charge sur la face arrière et d'assurer leur transport jusqu'à la jonction PN. La réduction des recombinaisons a été résolue par le rajout d'une couche dopée plus fortement que le substrat, créant un champ électrique (le « Back Surface Field », BSF), ainsi que par l'ajout d'une couche de passivation au nitrure de silicium (SiN_x , un diélectrique transparent). Le transport des charges vers la jonction PN a été amélioré par la diminution de l'épaisseur du substrat, et surtout par l'utilisation de substrats ayant une plus grande longueur de diffusion des porteurs, comme celui de type N.
- CELLULES A UNE JONCTION PN EN FACE ARRIERE (cellules à contacts face arrière). Ce type de cellules a été développé grâce à l'utilisation de substrats de qualité. Les contacts électriques étant tous en face arrière, l'efficacité est meilleure en face avant (aucun ombrage dû à la grille métallique), mais moins bonne en face arrière (plus d'ombrage au contraire).

Les plus anciennes cellules bifaces commercialisées jusqu'à maintenant (depuis 1997) sont du second type décrit ci-dessus. Il s'agit d'une structure à hétérojonction intégrant du silicium amorphe (a-Si) sur un substrat de silicium monocristallin (c-Si) de type N. La jonction PN est formée de a-Si dopé P, le BSF de a-Si dopé N, et une fine couche de a-Si non dopée est présente de part et d'autre du substrat (d'où le nom « Heterojunction with Intrinsic Thin layer », HIT) [17]. Les cellules utilisées dans notre étude sont aussi du second type décrit ci-dessus, mais avec une structure à homojonction (basée uniquement sur du silicium monocristallin) sur substrat de type N.

1.1.1.3. Cellules bifaces à substrat de type N

Nous allons tout d'abord présenter quelques données technico-économiques rassemblées par Kopecek [18]. De nos jours, les cellules standards à substrat de type P produites en masse sont complètement optimisées et ont donc atteint leur limite basse de coût. Les « wafers » de type N Czochralski (Cz, une méthode de tirage du lingot de silicium) sont plus chers mais ne bénéficient pas encore d'une production de masse qui devrait diminuer les coûts. Sur ce point, l'International Technology Roadmap for PhotoVoltaic (ITRPV) prédit une augmentation des parts de marché de ce type de cellules de 5% en 2013 à 20% en 2017, et 30% en 2023. En effet, l'avantage des substrats de type N est double :

- D'une part, une meilleure stabilité de l'efficacité cellule dans la mesure où la dégradation sous éclairage (« Light Induced Degradation », LID) ne s'y produit pas. La LID est due aux réactions bore - oxygène sous éclairage dans les substrats Cz de type P qui créent des centres de recombinaison des charges. Un module de cette technologie peut perdre typiquement jusqu'à 2% - 3% de son efficacité dans les premières semaines après installation [19].

- D'autre part, une amélioration de la production d'énergie électrique de par une meilleure sensibilité aux irradiances plus faibles (car les électrons, plus nombreux dans le type N que dans le type P, ont une plus grande surface de capture que les trous), ainsi qu'une utilisation en fonctionnement biface (utilisation des deux faces du « wafer » et longueur de diffusion des porteurs dans le substrat supérieure à l'épaisseur de la cellule).

Les équipes du CEA à l'INES développent une structure appelée « Passivated Emitter Rear Totally diffused » (PERT) (Figure 1.2 à gauche). Elle est basée sur un substrat de type N Cz monocristallin sur lequel est diffusée une couche P+ dopée au bore pour créer la jonction PN en face avant, et une couche N+ dopée au phosphore pour créer le BSF sur toute la face arrière. Les contacts métalliques Ag/Al sont réalisés par « screen-printing » sous forme de « fingers » (doigts métalliques fins parallèles les uns aux autres sur toute la surface de la cellule) qui collectent toutes les charges pour les acheminer sur les « busbars » (barres métalliques plus larges perpendiculaires aux « fingers »). La grille est identique sur les deux faces. Ces dernières sont passivées thermiquement par du SiO₂/SiN et texturées pour mieux absorber le rayonnement incident. L'accent est mis sur le développement d'un processus de fabrication proche des processus industriels existants ou simplifié (moins d'étapes), ainsi que sur la réduction de consommation de la pâte d'argent. A l'heure actuelle les rendements atteignent environ 20% en face avant (η_{fav}) et 18% en face arrière (η_{far}) grâce à des techniques de métallisation et de passivation avancées [20]. L'équation (1.1) définit r le ratio biface en rendement qui est d'environ 0,9 typiquement.

$$r = \frac{\eta_{far}}{\eta_{fav}} \quad (1.1)$$

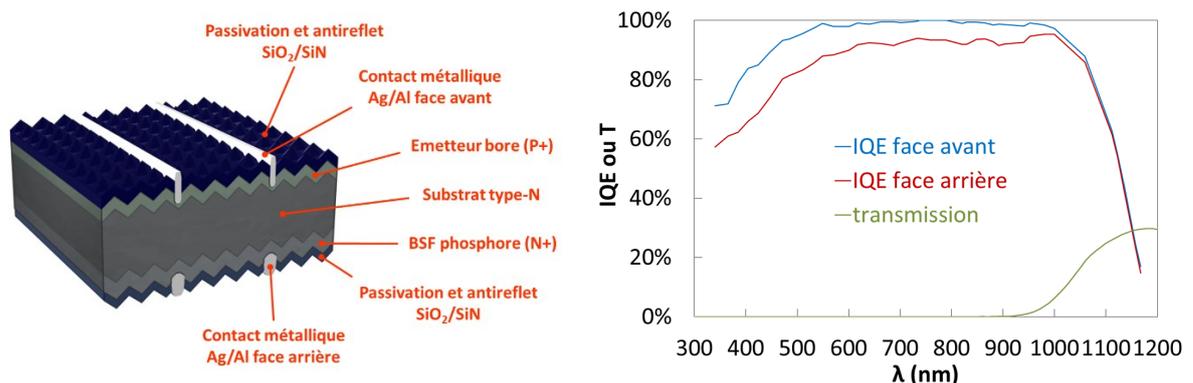


Figure 1.2 – (gauche) Schéma des cellules de type N PERT développées à l'INES (cas particulier deux « busbars »). (droite) Rendements quantiques internes IQE de leur face avant et de leur face arrière, ainsi que leur transmission spectrale T.

La Figure 1.2 à droite représente les rendements quantiques internes typiques (« Internal Quantum Efficiency », IQE) de la face avant et de la face arrière des cellules de type N développées à l'INES. Par

définition l'IQE est le nombre d'électrons collectés pour 100 photons pénétrant dans la cellule suivant la longueur d'onde de ces photons. Il peut se calculer par l'équation (1.2) où le rendement quantique externe EQE et la réflectivité de la cellule dans l'air R_{ac} sont mesurables (sur 100 photons incidents un certain nombre sont réfléchis à l'interface air-cellule, l'EQE est donc plus faible que l'IQE). L'IQE est globalement plus faible pour la face arrière que pour la face avant, surtout dans les courtes longueurs d'onde puisqu'à ces longueurs d'onde le rayonnement incident par la face arrière génère des porteurs minoritaires proche de la surface d'entrée et loin de la jonction PN, donc plus susceptibles d'être recombinaisonnés que d'être collectés. On peut voir sur le même graphique la transmission spectrale typique de nos cellules (mesurée dans l'air sur une zone sans « busbars ») qui montre qu'au-delà de 900 nm le rayonnement incident commence à traverser la cellule.

$$EQE = (1 - R_{ac}) \cdot IQE \quad (1.2)$$

1.1.2. A l'échelle du module

1.1.2.1. Généralités sur les modules solaires

Le rôle principal d'un module PV est de protéger les cellules solaires de l'environnement extérieur (humidité, UVs et contraintes mécaniques en tout genre). Les cellules y sont connectées en série le plus souvent de façon à ce que le niveau de tension du module soit adapté aux applications courantes, souvent basées sur la tension plus que sur le courant pour minimiser les pertes par conduction.

La Figure 1.3 représente le schéma d'un module solaire monoface typique. Chaque cellule est connectée à sa voisine par des rubans en cuivre étamé soudés à la fois sur les « busbars » de la face avant de la première cellule et sur la face arrière aluminium de la cellule voisine. Chaque rangée forme un « string » de cellules, et l'ensemble des rangées forme le squelette du module. Le squelette est ensuite encapsulé dans une résine transparente comme l'EVA (Ethylène Vinyl Acetate), avec un verre trempé en face avant et un polymère opaque en face arrière (« backsheet »). En pratique, la structure verre – EVA – cellules – EVA – « backsheet » est pressée et chauffée tout en faisant le vide dans un laminateur. Avec des profils temporels de température et de pression adéquats, l'EVA fond, épouse la forme du squelette, et se durcit. Le module est ensuite cadré, et une boîte de jonction attachée à la face arrière du laminé permet de lier les connecteurs aux sorties électriques du module, ainsi que de protéger électriquement chaque double « string » de cellules avec des diodes « bypass » (leur fonctionnement sera explicité au paragraphe 1.2.1.2).

Les recherches actuelles concernent principalement les matériaux constituant le module (verre, encapsulant, « backsheet »). Les paramètres à optimiser sont multi-physiques, prenons quelques exemples :

- **OPTIQUE** : le rayonnement solaire doit entrer dans le module avec le moins de pertes possible (utilisation d'antireflets, texturation des surfaces, adaptation des indices optiques), et doit être adapté à la réponse spectrale des cellules (verres à faible teneur en fer, encapsulants transparents et peu absorbants dans les faibles longueurs d'onde).
- **ELECTRIQUE** : le courant électrique doit être récupéré efficacement sur chaque cellule (grilles collectrices ou « backsheets » conducteurs pour les cellules à contacts face arrière), et les matériaux doivent être résistants aux fortes tensions qui peuvent survenir dans un module (pour éviter le phénomène de « Potential Induced Degradation », PID).
- **MECANIQUE** : les microfissures des cellules photovoltaïques doivent être protégées des stress mécaniques et les différentes couches du module doivent garder une bonne adhésion les unes avec les autres.
- **THERMIQUE** : les matériaux doivent résister à l'évacuation thermique des cellules pendant la durée de vie du panneau (globalement, un module ayant 15% de rendement dissipe 80% du rayonnement incident en chaleur, les 5% restant étant de la perte optique).
- **CHIMIQUE** : les réactions chimiques non souhaitées au sein du module doivent être maîtrisées (libération d'acide acétique) et les matériaux constituant le module doivent résister aux conditions extérieures (pénétration d'humidité et UVs).

Tous ces paramètres, qui interagissent entre eux, sont à optimiser en fonction d'une application ou d'un environnement climatique particulier qui nécessite des performances et une durée de vie donnée. Ainsi, les critères suivants peuvent être privilégiés : coût, intégrabilité, légèreté, flexibilité, recyclage, esthétique, résistance à des environnements particuliers (déserts par exemple), etc.

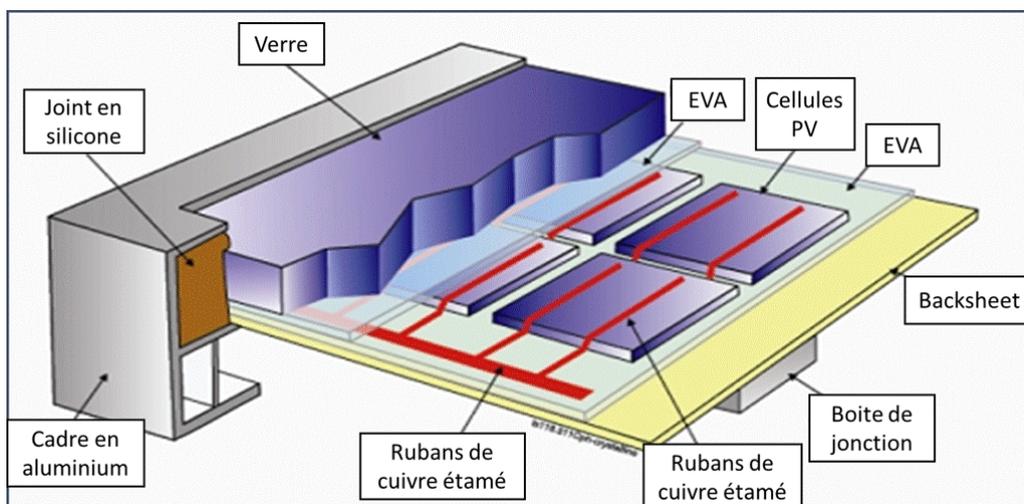


Figure 1.3 – Schéma d'un module solaire monoface typique.

1.1.2.2. Historique des architectures bifaces

Dès lors que l'on utilise des cellules solaires bifaces dans un module solaire, la transparence de la face arrière du module devient importante. Dans le cas extrême où l'on garde l'architecture typique de module décrite plus haut (« backsheet » opaque, transparence de la face arrière nulle), les paramètres importants pour valoriser la face arrière des cellules sont la transmission spectrale de la cellule, l'espacement entre les cellules et la réflexion spectrale du « backsheet » (plus de détails en section 1.2.2.1). Sur des modules commerciaux, ce type de considérations peut mener à des gains relatifs en puissance de 2% [18]. En pratique la transparence de la face arrière peut être ajustée continuellement jusqu'au cas extrême inverse où le « backsheet » est complètement transparent ou remplacé par un verre trempé. De la même manière que nous avons défini une cellule biface à la section 1.1.1.2, nous définissons un module biface comme étant un module pouvant générer de l'électricité en utilisant le rayonnement lumineux issus des deux hémisphères entourant le plan des cellules. Ce cas correspond au cas où la transparence de la face arrière du module est maximisée.

Depuis le développement des cellules bifaces dans les années 1960, la majeure partie des architectures de modules bifaces décrites dans la littérature ne présentent pas d'innovations particulières. Les modules sont biverres (verre en face avant, verre en face arrière) comme dans les études [17], [21], [22], ou verre – « backsheet » transparent comme dans les études [23]–[27]. Comparé à une architecture standard, l'utilisation d'une structure biverre a les inconvénients principaux du poids et du temps de lamination plus élevés [28]. En revanche la diminution de l'épaisseur des verres (plus légers et moins coûteux que les « backsheets » transparents), les durées de vie plus élevées de ce type de modules, ainsi que les possibilités d'installation de modules sans cadre aluminium sont des atouts. En effet, l'ITRPV prédit qu'environ 60% des modules cristallins sur le marché seront biverres en 2024 [29]. Notons que la soudure des rubans sur les « busbars » des deux faces de la cellule permet une meilleure répartition du stress mécanique et ainsi une diminution des micro-fissures engendrées lors de cette étape.

Depuis les années 1980, il existe tout de même des architectures innovantes au niveau optique avec les concentrateurs planaires. L'idée était de réduire le coût des modules (fortement dû au coût du silicium à l'époque) en remplaçant une partie des cellules par des structures optiques réfléchives ou diffractives. Un certain nombre d'études et de brevets traitent de concentrateurs planaires monofaces à cellules bifaces où le rayonnement entrant par la face avant du module est réfléchi sur sa face arrière puis renvoyé directement vers la face arrière des cellules ou indirectement par réflexion totale interne vers leur face avant. La réflexion en face arrière peut se faire sur une feuille métallique ou un matériau lambertien, avec différentes géométries possibles pour optimiser le renvoi de lumière sur la face arrière des cellules [30]–[34]. Ce concept peut être étendu à des modules bifaces (rayonnement entrant des deux côtés) en positionnant un réflecteur optimisé sur la face arrière uniquement au niveau des interstices entre les cellules [35], [36]. Cependant, seuls les modules commercialisés par Prism Solar intègrent des structures

optiques dans un module réellement biface (avec transparence de la face arrière maximisée). La Figure 1.4 représente le schéma d'un tel module : une structure optique diffractive positionnée entre les cellules permet de diriger les longueurs d'onde utiles vers les deux faces des cellules par réflexion interne totale [37], [38]. Dans le cas optimal, ce type d'architecture réduisait la quantité de silicium utilisée dans le module de moitié (en ajoutant du film diffractif). Néanmoins, le prix du silicium ayant fortement chuté ces dernières années, l'intérêt pour ce type de structure a diminué.

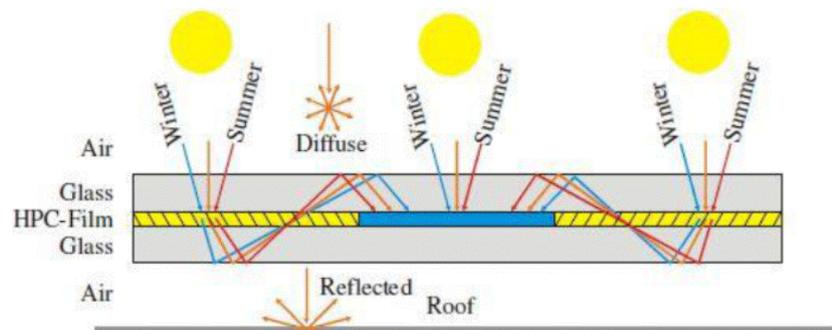


Figure 1.4 – Schéma de l'architecture des modules bifaces à structure diffractive proposés par Prism Solar (influence de l'angle d'incidence du rayonnement qui varie au fil des saisons) (reproduction issue de [37]).

Il existe aussi des architectures innovantes au niveau électrique concernant l'agencement des cellules bifaces et la connectique qui en découle. En combinant des cellules à substrat de type N et de type P, une interconnexion des cellules dite monolithique peut être réalisée [39], [40]. On évite ainsi le « rebel » (pliure du ruban entre les cellules) pouvant être une source de défaillance à long terme [41], et les cellules peuvent être rapprochées pour un meilleur rendement surfacique. La Figure 1.5 à gauche représente les deux types de connectique possibles. De même, le brevet de Sanyo est particulièrement représentatif des différentes possibilités de connecter des cellules bifaces entre elles [42]. La Figure 1.5 à droite montre les cellules initialement hexagonales découpées en quatre, connectées de manière monolithique et agencées en deux blocs électriquement parallèles de cellules en série. La découpe des cellules permet de réduire les pertes Joules dans le circuit (courant quatre fois plus faible), la connectique monolithique est cette fois-ci appliquée avec le même type de cellules (sens alterné), et l'interconnexion en parallèle en exemple sera détaillée dans notre étude. Notons que Bosch à récemment sorti un module monoface ayant une architecture similaire de cellules découpées en deux, mises en série et agencées en deux blocs parallèles pour produire un courant et une tension similaires à un module standard [43]. Pour finir sur l'architecture électrique, PVGS mentionne l'utilisation de boîtes de jonction étroites positionnables sur le bord du module et capables de dissiper les forts courants atteignables dans un module biface [26].

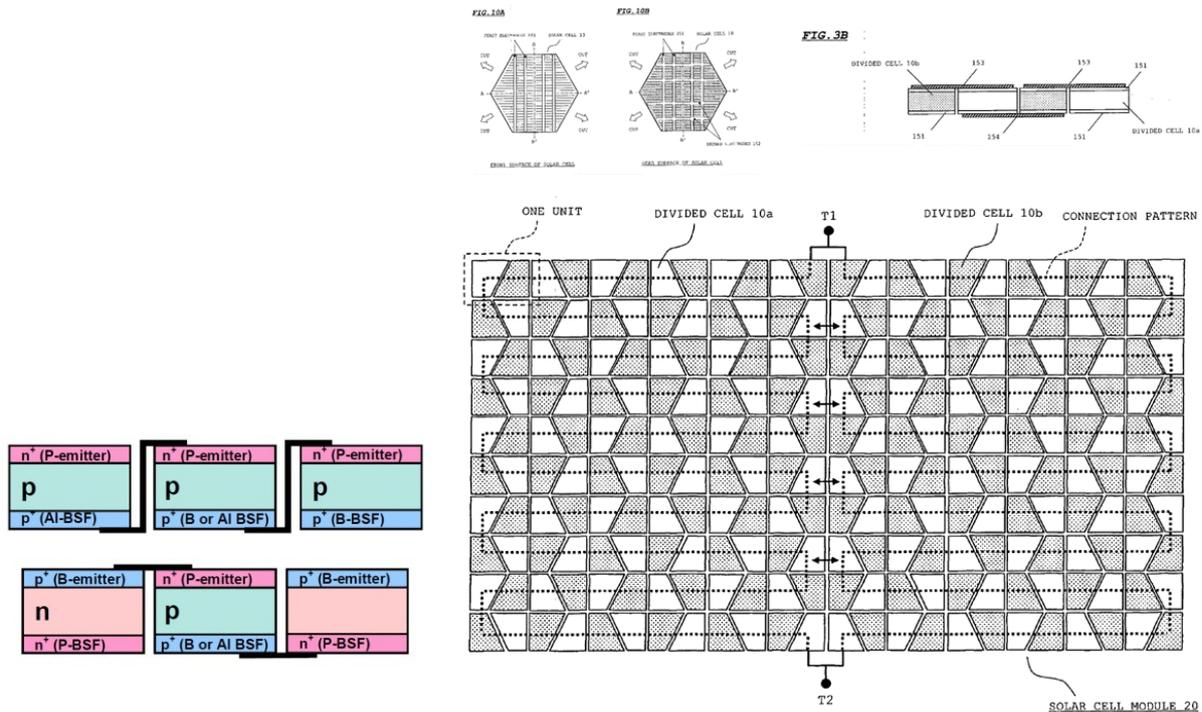


Figure 1.5 – (gauche) Schéma d’une interconnexion standard avec « rebel » en haut et d’une interconnexion monolithique en bas (reproduction issue de [39]). (droite) Utilisation du concept de l’interconnexion monolithique par Sanyo dans une architecture à cellules découpées et interconnexion en parallèle (reproduction issue de [42]).

1.2. Caractérisation électrique des modules bifaces

1.2.1. Généralités sur la caractérisation des modules solaires

1.2.1.1. Courbes intensité - tension et modèle électrique des cellules

Les performances des cellules et des modules sont caractérisées par des courbes $I(V)$ (où I est le courant et V la tension) dans des conditions de test standards (« Standard Test Conditions », STC) à savoir sous un éclairement de 1000 W/m^2 et une température de $25 \text{ }^\circ\text{C}$. La Figure 1.6 à gauche représente les quatre quadrants d’une courbe $I(V)$ typique de cellule monoface sous éclairement. Un point de fonctionnement dans le cadran 1 correspond à de la génération de puissance électrique (I et V positifs), alors que dans les cadrans 2 et 4 la cellule absorbe de la puissance. La courbe du cadran 1 peut être décrite par le modèle à une diode qui correspond à l’équation (1.3) et au schéma électrique de la Figure 1.6 à droite.

$$I = I_{ph} - I_0 \cdot \left[\exp\left(\frac{V + R_S \cdot I}{n \cdot \frac{k \cdot T}{q}}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_S \cdot I}{R_P} \quad (1.3)$$

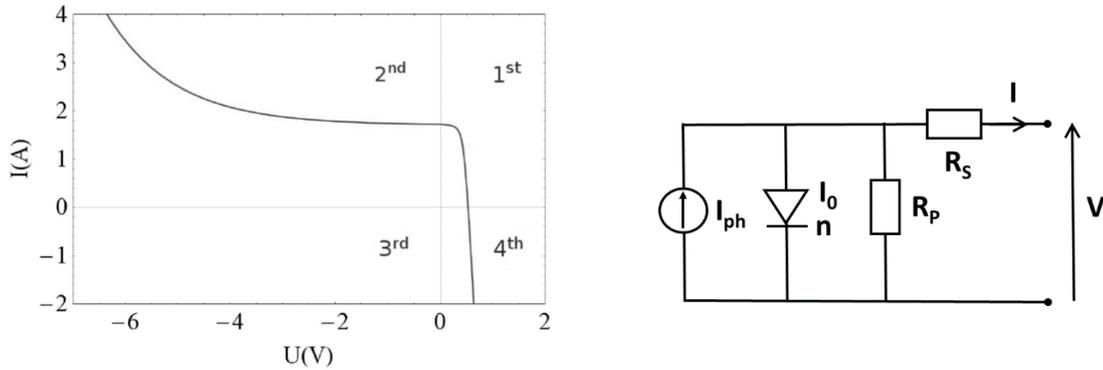


Figure 1.6 – (gauche) Courbe I(V) typique d’une cellule monoface sous éclaircissement avec les quatre quadrants (reproduction issue de [44]). (droite) Schéma électrique du modèle à une diode correspondant au premier quadrant.

On peut voir que le courant I extrait de la cellule et sa tension V dépendent de :

- I_{ph} , le courant photo-généré dans la cellule
- R_S et R_P , les résistances série et parallèle (ou « shunt ») qui induisent des pertes électriques
- I_0 , le courant d’obscurité de la diode (recombinaisons des paires électron-trous dans la jonction PN), et n son coefficient d’idéalité
- kT/q , le voltage thermique qui dépend de la constante de Boltzmann k, la charge électronique q, et la température de la cellule T

Les pertes résistives série sont liées aux résistances internes des différentes couches traversées par le courant électrique dans la cellule et sa métallisation ; R_S est donc idéalement très faible (pente de la courbe I(V) forte au niveau du point $I = 0$). Les pertes résistives parallèle sont liées aux courants de fuites (à travers la jonction PN, recombinaisons de porteurs, courts-circuits par les bords de la cellule) ; R_P est donc idéalement très forte (pente de la courbe I(V) faible au niveau du point $V = 0$). Avec ces considérations-là (R_S et $1/R_P$ négligeables), on obtient les équations (1.4) et (1.5) qui décrivent les deux points mentionnés plus haut à savoir le courant de court-circuit I_{sc} (I pour $V = 0$) et la tension en circuit-ouvert V_{oc} (V pour $I = 0$) :

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (1.4)$$

$$V_{oc} = n \cdot \frac{k \cdot T}{q} \cdot \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (1.5)$$

On observe que le courant de court-circuit est directement l'image de la photo-génération dans la cellule qui elle-même dépend linéairement de l'éclairement incident et de la surface éclairée. A ce titre on utilise souvent la densité surfacique de courant de court-circuit J_{sc} (rapport entre le courant et la surface de la cellule). On observe aussi que la tension de circuit ouvert subit une dépendance logarithmique du courant de court-circuit donc de l'éclairement. Les paramètres I_{ph} et I_0 étant dépendants de la température de la cellule, I_{sc} et V_{oc} le sont aussi mais avec une sensibilité et un signe différents. Le courant de court-circuit est peu sensible à la température, alors que la tension de circuit ouvert l'est beaucoup plus. A 1000 W/m^2 les cellules de type N utilisées dans notre étude ont un coefficient thermique pour l' I_{sc} de $\alpha = +0,05\%/^{\circ}\text{C}$ (en % de l' I_{sc-STC}) et pour le V_{oc} de $\beta = -0,31\%/^{\circ}\text{C}$ (en % du V_{oc-STC}). Dans notre étude, nous utiliserons l' I_{sc} pour quantifier l'éclairement d'un module, et le V_{oc} pour quantifier sa température.

D'autres paramètres sont importants sur une courbe $I(V)$ (notés dans la suite comme les paramètres IV). La puissance maximale générée P_m est localisée par le couple (I_m, V_m) dans le coude de la courbe. De là on en déduit le « fill factor » (FF) qui est le rapport entre le produit $I_m \cdot V_m$ et le produit $I_{sc} \cdot V_{oc}$, ainsi que le rendement de la cellule η qui est le rapport entre P_m et la puissance optique incidente (produit de l'éclairement par la surface éclairée). Le FF représente les pertes résistives série et parallèle (il est faible s'il y a beaucoup de pertes), et il est possible d'utiliser le « pseudo fill factor » (pFF) qui représente uniquement les pertes résistives parallèle (pente de la tangente à la courbe $I(V)$ en V_{oc} tendant vers l'infini). Ce dernier peut être mesuré ou calculé avec une formule empirique montrée dans [45]. A 1000 W/m^2 le coefficient thermique de la puissance pour les cellules utilisées dans notre étude est $\gamma = -0,38\%/^{\circ}\text{C}$ (en % du P_{m-STC}).

1.2.1.2. Courbes intensité - tension des modules

Une bonne référence pour cette section est [46]. Lorsque l'on assemble des cellules en série la courbe $I(V)$ résultante se construit en additionnant les tensions des cellules pour chaque valeur de courant. Si les I_{sc} sont trop différents, ce sont les caractéristiques du quadrant 2 des cellules ayant les courants de court-circuit les plus faibles qui déterminent l' I_{sc} résultant (compris entre les I_{sc} minimum et maximum). De même, lorsque l'on assemble des cellules en parallèle la courbe $I(V)$ résultante est la somme des courants des cellules pour chaque valeur de tension. Si les V_{oc} sont trop différents, ce sont les caractéristiques du quadrant 4 des cellules ayant les tensions de circuit ouvert les plus faibles qui déterminent le V_{oc} résultant (compris entre les V_{oc} minimum et maximum).

La Figure 1.7 illustre ce phénomène dans le cas extrême d'un ombrage sur une cellule. C'est parce qu'il n'y a que deux cellules en série et qu'une faible variation de courant peut conduire à des tensions inverses élevées (bien supérieures aux tensions de fonctionnement de la cellule forte), que l' I_{sc} résultant

de la mise en série est proche de l' I_{sc} minimum. La différence d' I_{sc} entre les deux cellules étant dans ce cas-là importante, c'est la zone où se produit l'avalanche électronique (augmentation rapide du courant pour de fortes tensions inverses) qui participe à la fixation du point de fonctionnement. De même c'est parce que la courbe est abrupte dans le quadrant 4, que le V_{oc} résultant d'une mise en parallèle est proche du V_{oc} minimum. Lorsque le point de fonctionnement d'une cellule se trouve dans les quadrants 2 ou 4, cela signifie qu'elle absorbe de la puissance des cellules voisines limitant ainsi le fonctionnement global du module. L'élévation de température peut ensuite détériorer la cellule ou l'encapsulant (phénomène de « hot spot »).

Pour fabriquer un module à cellules en série, on utilise toujours des cellules appariées (avec des I_{sc} similaires). Dans le cas contraire, c'est la dispersion des courants, la proportion de cellules faibles et leurs caractéristiques en tension inverse (particulièrement la résistance parallèle dans les faibles tensions inverses cette fois-ci) qui déterminent le courant résultant. D'où l'importance de bien connaître les caractéristiques en tension inverse du type de cellules utilisées, ainsi que leur dispersion dans le lot fabriqué (qui peut être très élevée comme montré sur la Figure 1.7 [47]).

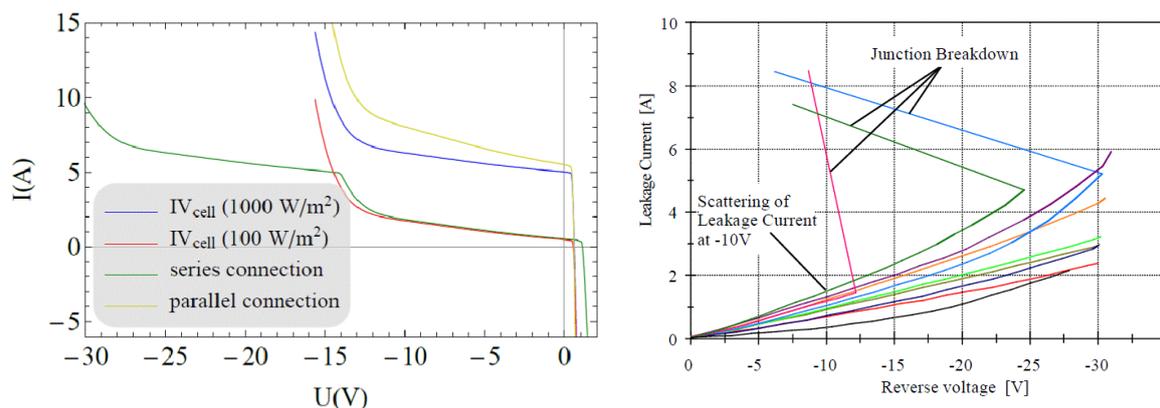


Figure 1.7 – (gauche) Mise en série ou parallèle de deux cellules dont l'une est ombrée (reproduction issue de [44]). (droite) Caractéristiques en tension inverse d'un lot de cellules monocristallines montrant la rupture de la jonction PN pour certaines cellules (reproduction issue de [48]).

Connaissant les paramètres IV des cellules utilisées pour la fabrication du module, on évalue souvent les paramètres IV théoriques du module en sommant les tensions et en prenant la valeur minimum des courants. En pratique ce n'est pas toujours vrai. La Figure 1.8 montre par exemple ce qu'il se produit pour un mini-module de quatre cellules en série avec trois cellules fortes à I_{sc-max} et une cellule faible à I_{sc-min} (proportion importante de cellules fortes) en prenant un modèle linéaire fonction de la résistance parallèle autour de la zone de court-circuit. Les paramètres initiaux sont en rouge (pour les trois cellules fortes) et en bleu (la cellule faible en trait plein, et le module résultant en pointillés). Les droites vertes

correspondent au cas d'un meilleur apairage (différence d' I_{sc} plus faible – graphique de gauche), ou d'une résistance parallèle plus faible (graphique de droite). Initialement la portion linéaire en pointillés bleus résultant de la mise en série des quatre cellules s'arrête dans les tensions négatives vers $-0,9$ V. Au-delà de ce chiffre on pourrait voir avec un modèle à une diode complet que la courbe module rejoindrait celle de la cellule la plus faible, ce qui impliquerait $I_{sc\text{-module}} = I_{sc\text{-min}}$ (comme dans le cas de la courbe verte en Figure 1.7). En revanche dans les deux cas présentés ici la portion linéaire de la courbe module en pointillés verts traverse l'axe des ordonnées, ce qui montre que $I_{sc\text{-module}} > I_{sc\text{-min}}$. Dans notre étude, nous utiliserons le pire cas pour les calculs théoriques ($I_{sc\text{-module}} = I_{sc\text{-min}}$), ce qui aura peu d'incidence étant donné le niveau d'apairage considéré. En effet, les modules d'architecture standard auront un apairage de l'ordre de 0,1% (rapport entre l'écart moyen et la moyenne des I_{sc} des différentes cellules) en comparaison au 0,17% et 0,29% de l'exemple ci-dessous.

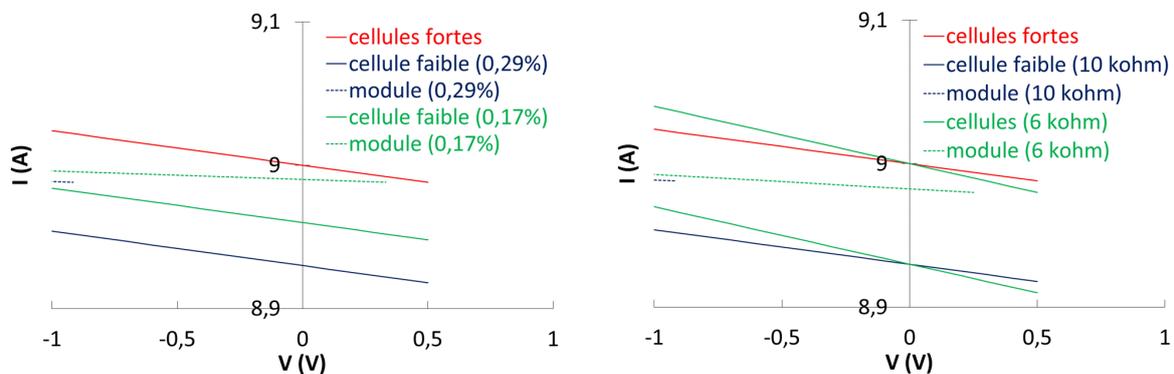


Figure 1.8 – Calculs avec un modèle linéaire dans la zone de court-circuit pour montrer l'influence de l'apairage (à gauche - passage d'un apairage de 0,29% à 0,17%) et de la résistance parallèle (à droite - passage d'une résistance parallèle de 10 k Ω à 6 k Ω) dans le cas de trois cellules fortes mises en série avec une cellule plus faible.

Dans les modules commerciaux des diodes « bypass » sont couramment utilisées : elles sont positionnées en parallèle de chaque double « string », et permettent au courant de passer en court-circuit si la tension résultante des cellules en série devient négative (en cas d'ombrage). Il est aussi possible d'éviter qu'un « string » de cellules ne reçoive de l'énergie de « strings » ombrés connectés en parallèle en positionnant des diodes de blocage en série dans chaque « string », bien que cela soit utilisé surtout à l'échelle du système pour des chaînes de modules connectées en parallèle. Enfin, certains auteurs proposent des dispositifs électroniques intégrés aux modules permettant de prendre de l'énergie aux cellules non-ombrées pour la redistribuer aux cellules ombrées par l'intermédiaire de composants inductifs [49]. Notons qu'à l'échelle module les interconnexions métalliques depuis les rubans de cuivre soudés sur les « busbars » jusqu'à la boîte jonction du module qui contient les diodes « bypass » introduisent de la résistance série supplémentaire.

1.2.1.3. Simulateurs solaires et effets capacitifs

La mesure des cellules et modules dans des conditions standards STC se fait avec un simulateur solaire pour un éclairement de 1000 W/m² (ou 1 soleil) et une température de 25 °C. Les cellules ou modules sont soumis à un rayonnement dont le spectre est comparable à celui du rayonnement solaire global (direct et diffus) incident sur Terre à 42° du zénith au niveau de la mer (correspondant à un nombre d'air masse égal à 1,5, noté AM1.5G [6]). Une charge électronique permet la mesure de leur courbe I(V) (balayage en tension et mesure du courant la plupart du temps). Sous ces conditions STC, les paramètres IV typiques des cellules de type N utilisées dans notre étude sont spécifiés dans le Tableau 1.2.

Eclairement	V _{oc} (mV)	J _{sc} (mA/cm ²)	FF (%)	η (%)
face avant	627,4	38,8	77,0	18,7
face arrière	624,5	35,3	78,0	17,2

Tableau 1.2 – Paramètres IV typiques des cellules utilisées dans notre étude [50].

Dans le cas d'une cellule monoface les dispositifs sont à éclairement continu (calibrage de l'éclairement au préalable avec une cellule de référence) et la cellule est maintenue par aspiration sur un support en cuivre régulé en température. Les contacts électriques sont pris par des peignes métalliques posés sur les « busbars » en face avant et par le support de faible résistance électrique en face arrière qui assure un potentiel homogène. Dans le cas d'un module monoface les dispositifs sont le plus souvent basés sur des lampes à arc xénon qui délivrent un flash de 10 ms dans un tunnel au bout duquel le module est positionné verticalement. Les contacts électriques sont pris au niveau des connecteurs du module, et la courbe I(V) peut être tracée pendant la durée du flash dans la mesure où le module n'a pas le temps de s'échauffer. Une cellule de référence permet en temps réel de connaître l'éclairement exact ainsi que d'évaluer la température des cellules de façon à obtenir une courbe I(V) corrigée dans les conditions STC.

Cependant, l'augmentation progressive des rendements de cellules par la complexification de leur structure introduit de nouvelles difficultés dans la caractérisation des modules. En effet pour les cellules à haut rendement (fort V_{oc}), la capacité interne C des cellules (liée à la jonction et aux autres interfaces) a une influence sur les mesures en stockant ou en délivrant du courant (voir le schéma électrique dynamique simplifié de la Figure 1.9 à gauche). Cela s'explique par des déplacements plus lents des charges libres dans la structure. Ainsi, la dynamique de la mesure I(V) a son importance et des phénomènes d'hystérésis apparaissent. Si le balayage en tension se fait dans le sens croissant (balayage

« direct »), la dérivée de V est positive, la capacité se charge et stocke alors du courant (i_c positif). Si le balayage se fait dans le sens décroissant (« reverse »), la capacité libère le courant emmagasiné au préalable (i_c négatif).

Pour éviter de sous-estimer les performances d'un module, on utilise donc un mode « multi-flash » qui permet de balayer une petite plage de tension par flash de façon à ce que le balayage de la courbe ne se fasse pas trop rapidement. L'inconvénient est que la mesure prend plus de temps (30 secondes nécessaires entre chaque flash pour que les lampes puissent refroidir), mais le résultat est satisfaisant. La Figure 1.9 à droite montre ce qu'il se produit sur la courbe $I(V)$ dans le cas d'un seul flash (mode « single-flash ») et dans le cas de 15 flashes. Les gains et pertes de courant s'opèrent au niveau du point de puissance maximale dans la mesure où la capacité de la cellule peut être modélisée par une gaussienne fonction de V dans cette zone-là [51]. Si les rendements augmentent encore, cette technique ne sera plus suffisante pour éviter les effets capacitifs de par la courte durée du flash, il faudra alors s'orienter vers des simulateurs solaires à éclairage continu (plus complexes à l'échelle du module qu'à celle de la cellule - exemple d'un dispositif basé sur des diodes électroluminescentes de puissance dans [52]) ou des méthodes où le balayage en tension se fait par paliers par exemple [53].

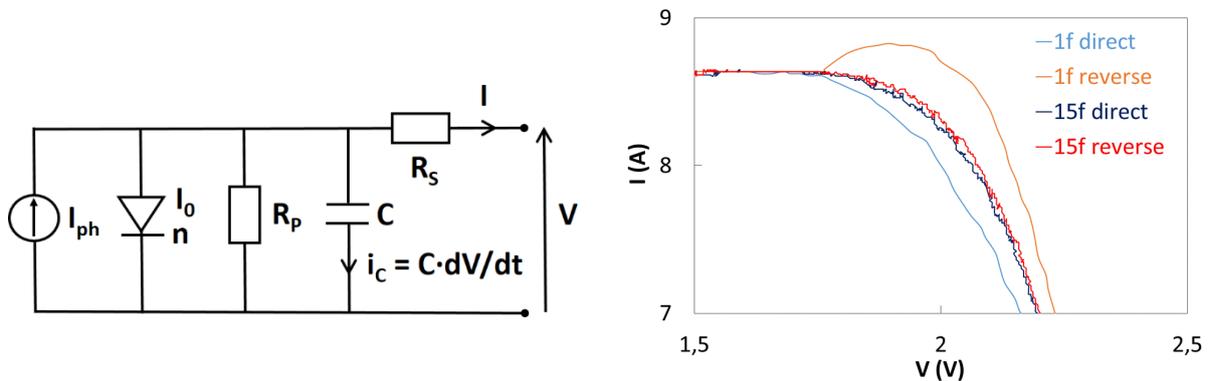


Figure 1.9 – (gauche) Explication des effets capacitifs par un schéma électrique dynamique simplifié (sans l'effet des résistances ni celui de la dépendance temporelle de la capacité). (droite) Courbe $I(V)$ pour un module de type N 2 x 2 cellules en « direct » et « reverse » pour 1 flash et 15 flashes.

1.2.1.4. Suivi des modules en conditions réelles

En extérieur, le comportement des modules PV peut être suivi en enregistrant leurs paramètres IV avec un banc $I(V)$. La puissance maximale à un instant donné est déterminée par un algorithme de « Maximal

Power Point Tracking » (MPPT) intégré dans le banc I(V). Contrairement aux mesures STC la température des cellules dépasse souvent les 50 °C (suivant les conditions de ventilation de l'application) et le spectre ainsi que le niveau d'irradiance varient continuellement au fil des heures, des jours et des saisons. Notons que les conditions STC (1000 W/m² incident sur un module à 25 °C) sont difficiles à réaliser simultanément dans la mesure où la température du module augmente avec l'éclairement incident.

La température de fonctionnement d'un module dépend principalement des propriétés thermiques et physiques des matériaux constituant la cellule et le module, de la configuration d'installation du module et des conditions climatiques du lieu. Le modèle linéaire décrit par l'équation (1.6) permet d'évaluer la température de fonctionnement d'un module T_{mod} en fonction de l'irradiance globale G , de la température ambiante T_{amb} , et du coefficient κ qui dépend des conditions de ventilation du module (à déterminer empiriquement) [44]. Il s'agit d'un modèle à l'état d'équilibre qui ne prend pas en compte la capacité thermique des modules (décalage temporel entre irradiation et chauffe du module). Cette dernière diffère entre un module verre – « backsheet » et un module biverre : un module verre – « backsheet », caché à température ambiante et soudain soumis à une irradiance stable, met environ 15 minutes pour atteindre sa température d'équilibre, durée qui augmente à 25 minutes si le module est biverre [54].

$$T_{mod} = T_{amb} + \kappa \cdot G \quad (1.6)$$

Il est nécessaire de corriger en température les paramètres IV mesurés en extérieur pour pouvoir les comparer avec les mesures STC. Pour cela on utilise souvent les coefficients thermiques α , β et γ mesurés à l'échelle de la cellule à 1000 W/m² (voir section 1.2.1.1) avec les équations suivantes :

$$I_{sc-T} = I_{sc-25} \cdot [1 + \alpha \cdot (T - 25)] \quad (1.7)$$

$$V_{oc-T} = V_{oc-25} \cdot [1 + \beta \cdot (T - 25)] \quad (1.8)$$

$$P_{m-T} = P_{m-25} \cdot [1 + \gamma \cdot (T - 25)] \quad (1.9)$$

En réalité les coefficients thermiques à l'échelle du module peuvent varier de par les propriétés thermiques des matériaux constituant le module. Ces coefficients sont mesurables si l'on dispose d'une chambre thermique dans le simulateur solaire permettant de caractériser le module à différentes températures, ou en extérieur en mesurant les paramètres IV lors de la croissance en température d'un module initialement caché puis soudain soumis une irradiance stable. Dans notre étude, nous utiliserons simplement les coefficients thermiques mesurés à l'échelle de la cellule.

1.2.2. Vers une caractérisation STC des technologies bifaces

1.2.2.1. Influence de la face arrière des cellules lors d'une mesure STC

A l'heure actuelle, il n'existe aucune méthode de caractérisation standardisée des cellules bifaces. Jusqu'à présent, ces dernières ont donc été couramment caractérisées avec les simulateurs solaires utilisés pour les cellules monofaces (description à la section 1.2.1.3). Cependant la réflectivité du support sur lequel est posée la cellule influence les mesures et peut introduire une dispersion dans la caractérisation de différents laboratoires [55]. Hohl-Ebinger calcule ici la contribution additionnelle en courant qu'apporte le rayonnement transmis à travers la cellule, réfléchi sur le support et absorbé par la face arrière de la cellule. En considérant les réponses spectrales face avant et face arrière ainsi que la transmission spectrale d'une cellule d'architecture similaire aux cellules utilisées dans notre étude, un gain de l'ordre de 0,7% est calculé pour un support typique en cuivre alors qu'une mesure précise nécessiterait de ne pas dépasser 0,1%. A titre de comparaison, l'utilisation d'un support noir en plastique très fin (prise de contact électrique assurée différemment) et d'un support recouvert d'or donne respectivement +0,05% et +1,07%.

Ce type d'étude peut s'appliquer à l'échelle module dans le cas d'un module monoface à cellules bifaces pour évaluer le gain additionnel par la face arrière de la cellule grâce à sa transmission globale et à la réflexion du « backsheet » (sans prendre en compte les propriétés directionnelles de la lumière comme son angle d'incidence, la contribution additionnelle incidente entre les cellules, et la réflexion quasi-lambertienne d'un « backsheet »). Cela nécessite cependant la connaissance des paramètres optiques (indices de réfraction complexes) de chaque couche traversée dans le laminé, ce qui constitue une étude de tracé de rayons à part entière (voir [56] pour le cas de cellules monofaces). Essayons néanmoins de donner un ordre de grandeur et une répartition spectrale de la contribution de la face arrière moyennant quelques hypothèses. A l'échelle du module, la densité de courant de court-circuit J_{sc} (A/m^2) est liée à la longueur d'onde λ (nm), au spectre global de référence AM1.5G ($W/m^2/nm$ [57]), et au rendement quantique externe à l'échelle module EQE_{mod} (%) par :

$$J_{sc} = \int_{300}^{1200} J(\lambda) \cdot d\lambda = \int_{300}^{1200} \frac{q \cdot \lambda}{h \cdot c} \cdot AM1.5G(\lambda) \cdot EQE_{mod}(\lambda) \cdot d\lambda \quad (1.10)$$

Dans l'équation (1.10), q est la charge électronique, h la constante de Planck, et c la vitesse de la lumière dans le vide [58]. Le terme $q\lambda/(hc) \cdot EQE_{mod}$ est la réponse spectrale.

En prenant en compte les transmissions T à chaque interface et les absorptions A pour chaque couche (voir structure du module et abréviations en Figure 1.10 à gauche – les réflexions multiples sont négligées), on peut calculer EQE_{mod} pour chaque face en incidence normale (équations (1.11) et (1.12)).

$$EQE_{mod-fav}(\lambda) = T_{av} \cdot (1 - A_v) \cdot T_{ve} \cdot (1 - A_e) \cdot T_{ec} \cdot IQE_{cell-fav} \quad (1.11)$$

$$EQE_{mod-far}(\lambda) = T_{av} \cdot (1 - A_v) \cdot T_{ve} \cdot (1 - A_e) \cdot T_{ec} \cdot (1 - A_c) \cdot T_{ce} \cdot (1 - A_e) \cdot T_{eb} \cdot (1 - A_b) \cdot T_{be} \cdot (1 - A_e) \cdot T_{ec} \cdot IQE_{cell-far} \quad (1.12)$$

Pour chaque longueur d'onde λ , on en déduit la contribution de la face arrière qui est le rapport des densités de courant face arrière $J_{far}(\lambda)$ et face avant $J_{fav}(\lambda)$ (équation (1.13)).

$$\frac{J_{far}}{J_{fav}}(\lambda) = (1 - A_c) \cdot T_{ce}^2 \cdot (1 - A_e)^2 \cdot T_{eb}^2 \cdot (1 - A_b) \cdot \frac{IQE_{cell-far}}{IQE_{cell-fav}} \quad (1.13)$$

Pour évaluer ce rapport, nous disposons des mesures de transmission dans l'air et des calculs d'IQE de la cellule (voir Figure 1.2), des données de transmission d'une couche d'EVA laminée provenant du fabricant (STR PHOTOCAP® 15505, un EVA performant dans les UVs), et des mesures de réflexion dans l'air pour deux « backsheets » différents (Isovolta ICOSOLAR® 2116 noir, et Isovolta ICOSOLAR® 0711 blanc). A partir de ces données, les absorptions sont évaluées en utilisant le coefficient de Fresnel en transmission $T_{n_1n_2} = 4n_1n_2/(n_1+n_2)^2$ pour une interface entre deux milieux d'indices n_1 et n_2 , ainsi que l'ordre de grandeur des indices en proche IR [56] $n_{air} \sim 1$, $n_{verre} \sim n_{EVA} \sim n_{backsheet} \sim 1,5$ et $n_{SiN} \sim 2$ (couche anti-reflet de la face avant et arrière de nos cellules).

La Figure 1.10 à droite montre donc la contribution de la face arrière en courant en fonction de la longueur d'onde pour les « backsheets » blancs et noirs : elle s'élève jusqu'à 20% au-delà de 900 nm. Une fois intégrée sur tout le spectre considéré on calcule un gain de 0,11% pour le « backsheet noir » et 1,47% pour le « backsheet » blanc. A cela s'ajoute une contribution supplémentaire d'1 à 2% due à la lumière en incidence normale entre les cellules (interstices de 2,5 mm et zones « pseudo-square » puisque les cellules ne sont pas des carrés parfaits) qui est réfléchiée sur un « backsheet » blanc et renvoyée vers les deux faces de la cellule (voir simulation et test dans [34]). On voit donc ici l'influence positive de la face arrière d'une cellule biface intégrée dans un module monoface. C'est pour cette raison qu'il est question de mesurer l' I_{sc} et le V_{oc} des cellules sur un support très réfléchissant de manière à ne pas minimiser la contribution de la face arrière une fois en module [18]. Cependant dans le cas de modules réellement bifaces des informations sont nécessaires sur le comportement de la cellule et du module en double éclairage puisque c'est dans cette réalité-là que le dispositif sera utilisé.

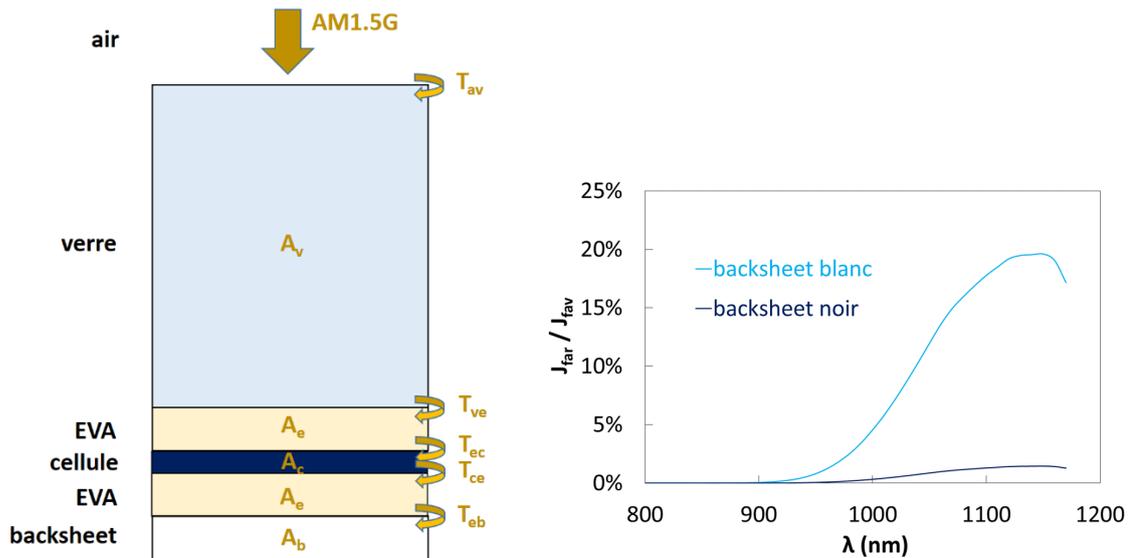


Figure 1.10 – (gauche) Modèle en coupe d’un module monoface à cellules bifaces dans le cas d’une incidence normale à gauche (avec épaisseurs proportionnelles à la réalité). (droite) Proportion de la densité de courant captée par la face arrière calculée pour un « backsheet » noir (courbe bleu-foncé) et blanc (courbe bleu-clair) en fonction de la longueur d’onde.

1.2.2.2. Caractérisation des cellules en double éclaircissement

Dispositifs de mesure :

Bien qu’une mesure en double éclaircissement ait été montrée succinctement au début des années 1980 [59], le premier dispositif de caractérisation en double éclaircissement décrit dans la littérature date de la fin des années 1990 [60]. On se demandait alors si oui ou non l’efficacité d’une cellule biface était améliorée lorsque celle-ci est soumise à un éclaircissement simultané et variable en face avant et face arrière pour des applications de concentration photovoltaïque. La cellule est positionnée entre deux miroirs en aluminium à angle droit l’un de l’autre, maintenue à température constante dans une chambre, et flashée avec un dispositif à lampe xénon pouvant produire un spectre AM1.5G de 0,1 à 10 soleil (voir Figure 1.11 à gauche - 1 soleil = 1000 W/m²). Pour une cellule de structure N+PP+ (avec un substrat de type P « Float zone » monocristallin – « Float zone », Fz, étant une méthode de tirage donnant un lingot de meilleur qualité mais plus cher comparé au Cz), éclairée simultanément des deux côtés par une irradiancance x variant de 0,4 à 4,2 soleil, l’auteur montre en particulier que la densité de courant de court-circuit biface $J_{sc}(x,x)$ est en moyenne sur toute cette plage 0,4% plus élevée (jusqu’à +1,1%) que la somme du courant face avant seule $J_{sc}(x,0)$ et face arrière seule $J_{sc}(0,x)$. Les erreurs de mesure étant évaluées à $\pm 3\%$, il en conclut :

$$J_{sc}(x, x) = J_{sc}(x, 0) + J_{sc}(0, x) \quad x \in [0,4 ; 4,2] \text{ (soleil)} \quad (1.14)$$

Cette relation n'est pas valable pour les puissances maximales et rendements dans la mesure où ces paramètres sont affectés par des pertes résistives série à mesure que le courant généré augmente. Pour finir, l'auteur mentionne que le courant d'obscurité de la diode I_0 peut être considéré comme égal quel que soit le mode d'éclairement (face avant seule, face arrière seule ou double éclairement).

Par la suite un dispositif similaire a été utilisé (voir Figure 1.11 à droite), avec le rajout de filtres permettant d'atténuer plus ou moins le rayonnement sur la face arrière pour simuler des conditions d'éclairement plus proches de la réalité [61]. Une cellule de référence calibrée est positionnée dans le plan de la cellule biface de façon à assurer une irradiance d'1 soleil sur sa face avant. Pour une cellule de structure P+NN+, l'auteur confirme l'équation (1.14) avec un courant de court-circuit biface plus faible que la somme des deux faces cette fois ci (-1,8% en moyenne) mais toujours inférieur aux incertitudes de mesure. Il va plus loin en quantifiant les pertes résistives dans le cas $x = 1$: la puissance maximale biface $P_m(1,1)$ est 16,3% plus faible que la somme des puissances face avant seule $P_m(1,0)$ et face arrière seule $P_m(0,1)$.

Depuis, le même dispositif est utilisé à l'ISC Konstanz et ses performances ont été comparées à celles d'un simulateur solaire conventionnel pour cellules [62]. Avec l'utilisation de miroirs en aluminium à 45° de la cellule, le système développé est de classe A au niveau spectral (différence de spectre comparé au spectre AM1.5G inférieure à $\pm 25\%$ par bande de 100 nm entre 400 et 1100 nm [63]), et de classe B au niveau uniformité d'éclairement (non-uniformité de 7% alors qu'elle doit être inférieure à 2% pour une classe A – voir équation (1.21) à la section 1.3.2.1 pour la définition de la non-uniformité). Citons aussi dans le même institut de recherche l'utilisation d'un dispositif de double éclairement à deux sources lumineuses : 1 soleil sur la face avant, et 25% - 30% d'1 soleil sur la face arrière [64]. Cependant l'utilisation d'un tel dispositif semble plus complexe.

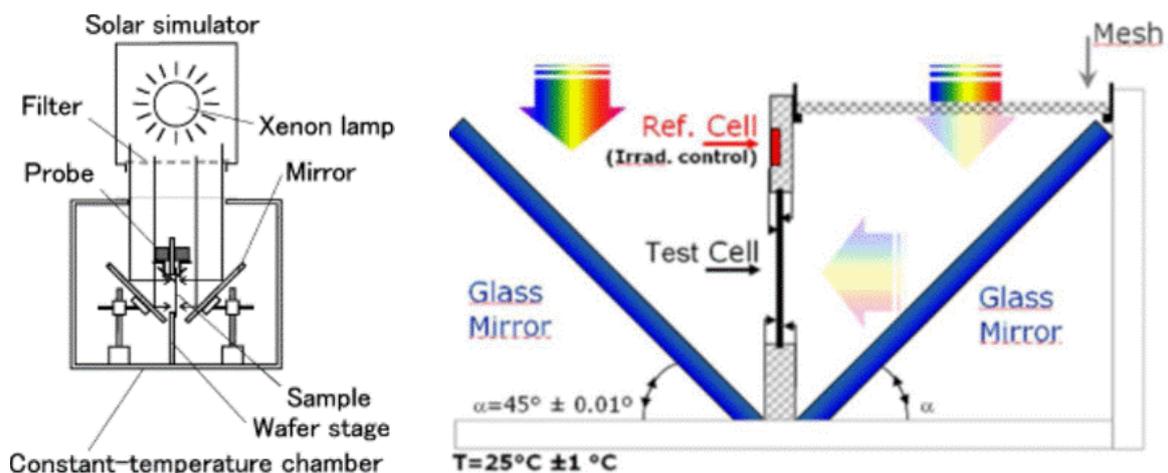


Figure 1.11 – Premiers dispositifs de double éclairement pour cellule (reproductions issues de [60] à gauche et de [61] à droite).

Méthodologie de calcul :

Plus récemment, une nouvelle méthode de calcul des performances d'une cellule biface dans des conditions réalistes de double éclairage a été proposée par Singh [45]. La méthode est basée sur une mesure STC des deux faces de la cellule indépendamment. En supposant que le courant de court-circuit biface est la somme des courants face avant I_{sc-fav} et face arrière I_{sc-far} (équation (1.14)), l'auteur définit le rendement biface η_{bi} pour une irradiance simultanée d'1 soleil sur la face avant et de x soleil sur la face arrière (x appartenant à l'intervalle $[0 ; 1]$) comme suit :

$$\eta_{bi}(x) = \eta_{fav} \cdot \left(\frac{1 + x \cdot \frac{I_{sc-far}}{I_{sc-fav}}}{1 + x} \right) \cdot \left(\frac{V_{oc-bi}}{V_{oc-fav}} \right) \cdot \left(\frac{FF_{bi}}{FF_{fav}} \right) \quad (1.15)$$

Dans cette équation, seuls la tension de circuit ouvert biface V_{oc-bi} et le « fill factor » biface FF_{bi} sont inconnus mais calculables moyennant certaines hypothèses réalistes. Il est supposé que V_{oc-bi} suit la même tendance logarithmique que la tension de circuit ouvert face avant V_{oc-fav} , avec le même courant d'obscurité de diode (voir équations (1.4), (1.5), et conclusion d'Ohtsuka [60]). FF_{bi} est évalué par l'intermédiaire du « pseudo fill factor » pFF (mesurable ou calculable) qui est supposé égal dans le cas biface et face avant seule.

Le rendement biface calculé permet d'optimiser les paramètres des cellules bifaces dans des conditions plus proches de la réalité que les conditions STC. L'auteur conclut par exemple que les paramètres les plus influents à augmenter en priorité sont le FF et le ratio biface r . Notons que ce rendement n'est pas comparable tel quel à un rendement de cellule monoface puisqu'il prend en compte la puissance optique incidente des deux côtés. L'auteur définit donc un second paramètre, le GEP (« gain-efficiency product ») qui est le produit $(1+x) \cdot \eta_{bi}(x)$.

Nous pouvons conclure de ces études que le modèle électrique à une diode d'une cellule biface peut être simplement l'ajout d'une deuxième source de courant en parallèle de la première, ce qui correspond à la photo-génération par l'éclairage face arrière. Par conséquent, suivant le niveau d'irradiance de la face arrière le courant circulant dans un module biface peut être bien plus élevé que pour un module monoface (nous verrons de quel ordre de grandeur à la section 1.3). Les pertes résistives associées risquent donc d'être plus importantes que prévues si le design de la cellule et du module continue à se faire pour des conditions STC comme c'est le cas actuellement.

1.2.2.3. Caractérisation des modules avec albédo en face arrière

Jusqu'à présent, tout comme pour les cellules, les modules bifaces ont été caractérisés dans les mêmes conditions que les modules monofaces. Cela requiert de cacher la face arrière lorsque l'on caractérise la face avant et vice-versa. En effet, pour un module biverre carré de 2 x 2 cellules bifaces, la puissance maximale est typiquement surestimée d'environ 15% si on ne cache pas la face arrière. Cela est dû à l'albédo du rideau noir qui permet de fermer le tunnel du simulateur solaire (l'albédo est le rapport des flux lumineux incident et réfléchi dans toutes les directions). Cette erreur s'atténue pour un module biface de grande taille puisque les cellules du centre du module bénéficient moins de l'albédo et limitent la puissance. La puissance maximale d'un module commercial Sanyo HIT biface [65] est typiquement surestimée de 6% si on ne cache pas sa face arrière.

Cependant tout comme pour les cellules (détail en section 1.2.2.1), le cache apporte une contribution par la face arrière des cellules de par sa réflectivité moyenne R_{moy} (réflectivité spectrale moyennée entre 300 nm et 1200 nm). Avec un cache blanc (« backsheet » 0711 de $R_{\text{moy}} = 66\%$ - réflectivité spectrale montrée en Figure 5.4) sur toute la face arrière d'un module Sanyo, nous avons mesuré un gain en I_{sc} de +2,6% à 1000 W/m² comparé à un cache noir (« backsheet » 2116 de $R_{\text{moy}} = 5\%$). A la manière de Kreinin [25], on peut alors déterminer linéairement le gain en I_{sc} avec un « backsheet » totalement absorbant de $R = 0\%$. On trouve un gain en courant de -0,2%, ce qui correspond à la surestimation de la caractérisation face avant seule. En réalité, ce chiffre doit être plus important en valeur absolue car ici il n'intègre pas la contribution de la face arrière des cellules liée aux réflexions internes dans le module. Il s'agit là des réflexions à l'interface verre-air de la face arrière du module puisqu'il reste toujours une interface d'air entre le verre et le cache face arrière.

A l'inverse certaines études montrent des caractérisations de panneaux solaires bifaces avec un fond blanc espacé pour simuler des conditions réalistes d'albédo en face arrière. C'est le cas pour les modules de Prism Solar pour lesquels un gain de 17% est mesuré sur le P_m à 1000 W/m² avec un fond blanc comparé à un fond noir de taille, d'espacement et de réflectivités non précisés [37]. De même pour les modules Solyndra qui sont d'une technologie différente : il s'agit de cellules photovoltaïques en couches minces « Copper Indium Gallium Selenide » (CIGS) encapsulées autour de longs cylindres bien séparés les uns des autres (voir Figure 1.12 à gauche). Ces modules sont destinés à être installés horizontalement sur une toiture plate ou faible pente pour minimiser la prise au vent et maximiser la couverture de la toiture. L'architecture en cylindre permet une bonne capture de la lumière directe quel que soit son angle d'incidence, et de la lumière diffuse issue du ciel ainsi que du revêtement de toiture sur lequel les modules sont installés. Leur caractérisation s'effectue avec un fond blanc de géométrie optimisée pour simuler les réflexions diffuses d'une toiture infinie sans modules autour (voir Figure 1.12 à droite). La caractérisation en laboratoire est donc bien adaptée à l'application dans ce cas-là.

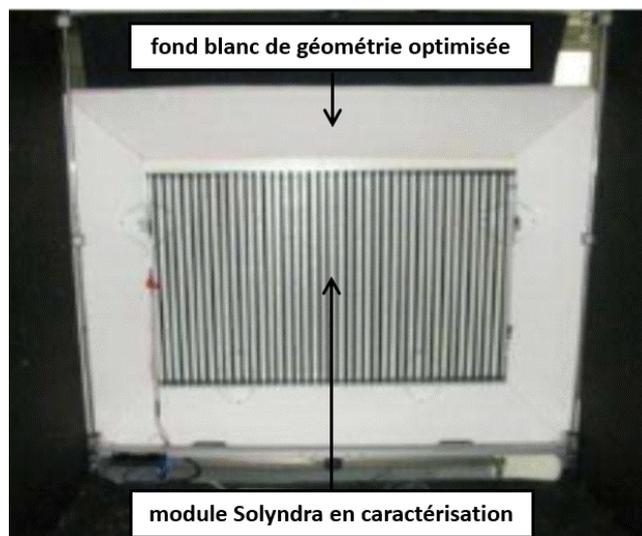
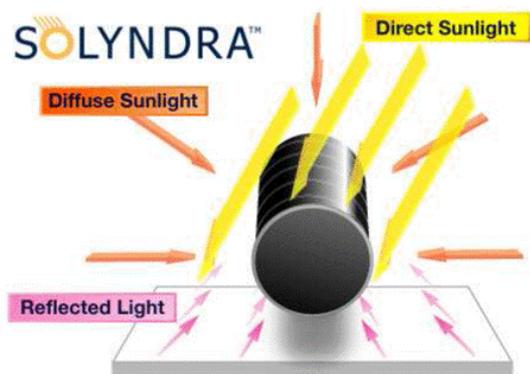


Figure 1.12 – (gauche) Schéma de principe de la technologie Solyndra (reproduction issue de [66]). (droite) Photographie de la caractérisation d'un module Solyndra dans le simulateur solaire de notre laboratoire.

Pour résumer, les caractérisations de modules en simulateur solaire se font la plupart du temps en face avant et en face arrière indépendamment avec un cache noir positionné sur la face opposée pour minimiser la contribution de celle-ci. Dans ce cas-là, les performances du module ne sont pas représentatives des conditions réelles des applications à savoir avec un certain albédo incident sur la face arrière. Pour les modules Solyndra une caractérisation optimisée a pu être développée dans la mesure où l'application finale est précise (toitures plates avec revêtement blanc). Cependant, les modules bifaces cristallins actuellement commercialisés peuvent être utilisés dans plusieurs configurations. Les fabricants affichent donc sur leur fiche technique les paramètres IV en conditions STC et/ou avec une contribution additionnelle allant jusqu'à 30% d'albédo en face arrière avec peu de détail sur l'obtention de ces chiffres (exemple pour le module Sanyo [67]). Or, les paramètres IV servent à dimensionner les onduleurs, les câbles, les protections électriques et la topologie de la centrale photovoltaïque, ils doivent donc être représentatifs de la réalité de l'application. En conclusion, une méthode d'évaluation des paramètres IV en double éclairage est nécessaire à l'échelle module pour assurer un prix de vente réaliste et pouvoir dimensionner le système correctement. Nous utiliserons dans notre étude un dispositif de caractérisation en double éclairage adapté pour les modules de petite taille.

1.3. Performance des applications utilisant des modules bifaces

1.3.1. Généralités sur la simulation des performances électriques annuelles des panneaux

Pour estimer la rentabilité économique d'un système de panneaux photovoltaïques, on doit pouvoir évaluer sa production d'énergie électrique annuelle en nombre de kilowatt-heure générés par kilowatt-crête installé (kWh/kW). Pour cela, on peut utiliser des logiciels comme PVsyst® [68] qui permettent en plus d'évaluer les paramètres optimums d'installation des modules d'un champ PV (angle d'orientation et espacement entre les rangées de modules typiquement). Généralement, un module monoface est orienté vers l'équateur à un angle proche de celui de la latitude du lieu pour maximiser sa production électrique. Ce type de logiciel est basé sur la simulation du rayonnement incident grâce à des données météorologiques, et sur des modèles des modules et des composants systèmes associés prenant en compte les pertes. Les pertes sont dues aux ombrages, à la chauffe des modules, aux limitations de l'onduleur, aux réflexions aux interfaces air-verre, aux salissures, au comportement en faible éclairage, au câblage, aux disparités entre les modules, au vieillissement des modules, à la LID...

La simulation du rayonnement incident est un domaine très vaste [69], décrit de manière simplifiée dans [6]. Le rayonnement global sur un plan d'inclinaison quelconque i et d'orientation quelconque o est la somme du rayonnement direct I (issu du disque solaire d'angle solide $6,8 \cdot 10^{-5}$ sr) et du rayonnement diffus D (irradiances en W/m^2). L'équation (1.16) permet de calculer I en fonction de la position du soleil (hauteur h et azimut az) et du rayonnement direct normal incident I_n (incident sur une surface orthogonale au rayonnement et mesuré par un système de suivi appelé « tracker »). L'équation (1.17) montre les différentes contributions qui interviennent dans le rayonnement diffus D . Le terme de diffus hors albédo D^* est détaillé dans le cas le plus simplifié d'un ciel isotrope (D_h étant le rayonnement diffus incident sur une surface horizontale). Le terme d'albédo A est détaillé dans le cas couramment supposé d'une réflexion lambertienne d'un sol infini (G_h étant le rayonnement global incident sur une surface horizontale, et $(1 - \cos i)/2$ étant le « ground-view factor »).

$$I = I_n \cdot [\sin h \cdot \cos i + \cos h \cdot \cos(o - az) \cdot \sin i] \quad (1.16)$$

$$D = D^* + A = \frac{1 + \cos i}{2} \cdot D_h + \frac{1 - \cos i}{2} \cdot \alpha_{sol} \cdot G_h \quad (1.17)$$

La réalité est plus complexe et est représentée en Figure 1.13 à gauche. Le terme D^* est couramment

décrit par le modèle de Pérez qui prend en compte trois contributions en fonction de données empiriques décrivant le type de ciel : une part isotrope issue de la voûte céleste (hémisphère), une part correspondant au halo de lumière autour du soleil (diffusion par les aérosols dans la région circumsolaire) et une part correspondant au rayonnement proche de l'horizon (diffusion Rayleigh) [70]. Le terme A apporte une contribution d'autant plus forte que l'albédo du sol α_{sol} est élevé (forte réflectivité du sol dans toute les directions), que i tend vers 90° (module vertical), et que G_h est élevé (plus important par ciel clair et à plus haute altitude par exemple). L'albédo α_{sol} est typiquement de 0,2 pour les sols cultivés, de 0,3 - 0,4 pour le sable (plus ou moins sec), et de 0,6 - 0,8 pour la neige (plus ou moins fraîche). Dans les logiciels de prédiction de performance PV, α_{sol} est souvent défini à 0,2 et ne concerne que les espaces entre les rangées de modules.

La précision des simulations dépend fortement des données météorologiques utilisées. A défaut de valeurs horaires mesurées, les données d'irradiance dans le logiciel PVsyst[®] sont générées artificiellement à partir de valeurs mensuelles moyennes. Ces valeurs-là sont basées sur des mesures des années précédentes issues de la base de données Meteonorm [71]. Nous utiliserons dans notre étude à la fois ce type de données et des données mesurées sur le site de l'INES. En effet, la fraction de diffus f sur une surface d'orientation quelconque (définie par l'équation (1.18)) qui varie d'une ville à l'autre peut avoir de l'importance surtout dans les applications bifaces.

$$f = \frac{D}{D + I} = \frac{D}{G} \quad (1.18)$$

La précision des simulations dépend aussi de la bonne définition des ombrages pouvant survenir sur le champ PV (arbre, montagne, etc.). Ils sont définis usuellement par le masque d'un lieu, qui couvre des régions angulaires de l'hémisphère (exemple pour le site de l'INES qui se trouve entre deux chaînes de montagnes - Figure 1.13 à droite). Les objets sont définis par leur hauteur angulaire et azimuth de telle sorte que la contribution du rayonnement direct est annulée dès que le soleil passe en dessous de la hauteur de l'objet pour un azimuth donné. En revanche les contributions diffuses ne sont généralement pas corrigées alors qu'elles peuvent être influencées par l'ombrage si ce dernier est proche du système. Cela devient problématique pour des simulations d'installations PV intégrées au bâtiment (« Building Integrated PhotoVoltaics », BIPV) dans la mesure où les bâtiments environnants peuvent rajouter une contribution diffuse non prise en compte dans cette approche de par l'albédo de leurs façades [44]. C'est pour cette raison que Sprenger intègre du tracé de rayons avec le programme Radiance[®] [72] dans sa méthodologie de simulation des performances électriques de systèmes BIPV. Bien que ce type d'approche soit utilisé dans les logiciels de simulation d'éclairage naturel dans le bâtiment comme Radiance[®], aucun programme commercial de simulation de performance des systèmes PV ne les utilise.

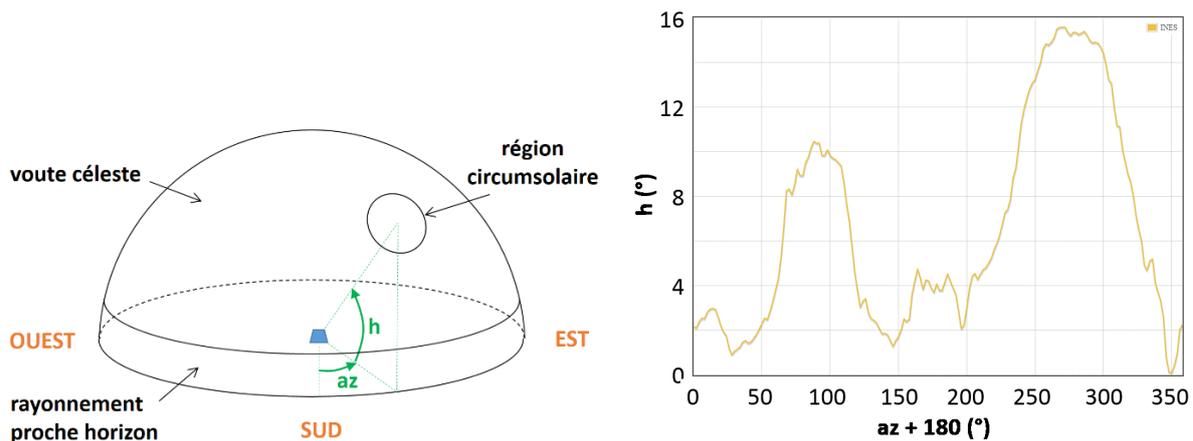


Figure 1.13 – (gauche) Schéma du modèle de ciel anisotrope de Pérez avec la position du soleil repérée par les angles h et az . (droite) Masque sur le site de l'INES : élévation h en fonction de l'azimut $az + 180$ (nord = 0° , sud = 180° , est = 90° , ouest = 270°) (calcul réalisé par Ha [73]).

Dans le cas des modules bifaces, il est aussi nécessaire de prendre en compte l'albédo des surfaces environnantes pour évaluer les performances additionnelles dues au rayonnement incident sur la face arrière. Cet albédo est souvent non-uniforme sur la surface du module (de par les ombres portées des modules sur le sol ou celles du support des modules sur la face arrière) et induit donc des limitations de puissance par certaines zones du module. L'albédo est un rayonnement diffus ce qui implique que la réponse angulaire du module doit être prise en compte sur les deux faces. Le seul moyen de simuler la face arrière d'un module biface dans PVsyst® serait de rajouter un module vertical orienté nord juste derrière le module incliné vers le sud [28]. En effet il n'est pas possible de positionner un module orienté vers le sol et l'albédo sous les modules est considéré nul. D'où la nécessité de développer des méthodes d'évaluation des performances des modules bifaces et d'optimisation de leurs applications.

1.3.2. Etudes passées sur les applications bifaces montées au sol ou sur toiture plate

Comme pour le photovoltaïque de manière générale, ce sont les applications spatiales qui ont motivé le développement des cellules et modules bifaces dans les années 1960. En effet, elles sont bien adaptées à la collection simultanée de la lumière du soleil et de l'albédo de la Terre. Les 10 kW de modules bifaces installés dans les années 1970 sur la station spatiale internationale ont montré un gain en puissance de 10% - 20% comparé à des modules monofaces [74]. Par la suite, c'est sous forme d'applications terrestres à concentration que les modules bifaces ont été utilisés. L'idée était d'utiliser

des miroirs dans des configurations paraboliques ou des optiques concentratrices pour diriger la lumière vers la face arrière des cellules ou des modules [75, Chap. 11].

C'est à partir des années 1980 que les tests et simulations d'applications bifaces prenant simplement avantage de l'albédo environnante (naturelle ou améliorée artificiellement) ont vu le jour comme en témoigne la Figure 1.14 [15]. On peut séparer ce type d'applications montées au sol ou sur toiture plate en deux catégories : les applications standards inclinées et les applications nouvelles verticales. Dans un premier temps il est nécessaire d'évaluer les avantages qu'apportent l'utilisation de modules bifaces comparé à des modules monofaces conventionnels (gain de production électrique entre autre) ainsi que leurs conditions optimales d'installation. Puis, il faut pouvoir estimer les coûts additionnels occasionnés par l'utilisation de modules bifaces (à l'échelle de la cellule, du module et du système).

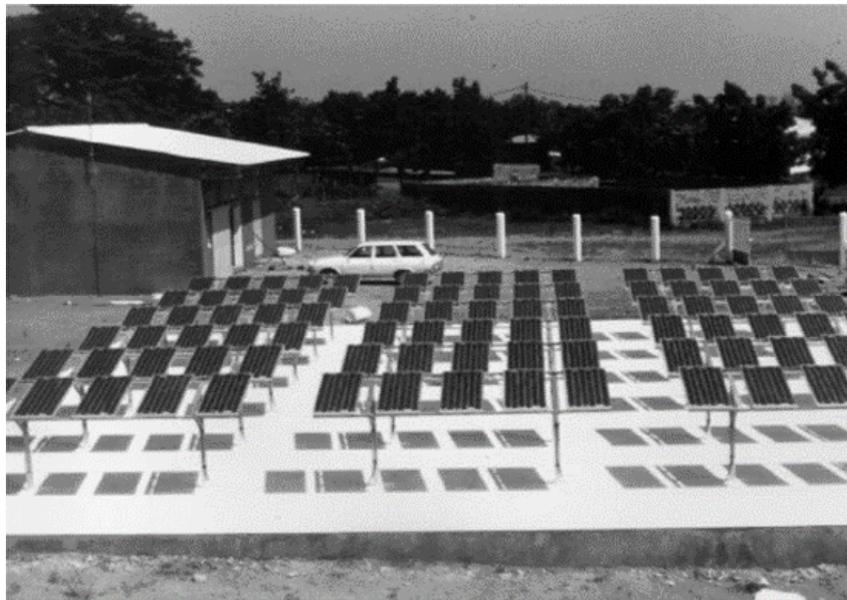


Figure 1.14 – Photographie historique d'une centrale biface en test dans les années 1980 (reproduction issue de [75]).

1.3.2.1. Applications standards inclinées

Simulations et validations expérimentales ponctuelles :

Les tout premiers tests ont été réalisés avec une cellule biface positionnée au milieu d'un module fictif incliné entre le sol blanc et une paroi blanche perpendiculaire (similaire à la configuration D de la Figure 1.15 explicitée plus bas). Ils ont montré des gains en I_{sc} de l'ordre de 50% tout au long de la journée comparé à une cellule monoface orientée de la même façon pour une belle journée et une journée de

grisaille en automne 1980 [15]. Ce type de test a permis de valider les premiers modèles développés pour les modules bifaces [59], [76], [77]. L'objectif était d'évaluer l'irradiance incidente sur la face avant et la face arrière d'un module ayant des surfaces lambertiennes dans son voisinage (voir Figure 1.15), en fonction de la géométrie du système, des réflectivités des surfaces et du rayonnement global incident à l'horizontal (mesuré usuellement).

Luque [59] définit le facteur d'albédo (« Albedo Factor », AF) en fonction des irradiances globales incidentes sur la face arrière G_{far} et sur la face avant G_{fav} (voir équation (1.19)). Le modèle prend en compte l'ombre portée du module sur les réflecteurs comme montré par l'équation (1.20) qui donne le facteur d'albédo dans le cas particulier d'un module à l'horizontal (application à l'équateur).

$$AF = \frac{G_{fav} + G_{far}}{G_{fav}} \quad (1.19)$$

$$AF_{exemple} = 1 + \alpha_{sol} \cdot \frac{\Gamma_{totale}}{\pi} - \alpha_{sol} \cdot \frac{G_h - D_h}{G_h} \cdot \sum \frac{\Gamma_{ombrée}}{\pi} \quad (1.20)$$

Γ_{totale} et $\Gamma_{ombrée}$ appartiennent à l'intervalle $[0 ; \pi]$ et sont des images de la surface totale du réflecteur et des parties ombrées sur ce dernier ($\Gamma_{totale} = \pi$ pour un réflecteur de surface infinie). L'équation montre donc l'importance du rapport entre la surface du réflecteur et la surface du module qui engendre les surfaces ombrées. Sur ce point Duran [78] a étudié récemment l'influence de la taille du réflecteur pour un module de côté c (4 x 4 cellules en série) positionné horizontalement à une hauteur c d'un réflecteur d'albédo 0,8 et pour un angle d'incidence du soleil constant lors d'une belle journée. Un gain relatif en I_{sc} de 29% est observé pour une surface de réflecteur variant de c^2 à $6c^2$, au-delà le réflecteur n'apporte quasiment plus de contribution.

La Figure 1.15 montre les gains mensuels simulés par Krenzinger [77] pour différentes configurations avec un albédo de 0,8 et un ratio biface de 1. Dans la configuration A qui est la plus proche des applications standards, AF varie d'environ 1,25 en hiver à 1,55 en été dans la mesure où le soleil pénètre mieux derrière le module en été avec sa forte élévation à Madrid. L'AF vaut 1,43 une fois intégré sur l'année, soit un gain en irradiance de 43%. L'auteur montre aussi l'importance de la distance entre le centre du module et les réflecteurs. Par exemple la production est maximisée pour une distance de 0,8 m avec un panneau de 0,5 m x 1 m et des surfaces de 2 m x 3 m en configuration D. Sur ce point, Ooshaksaraei [27] a étudié récemment en simulateur solaire une configuration similaire à la configuration C avec un miroir en aluminium et une peinture blanche. Avec des mesures en angle il montre que la distance module - réflecteur a beaucoup plus d'influence dans le cas du réflecteur spéculaire que diffusant.

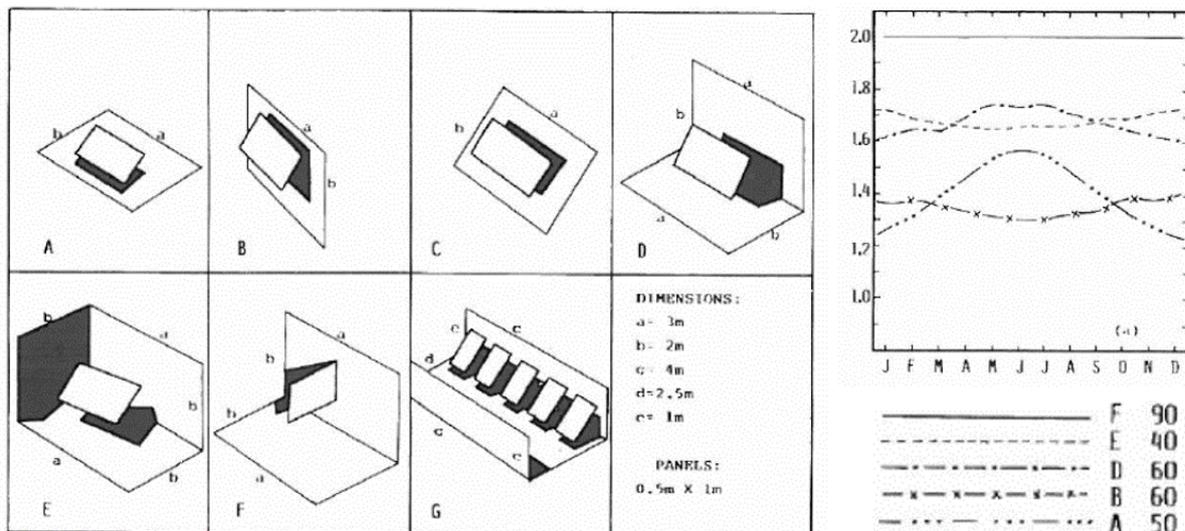


Figure 1.15 – Configurations étudiées (à gauche), et facteur d'albédo AF mensuel pour plusieurs configurations sur l'année (à droite). Les facteurs d'albédo intégrés sur l'année pour les configurations (A ; B ; D ; E ; F) sont respectivement (1,43 ; 1,35 ; 1,68 ; 1,67 ; 2,00) (reproduction issue de [77]).

Luque [76] va plus loin en simulant le cas d'un ensemble de modules basé sur la configuration A (trois rangées espacées de 2,8 m avec chacune 12 modules dont les centres sont à une hauteur de 1,8 m). Pour un albédo de 0,8 (mesuré avec une méthode spécifique plus adaptée que la sphère intégratrice) l'angle optimal d'orientation des modules à Madrid (latitude 40°) est évalué à 30° pour les modules monofaces et à 50° pour les modules bifaces. Un gain annuel en irradiance de 59% est calculé dans le cas biface optimal en comparaison au cas monoface optimal pour un espacement entre les modules de la même rangée de 0,25 m (le gain monte jusqu'à environ 65% pour un espacement d'1,75 m par diminution des ombrages entre rangées). Notons que dans les années 1990 - 2000 des modèles plus simples (sans prendre en compte les ombres portées des modules) ont été utilisés pour évaluer les gains apportés par l'utilisation de modules bifaces [79], [80]. Les auteurs calculent un angle biface optimal égal à l'angle monoface optimal (la latitude du lieu dans ce cas-là) quel que soit l'albédo du sol. A cet angle optimal, le gain annuel en irradiance est évalué à 24% par Chieng, et 32% par Faiman pour des albédos similaires de 0,3 - 0,35.

Les modèles décrits jusque-là constituent un premiers pas vers la simulation des performances bifaces d'une centrale PV montée au sol ou sur toiture plate. Bien qu'ils dépendent fortement des hypothèses faites initialement, ils permettent de donner des tendances suivant les paramètres importants. Cependant ce sont des modèles optiques qui prennent en compte des irradiances moyennes sur les surfaces et qui négligent les pertes électriques liées aux cellules les moins irradiées. En effet suivant la géométrie de la centrale, la proportion de diffus dans le rayonnement global et la position du soleil, le rayonnement incident sur la face arrière des modules est plus ou moins uniforme.

Etudes expérimentales long terme sur un ensemble de modules :

Les études expérimentales récentes de Kreinin [25], [81] apportent des informations sur les performances électriques des modules bifaces en extérieur. Un module incliné à l'angle de la latitude sur une toiture plate d'albédo 0,5 avec une élévation de 0,7 m (entre sol et bas du module) a été mesuré en configuration isolé d'une part et au milieu d'un champ PV d'autre part (1,5 m entre les rangées de modules dans la direction sud - nord, et 0,2 m entre les modules dans la direction est - ouest). Les mesures montrent des gains en puissance biface intégrée sur chaque mois (comparée à monoface) entre 8% et 18% pour le module en champ. L'absence d'ombrage dans le voisinage augmente ces gains de 3% à 13% en absolu sur le printemps et l'été pour le module isolé (voir Figure 1.16 à gauche).

La Figure 1.16 à droite montre en plus pour le module en champ la dépendance des résultats en fonction de la saison (vers le solstice d'hiver ou d'été) et de la fraction de diffus. Pour une faible fraction (rayonnement direct prépondérant), les gains en puissance biface intégrée sur chaque jour sont plus élevés en été qu'en hiver. En effet, à Jérusalem à cette période le soleil est très haut, et se lève/couche au nord, le rayonnement direct pénètre donc mieux entre les rangées de modules augmentant ainsi le rayonnement incident sur la face arrière. Pour l'hiver, les gains sont plus élevés si le rayonnement est très diffus (ciel couvert). En effet, avec un soleil plus bas dans le ciel le rayonnement direct pénètre moins bien entre les rangées favorisant ainsi la face avant, alors que le rayonnement diffus ne favorise aucune face.

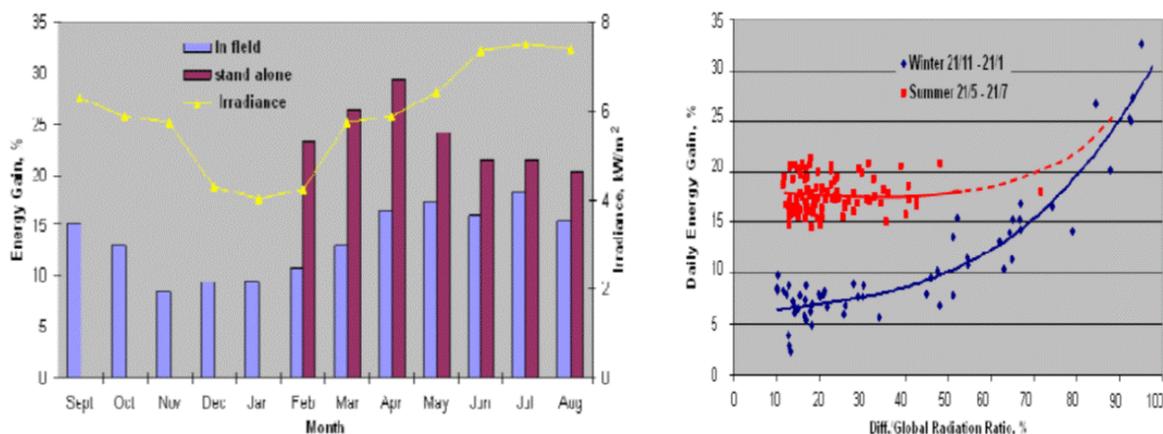


Figure 1.16 – (gauche) Gains mensuels du module biface comparé au cas monoface en configuration isolé (en violet) et en champ PV (en bleu). (droite) Gains journaliers en fonction de la fraction de diffus (hiver en bleu, été en rouge). Reproductions issues de [81].

Kreinin a aussi mesuré dans le cas du module isolé la distribution d'irradiance sur la face arrière en fonction de l'élévation du module. On définit la non-uniformité d'éclairement, NU, en fonction des

irradiances minimales et maximales mesurées, G_{min} et G_{max} , par l'équation (1.21). Il montre l'importance d'élever suffisamment les modules pour que le rayonnement en face arrière soit le plus uniforme possible, et que le gain en puissance ne soit pas limité par des zones du module moins irradiées. Le Tableau 1.3 montre les valeurs mesurées dans le cas particulier d'une belle journée de printemps vers midi. Notons que la non-uniformité d'irradiance affecte moins l' I_{sc} que le P_m ce qui est lié aux caractéristiques en tension inverse et à la proportion de cellules limitantes dans le module (voir section 1.2.1.2). Pour une journée de grisaille, l'uniformité du rayonnement est naturellement meilleure quelle que soit l'élévation.

$$NU = \frac{G_{max} - G_{min}}{G_{max} + G_{min}} \quad (1.21)$$

Elévation	Non-Uniformité	Gain en I_{sc}	Gain en P_m
0,1 m	67%	16%	6%
0,6 m	12%	24%	21%
1,1 m	4%	26%	25%

Tableau 1.3 – Influence de l'élévation du module isolé sur le gain biface comparé à monoface dans le cas particulier d'une belle journée de printemps vers midi.

Pour valoriser les performances des modules bifaces auprès de l'acheteur, Kreinin introduit le rendement équivalent η_{eq} , qui prend en compte le rendement face avant η_{fav} des cellules avec une contribution additionnelle issue des conditions réelles d'utilisation décrites précédemment (gain énergétique g sur l'année dans l'équation (1.22)). Dans le cas du module en champ PV, un gain annuel de l'ordre de 16% pour $\eta_{fav} = 18\%$ donne $\eta_{eq} = 20,9\%$.

$$\eta_{eq} = \eta_{fav} \cdot (1 + g) \quad (1.22)$$

Les gains annuels pour un système biface (comparé à monoface) dans ce type de configuration sont très variables selon les paramètres d'installation choisis. On peut citer par exemple les études utilisant des modules Sanyo HIT bifaces. D'un côté, des gains mensuels compris entre 0% et 5% sont mesurés sur l'année 2003 au Japon pour un système peu avantageux (ombrages liés aux bâtiments environnants sur la face avant et au support des modules sur la face arrière, albédo environnant faible...) [17]. De l'autre, une fiche technique de module [65] rapporte des gains mensuels compris entre 22% et 35% sur l'année 2009 en Allemagne pour un système qui semble bien plus avantageux (cinq fois moins de kilowatt installés donc moins d'ombrages, albédo de 0,64...).

Il est donc nécessaire d'optimiser le support des modules pour minimiser l'ombrage sur leur face arrière, ainsi que l'albédo du sol. Sur ce point des revêtements étanches et blancs peuvent être utilisés sur toiture plate (voir exemples en Figure 5.4), des éléments naturels blancs à faible coût peuvent être utilisés au sol, ou les centrales peuvent être utilisées dans des zones enneigées. L'étude récente de PVGS [26] montre par exemple, pour une forte élévation des modules, des gains mensuels moyens de l'ordre de 23% - 24% similaires en hiver avec un sol couvert de neige et au printemps/été avec un sol couvert de débris de coquillages blancs (spécialité locale). En cas de couverture des modules par la neige, le module continue à produire par sa face arrière, ce qui contribue à faire fondre la neige en face avant [82]. Les gains en été pour un sol d'herbe sont de l'ordre de 8% - 9%. La Figure 1.17 montre les cellules les plus chaudes en rouge à gauche, et l'incidence que cela peut avoir sur la courbe I(V) résultante à droite. En effet ces cellules sont ombrées par le support en face arrière, elles fonctionnent donc en tension inverse ce qui donne lieu à des paliers sur la courbe I(V) (comme pour la courbe verte en Figure 1.7).

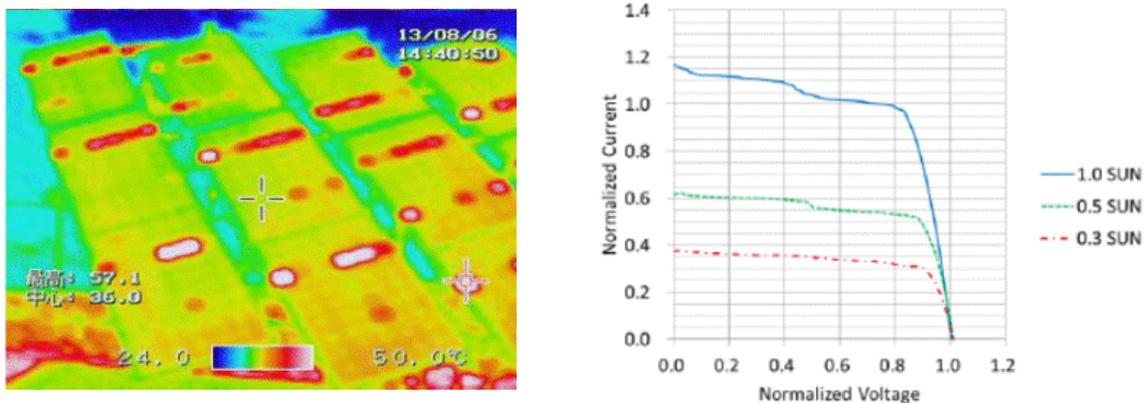


Figure 1.17 – (gauche) Image thermique de la face avant des modules PVGS montrant les cellules les plus chaudes en rouge. (droite) Paliers résultants sur la courbe I(V). Reproductions issues de [26].

Pour résumer, les paramètres à optimiser pour maximiser la production énergétique annuelle d'une centrale biface inclinée au sol ou sur toiture plate d'une surface donnée sont l'angle d'orientation des modules, leur élévation, la séparation entre les rangées de modules et l'albédo du sol. Idéalement, il faut comparer des systèmes biface et monoface, tous deux installés avec leurs paramètres optimaux (qui ne sont pas forcément les mêmes). Cela est difficilement faisable sans outils de simulation complets (optique et électrique), or ces outils n'ont pas encore été développés. Aucune étude n'a été vue sur l'optimisation de l'architecture du module biface dans ce type d'application en conditions réelles (plus d'espacement entre les cellules pourrait permettre au rayonnement de mieux pénétrer derrière le module par exemple). Dans notre étude, nous nous intéresserons à une architecture électrique avec interconnexion en parallèle pour une plus grande robustesse aux non-uniformités, ainsi qu'à une architecture optique utilisant des verres texturés pour mieux capter le rayonnement diffus.

1.3.2.2. Applications nouvelles verticales

Premières études montrant le potentiel des modules bifaces verticaux :

Au début des années 2000, plusieurs études ont été réalisées au Japon sur le potentiel des modules bifaces installés verticalement [83], [84], [21], [85]. Des modèles ne prenant pas en compte les ombres portées et traitant des irradiances moyennes sur les surfaces ont été utilisés et validés avec des tests expérimentaux pour des latitudes japonaises.

La Figure 1.18 à gauche montre le profil de production journalier moyen sur l'année pour différents modules. On constate qu'un module biface vertical orienté est - ouest a deux pics de production sur la journée comparé aux autres modules orientés sud. Ces deux pics augmentent et se déplacent vers le début et la fin de journée en allant vers l'été, et inversement en allant vers l'hiver. Lors de journées de grisaille ces pics ne sont plus distinguables car ils sont liés à du rayonnement direct. L'albédo du sol a tendance à augmenter le creux de la mi-journée particulièrement en été. Sur l'aspect répartition annuelle, un module biface est - ouest produit plus d'énergie électrique en été comparé à un module biface sud - nord qui produit plus en hiver.

La Figure 1.18 à droite montre que les productions électriques des modules bifaces verticaux se valent quel que soit l'azimut une fois intégrées sur l'année (pour différents ratios bifaces et un albédo non précisé mais vraisemblablement faible). Kasahara montre l'influence de l'albédo à Tokyo (latitude 36°) : annuellement, les modules bifaces verticaux produisent de -20% à +30% comparé à un module monoface orienté à angle optimal pour un albédo de 0,1 à 0,7 et un ratio biface de 0,78. Pour un albédo de 0,4 à cette latitude, les productions annuelles d'un biface vertical et d'un monoface optimal sont donc similaires. Ce résultat se confirme visuellement sur les graphiques de Chieng pour Sydney (latitude - 34°) [79] et par Faiman pour Sede Boqer en Israël (latitude 31°) [80] : ce dernier mentionne -6% pour un biface vertical sud - nord comparé à monoface optimal avec un albédo de 0,35 et un ratio biface de 1. Weber montre l'influence de la latitude sans prendre en compte l'albédo et pour un ratio biface de 1 [86] : les bifaces verticaux est - ouest produisent entre 0% et 10% de plus qu'un monoface optimal quelle que soit la latitude, alors que les sud - nord passent de 0% à -25% quand la latitude décroît de 50° à 10°. En pratique nous verrons plus bas que l'albédo a autant d'influence que la latitude, ce résultat montre donc seulement que les productions électriques annuelles des modules bifaces verticaux est - ouest et sud - nord ne se valent pas forcément pour toutes les latitudes.

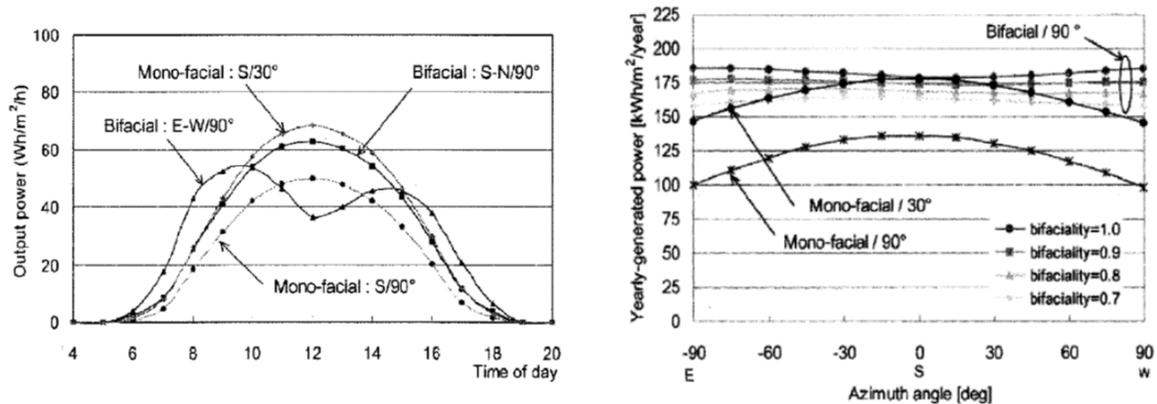


Figure 1.18 – (gauche) Profil de production pour une journée moyenne simulée. (droite) Influence de l’azimut et du ratio biface sur la production électrique annuelle. Reproductions issues de [21].

Les modules bifaces verticaux ont donc un potentiel d’utilisation dans des applications où les modules inclinés sont limités. Il peut s’agir d’une part de produire de l’électricité de manière plus stabilisée dans le temps ou plus adaptée au besoin des consommateurs. En effet, la combinaison de modules bifaces est - ouest et sud - nord donne un profil de production mieux réparti sur la journée et stable au fil des saisons. Sur ce point un design de centrale biface combinant ces deux orientations a été imaginé [87]. Les modules sud - nord seuls peuvent être utilisés pour maximiser la production en hiver et la réduire en été pour éviter d’éventuelles surproductions. Il peut s’agir d’autre part d’utiliser l’aspect vertical qui est plus adapté pour certains environnements. En effet, les modules peuvent être utilisés en milieu urbain où l’empreinte au sol doit être minimisée (sur des toitures de bâtiments ou places publiques pour des applications éducatives sur l’énergie PV par exemple), ou bien en remplacement d’objets urbains courants (balustrades ou barrières sonores d’autoroute par exemple). Ils peuvent aussi être utilisés dans des lieux à fort albédo comme les déserts ou les lieux enneigés sachant que la verticalité évite l’accumulation de sable ou de neige. Notons à ce propos qu’un support pour modules bifaces verticaux et des topologies de centrales PV grandes échelles combinant modules verticaux sud - nord et est - ouest sont décrits dans [88, p. 154- 162] pour une installation éventuelle dans le désert de Gobi (latitude comprise entre 37° et 47°).

Études récentes sur les modules bifaces verticaux est - ouest :

Tout récemment, des études spécifiques concernant les modules bifaces verticaux est - ouest ont vu le jour. Un modèle basé sur des irradiances moyennes annuelles (ne prenant pas en compte les ombres portées, mais prenant en compte les pertes angulaires annuelles du module) a été utilisé pour comparer les performances d'un modules biface vertical est - ouest avec celles d'un module monoface à angle optimal suivant la latitude, la fraction de diffus et l'albédo du lieu [89]. Pour un ratio biface de 1 et un albédo de 0,2, l'auteur montre que le module biface vertical produit plus d'énergie sur l'année que le monoface optimal pour une fraction de diffus plus élevée (comme le montre expérimentalement Kreinin en Figure 1.16 pour des modules inclinés). La valeur minimale de la fraction pour avoir du gain est d'autant plus basse que la latitude augmente et que l'albédo est élevé. Pour Tokyo, Sydney et Sede Boqer, un albédo minimum de 0,3 - 0,35 est nécessaire pour que le module biface vertical soit meilleur que le monoface optimal, ce qui est cohérent avec les résultats évoqués auparavant pour ces trois villes.

Grâce à des données géographiques moyennes de fraction diffuse et d'albédo, l'auteur montre en noir sur la Figure 1.19 les zones de la planète où l'énergie électrique produite par des modules bifaces verticaux est - ouest est plus élevée que celle produite par des modules monofaces à angle optimal. Globalement, c'est le cas pour les latitudes supérieures à 50° (Canada, Groenland, Europe du Nord, Russie) dans la mesure où la valeur minimale de l'albédo nécessaire pour avoir du gain est faible, or l'albédo réel est souvent élevé dans ces régions. De plus, bien que l'Afrique du Nord et le Moyen Orient soient à des latitudes plus basses (donc nécessitant un albédo plus fort pour avoir du gain), l'albédo de certaines zones désertiques est suffisant pour rendre les modules est - ouest plus avantageux. Notons que le désert de Gobi mentionné plus haut pour l'installation d'une centrale biface verticale se trouve en majorité dans une zone où installer des modules monofaces optimaux semble plus avantageux (gris clair). L'auteur mentionne que ces conclusions s'appliquent seulement pour des centrales PV grande échelle, mais la méthode reste applicable pour des zones urbaines (conditions de fraction diffuse et d'albédo spécifiques). Ces conclusions doivent rester pour l'instant à titre indicatif dans la mesure où l'erreur introduite par les données géographiques utilisées reste assez élevée (RMSE relative pouvant atteindre 25,68%), et le modèle ne prend pas en compte l'architecture électrique du module et les non-uniformités d'éclairage qui peuvent être plus élevées sur un module biface vertical que sur un module monoface optimal.

Johnson a évalué le potentiel économique lié à l'utilisation de modules bifaces verticaux est - ouest au lieu de modules bifaces inclinés 30° sud à Las Vegas (latitude 36° - modules légèrement favorisés en été) [90], [91]. En effet, la consommation électrique locale est maximum en été à cause de la climatisation des bâtiments et constante le reste de l'année (pas de pic en hiver de par un chauffage au gaz). Dans une journée d'été, le maximum de consommation survient entre 13h et 19h. La ville a donc mis en place un tarif d'électricité variable suivant la période d'utilisation, ce qui avantage les clients qui

consommant moins ou qui produisent plus d'énergie pendant les pics de consommation électrique. Un modèle de simulation avec irradiances moyennes, sans prendre en compte les ombres portées ni les pertes angulaires modules est utilisé avec un albédo du sol de 0,35 et un ratio biface de 0,85. L'auteur montre dans ce contexte particulier qu'orienter les panneaux bifaces à la verticale vers l'ouest ne donne pas un avantage économique annuel pour le client comparé à une orientation inclinée sud. Il n'y a pas non plus d'avantage économique à changer l'orientation des panneaux (d'incliné sud à vertical ouest) juste pour les mois d'été.

Le potentiel des modules bifaces verticaux est - ouest semble donc être là, mais nécessite encore de nouvelles études pour être confirmé. Bien que très rigoureuse et novatrice, l'étude de Guo [89] manque d'une comparaison avec des modules bifaces verticaux sud - nord et surtout inclinés à angle latitude. En effet, l'étude expérimentale sur deux semaines de Singh à Singapour (où un albédo de minimum 0,3 serait nécessaire pour qu'un module biface est - ouest gagne sur l'année par rapport au monoface optimal) montre des performances plus faibles pour un module biface est - ouest comparé à un biface positionné comme le monoface optimal, et d'autant plus faibles que l'albédo est élevé [92]. Concernant l'adéquation avec la consommation électrique, les conclusions de Johnson sont valables dans un cas très particulier qui n'est peut-être pas représentatif de la tendance générale. Une petite partie en fin de notre étude concernera le potentiel de modules bifaces verticaux est - ouest pour l'autoconsommation avec et sans utilisation d'un système de stockage.

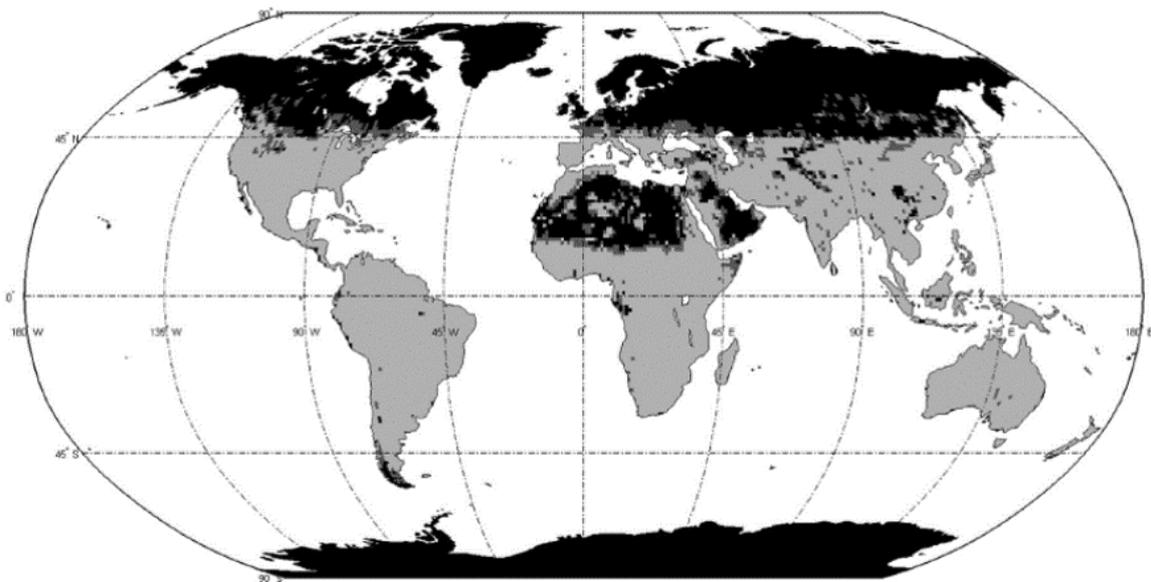


Figure 1.19 – Zones de la planète (en noir) où il est avantageux d'installer des modules bifaces verticaux est - ouest plutôt que monofaces à angle de la latitude (reproduction issue de [89]).

1.3.3. Cas d'étude choisi : modules bifaces intégrés sur une façade verticale de bâtiment

1.3.3.1. Description de l'application

A notre connaissance, l'idée d'utiliser des modules bifaces sur des façades de bâtiment blanches est mentionnée pour la première fois en 2003 par Hezel [82]. Cependant elle a dû être imaginée bien avant à en voir la configuration D en Figure 1.15 simulée par Krenzinger dans les années 1980 [77]. En pratique, l'idée a été réalisée par Sanyo sur la façade d'un des bâtiments de l'entreprise où les zones sans fenêtres (entre les étages) sont couvertes de modules bifaces décalés de la façade [93].

On parle couramment des applications PV liées au bâtiment comme faisant partie de la catégorie BIPV. En réalité les applications réellement intégrées au bâtiment sont très rares : 1% en Europe, contre 89% d'applications PV ajoutées au bâtiment (« Building Add-on PhotoVoltaics », BAPV) et 10% d'applications montées au sol (champs PV). L'objectif des applications BIPV est d'obtenir des enveloppes de bâtiment multifonctionnelles intégrant l'isolation thermique, la production électrique, l'étanchéité, l'isolation acoustique, l'ombrage, l'éclairage naturel et l'aspect esthétique. Contrairement aux applications PV montées au sol ou sur toiture plate, les modules PV sont souvent installés suivant les contraintes du bâtiment, ne maximisant donc pas forcément la production électrique annuelle. Une façade verticale orientée sud sous nos latitudes (46°) capte environ 75% de l'énergie solaire reçue par une surface orientée sud à l'angle optimal, chiffre qui décroît jusqu'à environ 60% si la façade est à l'est ou à l'ouest [6]. Pour des latitudes plus faibles, à Hong-Kong par exemple (22°), une façade ne capte plus que 60% du maximum au sud et 45% à l'est ou à l'ouest [94]. Une autre différence entre les applications standards et BIPV concerne la température de fonctionnement des modules qui est plus élevée dans le cas du BIPV. Dans des cas extrêmes où l'application BIPV n'est pas ventilée et pour une température ambiante maximum de 40°C , des mesures montrent des températures de fonctionnement plus faibles pour une application standard de 15°C en moyenne et de 30°C au maximum [95].

Brito a récemment actualisé le rôle des façades dans les bâtiments à énergie nulle (qui génèrent annuellement autant d'énergie qu'ils en consomment) [96]. Bien qu'orientées de manière non optimale, les façades constituent de larges surfaces disponibles pour la production d'électricité avec une empreinte au sol nulle. La diminution des coûts des modules joue en faveur de l'installation de modules dans des conditions moins optimales. De plus, l'utilisation des façades d'orientations différentes peut avoir une meilleure adéquation avec la consommation électrique (meilleure production en hiver, ainsi qu'en début et fin de journée lorsque le soleil est bas sous nos latitudes par exemple). Les designs classiques de façades PV doivent intégrer des moyens d'évacuer la chaleur (ventilation naturelle ou forcée

typiquement, ou avec des ailettes métalliques derrière le module par exemple [97]). Sur ce point, l'intégration dite en double peau (pose d'une façade PV semi-transparente décalée par rapport à la façade du bâtiment) est avantageuse : elle combine la réduction de la température de fonctionnement des modules, l'isolation thermique de la paroi, et la valorisation de la chaleur produite par les modules pour la rénovation énergétique de bâtiments anciens. La Figure 1.20 montre une façade PV classique, une façade en double peau et la photographie du bâtiment Sanyo qui utilise des modules PV bifaces en façade verticale. Notons que ces photographies représentent des cas où l'utilisation de la façade est avantageuse car les toitures sont petites et les façades ne souffrent pas d'ombrages des bâtiments voisins.



Figure 1.20 – De gauche à droite, photographies d'une façade PV classique pour l'utilisation de grandes surfaces à empreinte au sol nulle, d'une façade double peau pour la rénovation énergétique de bâtiments anciens, et de la façade PV biface du bâtiment Sanyo (reproductions issues respectivement de [98], [99] et [93]).

L'application traitée dans notre étude consiste à utiliser des modules bifaces verticaux décalés de la paroi dans les zones du bâtiment où il n'y a pas de fenêtre (intégrés en double peau ou à l'air libre). La Figure 1.21 montre les avantages d'une telle application dans le cas de la double peau :

- une irradiance incidente sur le module biface plus élevée que pour un module monoface grâce au rayonnement réfléchi sur les parois du bâtiment (très diffusantes idéalement),
- un comportement thermique du module avantageux car ventilé naturellement ou de manière forcée,
- des avantages saisonniers pour un azimut proche du sud à nos latitudes : protection solaire qui limite la pénétration du rayonnement direct dans le bâtiment en été et inversement en hiver.

Dans le cas de modules à l'air libre, il n'y a pas d'aspect rénovation énergétique de la paroi (en dehors de la production électrique), l'infrastructure mise en place pour décaler les modules bifaces de la paroi pourrait donc être un frein économique comparé à des modules monofaces contre la paroi. Dans les deux

cas, on peut concevoir en observant la Figure 1.21 que l'éclairage en face arrière des modules risque d'être non-uniforme, et donc de limiter leur performance.

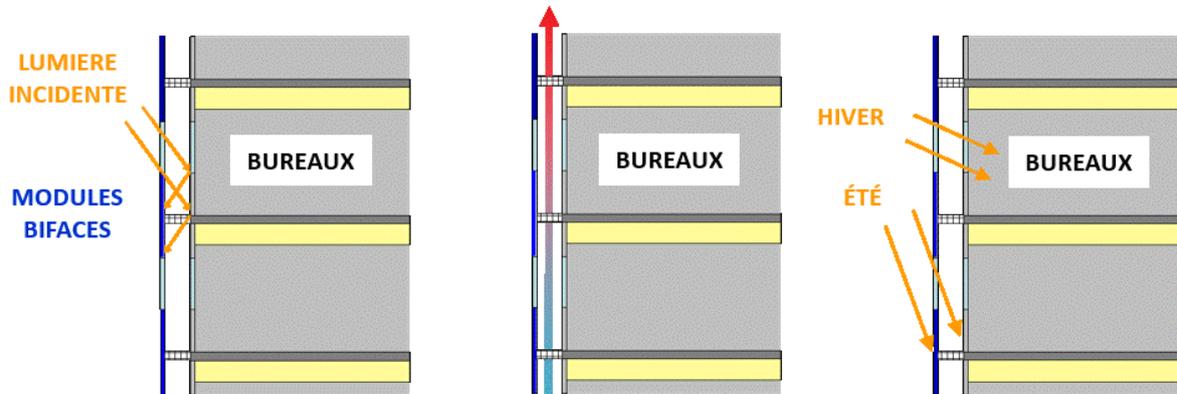


Figure 1.21 – Triple avantage de l'intégration de modules bifaces sur une façade verticale (exemple d'une double peau avec vitre entre les modules) : irradiance additionnelle sur la face arrière à gauche, ventilation du module au milieu et avantages saisonniers à droite.

1.3.3.2. Simulation des performances électriques annuelles de systèmes BIPV

Tout comme pour la simulation des performances bifaces, il n'existe pas d'outil complet de simulation pour le BIPV intégrant l'aspect thermique, l'aspect électrique et l'aspect optique. Ces trois aspects sont nécessaires puisque les modules intégrés à l'enveloppe du bâtiment n'ont pas les mêmes dynamiques de refroidissement que les modules non intégrés et l'environnement du module est plus susceptible de générer des ombrages et des non-uniformités d'éclairage liées aux albédos des bâtiments environnants. Notre étude ne concernera pas les aspects thermiques du bâtiment dans la mesure où notre configuration est bien ventilée naturellement, ces aspects ne seront donc pas développés dans cet état de l'art.

Concernant les aspects électrique et optique, un modèle basé sur du tracé de rayons a été développé par Kovach pour étudier les performances de systèmes BIPV dans des conditions d'ombrage [100]. L'utilisation d'une technique de tracé de rayons permet de prendre en compte l'ombrage du rayonnement diffus (en plus de celui du direct déjà pris en compte dans les programmes courants type PVsyst®), ainsi que les réflexions multiples entre les surfaces environnantes. Pour la partie optique, le logiciel Radiance® [72] est utilisé avec un modèle de ciel isotrope (voir D^* dans l'équation (1.17)) et sans tenir compte du spectre. Pour la partie électrique, un modèle à deux diodes (plus précis que le modèle à une diode de la section 1.2.1.1) est utilisé en prenant en compte les caractéristiques en tension inverse des cellules

(courants de fuite jusqu'à la rupture de jonction). L'auteur étudie des cas particuliers comme une façade verticale PV orientée sud en Allemagne avec un rebord faisant de l'ombrage au-dessus ou à l'est des modules par exemple, pour une topologie de centrale ayant trois branches parallèles de modules en série. Il montre dans ce cas-là que les pertes annuelles sont diminuées si l'ombrage ne touche qu'une chaîne de modules en série plutôt que s'il est réparti sur les trois chaînes en parallèle. Il met en avant le compromis à trouver entre résolution spatiale/temporelle de l'irradiance et temps de calcul du programme.

Plus récemment Sprenger a développé une méthodologie similaire en y ajoutant des modèles allant des propriétés optiques internes des modules (réponse angulaire, piégeage de la lumière) jusqu'à la réponse électrique de l'onduleur au niveau système en considérant l'anisotropie du ciel, l'influence du spectre, et même l'environnement thermique du module [101], [44]. Il utilise lui aussi le programme Radiance[®] avec la spécificité qu'il sépare le tracé de rayon dépendant de la géométrie de l'application et de la zone du ciel considérée, de l'évolution temporelle de la radiance de chaque zone du ciel. Cela permet de réduire le temps de calcul du programme et ainsi pouvoir simuler avec une résolution temporelle plus fine (en dessous de l'heure). La réponse spectrale des cellules est considérée et la distribution spectrale incidente est supposée invariante suivant les conditions météorologiques ainsi que suivant les propriétés spectrales des réflecteurs environnants. Notons que les non-uniformités d'irradiance à l'échelle de la cellule ne sont pas prises en compte et que la dispersion des caractéristiques en tension inverse des cellules est moyennée. L'auteur montre par exemple l'influence d'un mur orienté est de réflectance 0,65 sur une façade PV juxtaposée orientée sud. En considérant seulement l'ombrage du mur (réflectance nulle), la perte d'énergie électrique sur une belle journée est de -33,7% par rapport au cas sans mur. La perte est réduite à -13,7% en considérant l'ombrage du mur ainsi que sa réflectance.

Devant un tel constat de l'influence de l'albédo des surfaces environnantes, certains auteurs envisagent d'associer des outils de simulation PV à des logiciels de dessin assisté par ordinateur (« Computer Aided Design », CAD) de façon à prendre en compte des environnements optiques complexes dans le voisinage de la cellule ou du module PV. Reich [102] montre ainsi que les techniques de tracé de rayon implémentées dans ces logiciels sont suffisamment précises pour cet objectif en étudiant le cas d'applications PV intégrées dans des produits en intérieur (« Product Integrated PhotoVoltaics », PIPV). Les performances d'une application PIPV sont encore plus complexes à simuler que celles d'une application BIPV (complexité de la lumière en intérieur, design du produit et modes d'utilisation variés). L'inconvénient des techniques de tracé de rayon étant le temps de calcul, spécialement pour des environnements optiques complexes, Veldhuis [103] propose d'utiliser une technique alternative utilisée dans les logiciels de réalité virtuelle appelée la rasterisation. Ce type de technique permet d'étudier l'énergie lumineuse incidente sur une application PIPV en mouvement (PV intégré sur un moyen de transport par exemple) selon différents scénarios. Cependant l'inconvénient de cette méthode réside dans la prise en compte limitée des réflectances et transmittances des objets.

Toutes ces méthodes de simulation peuvent être utiles dans le cas des modules bifaces dont les performances dépendent fortement de l'environnement optique des modules. Nous utiliserons donc nous aussi dans cette étude un logiciel de tracé de rayon pour extrapoler nos résultats expérimentaux. En effet, ce type d'approche permet de prendre en compte les paramètres opto-géométriques détaillés de l'application à savoir les ombres portées (comme dans les premiers modèles des années 1980 présentés en section 1.3.2.1), l'architecture optique des modules (comme montré par Sprenger [101]), ou encore les propriétés optiques des surfaces environnantes (pouvoir diffusant par exemple).

1.4. Objectif de notre étude

1.4.1. Synthèse de l'état de l'art

Dans cet état de l'art, nous avons vu l'historique et les caractéristiques principales des cellules et modules bifaces. Les cellules bifaces ont pris de l'importance principalement grâce à l'utilisation de substrats de meilleure qualité qui permettent aux porteurs minoritaires générés proche de la face arrière d'atteindre plus facilement la jonction PN située en face avant pour ensuite être collectés. Les recherches visent actuellement à diminuer les coûts et simplifier les processus de fabrication par rapport à des conditions de caractérisation standards. Aucune étude n'a été vue sur l'optimisation de l'architecture des cellules en fonction de l'application à laquelle elles sont destinées. Cela peut se comprendre à l'échelle des cellules qui n'est pas un maillon voisin du maillon système dans la chaîne du PV. En revanche cela est plus problématique à l'échelle du module qui est beaucoup plus proche de l'application. En effet les architectures de modules bifaces courantes ne sont pas très différentes des architectures monofaces en dehors de leur face arrière transparente (verre ou « backsheet » transparent). Il y a donc une marge d'innovation au niveau de l'architecture électrique (interconnexions des cellules) et optique du module (collection de la lumière), en fonction des contraintes des applications bifaces. Il résulte de différentes constatations évoquées dans cet état de l'art que l'utilisation d'une architecture électrique avec bloc en parallèle pourrait être plus robuste aux non-uniformités d'éclairement courantes sur la face arrière et l'utilisation d'une architecture optique avec verres texturés pourraient être bien adaptée au rayonnement diffus incident sur la face arrière des modules. Ce sont deux types d'architecture que nous allons développer dans notre étude dans le but de maximiser les gains annuels d'une application biface.

Nous avons aussi vu les problématiques de caractérisation qui surviennent dans le cas du biface. Les caractérisations face avant ou face arrière seules sont perturbées par la réflectivité du support dans le cas des cellules, et par celle du cache noir dans le cas des modules. En pratique les modules en extérieur bénéficient d'un albédo sur la face arrière qui peut élever leur courant de fonctionnement par rapport aux performances STC. D'où la nécessité d'envisager des optimisations de la cellule à des conditions différentes du STC et d'évaluer les performances en double éclairage. Pour cela des dispositifs ont été utilisés à l'échelle de la cellule pour mettre en évidence la linéarité du courant biface suivant l'éclairage, ainsi que les pertes résistives de la puissance. Aucune étude n'a été vue sur le comportement en double éclairage à l'échelle module. Il pourrait par exemple être utile de spécifier à partir de quelle irradiance additionnelle les pertes résistives deviennent trop importantes. Un nouveau standard de caractérisation en simulateur solaire doit être élaboré pour ne pas sous-estimer le potentiel des modules avec une caractérisation STC, ni le surestimer avec des tests ponctuels en extérieur dans des conditions trop idéales. Nous utiliserons la caractérisation en double éclairage dans notre étude pour comparer différentes architectures de module. Nos résultats pourront contribuer aux discussions actuelles concernant le choix d'une norme de caractérisation.

Pour finir, nous avons vu les différents types d'application dans lesquels les modules bifaces sont utiles. Les applications au sol ou sur toiture plate ont permis de montrer les premiers modèles optiques développés dans les années 1980 (qui étaient aussi les plus perfectionnés jusqu'en 2013), les tests long terme réalisés plus récemment (qui montrent des gains annuels de 0% à 30% suivant le degré d'optimisation de l'application) et le potentiel des applications verticales (identifiées comme utiles dans certaines zones du globe et amenant des profils journaliers et saisonniers nouveaux). Les applications BIPV sont en essor, avec l'objectif d'apporter de la multifonctionnalité dans les enveloppes de bâtiment. Dans ce contexte, les façades représentent de grandes surfaces PV potentielles, qui semblent pouvoir aller de pair avec les spécificités des modules bifaces (semi-transparence et captation de la lumière des deux côtés). Or les logiciels commerciaux de simulation des performances annuelles et d'optimisation de centrales PV ne sont clairement pas adaptés au cas des modules bifaces (ni au BIPV d'ailleurs). Des méthodes de type tracé de rayon semblent nécessaires pour prendre en compte les variations d'albédo des surfaces environnantes à cause des ombres portées, le pouvoir diffusant de ces surfaces, et l'architecture optique des modules (espacement entre les cellules, pertes angulaires). Elles doivent être cumulées à des modèles électriques d'interconnexion des cellules pour prendre en compte les ombrages, les non-uniformités d'éclairage, les dispersions dans les caractéristiques des cellules, etc. A notre connaissance, ces méthodes n'ont pas encore été appliquées au cas des modules bifaces. Notre étude s'inscrit donc dans cette dynamique puisque les gains annuels d'une application biface seront évalués en utilisant un banc de test expérimental en extérieur et un modèle optique basé sur du tracé de rayons.

1.4.2. Logique de l'étude

L'objectif de notre étude est d'évaluer puis de maximiser les gains annuels apportés par l'utilisation de modules bifaces à la place de modules monofaces dans une application donnée. Pour cela, un cas d'étude très peu rencontré dans la littérature a été choisi. Il s'agit de l'intégration de modules bifaces sur une façade verticale de bâtiment. Nous étudierons certains paramètres prépondérants dans l'application (distance module – réflecteur particulièrement) et dans l'architecture du module (interconnexion des cellules et types de verres particulièrement). Ce travail sera conduit à l'échelle de petits modules basés sur des cellules de type N en développement à l'INES (12 modules de 2 x 2 cellules décrits en annexe A), et des perspectives pour des modules de taille réelle seront proposées. La Figure 1.22 schématise les étapes principales à réaliser pour atteindre notre objectif.

Le chapitre 2 sera dédié à la conception et à la mise en place d'outils pour atteindre notre but. La méthodologie utilisée consiste à étudier expérimentalement dans la mesure du possible les paramètres prépondérants mentionnés dans le paragraphe précédent, et à extrapoler leur comportement dans des cas plus difficilement réalisables en utilisant des modèles optiques. Les tests expérimentaux sont réalisés avec un dispositif de caractérisation en double éclairage au simulateur solaire et avec un banc de test réduit de l'application façade verticale en extérieur. Deux modèles optiques permettent d'extrapoler d'une part la caractérisation en simulateur solaire en double éclairage à un module de taille réelle, et d'autre part les performances en extérieur à l'échelle d'une année.

Les chapitre 3 et 4 décrirons l'évolution des gains annuels (bifaces comparés à monofaces) en fonction des paramètres de l'application et de l'architecture du module considérés. Dans un premier temps, le chapitre 3 concernera la mise en évidence des spécificités d'une application basée sur des modules bifaces (non-uniformité d'éclairage et rayonnement diffus sur la face arrière), et la distance module – réflecteur optimale pour notre application sera déterminée. Puis, le chapitre 4 traitera particulièrement deux améliorations possibles de l'architecture du module : une interconnexion en parallèle de cellules découpées au niveau électrique et l'utilisation de verres texturés au niveau optique. La première sera évaluée vis-à-vis des non-uniformités d'éclairage, et la deuxième vis-à-vis du rayonnement diffus, qui surviennent sur la face arrière du module biface. Par ailleurs, nous comparerons nos modules en termes de comportement thermique pour identifier une éventuelle contribution dans les gains annuels évalués.

Enfin, le chapitre 5 ouvrira des voies d'étude à l'échelle d'un module de taille réelle. Il s'agira d'une part de proposer une architecture applicable au cas d'un grand module, ainsi qu'un dispositif de

caractérisation en double éclairage adapté à cette taille. D'autre part, une étude préliminaire montrera l'intérêt d'optimiser les applications bifaces à l'échelle du système (en prenant en compte les possibilités d'autoconsommation de l'électricité). Le présent état de l'art sera brièvement actualisé avec les nouveautés sorties en 2014 sur la thématique de façon à en tirer quelques perspectives d'évolution.

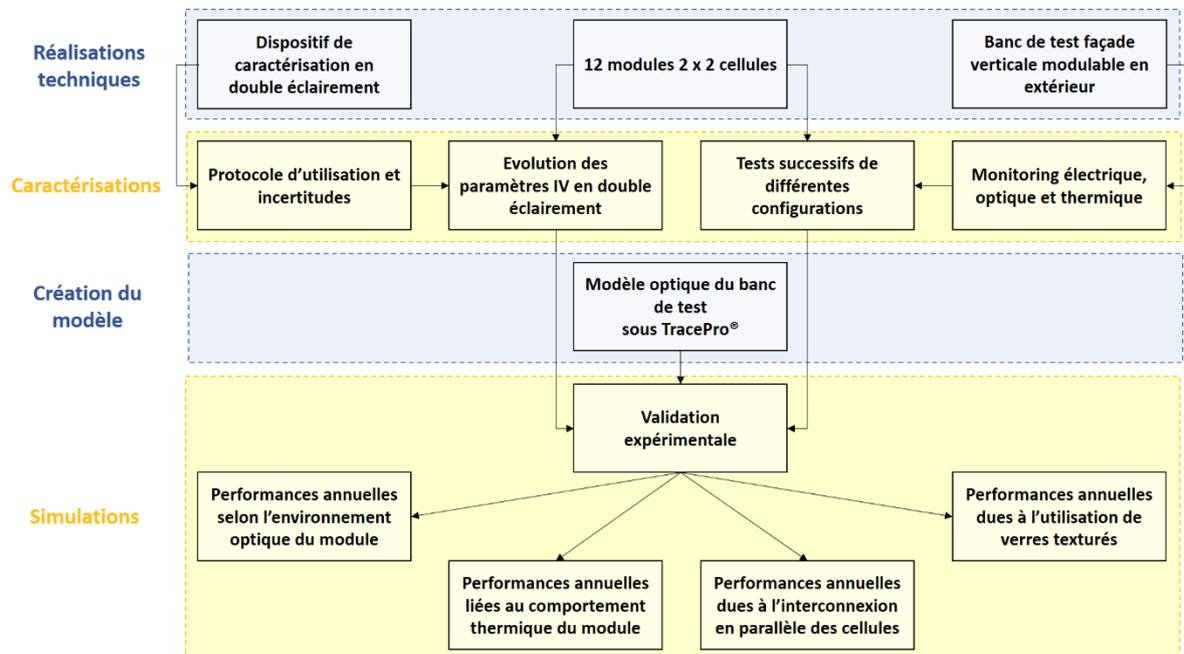


Figure 1.22 – Schéma des sous-objectifs mis en œuvre dans notre étude de performances annuelles de modules bifaces intégrés sur une façade verticale à échelle réduite. Les outils mis en place sont représentés en bleu, et les résultats de caractérisation et de simulation sont représentés en jaune.

Conclusion

Ce premier chapitre a permis de présenter le contexte de notre étude de manière globale. Les principales problématiques sont :

- le manque d'architectures de module biface adaptées aux contraintes des applications (rayonnement souvent diffus et non-uniforme sur la face arrière),
- l'absence d'étude sur le comportement des paramètres IV des modules en double éclairage au simulateur solaire,
- et enfin, le besoin urgent d'outils de simulation permettant l'optimisation et l'évaluation des performances annuelles des applications bifaces.

Devant ces trois constats, notre objectif sera d'évaluer les gains annuels de modules bifaces intégrés dans une application façade verticale en comparaison au cas monoface, et en fonction de quelques paramètres prépondérants au niveau du module et de l'application. Pour cela, nous réaliserons des petits modules de différentes architectures que nous testerons en condition de double éclairage en simulateur solaire et avec un banc de test modulable simulant une façade verticale en extérieur. Les résultats seront ensuite extrapolés au cas d'un module de taille réelle et à l'échelle d'une année avec des modèles optiques basés sur du tracé de rayons.

Chapitre 2 : Moyens de caractérisation et de simulation mis en œuvre pour notre étude

Introduction

Les outils de caractérisation et de simulation des modules PV ne sont à l'heure actuelle pas adaptés aux modules bifaces. En effet, la caractérisation en simulateur solaire ne prend pas en compte un éclairage simultané des deux faces du module. De plus, la simulation des performances d'applications PV ne permet pas d'évaluer la contribution optique incidente sur la face arrière du module.

Notre étude a donc nécessité de développer des méthodologies et outils pour étudier les performances de modules bifaces de différentes architectures. Ce chapitre a pour but de décrire ce que nous avons conçu et mis en œuvre, à savoir un dispositif de caractérisation en double éclairage au simulateur solaire, un banc de test en configuration façade verticale en extérieur ainsi que leurs modèles optiques respectifs.

2.1. Etude en simulateur solaire

2.1.1. Dispositif expérimental de double éclairage

L'adaptation au niveau du module des dispositifs de double éclairage utilisés pour caractériser des cellules bifaces (voir section 1.2.2.2) est la suite logique pour étudier expérimentalement des modules bifaces. La Figure 1.2 représente le dispositif expérimental pour petits modules et le modèle optique de notre simulateur solaire. Le module 2 x 2 cellules est positionné entre deux miroirs avec un angle ajustable, tandis que l'utilisation de filtres permet d'atténuer le rayonnement sur la face arrière pour simuler diverses conditions d'albédo. Avec un tel dispositif, seules les conditions d'éclairage en intensité sont reproduites en face arrière, la répartition angulaire (rayonnement diffus) et les non-

uniformités ne sont pas prises en compte. Le simulateur solaire utilisé est un PASAN de classe A par rapport à la norme IEC 60904-9 [63]. Cela signifie une non-uniformité d'éclairement (calculée avec l'équation (1.21)) inférieure à 2% et une différence spectrale avec AM1.5G inférieure à $\pm 25\%$ pour chaque bande de 100 nm entre 400 nm et 1100 nm. En pratique une non-uniformité de 0,33% et une différence spectrale inférieure à $\pm 12,5\%$ ont été mesurées pour notre simulateur solaire, il est donc classé A+ par le TÜV (un laboratoire de test des standards PV).

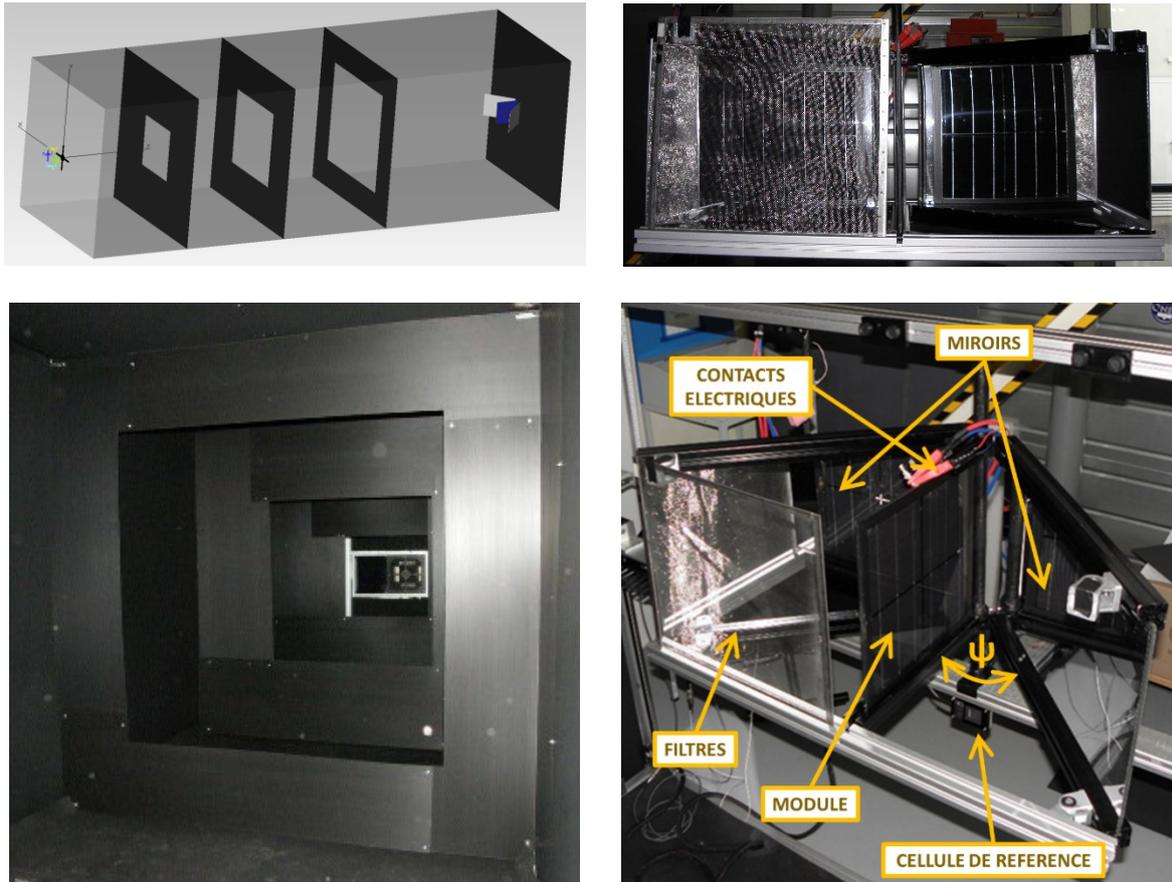


Figure 2.1 – Modèle optique de notre simulateur solaire PASAN (en haut à gauche) avec la partie source et masques (photographie en bas à gauche), et la partie dispositif de caractérisation en double éclairement (photographies à droite).

Dans un premier temps, l'angle ψ entre le module et les miroirs (voir Figure 2.1 en bas à droite) doit être optimisé pour que le rayonnement incident sur les deux faces du module soit similaire au cas d'une mesure standard en termes d'intensité, d'uniformité et d'angle d'incidence du rayonnement. Seuls les paramètres opto-géométriques du simulateur solaire sont modélisés : les quatre tubes flashes émettent de manière isotrope dans le demi-espace, les trois masques assurent une divergence des rayons inférieure à $\pm 15^\circ$ sur une surface de 3 m x 3 m au bout du tunnel, et les parois internes de ce dernier ont les propriétés réfléchives d'une peinture noire typique (voir annexe D). Notre dispositif est modélisé par

deux miroirs parfaitement spéculaires de taille 36 cm x 60 cm, un module PV totalement absorbant de taille 36 cm x 36 cm, et un espace $e = 7,5$ cm entre les extrémités de ces derniers. Chaque face du module est divisée en quatre pixels (irradiance constante sur un pixel associé à une cellule), de là on détermine l'irradiance minimum, maximum et moyenne sur les quatre pixels d'une face en variant l'angle ψ entre le module et un des deux miroirs. La Figure 2.2 à gauche montre la non-uniformité d'éclairement NU_{miroir} et l'irradiance moyenne incidente normalisée par rapport au cas standard pour une face du module. En caractérisation standard, le modèle nous donne $NU_{\text{standard}} = 2,7\%$. L'angle $\psi = 44,1^\circ \pm 0,1^\circ$ est un bon compromis pour avoir une irradiance moyenne et une uniformité meilleures que dans une caractérisation standard, ainsi que des angles d'incidence de 0° en moyenne par rapport à la normale au module comme montré sur la Figure 2.2 à droite. A cet angle ψ , les valeurs numériques montrent que 95,1% de l'irradiance totale sur une face du module est incidente avec des angles inférieurs à 5° , tout comme pour le cas standard (95,0%).

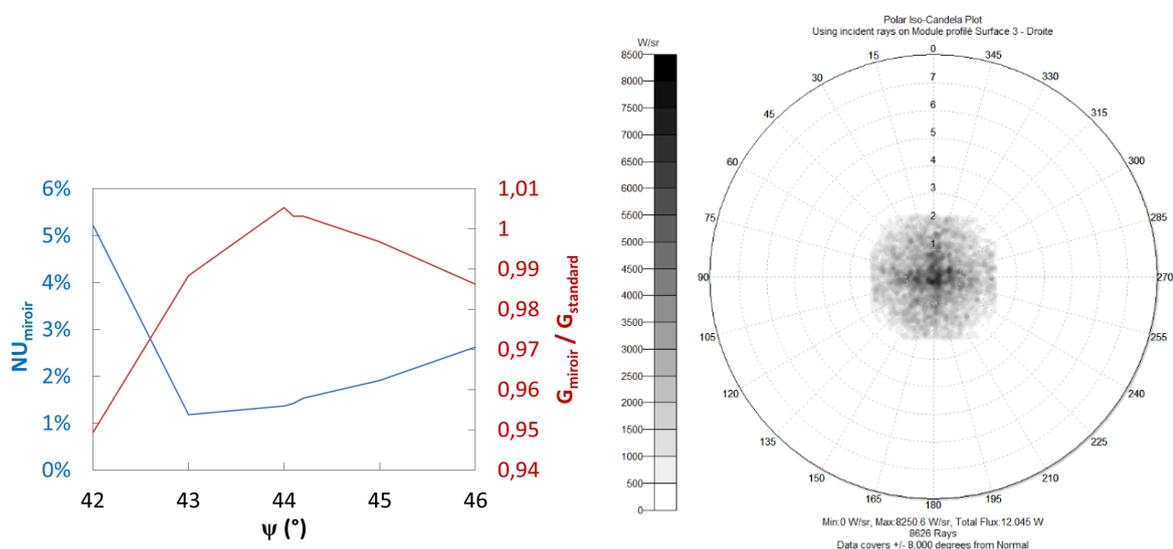


Figure 2.2 – (gauche) Non-uniformité d'éclairement (en bleu) et irradiance comparée à une configuration standard (en rouge) en fonction de l'angle ψ entre le module et un des deux miroirs. (droite) Répartition du flux incident sur la face avant du module pour un angle optimal de $\psi = 44,1^\circ$ (les sections 4.3.1 et 5.2.2 permettront de comprendre ce type de graphique plus en détail) : la majorité du flux atteint la face avant avec des angles d'incidence par rapport à la normale inférieurs à 3° (échelle zoomée de 8° sur le diagramme) pour tous les azimuts (de 0° à 360°).

Contrairement aux conditions simulées, notre dispositif a des imperfections mécaniques (plans des réflecteurs et du module non parfaitement verticaux), son orientation vis-à-vis de la source du simulateur solaire est réglée visuellement et les deux miroirs ne sont pas parfaitement spéculaires ni totalement identiques (bien que découpés dans la même plaque et dans la même direction). Nous avons donc testé l'influence du positionnement des deux miroirs dans le dispositif sur le ratio biface en courant (rapport entre $I_{\text{sc-far}}$ et $I_{\text{sc-fav}}$). Pour cela, nous utilisons un module de ratio biface 0,999 calculé avec des mesures standards en cachant l'une ou l'autre face (l'obtention de ce ratio sera détaillée en section 4.1.1). Les

ratios bifaces calculés avec des mesures faites avec notre dispositif pour les huit configurations possibles de disposition des miroirs (deux sens et deux positions possibles pour chaque miroir) s'étalent de 0,982 à 1,042. La configuration choisie est celle pour laquelle le ratio biface est le plus proche du ratio réel (0,998).

Les caractérisations en double éclairage et standard diffèrent au niveau spectral. Les miroirs choisis sont en aluminium (Alanod MIRO[®] 4200GP), et leurs propriétés spectrales sont montrées en annexe C ($R_{\text{spéculaire}} \sim 90\%$ et pic d'absorption situé vers 800 nm). La Figure 2.3 montre le résultat d'une caractérisation spectrale de chaque face d'un module dans le cas standard et avec notre dispositif. On observe un EQE plus faible particulièrement dans la zone spectrale d'absorption du miroir. En effet une telle mesure nous donne la réponse spectrale $q\lambda/(hc) \cdot EQE_{\text{mod}}$ de l'équation (1.10) pour chaque filtre spectral (de 400 nm à 1100 nm tous les 50 nm). Or la caractérisation spectrale au simulateur solaire est calibrée avec une cellule de référence pour un éclairage de spectre standard AM1.5G. Par conséquent l'EQE mesuré avec notre dispositif n'est autre que le produit $R_{\text{miroir}} \cdot EQE_{\text{mod}}$.

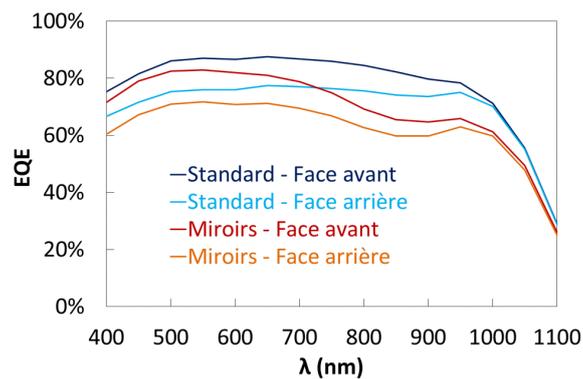


Figure 2.3 – EQE pour chaque face du module dans le cas d'une caractérisation standard, ainsi qu'avec notre dispositif.

Enfin, les filtres utilisés sont réalisés avec trois grilles métalliques de différentes tailles de maillon. La première grille permet d'atténuer la lumière d'environ 22%, la deuxième d'environ 53%, et la troisième combinée avec les deux premières d'environ 77%. Il ne s'agit pas de filtres optiques réalisés avec un matériau transparent, par conséquent nous supposons que notre moyen de filtrage ne modifie pas le spectre du rayonnement incident.

2.1.2. Protocole d'utilisation

Le protocole d'utilisation de notre dispositif consiste à utiliser la source du simulateur solaire pour reproduire le soleil direct et les filtres métalliques pour reproduire un albédo en intensité. Une étape de calibration est nécessaire pour compenser l'absorption de rayonnement des miroirs. On détermine d'abord l' I_{sc} de la face avant du module seule dans une mesure standard (avec le « backsheet » ICOSOLAR® 2116 noir appliqué contre la face arrière). La même mesure est ensuite réalisée avec notre dispositif pour évaluer la perte en courant liée au miroir. On ajuste alors l'intensité délivrée par les lampes de manière à obtenir la même valeur d' I_{sc} que pour une mesure standard. La lampe peut délivrer jusqu'à 1,2 soleil, mais étant donné la réflectivité globale du miroir utilisé, le réglage ne dépasse jamais 1,1 soleil. Cette étape permet de s'affranchir de l'utilisation d'une nouvelle cellule de référence dans le plan de notre module.

Les paramètres IV sont alors mesurés pour la face avant seule à différents niveaux d'éclaircements (100 W/m², 200 W/m², 400 W/m², 700 W/m², et 1000 W/m²) en utilisant les filtres propres à notre simulateur solaire. Puis pour un éclaircissement de 1000 W/m², les paramètres IV sont mesurés avec les différents niveaux de filtrage sur la face arrière (transmission d'environ 23%, 47%, 78% ou 100%). Pour chacun d'eux, une mesure supplémentaire face arrière seule est réalisée en cachant la face avant pour vérifier le niveau de filtrage. Il est aussi possible de faire des mesures bifaces à des niveaux d'éclaircissement autres que 1000 W/m² pour simuler un ensoleillement plus faible et un albédo en face arrière (nous ferons cela pour obtenir plus de points expérimentaux sur certains tests). Enfin, les filtres peuvent être utilisés pour atténuer le rayonnement sur la face avant mais cela a peu d'intérêt puisque l'on positionne toujours la face avant face au soleil direct dans notre application (le ratio biface étant inférieur à 1).

Voyons l'influence de l'ajustement de l'intensité des lampes au niveau spectral. La Figure 2.4 montre le calcul pour chaque bande spectrale de l'écart avec le spectre de référence AM1.5G pour une mesure standard et avec notre dispositif. On peut voir que pour une mesure standard cet écart est inférieur à $\pm 12,5\%$ sur toutes les bandes spectrales, la mesure est donc considérée de classe A+. Avec notre dispositif et sans l'ajustement de l'intensité de la lampe, l'écart reste inférieur à $\pm 25\%$ mais un biais lié à l'absorption miroir est présent. En ajustant l'intensité de la lampe, la mesure atteint une classe A+ avec une composition spectrale légèrement différente de celle d'une mesure standard. Globalement sur tout le spectre, l'écart avec AM1.5G est de +1,08% pour une mesure standard et de -0,67% pour une mesure avec notre dispositif en ajustant l'intensité des lampes. Par conséquent, l'absorption des miroirs ne pose pas de problème spectral vis-à-vis des normes, sachant que des miroirs de qualité solaire (sans absorption lié à l'aluminium) pourront être utilisés si la norme se durcit dans le futur. La limitation de notre dispositif pourrait cependant venir de la non-uniformité d'éclaircissement (comme Edler l'a montré au niveau cellule [62]), il s'agit donc d'une mesure à effectuer sur les prochains dispositifs de double éclaircissement.

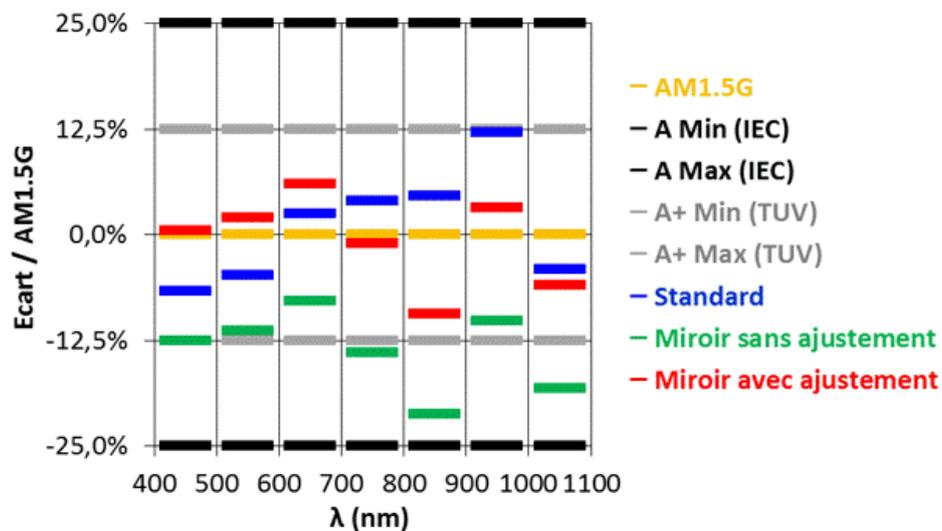


Figure 2.4 – Ecart des spectres d’une mesure standard et d’une mesure avec notre dispositif avec et sans ajustement de l’intensité des lampes par rapport au spectre de référence AM1.5G (calculs basés sur les mesures du spectre des lampes de notre PASAN ainsi que de la réflectivité spectrale de nos miroirs). Les classes A et A+ permettent de visualiser les normes.

2.1.3. Etude de reproductibilité

La répétabilité d’une mesure sur un équipement (ici, notre PASAN) est son aptitude à donner des résultats voisins lorsque l’on répète la mesure sur un même échantillon (ici, un module PV) avec un même opérateur dans un laps de temps court. Si l’opérateur change et/ou le laps de temps est plus long, on parle alors de reproductibilité. La répétabilité machine et les reproductibilités opérateur/long terme font l’objet d’une étude récente dans notre laboratoire dans le cas d’une mesure standard avec notre équipement. Le Tableau 2.1 montre les incertitudes relatives à 3σ (niveau de confiance de 99,7%, σ étant l’écart type de la distribution du paramètre IV considéré) applicables sur chaque paramètre IV liés à l’équipement seul, puis avec l’influence de l’opérateur, et enfin avec l’influence de la durée. Ces incertitudes ont été mesurées sur un petit module verre – « backsheet » à cellules multi-cristallines. Nous ne voyons pas de facteurs qui pourraient les faire varier significativement pour le cas d’un petit module biverre à cellules monocristallines de type N (face arrière cachée).

Type de test	I _{sc}	V _{oc}	I _m	V _m	P _m	FF
Répétabilité machine	±0,15%	±0,05%	±0,18%	±0,18%	±0,05%	±0,12%
Reproductibilité opérateur	±0,30%	±0,20%	±0,17%	±0,31%	±0,23%	±0,43%
Reproductibilité sur une année	±0,42%	±1,00%	-	-	±1,73%	±1,13%

Tableau 2.1 – Incertitudes relatives à 3 σ (niveau de confiance de 99,7%) issues des études de répétabilité et reproductibilité sur un module monoface verre – « backsheet » à cellules multi-cristallines.

Dans notre cas, il ne s'agit plus d'une seule mesure mais d'une série de 13 mesures suivant le protocole décrit plus haut (5 mesures face avant seule, 4 mesures bifaces, 4 mesures face arrière seule). Les opérations réalisées pendant ce protocole peuvent introduire des causes de variation supplémentaires sur les paramètres IV : montage du dispositif avec alignement vers les lampes, montage du module PV, pose d'un cache face avant ou face arrière, et changement de filtre en face arrière. Nous avons donc initié une étude de reproductibilité liée à l'utilisation de notre dispositif pour un même opérateur et laps de temps court. En pratique, notre protocole de mesure a été réitéré sept fois. Pour chaque paramètre IV et chaque étape du protocole, nous allons voir si ces sept mesures suivent une distribution normale. Nous utilisons pour cela le test de Shapiro-Wilk (calculs réalisés avec le logiciel Statistica®), qui permet d'accepter ou de rejeter l'hypothèse H₁ (la distribution n'est pas normale) pour un niveau de confiance donné. Si le paramètre p renvoyé par le test est inférieur à 0,05 l'hypothèse H₁ est validée avec un niveau de confiance de 95%. Dans le Tableau 2.2 le paramètre p a été évalué pour chaque paramètre IV et chacune des 13 étapes du protocole : les valeurs en noir traduisent le rejet de l'hypothèse H₁ à savoir que la distribution peut être considérée comme suivant une loi normale, et celles en bleu conduisent à l'acceptation de l'hypothèse H₁ (distribution ne suivant pas une loi normale). Une large proportion de valeurs noires nous permet de dire qu'il n'y a globalement pas de biais systématique lié à notre protocole d'utilisation.

Étape	Filtre PASAN	Filtre face avant	Filtre face arrière	p _{Isc}	p _{Voc}	p _{Im}	p _{Vm}	p _{Pm}	p _{FF}
1	100 W/m ²	100%	0%	0,157	0,179	0,418	0,858	0,868	0,942
2	200 W/m ²	100%	0%	0,033	0,214	0,911	0,092	0,602	0,802
3	400 W/m ²	100%	0%	0,071	0,920	0,366	0,491	0,311	0,080
4	700 W/m ²	100%	0%	0,324	0,859	0,833	0,482	0,390	0,505
5	1000 W/m ²	100%	0%	0,014	0,532	0,330	0,686	0,224	0,513
6	1000 W/m ²	100%	23%	0,539	0,001	0,840	0,359	0,835	0,551
7	1000 W/m ²	100%	47%	0,382	0,126	0,180	0,344	0,389	0,966

8	1000 W/m ²	100%	78%	0,631	0,023	0,690	0,925	0,346	0,775
9	1000 W/m ²	100%	100%	0,691	0,330	0,391	0,752	0,389	0,732
10	1000 W/m ²	0%	23%	0,350	0,203	0,483	0,216	0,898	0,060
11	1000 W/m ²	0%	47%	0,092	0,362	0,122	0,002	0,041	0,702
12	1000 W/m ²	0%	78%	0,150	0,432	0,093	0,003	0,082	0,017
13	1000 W/m ²	0%	100%	0,286	0,089	0,084	0,078	0,112	0,334

Tableau 2.2 – Valeurs de p dans le test de Shapiro-Wilk réalisé avec Statistica® sur les distributions de sept mesures pour chaque paramètre IV et chaque étape du protocole. Les valeurs en bleu, inférieures à 0,05, identifient les cas où le groupe de sept mesures ne suit pas une loi normale pour un niveau de confiance de 95%.

Les trois distributions les plus éloignées d'un comportement de type normal (notées Voc6, Vm11 et Vm12) sont représentées en Figure 2.5. On peut montrer avec le test de Dixon des valeurs aberrantes, que Vm11 contient un extremum aberrant. Sans prendre en compte cette valeur aberrante la distribution Vm11 devient normale ($p = 0,820$). Pour les deux distributions restantes (valeurs maximales non aberrantes selon le test de Dixon), on suppose que les arrondis opérés par le logiciel sur les tensions est la cause de cette non-normalité (observation mentionnée dans l'étude de répétabilité/reproductibilité réalisée pour une mesure standard). Il est fort probable qu'avec plus de mesures toutes les distributions auraient été normales. Nous ferons cette hypothèse pour la suite.

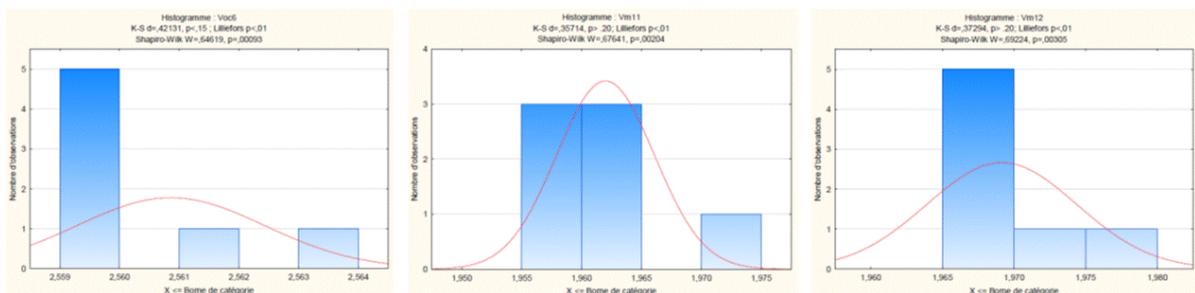


Figure 2.5 – Histogrammes des distributions les plus éloignées d'une loi normale : Voc6, Vm11 et Vm12 de gauche à droite.

La Figure 2.6 montre les incertitudes relatives à 3σ pour chaque paramètre IV. On observe des incertitudes plus fortes sur les courants I_{sc} et I_m que sur les tensions V_{oc} et V_m . Cela se répercute a fortiori sur la puissance P_m , mais peu sur le FF puisqu'il dépend du rapport I_m / I_{sc} . Des incertitudes existent donc au niveau de l'éclaircissement moyen ou au niveau de son uniformité. La caractérisation face arrière seule (étapes 10 à 13) montre des incertitudes toujours plus élevées que celles de la face avant seule (étapes 1 à 5), sauf en très faible éclaircissement pour l'utilisation du filtre PASAN 100 W/m² (étape 1).

Cela est lié au fait que pour chacune des sept séries de mesure le dispositif est réaligné avec la lampe visuellement, puis l'intensité des lampes est ajustée pour obtenir un I_{sc} face avant seule égal à celui d'une mesure standard (calibration sur l'étape 5). Par conséquent, les erreurs d'alignement avec la source du PASAN se retrouvent fortement dans la caractérisation face arrière seule, et à moindre mesure dans la caractérisation biface. Cela se confirme en termes de justesse de nos mesures. En effet, une caractérisation standard de l' I_{sc} face avant puis face arrière seules donne respectivement $8,602 \pm 0,013$ A et $8,380 \pm 0,013$ A (incertitudes machine à 3σ). Avec notre dispositif, la distribution I_{sc5} a une moyenne de $8,604 \pm 0,016$ A, et la distribution I_{sc13} a une moyenne de $8,248 \pm 0,363$ A. Notre protocole induit donc un biais puisque la contribution de la face arrière est sous-estimée d'1,6% en moyenne à 1000 W/m^2 .

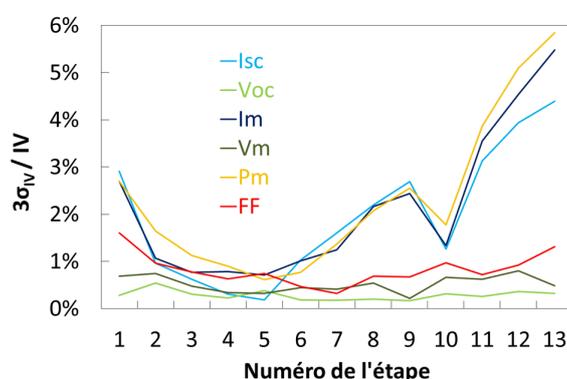


Figure 2.6 – Incertitudes relatives à 3σ en fonction du numéro de l'étape du protocole (voir correspondance au Tableau 2.2) pour chaque paramètre IV.

Dans notre étude, les neuf premières étapes sont les plus importantes, et les quatre dernières permettent d'effectuer des vérifications. Leur incertitude élevée est donc d'importance moindre, et nous retiendrons une incertitude relative à 3σ globalement inférieure à $\pm 3\%$ pour notre protocole (Ohtsuka estimait aussi à 3% l'erreur pour son dispositif de double éclairage à l'échelle cellule [60]). En revanche, il sera primordial pour les dispositifs de double éclairage futurs à l'échelle module, de disposer d'une méthode d'alignement fiable du dispositif avec les lampes. Notons que pour chaque étape et chaque paramètre IV, il est possible d'appliquer chaque incertitude mesurée. Il sera courant dans notre étude de comparer deux modules pour chaque paramètre IV en calculant le gain g_{IV} par l'équation (1.4). Son incertitude relative $3\sigma_g / (g+1)$ peut alors être évaluée par l'équation (1.5) en supposant les incertitudes identiques quel que soit le module ($3\sigma_{IV} / IV$). Une incertitude relative maximale à 3σ de $\pm 3\%$ sur les paramètres IV donnerait alors $\pm 4,2\%$ sur le gain. En pratique on peut aussi utiliser l'incertitude relative à 2σ (niveau de confiance à 95%) : $\pm 1,96\%$ sur les paramètres IV donne $\pm 2,8\%$ sur le gain.

$$g_{IV} = \frac{IV_1}{IV_2} - 1 \quad (2.1)$$

$$\frac{3 \cdot \sigma_g}{g + 1} = \sqrt{\left(\frac{3 \cdot \sigma_{IV_1}}{IV_1}\right)^2 + \left(\frac{3 \cdot \sigma_{IV_2}}{IV_2}\right)^2} = \sqrt{2} \cdot \frac{3 \cdot \sigma_{IV}}{IV} \quad (2.2)$$

Notons pour finir que toutes nos mesures sont réalisées en mode « single-flash » (voir description de ce mode en section 1.2.1.3) et avec des bornes de réglage de la tension et du courant fixes quelle que soit l'étape du protocole pour des raisons de rapidité et simplicité. En réalité, le réglage de ces bornes a des conséquences internes au logiciel du PASAN, probablement dans des choix de calibres, ce qui pourrait expliquer l'augmentation de l'incertitude pour une mesure face avant seule à 100 W/m². L'influence du mode de flash sera discutée dans la section suivante.

2.1.4. Influence des effets capacitifs

Les modules de notre étude sont de type N, ils subissent des effets capacitifs et ne sont donc pas adaptés aux caractérisations en mode « single-flash » comme montré à la section 1.2.1.3. En s'inspirant des travaux de Beljean [104], nous avons déterminé le nombre de flashes minimum nécessaires pour éviter les effets capacitifs lors d'une caractérisation standard de nos modules à 1000 W/m². On définit un écart Δdr_{IV} entre mesure « direct » (balayage en tension croissante) et « reverse » (balayage en tension décroissante) pour chaque paramètre IV par l'équation (2.3) :

$$\Delta dr_{IV} = \frac{IV_{reverse} - IV_{direct}}{IV_{reverse} + IV_{direct}} \quad (2.3)$$

La Figure 2.7 à gauche représente l'évolution de Δdr_{IV} pour chaque paramètre IV en fonction du nombre de flashes appliqué sur la face avant seule (de 1 à 15 flashes, avec 226 points de mesures tous les 40 μ s pendant chaque flash). A partir de 10 flashes, les paramètres IV ont tous un écart inférieur à 0,5% (seuil appliqué par Beljean). C'est la puissance P_m qui est la plus affectée par les effets capacitifs, particulièrement à cause des différences en courant I_m et des différences en tension V_m dans une moindre mesure (voir Figure 1.9). Comme mentionné dans l'état de l'art, les paramètres I_{sc} et V_{oc} ne sont pas affectés, le FF suit donc la même évolution que P_m . Pour une caractérisation face arrière seule, les courbes de Δdr_{IV} sont quasi-superposables à celles du cas face avant seule. Notons que le nombre de flash minimal à appliquer dépend de la technologie de cellule utilisée. Par exemple, les cellules à hétérojonction (HET développées par l'INES, HIT commercialisées par Sanyo, etc.) ont des effets capacitifs plus importants de par les couches de silicium amorphe qui les composent (voir section

1.1.1.2). On utilise typiquement 15 flashes pour les caractériser, ce qui mène à un écart Δdr_{P_m} de 0,6% pour un petit module HET (2 x 2 cellules 125 mm) et 1,1% pour un module commercial Sanyo (6 x 12 cellules 125 mm [65]). En considérant un seuil de 0,6% au lieu de 0,5%, 8 flashes minimum sont nécessaires pour caractériser un petit module de type N au niveau de précision de nos petits modules HET. Le courant consommé ou relâché étant proportionnel à la capacité interne des cellules, il est fort probable que la surface des cellules utilisées ait un impact sur les effets capacitifs. Dans ce cas-là, les nouvelles cellules à hétérojonction de taille 156 mm (même taille que nos cellules de type N) doivent avoir des écarts Δdr_{P_m} encore plus au-dessus du seuil de 0,5% utilisé par Beljean.

L'écart Δdr_{IV} utilisé pour quantifier les effets capacitifs n'est pas représentatif de l'erreur commise sur chaque paramètre IV lorsque l'on caractérise avec un seul flash. Nous avons donc évalué l'écart Δsm_{IV} entre une caractérisation « single-flash » et « multi-flash » (avec 8 flashes, considéré comme la mesure vraie) pour chaque paramètre IV (voir équation (2.4)). La Figure 2.7 à droite montre Δdr_{IV} en fonction de Δsm_{IV} pour le point de puissance maximale et pour différents éclairagements. On constate que les effets capacitifs sont d'autant plus importants que l'éclaircement est faible. Cela est probablement dû au fait qu'à plus faible éclaircement la capacité interne se charge et se décharge moins rapidement, il y a donc plus d'écarts en courant et tension par rapport à la mesure vraie. En pratique, les écarts « single - multi » sont importants pour la tension V_m (-5% à 100 W/m²) alors que les écarts « direct – reverse » sont importants sur le courant I_m (+65% à 100 W/m²). On retiendra finalement un biais sur I_m de $-0,4\% \pm 0,7\%$, un biais sur V_m de $-3,6\% \pm 1,2\%$ et un biais sur P_m de $-4\% \pm 0,6\%$ par rapport à la mesure vraie sur toute la gamme d'éclairagements de 0 à 1 soleil.

$$\Delta sm_{IV} = \frac{IV_{single\ flash}}{IV_{multi\ flash}} - 1 \quad (2.4)$$

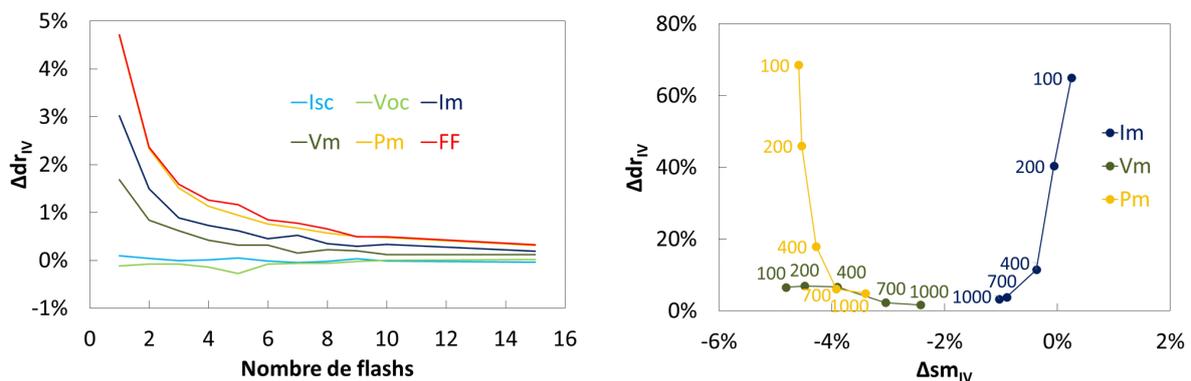


Figure 2.7 – (gauche) Ecart « direct – reverse » Δdr_{IV} pour une caractérisation standard face avant seule à 1000 W/m² en fonction du nombre de flashes pour chaque paramètre IV. (droite) Lien entre Δdr_{IV} et l'écart « single – multi » Δsm_{IV} pour différents éclairagements de la face avant seule (de 100 W/m² à 1000 W/m²) et autour du point de puissance maximale.

Les comparaisons de modules qui seront montrées dans notre étude nécessitent de tracer beaucoup de courbes I(V) pour en extraire les paramètres. Pour pouvoir finaliser notre étude en un temps raisonnable, notre protocole d'utilisation est donc réalisé avec des mesures « single-flash » (avec 600 points de mesure tous les 12 μs pendant le flash) plutôt que « multi-flash ». Dans le cas de 8 flashes il faut attendre environ 4 minutes entre chaque courbe I(V) tracée, contre 30 secondes pour un seul flash. La Figure 2.8 à gauche montre les écarts Δdr_{IV} en fonction du nombre de soleil total (face avant et face arrière confondues) incident sur le module en combinant l'utilisation des filtres PASAN et des filtres de notre dispositif pour obtenir plus de points expérimentaux. Ce nombre de soleil n'est autre que l' I_{sc} mesuré avec notre dispositif normalisé par l' I_{sc} en conditions STC. On observe de nouveau qu'à faible éclairement (en dessous de 0,4 soleil), les écarts Δdr_{P_m} , Δdr_{I_m} , et Δdr_{FF} augmentent jusqu'à atteindre les 60%. La Figure 2.8 à droite montre cette décroissance progressive des effets capacitifs dans le cas de la puissance P_m : Δdr_{P_m} diminue avec l'augmentation de l'éclairement des lampes et de la transmission du rayonnement en face arrière de notre dispositif. A l'avenir, il serait intéressant de caractériser notre protocole en termes d'écart Δsm_{P_m} de façon à évaluer le biais sur P_m à chaque étape du protocole : bien qu'il varie peu dans le cas d'une mesure face avant seule ($-4\% \pm 0,6\%$), il est fort probable qu'il tende plus rapidement vers 0 en double éclairement (étapes 6 à 9) mais cela reste à vérifier. Dans tous les cas, nous supposons que les biais se compenseront lorsque nous calculerons des gains g_{IV} entre nos modules qui sont tous de même technologie (type N).

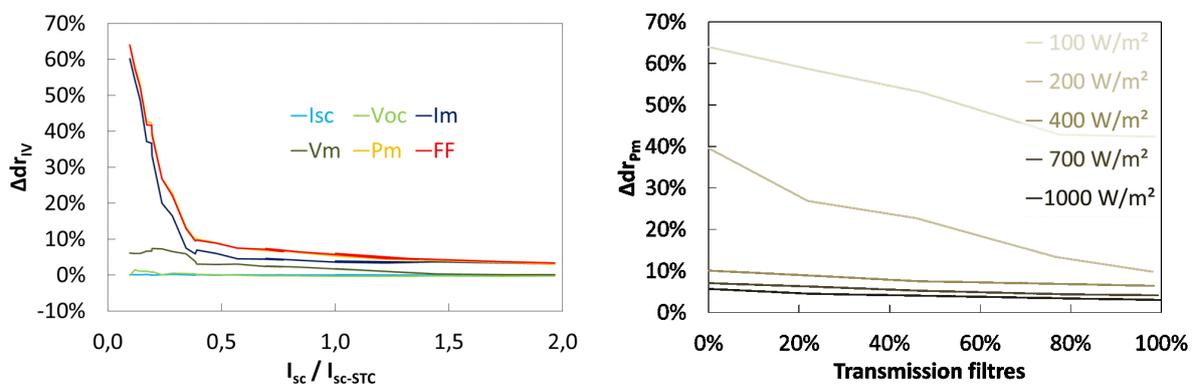


Figure 2.8 – (gauche) Ecart Δdr_{IV} en fonction du nombre total de soleil incident sur les deux faces du module (I_{sc} / I_{sc-STC}). (droite) Ecart Δdr_{P_m} en fonction du niveau de filtrage en face arrière (de 0%, correspondant à la face avant seule, à 100%) pour différents niveaux d'éclairement au PASAN.

2.2. Etude en conditions réelles

2.2.1. Banc de test de l'application façade verticale biface

2.2.1.1. Description du banc de test

L'application façade verticale biface consiste à intégrer des modules bifaces à la verticale d'une paroi, décalés par rapport à cette dernière dans les zones sans fenêtres (voir Figure 1.21). Nous avons donc conçu, mis en place et équipé un banc de test à l'échelle de nos petits modules pour étudier d'une part l'influence des paramètres de l'application, et d'autre part l'influence de l'architecture du module. La structure de ce banc est faite de profilé aluminium d'épaisseur 3 cm, et de plaques de PVC noires.

Dans la première phase de l'étude, de novembre 2012 à mars 2013, le banc a été étudié dans la configuration représentée en Figure 2.9. Le module biface B_{stand1} (biverre d'architecture standard - voir annexe A) de côté c est positionné verticalement au centre d'une zone de collection de la lumière de surface $3c \times 3c$ orientée au sud. A sa droite se trouve le module monoface M de référence (verre – « backsheet » d'architecture standard – voir annexe A). La paroi réfléchissante sous les fenêtres est simulée expérimentalement par un réflecteur de surface $3c \times 2c$. Les paramètres de l'application à optimiser sont la distance entre module et réflecteur, ainsi que le type de réflecteur. Dans ce but, la paroi noire à l'arrière du module est amovible, et différents réflecteurs peuvent être utilisés (miroir, surface blanche, surface noire).

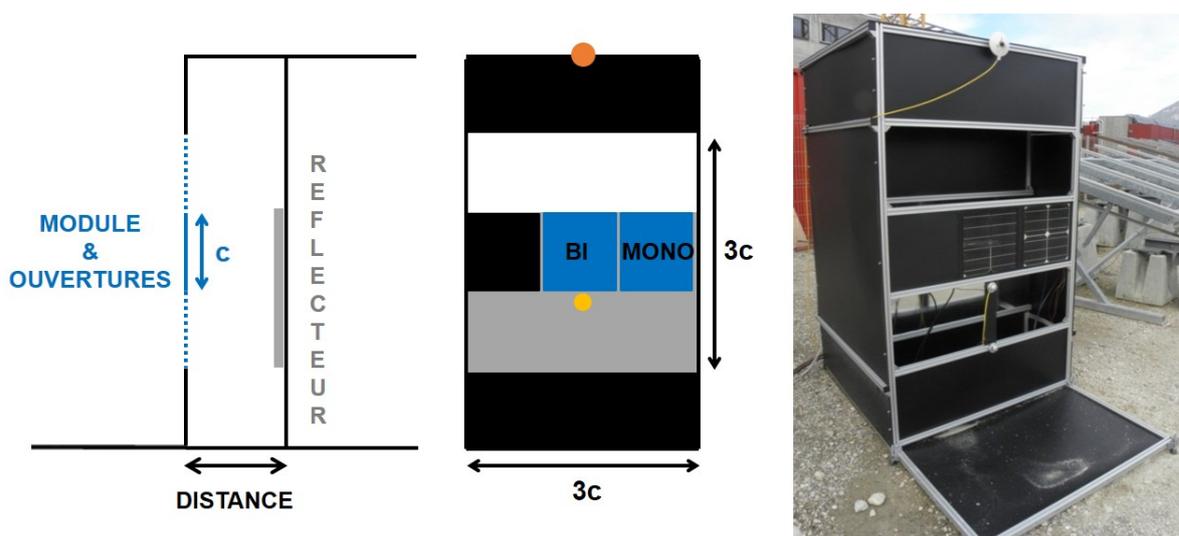


Figure 2.9 – Banc de test entre novembre 2012 et mars 2013. A gauche, schéma de profil montrant les paramètres variables de l'application (distance module - réflecteur, type de réflecteur). Au milieu, schéma de face montrant la position des deux modules et des pyromètres CMP3 (en orange) et SP lite (en jaune). A droite, photographie du banc dans la configuration réflecteur miroir de taille $3c \times 2c$ décentré vers le bas à une distance c des modules.

Dans la deuxième phase de l'étude, d'avril 2013 à décembre 2013, le banc a été étudié dans la configuration représentée en Figure 2.10. Cette fois-ci, deux modules bifaces d'architectures différentes sont positionnés côte à côte et le module monoface de référence est centré en dessous. La position du réflecteur blanc utilisé peut être ajustée plus ou moins haute et la paroi amovible peut être déplacée pour les besoins de l'étude. A cela s'ajoute l'utilisation du banc incliné à l'angle de la latitude (46°) pour étudier différentes architectures en configuration standard face avant seule. Enfin, le module biface B_{stand1} initialement utilisé dans la première phase de notre étude, a été positionné verticalement est - ouest sur le toit de notre banc sur un revêtement de toiture blanc.



Figure 2.10 – (gauche) Photographie du banc de test entre avril 2013 et décembre 2013 destiné à l'étude de l'influence de l'architecture des modules (configuration représentée : réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ centré à une distance $0,5c$ derrière les modules). Configurations supplémentaires entourées sur la photographie : modules faces avant seules orientés à angle latitude en orange, et module biface vertical orienté est - ouest sur le toit du banc en rouge. (droite) Schéma montrant le positionnement des deux modules bifaces et du module monoface, ainsi que la nouvelle position des pyranomètres SP Lite (en jaune – orientés vers le réflecteur).

Un multi-traceur (Daystar MT5) permet de suivre les paramètres suivants :

- **IRRADIANCES** : un pyranomètre Kipp & Zonen CMP3 (à thermopile) est utilisé pour mesurer l'irradiance globale verticale sud, et deux pyranomètres Kipp & Zonen SP lite (silicium) sont utilisés pour mesurer l'albédo effectif en face arrière $G_{\text{far}} / G_{\text{fav}}$ (lié au facteur d'albédo AF de l'équation (1.19) par $G_{\text{far}} / G_{\text{fav}} = AF - 1$) dans la première phase de l'étude, puis l'uniformité d'irradiance en face arrière (par les irradiances au niveau des cellules du haut et du bas) dans la

deuxième phase. Notons qu'un pyranomètre SP lite a une réponse spectrale proche de celle de nos cellules (400 nm - 1100 nm) et dépend de la température (-0,15%/°C entre -30 °C et +70 °C), alors qu'un CMP3 est plus large spectralement (300 nm - 2800 nm) et très peu dépendant de la température (< 5% entre -10 °C et +40 °C). Ces deux types de détecteur ont des réponses angulaires différentes de celles d'un module PV d'où la nécessité d'utiliser un module de référence.

- **TEMPERATURES** : la majorité des modules étudiés sont équipés d'un ou plusieurs thermocouples type-T étalonnés puis collés à l'arrière des modules (réalisation et procédure d'étalonnage décrites en annexe B). Néanmoins, cela ne permet pas d'avoir la température moyenne de jonction des cellules dans le module puisque d'une part la mesure est perturbée par les propriétés thermiques des matériaux présents entre la cellule et le thermocouple, et d'autre part la température d'un module PV n'est pas forcément uniforme sur toute sa surface (souvent plus forte au centre du module car le cadre, ou les supports métalliques dans notre cas, tendent à dissiper la chaleur). Une alternative sera d'utiliser le V_{oc} du module pour remonter à sa température réelle.
- **COURANTS/TENSIONS** : un câble de courant et un fil de tension sont soudés sur chacune des deux sorties pour tous nos modules. Ainsi, la mesure de la tension se fait au plus proche des sorties du module et n'est pas perturbée par les pertes résistives des câbles. Nous avons alors accès aux paramètres IV mesurés toutes les 10 minutes (I_{sc} et V_{oc} particulièrement) ou aux données de production électrique (I_m , V_m , P_m , irradiances et températures) mesurées toutes les minutes.

Tout au long de l'année, différentes configurations ont été testées successivement sur notre banc de test. Chaque configuration est laissée au moins deux semaines de façon à avoir différentes conditions météorologiques (journées de grisaille ou de beau temps). Tous les événements pouvant avoir une influence sur les mesures ont été répertoriés de façon à pouvoir écarter certaines données erronées et garder uniquement les mesures fiables. Les modules et capteurs sont nettoyés régulièrement.

2.2.1.2. Données annuelles pour le module monoface de référence

Caractéristiques du module de référence :

Le module monoface de référence M (voir Figure 2.11) est constitué de quatre cellules monocristallines de type N en série encapsulées entre un verre (Saint-Gobain DIAMANT 36 cm x 36 cm) et un « backsheet » blanc (Isovolta ICOSOLAR® 0711) par un EVA performant dans les UVs (STR PHOTOCAP® 15505). Nos cellules « pseudo-square » 156 mm à trois « busbars » sont espacées d'un interstice de 2,5 mm. Les bords du module (et plus généralement de tous les modules que nous

étudierons par la suite) sont couverts par un adhésif noir en laissant un interstice de 2,5 mm car dans le cas contraire l' I_{sc} serait légèrement surestimé à cause des réflexions sur le « backsheet » blanc. Notons que dans notre étude tous les modules ont été réalisés avec les mêmes paramètres de fabrication (décrits dans l'annexe A). Ces paramètres concernent typiquement la soudure des rubans de cuivre sur les « busbars » des cellules et la lamination des différents matériaux.

Le Tableau 2.3 représente les paramètres IV du module de référence avant exposition, et le rendement η est montré en fonction de l'irradiance G à 25 °C en Figure 2.11. On peut voir un début de chute à faible éclairement lié au comportement logarithmique de la tension. Sur ce même graphique sont représentées les courbes pour la face avant et la face arrière du module B_{stand1} réalisé avec les mêmes matériaux et des cellules du même lot (fabriquées en salle blanche au même moment). A 1000 W/m² le rendement du module monoface est 2,7% supérieur à celui du module biface (face arrière cachée), ce qui est dans l'ordre de grandeur estimé à la section 1.2.2.1 (entre 2,5% et 3,5%).

I_{sc} (A)	V_{oc} (V)	I_m (A)	V_m (V)	P_m (W)	FF
8,990	2,529	8,348	2,038	17,013	74,8%

Tableau 2.3 – Paramètres IV du module monoface de référence avant exposition en extérieur avec une caractérisation standard au PASAN et en « multi-flash » (15 flashes).

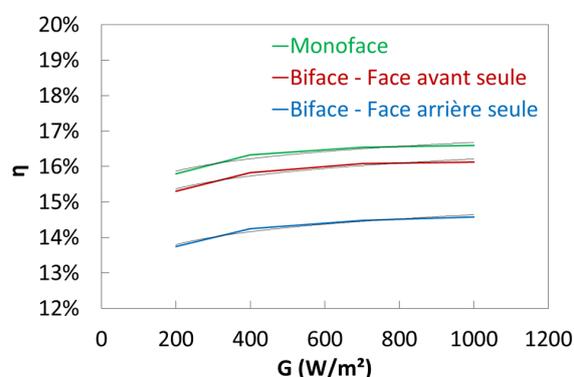
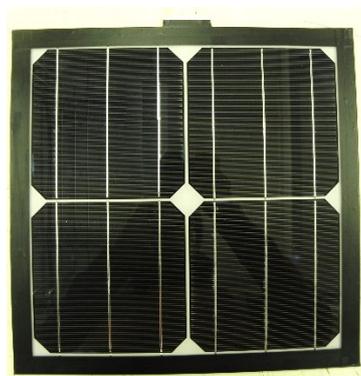


Figure 2.11 – Photographie de notre module monoface de référence M (à gauche), et son rendement ainsi que celui de chaque face du module biface B_{stand1} en fonction de l'éclairement au PASAN en « multi-flash » avec leur approximation logarithmique respectifs (à droite).

Comportement annuel du module M dans notre application :

Dans notre étude, nous avons traité les données issues des mesures en conditions réelles à différentes échelles de temps : échelle brute d'une minute, intégrée sur chaque heure, ou encore sur chaque jour (15 heures de mesure par jour). Une échelle de temps plus grande (valeurs intégrées sur chaque mois par

exemple) n'est pas applicable dans la mesure où différentes configurations de notre application ont été testées successivement durant toute la durée du test.

La Figure 2.12 montre les paramètres I_m et V_m pour toute la durée du test avec un pas d'une minute. Les explications de la section 1.2.1.1 sont ici démontrées expérimentalement à savoir qu' I_m subit une évolution linéaire avec G alors que V_m subit une évolution logarithmique. Notons que l'évolution logarithmique serait plus flagrante en évaluant le paramètre à 25 °C (en utilisant l'équation (1.8)). A environ 1000 W/m² par exemple, la tension V_m est inférieure à sa valeur STC spécifiée dans le Tableau 2.3 (2,038 V) dans la mesure où la température du module atteint environ 35 °C en moyenne. La présence de valeurs d' I_m plus faibles que la tendance linéaire jusqu'à des irradiances de 800 W/m² est liée à l'ombrage des cimes de sapins survenant entre mi-novembre et fin-janvier vers 14h - 16h et affectant différemment le module de référence et le pyranomètre situé plus haut. Le paramètre V_m représenté en fonction de l'heure légale de la journée (en France l'heure légale est l'heure UTC+1, il s'agit de notre heure d'hiver) montre que le module développe une tension à partir d'un courant très faible : V_m reste supérieur à 0,5 V sur toute l'année en milieu de journée, alors que des I_m proches de 0 ont été atteints lors des journées de mauvais temps.

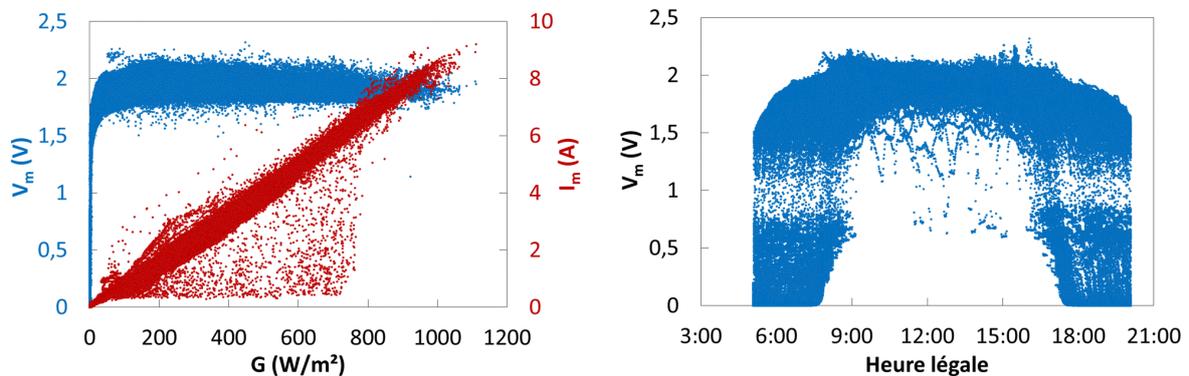


Figure 2.12 – Graphiques à l'échelle de la minute sur toute la durée du test : V_m et I_m en fonction de l'irradiance globale verticale sud G à gauche, et V_m en fonction de l'heure de la journée à droite.

La Figure 2.13 montre les performances du module en termes de kilowatt-heure par kilowatt-crête (kWh/kW) produit chaque jour, ainsi que les angles solaire moyens journaliers. Les zones discontinues sur ces graphiques montrent l'absence de données (13% de la totalité des données journalières) pour des raisons de changements de configuration ou d'événements imprévus perturbant les mesures. Sur le graphique de gauche un creux de production apparaît nettement aux alentours du solstice d'été, moment où l'élévation solaire h est la plus élevée. En effet le module étant vertical orienté sud, la contribution du rayonnement direct est fortement réduite et les pertes angulaires (réflexions sur le verre) sont élevées. Sur le graphique de droite les angles sont moyennés sur chaque jour, en pratique le soleil se lève/couche

au nord et atteint $h = 68^\circ$ vers midi le 21 juin. Bien que l'élévation solaire soit minimale aux alentours du solstice d'hiver, le module produit peu en raison d'une durée d'ensoleillement réduite (courtes journées et mauvaises conditions météorologiques). Par conséquent, les périodes de production maximale (vers février et octobre) correspondent à un compromis entre élévation solaire relativement basse (environ 15° en moyenne) et durée d'ensoleillement suffisante.

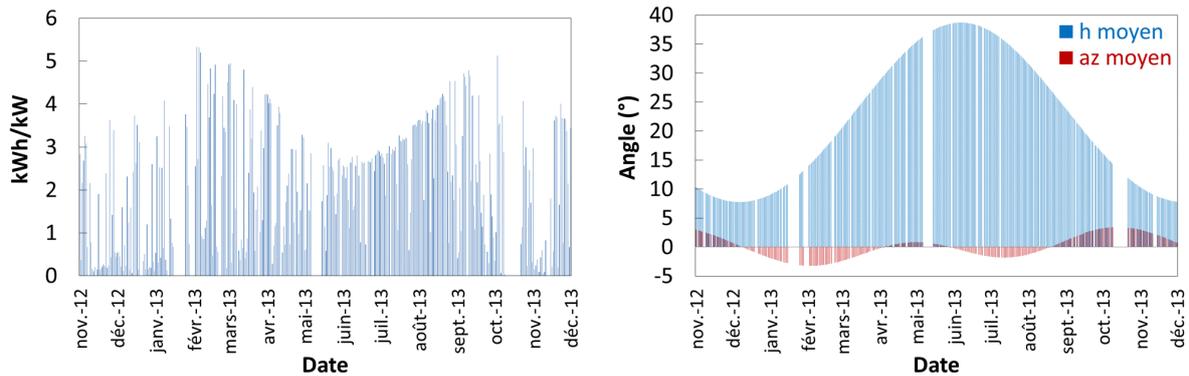


Figure 2.13 – (gauche) Intégration des P_m sur chaque jour (normalisée par la puissance STC) montrant les performances du module monoface sur toute la durée du test. (droite) Angles solaires moyennés sur chaque jour (élévation h et azimut az).

La Figure 2.14 montre les données expérimentales (pas d'une minute) permettant d'évaluer le coefficient κ de l'équation (1.6) (modèle linéaire de la température du module en fonction de l'irradiance et de la température ambiante). On obtient donc empiriquement $\kappa = 0,035 \text{ }^\circ\text{C}/(\text{W}/\text{m}^2)$, ce qui correspond à peu près au cas d'un module sur toiture inclinée pas très bien refroidi mentionné dans [105]. En comparaison, le cas d'un module installé en champ PV est associé à $\kappa = 0,021 \text{ }^\circ\text{C}/(\text{W}/\text{m}^2)$, et celui d'un module intégré en façade transparente est associé à $\kappa = 0,046 \text{ }^\circ\text{C}/(\text{W}/\text{m}^2)$. Notre valeur de κ un peu élevée par rapport au cas bien ventilé peut être liée à la géométrie du banc de test où la face arrière du module bénéficie d'une convection thermique limitée par les parois verticales et se trouve être continuellement irradiée par le réflecteur. Notons de plus que κ est probablement légèrement sous-estimé car la température mesurée sur la face arrière du module est toujours plus faible que la température de jonction des cellules normalement utilisée dans les modèles de prédiction photovoltaïque (voir considérations thermiques à la section 3.2.3). Au final, cette constatation est avantageuse pour notre étude puisque dans la réalité des applications façades verticales les modules monofaces intégrés ont une température de fonctionnement plus élevée que pour une installation au sol.

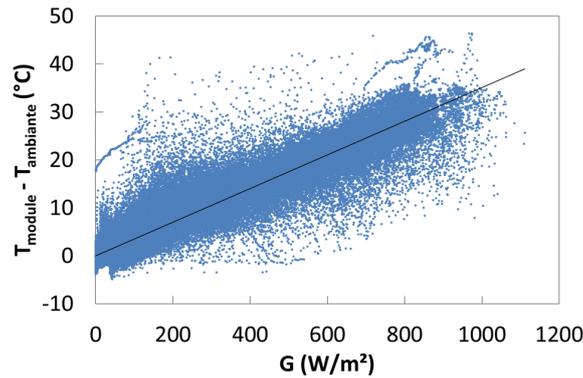


Figure 2.14 – Modèle linéaire ($y = 0,035x - 0,018$; $R^2 = 0,925$) permettant d'évaluer la température de notre module (mesurée en face arrière) en fonction de l'irradiance G et de la température ambiante (pas d'une minute de novembre 2012 à décembre 2013).

2.2.2. Modèle optique du banc de test

2.2.2.1. Description de la méthodologie appliquée

Comme mentionné précédemment, les différentes configurations ont été étudiées expérimentalement l'une après l'autre sur notre banc de test. Nous avons donc développé un modèle avec le logiciel TracePro® [106] pour pouvoir extrapoler les données expérimentales obtenues dans une période particulière à d'autres saisons. Dans la suite, nous allons décrire les choix et simplifications du modèle qui traite des données d'irradiance, puis les calculs postérieurs appliqués pour obtenir des données électriques. La Figure 2.15 donne une vision globale de la méthodologie décrite dans les prochains paragraphes.

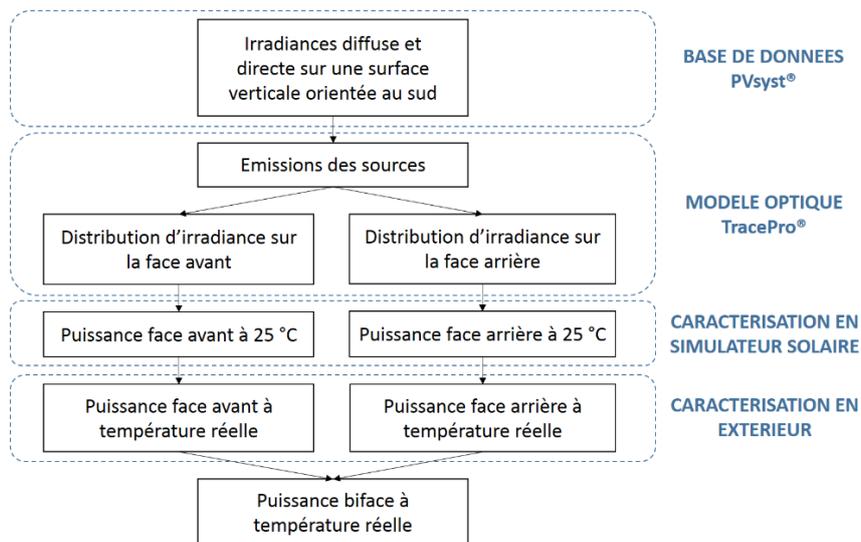


Figure 2.15 – Schéma résumant la méthodologie de simulation des performances d'un module biface dans notre application.

Choix effectués sur le modèle optique :

Le modèle représenté en Figure 2.16 comporte des sources de rayonnement direct, une source de rayonnement diffus ainsi que notre banc de test. Les sources directes (disques jaunes) émettent un rayonnement normal à la surface en direction du centre de notre banc de test couvrant toute la surface d'étude $3c \times 3c$ (l'angle solide du disque solaire n'est pas pris en compte). Elles peuvent être réglées pour n'importe quel jour de l'année en utilisant les angles solaires h et az . Pour des raisons de simplicité de définition de la source diffuse et de temps de calcul, nous avons utilisé un demi-ciel isotrope (émission uniforme dans toute les directions par le demi-hémisphère bleu) avec prise en compte uniquement des rayons incidents dans la surface d'étude $3c \times 3c$ (« importance sampling » aussi utilisé dans les simulations tracé de rayons de [38]). Nous ne prenons donc pas en compte l'albédo du sol car l'« importance sampling » ne pourrait alors pas être utilisé. Il en résulte que nous ne prenons pas non plus en compte les contributions de rayonnement issues des azimuts supérieurs à $\pm 90^\circ$ (rayonnement direct du lever/coucher du soleil les matins et soirs vers le solstice d'été, et rayonnement diffus issu de l'hémisphère complet). Notons que nos simulations optiques concernent uniquement l'aspect opto-géométrique. L'aspect spectral n'est pas nécessaire à ce stade puisqu'il sera pris en compte dans un traitement postérieur des données d'irradiance.

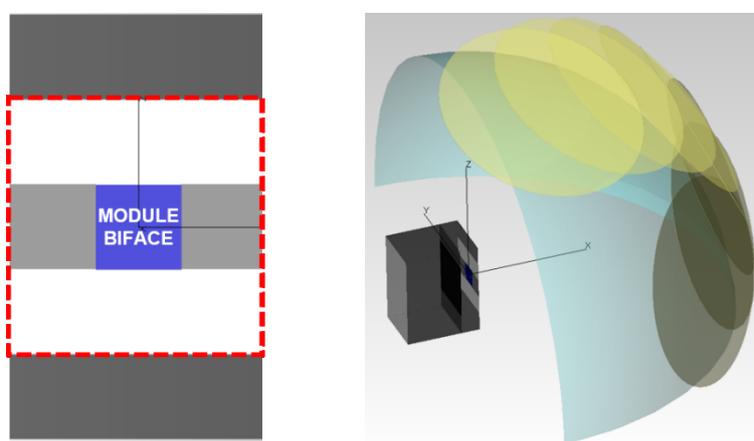


Figure 2.16 – Modèle optique sous TracePro® des sources et du banc de test. Les disques jaunes représentent le rayonnement direct, et le demi-hémisphère bleu représente le rayonnement diffus (« importance sampling » vers la zone encadrée en pointillés rouges).

Dans le modèle du banc de test seules les propriétés optiques des surfaces sont prises en compte, on considère tous les objets totalement opaques (plaques PVC noires, réflecteur, module PV). Les plaques PVC noires et la plaque PVC blanche (réflecteur) sont modélisées par des peintures typiques noire et

blanche (surfaces quasi-lambertiennes de réflectivités respectives 10% et 90% - voir annexe D). Tout comme dans le modèle optique de notre dispositif de double éclairage (section 2.1.1), le module PV est considéré comme totalement absorbant ce qui suppose que l'on ne prend pas en compte les pertes angulaires (réflexions sur le verre aux forts angles d'incidence), ni la semi-transparence du module (par les interstices entre cellules et par leur transparence dans le domaine proche IR). Chaque face du module est divisée en quatre pixels correspondant aux quatre cellules, et permettant de calculer la non-uniformité d'éclairage sur une face.

Pour être représentatif des différentes saisons (variabilité des irradiances, des angles solaires et de la fraction de diffus), nous avons créé les sources directes correspondant à chaque heure pour les solstices d'hiver, de printemps et d'été (voir Figure 2.17 - celui d'automne montre des paramètres très similaires à celui de printemps). Un tracé de rayons est donc réalisé pour chaque heure de chacune de ces journées, puis pour chaque configuration étudiée sur notre banc. L'émission des sources directes I_n est calculée en utilisant les angles solaires h et az ainsi que l'irradiance directe I sur une surface verticale sud issus de la base de données du logiciel PVsyst® (l'équation (1.16) devient $I = I_n \cdot \cos(h) \cdot \cos(az)$ avec $i = 90^\circ$ et $o = 0^\circ$). L'émission de la source diffuse est proportionnelle au rayonnement diffus incident sur une surface verticale sud (issu de PVsyst®) avec un coefficient dépendant de certains paramètres de notre modèle (comme l'« importance sampling » ou le rayon du demi-hémisphère). Pour limiter le nombre de simulations nous ne prenons pas en compte les irradiances globales verticales sud inférieures à 10 W/m² (Sprenger se limite à 5 W/m² dans son étude [44], et Reich à 8 W/m² dans la sienne [102]). Notons que nous avons amélioré cette méthodologie en fin de notre étude pour prendre en compte des moyennes annuelles et non pas des journées ponctuelles (solstices). Ainsi, nous avons défini quatre journées moyennes centrées sur chaque solstice et prenant en compte les valeurs d'irradiance sur $\pm 1,5$ mois (exemple : la journée hiver, centrée sur le 21 décembre, moyenne les données du 5 novembre au 4 février).

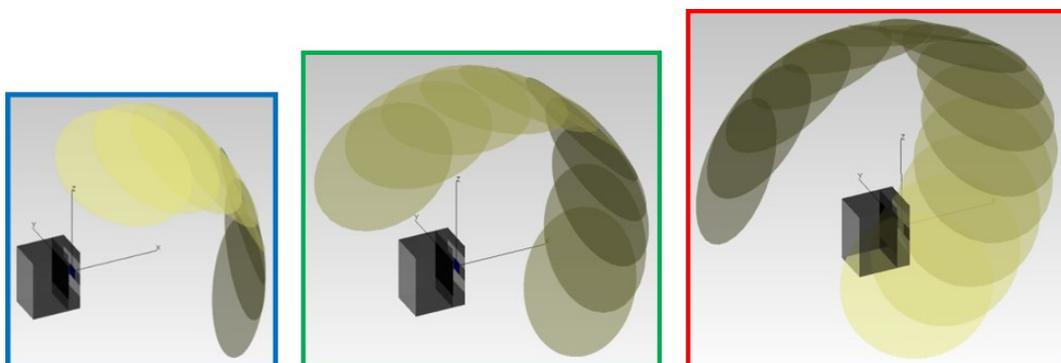


Figure 2.17 – Modèle des sources directes pour les solstices du 21 décembre, 21 mars et 21 juin de gauche à droite.

Des compromis entre temps de calcul d'un tracé de rayons (chaque heure) et convergence du modèle (dépendant du nombre de rayons utilisés) ont dû être effectués. La Figure 2.18 montre la non-uniformité d'éclairement NU simulée sur la face avant du module et l'irradiance diffuse D normée par rapport à une valeur proche de la valeur réelle attendue. En effet, à partir de 200 000 rayons diffus avec utilisation de l'« importance sampling » la mémoire de notre ordinateur a saturé, la valeur de convergence de D n'est donc pas connue. Ainsi les valeurs de D sont normées par rapport à la moyenne D_{moyenne} des valeurs visibles sur le graphique (de 500 à 200 000 rayons). Le nombre de rayons finalement choisi pour la source diffuse est de 5 000 puisque NU a atteint une valeur assez stable de 9,4% (élevée à cause de l'absence d'albédo du sol a priori) et qu'il aurait fallu dix fois plus de rayons pour améliorer significativement l'écart entre D et D_{moyenne} . En effet le temps de calcul d'un tracé de rayons passerait d'environ 10 s pour un écart de -0,8% à 1 min 30 s pour un écart de -0,3%. La Figure 2.19 montre la non-uniformité d'éclairement NU simulée sur la face avant du module et l'irradiance directe I normée par rapport à la valeur réelle attendue $I_n \cdot \cos(h)$ pour différentes élévations h et un azimut nul. Le nombre de rayons choisi est de 500 000, ce qui donne une convergence similaire à celle de la source diffuse. En effet, ce nombre de rayons correspond à un temps de tracé de rayons d'environ 10 s et dans le cas d'un angle d'incidence de 75° (pire cas), NU atteint 9,5% et l'écart est de +1,2%. En combinant source directe et diffuse un écart de $\pm 1,2\%$ est acceptable, cependant les valeurs de NU étant élevées (presque 10%) nous prendrons en compte l'irradiance moyenne incidente sur la face avant du module et non pas l'irradiance minimum sur les quatre pixels.

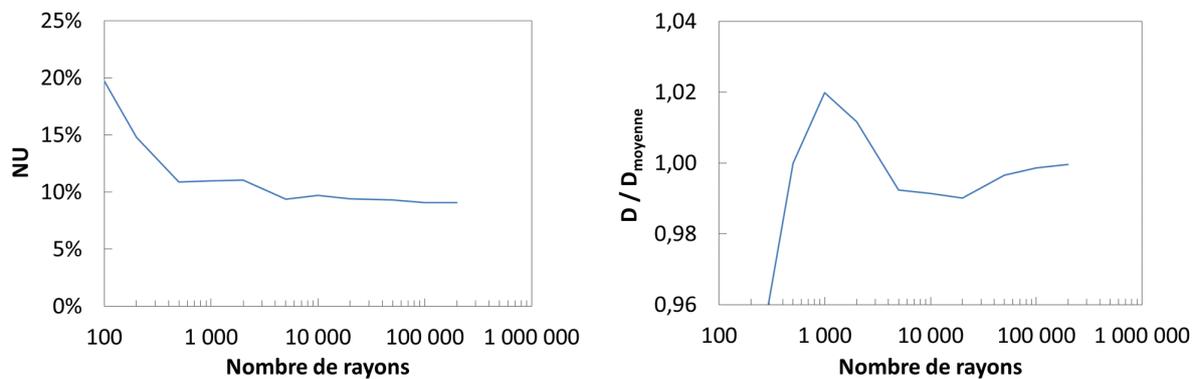


Figure 2.18 – Non-uniformité d'éclairement NU (à gauche), et irradiance diffuse simulée D (normée par rapport à D_{moyenne}) sur la face avant du module PV (à droite), en fonction du nombre de rayons de la source.

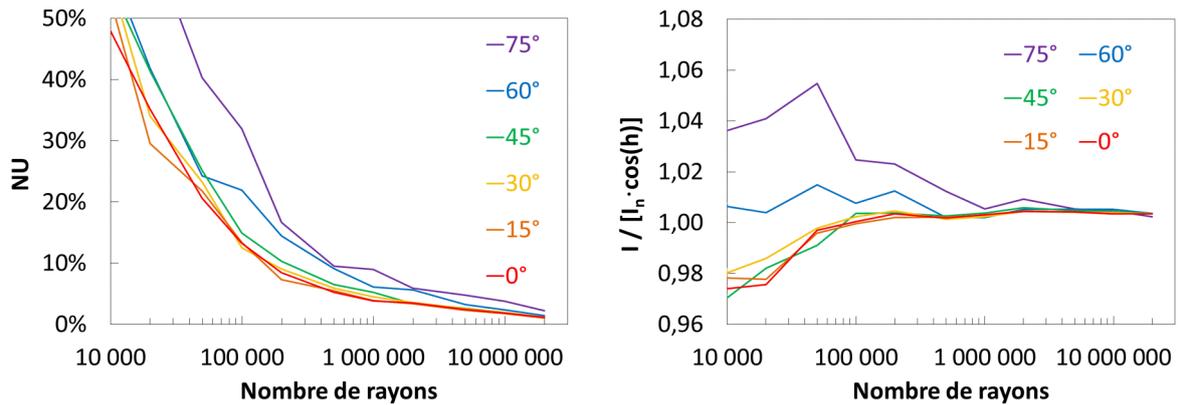


Figure 2.19 – Non-uniformité d’éclairement NU (à gauche) et irradiance directe simulée I (normée par rapport à $I_n \cdot \cos(h)$) sur la face avant du module PV (à droite), en fonction du nombre de rayons de la source et de l’élévation h de cette dernière (pour un azimut au sud).

Ce modèle permet ainsi d’évaluer la contribution de la face arrière du module en changeant facilement les propriétés optiques du réflecteur ou la distance module - réflecteur pour différentes périodes de l’année. Nous verrons par la suite que les simplifications énoncées ci-dessus affectent peu la qualité du modèle qui s’avèrera valide face aux mesures expérimentales (voir sections 3.3.1 et 4.3.2).

Traitement postérieur pour obtenir des données électriques :

Pour chaque heure simulée et pour une configuration du banc donnée, on obtient donc l’irradiance globale G sur chaque face de chaque cellule du module (quatre pixels sur la face avant, et quatre sur la face arrière). Comme mentionné précédemment l’irradiance moyenne est considérée sur la face avant (cela compense l’absence d’albédo du sol sur la non-uniformité d’éclairement), et l’irradiance minimum est considérée sur la face arrière où des non-uniformités d’éclairement peuvent fortement limiter la performance globale du module.

La puissance P_m de chaque face est calculée en utilisant un modèle empirique liant l’irradiance G avec le rendement η . Ce modèle est basé sur des mesures en éclairage au PASAN comme celles montrées en Figure 2.11, on obtient donc les P_m à 25 °C. Pour chaque face, une courbe de tendance logarithmique de la forme $\eta = a_1 \cdot \ln(G) + a_2$ est utilisée. Notons sur ce point que Reich utilise une courbe plus complexe de la forme $\eta = a_1 \cdot \ln(G+a_2) + a_3 \cdot G + a_4$ [102]. Ce choix revient à considérer que les irradiances évaluées dans notre modèle optique (obtenues avec la réponse spectrale et angulaire d’un pyranomètre face à un rayonnement de spectre et d’angle d’incidence variables) sont les mêmes que celles évaluées dans une mesure au PASAN (réponse spectrale de la cellule de référence en silicium pour un rayonnement de spectre proche d’AM1.5G en incidence normale).

Pour finir, les P_m de chaque face sont calculés pour une température réelle d'utilisation du module. Pour ce faire, on utilise les équations (1.6) et (1.9) avec les températures ambiantes mesurées sur le site de l'INES et le coefficient κ déterminé empiriquement pour notre module monoface (voir Figure 2.14). On suppose enfin que la puissance biface est la somme des puissances de chaque face (comme dans [21]), ce qui sera démontré ultérieurement comme une hypothèse valide (voir section 3.1) pour l'ordre de grandeur des irradiances incidentes sur les deux faces du module dans notre application.

2.2.2.2. Simulations pour le module monoface de référence

Dans notre étude, les simulations optiques ont été réalisées pour des journées particulières (les solstices) ainsi que pour des journées moyennes qui représentent chaque saison. La Figure 2.20 à gauche montre que la non-uniformité NU du rayonnement global incident sur la face avant du module est comprise entre 0,6% et 4,8% pour toutes les heures des journées simulées. Cet intervalle est bien inférieur aux non-uniformités simulées (environ 10%) pour les rayonnements diffus ou direct seuls avec les nombres de rayons choisis. Les répartitions d'irradiance pour les deux types de rayonnement se sont donc compensées. Néanmoins, on considère toujours l'irradiance moyenne G_{moyen} des quatre pixels sur la face avant pour une meilleure précision du modèle. La Figure 2.20 à droite montre cette irradiance normalisée par rapport à la consigne $G_{consigne}$ (rayonnement global vertical sud issu de la base de données de PVsyst®). L'écart compris entre -3,4% et +2,1% est cette fois plus élevé que l'écart de $\pm 1,2\%$ observé lors des simulations préliminaires avec les sources étudiées indépendamment. Cela montre un souci de superposition des sources dont nous ne comprenons pas l'origine. Quoi qu'il en soit, lorsque l'on intègre les irradiances sur chaque journée (ce qui sera régulièrement fait dans notre étude), l'écart avec la consigne se restreint à l'intervalle [-0,1% ; +1,7%]. De plus, les paramètres statistiques permettant de comparer des séries temporelles (voir annexe E) donnent des valeurs satisfaisantes pour la comparaison des valeurs horaires simulées et de consigne : $R^2 = 99,96\%$, $RMSE = 2,9 \text{ W/m}^2$ et $MBE = 1,3 \text{ W/m}^2$.

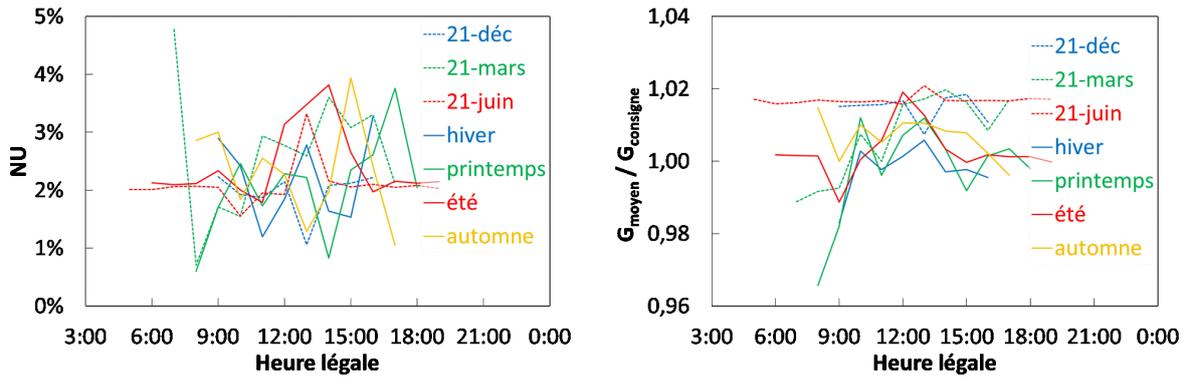


Figure 2.20 – Simulation pour la face avant seule de la non-uniformité d’éclairage (à gauche) et de l’éclairage moyen normalisé par rapport à la consigne (à droite) en fonction de l’heure légale de la journée pour les différentes journées simulées dans notre étude.

La Figure 2.21 à gauche montre la puissance maximale de notre module monoface de référence obtenue expérimentalement et simulée pour les trois solstices. Les différences importantes entre simulation et expérience sont liées aux conditions météorologiques des trois jours de test (particulièrement les irradiances diffuse et directe). Elles sont forcément différentes des conditions moyennées sur plusieurs années issues de PVsyst®. Cela est clairement visible sur la Figure 2.21 à droite qui montre les irradiances globales mesurées avec notre pyranomètre et utilisées dans nos simulations. En effet, le profil de ces courbes est très similaire à celui des courbes de P_m .

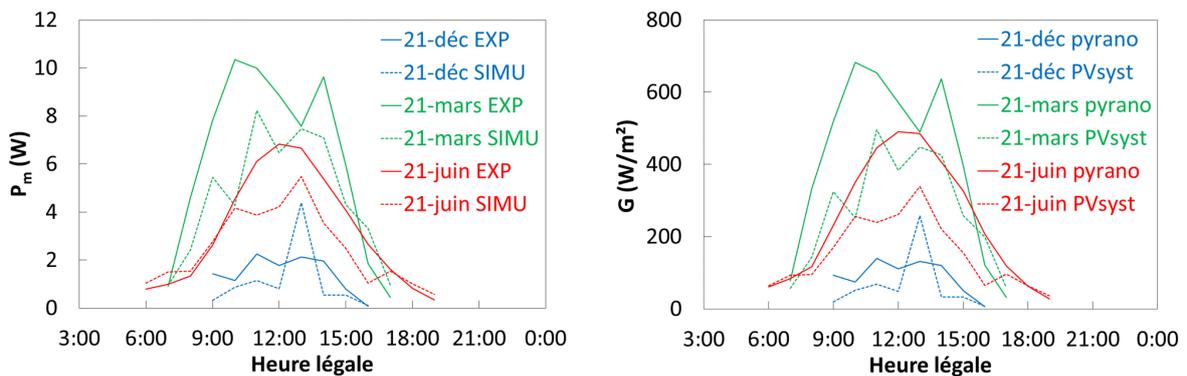


Figure 2.21 – Répartition horaire de la puissance maximale P_m de notre module monoface de référence obtenue expérimentalement et simulée (à gauche), et de l’éclairage global sur une surface verticale au sud avec notre pyranomètre et issu de PVsyst® (à droite) pour les trois solstices.

Conclusion

Dans ce chapitre ont été décrits les outils que nous avons développés pour notre étude. Ces derniers permettront dans la suite de tester et simuler l'influence de quelques paramètres prépondérants de l'application et de l'architecture du module biface, en vue d'identifier les configurations qui apportent le plus de gain par rapport au cas monoface.

Concernant notre dispositif de caractérisation en double éclairage au simulateur solaire, on retiendra entre autres que l'utilisation de miroirs ne diminue pas la classe de la mesure sous réserve que l'intensité des lampes du PASAN soit ajustée. De plus, l'incertitude à 3σ sur les étapes importantes du protocole expérimental mis en place est évaluée à $\pm 3\%$ maximum. Enfin, les effets capacitifs deviennent importants en dessous de 0,4 soleil.

Concernant l'application en extérieur, le comportement thermique du module monoface a été mesuré pendant plus d'un an sur notre banc de test ($\kappa = 0,035 \text{ } ^\circ\text{C}/(\text{W}/\text{m}^2)$) en vue de l'utiliser comme paramètre d'entrée dans notre méthodologie de simulation des performances. Les journées simulées avec le modèle optique montrent des écarts en irradiance sur la face avant du module comparée à la consigne (données météorologiques d'entrée) ne dépassant pas $\pm 1,7\%$. Le prochain chapitre permettra de valider expérimentalement le modèle optique sur quelques journées particulières en prenant en compte, cette fois-ci, la face arrière des modules installés sur notre banc de test.

Chapitre 3 : Influence de l'environnement optique du module

Introduction

Dans une application biface, l'environnement optique du module est déterminant dans la mesure où c'est de celui-ci que dépendent les performances du module. Il s'agit typiquement du sol dans une application standard de centrale au sol, ou des façades dans une application BIPV vertical (celle sur laquelle se trouve le module biface agit sur la face arrière, les façades alentours agissent plus sur la face avant).

Dans ce chapitre, nous allons étudier l'influence de l'environnement optique à la fois en simulateur solaire et en extérieur sur notre banc de test. Il s'agira d'une part de voir l'influence d'un double éclairage sur les paramètres IV de notre module ; d'autre part, d'évaluer les performances annuelles de notre module en fonction d'un paramètre prépondérant de notre application (la distance entre module et réflecteur) en vue de déterminer un optimum.

3.1. Comportement des paramètres IV en double éclairage

Nous avons utilisé notre protocole de caractérisation en double éclairage au simulateur solaire pour étudier l'évolution des paramètres IV d'un module d'architecture standard B_{stand2} (voir annexe A). Nous avons ici combiné l'utilisation des filtres PASAN (au niveau des lampes) et de nos filtres métalliques pour obtenir plus de points expérimentaux.

La Figure 3.1 montre l'évolution des tensions V_{oc} et V_m ainsi que du FF en fonction du nombre de soleil total incident sur le module (calculé avec le rapport I_{sc} / I_{sc-SC}). D'une part, on observe que le V_{oc} biface suit bien la même tendance logarithmique que le V_{oc} monoface (face avant ou face arrière). Les hypothèses mentionnées dans la méthodologie de calcul de Singh (décrite en section 1.2.2.2 [45]) sont

donc vérifiées à l'échelle d'un petit module. En effet, le pFF suit aussi la même tendance quel que soit le mode d'éclairage puisqu'il ne dépend que de V_{oc} (relation empirique de Green mentionnée dans l'article). Il en est de même pour le courant d'obscurité de diode I_0 qui ne dépend que de V_{oc} et I_{sc} en première approximation (voir équations (1.4) et (1.5)). D'autre part, on s'intéresse aux paramètres IV au point de puissance maximale bien qu'ils subissent un biais lié aux effets capacitifs (voir section 2.1.4). On constate que les paramètres V_m et FF suivent bien la même tendance quel que soit le mode d'éclairage. L'écart entre V_{oc} et V_m grandissant avec l'éclairage (quelle que soit sa valeur réelle sans les effets capacitifs) peut être attribué aux pertes résistives qui induisent une chute de tension lorsque le courant augmente. Il en résulte une décroissance du FF fortement liée à la décroissance du rapport V_m / V_{oc} et à moindre mesure au rapport I_m / I_{sc} .

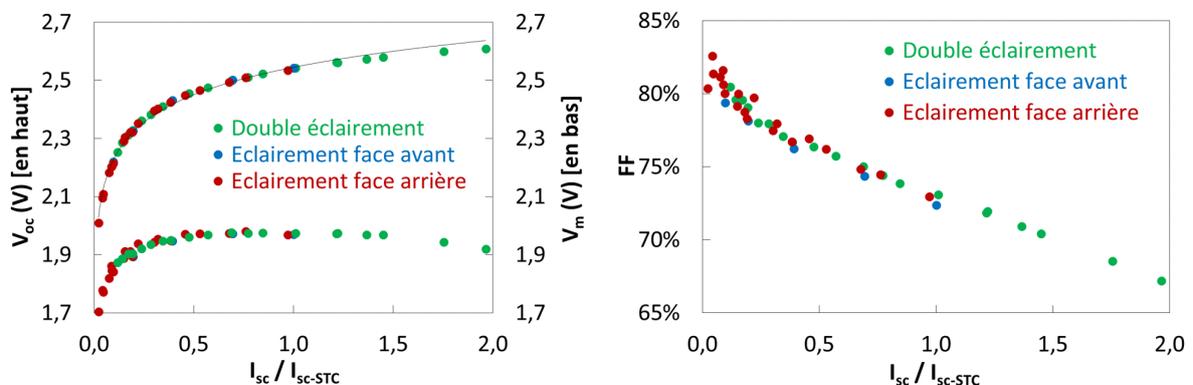


Figure 3.1 – Evolution des tensions V_{oc} (en haut - courbe de tendance logarithmique de $R^2 = 0,994$) et V_m (en bas) à gauche, ainsi que du FF à droite, en fonction du nombre de soleil incident sur le module B_{stand2} pour les différents modes d'éclairage : face avant seule, face arrière seule et les deux faces simultanément.

Dans le but d'identifier les différences entre une caractérisation en double éclairage et une caractérisation monoface, le rapport $IV_{bi} / (IV_{fav} + IV_{far}) - 1$ est évalué pour I_{sc} , I_m et P_m (Figure 3.2 à gauche). Pour le paramètre I_{sc} , le rapport est en moyenne constant (-0,5%) quel que soit le nombre de soleil incident sur le module. Ce résultat confirme ainsi l'équation (1.14) pour des petits modules (Ohtsuka obtenait en moyenne +0,4% et Ezquer, -1,8% [60], [61]). Les tendances linéaires décroissantes avec l'éclairage observées pour les paramètres I_m et P_m suggèrent un lien avec les pertes résistives mentionnées plus haut. Ces tendances ne semblent pas dues aux effets capacitifs puisque l'on évalue ici un rapport entre paramètres IV, par conséquent les biais se compensent entre 0 et 1 soleil. Il est surprenant d'observer que la tendance linéaire de P_m est positive en dessous de 0,8 soleil (i.e. $P_{m-bi} > P_{m-fav} + P_{m-far}$). Pour aller plus loin dans la compréhension, la différence $P_{m-bi} - (P_{m-fav} + P_{m-far})$ est évaluée en Figure 3.2 à droite. Sur ce graphique nous avons représenté les données mesurées et les données calculées au moyen des équations suivantes :

$$P_m = P_m^{SP} - P_m^J \quad (3.1)$$

$$P_{m-bi}^{SP} = P_{m-fav}^{SP} + P_{m-far}^{SP} \quad (3.2)$$

$$P_m^J = R \cdot I_m^2 = \rho_{Cu} \cdot \left(\frac{L_1}{n_{busbar} \cdot S_1} + \frac{L_2}{S_2} \right) \cdot I_m^2 \quad (3.3)$$

Dans l'équation (3.1), le terme P_m^{SP} représente la puissance maximale sans pertes résistives liées à l'interconnexion des cellules et P_m^J la puissance dissipée par effet Joule dans la connectique. Cette relation qui suppose qu'il n'y a pas de pertes résistives liées au « shunt » (courants de fuite par les bords des cellules) peut s'écrire pour les trois modes d'éclairage (biface, face avant seule et face arrière seule). Dans le cas sans perte, on suppose la relation montrée à l'équation (3.2). De plus, pour chaque mode d'éclairage, on peut évaluer P_m^J connaissant les caractéristiques de la connectique de notre module (équation (3.3)). Notre module utilise deux types de rubans de cuivre étamés (Schlenk de section $S_1 = 0,2 \text{ mm} \times 1,5 \text{ mm}$ sur les cellules, et Ulbrich de section $S_2 = 0,3 \text{ mm} \times 5 \text{ mm}$ sur les contours), les cellules ont trois « busbars », et la longueur totale des rubans est d'environ 1 m ($L_1 = 0,64 \text{ m}$ sur les cellules et $L_2 = 0,36 \text{ m}$ sur les contours). L'étamage influe peu sur la résistivité électrique du ruban, on utilise donc celle du cuivre $\rho_{Cu} (17 \cdot 10^{-9} \Omega \cdot \text{m}$ à $27 \text{ }^\circ\text{C})$. Il en résulte une résistance électrique liée aux rubans de $R = 0,016 \Omega$. De ces trois équations, on en déduit :

$$P_{m-bi} - (P_{m-fav} + P_{m-far}) = R \cdot (I_{m-fav}^2 + I_{m-far}^2 - I_{m-bi}^2) \quad (3.4)$$

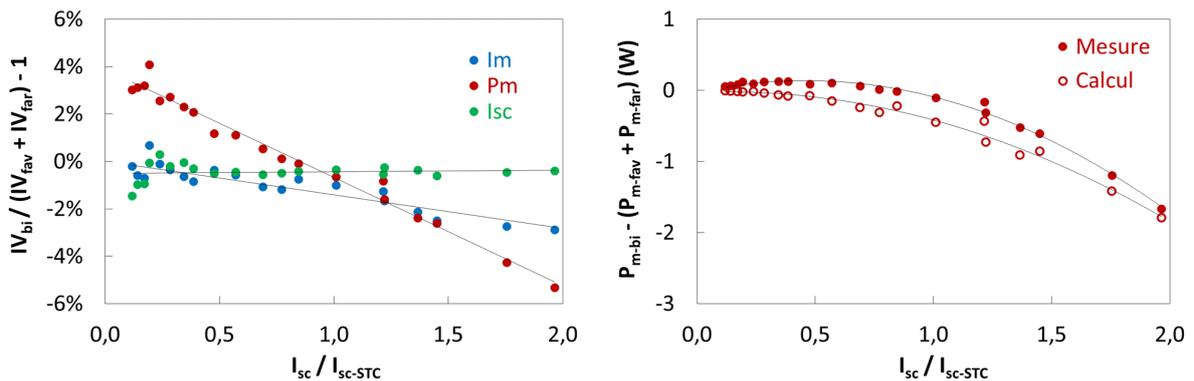


Figure 3.2 – Comparaison entre les paramètres IV obtenus expérimentalement sur le module B_{stand2} en caractérisation biface et calculés à partir des caractérisations monofaces : le rapport est évalué pour I_{sc} , I_m et P_m (à gauche – courbes de tendance linéaires), et la différence ainsi qu'un calcul des pertes résistives par l'équation (3.4) est évalué pour P_m (à droite – courbes de tendance polynomiales d'ordre 2).

Sur la Figure 3.2 à droite, le calcul (équation (3.4)) et la mesure ont des tendances similaires ce qui nous conforte dans l'hypothèse d'une contribution du phénomène résistif. Cependant le calcul ne permet pas d'expliquer la partie positive de la tendance mesurée. Cela n'est pas non plus explicable par les effets capacitifs puisqu'une correction entre 0 et 1 soleil pour retirer leur influence consisterait à appliquer un gain de +0,8% sur les points calculés (le biais moyen observé sur I_m étant de -0,4% - voir la Figure 2.7 à droite – et les I_m sont au carré) et un gain de +4,2% sur les points mesurés (le biais moyen observé sur P_m étant de -4%). La courbe calculée serait peu modifiée et toujours dans le négatif, alors que la courbe mesurée serait encore plus dans le positif. En réalité, on observe $P_{m-bi} > P_{m-fav} + P_{m-far}$ à faible éclairement à cause du comportement de la tension : $V_{m-bi} > V_{m-fav+far}$. Le calcul n'explique donc pas la tendance expérimentale dans la mesure où l'égalité supposée à l'équation (3.2) est fautive (de par la tendance logarithmique des tensions en fonction des courants).

On retiendra aussi pour la suite qu'en supposant $P_{m-bi} = P_{m-fav} + P_{m-far}$ dans nos simulations, on sous-estime au maximum de 0,13 W (ou 4%) la puissance calculée en dessous de 0,8 soleil, et on la surestime de maximum 0,15 W (ou 1%) jusqu'à 1,06 soleil (limite de double éclairement qui ne sera pas dépassée dans nos simulations). L'erreur est donc tout à fait acceptable considérant que l'on néglige les irradiances inférieures à 10 W/m² ce qui correspond à 0,17 W sur le module monoface de référence.

3.2. Performances du module biface en conditions réelles

3.2.1. Remarques préliminaires

Les performances d'un module biface monté sur une façade verticale dépendent de l'environnement optique entourant le module, donc de certains paramètres de l'application. Dans ce paragraphe nous allons voir l'influence du réflecteur positionné sur la façade, puis l'influence de la distance entre module et réflecteur et enfin, l'influence d'autres paramètres comme la taille du réflecteur ou la semi-transparence du module. Rappelons que les modules étudiés sont le module monoface de référence M et le module biface d'architecture standard B_{stand1} .

Les données sont ici présentées avec un pas horaire et sont filtrées pour ne garder que les points porteurs de sens. On s'intéresse au paramètre P_m normalisé par rapport aux conditions STC (dans le cas du

module biface il s'agit des conditions STC pour la face avant seule). Le filtrage consiste à éliminer les données correspondant à des puissances normalisées du module M inférieures à 0,01 (i.e. 1% de la puissance STC). Cette valeur a été choisie pour être en cohérence avec les simulations optiques pour lesquelles on néglige l'influence des irradiances inférieures à 10 W/m^2 (i.e. 1% de l'éclairement STC). On évite ainsi des valeurs extrêmement grandes lorsque l'on calcule des rapports. Par ailleurs, on filtre aussi la fraction de diffus f (voir équation (1.18) : $(G_{\text{vertical-sud}} - I_{\text{vertical-sud}}) / G_{\text{vertical-sud}}$) pour ne garder que les valeurs comprises entre 0% et 100%. Cela permet d'éviter de prendre en compte les valeurs les plus aberrantes dues aux ombrages des sapins dont les effets sont visibles sur la Figure 2.12 à gauche. En effet la fraction de diffus est calculée au moyen des mesures de $G_{\text{vertical-sud}}$ (pyranomètre de notre banc potentiellement affecté par les ombrages) et du calcul de $I_{\text{vertical-sud}}$ (basé sur les mesures du « tracker » de l'INES non affecté par les ombrages).

Entre décembre 2012 et mars 2013, sept configurations ont été testées successivement. Elles sont représentées schématiquement en Figure 3.3, et le lecteur pourra s'y reporter au moment où elles seront décrites dans les prochains paragraphes.

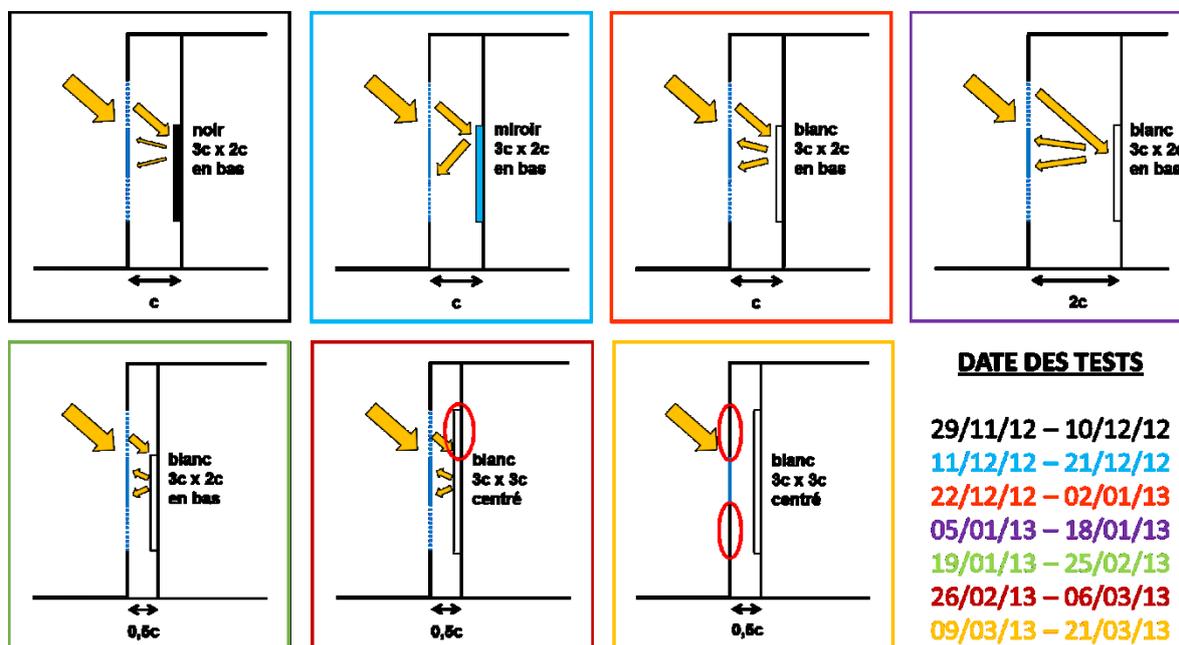


Figure 3.3 – Schémas des sept configurations testées entre décembre 2012 et mars 2013.

3.2.2. Considérations optiques

Influence du réflecteur :

La Figure 3.4 montre le gain biface en P_m normalisé $g_{P_m\text{-norm}}$ (voir équation (2.1)) du module B_{stand1} comparé au module M en fonction de l'albédo effectif incident en face arrière du module biface $G_{\text{far}} / G_{\text{fav}}$ puis en fonction de f pour différents réflecteurs au cours du mois de décembre 2012. Notons que l'albédo effectif $G_{\text{far}} / G_{\text{fav}}$ n'est pas l'albédo du réflecteur utilisé, qui lui est mesurable par une méthode décrite dans [76]. On observe à gauche que les gains sont localisés pour un albédo effectif donné dans le cas des réflecteurs blanc et noir (par exemple, le module biface gagne environ 15% pour un albédo effectif d'environ 0,2). En revanche, le rayonnement réfléchi par le miroir spéculaire est directif, il est donc moins susceptible d'atteindre uniformément la face arrière du module et le pyranomètre arrière, ce qui induit un nuage de points bien moins localisé. De plus, la tendance linéaire observée à droite pour le miroir montre que le gain chute d'environ 23% à 11% lorsque la proportion de rayonnement diffus augmente d'environ 15% à 100%. Les gains élevés pour les f faibles sont dus à l'orientation favorable du soleil (élévation h d'environ 8° en moyenne à cette période) pour que le rayonnement soit réfléchi spéculairement et renvoyé uniformément sur la face arrière du module. Au contraire, les tendances restent stables quel que soit f pour les réflecteurs noir et blanc.

Notons que les trois points négatifs oranges sont probablement dus à un ombrage d'un coin de toiture des maisons étudiées sur le site de l'INES le matin à 8h à cette période ($h = 1,8^\circ$ et $az = -54,5^\circ$), et le point négatif bleu résulte probablement de l'ombrage des sapins à 14h à cette période (point ayant échappé à notre filtrage).

Pour la suite nous n'étudierons pas plus en détail le miroir dans notre application. En effet, bien que dans certains cas des gains plus élevés qu'avec un réflecteur blanc sont possibles, un rayonnement diffus incident sur la face arrière du module reste à privilégier pour avoir une bonne uniformité d'éclairage et ainsi éviter les phénomènes de « hot spot » (cellule moins éclairée fonctionnant en tension inverse). De plus, dans le cas de notre banc de test le module biface ne peut capter tout le rayonnement diffus renvoyé par le réflecteur blanc, mais dans une application réelle les modules bifaces côte à côte auraient une plus grande surface de capture d'où une meilleure utilisation du rayonnement renvoyé par le réflecteur.

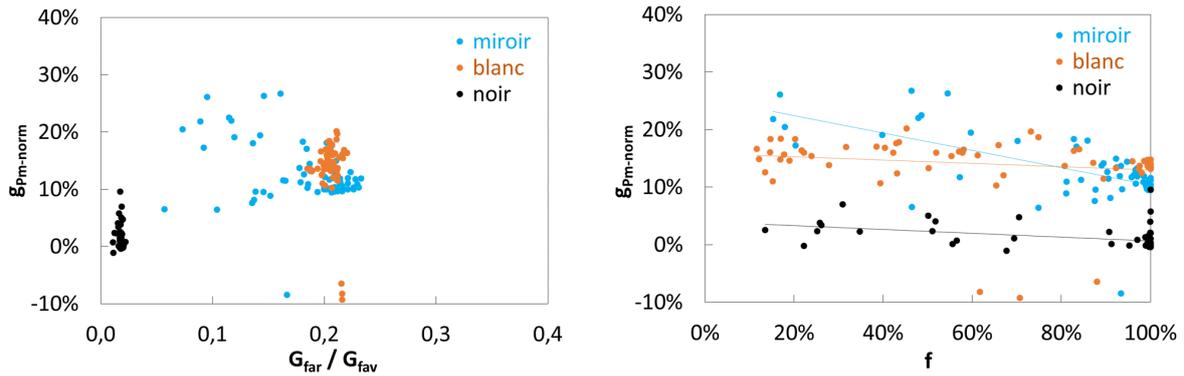


Figure 3.4 – Gain biface en P_m normalisé en fonction de l'albédo effectif (G_{far} / G_{fav}) à gauche, et de la fraction de diffus f à droite. Les données sont filtrées et représentées avec un pas horaire pour différents réflecteurs. La distance module – réflecteur est de $c = 36$ cm.

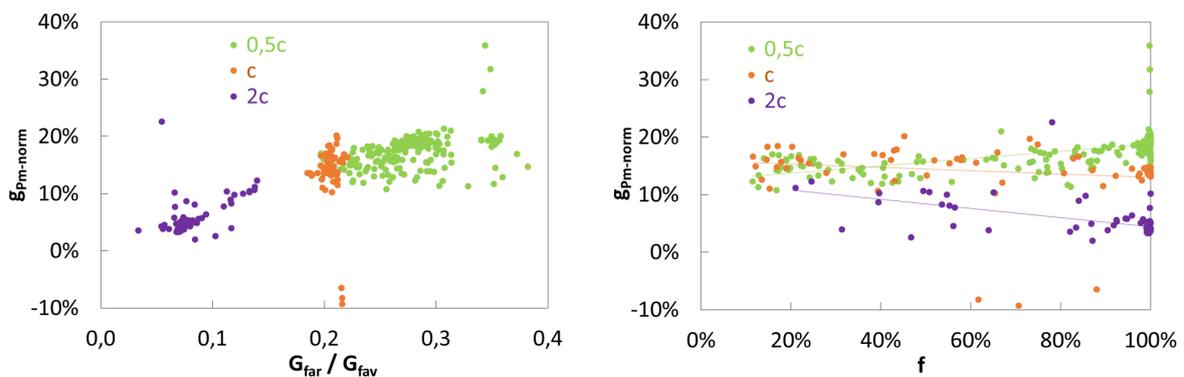


Figure 3.5 - Gain biface en P_m normalisé en fonction de l'albédo effectif (G_{far} / G_{fav}) à gauche, et de la fraction de diffus f à droite. Les données sont filtrées et représentées avec un pas horaire pour différentes distances module – réflecteur (en multiple de $c = 36$ cm). Le réflecteur utilisé est le PVC blanc.

Influence de la distance module – réflecteur :

La Figure 3.5 montre l'évolution de $g_{Pm-norm}$ pour différentes distances module – réflecteur en utilisant le réflecteur blanc au cours des mois de janvier – février 2013. Les deux graphiques montrent des gains plus faibles avec un accroissement de la distance. En effet, pour une distance plus élevée le rayonnement incident et réfléchi par le réflecteur a plus de probabilité d'être absorbé par les parois noires internes de notre banc de test d'où un albédo effectif plus faible. Cette tendance est bien visible dans le cas d'une forte fraction de diffus, en revanche les gains s'uniformisent dans le cas d'une forte proportion de direct. En effet, le rayonnement direct a moins de probabilité d'être absorbé par les parois internes avant d'atteindre le réflecteur que le rayonnement diffus. Une fois réfléchi le comportement du rayonnement est le même qu'avec une forte fraction de diffus puisque l'on considère le réflecteur comme quasi-lambertien.

Notons que les trois points verts hors de la tendance correspondent à la présence de neige fraîche au sol (albédo très élevé) qui induit une meilleure pénétration du rayonnement diffus derrière le module biface et ainsi un gain plus élevé. Le point violet hors de la tendance correspond une fois de plus à l'ombrage des sapins à 16h.

Aux vues de ces résultats il semble qu'une distance module - réflecteur plus faible donne de meilleurs gains pouvant atteindre 15 - 20%. En revanche, nos tests ont été conduits successivement à une période précise de l'année (en hiver) et pour quelques distances seulement. On voit donc l'intérêt d'utiliser un modèle optique pour extrapoler nos données expérimentales à d'autres périodes de l'année, et mettre en évidence l'influence de la distance de manière plus précise.

Tests supplémentaires :

Les deux configurations supplémentaires testées au cours du mois de mars 2013 (en comparaison à la configuration réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ en position basse à une distance de $0,5c$ du module) peuvent être visualisées sur la Figure 3.3, et la Figure 3.6 montre l'évolution de g_{P_m-norm} pour ces configurations.

L'utilisation d'un réflecteur blanc plus large amène un gain 5% plus élevé en moyenne comparé à la configuration initiale. Ce test a pour unique but de montrer la dépendance des performances d'un module biface à un paramètre supplémentaire dans l'application. Dans la suite nous ne développerons pas plus l'influence de la taille du réflecteur dans la mesure où nous nous sommes focalisés sur une application où les modules bifaces sont intégrés verticalement entre les étages d'un bâtiment (les surfaces vitrées ne peuvent donc pas être utilisées pour renvoyer plus de rayonnement sur la face arrière du module). Notons que l'albédo effectif mesuré pour cette configuration ne diffère pas de celui de la configuration initiale car le positionnement des pyranomètres SP lite n'est pas optimisé pour la surface $3c \times 3c$. En effet, ils sont positionnés au centre de la surface $3c \times 2c$ pour capter un maximum d'albédo de cette surface (voir Figure 2.9).

Pour finir, on peut quantifier la contribution de la semi-transparence du module (interstices entre cellules et transparence des cellules au rayonnement IR) en bloquant les ouvertures au-dessus et en dessous du module. Dans ce cas-là, le module biface gagne entre 1% et 2% en moyenne par rapport au module monoface. Rappelons que les P_m sont normalisés par rapport au STC, on ne prend donc pas en compte le gain de 2,7% du module M comparé au module B_{stand1} grâce aux réflexions internes sur le « backsheet » blanc. La contribution de la semi-transparence du module est donc minime dans notre cas. Néanmoins cela reste un paramètre qui pourrait être optimisé dans d'autres applications bifaces (vitrage PV par exemple où l'éclairage naturel a de l'importance) ou si un rayonnement plus uniforme sur la face arrière du module est nécessaire. Notons que les points de gain élevé (9,5% et 18,8%) sont probablement

dus à l'ombrage du profilé aluminium du côté est du banc sur le module M au lever du soleil en mars ($h = 8,5^\circ$ et $az = -82^\circ$) qui n'affecte pas le module B_{stand1} au centre du banc.

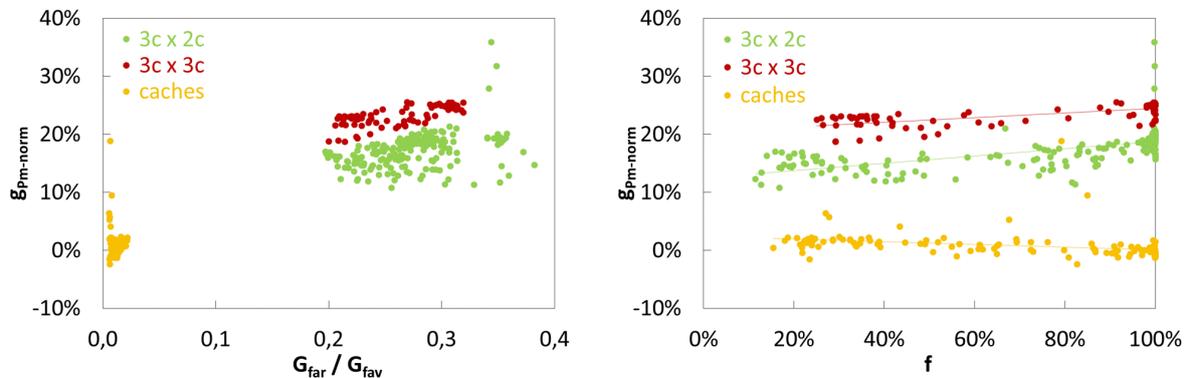


Figure 3.6 - Gain biface en P_m normalisé en fonction de l'albédo effectif (G_{far} / G_{fav}) à gauche, et de la fraction de diffus f à droite. Les données sont filtrées et représentées avec un pas horaire pour différentes configurations : réflecteur de taille 3c x 2c, réflecteur de taille 3c x 3c et ouvertures cachées. Le réflecteur utilisé est le PVC blanc et la distance module – réflecteur est de $0,5c = 18$ cm.

Bilan :

Les analyses précédentes ont montré les gains que l'on peut obtenir avec un module biface suivant quelques paramètres opto-géométriques de l'application. Il s'agit là de gains optiques puisque les gains sur V_m normalisé par rapport au STC sont compris entre -2% et +3% pour les sept configurations étudiées au-dessus. Dans la suite nous allons étudier les comportements thermiques du module biface et du module monoface.

Notons que pour toutes les configurations utilisant des réflecteurs diffusants, les gains varient dans une marge de $\pm 5\%$ en données horaires sur toute la gamme de fraction de diffus. Ce comportement est relativement différent de celui montré par Kreinin pour une centrale standard au sol (voir Figure 1.16 à droite [81]) où sont identifiés des gains variant de 5% à 30% en hiver suivant la proportion de diffus en données journalières. La raison est que la géométrie de notre application est bien adaptée au renvoi de rayonnement sur la face arrière d'un module biface quel que soit le type d'éclairement (diffus ou direct). A l'inverse dans une centrale solaire standard, le rayonnement direct pénètre beaucoup moins bien sur le réflecteur blanc au sol d'où un gain plus faible (du moins en hiver).

3.2.3. Considérations thermiques

Quelques études dans la littérature mentionnent des différences de comportement thermique entre module biface et module monoface [21], [82]. Il est souvent mentionné que les cellules bifaces absorbent moins de chaleur que les cellules monofaces de par la couverture métallique réduite en face arrière qui absorbe ainsi moins le rayonnement infrarouge. Bien que ce constat soit vrai (voir transmission spectrale de nos cellules de type N en Figure 1.2 à droite), à notre connaissance aucune étude quantitative détaillée prouvant que les cellules bifaces fonctionnent à une température plus faible que les cellules monofaces n'a été publiée. En revanche l'étude d'Hubner [107] (confirmée succinctement dans [23]) prouve qu'à 1000 W/m² incident sur la face avant et en circuit ouvert, une cellule monoface (aluminium pleine plaque en face arrière) et cellule biface (grille en aluminium et passivation en face arrière) atteignent exactement la même température dans l'air. En effet, à la pression atmosphérique l'évacuation de la chaleur est dominée par la convection, l'influence de la radiation thermique (IR aux températures considérées) est donc négligeable. Nous avons voulu voir ce qu'il en est dans nos tests expérimentaux en conditions de double éclairage.

La température d'un module peut être calculée de manière simplifiée en fonction de la température ambiante et de l'irradiance moyenne incidente sur les cellules (voir équation (1.6) et Figure 2.14). Si les modules biface et monoface avaient le même comportement thermique (coefficient κ), on pourrait calculer les températures de chaque module avec les équations (3.5) et (3.6), puis la différence de température $T_{bi} - T_{mono}$ avec l'équation (3.7).

$$T_{mono} = T_{amb} + \kappa \cdot G_{fav} \quad (3.5)$$

$$T_{bi} = T_{amb} + \kappa \cdot (G_{fav} + G_{far}) \quad (3.6)$$

$$T_{bi} - T_{mono} = \kappa \cdot G_{far} \quad (3.7)$$

La Figure 3.7 à gauche montre la différence de température ainsi calculée pour cinq configurations sur les sept présentées plus haut. Comme déjà mentionné l'irradiance globale mesurée pour la face arrière (G_{far}) n'est pas forcément représentative de l'irradiance réellement incidente sur la face arrière du module biface pour les configurations « miroir » (Figure 3.4) et « 3c x 3c » (Figure 3.6). C'est pour cette raison que ces deux configurations ne sont pas présentées dans ces graphiques. Pour les configurations « noir » et « caches », les deux modules reçoivent une irradiance totale comparable, ils ont donc des températures similaires. Pour les configurations « blanc », l'irradiance face arrière est d'autant plus importante que la distance module – réflecteur est faible, T_{bi} calculée peut alors être jusqu'à 9 °C plus élevée que T_{mono} à 1000 W/m².

En comparaison, nos mesures avec les thermocouples montrent des tendances linéaires décroissantes (Figure 3.7 à droite). En effet, d'une part le rayonnement incident sur la face arrière du module biface l'est aussi sur celle du module monoface. On ne peut donc pas obtenir $T_{bi} - T_{mono} > 0$ avec notre banc de test puisque les conditions d'éclairage des deux modules sont quasiment les mêmes. D'autre part, le module biface a deux fois plus de surface pour évacuer les calories par radiation thermique. Il est donc cohérent d'obtenir $T_{bi} - T_{mono} < 0$. On voit que pour toutes les configurations, T_{bi} est en moyenne 4 °C plus faible que T_{mono} à 1000 W/m² sauf pour la configuration « caches » où ce chiffre est réduit à 2 °C en moyenne. Cela est probablement dû au fait que le rayonnement évacué par la face arrière du module biface reste piégé par effet de serre derrière le module lorsque les ouvertures sont cachées. Le module monoface étant positionné sur le côté du banc de test, et la distance module – réflecteur étant faible (0,5c), celui-ci subit moins d'augmentation de température par le rayonnement piégé que le module biface au centre.

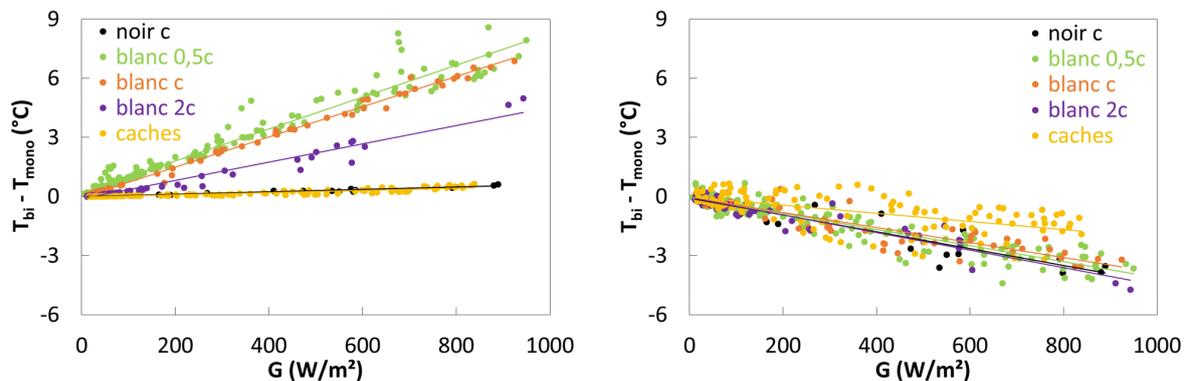


Figure 3.7 – (gauche) Différence de température entre module biface et monoface calculée en considérant que les deux modules ont le même comportement thermique en fonction de l'irradiance (cas où les équations (3.5) à (3.7) seraient valides). (droite) Différence de température réellement mesurée avec les thermocouples. Cinq configurations sur les sept présentées plus haut sont montrées ici.

En réalité, la conduction thermique entre la jonction de la cellule et le point chaud du thermocouple collé contre la face arrière du module est à prendre en compte dans nos mesures. Dans le cas du module biface elle s'opère à travers l'EVA et un verre d'épaisseur 3 mm et de conductivité thermique 0,8 W/m/K (donnée Saint-Gobain), alors que dans le cas du module monoface il s'agit d'un « backsheet » d'épaisseur 170 µm et de conductivité thermique 0,14 W/m/K (donnée pour un « backsheet » similaire issue de [108]). Les équations (3.8) et (3.9) permettent d'évaluer la différence de température entre la jonction de la cellule et la face arrière du module dans le cas biface (verre en face arrière) et monoface (« backsheet » en face arrière). Les ΔT pour le verre et le « backsheet » sont calculables par l'équation (3.10) où Q_s est le flux thermique surfacique évacué par la face arrière (en W/m²), e est l'épaisseur du matériau considéré (en m), et λ est sa conductivité thermique (en W/m/K). A $G = 1000$ W/m², environ

16% du flux est converti en électricité (voir Figure 2.11 à droite) et on considère environ 4% de perte optique, d'où un flux thermique surfacique de 800 W/m² à évacuer par les deux faces du module. On a alors à 1000 W/m², $Q_s \sim 400$ W/m² et ainsi par l'équation (3.11) on trouve $T_{bi} - T_{mono} \sim -1$ °C, ce qui signifie qu'environ 1 °C sur les 4 °C mentionnés plus haut est attribuable à la mesure sur différentes faces arrières.

$$T_{cell} - T_{bi} = \Delta T_{EVA} + \Delta T_{verre} \quad (3.8)$$

$$T_{cell} - T_{mono} = \Delta T_{EVA} + \Delta T_{backsheet} \quad (3.9)$$

$$\Delta T = Q_s \cdot \frac{e}{\lambda} \quad (3.10)$$

$$T_{bi} - T_{mono} = Q_s \cdot \left(\frac{e_{backsheet}}{\lambda_{backsheet}} - \frac{e_{verre}}{\lambda_{verre}} \right) \quad (3.11)$$

Pour valider nos estimations nous utilisons les V_{oc} des modules pour évaluer les températures en s'affranchissant de l'erreur liée à la conduction thermique entre cellule et thermocouple. En utilisant l'équation (1.8), on calcule T_{bi} et T_{mono} avec l'équation (3.12) pour tous les éclairagements (bien que β soit mesuré à 1000 W/m², il est souvent considéré comme valable quel que soit l'éclairagement [54]). Dans cette équation, $V_{oc}(T,G)$ est mesuré expérimentalement et $V_{oc}(25,G)$ calculé avec la tendance logarithmique déterminée en simulateur solaire (similaire à celle montrée en Figure 3.1) en fonction de $I_{sc}(25,G)$. Ce dernier est supposé égal à $I_{sc}(T,G)$ qui est mesuré expérimentalement, sachant que le courant dépend faiblement de la température. Cette approximation permet d'éviter que l'équation (3.12) devienne non-linéaire.

$$T = 25 + \frac{V_{oc}(T, G) - V_{oc}(25, G)}{\beta \cdot V_{oc}(25, 1000)} \quad (3.12)$$

On en déduit donc $T_{bi} - T_{mono}$ pour toutes nos configurations (excepté pour la configuration « miroir » moins intéressante) en Figure 3.8 à gauche. On observe une tendance linéaire pour les forts éclairagements. Dans un premier temps on ne considère pas la configuration « caches » dont le comportement thermique est différent. Dans ce cas avec une différence d'environ -2 °C à 1000 W/m², et en ajoutant la différence supplémentaire de -1 °C liée aux thermocouples, on obtient une différence de -3 °C ce qui semble cohérent avec la mesure de -4 °C mentionnée plus haut. La configuration « caches » (assimilable à un cas éclairagement face avant seule) mène à un écart de -0,5 °C à 1000 W/m², très faible donc cohérent avec les conclusions d'Hubner. A faible éclairagement, les écarts à la tendance linéaire sont très probablement dus au fait que nos calculs combinent l'utilisation de V_{oc} mesurés en simulateur solaire et en extérieur avec des traceurs I(V) différents. En effet, à faible éclairagement la tendance logarithmique

peut induire de fortes variations entre les V_{oc} si la calibration des deux traceurs n'est pas parfaite. Notons une fois de plus la présence d'un point aberrant (configuration « blanc c » en orange) lié à l'ombrage des sapins vers 14h.

Pour finir, la Figure 3.8 à droite montre pour le module biface le V_{oc} ramené à 25 °C en fonction du nombre de soleil total incident sur le module (aussi ramené à 25 °C) pour chaque configuration étudiée. Malgré la différence de température entre la jonction des cellules et la mesure sur la face arrière (équation (3.8)) ainsi que les effets de capacité thermique du module (décalage temporel entre irradiation et chauffe du module) qui engendrent de la variance sur les mesures, la tendance logarithmique obtenue (en noir) est très proche de celle obtenue en simulateur solaire pour le même module (en rouge).

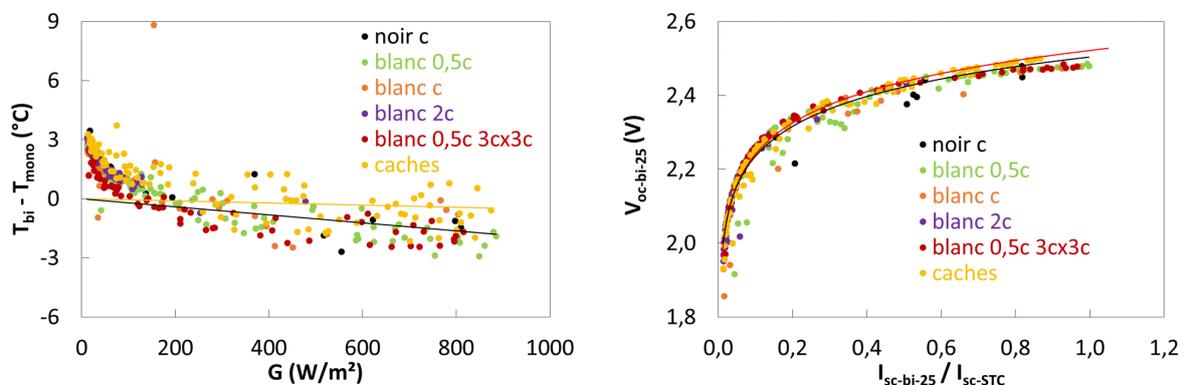


Figure 3.8 – (gauche) $T_{bi} - T_{mono}$ calculé avec les I_{sc} et V_{oc} mesurés expérimentalement pour chaque configuration, et tendances linéaires ne prenant pas en compte les faibles irradiances pour la configuration « caches » en jaune et pour les autres configurations en noir. (droite) Evolution des V_{oc} expérimentaux ramenés à 25 °C en fonction du nombre total de soleil incident sur le module biface pour chaque configuration, et tendances logarithmiques des mesures extérieures en noir (sans la configuration « caches » - $R^2 = 0,955$) et des mesures en simulateur solaire en rouge.

En résumé, nous constatons dans nos tests une tendance du module biface à fonctionner à plus faible température que le module monoface (environ -2 °C à 1000 W/m²) dans des conditions de double éclairage. En effet sur notre banc de test les deux modules sont soumis à un éclairage sur leur face arrière mais le module biface peut évacuer radiativement la chaleur par ses deux faces ce qui n'est pas le cas pour le module monoface. Ces explications mériteraient d'être validées par une étude thermique complète. Pour la suite nous prendrons en compte ce léger avantage thermique en associant au module biface un coefficient $\kappa_{bi} = 0,033$ °C/(W/m²) (comparé au 0,035 °C/(W/m²) dans le cas monoface). En effet l'équation (1.6) peut être appliquée pour chacun des deux modules (en utilisant G_{fav} comme irradiance de référence commune), ce qui mène à l'équation (3.13) ci-dessous. On utilise ensuite la tendance linéaire montrée en Figure 3.8 et d'équation (3.14) pour trouver κ_{bi} .

$$T_{bi} - T_{mono} = (\kappa_{bi} - \kappa_{mono}) \cdot G_{fav} \quad (3.13)$$

$$T_{bi} - T_{mono} = -0,002 \cdot G_{fav} \quad (3.14)$$

3.3. Extrapolation des résultats expérimentaux avec le modèle optique

3.3.1. Validation expérimentale du modèle

3.3.1.1. Comparaison entre simulation et expérience

Pour valider notre modèle nous avons sélectionné quatre journées ayant des conditions d'irradiance très différentes :

- Grisaille en hiver (23/01/13) : fraction de diffus sur la journée $f = 99\%$.
- Beau temps en hiver (20/02/13) : $f = 22\%$, et élévation solaire $h < 34^\circ$.
- Grisaille en été (03/07/13) : $f = 100\%$.
- Beau temps en été (31/07/13) : $f = 34\%$, et $h < 63^\circ$.

Les journées de test en hiver concernent une configuration du banc similaire à celle montrée en Figure 2.9 (module biface au centre, module monoface à l'est) avec le réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ en position basse à une distance $0,5c$ du module. Les journées d'été, elles, concernent une configuration du banc similaire à celle montrée en Figure 2.10 (module biface d'architecture standard à l'ouest, module monoface en dessous) avec le réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ dans deux positions différentes : à une distance $0,5c$ centré derrière les modules bifaces (le 03/07) ou à une distance $0,25c$ décentré vers le bas (le 31/07). Ces positionnements spécifiques seront explicités plus en détail dans le prochain chapitre.

Pour évaluer au mieux notre modèle, nous avons utilisé au maximum les données mesurées sur le site de l'INES. Concrètement en comparaison à la méthodologie montrée en Figure 2.15, nous avons déterminé les données d'irradiance d'entrée en utilisant le pyranomètre de notre banc (rayonnement global vertical sud) et le « tracker » de l'INES (rayonnement direct normal et angles solaires h et az). Les courbes de rendement en fonction de l'irradiance obtenues en simulateur solaire pour chaque module testé ont été utilisées pour convertir les irradiances simulées en puissances électriques. Enfin, la

conversion en température a été effectuée en utilisant les données réellement mesurées sur nos modules (par les thermocouples).

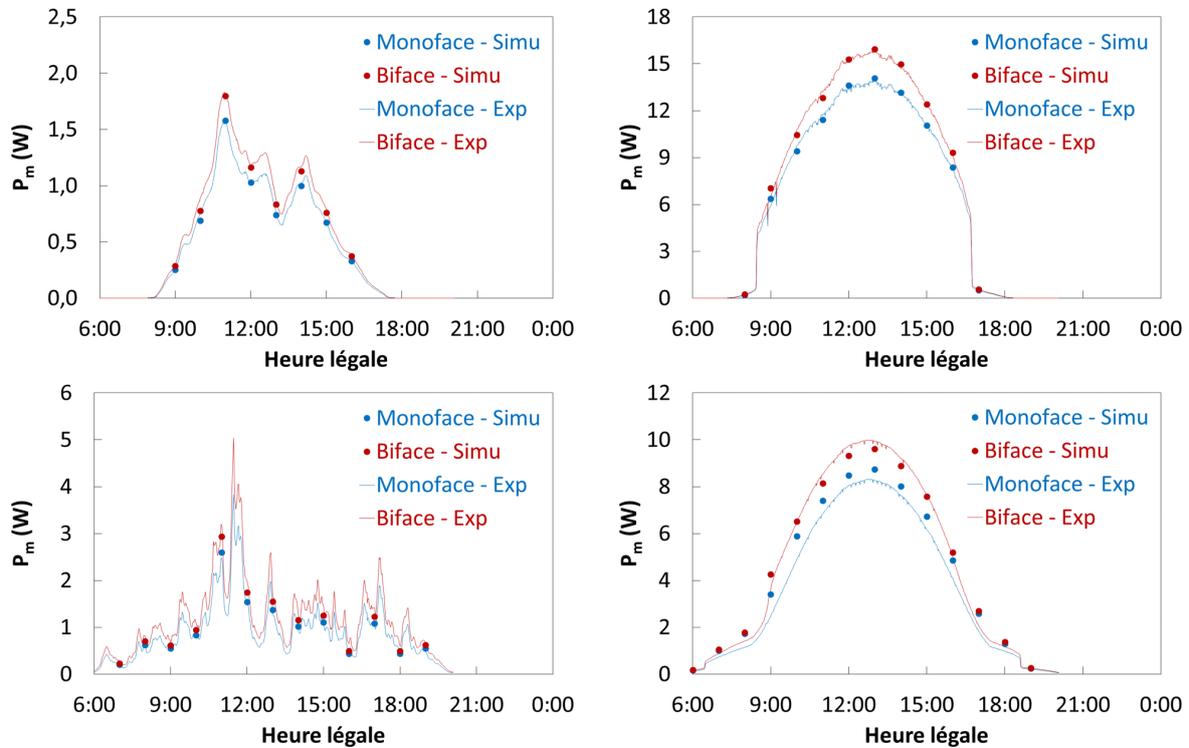


Figure 3.9 – Comparaison entre P_m simulé et mesuré pour les modules M et B_{stand1} à chaque heure des quatre journées considérées : le 23/01 en haut à gauche, le 20/02 en haut à droite, le 03/07 en bas à gauche, et le 31/07 en bas à droite.

La Figure 3.9 montre les P_m biface et monoface mesurés expérimentalement et simulés pour chacune des quatre journées considérées. Les mesures sont représentées avec un pas d'une minute, et les points simulés concernent la première minute de chaque heure. Le Tableau 3.1 permet de quantifier nos comparaisons en utilisant les paramètres statistiques décrits en annexe E. Les journées de grisaille (23/01 et 03/07) sont plutôt bien simulées en ce qui concerne le module monoface ($R^2 > 99,4\%$), et un peu moins bien pour le module biface ($R^2 > 95,1\%$). Cela peut-être dû à l'intermittence de l'irradiance entre les points simulés (particulièrement le 03/07), couplé avec le décalage temporel entre la variation instantanée de la température de jonction des cellules et les valeurs mesurées par le thermocouple. Ainsi les températures mesurées peuvent mener à une puissance calculée entachée d'une erreur. Les journées de beau temps (20/02 et 31/07) sont bien simulées pour les deux modules en hiver et pour le module biface en été ($R^2 > 99,2\%$), en notant que les écarts se compensent sur la journée (MBE très inférieur à RMSE). En revanche, les simulations surestiment les performances du module monoface en été puisqu'elles sont basées sur des irradiances mesurées avec un pyranomètre de réponse angulaire plus large que celle du module monoface mesuré. En effet, le module subit de fortes pertes réfléchives puisque

les angles d'incidence du rayonnement solaire direct par rapport à la normale au module sont supérieurs à 63° toute la journée du 31/07. Pour le module biface ces erreurs sont compensées par la présence de diffus en face arrière, ce qui est cohérent avec le fait que la simulation sous-estime la puissance le 03/07 (journée avec uniquement du diffus).

Date	Module MONOFACE			Module BIFACE		
	R ²	RMSE (W)	MBE (W)	R ²	RMSE (W)	MBE (W)
23/01	99,40%	0,03	-0,01	98,86%	0,05	-0,04
20/02	99,76%	0,24	0,06	99,74%	0,28	0,06
03/07	99,56%	0,04	0,02	95,06%	0,17	-0,15
31/07	96,21%	0,58	0,51	99,18%	0,33	0,05

Tableau 3.1 – Paramètres statistiques (voir annexe E) permettant de comparer les P_m simulés et mesurés pour chaque module et pour chacune des journées considérées : grisaille en hiver le 23/01, beau temps en hiver le 20/02, grisaille en été le 03/07, et beau temps en été le 31/07.

Pour conclure, les R² élevés obtenus nous permettent de valider le modèle quel que soit le type de journée (grisaille ou beau temps) et la période de l'année (hiver ou été). De manière plus rigoureuse le test statistique de Student décrit en annexe E (permettant d'évaluer la validité d'un modèle suivant le R² et le nombre de points considérés) nous permet de dire que le modèle estime la réalité avec un niveau de confiance supérieur à 99,9%. Nous pourrions donc extrapoler les données expérimentales obtenues pour des configurations particulières et des périodes particulières dans la section 3.3.2.

3.3.1.2. Intérêts de la simulation

Non-uniformités d'éclairement :

Le modèle optique est basé sur une discrétisation des surfaces du module en quatre pixels correspondant aux quatre cellules. De là, on peut identifier la cellule la moins irradiée et utiliser cette irradiance minimum pour calculer la puissance du module biface et le gain par rapport à la face avant seule. La Figure 3.10 permet d'illustrer les non-uniformités d'éclairement NU qui se produisent sur la face arrière du module biface pour les quatre journées considérées en représentant les irradiances pour chaque cellule de la face arrière ainsi que l'irradiance moyenne de la face avant.

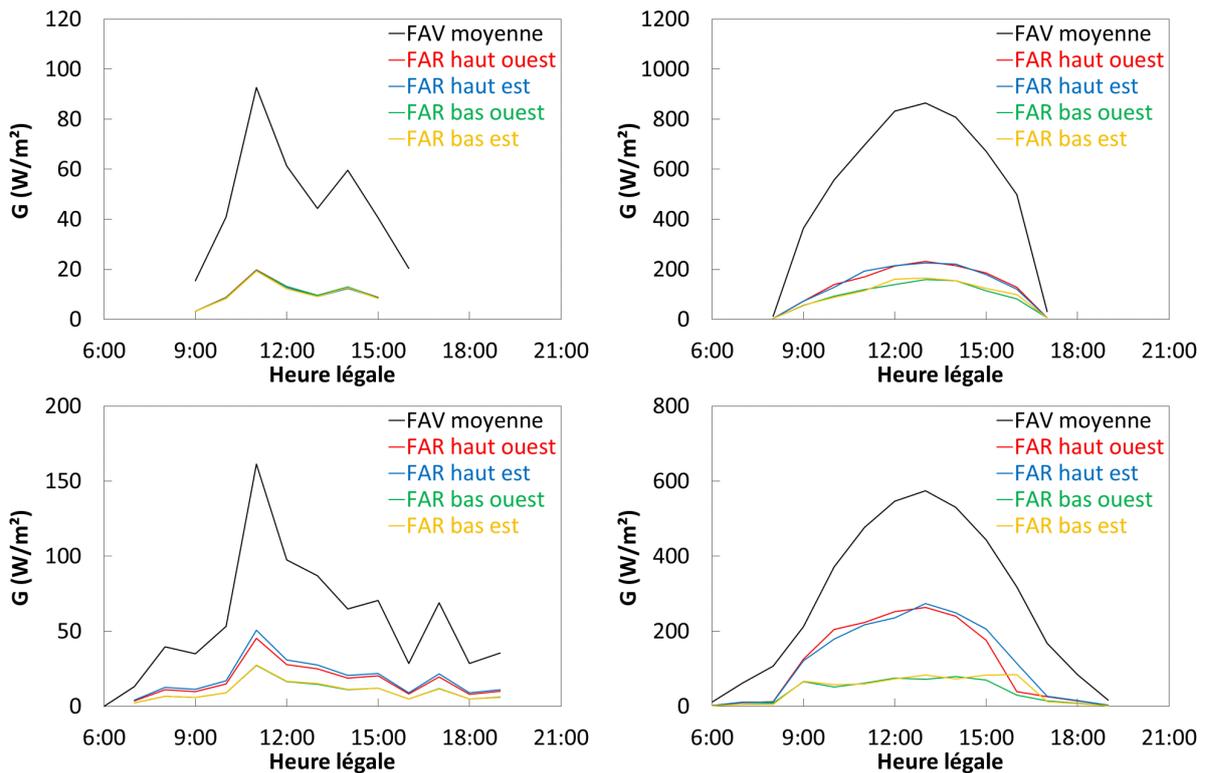


Figure 3.10 - Simulation des irradiances moyennées sur toute la face avant et sur chaque face arrière des cellules du module biface (exemple courbe rouge : cellule positionnée en haut à l'ouest du module vertical) en fonction de l'heure pour chacune des quatre journées considérées (de gauche à droite et de haut en bas : le 23/01, le 20/02, le 03/07, et le 31/07).

Pour les journées de grisaille, les NU calculées sont assez stables quelle que soit l'heure : entre 1% et 4% le 23/01 et entre 29% et 31% le 03/07. La faible NU observée le 23/01 est cohérente puisque le rayonnement est totalement diffus, elle est de l'ordre de grandeur de celle observée sur la face avant quelle que soit la journée considérée (non prise en compte puisque nous avons choisi de moyenniser l'irradiance sur la face avant dans notre méthodologie – voir Figure 2.20 à gauche). La forte NU observée le 03/07 est liée à la configuration du banc dans cette période à savoir que le réflecteur blanc est centré derrière les modules bifaces et le module de référence bloque un tiers du rayonnement entrant par l'ouverture basse (les cellules du bas sont donc moins irradiées – voir Figure 2.10).

Pour les journées de beau temps, les NU calculées varient fortement suivant la fraction de diffus dans l'irradiance. Ainsi, les NU sont comprises entre 2% (en début et fin de journée) et 26% (à la mi-journée) le 20/02, et entre 31% et 60% le 31/07. De telles non-uniformités d'éclairement sur la face arrière lorsqu'une forte proportion du rayonnement est directe justifieront dans le prochain chapitre l'étude d'une architecture de module où le « string » de cellules du bas est en parallèle avec celui du haut. En effet, quelle que soit la journée considérée, la non-uniformité vient principalement d'une différence d'irradiance entre cellules du haut et du bas et non pas entre cellules d'est et d'ouest. Notons que la

position du module biface pour les journées d'été (décalé vers l'ouest) est visible le 31/07 par une chute de l'irradiance à 16h pour les cellules les plus à l'ouest (courbes rouge et verte). Cela est dû à l'ombre de la paroi ouest de notre banc de test portée sur le réflecteur à cette heure-ci.

Angles d'incidence :

En plus de pouvoir estimer la non-uniformité de l'irradiance en face arrière, le modèle optique permet d'étudier l'angle d'incidence θ des rayons sur chaque face du module biface par rapport à sa normale. Nous avons représenté en Figure 3.11 l'albédo effectif $G_{\text{far}} / G_{\text{fav}}$ incident sur toute la face arrière (en moyenne) du module en fonction de θ (par tranches de 5°) pour les quatre journées considérées.

On observe pour les journées de grisaille que l'albédo effectif a le même profil quelle que soit l'heure. Cela n'est pas étonnant puisque notre source diffuse est isotrope, seule son émission varie au cours d'une journée de grisaille. L'albédo est compris entre 0,1 et 0,3 jusqu'à 70° environ, et devient très faible pour des angles supérieurs. En effet un rapide calcul utilisant les dimensions de notre banc de test et considérant que les parois noires sont très absorbantes montre que des angles θ supérieurs à $\theta_{\text{max}} = \arctan(2c / 0,5c) = 76^\circ$ apportent une très faible contribution. Un tel profil avec un albédo effectif restant élevé au-delà de 60° justifiera dans le prochain chapitre l'étude d'une architecture comportant des verres texturés en face avant et en face arrière. En effet les pertes optiques d'un module (réflexions à l'interface air – verre plat) augmentent fortement pour des angles d'incidence supérieurs à 60° (voir Figure 4.8).

Pour les journées de beau temps le profil angulaire de l'albédo effectif dépend de l'heure de la journée. Les courbes noires correspondent au cas où il n'y a pas de rayonnement direct en début et fin de journée (profil similaire à celui des journées de grisaille). Pour les horaires intermédiaires G_{fav} devient très supérieur à G_{far} à l'angle d'incidence du rayonnement direct, d'où un creux dans le profil qui se déplace suivant les heures (exemple : en milieu de journée lorsque $az \sim 0^\circ$, on a $\theta \sim h \sim 34^\circ$ le 20/02 et $\theta \sim h \sim 63^\circ$ le 31/07). Le reste de la plage angulaire (hors creux) correspond au rayonnement direct incident sur le réflecteur qui est diffusé par ce dernier vers la face arrière du module. Le réflecteur étant quasi-lambertien, l'albédo effectif a un profil similaire (autour de 1) pour les heures concernées sur ces plages angulaires (voir journée du 20/02). Pour la journée du 31/07, le module biface étant décalé vers l'ouest, G_{far} est plus important le matin et plus faible le soir. C'est pour cette raison que les courbes jaune et verte, ainsi que la courbe bleue dans une moindre mesure, ne suivent pas la tendance des courbes rouges. Cela se confirme sur la Figure 3.12 à gauche qui montre l'albédo effectif intégré sur tous les angles d'incidence en fonction de l'heure pour nos quatre journées. On peut voir en effet qu'à 9h le 31/07 l'albédo est surestimé par rapport au pallier de la mi-journée et qu'il est sous-estimé à 16h. En comparaison, sur cette même figure à droite, sont représentés les albédos effectifs simulés pour les quatre journées types représentant chaque saison et pour la même configuration du banc que celle du 23/01 et 20/02. Ainsi, la journée d'hiver a un profil similaire à celui du 23/01 et du 20/02, et la journée

d'été un profil beaucoup plus symétrique que celui du 03/07 et de 31/07. Les journées de printemps et d'automne sont là à titre d'information.

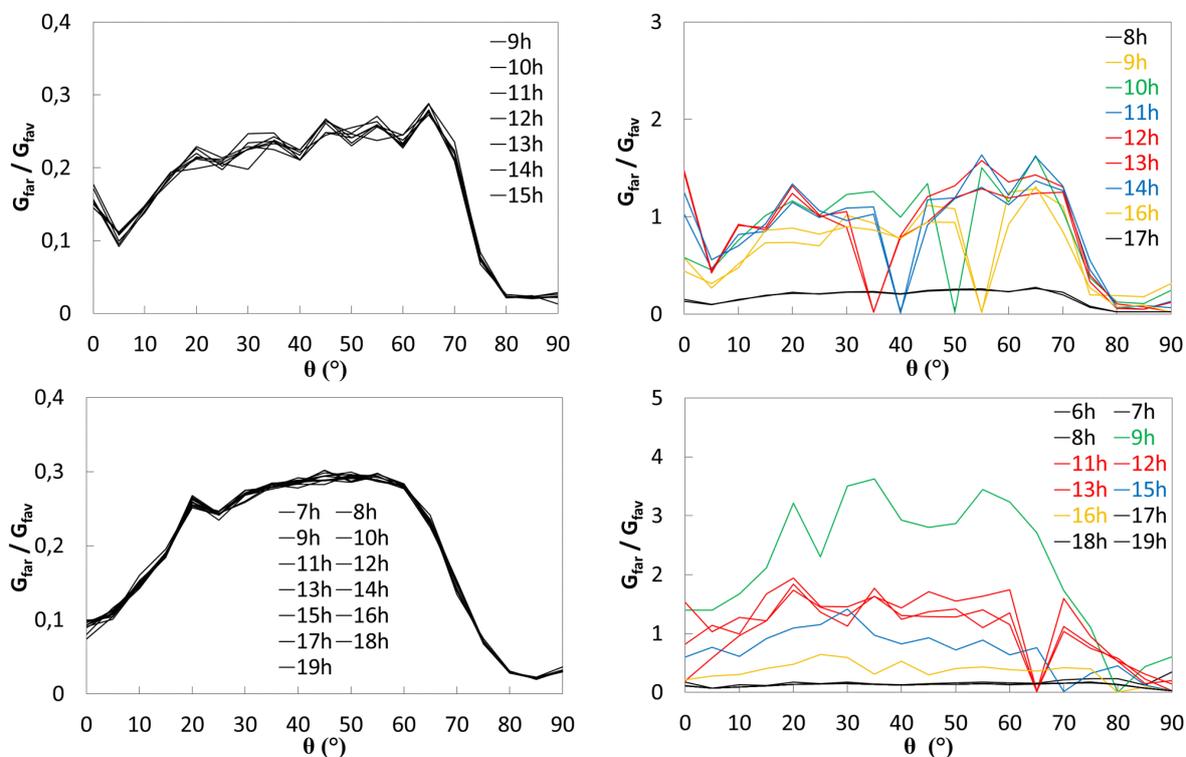


Figure 3.11 – Simulation de l'albédo effectif moyen incident sur la face arrière du module ($G_{\text{far}} / G_{\text{fav}}$) en fonction de l'angle d'incidence des rayons θ (par tranches de 5°) pour chaque heure des quatre journées considérées (de gauche à droite et de haut en bas : le 23/01, le 20/02, le 03/07, et le 31/07).

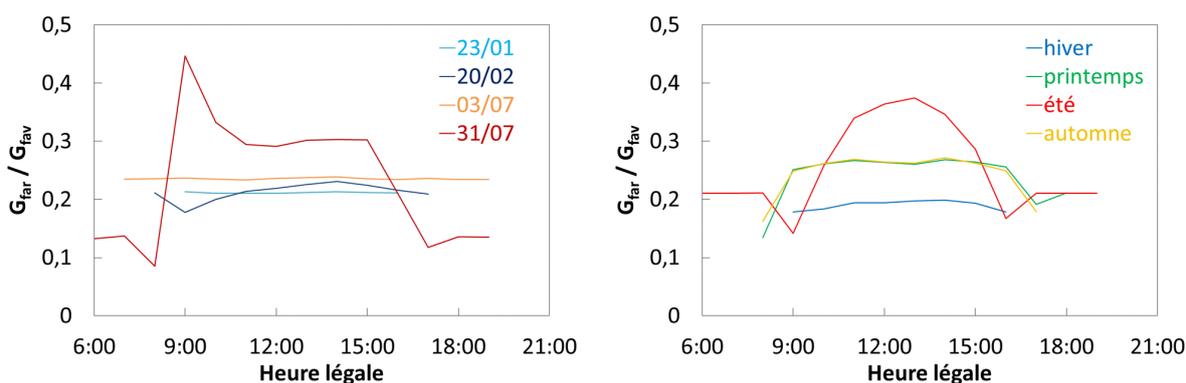


Figure 3.12 – Albédo effectif moyen ($G_{\text{far}} / G_{\text{fav}}$) simulé par heure pour chaque journée considérée à gauche (configurations du banc décrites dans le texte), et pour les journées types de chaque saison à droite (configuration du banc unique : réflecteur blanc de taille 3c x 2c en position basse à une distance 0,5c des modules).

3.3.2. Influence de la période de l'année

Dans la section 3.2, nous avons testé quelques configurations du banc pour voir l'influence de la modification de l'environnement optique (type de réflecteur et distance module – réflecteur) sur les performances du module biface. La Figure 3.13 à gauche résume nos résultats en utilisant cette fois des données intégrées sur chaque journée et non pas sur chaque heure ($g_{kWh-norm}$ au lieu de $g_{Pm-norm}$). Ces mesures avaient été obtenues successivement sur une période particulière (de décembre 2012 à mars 2013). Notre modèle optique étant valide, nous avons simulé les configurations « noir » et « blanc » en fonction de la distance pour des journées extrêmes à d'autres périodes de l'année (les solstices d'hiver, de printemps et d'été).

La Figure 3.13 à droite montre une tendance d'évolution du gain biface en fonction de la distance similaire à celle observée expérimentalement. Dans le cas particulier de ces trois solstices, on apprend globalement que les performances du module biface varient peu suivant la période de l'année pour les deux réflecteurs, et que le gain chute à très faible distance (0,25c). La distance optimale pour maximiser la performance du module biface semble être comprise entre 0,5c et 0,75c.

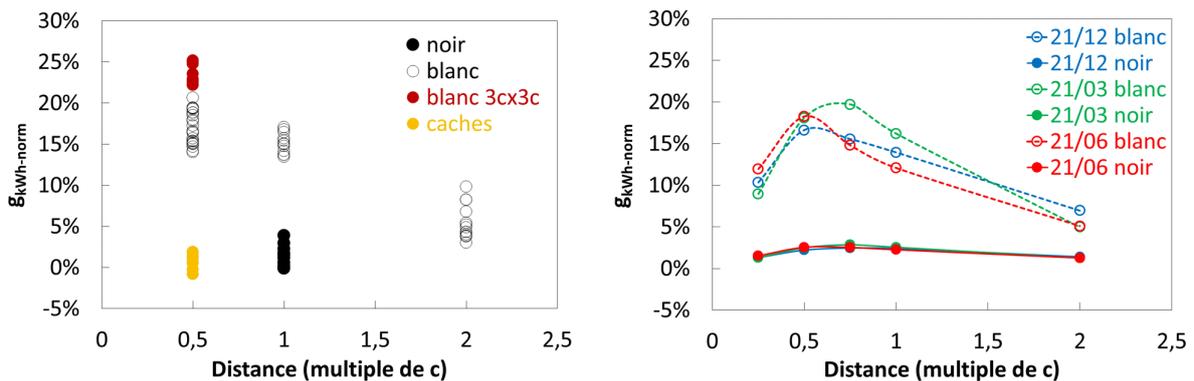


Figure 3.13 – Gains bifaces en P_m normalisé journaliers $g_{kWh-norm}$ en fonction de la distance module – réflecteur pour les configurations testées expérimentalement (excepté la configuration « miroir ») à gauche, et pour les configurations « blanc » et « noir » simulées aux solstices à droite.

Pour aller plus loin dans la compréhension de ces résultats, nous avons considéré cette fois les journées types associées à chaque saison qui prennent en compte les irradiances et les angles solaires à $\pm 1,5$ mois autour de chaque solstice. La Figure 3.14 montre ainsi le gain biface journalier à gauche, et la non-uniformité d'irradiance journalière à droite, pour chaque journée type et en moyenne sur l'année. On distingue trois zones dans ces courbes :

- DISTANCE 0,25c : le gain biface est limité à 10,4% en moyenne sur l'année à cause d'une forte non-uniformité d'éclairement (33,5%) due à la proximité du réflecteur et du module. Le gain de l'été est plus élevé que celui de l'hiver et du printemps/automne car la forte élévation du soleil

et la faible distance module – réflecteur sont bien adaptés de sorte que le réflecteur puisse diffuser le rayonnement vers la face arrière du module. Le gain de l’hiver est légèrement plus élevé que celui du printemps/automne en raison d’une bonne uniformité d’éclairage due au rayonnement rasant incident sur la partie basse du réflecteur blanc.

- DISTANCES 0,5c à 0,75c : le gain biface annuel est maximal (environ 18,1%) avec une non-uniformité d’éclairage minimale (environ 10,4%). On assiste aux points de croisement de la courbe de gain de l’été (en chute) avec celles de l’hiver et du printemps/automne (en hausse) : les fortes élévations solaires deviennent inadaptées pour renvoyer un rayonnement uniforme sur la face arrière du module. En revanche les élévations solaires moyennes du printemps/automne amènent un gain biface élevé à 0,75c.
- DISTANCES c à 2c : le gain biface annuel est en chute dans la mesure où le rayonnement réfléchi par le réflecteur a de plus en plus de probabilité d’être absorbé par les parois noires avant d’atteindre la face arrière du module biface. Le gain en hiver devient plus élevé que celui de l’été et du printemps/automne car les angles rasants du soleil gardent une meilleure probabilité d’atteindre la face arrière par réflexion compte tenu de la forte distance.

Dans ces simulations, le léger avantage thermique du module biface mis en évidence à la section 3.2.3 a bien été pris en compte. En considérant toutes les heures simulées pour chaque journée type, l’irradiance globale moyenne incidente sur la face avant du module est de 252 W/m². Par l’équation (3.14), cela mène à un écart moyen $T_{bi} - T_{mono} \sim -0,5 \text{ °C}$, d’où la part du gain biface due à l’avantage thermique observée dans nos simulations qui est comprise entre +0,2% et +0,3% (avec un coefficient thermique de la puissance $\gamma = -0,38\%/^{\circ}\text{C}$). Cette contribution thermique reste très faible comparée à la contribution optique du gain biface (environ 18,1% à la distance optimale).

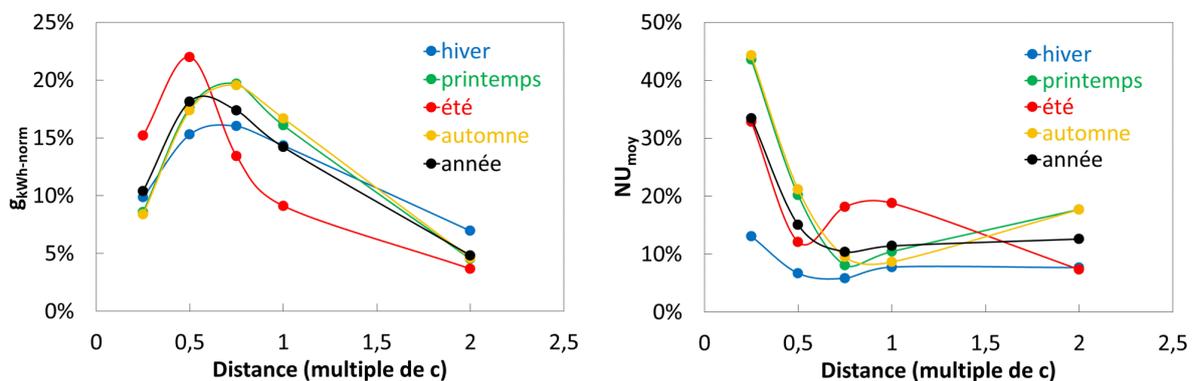


Figure 3.14 - Gains bifaces en P_m normalisé journaliers $g_{kWh-norm}$ (à gauche) et non-uniformité d’irradiance moyenne journalière NU_{moy} (à droite) en fonction de la distance module – réflecteur pour les journées types de chaque saison et en moyenne sur l’année (configuration « blanc » : réflecteur blanc de taille 3c x 2c en position basse).

3.4. Tentative d'évaluation des performances photovoltaïques annuelles

Un logiciel de prédiction de performances photovoltaïques doit normalement pouvoir simuler la puissance d'un module dans une configuration donnée pour chaque jour de l'année (généralement avec une résolution horaire). Le logiciel TracePro® ne permet pas d'automatiser simplement les simulations et la récupération des données. Et même si une automatisation était mise en place, des simulations horaires sur toute l'année prendrait certainement un temps de calcul beaucoup trop élevé. C'est pour cette raison que nous avons simulé seulement une journée extrême (le solstice) et une journée moyenne pour chaque saison. Néanmoins nous allons tenter d'évaluer les performances annuelles d'un module biface suivant la distance module – réflecteur avec le réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ en position basse.

Pour une configuration particulière et pour chaque heure de nos données obtenues expérimentalement et simulées, nous avons associé les données météorologiques optiques (angles solaires h et az , et fraction de diffus f) avec le gain biface $g_{Pm-norm}$ obtenu. L'idée est d'utiliser ces données (appelées données d'apprentissage, supposées représentatives de toutes les conditions d'éclairement possibles) pour estimer le gain biface pour n'importe quel triplet de données météorologiques. Pour cela on utilise la méthode des k plus proches voisins (KNN pour « K Nearest Neighbor ») implémentée par Lespinat [109] qui pour un triplet donné va rechercher les k triplets les plus proches dans les données d'apprentissage (en considérant une métrique dite euclidienne) et prendre la moyenne des gains bifaces associés à ces triplets. Il est alors possible d'associer un gain biface à chaque triplet de données météorologiques obtenu expérimentalement pendant la durée de nos tests (de novembre 2012 à décembre 2013), et d'en déduire une performance annuelle.

Dans un premier temps, une évaluation de l'erreur moyenne absolue commise lors de l'estimation du gain biface permet de déterminer le nombre optimal de plus proches voisins k (voir Figure 3.15 à gauche). Ce calcul est réalisé sur les données d'apprentissage avec la méthode du « leave-one-out » qui consiste à estimer successivement chaque $g_{Pm-norm}$ comme s'il était inconnu en se basant sur toutes les données restantes. On observe que pour $k = 4$ plus proches voisins, l'erreur moyenne d'estimation est minimale.

Pour les distances $0,5c$, c et $2c$ nous avons alors estimé les gains bifaces sur la durée de nos tests (voir Figure 3.15 à droite). Notons que les points aberrants liés à des ombrages ont été enlevés dans le jeu de données d'apprentissage (1 point violet, 3 points orange, et 3 points verts sur la Figure 3.5). On retrouve bien les tendances observées sur la Figure 3.13 à droite et sur la Figure 3.14 à gauche, à savoir que le

gain est meilleur en été pour la distance $0,5c$, meilleur au printemps/automne pour la distance c , et meilleur en hiver pour la distance $2c$. Une fois intégrés sur l'année, les gains bifaces $g_{kWh-norm}$ s'élèvent à 18,7% pour la distance $0,5c$, 15,5% pour la distance c , et 5,9% pour la distance $2c$. Ces valeurs sont légèrement supérieures aux valeurs moyennes des simulations montrées en Figure 3.14 à gauche (respectivement 18,1%, 14,2% et 4,8%), cependant elles restent dans le même ordre de grandeur en considérant une erreur absolue d'environ 1,2% pour $k = 4$.

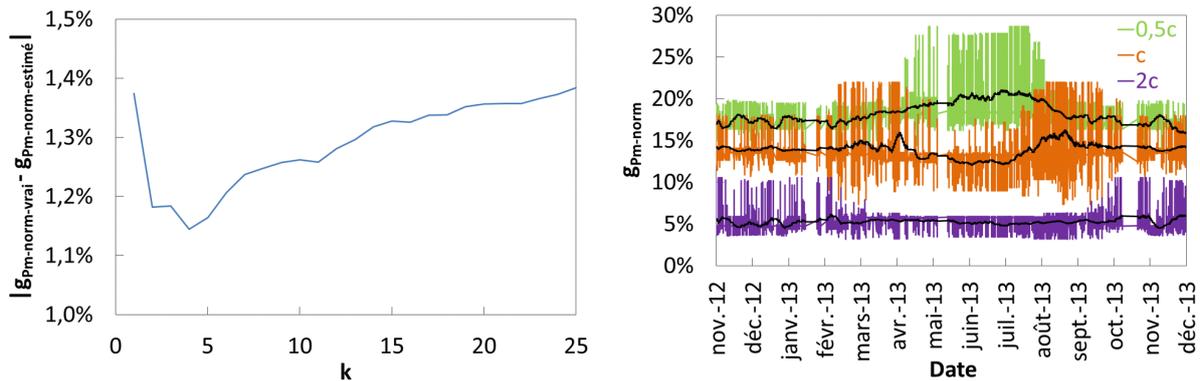


Figure 3.15 – (gauche) Erreur moyenne absolue commise sur l'estimation des gains bifaces en fonction du nombre de plus proches voisins k pris en compte. (droite) Estimation du gain biface sur toute la période de nos tests expérimentaux en valeurs horaires pour trois distances module – réflecteur (les courbes noires correspondent à une moyenne mobile sur 100 valeurs pour chaque distance).

Conclusion

Dans ce chapitre, une étude en simulateur solaire nous a d'abord permis de constater que les paramètres IV suivent bien les mêmes tendances quel que soit le mode d'éclairément (face avant seule, face arrière seule ou double éclairément). De plus, il a été mis en évidence que les pertes résistives peuvent être importantes en conditions de double éclairément. Notons par ailleurs que l'utilisation des nouvelles méthodes permettant de s'affranchir des effets capacitifs tout en ayant une mesure rapide sera nécessaire pour poursuivre nos travaux. Enfin, nous avons validé l'utilisation de l'hypothèse $P_{m-bi} = P_{m-fav} + P_{m-far}$ pour les niveaux d'irradiance en jeu dans nos simulations.

La validation de notre modèle optique pour différentes périodes et types de journées, associée à nos mesures expérimentales et à une méthode mathématique (k plus proches voisins) a permis d'identifier le gain biface annuel maximal que l'on peut obtenir avec un réflecteur blanc en position basse (en

comparaison au cas monoface). Il est de l'ordre de 18,7% et nécessite d'ajuster la distance module – réflecteur entre $0,5c$ et $0,75c$ (c étant le côté du module). Pour des distances plus faibles, de fortes non-uniformités d'éclairement peuvent survenir et potentiellement engendrer des détériorations du module à long terme. Cette tendance pourra servir de règle de dimensionnement d'une application biface verticale en double peau tant que des tests ou simulations grandeur nature n'ont pas été réalisés. De légers gains thermiques pour le module biface ont été mis en évidence dans des conditions de double éclairement (jusqu'à -2 °C pour le module biface pour 1000 W/m² incident sur sa face avant), mais leur contribution dans le gain biface annuel reste inférieure à 0,3%.

Enfin, l'intérêt de se focaliser maintenant sur les architectures de modules bifaces apparaît progressivement dès lors que l'on peut simuler la distribution spatiale de l'irradiance sur la face arrière du module, ainsi que sa répartition angulaire. Ces considérations seront développées dans le prochain chapitre.

Chapitre 4 : Influence de l'architecture du module

Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons pu voir à l'occasion de la validation de notre modèle optique, les possibilités qu'offre ce dernier en termes de visualisation des non-uniformités d'éclairement et de la distribution des angles d'incidence sur la face arrière du module biface. Il est apparu que ces non-uniformités sont majoritairement liées à des différences d'éclairement entre le « string » du haut et le « string » du bas du module, et qu'une proportion non-négligeable de l'irradiance est issue d'angles d'incidence supérieurs à 60° .

Nous allons donc étudier la possibilité d'adapter certains aspects de l'architecture électrique et optique d'un module biface aux contraintes liées à l'environnement optique de ce type de module. Une fois de plus, nous utiliserons nos trois outils qui sont le dispositif de double éclairement en simulateur solaire, le banc de test façade verticale en extérieur et le modèle optique associé pour étudier trois architectures particulières : les architectures « connectique monolithique », « interconnexion en parallèle » et « verres texturés ».

4.1. Caractérisation en simulateur solaire

4.1.1. Connectique monolithique

La connectique monolithique fait partie des rares architectures de module spécifiques au biface (voir section 1.1.2.2). Cette architecture consiste à alterner face avant et face arrière des cellules lors de la création du squelette du module. La connectique qui en résulte ne nécessite pas de « rebel » (pliure du ruban, source potentielle de fatigue mécanique) et permet le rapprochement des cellules pour obtenir de meilleurs rendements en diminuant la surface totale. Il en résulte que les faces avant et arrière du module, caractérisées indépendamment l'une de l'autre, ont les mêmes performances puisqu'elles exposent

toutes les deux des faces avant de cellules (plus performantes) et des faces arrières (moins performantes). Cela est illustré sur la Figure 4.1 à gauche qui représente le ratio $EQE_{\text{far}} / EQE_{\text{fav}}$ en fonction de la longueur d'onde pour le module biface à connectique monolithique B_{monol} et le module biface à connectique standard B_{stand3} (voir annexe A). Ces deux modules sont comparables puisque les cellules de type N sont issues du même lot de fabrication et apairées, et que le reste de l'architecture du module est identique. On observe que le ratio du module monolithique avoisine 1 sur tout le spectre alors que celui du module standard est variable. En effet, pour ce dernier, le rayonnement proche UV est absorbé à proximité de la face d'entrée (loin de la jonction PN pour une entrée par la face arrière) alors que le rayonnement IR est absorbé dans le volume de la cellule quelle que soit sa face d'entrée.

Nous avons comparé ces deux architectures avec notre dispositif de double éclairage. La Figure 4.1 à droite montre le gain g_{IV} de l'architecture monolithique par rapport à l'architecture standard pour chacun des paramètres IV (voir équation (2.1)). Les gains pour les paramètres I_{sc} , I_{m} et P_{m} suivent à peu près la même tendance : pour la face avant seule (de 0 à 1 soleil), le module monolithique perd environ 7%, puis le gain tend vers 0% en double éclairage (de 1 à 2 soleil) de manière non-linéaire. La perte constante de 7% est due au fait que quel que soit l'éclairage en face avant, les faces arrière de deux cellules sur les quatre en série limitent tout le « string » (comme si un mauvais apairage à 5,5% avait été fait). Notons que le ratio biface moyen des cellules utilisées est d'environ 0,91, par conséquent une perte allant jusqu'à environ 9% aurait pu se justifier. Cela illustre la difficulté d'évaluer précisément les performances résultant de la mise en série de plusieurs cellules, à savoir que $I_{\text{sc-module}}$ peut être supérieur à $I_{\text{sc-min}}$ suivant la proportion de cellules fortes, le niveau d'apairage, et les caractéristiques en tension inverse des cellules (point abordé à la section 1.2.1.2). Le retour à un gain nul à 2 soleil est lié au fait que toutes les cellules du module monolithique produisent alors un courant similaire grâce à l'éclairage simultané des deux faces du module. Pour finir, les gains pour les paramètres V_{oc} , V_{m} , et FF restent stables à $\pm 2\%$. En effet, $g_{V_{\text{oc}}}$ reste négatif (augmentant de -0,9% à -0,3%) puisque les V_{oc} subissent une dépendance logarithmique de l' I_{sc} , et g_{FF} reste positif à cause de légères différences de comportement entre I_{sc} et I_{m} d'une part et V_{oc} et V_{m} d'autre part.

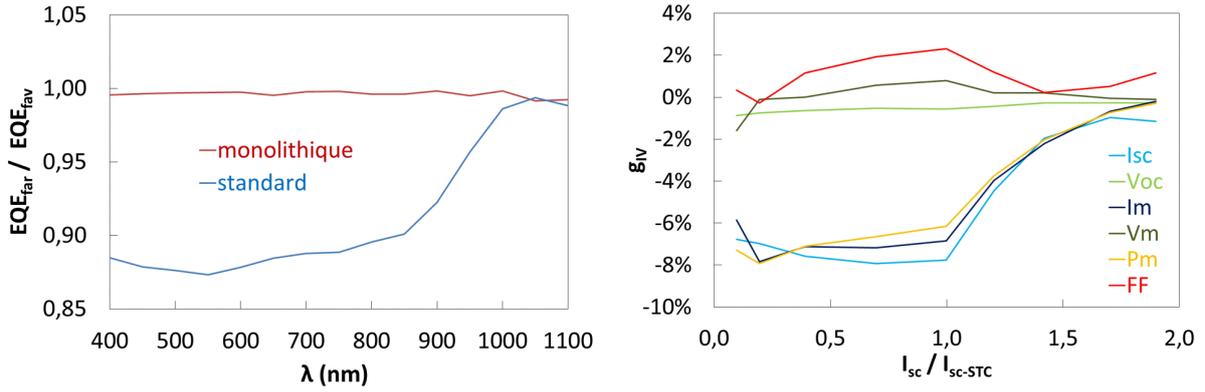


Figure 4.1 – (gauche) Rapport des réponses spectrales face arrière et face avant pour les deux architectures en fonction de la longueur d’onde. (droite) Gain pour chaque paramètre IV du module monolithique B_{monol} comparé au module B_{stand3} en fonction du nombre de soleil incident sur le module (quantifié par $I_{\text{sc}} / I_{\text{sc-STC}}$ pour le module de référence B_{stand3}).

Dans le but de réduire les pertes liées à la mise en série de faces avant et faces arrière de cellules, il est possible d’adapter les surfaces de collection à l’efficacité de la face considérée (sorte d’apairage en adaptant les surfaces). Cette optimisation est réalisable simplement avec des demi-cellules. On considère ici deux modules de huit cellules découpées mises en série avec une connectique monolithique, dont un module de référence $B_{\text{mono-sym}}$ où les cellules sont découpées symétriquement (faces avant et arrière de longueur $L_{\text{fav}} = L_{\text{far}} = 156 \text{ mm} / 2$) et un module optimisé $B_{\text{mono-asym}}$ où les cellules sont découpées asymétriquement (voir schémas de la Figure 4.2). L’équation (4.1) montre le système d’équations permettant d’obtenir les longueurs L_{fav} et L_{far} en fonction du ratio biface r . Il s’obtient en considérant que les relations $L_{\text{fav}} + L_{\text{far}} = 156 \text{ mm}$ et $P_{\text{m-fav}} = P_{\text{m-far}}$ (d’où $\eta_{\text{fav}} \cdot L_{\text{fav}} = \eta_{\text{far}} \cdot L_{\text{far}}$) doivent être vérifiées pour deux demi-cellules.

$$\begin{cases} L_{\text{far}} = \frac{156 \text{ mm}}{1 + r} \\ L_{\text{fav}} = r \cdot L_{\text{far}} \end{cases} \quad (4.1)$$

Les cellules de chaque module ont été mesurées à 1 soleil pour chaque face après découpe, il est donc possible de calculer le gain g_{Isc} théorique du module asymétrique comparé au module symétrique pour un éclairage face avant seule d’1 soleil et double face de 2 soleil. En supposant $I_{\text{sc-module}} = I_{\text{sc-min}}$, on trouve $g_{\text{Isc}} = 5,7\%$ à 1 soleil et $g_{\text{Isc}} = -4,6\%$ à 2 soleil. Les résultats expérimentaux de la Figure 4.2 montrent un gain bien plus faible à 1 soleil ($g_{\text{Isc}} \sim 2\%$), et du même ordre de grandeur à 2 soleil ($g_{\text{Isc}} \sim -5\%$). En effet, les faces avant des modules symétrique et asymétrique ont des apairages respectifs de 5,8% (élevé de par l’alternance entre faces avant et arrière de cellules de tailles identiques) et 0,7% (même alternance mais tailles de cellules adaptées) et leurs faces arrière ont des apairages respectifs de

5,6% (même remarque que pour la face avant du module symétrique) et 11,1% (les différences de taille de cellules sont un désavantage pour la face arrière du module asymétrique). Il en résulte un gain positif pour le module asymétrique lors des mesures face avant seule qui devient négatif en mesure biface. Dans le cas de la face avant seule, le gain g_{Isc} obtenu expérimentalement est plus faible que le calcul car l'hypothèse de calcul $I_{sc\text{-module}} = I_{sc\text{-min}}$ n'est probablement pas valide pour un mauvais appairage de 5,8%. On retiendra en plus de ce graphique que g_{Pm} reste positif jusqu'à 1,2 soleil. Bien qu'utile surtout dans des applications monofaces, cette architecture n'est donc pas à proscrire dans le cas d'applications bifaces où l'irradiance sur la face arrière reste modérée (albédo inférieure à 0,2). Enfin, l'utilisation de la connectique monolithique avec des demi-cellules semble intéressante dans la mesure où le module résultant aurait deux fois plus de « rebels » si la connectique était standard. Cela pourrait entraîner une baisse de la fiabilité du module.

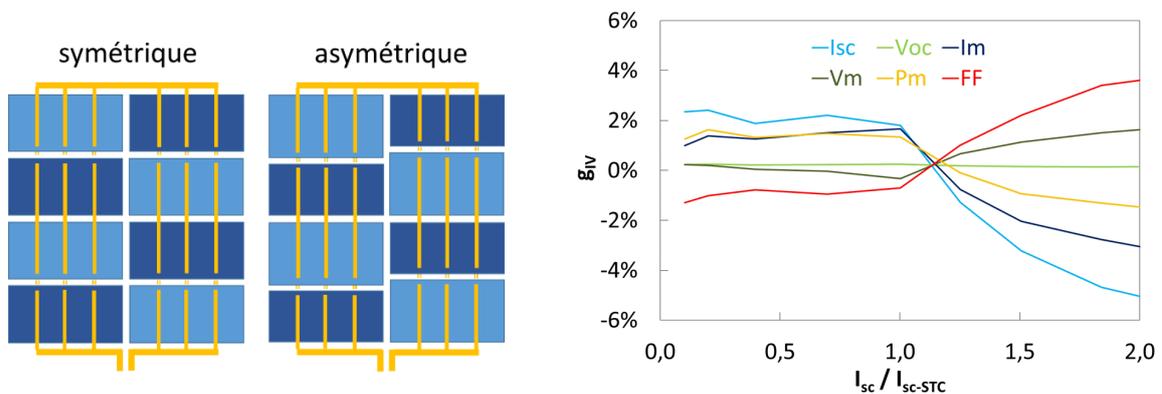


Figure 4.2 – (gauche) Schéma de la face avant des modules $B_{\text{monol-sym}}$ ($L_{\text{far}} = L_{\text{fav}} = 78$ mm) et $B_{\text{monol-asym}}$ ($L_{\text{far}} = 82,3$ mm en bleu clair et $L_{\text{fav}} = 73,7$ mm en bleu foncé pour $r \sim 0,896$). (droite) Gain pour chaque paramètre IV du module asymétrique $B_{\text{monol-asym}}$ comparé au module symétrique $B_{\text{monol-sym}}$ en fonction du nombre de soleil incident sur le module (quantifié par $I_{sc} / I_{sc\text{-STC}}$ pour le module de référence $B_{\text{monol-sym}}$).

4.1.2. Interconnexion en parallèle

4.1.2.1. Remarques préliminaires

Il a été mentionné à la section 1.1.2.2 que l'utilisation de cellules découpées diminue les pertes électriques par effet Joule puisque qu'un courant réduit circule dans le module. Dans le cas de cellules découpées en deux parties égales (exemple dans la section précédente), la tension résultante de la mise en série des cellules est donc deux fois plus élevée. Si l'on veut comparer un module à cellules découpées avec un module standard, il est donc nécessaire d'avoir deux « strings » en parallèle. La Figure 4.3 à

gauche représente schématiquement le module d'architecture standard B_{stand4} et celui d'architecture en parallèle avec demi-cellules B_{paral} .

La découpe des cellules se fait perpendiculairement aux « busbars » en gravant une entaille par laser (Nd-YAG) sur leur face arrière, puis en les clivant manuellement. Les réglages sont optimisés pour minimiser le risque de microfissures et de diffusion métallurgique qui pourrait court-circuiter la cellule par les bords. Notons que l'apairage des cellules du module B_{paral} est plus élevé (0,58%) que celui des cellules du module B_{stand4} (0,14%) dans la mesure où ses I_{sc} sont deux fois plus faible (l'apairage étant défini dans notre étude comme le rapport entre l'écart moyen et la moyenne des I_{sc} des cellules utilisées). Quoi qu'il en soit une caractérisation STC nous assure que les deux architectures ont des I_{sc} et V_{oc} similaires (compris dans l'incertitude de reproductibilité opérateur du Tableau 2.1).

La Figure 4.4 représente l'écart « direct – reverse » pour la puissance Δdr_{P_m} (voir équation (2.3)) en fonction du nombre de soleil total incident sur chacun des modules. Comme à la Figure 2.8 à gauche, l'écart augmente de façon abrupte en dessous de 0,4 soleil pour atteindre presque 50% à très faible éclairement. Il est important de noter ici que les deux architectures suivent la même tendance en termes d'effets capacitifs. On en déduit donc pour la suite que le calcul de gains g_{P_m} ne sera pas affecté par ces effets capacitifs puisque les biais se compensent dans le rapport des puissances.

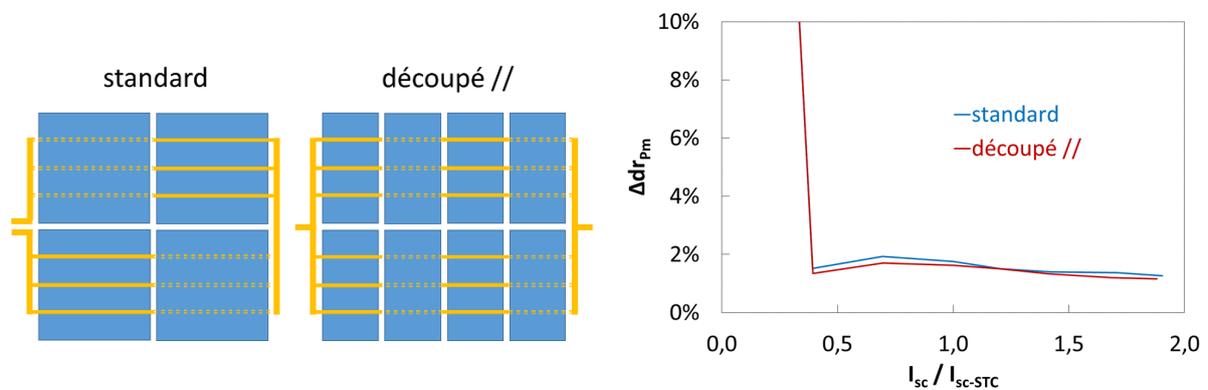


Figure 4.3 – (gauche) Schéma de la face avant des modules B_{stand4} et B_{paral} . (droite) Ecart « direct – reverse » pour la puissance P_m en fonction du nombre total de soleil incident sur chacun des deux modules.

4.1.2.2. Avantage lié aux cellules découpées

En comparaison à la Figure 3.1, nous avons représenté toutes mesures confondues cette fois (double éclairement, face avant seule et face arrière seule), les paramètres V_{oc} , V_m et FF pour les deux architectures considérées (voir Figure 4.4). On observe pour les tensions à gauche que le module à

cellules découpées fonctionne à une tension V_m de plus en plus élevée par rapport à celle du module standard, alors qu'ils suivent tous les deux la même évolution en V_{oc} . Cela est dû à la diminution des pertes résistives grâce au fonctionnement à un courant I_m deux fois plus faible dans les « strings » du module à demi-cellules. Cela se visualise clairement à droite où la différence de FF entre les deux modules augmente avec le nombre de soleil total incident. Notons qu'une chute du FF est visible à très faible éclairement (en dessous de 0,2 soleil) pour les deux modules : cela suggère une perte liée à des courants de fuite qui semble légèrement plus importante pour le module à cellules découpées. Nous reviendrons sur ce point dans la suite.

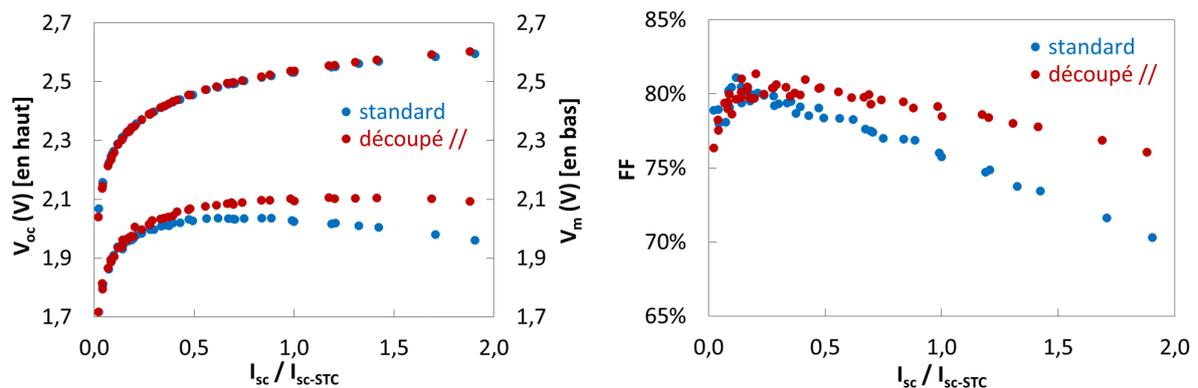


Figure 4.4 – Evolution des tensions V_{oc} (en haut) et V_m (en bas) à gauche, ainsi que du FF à droite, en fonction du nombre de soleil incident sur le module pour chacun des deux modules : B_{stand4} en bleu et B_{paral} en rouge.

On considère maintenant les gains g_{IV} du module à cellules découpées comparé au module standard pour les paramètres mesurés I_{sc} , I_m et P_m en Figure 4.5 à gauche. Les tendances linéaires de $g_{I_{sc}}$ et g_{I_m} restent comprises entre -1,4% et 0,4%, alors que celle de g_{P_m} croît de -1% à 7% avec l'éclairement. Pour tenter d'expliquer plus en détail cette croissance du gain liée à la diminution des pertes résistives, l'équation (4.2) permet d'exprimer le gain g_{P_m} en se servant des équations (3.1) et (3.3). On considère ensuite les trois points suivants :

- les puissances sans pertes liées à l'interconnexion des cellules, supposées égales $P_{m-2}^{SP} = P_{m-1}^{SP}$, sont estimables par le produit de I_{sc} / I_{sc-STC} avec la puissance théorique des deux modules calculée avec les mesures des cellules à 1 soleil,
- les dimensions de la connectique des deux modules sont très proches, d'où les résistances électriques de la connectique $R_2 \sim R_1 = 0,016 \Omega$,
- et le courant I_{m-2} circulant dans chaque « string » du module à cellules découpées est deux fois plus faible que le courant I_{m-1} circulant dans le module standard.

$$g_{P_m} = \frac{P_{m-2}}{P_{m-1}} - 1 = \frac{P_{m-2}^{SP} - R_2 \cdot I_{m-2}^2}{P_{m-1}^{SP} - R_1 \cdot I_{m-1}^2} - 1 \quad (4.2)$$

Le gain g_{P_m} calculé qui en résulte (montré en Figure 4.5 à gauche) croît avec la même tendance que la mesure, mais ne permet pas d'expliquer la partie négative à faible éclairement (certainement liée à des courants de fuites). En réalité, il est probable que l'égalité concernant les puissances sans pertes ($P_{m-2}^{SP} = P_{m-1}^{SP}$) soit fautive, tout comme celle de l'équation (3.2). Notons par ailleurs que la Figure 4.5 à droite confirme pour le module d'architecture standard B_{stand4} la tendance observée sur le P_m pour le module B_{stand2} . On voit en plus que $P_{m-bi} > P_{m-fav} + P_{m-far}$ jusqu'à 1,7 soleil pour le module B_{paral} (comparé à 1 soleil pour le module standard), ce qui montre que les gains liés aux cellules découpées compensent efficacement les pertes résistives croissantes avec l'éclairement. Ce type de graphique semble bien adapté à la comparaison de modules d'architectures différentes en double éclairement.

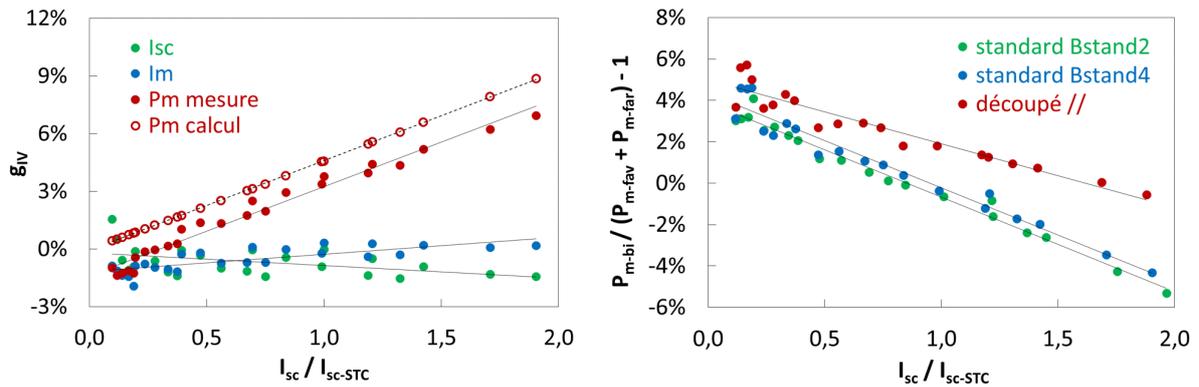


Figure 4.5 – (gauche) Gains g_{IV} du module B_{paral} comparé à B_{stand4} en fonction du nombre total de soleil incident (quantifié par I_{sc} / I_{sc-STC} du module B_{stand4}). (droite) Rapport entre les puissances P_m obtenues expérimentalement en caractérisation biface pour les modules B_{stand2} (données issues de la Figure 3.2 à gauche), B_{stand4} et B_{paral} en fonction du nombre total de soleil incident (I_{sc} / I_{sc-STC} de chacun des modules). Pour chaque graphique les données sont représentées avec leurs tendances linéaires respectives.

Le « pseudo fill factor » pFF est un paramètre mesurable ou calculable qui représente le FF sans les pertes liées à la résistance série (pente de la tangente à la courbe I(V) en V_{oc} tendant vers l'infini). Nous avons comparé des mesures de pFF avant et après découpe des cellules pour voir si la découpe induit les courants de fuite (diminution du pFF) qui pourraient être responsables du gain négatif à faible éclairement. Le Tableau 4.1 montre les moyennes (avec écarts moyens) des mesures effectuées dans le cas d'une découpe en deux (perpendiculaire aux « busbars » au milieu de la cellule) et dans le cas d'une découpe en quatre (perpendiculaire aux « busbars » au milieu de la cellule, et de part et d'autre du « busbar » central). On observe des pFF légèrement plus faibles après découpe en moyenne, mais la

différence reste trop faible (maximum 0,6% en absolu) pour conclure sur une augmentation des courants de fuite liée à la découpe des cellules.

Le nouveau module réalisé avec les demi-cellules agencées en deux « strings » parallèles a donné les mêmes tendances pour le gain g_{pm} (en comparaison avec un module d'architecture standard réalisé avec des cellules du même lot de fabrication), à savoir un gain négatif avoisinant -1% à très faible éclairement. Il se pourrait donc que le fonctionnement à un courant deux fois plus faible dans chacun des « strings » exacerbe les courants de fuite internes à la cellule (non reliés à la découpe), mais cela reste à prouver.

Pour finir, les cellules découpées en quatre ont été utilisées dans une architecture à quatre « strings » en parallèle dans le but d'obtenir un I_{sc} et un V_{oc} similaire à un module d'architecture standard avec des pertes résistives encore plus faibles qu'avec des demi-cellules (gains attendus plus élevés dans le positif à fort éclairement, et probablement plus élevés aussi dans le négatif à faible éclairement). Malheureusement, la fabrication de ce module a été compromise par de légers décalages des « strings » les uns par rapport aux autres lors de la lamination. Comme visible sur la photographie en Figure 4.6, les cellules se touchent à certains endroits ce qui amène certainement des courts circuits. En pratique le gain g_{pm} du module à cellules découpées en quatre comparé au module standard est de -2,8% en caractérisation STC (perte causée par l' I_m principalement), alors que l'on aurait pu s'attendre à un gain supérieur à celui observé pour le module à demi-cellules (+3,5% à 1 soleil). Notons enfin que la position décentrée du « busbar » restant sur chaque quart de cellule (le « busbar » central ayant été enlevé lors de la découpe de la cellule) pourrait être une limitation dans la collecte du courant (baisse du FF).

	Découpe en 2 - FAV	Découpe en 4 - FAV	Découpe en 4 – FAR
pFF avant découpe	82,66% ± 0,22%	83,07% ± 0,15%	83,26% ± 0,19%
pFF après découpe	82,33% ± 0,12%	82,58% ± 0,17%	82,70% ± 0,13%

Tableau 4.1 – Moyennes et écarts moyens des pFF mesurés sur les cellules au Sinton avant et après découpe.

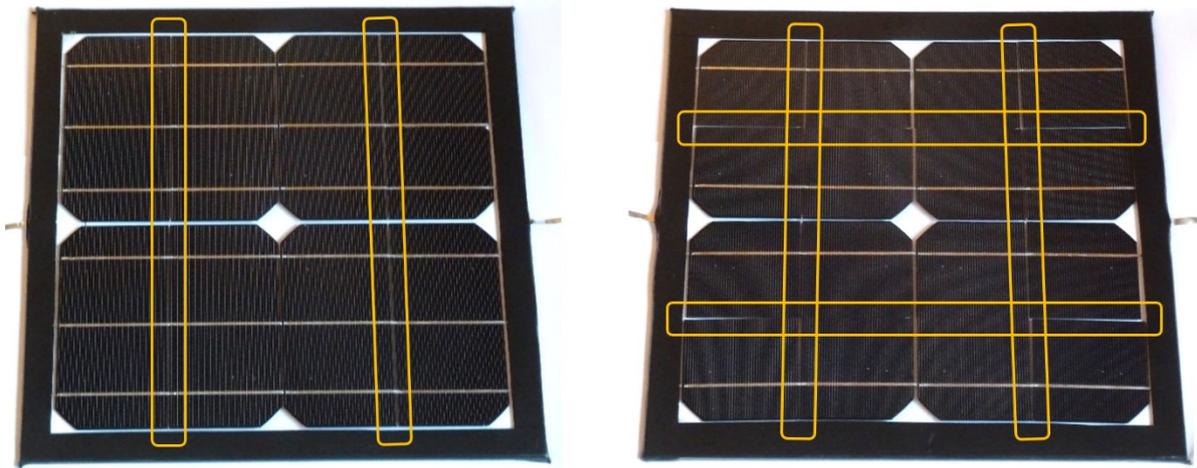


Figure 4.6 – Photographies de la face avant du module à deux « strings » en parallèle (demi-cellules) à gauche, et du module à quatre « strings » en parallèle (quarts de cellules) à droite. Les zones où les cellules ont été découpées sont entourées en jaune.

4.1.2.3. Avantage lié à l'interconnexion en parallèle

Nous avons vu à la Figure 3.10 que les non-uniformités d'éclairement se produisent principalement entre les cellules du bas et celles du haut dans notre application façade verticale. Nous avons donc émis l'hypothèse que l'architecture « interconnexion en parallèle » pourrait apporter des gains en condition de fortes non-uniformités, en plus des gains liés à la résistance série. Pour vérifier cette hypothèse, nous avons étudié nos deux modules B_{stand4} et B_{paral} en double éclairage sans filtre PASAN et sans filtre métallique sur la face arrière dans trois configurations : sans aucun cache sur la face arrière, avec un cache horizontal de taille $c \times 0,25c$ (c étant le côté du module), et avec un cache horizontal de taille $c \times 0,5c$ (aucun cache n'est placé sur la face avant). Ces deux dernières configurations simulent des cas où les « strings » du haut et du bas en face arrière ne reçoivent pas la même irradiance.

La Figure 4.7 à gauche illustre le gain g_{IV} du module B_{paral} comparé à B_{stand4} auquel on peut s'attendre compte tenu du niveau d'irradiance sur le module (influencé par les caches) et des gains montrés sur la Figure 4.5 à gauche. Nous avons utilisé pour cela les tendances linéaires des gains g_{Im} , g_{Vm} et g_{Pm} , pour estimer la contribution des effets résistifs dans les trois configurations testées. On observe pour la configuration sans cache un gain g_{Pm} de 6,5% en accord avec la Figure 4.5 à gauche pour $I_{sc} / I_{sc-STC} = 1,7$ et dû au gain en tension V_m (moins de pertes résistives). Pour les deux configurations avec cache, g_{Pm} diminue puisque le nombre total de soleil incident sur le module est réduit (I_{sc} / I_{sc-STC} vaut 1,3 avec le cache $c \times 0,25c$, et 0,9 avec le cache $c \times 0,5c$).

La Figure 4.7 à droite montre les gains réellement mesurés qui prennent en compte l'avantage résistif lié aux cellules découpées, ainsi que l'avantage lié à l'interconnexion en parallèle survenant en cas de non-uniformité du rayonnement. Pour la configuration sans cache qui simule un rayonnement totalement uniforme, les gains mesurés sont proches de nos estimations (environ 6%) et liés uniquement aux effets résistifs. En revanche, pour les configurations avec cache qui simulent un rayonnement fortement non-uniforme, des gains importants apparaissent pour I_m (12% et 41% comparé à 0% et -0,4%) et de légères pertes surviennent pour V_m (1,4% et -2,2% au lieu de 4,6% et 3,1%). En effet, lorsque l'on cache la totalité d'un des deux « strings » en face arrière par exemple, les performances du module standard sont limitées en courant (cellules en série) alors que celles du module à interconnexion en parallèle sont limitées en tension (« strings » en parallèle) comme expliqué à la section 1.2.1.2. Le fort gain en courant compense largement la petite perte en tension qui est liée au fait que le « string » caché a une tension de fonctionnement plus faible qui limite les deux « strings » en parallèle. Sur ce point la Figure 2.12 à gauche illustre bien que la tension de fonctionnement V_m peut rester élevée malgré une forte chute de courant I_m .

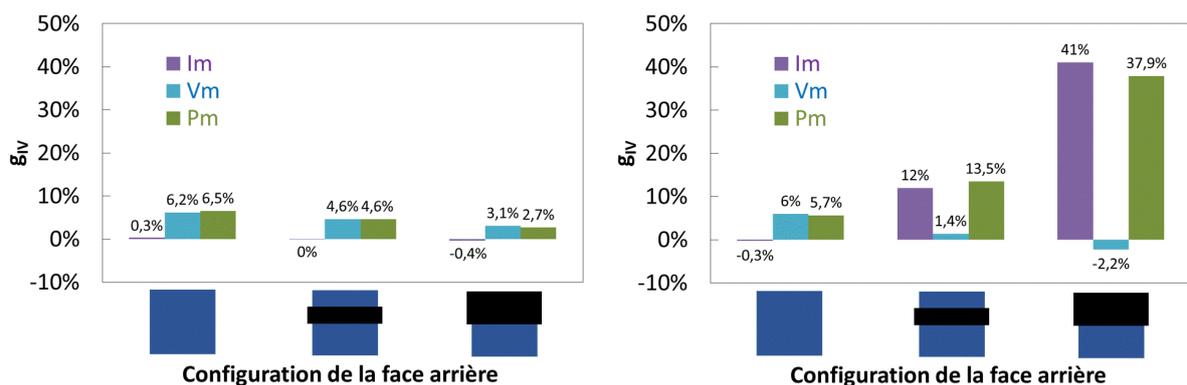


Figure 4.7 – Gains g_{IV} du module B_{paral} comparé à B_{stand4} estimés à gauche (effets résistifs seuls), et mesurés à droite (effets résistifs plus effets de la non-uniformité), pour les trois configurations suivantes de gauche à droite : sans aucun cache sur la face arrière, avec un cache horizontal de taille $c \times 0,25c$ (les deux « strings » parallèles du module B_{paral} étant eux aussi à l'horizontale), et avec un cache horizontal de taille $c \times 0,5c$ (le cache pouvant être sur la partie supérieure ou inférieure de la face arrière).

Pour aller plus loin, nous avons calculé le gain g_{Isc} (voir équation (4.3)) en se basant sur les hypothèses et définitions suivantes :

- $I_{sc-bi} = I_{sc-fav} + I_{sc-far}$ pour les deux modules (hypothèse vraie à $\pm 0,5\%$ - voir Figure 4.5 à droite),
- $I_{sc-fav} = I_{sc-fav-STC} \cdot G_{fav}$ pour les deux modules (le rayonnement est uniforme sur les faces avant des deux modules), G étant l'irradiance globale incidente sur la zone considérée exprimée en nombre de soleil,

- $I_{sc-far} = \min (I_{sc-far-string1}, I_{sc-far-string2}) = I_{sc-far-STC} \cdot \min (G_{far-string1}, G_{far-string2})$ pour B_{stand4} ,
- $I_{sc-far} = I_{sc-far-string1} + I_{sc-far-string2} = 0,5 \cdot I_{sc-far-STC} \cdot (G_{far-string1} + G_{far-string2})$ pour B_{paral} ,
- $I_{sc-far-STC} = r \cdot I_{sc-fav-STC}$ pour les deux modules (leurs performances STC sont très proches), avec r le ratio biface en I_{sc} .
- les nombres de soleil G_{fav} , $G_{far-string1}$ et $G_{far-string2}$ sont liés par la non-uniformité d'éclairement NU entre le « string » du haut et du bas sur la face arrière (voir équation (1.21)), et par les albédos effectifs $A_{min} = \min (G_{far-string1}, G_{far-string2}) / G_{fav}$ et $A_{moy} = 0,5 \cdot (G_{far-string1} + G_{far-string2}) / G_{fav}$.

$$g_{Isc} = \frac{I_{sc-para}}{I_{sc-stand4}} - 1 = NU \cdot \frac{r \cdot A_{moy}}{1 + r \cdot A_{min}} \quad (4.3)$$

Le Tableau 4.2 rassemble les résultats calculés et mesurés pour les deux configurations de caches testées et utilisant un ratio biface de 0,872. Les calculs et les mesures de g_{Isc} sont du même ordre de grandeur ce qui valide nos hypothèses. On observe aussi que les g_{Im} mesurés (12% et 41%) sont légèrement plus faibles que les g_{Isc} mesurés (13,1% et 44,3%). Cela est certainement dû au fait que, dans l'architecture parallèle, le « string » caché peut fonctionner en courant inverse (quadrant 4 de la courbe I(V) – voir section 1.2.1.1), tout comme une cellule ombrée dans une série de cellules peut fonctionner en tension inverse (quadrant 2).

CACHE	NU	A_{min}	A_{moy}	calcul g_{Isc}	mesure g_{Isc}
c x 0,25c	33,3%	0,5	0,75	15,2%	13,1%
c x 0,5c	100%	0	0,5	43,6%	44,3%

Tableau 4.2 – Calcul par l'équation (4.3) et mesure du gain g_{Isc} du module B_{paral} comparé au module B_{stand4} pour les deux configurations de cache testées (représentées schématiquement sur la Figure 4.7).

Quoi qu'il en soit, les gains g_{pm} résultants peuvent être très élevés dans les deux cas testés (13,5% et 37,9% sur la Figure 4.7 à droite). En pratique, les gains ne seront pas aussi élevés dans notre application dans la mesure où la distribution d'irradiance sur la face arrière est continue de bas en haut ou de haut en bas. De plus les NU n'atteindront jamais 100% : nous avons simulé en Figure 3.10 des NU atteignant respectivement 26% et 60% à la mi-journée pour des belles journées d'hiver et d'été. La suite de cette étude consistera donc à vérifier le potentiel de cette architecture sur notre banc de test en extérieur.

4.1.3. Verres texturés

Nous avons pu voir dans la Figure 3.11 que la proportion de rayonnement incident sur la face arrière du module de notre application reste élevée jusqu'à des angles d'incidence de 70° . Nous avons donc voulu évaluer l'avantage que pourrait apporter l'utilisation de verres texturés dans un module biverre. Nous avons choisi trois types de verres pour nos tests : un verre plat de 3 mm (Saint Gobain Diamant), un verre texturé linéairement dans une seule direction de 4 mm (AGC Soline), et un verre texturé uniformément quelle que soit la direction de 4 mm (AGC Solite). Notons que la texturation linéaire a été développée pour faciliter l'évacuation de l'eau et des salissures par ses rainures lors d'une exposition extérieure du module.

Dans un premier temps des cellules issues du même lot de fabrication ont été utilisées pour réaliser trois modules monofaces, un pour chaque type de verre. Il a été choisi d'utiliser des « backsheets » noirs de façon à minimiser l'influence des réflexions diffuses dans les interstices entre les cellules. Les rainures de la texturation linéaire ont été positionnées parallèlement aux « fingers » de la cellule dans la mesure où nous avons mesuré un gain en I_{sc} de 0,3% en conditions STC pour cette configuration comparée au cas où les rainures sont perpendiculaires aux « fingers ».

La Figure 4.8 représente à gauche le schéma de la caractérisation en angle au PASAN, et à droite les mesures effectuées. On observe déjà que les gains par rapport au module de référence (verre plat) sont comparables pour le courant et la puissance. Pour θ variant de 0° à 45° les gains de 2% - 3% quels que soient le type de texturation et son orientation montrent un effet de piégeage de la lumière en comparaison au verre plat. A partir de $\theta = 45^\circ$, le verre texturé linéaire orienté verticalement montre des gains bien plus élevés qu'en orientation horizontale puisque le module tourne sur son axe vertical. Le verre texturé uniforme, lui, montre des gains intermédiaires dans la mesure où sa texturation est moins profonde que la texturation linéaire (par observation visuelle puisque nous n'avons aucun détail sur les propriétés géométriques des texturations). Dans les trois cas, des gains sont clairement visibles dans la mesure où le verre plat subit des pertes de Fresnel pour les forts angles d'incidence alors que les verres texturés captent bien cette plage angulaire par réflexions multiples.

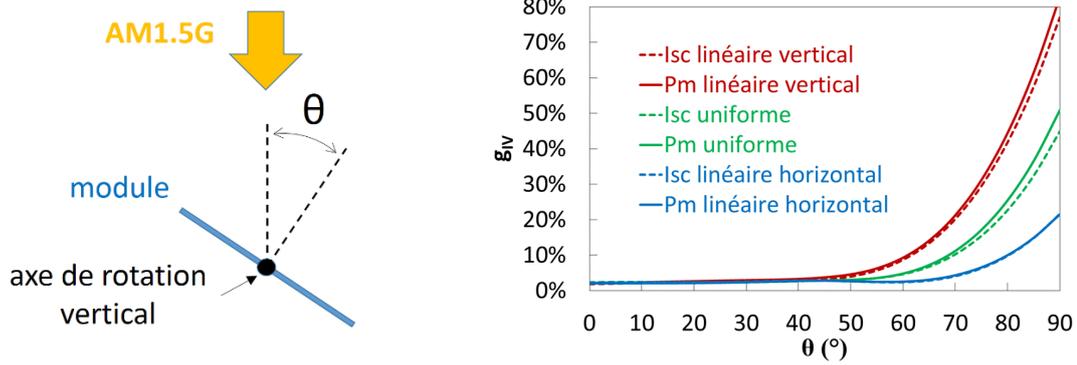


Figure 4.8 – (gauche) Schéma de mesure en angle des trois modules au flash test (mesures autour de l’axe vertical de 0° à 75°, par pas de 15°). (droite) Gains g_{IV} en I_{sc} et en P_m en fonction de l’angle (interpolation de 0° à 90°, avec un pas de 5°) dans trois cas comparés au module à verre plat : module à verre texturé linéaire orienté verticalement d’une part (rainures parallèles à l’axe de rotation) puis horizontalement d’autre part (rainures perpendiculaires à l’axe de rotation), et module à verre texturé uniforme.

Par la suite nous avons réalisé les trois modules destinés à être étudiés en extérieur sur notre banc de test. Il a été choisi d’étudier des modules biverres symétriques avec le même type de verre des deux côtés, que nous appelons B_{stand5} (verres plats), $B_{textu-lin}$ (verres texturés linéairement), et $B_{textu-uni}$ (verres texturés uniformément). La Figure 4.9 à gauche représente les gains g_{IV} du module texturé linéairement comparé au module standard (fabriqués avec des cellules du même lot). Le gain optique de 2% - 3% en incidence normale évoqué plus haut est ici visible sur toute la gamme d’irradiance pour les paramètres I_{sc} , I_m , et P_m . La Figure 4.9 à droite représente les gains g_{IV} du module texturé uniformément comparé au module texturé linéairement (fabriqués avec des cellules de lots différents malheureusement). La différence de cellules est visible sur le gain g_{Voc} (environ 1% - 2%), et on ne constate pas de différence optique majeure sur la gamme d’éclairement en incidence normale (I_{sc} , I_m , et P_m restent globalement inférieurs à $\pm 1\%$).

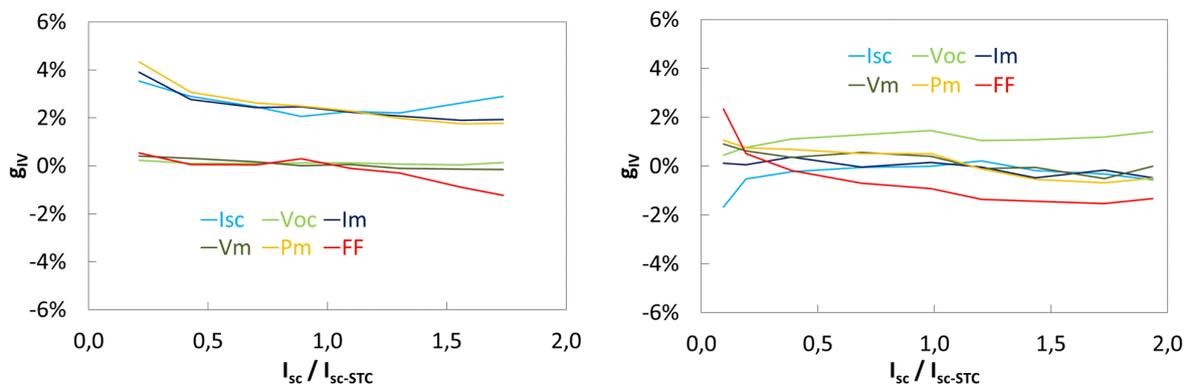


Figure 4.9 – Gains g_{IV} du module $B_{textu-lin}$ comparé à B_{stand5} à gauche, et du module $B_{textu-uni}$ comparé à $B_{textu-lin}$ à droite, en fonction du nombre total de soleil incident sur les modules de référence respectifs.

4.1.4. Bilan

Il est clair que l'architecture à connectique monolithique n'est pas avantageuse en termes de puissance comparée à une architecture standard quel que soit le nombre de soleil total incident (de 0 à 2 soleil) si les cellules n'ont pas un ratio biface de 1. Dans le cas d'un ratio plus faible les cellules limitantes risquent de fonctionner en tension inverse et de subir des « hot spots ». Nous avons en plus montré qu'effectuer un appairage en adaptant la surface des cellules apporte des gains en puissance en utilisation monoface principalement (jusqu'à un albédo en face arrière de 0,2 maximum). Nous avons donc choisi de ne pas pousser l'étude de ce type d'architectures plus loin. Cela illustre l'intérêt de caractériser des nouvelles architectures de module biface en double éclairage avant de mener les études en extérieur.

L'utilisation de cellules découpées dans les modules apporte des gains d'autant plus importants que le nombre de soleil total incident est grand (grâce à des pertes résistives plus faibles). Notons que nous n'avons pas pu identifier les causes des gains négatifs à faible éclairage (pas de courants de fuite liés à la découpe). A cela s'ajoute des gains pour des non-uniformités d'éclairage spécifiques sur la face arrière (grâce à l'interconnexion en parallèle du module à cellules découpées). Dans la suite nous verrons donc si ces deux types de gains (liés aux effets résistifs et liés aux non-uniformités) jouent un rôle majeur dans les conditions réelles de notre application.

Enfin, l'utilisation de verres texturés induit un effet de piégeage optique à incidence normale, et amène d'autant plus de gain que les angles d'incidence du rayonnement sont élevés. Nous tenterons donc dans la suite de quantifier la contribution des angles d'incidence du rayonnement diffus incident en face arrière du module, ainsi que celle des angles d'incidence rasants du rayonnement direct en face avant.

4.2. Test expérimentaux en extérieur

4.2.1. Remarques préliminaires

Les paragraphes qui suivent décrivent les tests en extérieur des deux architectures sélectionnées (« interconnexion en parallèle » et « verres texturés »). A chaque test deux modules bifaces côtes à côtes ont été installés sur notre banc au-dessus du module monoface comme montré sur la Figure 2.10. Cette installation particulière nécessite donc un filtrage spécifique car le module situé à l'ouest est avantagé

le matin (les rayons du soleil atteignent la partie ouest du réflecteur blanc donnant un albédo effectif plus important sur sa face arrière) et le module situé à l'est est avantagé le soir (comportement inverse). Deux possibilités de filtrage, s'ajoutant au filtrage décrit en section 3.2.1 ($P_{m-norm} \geq 0,01$ pour le module M et f compris entre 0% et 100%), ont été envisagées :

- JOURNEES SYMETRIQUES SEULES. Il s'agit de ne garder que les journées dont l'irradiance incidente pour les azimuts négatifs (matin) équivaut à celle des azimuts positifs (après-midi) avec une certaine tolérance. Ainsi, les deux modules reçoivent globalement sur la journée les mêmes irradiances totales (face avant plus face arrière), et l'on traite des données intégrées sur la journée. L'inconvénient est que la répartition de l'irradiance sur une journée n'est pas forcément symétrique par rapport à la mi-journée. Cela est problématique car les deux modules ne sont alors pas forcément comparables en termes de non-uniformité et de distribution des angles d'incidence sur leur face arrière. Or c'est précisément ce point qui nous intéresse pour la suite.
- MI-JOURNEE SEULEMENT. Nous avons donc choisi de sélectionner sur chaque journée les azimuts proches de 0° . Un filtrage sur l'intervalle $[-20^\circ ; +20^\circ]$ s'est avéré approprié pour éliminer les points aberrants. En pratique cela correspond à ne garder que l'heure légale 12h (qui intègre tous les points entre 12h et 13h, le soleil étant à son zénith à environ 12h30), ainsi que les heures 11h et 13h selon la période de l'année. L'inconvénient est que nos résultats concernent alors uniquement les non-uniformités et la distribution d'angles d'incidence lorsque le soleil est proche de son zénith.

Ces filtrages limitent considérablement le nombre de points disponibles (horaires) pour voir les tendances dans chaque configuration étudiée. Nous avons donc testé en plus nos architectures en configuration centrale solaire classique, c'est-à-dire avec la face avant seule sur un banc orienté à angle optimal au sud (36° , le site de l'INES se trouvant à une latitude de 46°) comme montré sur la photographie de la Figure 2.10. Notons que pour les configurations faces avant seules comme celle-ci, le filtrage spécifique décrit plus haut n'est pas applicable.

4.2.2. Interconnexion en parallèle

4.2.2.1. Considérations optiques

Dans un premier temps des mesures réalisées en août – septembre 2013 sur notre banc de test façade verticale en configuration face avant seule vont nous permettre de vérifier les tendances liées aux pertes

résistives identifiées en simulateur solaire. La Figure 4.10 montre les gains g_{pm} , g_{vm} et g_{lm} du module à architecture parallèle comparé au module standard en fonction de l'irradiance G mesurée par le pyranomètre orienté vertical sud.

On constate à gauche une tendance comparable à celle mesurée en simulateur solaire à savoir un gain négatif en dessous de 0,2 soleil incident sur le module, et un gain croissant linéairement au-dessus. En prolongeant la tendance jusqu'à 1000 W/m² on atteindrait le gain de +3,5% mesuré en simulateur solaire. On peut voir à droite que ce gain g_{pm} est le résultat d'une contribution g_{vm} de même tendance (effets résistifs décrits plus haut) et d'une contribution g_{lm} proche de 0%. Notons que les points hors de la tendance sur g_{lm} correspondent à la fin des belles journées où les rayons directs arrivent avec un azimuth compris entre 80° et 85°. Cela cause un ombrage du profilé aluminium sur le module standard (à l'ouest), avantageant ainsi le module à architecture parallèle (à l'est).

Si l'on intègre les données horaires sur chaque jour les gains g_{pm} s'étalent linéairement entre -1,2% pour la plus mauvaise journée, et +1,9% pour la plus belle journée. On voit là que dans le cas d'une mauvaise journée sur notre configuration façade verticale les gains négatifs pour les faibles irradiances sont devenus prépondérants. Il est donc préférable d'utiliser ce type d'architecture à cellules découpées dans des lieux ou dans des configurations où le module reçoit beaucoup de rayonnement.

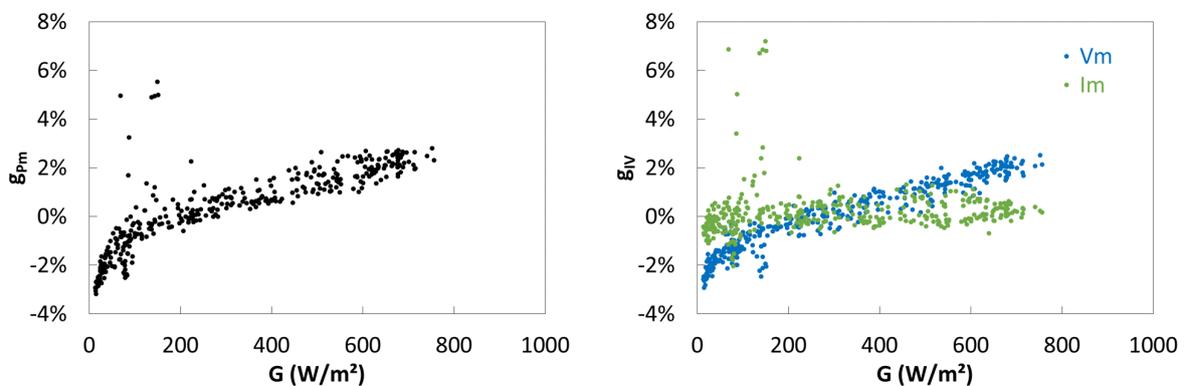


Figure 4.10 – Gains du module B_{paral} comparé au module B_{stand4} en P_m à gauche et en V_m et I_m à droite, en fonction de l'irradiance globale G mesurée par le pyranomètre face avant, en configuration faces avant seules à la verticale sur notre banc de test (du 21/08/13 au 22/09/13 avec un pas horaire).

Nous avons vu à la Figure 3.14 à droite que la non-uniformité d'éclairement sur la face arrière varie fortement entre une distance module – réflecteur de 0,25c et de 0,5c pour un réflecteur blanc de taille 3c x 2c en position basse. Ces deux configurations ont donc été étudiées à plusieurs périodes de l'année (à élévations solaires comparables) pour tenter de mettre en évidence l'avantage du module B_{paral} en cas

de fortes non-uniformités d'éclairement. Les deux modules sont positionnés sur le banc de test comme sur le schéma de la Figure 4.3 à gauche.

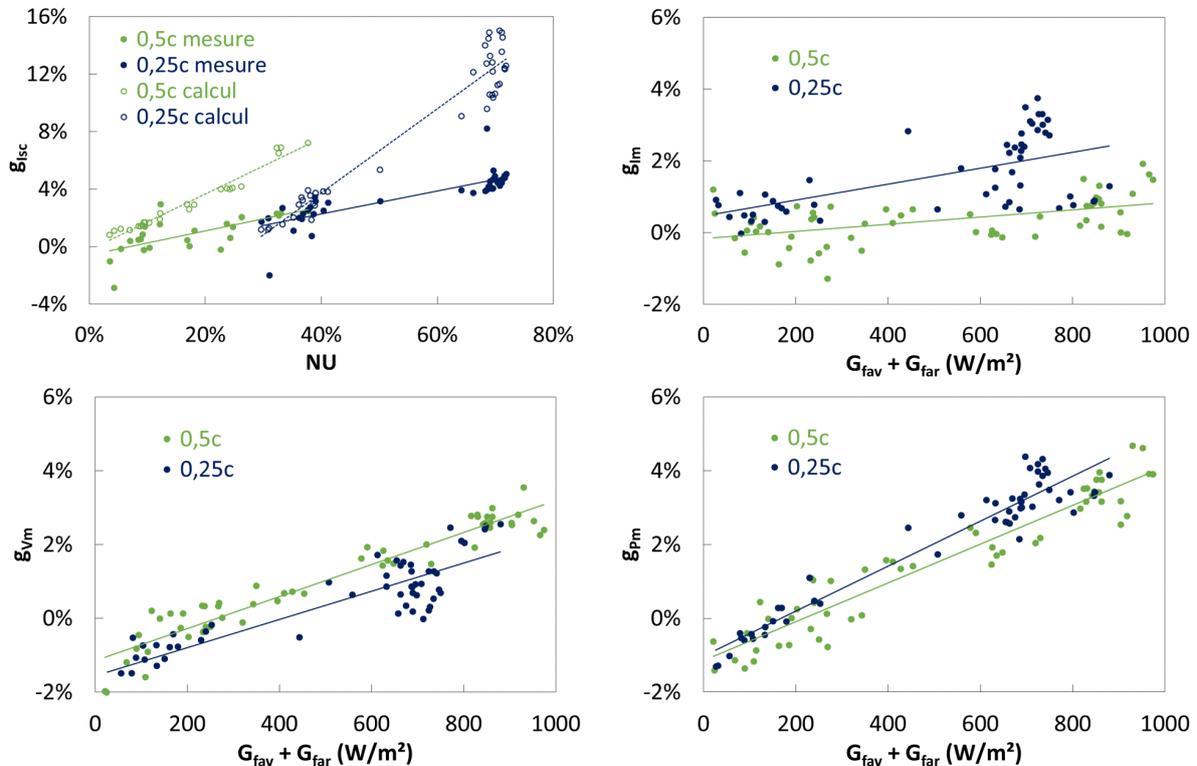


Figure 4.11 – (en haut à gauche) Gain g_{isc} du module B_{paral} comparé au module B_{stand4} , calculés par l'équation (4.3) et mesurés, en fonction de la non-uniformité d'éclairement basée sur les mesures des pyranomètres en face arrière pour les configurations de distance module – réflecteur 0,25c (du 09/04/13 au 06/05/13 et du 24/09/13 au 07/10/13) et 0,5c (du 25/07/13 au 20/08/13 et du 08/10/13 au 22/10/13). (en haut à droite et en bas) Gains g_{lm} , g_{vm} , g_{pm} mesurés en fonction de l'irradiance totale incidente sur les modules (face avant plus face arrière) pour les configurations 0,25c et 0,5c. Pour chaque graphique les données sont représentées avec un pas horaire et avec leurs tendances linéaires respectives.

Dans un premier temps, les gains g_{isc} ont été calculés par l'équation (4.3) et comparés avec les mesures pour les deux configurations testées (voir Figure 4.11 en haut à gauche). Dans le calcul, le ratio biface $r = 0,872$, et la non-uniformité d'éclairement NU , l'albédo minimum A_{min} et l'albédo moyen A_{moy} sont basés sur les mesures des trois pyranomètres montrés sur le schéma de la Figure 2.10 : deux pyranomètres pour la face arrière (« string » du haut et du bas) et un pyranomètre pour la face avant. On constate que les g_{isc} mesurés sont plus faibles que les g_{isc} calculés pour les deux configurations : nous mesurons des gains d'environ 5% pour les fortes NU , là où nous attendions des gains d'environ 13%. Bien que notre calcul nous permette d'expliquer les tendances observées en simulateur solaire (voir Tableau 4.2), il semble que d'autres phénomènes entrent en jeu lors des mesures en extérieur.

Une explication possible pourrait être que les mesures des deux pyranomètres en face arrière ne représentent pas réellement les irradiances incidentes sur les « strings » du haut et du bas du module. Comparons pour cela la distribution d'irradiance simulée avec notre modèle optique sur les deux modules avec les mesures des pyranomètres. On choisit la journée du 31/07/13 (profil montré en Figure 3.10 en bas à droite) qui correspond à une journée de beau temps dans la configuration 0,25c. A midi (unique point considéré dans cette journée de par le filtrage appliqué), les irradiances en faces arrière des cellules des « strings » du bas des deux modules sont comprises dans l'intervalle [65 W/m² ; 75 W/m²], alors que celle mesurée par le pyranomètre du bas est plus faible (42 W/m²). Pour les « strings » du haut en faces arrière et pour les faces avant, les irradiances mesurées (245 W/m² et 552 W/m²) sont comprises dans les intervalles d'irradiances simulées ([236 W/m² ; 259 W/m²] et [507 W/m² ; 566 W/m²]). En prenant en compte l'irradiance moyenne simulée pour le « string » du bas, le g_{isc} calculé passerait de 15% à 12,5% ce qui reste toujours bien plus élevé que le g_{isc} mesuré (la NU passant de 70,7% à 55,6%). Nous n'avons donc pas d'explication pour ces observations.

Il résulte du paragraphe précédent que les gains g_{im} mesurés ne peuvent pas être plus élevés que 5% (à cause du fonctionnement possible en courant inverse explicité à la section 4.1.2.3). En pratique on peut voir sur la Figure 4.11 en haut à droite qu'ils ne dépassent pas 2,5% en moyenne. Ces gains sont globalement 1% plus élevé pour la configuration 0,25c moins uniforme (comparé à la configuration 0,5c plus uniforme), ce qui montre tout de même une influence de la non-uniformité puisque les g_{im} resteraient proches de 0% en considérant seulement les effets résistifs (voir Figure 4.7 à gauche). On observe ainsi sur la Figure 4.11 en bas à gauche un gain g_{vm} plus faible d'environ 0,5% pour la configuration moins uniforme 0,25c (le « string » le moins éclairé limite l'autre « string » dans l'architecture en parallèle). Il en résulte sur la Figure 4.11 en bas à droite, un gain g_{pm} plus élevé d'environ 0,5% pour la configuration moins uniforme 0,25c. Il y a donc une influence de la non-uniformité mais le gain en puissance n'est pas à la hauteur de nos attentes compte tenu des observations faites en simulateur solaire.

4.2.2.2. Considérations thermiques

La Figure 4.12 montre la différence de température entre le module B_{paral} et le module B_{stand4} en fonction du nombre total de soleil incident sur le module standard dans le cas où les modules sont orientés à angle optimal sud (en juin – juillet 2013). Sur chaque graphique sont montrés les mesures issues des thermocouples, et les calculs issus des V_{oc} (équation (3.12)).

Le premier constat est qu'en dehors du comportement divergent à faible éclairément pour les calculs V_{oc} (certainement lié à la combinaison de mesures issues de différents traceurs $I(V)$), ces derniers

donnent exactement les mêmes résultats qu'avec les thermocouples. Cela est dû au fait que les deux modules sont ici biverres contrairement à la section 3.2.3 où nous comparions un module biverre avec un verre – « backsheet ». Les pertes par conduction thermique sont donc les mêmes pour les deux thermocouples et ne causent ici pas d'erreur de mesure. Le second constat est que la tendance linéaire observée est décroissante (presque -2° pour B_{paral} à 1 soleil). Il semble donc que l'utilisation de cellules découpées amène un gain thermique dû au fonctionnement du module à un courant deux fois plus faible.

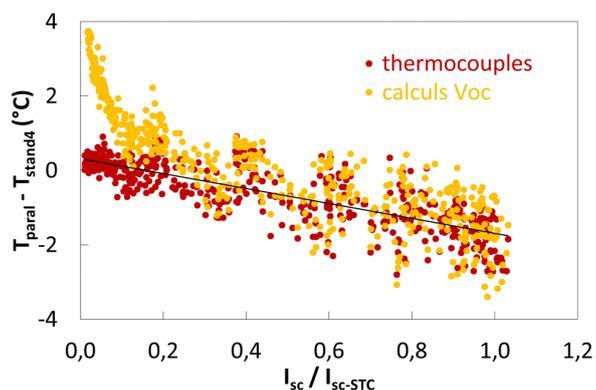


Figure 4.12 – Différence de température mesurée par les thermocouples (avec tendance linéaire) et calculée par les V_{oc} entre le module B_{paral} et le module B_{stand4} en configuration face avant seule à angle optimal sud, en fonction du nombre total de soleil incident sur le module standard (test du 14/06/13 au 22/07/13).

4.2.3. Verres texturés

4.2.3.1. Considérations optiques

Entre juillet et septembre 2013, les modules B_{stand5} et $B_{\text{textu-lin}}$ ont été installés à angle optimal sud avec des caches en faces arrière de façon à montrer l'intérêt d'utiliser un verre texturé en face avant. Les rainures de $B_{\text{textu-lin}}$ sont dirigées selon l'inclinaison du module pour permettre l'écoulement de l'eau et ainsi l'évacuation naturelle des poussières pouvant s'accumuler dans la texturation.

Les graphiques de la Figure 4.13 montrent que les gains maximums pour le module texturé (supérieurs à 10% - visibles sur P_m et I_m) surviennent à 7h et 18h lorsque le soleil apparaît et disparaît. A ces heures, les angles d'incidence du rayonnement direct sur les modules, calculés avec les angles solaires h et az et l'inclinaison du module i , sont de l'ordre de 80° . Ces gains élevés restent visibles pour des fortes proportions de rayonnement diffus dans le cas où le soleil est seulement caché par des nuages localement (présence d'un halo de lumière autour du soleil – voir modèle de Pérez Figure 1.13 à gauche), mais disparaissent pour les journées très couvertes où le soleil ne parvient pas à percer la masse nuageuse. Le reste de la journée, les gains sont compris entre 0% et 5%.

Si l'on intègre les données horaires sur chaque jour, les gains g_{pm} restent stables autour de 3% ($\pm 1\%$) de la plus mauvaise à la plus belle journée. Cela signifie que le rayonnement direct et le rayonnement diffus ont une contribution globalement similaire pour notre module texturé. Par conséquent, les gains associés à l'utilisation d'un module biverre texturé des deux côtés (captant en plus le rayonnement diffus incident sur la face arrière) devraient être du même ordre de grandeur.

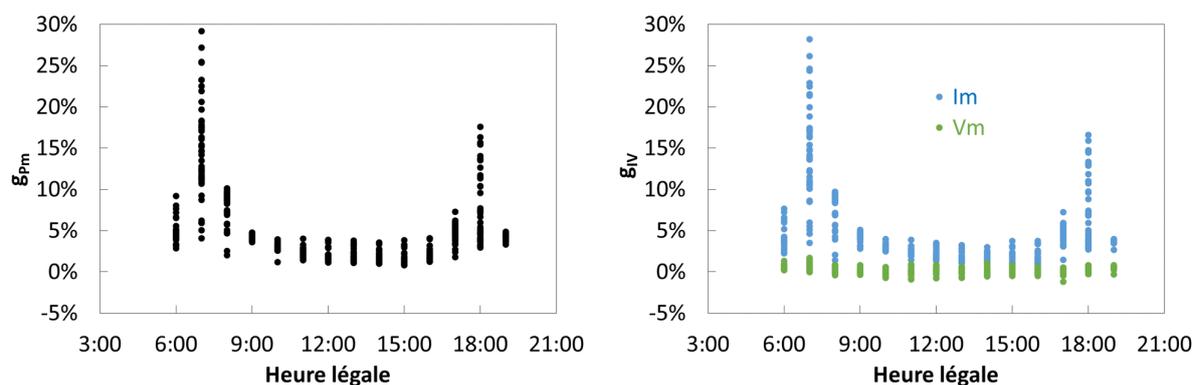


Figure 4.13 – Gains g_{pm} (à gauche), et g_{lm} et g_{vm} (à droite) pour la face avant seule du module $B_{\text{textu-lin}}$ comparé à B_{stand5} en configuration inclinés à angle optimal sud (rainures suivant l'inclinaison) en fonction de l'heure légale (du 24/07/13 au 08/09/13).

Dans la suite, nous avons utilisé notre banc de test en configuration réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ centré derrière le module à une distance $0,5c$ (configuration représentée en Figure 2.10). Au cours des mois de juin et juillet 2013 ont été comparés les modules B_{stand5} (à l'ouest) et $B_{\text{textu-lin}}$ avec rainures orientées verticalement (à l'est). En novembre – décembre 2013, ce dernier a été positionné à l'ouest pour être comparé avec le module $B_{\text{textu-uni}}$ à l'est.

La Figure 4.14 à gauche montre le gain g_{pm} pour le module $B_{\text{textu-lin}}$ comparé à B_{stand5} dans le cas où la face avant est cachée (contribution du rayonnement diffus en face arrière seulement) d'une part, et en éclairement biface d'autre part (rayonnement direct en face avant pour les belles journées et diffus sur les deux faces pour les mauvaises journées). Les gains sont négatifs (entre -2% et -1%) en éclairement face arrière seule, et positifs (entre $+1\%$ et $+4\%$) en éclairement biface. La Figure 4.8 montre que l'utilisation d'un verre texturé linéaire devrait apporter au moins 2% de gain quel que soit l'angle d'incidence des rayons par l'effet de piégeage de la lumière (et quelle que soit la face considérée). Il est donc surprenant d'observer des gains négatifs pour la face arrière seule. Cela n'est pas lié à la tension V_m puisque les g_{vm} sont nuls à $\pm 1\%$ comme le montre la Figure 4.15 à gauche. En réalité, cela montre les limites du positionnement côte à côte des deux modules dont on compare les architectures. En effet, si on trace le gain g_{pm} en fonction de l'azimut à chaque heure (voir Figure 4.15 à droite où le filtrage entre -20° et 20° n'a pas été appliqué), on peut voir que pour la face arrière seule, les gains sont plus

dépendants de l'azimut qu'en éclairage biface ($B_{\text{textu-lin}}$ à l'est est avantageé pour les azimuts positifs et B_{stand5} à l'ouest pour les azimuts négatifs). Pour $az \sim 0^\circ$, les gains pour l'éclairage face arrière seule sont donc de l'ordre de 0% - 1%, ce qui reste toujours plus faible que nos attentes (2%). Au moment des tests (en été), les hauteurs solaires vers 12h étaient comprises entre 65° et 70° , le comportement du gain g_{pm} pour la face avant lors des belles journées doit donc se rapprocher de la configuration « P_m linéaire horizontal » de la Figure 4.8 (gain maximum de 4% à 70°). Or pour $az \sim 0^\circ$ les gains en éclairage biface ne dépassent pas 4%, par conséquent le rayonnement diffus sur les deux faces ne semble pas apporter de gains supplémentaires.

La Figure 4.14 à droite montre le gain g_{pm} pour le module $B_{\text{textu-uni}}$ comparé à $B_{\text{textu-lin}}$ dans le cas où la face avant est cachée d'une part, et en éclairage biface d'autre part. Les gains sont plutôt dans le négatif pour la face arrière seule (environ -3% avec une forte dispersion) et en biface (environ -1%). Au moment des tests (à l'automne) les hauteurs solaires vers 12h étaient comprises entre 20° et 30° , les gains g_{pm} pour la face avant lors des belles journées doivent donc être proches de 0% puisque les trois configurations montrées en Figure 4.8 se valent à ces angles là (environ 2% - 3% de plus que l'architecture standard). Par conséquent, ici non plus le rayonnement diffus ne semble pas apporter de gains supplémentaires puisqu'en moyenne les gains sont négatifs en configuration biface (avec le diffus des mauvaises journées et celui de la face arrière quelle que soit le type de journée) et encore plus négatifs pour la face arrière seule (que du diffus quelle que soit le type de journée). Notons pour finir que la différence de fabrication entre ces deux modules (cellules issues de lots différents) impacte très peu nos observations puis que les g_{vm} sont proches de 0% en configuration biface et de 1% en configuration face arrière seule (voir Figure 4.15 à gauche – visible aussi sur la caractérisation en simulateur solaire en Figure 4.9).

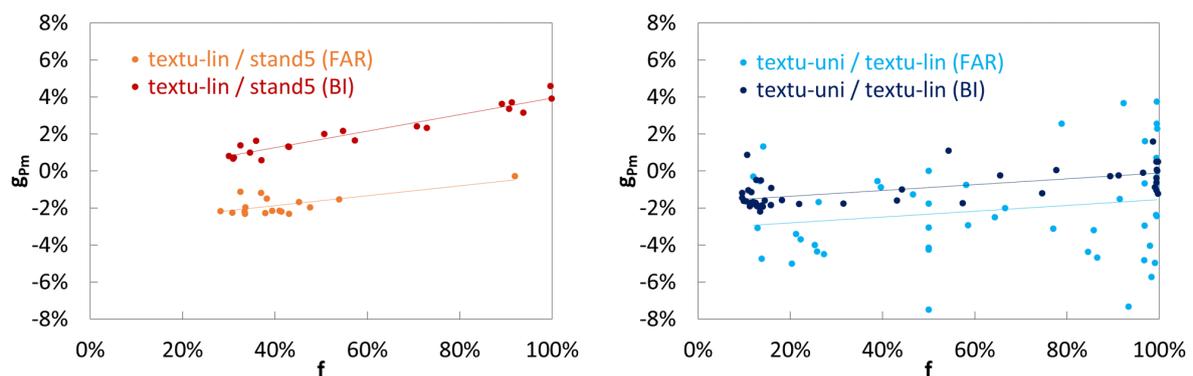


Figure 4.14 – Gains g_{pm} en configuration façade verticale (représentée en Figure 2.10) du module $B_{\text{textu-lin}}$ (rainures à la verticale) comparé à B_{stand5} (à gauche – en biface du 14/06/13 au 03/07/13 et en face arrière seule du 05/07/13 au 22/07/13) et du module $B_{\text{textu-uni}}$ comparé à $B_{\text{textu-lin}}$ (à droite – en face arrière seule du 06/11/13 au 29/11/13 et en biface du 30/11/13 au 15/12/13), en fonction de la fraction de diffus f . Pour chaque graphique les données sont représentées avec un pas horaire et avec leurs tendances linéaires respectives.

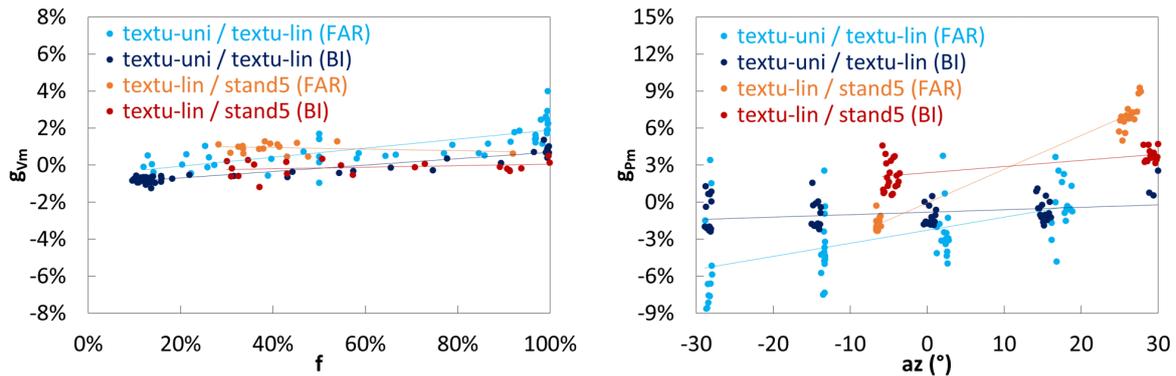


Figure 4.15 – Informations supplémentaires concernant les tests montrés en Figure 4.14 : gain en tension V_m en fonction de la fraction de diffus f à gauche, et gain en puissance P_m en fonction de l’azimut az à droite (pas de filtrage entre -20° et $+20^\circ$ pour ce graphique). Pour chaque graphique les données sont représentées avec leurs tendances linéaires respectives.

Ces tests expérimentaux nous montrent la difficulté de comparer différentes architectures de module sur le même banc de test. D’une part, les tests étant successifs et non simultanés, les propriétés du rayonnement sont donc variables (suivant les angles solaires et les conditions météorologiques) ce qui rend complexes les analyses dans le cas d’architectures sensibles à ces paramètres (avec des verres texturés typiquement). D’autre part, les modules étant comparés sur le même banc de test, les résultats sont restreints à un cas particulier (soleil au zénith) de par le filtrage et sont sensibles aux faibles différences d’azimut entre les périodes de test pour des architectures à verres texturés. Les tendances observées nous permettent néanmoins de conclure que le rayonnement diffus en face arrière ne semble pas apporter de gain s’ajoutant aux gains liés aux forts angles d’incidence du rayonnement direct. La section 4.3 nous permettra d’aller plus loin sur ces explications grâce aux simulations réalisées avec le modèle optique.

4.2.3.2. Considérations thermiques

Nous avons choisi de ne pas équiper les modules texturés de thermocouples pour les tests en extérieur dans la mesure où il est déjà difficile de maintenir le point chaud du thermocouple en contact avec un verre plat lors du collage (voir annexe B), c’est encore moins évident lorsque le verre est texturé. Néanmoins, nous allons pouvoir montrer brièvement le comportement thermique puisqu’il a été confirmé à la section 4.2.2.2 que les mesures avec thermocouples et les calculs basés sur les V_{oc} donnent les mêmes tendances (excepté en dessous de $0,2$ soleil incident au total sur le module).

La Figure 4.16 montre la différence de température calculée par les V_{oc} (méthode décrite en section 3.2.3) entre le module $B_{\text{textu-lin}}$ et le module B_{stand5} dans la configuration banc incliné à angle optimal sud.

On observe simplement une tendance en moyenne nulle quel que soit l'éclairement, ce qui montre qu'utiliser un verre texturé ne semble pas apporter d'avantage thermique comparé à l'utilisation d'un verre plat (cela aurait pu induire une meilleure dissipation de la chaleur par la texturation par exemple). Notons qu'il est surprenant ici de ne pas observer une hausse à faible éclairement liée à la combinaison de mesures issues de différents traceurs I(V) dans le calcul.

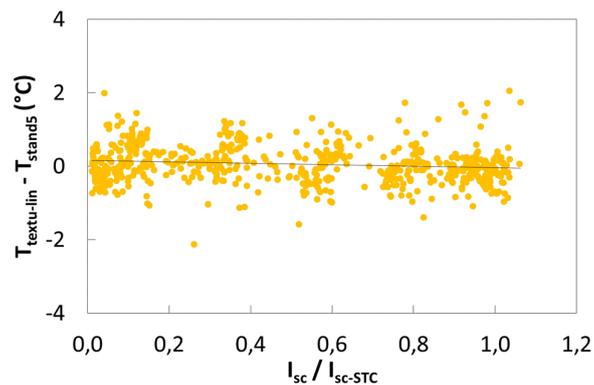


Figure 4.16 – Différence de température calculée avec les V_{oc} (avec tendance linéaire) entre le module $B_{textu-lin}$ et le module B_{stand5} , positionnés sur le banc incliné à angle optimal sud avec des caches en faces arrière, en fonction du nombre de soleil mesuré avec les I_{sc} / I_{sc-STC} du module standard B_{stand5} (test du 24/07/13 au 08/09/13).

4.3. Extrapolation avec le modèle optique

4.3.1. Méthodologie

L'objectif ici est de simuler les gains bifaces annuels que l'on peut obtenir en utilisant les architectures testées sur notre banc de test en fonction de la distance module - réflecteur. Pour cela nous utilisons les journées types de chaque saison pour lesquelles la répartition de l'éclairement entre le « string » du bas et celui du haut, ainsi que la distribution d'angles d'incidence sur la face avant et la face arrière, sont connues. Ces simulations concernent donc la configuration module biface au centre du banc de test avec un réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ en position basse à une distance module – réflecteur variable (voir Figure 2.9).

Pour l'architecture « interconnexion en parallèle », deux types de gains en P_m sont à prendre en compte. D'une part, les gains apportés par l'utilisation de cellules découpées sont calculés par la tendance linéaire de g_{Pm} mesurée en simulateur solaire (voir Figure 4.5 à gauche). On peut alors associer un gain à chaque

heure simulée en évaluant I_{sc} / I_{sc-STC} par la somme des irradiances $G_{f\grave{a}v-moy}$ et $G_{f\grave{a}r-min}$, qui sont l'irradiance moyenne sur les faces avant et l'irradiance minimum sur les faces arri\ere des quatre cellules simul\ees (exprim\ees en nombre de soleil). D'autre part, les gains maximums apport\ees par la non-uniformit\ee d'\eclair\ee entre le « string » du bas et celui du haut en face arri\ere sont calcul\ees par l'\e\eequation (4.3) o\ue les param\etres NU , A_{moy} et A_{min} sont directement accessibles avec les distributions d'irradiance simul\ees. Il s'agit des gains maximums pour deux raisons. Premièrement, ce sont des gains en I_{sc} , les gains en P_m sont forc\ee ment plus faibles puisque la tension V_m est limit\ee e par le « string » le moins \eclair\ee et le courant I_m peut subir des pertes li\ees \a des courants inverses. Deuxi\ee m\ee nt, la Figure 4.11 en haut \a gauche nous a montr\ee que les g_{Isc} mesur\ees lors de nos tests en ext\ee rieur n'\e\ee taient pas aussi \elev\ees que nos pr\ee v\ee sions par le calcul (pour une raison ind\ee termin\ee e). On peut n\ee anmoins remarquer sur ce graphique que les mesures et les calculs se superposeraient en multipliant le g_{Isc} calcul\ee par un coefficient empirique ϵ de 0,4. Nous pouvons donc utiliser l'\e\ee quation (4.4) (\e\ee quation (4.3) modifi\ee e) pour \e\ee valuer les gains maximums auxquels on peut s'attendre en se basant sur nos calculs d'une part ($\epsilon = 1$ – calculs valides pour expliquer les mesures en simulateur solaire comme montr\ee dans le Tableau 4.2), sur nos mesures d'autre part ($\epsilon = 0,4$), et m\ee me sans prendre en compte le gain li\ee \a la non-uniformit\ee d'\eclair\ee ment ($\epsilon = 0$).

$$g_{Isc} = \frac{I_{sc-paral}}{I_{sc-stand4}} - 1 = \epsilon \cdot NU \cdot \frac{r \cdot A_{moy}}{1 + r \cdot A_{min}} \quad (4.4)$$

Pour l'architecture \a verres textur\ees, on peut comparer les gains apport\ees dans trois configurations diff\ee rentes : verre textur\ee lin\ee aire avec rainures positionn\ees verticalement ou horizontalement dans le banc de test, et verre textur\ee uniforme. On utilise pour cela la simulation de la distribution du flux lumineux par angle solide qui est une matrice associant un flux au couple form\ee par l'angle d'incidence θ de ce flux sur la face consid\ee r\ee e (par rapport \a la normale de la surface) et la provenance de ce flux dans l'espace (angle ω). La Figure 4.17 illustre cette matrice sous forme d'un graphique o\ue l'intensit\ee du flux est repr\ee sent\ee e en niveaux de gris en fonction des angles θ (variant de 0° \a 90°) et ω (variant de 0° \a 360°). On peut voir \a gauche la face avant avec les contributions du direct (zone noire \a $(\theta, \omega) \sim (30^\circ, 345^\circ)$) et du diffus (tous les autres niveaux de gris) bien identifi\ees. Notons que la partie inf\ee rieure de ce graphique circulaire reste vierge dans la mesure o\ue aucun rayonnement ne vient du sol (son alb\ee do n'est pas prise en compte dans notre mod\ee le optique pour des raisons de rapidit\ee de trac\ee de rayons – voir section 2.2.2.1). On peut voir \a droite la face arri\ere o\ue le flux lumineux arrive de toutes les directions (diffusion de la surface blanche) jusqu'\a des angles de 70° - 80° (comme le montre aussi les graphiques de la Figure 3.11). La bande de flux moins intense visible sur la partie inf\ee rieure de ce graphique circulaire (pour des θ de l'ordre de 45°) est due \a l'ombre port\ee e des modules sur le r\ee flecteur qui diminue localement le flux renvoy\ee par ce dernier vers la face arri\ere. En dehors de cette bande

angulaire, le flux (plus foncé) est issu de la réflexion du rayonnement direct sur les parties non ombrées du réflecteur.

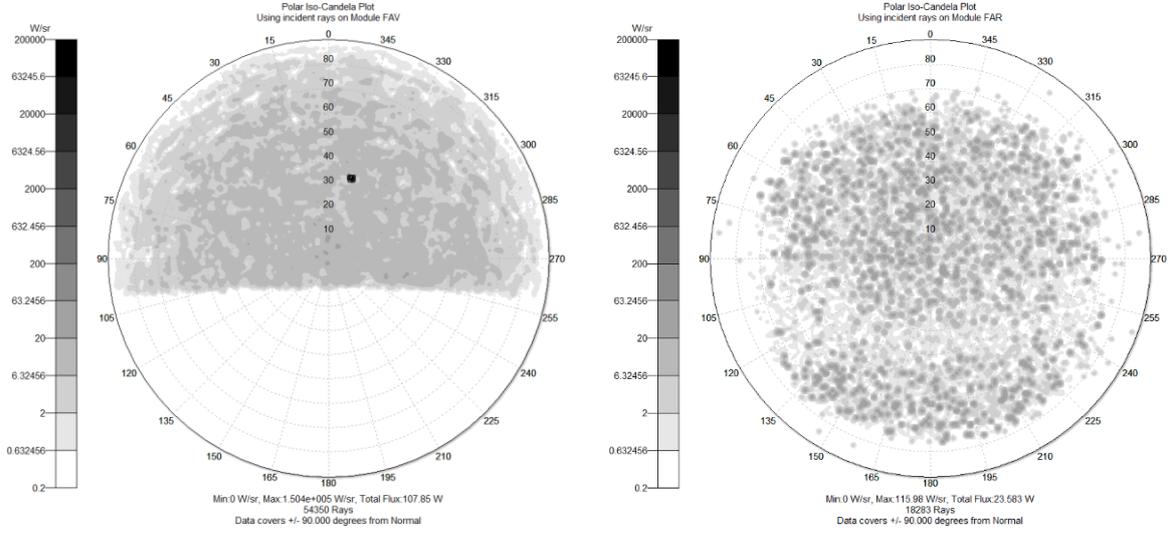


Figure 4.17 – Distribution du flux par angle solide incident sur la face avant (à gauche) et sur la face arrière (à droite), en fonction de l’angle d’incidence θ (échelle complète - entre 0° et 90°) et de la provenance du rayonnement (angle ω entre 0° et 360°). Exemple concernant la journée de validation du 20/02/13 à 12h d’où la position du pic de rayonnement direct sur la face avant à gauche ($h = 32,9^\circ \sim \theta$ et $az = -11,4^\circ \sim \omega$).

Pour chaque heure et chaque face du module, on intègre le flux incident à $\pm 45^\circ$ autour de l’horizontale (angles ω de $[45^\circ ; 130^\circ]$ et $[225^\circ ; 310^\circ]$) et à $\pm 45^\circ$ autour de la verticale (angles ω de $[0^\circ ; 40^\circ]$, $[135^\circ ; 220^\circ]$ et $[315^\circ ; 355^\circ]$), puis on les normalise par rapport au flux total incident sur la surface. Les équations (4.5) et (4.6) décrivent ce calcul, et la Figure 4.18 montre la distribution angulaire du flux total Φ_{norm} (à gauche) et sa répartition en $\Phi_{\text{horiz-norm}}$ et $\Phi_{\text{vert-norm}}$ à droite pour chaque face du module (cas de la distribution montrée en Figure 4.17). On retrouve à gauche le pic de flux lié au rayonnement direct en face avant aux alentours de 30° , alors que pour la face arrière le flux est distribué plus uniformément sur la plage angulaire (pour chaque face le flux intégré sur tous les angles vaut 1). On voit plus précisément à droite que le pic de flux de la face avant apparaît dans $\Phi_{\text{vert-norm}}$ ($\omega \sim 345^\circ$) et que $\Phi_{\text{horiz-norm}} \sim \Phi_{\text{vert-norm}}$ pour la face arrière sur toute la plage angulaire.

$$\Phi_{\text{horiz-norm}}(\theta) = \frac{\sum_{\substack{\omega \in [45;130] \\ \cup [225;310]}} \Phi(\omega, \theta)}{\sum_{\substack{\omega \in [0;355] \\ \theta \in [0;85]}} \Phi(\omega, \theta)} \quad (4.5)$$

$$\Phi_{\text{vert-norm}}(\theta) = \frac{\sum_{\substack{\omega \in [0;40] \\ \cup [135;220] \\ \cup [315;355]}} \Phi(\omega, \theta)}{\sum_{\substack{\omega \in [0;355] \\ \theta \in [0;85]}} \Phi(\omega, \theta)} \quad (4.6)$$

Ensuite on utilise les gains g_{P_m} mesurés en simulateur solaire et montrés en Figure 4.8 à droite pour associer à chaque heure et chaque face trois gains (correspondant à une configuration chacun) calculés par les équations (4.7), (4.8) et (4.9). Le gain $g_{P_m\text{-lin-vert}}$ donne le gain en P_m pour une face du module ayant un verre texturé linéairement et orienté verticalement (comparé à un verre plat), en prenant en compte les flux normalisés autour de l'horizontale ($\Phi_{\text{horiz-norm}}$) et autour de la verticale ($\Phi_{\text{vert-norm}}$). De la même manière $g_{P_m\text{-lin-horiz}}$ concerne un verre texturé linéairement et orienté horizontalement, et $g_{P_m\text{-uni}}$, un verre texturé uniformément peu importe son orientation.

$$g_{P_m\text{-lin-vert}} = \sum_{\theta \in [0;85]} [\Phi_{\text{horiz-norm}}(\theta) \cdot g_{P_m\text{-lin-vert}}(\theta) + \Phi_{\text{vert-norm}}(\theta) \cdot g_{P_m\text{-lin-horiz}}(\theta)] \quad (4.7)$$

$$g_{P_m\text{-lin-horiz}} = \sum_{\theta \in [0;85]} [\Phi_{\text{horiz-norm}}(\theta) \cdot g_{P_m\text{-lin-horiz}}(\theta) + \Phi_{\text{vert-norm}}(\theta) \cdot g_{P_m\text{-lin-vert}}(\theta)] \quad (4.8)$$

$$g_{P_m\text{-uni}} = \sum_{\theta \in [0;85]} [\Phi_{\text{horiz-norm}}(\theta) + \Phi_{\text{vert-norm}}(\theta)] \cdot g_{P_m\text{-uni}}(\theta) \quad (4.9)$$

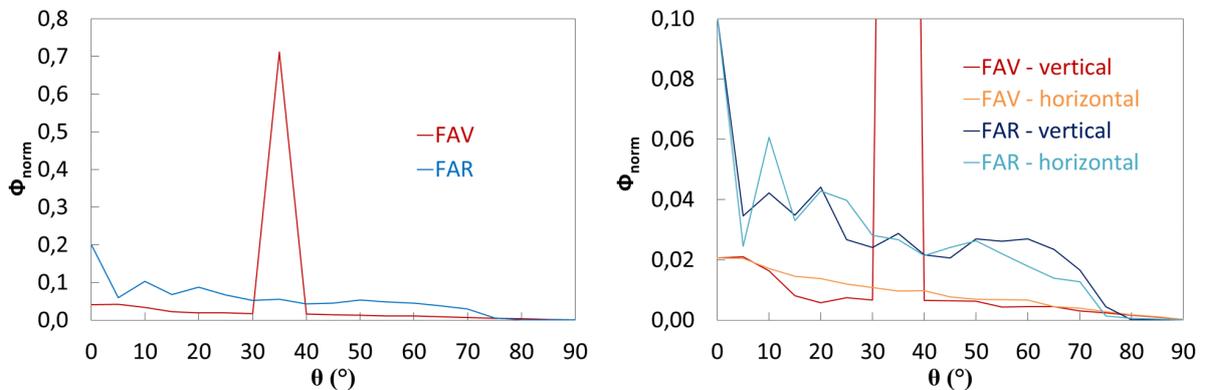


Figure 4.18 – Flux total Φ_{norm} (à gauche) et sa répartition en $\Phi_{\text{horiz-norm}}$ et $\Phi_{\text{vert-norm}}$ (à droite), en fonction de l'angle d'incidence θ pour chaque face dans le cas de la distribution de la Figure 4.17 (20/02/13 à 12h). La somme des Φ_{norm} sur tous les angles vaut 1 pour chacune des faces.

4.3.2. Validation expérimentale

Pour valider notre méthodologie, nous utilisons les journées du 03/07/13 et 31/07/13 ayant servi auparavant à la section 3.3.1.1. Rappelons que le 31/07 correspond à une belle journée (profil en Figure 3.9 en bas à droite) où nous avons comparé B_{paral} avec B_{stand4} en configuration réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ en position basse à une distance module – réflecteur de $0,25c$. Et le 03/07 correspond à une journée de grisaille (profil en Figure 3.9 en bas à gauche) où nous avons comparé $B_{\text{textu-lin}}$ (rainures à la verticale) avec B_{stand5} en configuration réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ centré derrière le module à une distance $0,5c$. Notons une fois de plus que les points simulés concernent la première minute de chaque heure et non des valeurs moyennées sur l'heure entière.

4.3.2.1. Interconnexion en parallèle

La Figure 4.19 montre les P_m des modules B_{paral} et B_{stand4} mesurés expérimentalement et simulés pour la journée du 31/07, ainsi que les gains g_{Pm} associés (pour un ratio biface en $I_{sc} r = 0,87$ et un coefficient empirique $\varepsilon = 0,4$). On voit ici les effets du positionnement côte à côte des deux modules. En effet, B_{stand4} (à l'ouest) produit plus le matin (voir le pic de g_{Pm} négatif) jusqu'à ce que les gains pour B_{paral} compensent l'environnement optique favorable de B_{stand4} , et B_{paral} produit plus l'après-midi de par l'environnement optique favorable (voir le pic de g_{Pm} positif) et les gains liés à son architecture.

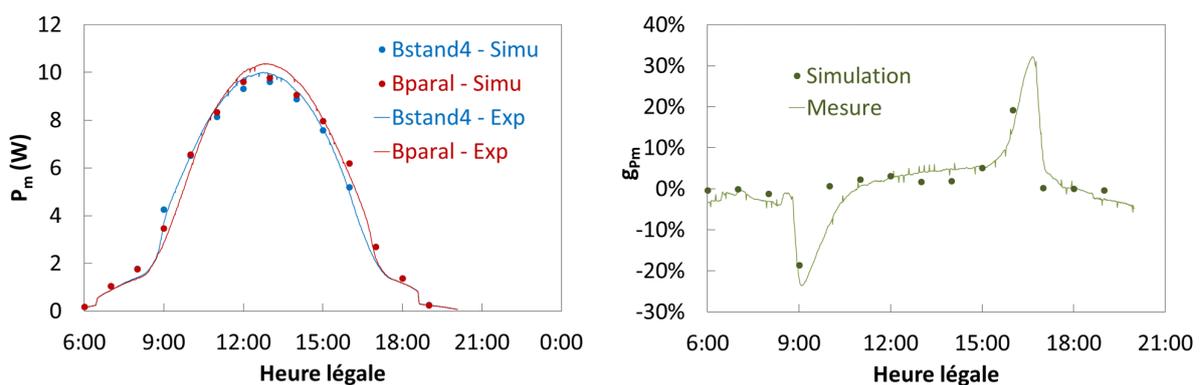


Figure 4.19 – Comparaison entre P_m simulé (pour la première minute de chaque heure) et mesuré (avec un pas d'une minute) pour les modules B_{stand4} et B_{paral} et pour $\varepsilon = 0,4$ le 31/07 à gauche, et gains g_{Pm} simulés et mesurés de B_{paral} comparé à B_{stand4} à droite.

Le Tableau 4.3 permet de quantifier l'adéquation des mesures avec les simulations en fonction de ε . On observe dans le pire des cas (pour $\varepsilon = 0$, sans prendre en compte la non-uniformité d'éclairément) que R^2 est supérieur à 97,7%, ce qui signifie que le modèle estime la réalité avec un niveau de confiance supérieur à 99,9% (test statistique de Student décrit en annexe E). De plus, les biais se compensent sur la journée (RMSE élevé et MBE faible) comme c'était déjà le cas pour l'architecture standard. Pour $\varepsilon = 0,4$, R^2 est maximum, et RMSE et |MBE| sont minimums, ce qui est cohérent avec le fait que cette valeur de coefficient a été choisie (visuellement et non mathématiquement) pour faire correspondre nos calculs avec les données obtenues expérimentalement. Notons que la Figure 4.20 nous montre que, pour cette journée particulièrement, R^2 peut être encore plus élevée en choisissant un coefficient empirique de 0,6. Lorsque le coefficient atteint 1, les biais ne se compensent plus sur la journée (RMSE et MBE sont tous deux élevés), le modèle surestime alors les performances du module B_{paral} .

ε	Architecture STANDARD			Architecture PARALLELE		
	R^2	RMSE (W)	MBE (W)	R^2	RMSE (W)	MBE (W)
0	99,18%	0,33	0,05	97,74%	0,57	-0,10
0,4	99,18%	0,33	0,05	98,82%	0,41	0,08
1	99,18%	0,33	0,05	98,55%	0,46	0,36

Tableau 4.3 - Paramètres statistiques (voir annexe E) permettant de comparer les P_m simulés et mesurés pour chaque architecture (B_{stand4} à gauche et B_{paral} à droite), en fonction du coefficient empirique ε : de valeur 0,4 selon nos mesures, et modifiable entre 0 (prise en compte des gains liés à l'utilisation de cellules découpées seulement) et 1 (gain total maximum calculé).

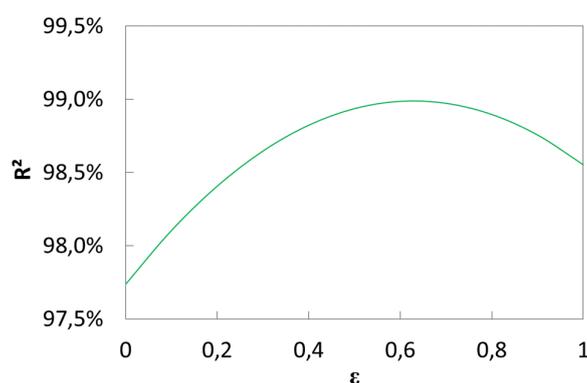


Figure 4.20 - Evolution de R^2 (quantifiant l'adéquation entre simulation et mesure) en fonction du coefficient empirique ε pour le module B_{paral} .

4.3.2.2. Verres texturés

La Figure 4.21 montre les P_m des modules $B_{\text{textu-lin}}$ et B_{stand5} mesurés expérimentalement et simulés pour la journée du 03/07, ainsi que les gains g_{Pm} associés. Bien que les deux modules soient côte à côte, il n'y a pas de différence d'irradiation de leur face arrière entre le matin et le soir dans la mesure où le rayonnement est totalement diffus pour cette journée de grisaille (cette invariabilité suivant l'heure était déjà visible sur la Figure 3.11 en bas à gauche).

Au niveau des paramètres statistiques, pour l'architecture standard nous avons $R^2 = 95,06\%$, $RMSE = 0,17 \text{ W}$ et $MBE = -0,15 \text{ W}$ (voir Tableau 3.1), et pour l'architecture texturée on a $R^2 = 94,29\%$, $RMSE = 0,19 \text{ W}$ et $MBE = -0,17 \text{ W}$. Le R^2 est légèrement moins bon mais toujours acceptable au sens du test de Student (estimation de la réalité avec un niveau de confiance supérieur à 99,9%). Pour les deux architectures, les simulations sous-estiment la réalité ($RMSE \sim MBE < 0$). Cette sous-estimation est légèrement plus forte pour le module texturé d'où son gain g_{Pm} simulé comparé au module standard (environ 3,5%) qui est plus faible que le gain mesuré (environ 4,5%) quelle que soit l'heure de la journée. Cela pourrait être dû au fait que notre modèle ne prend pas l'albédo du sol en compte. Or cet albédo induirait plus de rayonnement diffus sur la face avant des modules (avec des angles θ pouvant s'approcher de 90°), donc plus de gain pour le module texturé.

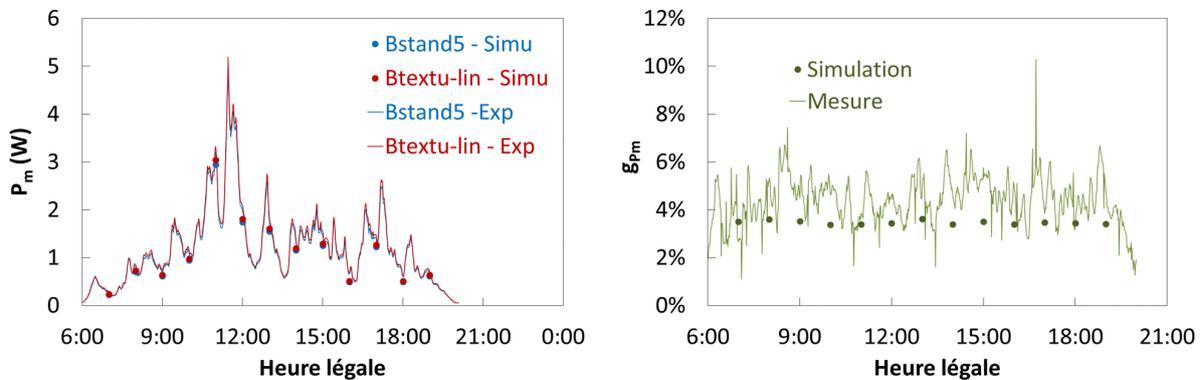


Figure 4.21 - Comparaison entre P_m simulé (pour la première minute de chaque heure) et mesuré (avec un pas d'une minute) pour les modules B_{stand5} et $B_{\text{textu-lin}}$ (rainures à la verticale) le 03/07 à gauche, et gains g_{Pm} simulés et mesurés de $B_{\text{textu-lin}}$ comparé à B_{stand5} à droite.

4.3.3. Gains annuels en fonction de la distance et de l'architecture du module

4.3.3.1. Interconnexion en parallèle

La Figure 4.22 montre le calcul des gains g_{kWh} du module B_{paral} comparé au module B_{stand4} en fonction de la distance module – réflecteur et du coefficient ε sur l'année (en haut à gauche) et suivant la saison (hiver en haut à droite, et printemps et été en bas). Le gain annuel (prenant en compte les quatre journées types) pour $\varepsilon = 0$ montre que les gains liés à l'utilisation de cellules découpées sont faibles quelle que soit la distance. Les graphiques concernant chaque saison montrent que ces gains sont compris entre -0,1% (distance $2c$ en été – forte élévation solaire donc peu de production par la face avant et peu de rayonnement renvoyé par le réflecteur lorsque la distance est grande) et 0,6% (distance comprise entre $0,5c$ et c en automne – graphique non représenté puisque très similaire à celui du printemps). En effet, en considérant toutes les heures simulées pour chaque journée type, l'irradiance globale moyenne incidente sur les deux faces du module est de 316 W/m^2 . A cette valeur d'irradiance, on retrouve sur les caractérisations en simulateur solaire (tendance « P_m mesure » en Figure 4.5 à gauche) et en extérieur (Figure 4.10 à gauche), des gains globalement compris entre 0% et 0,5%. Il est donc clair que l'application façade verticale n'est pas une application dans laquelle l'utilisation de modules à cellules découpées apporte des gains importants puisque les modules sont beaucoup moins exposés au rayonnement que dans une application centrale solaire au sol ou sur toiture plate par exemple.

En ce qui concerne l'influence de la non-uniformité d'éclairement, la limite maximum des gains g_{kWh} est associée aux gains g_{isc} calculés avec $\varepsilon = 1$ (modèle validé avec les mesures en simulateur solaire) et avec $\varepsilon = 0,4$ (modèle validé avec les mesures en extérieur). Les courbes vertes et rouges de la Figure 4.22 montrent les gains g_{kWh} combinant l'utilisation de cellules découpées et de « strings » en parallèle. On constate en haut à gauche que le gain annuel augmente fortement à faible distance dans la mesure où la non-uniformité augmente elle aussi (voir Figure 3.14 à droite). Ce comportement est très peu visible sur la journée type d'hiver puisque même à faible distance la non-uniformité reste faible (influence du rayonnement rasant incident sur la partie basse du réflecteur blanc) contrairement aux autres journées types. En se plaçant de nouveau à l'irradiance globale moyenne incidente sur les deux faces du module (316 W/m^2), les tendances linéaires des résultats expérimentaux donnent $g_{isc} \sim 1\%$ pour une distance de $0,5c$ et $g_{isc} \sim 2,5\%$ pour une distance de $0,25c$ (graphique non représenté). A cette irradiance et pour ces deux distances, les g_{pm} sont d'environ 0,5% et 1% (Figure 4.11 en bas à droite). Les gains g_{isc} calculés sur l'année (1,3% pour $0,5c$ et 2,2% pour $0,25c$ sur la Figure 4.22 en haut à gauche) sont du même ordre que les g_{isc} mesurés à environ 316 W/m^2 ($\sim 1\%$ et $\sim 2,5\%$). Avec ces informations, il est donc difficile d'imaginer des gains annuels g_{kWh} supérieurs à 1% pour $\varepsilon = 0,4$ et supérieurs à 2% pour $\varepsilon = 1$ à une distance de $0,25c$. L'avantage de l'architecture parallèle face à des

non-uniformités d'éclairage existe mais n'est pas aussi flagrant que laissent penser nos résultats en simulateur solaire. Cela reste néanmoins une piste à explorer dans les architectures innovantes de modules bifaces.

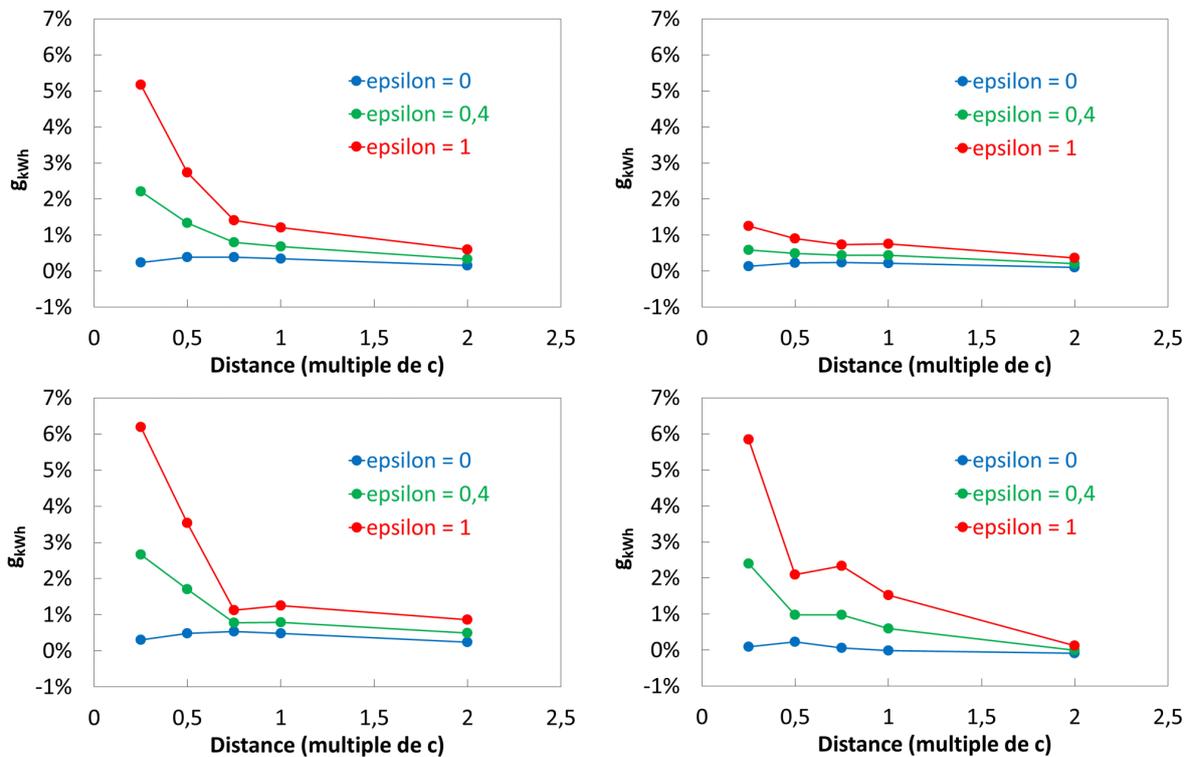


Figure 4.22 – Simulation des gains g_{kWh} du module B_{paral} comparé au module B_{stand4} en fonction de la distance module – réflecteur (configuration réflecteur blanc 3c x 2c en position basse) et du coefficient ε (0 pour l'influence des cellules découpées seule, 0,4 et 1 en ajoutant celle de l'interconnexion en parallèle). De gauche à droite et de haut en bas, on a la moyenne annuelle sur les quatre journées types simulées, puis la journée d'hiver, la journée de printemps, et enfin la journée d'été (la journée d'automne n'est pas représentée car très similaire à la journée de printemps).

4.3.3.2. Verres texturés

La Figure 4.23 montre le calcul des gains g_{kWh} en fonction de la distance module – réflecteur pour l'utilisation d'un verre texturé linéaire (orientation verticale ou horizontale séparées) ou d'un verre texturé uniforme. Les contributions de la face avant et de la face arrière sont séparées, et les graphiques représentent les gains sur l'année ainsi que chaque saison (excepté l'automne qui est similaire au printemps).

On observe, au niveau annuel, un avantage (+1%) de la texturation linéaire verticale par rapport à une orientation horizontale et à la texturation uniforme en face avant. L'orientation verticale est avantagée

grâce au printemps/automne principalement car le rayonnement arrive avec de forts angles d'incidence (supérieurs à 60°) le matin et le soir, alors que l'orientation horizontale est avantagée uniquement lorsque le soleil est haut dans le ciel, c'est-à-dire à la mi-journée en été. La texturation linéaire dans sa meilleure orientation est toujours avantagée par rapport à la texturation uniforme puisque cette dernière est moins profonde par simple observation des verres. La Figure 4.24 à gauche montre la distribution du flux normalisé incident sur la face avant moyennée sur toutes les heures pour les journées de printemps d'une part, et d'été d'autre part, en fonction de son angle d'incidence. Au-delà de 60° , le flux horizontal est plus important au printemps (confirmant l'avantage de la texturation orientée verticalement) et le flux vertical est plus important en été (confirmant l'avantage de la texturation orientée horizontalement). Sur l'année Φ_{norm} intégré sur tous les angles θ est plus élevé dans la direction horizontale (0,56) que dans la direction verticale (0,44), ce qui confirme l'avantage de l'orientation verticale de la texturation linéaire par rapport à l'orientation horizontale. Notons néanmoins qu'en prenant en compte l'albédo du sol (ce qui n'est pas le cas dans notre modèle), le flux ajouté serait comptabilisé principalement dans la direction verticale, ce qui augmenterait le gain pour l'orientation horizontale de la texturation linéaire dans une proportion difficilement quantifiable.

En ce qui concerne la face arrière, la tendance annuelle montre une augmentation du gain pour les plus faibles distances quel que soit le verre utilisé. En effet, on peut voir sur la Figure 4.24 à droite, que le flux normalisé Φ_{norm} (incident sur la face arrière et moyenné sur les quatre journées types) est bien plus élevé pour une faible distance de $0,25c$ que pour $2c$ pour les angles d'incidence θ supérieurs à 60° . De plus, la contribution verticale est bien plus élevée pour $0,25c$ et la contribution horizontale est légèrement plus élevée pour $2c$. Cela se retrouve sur le gain g_{kWh} annuel de la Figure 4.23 (en haut à gauche) où l'orientation horizontale de la texturation linéaire est avantagée à faible distance et désavantagée à forte distance par rapport à l'orientation verticale. La texturation uniforme est moins avantageuse que la texturation linéaire sur l'année quelle que soit l'orientation de cette dernière et quelle que soit la distance module – réflecteur (texturation moins profonde).

Pour une distance optimale de $0,5c - 0,75c$ sur l'année (voir section 3.3.2), les deux orientations de la texturation linéaire se valent en face arrière mais l'orientation verticale est meilleure en face avant. Par conséquent, l'orientation verticale qui avait été privilégiée dans nos tests pour permettre l'écoulement de l'eau semble donc aussi être optimale en termes de performances annuelles dans la configuration de notre banc de test. Notons que le gain résultant des contributions des deux faces se rapproche de celui de la face avant puisque l'énergie produite est bien plus importante par la face avant que par la face arrière. Enfin, il est fort possible que les gains en face arrière pour l'orientation verticale de la texturation linéaire soient améliorés dans une application façade verticale réelle puisque il n'y aurait pas de parois noires sur les côtés. Ainsi, le flux incident sur la face arrière d'un module aurait certainement une plus forte proportion d'angles d'incidence supérieurs à 60° .

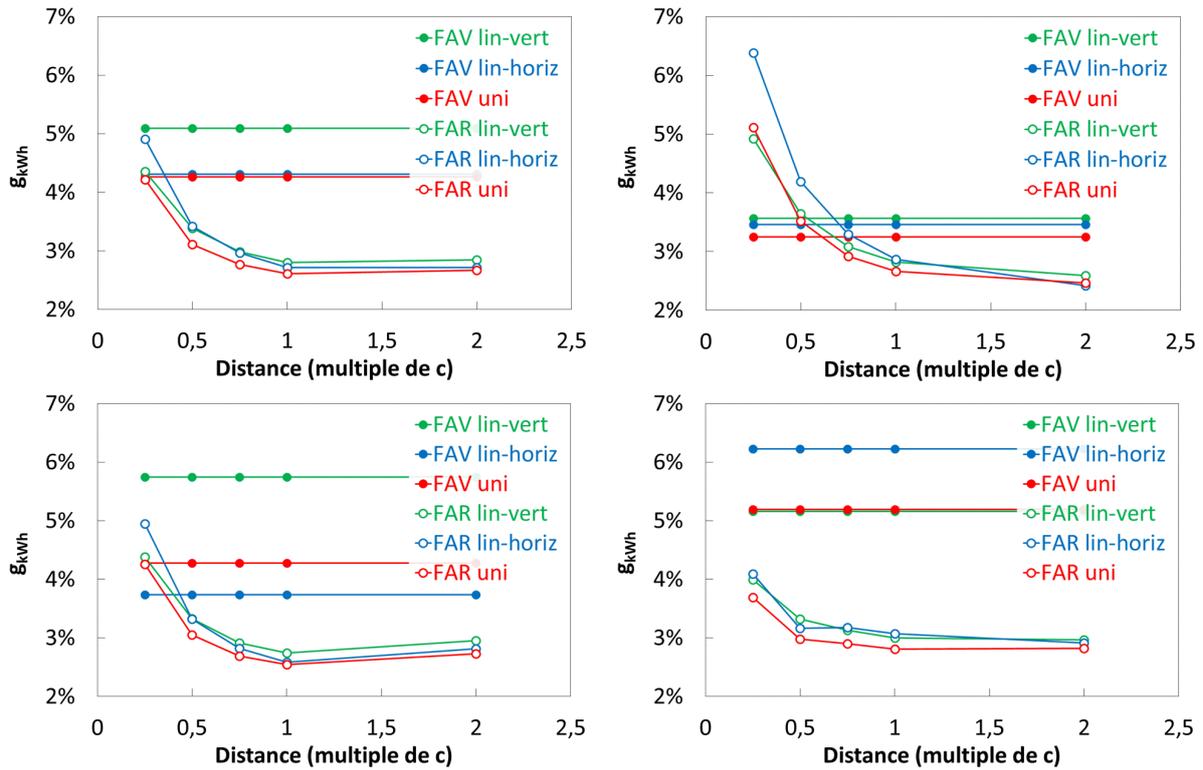


Figure 4.23 – Simulation des gains g_{kWh} en fonction de la distance module – réflecteur (configuration réflecteur blanc $3c \times 2c$ en position basse) pour chaque face et pour les trois architectures comparées au module B_{stand5} ($B_{textu-lin}$ avec rainures orientées verticalement en vert, horizontalement en bleu, et $B_{textu-uni}$ en rouge). De gauche à droite et de haut en bas, on a la moyenne annuelle sur les quatre journées types simulées, puis la journée d’hiver, la journée de printemps, et enfin la journée d’été (la journée d’automne n’est pas représentée car très similaire à la journée de printemps).

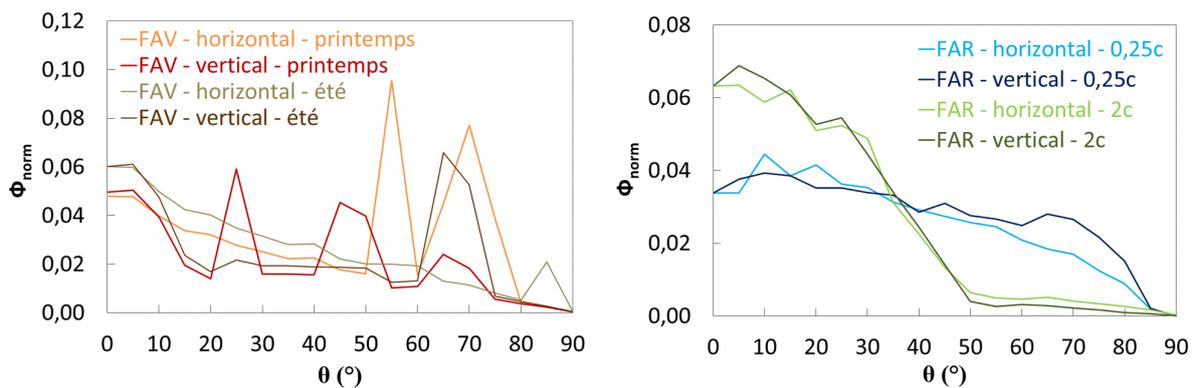


Figure 4.24 – Répartition du flux Φ_{norm} en $\Phi_{horiz-norm}$ et $\Phi_{vert-norm}$ en fonction de l’angle d’incidence θ pour la face avant à gauche (moyenne sur toute les heures de la journée de printemps d’une part, et d’été d’autre part), et pour la face arrière à droite (moyenne sur toutes les heures des quatre journées types considérées pour deux distances module – réflecteur : $0,25c$ et $2c$). La somme des Φ_{norm} sur tous les angles vaut 1 pour chaque paire de courbes (orange/rouge, gris/marron, bleu clair/foncé, vert clair/foncé).

4.3.3.3. Combinaison des deux architectures

Dans cette dernière section, nous avons choisi de montrer les gains annuels simulés qu'apportent les deux architectures testées par rapport à un module monoface d'architecture standard (verre plat, quatre cellules en série) en fonction de la distance module - réflecteur. La Figure 4.25 reprend les résultats de la section 3.3.2 (gains principaux liés à l'environnement optique et 0,2% - 0,3% additionnels liés à l'avantage thermique du module biface), ainsi que ceux des deux sections précédentes. Pour l'architecture « interconnexion en parallèle », les données sont représentées pour $\varepsilon = 0$ et $\varepsilon = 0,4$, puisque les gains réels en puissance sont compris entre ces deux courbes. Pour l'architecture « verres texturés », seules les données concernant un module à verres texturés linéaires orientés verticalement sur ses deux faces sont montrées, puisque que c'est cette configuration qui donne les gains en puissance maximums. Le graphique de gauche concerne un ratio biface en I_{sc} de 0,9 (comme celui de notre module étudié B_{stand1} , qui est constant entre 0,1 et 1 soleil à $\pm 0,005$), et le graphique de droite concerne un ratio de 1 (la réponse de la face arrière est élevée à celle de la face avant).

On constate sur le graphique de gauche la forte proportion du gain optique (prise en compte du rayonnement incident sur la face arrière), puis le très faible gain additionnel lié à la thermique (à peine visible). L'ajout de la texturation linéaire apporte environ 5% supplémentaires (liés à la texturation en face avant principalement) quelle que soit la distance, c'est la deuxième source majeure de gain. Enfin, les gains supplémentaires liés à l'utilisation de cellules découpées (courbe bleue – $\varepsilon = 0$), auxquels s'ajoutent ceux liés à l'interconnexion en parallèle (entre la courbe bleue et la courbe verte – $\varepsilon = 0,4$), restent globalement modestes face aux deux premières sources majeures de gain. Sur le graphique de droite, le passage à un ratio biface de 1 affecte principalement le gain optique en le rehaussant d'environ 2% en moyenne. En effet, pour l'architecture « verres texturés » la contribution de la face avant est prépondérante dans le gain, et pour l'architecture « interconnexion en parallèle » le ratio r est présent dans le dénominateur de l'équation (4.4) (en plus du numérateur) ce qui diminue son influence.

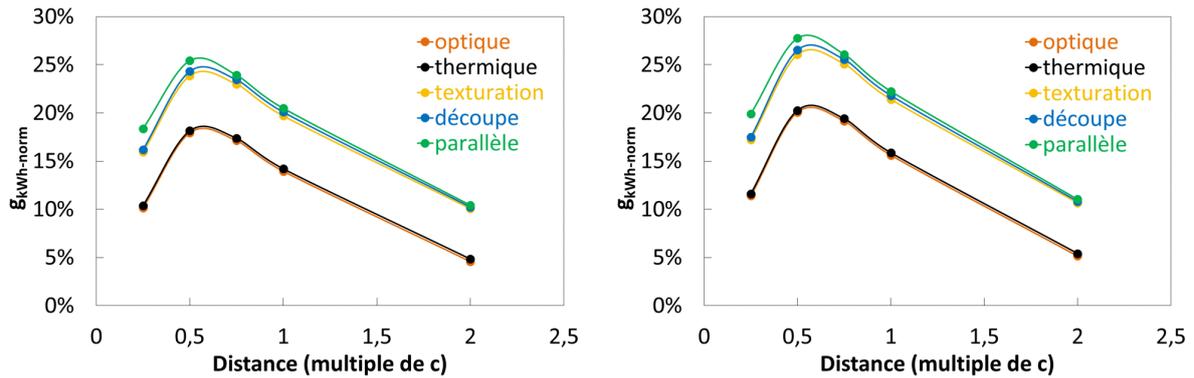


Figure 4.25 – Gains bifaces annuels en P_m normalisé (sans prendre en compte l’avantage lié aux réflexions sur le « backsheet » blanc pour un module monoface) pour un ratio biface de 0,9 à gauche, et de 1 à droite (configuration : réflecteur blanc de taille $3c \times 2c$ en position basse avec distance module – réflecteur variable). Le détail des contributions du gain est montré : environnement optique de la face arrière, avantage thermique du module biface, utilisation d’une texturation linéaire en orientation verticale pour les deux faces, et d’une architecture à interconnexion en parallèle avec cellules découpées.

Conclusion

Ce chapitre nous a permis de montrer une méthodologie d’évaluation des performances annuelles de différentes architectures de modules bifaces pour le cas particulier de notre application façade verticale réduite. Pour chaque architecture testée, les gains par rapport à une architecture standard ont été évalués en fonction de paramètres clés comme l’irradiance totale sur les deux faces et la non-uniformité d’éclairement sur la face arrière pour l’architecture « interconnexion en parallèle », ou l’angle d’incidence du rayonnement et l’orientation de la texturation linéaire pour l’architecture « verres texturés ». Le modèle optique a permis ensuite d’obtenir les distributions spatiales et angulaires du rayonnement sur le module biface suivant la période de l’année et suivant un paramètre important de notre application (la distance module – réflecteur). Enfin, les tests extérieurs ont servi à confirmer les tendances obtenues en simulateur solaire, et à valider le modèle optique avec un R^2 supérieur à 94,3% pour les deux journées considérées. Malgré le filtrage spécifique mis en place, il est apparu que la comparaison des modules sur le même banc de test n’est pas simple, surtout pour les architectures très sensibles aux propriétés angulaires du rayonnement comme avec des verres texturés.

Cette approche nous a permis de mettre en évidence les points techniques suivants :

- **CONNECTIQUE MONOLITHIQUE.** Bien qu'ayant potentiellement certains avantages industriels, l'utilisation d'une connectique monolithique n'est pas intéressante si le ratio biface n'est pas égal à 1 (pas de gains par rapport à une architecture standard, et risque de « hot spots »). On peut envisager un apairage en adaptant les tailles des cellules mais cela n'est utile (+1,5%) qu'en configuration monoface principalement (éventuellement en configuration biface jusqu'à un albédo de 0,2).
- **INTERCONNEXION EN PARALLELE.** L'utilisation de cellules découpées permet de compenser les pertes résistives croissantes avec l'éclairement. Néanmoins pour des applications ne recevant pas une forte irradiance totale (conditions météorologiques ou design de l'application), les gains négatifs mis en évidence à faible éclairement peuvent devenir prépondérants. L'utilisation d'une interconnexion en parallèle permet des gains supplémentaires si la non-uniformité est adaptée à l'agencement des « strings » (ce qui est le cas dans notre application façade verticale). Cependant, les gains mesurés en extérieur ne sont pas à la hauteur de ceux mesurés en simulateur solaire. Il en résulte dans notre application un gain annuel en puissance estimé à 1% au maximum (pour les faibles distances). Bien que ces gains soient faibles dans notre application à échelle réduite, ce type d'architecture doit être évalué à plus grande échelle et dans d'autres applications bifaces.
- **VERRES TEXTURES.** L'utilisation de verres texturés amène des gains de 2% - 3% en incidence normale (effet de piégeage optique) qui augmentent fortement pour des angles d'incidence supérieurs à 60°. Pour le verre texturé linéaire en orientation verticale (le plus intéressant dans notre application), la contribution du gain annuel liée au rayonnement diffus incident en face arrière (~3% - 4% suivant la distance) est plus faible que celle liée au rayonnement global en face avant (~5%). Ce type de verres doit être évalué à plus grande échelle dans la mesure où les effets de bord de notre banc de test limitent certainement les gains par la face arrière.

La suite consistera donc à envisager l'adaptation de cette méthodologie d'étude et de ces résultats techniques à l'échelle d'un module biface de taille réelle (6 x 10 cellules par exemple) en vue de mettre en évidence les voies d'étude à poursuivre pour maximiser les performances des applications bifaces.

Chapitre 5 : Perspectives pour un module et une application de taille réelle

Introduction

Dans les chapitres précédents, nous avons développé une méthodologie d'étude du potentiel annuel de différentes architectures de modules 2 x 2 cellules dans le cas particulier d'une application façade verticale à échelle réduite. Cela nous a permis de trouver la distance module – réflecteur qui maximise le gain annuel, ainsi que la contribution apportée par les architectures de module biface testées.

Dans la suite, nous allons proposer une architecture de module de taille réelle reprenant les caractéristiques des architectures testées à petite échelle, ainsi que des pistes d'amélioration. Puis nous décrirons les travaux à poursuivre pour améliorer la méthodologie d'étude utilisée. Enfin, nous exposerons un axe de recherche à développer pour les systèmes bifaces.

5.1. Proposition d'architectures de module de taille réelle

5.1.1. Module 6 x 10 avec interconnexion en parallèle et verres texturés

Nous avons vu dans le premier chapitre que le développement de l'utilisation de cellules bifaces dans les modules PV est en cours mais qu'aucune architecture s'adaptant aux conditions spécifiques des applications bifaces (non-uniformité d'éclairement et rayonnement diffus) n'a été proposée. La Figure 5.1 schématise l'uniformité du rayonnement incident sur la face arrière d'un module biface pour quelques exemples d'applications : module incliné vers l'équateur à angle proche de la latitude et

module vertical est - ouest sur un sol ou une toiture réfléchissants, et module décalé par rapport à une façade verticale réfléchissante de bâtiment. Un risque de non-uniformité d'éclairage lié aux ombres portées des modules sur les réflecteurs (diminuant localement le flux renvoyé par ces derniers) est présent dans ces trois applications prometteuses. Il semble donc intéressant de proposer une architecture analogue à celle étudiée dans le chapitre précédent qui pourrait apporter des gains (à vérifier expérimentalement) sur toutes ces applications.

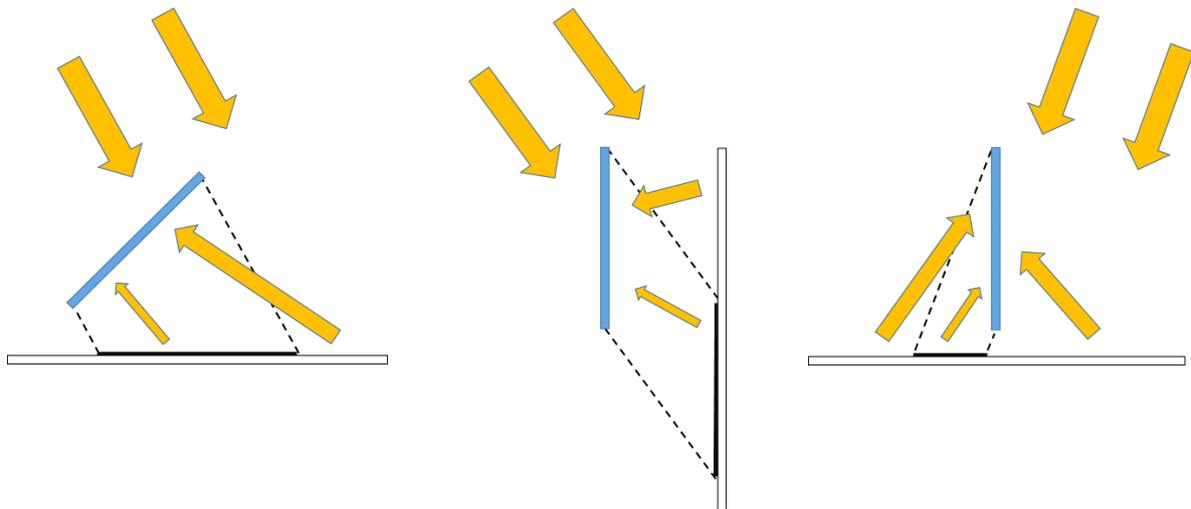


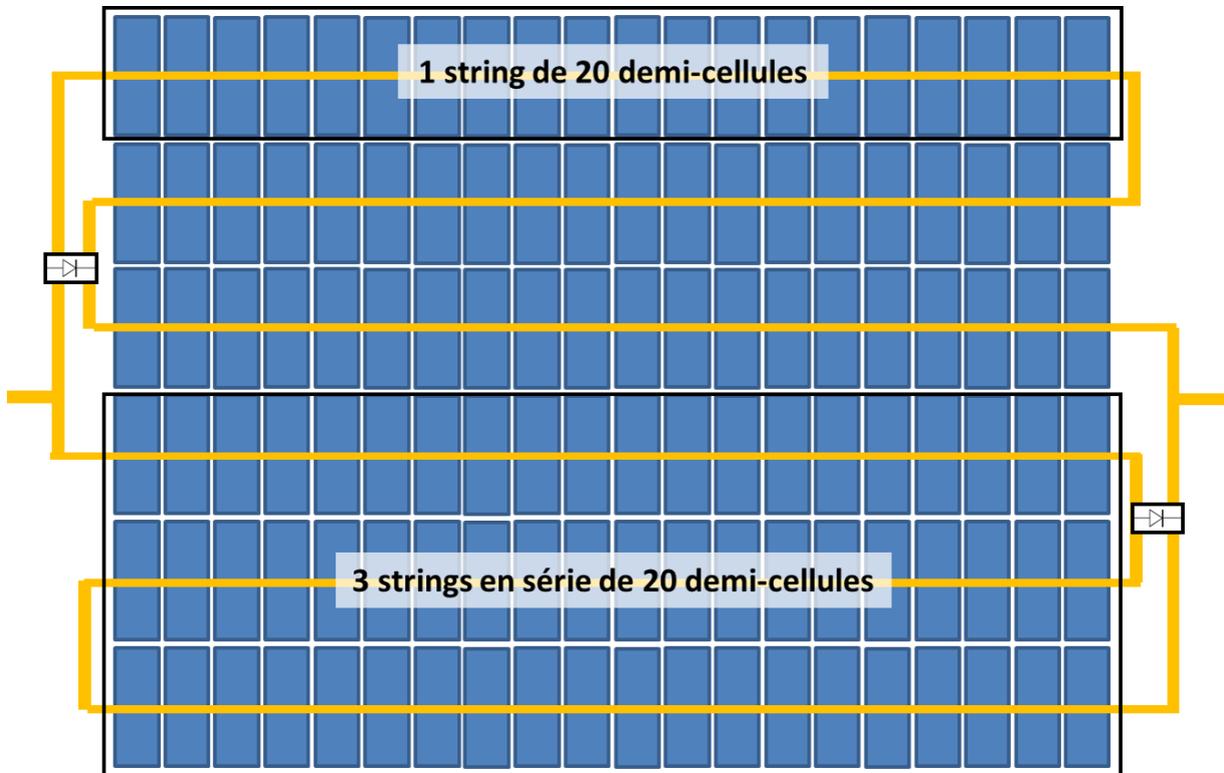
Figure 5.1 – Schémas de l'uniformité du rayonnement incident sur la face arrière d'un module biface (liée à l'ombre portée en noir, du module en bleu, sur le réflecteur blanc) dans le cas de trois applications : pour un module incliné vers l'équateur à angle proche de la latitude à gauche, pour un module vertical sur une façade de bâtiment au milieu, et pour un module vertical orienté est - ouest à droite.

La Figure 5.2 montre l'architecture standard d'un module 6 x 10 cellules en série, ainsi que trois nouvelles architectures à cellules découpées et interconnexion en parallèle à étudier dans le futur. Sans prendre en compte les gains résistifs liés à la découpe des cellules, ces quatre architectures ont une puissance STC résultante équivalente en théorie. En effet, elles diffèrent principalement par le facteur de découpe d'une cellule qui est égal au nombre de blocs de « strings » en parallèle (cellules entières donc une seule série de cellules pour l'architecture standard). Un facteur de découpe de deux semble le plus réalisable en pratique dans la mesure où un facteur de trois implique des croisements de rubans qui ne doivent pas être en contact (voir les deux couleurs de rubans sur le schéma, jaune clair et jaune foncé), et un facteur de quatre conduit à un grand nombre de cellules relativement petites donc des difficultés potentielles de fabrication (comme cela été le cas pour notre module de test décrit en section 4.1.2.2). Ainsi, avec les trois architectures proposées, les pertes résistives seront diminuées (dans une proportion différente suivant le facteur de découpe de la cellule) et les non-uniformités d'éclairage mieux gérées (les gains induits devraient croître avec le nombre de blocs de « strings » en parallèle). Notons qu'une

architecture analogue avait été brevetée par Sanyo (voir Figure 1.5 à droite [42]) et qu'un module commercial récent utilise ce type d'architecture en configuration monoface [43], sans mentionner l'avantage potentiel en cas d'éclairage non-uniforme. Enfin, il est utile de préciser que l'utilisation de cellules découpées est plus intéressante économiquement que la production de petites cellules [110].

Ces architectures peuvent être combinées avec l'utilisation de verres texturés en face avant et en face arrière dans la mesure où ils apportent des gains optiques importants comme montré au chapitre précédent. Dans notre application, le verre linéaire apportait des gains supérieurs au verre uniforme de par sa texturation plus profonde et l'orientation verticale apportait plus de gains que l'orientation horizontale. Cependant il est fort probable qu'un verre à texturation uniforme apporte des gains dans une plus grande gamme d'applications. En effet, il semble plus judicieux industriellement de fabriquer un module biface standard adapté à une majorité d'application plutôt que d'optimiser un module pour une application particulière. A l'avenir, il serait bon d'utiliser un modèle d'évaluation des performances annuelles donnant les distributions d'angle d'incidence de façon à dimensionner une texturation en face arrière qui donne des gains optimums dans une majorité d'applications bifaces.

D'autres aspects de l'architecture du module comme le choix de l'encapsulant, l'utilisation de verres ou de polymères transparents, le type de cellules, la connectique appliquée (« busbars » ou « smartwire » - ensemble de fils appliqués sur la cellule pour une meilleure collection du courant) doivent être étudiés et feront l'objet d'études à venir. Nous nous contenterons ici d'identifier sur les architectures montrées en Figure 5.2 les positions possibles des diodes « bypass ». L'architecture standard en possède typiquement trois, chacune en parallèle de 20 cellules en série. L'architecture utilisant des demi-cellules en possède deux, chacune en parallèle de 40 demi-cellules avec deux positions possibles (à gauche ou à droite) sur chaque bloc parallèle du module. De manière analogue, l'architecture utilisant des quart-cellules en possède quatre. Et l'architecture utilisant des tiers-cellules ne permet pas la mise en parallèle simple (sans connecteurs additionnels) de diodes « bypass » au sein d'une même série de 60 tiers-cellules, ce qui discrédite de nouveau cette architecture. Notons que la présence de blocs en parallèle dans ces architectures pourrait justifier l'utilisation de diodes de blocage en série dans chaque bloc (afin d'éviter qu'un bloc ne reçoive de l'énergie d'un bloc ombré connecté en parallèle par le biais de courants inverses), cependant il semblerait que l'utilisation de ce type de diode soit à éviter car elles amènent une forte résistance série [44]. Enfin, les nouvelles boîtes de jonction positionnées sur les côtés du module et permettant la dissipation de forts courants (exemple dans [26]) peuvent être utilisées pour abriter les diodes « bypass » à gauche et à droite des architectures concernées.



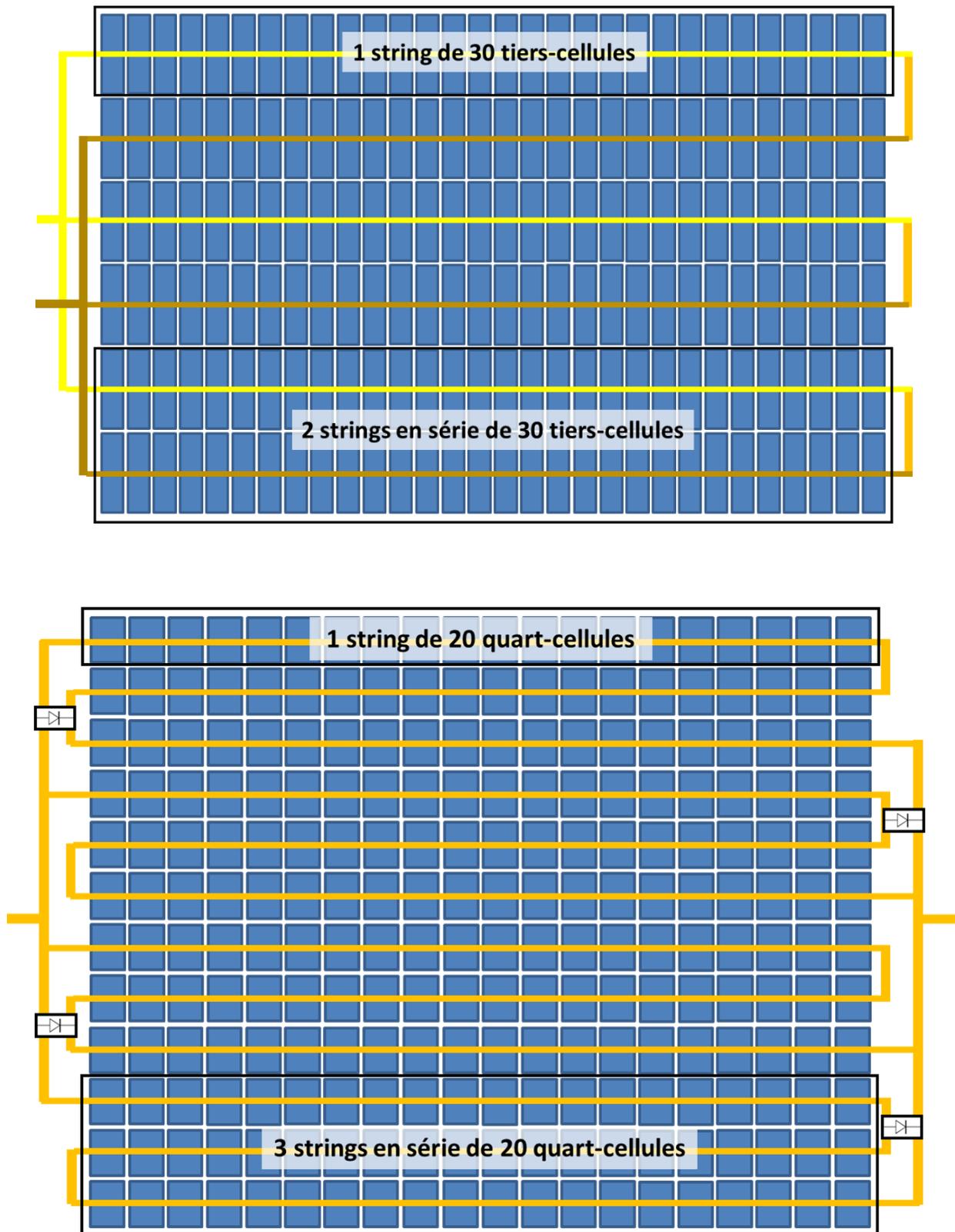


Figure 5.2 – De haut en bas, architecture standard d’un module 6 x 10 cellules, et architectures à cellules découpées et interconnexion en parallèle équivalentes pour un facteur de découpe des cellules de deux, de trois et de quatre.

Pour finir, les deux architectures les plus intéressantes (avec demi-cellules et quart-cellules) apportent a priori des avantages au niveau système en termes de diminution du câblage entre les modules. En effet, les deux sorties électriques du module sont positionnées chacune sur un bord du module ce qui permet de connecter le module en série avec son voisin par un câblage court (moins d'encombrement et moins de pertes résistives). Cela est d'autant plus intéressant dans une application façade verticale biface où les modules sont plus difficiles d'accès et les câbles les reliant plus difficiles à cacher (pour l'aspect esthétique qui est important dans la thématique du BIPV). La Figure 5.3 illustre un élément de façade verticale de bâtiment où les modules bifaces (décalés par rapport au plan de la vitre et du revêtement blanc) sont facilement connectables en série. Des connecteurs adaptés pourraient être développés pour ce type de modules.

Notons que dans le cas d'une application façade verticale de taille réelle comme celle schématisée, des outils (modèle de simulation et dispositif expérimental) sont nécessaires pour évaluer la distance entre les « strings » de modules et les revêtements blancs maximisant l'énergie électrique produite sur l'année. Pour notre banc de test à échelle réduite, la distance optimale est comprise entre $0,5c$ et $0,75c$. Si ce critère s'applique à plus grande échelle, cela mènerait à des distances comprises entre 43,1 cm et 64,7 cm pour un module de côté $c = 86,2$ cm (exemple du module Sanyo [65]). Le critère serait alors compris dans la gamme de distances utilisées dans les façades double peaux qui s'étale de 20 cm à 200 cm [111].

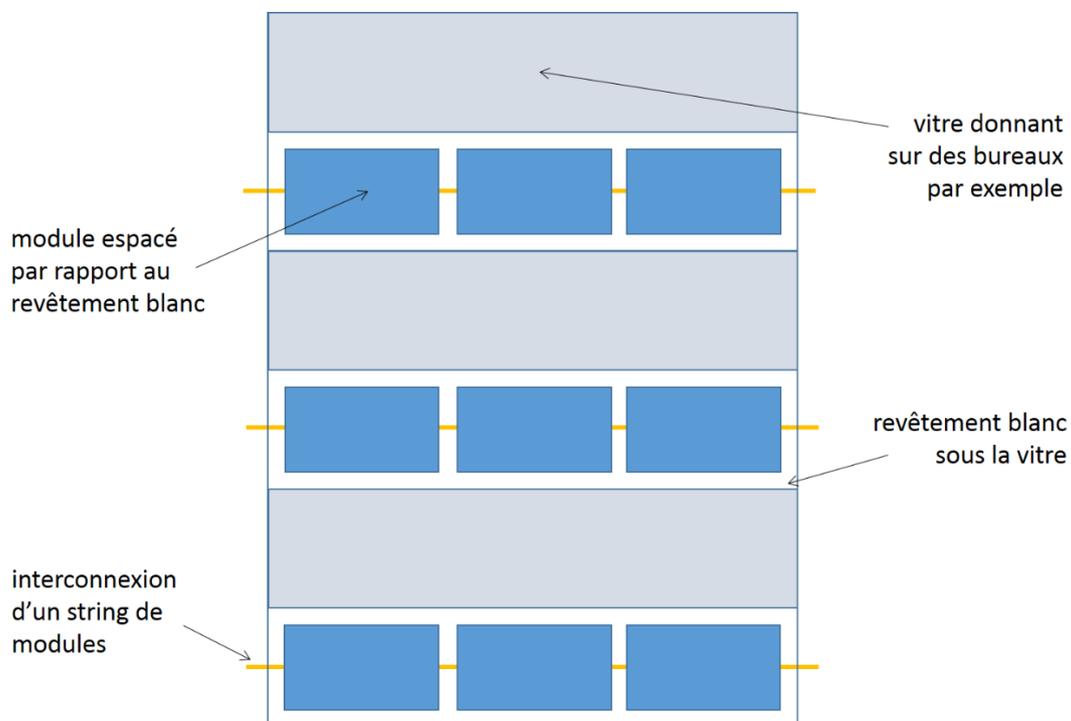


Figure 5.3 – Schéma d'un élément de façade verticale de bâtiment montrant la connexion simplifiée des modules adjacents ayant chacun une sortie électrique à gauche et à droite.

5.1.2. Autres pistes d'amélioration : l'influence du spectre

Le modèle développé dans notre étude prend en compte les propriétés opto-géométriques de l'environnement du module biface (ciel et application) mais pas les propriétés spectrales. Celles du ciel ne sont pas modifiables, par contre il pourrait être envisageable d'adapter celles des réflecteurs de l'application ou celles du module lui-même (par le choix des cellules et des matériaux).

La Figure 5.4 montre la réflectivité spectrale de quatre échantillons de revêtements de toitures blancs (Alwitra EVALON[®], Stevens EV[®], Soprema SOPRASTAR[®] et TPO ENERGY[®]). Ces revêtements réfléchissants et étanches sont initialement destinés à être appliqués sur des toitures plates pour minimiser le flux de chaleur absorbé par le toit du bâtiment, et diminuer les effets des îlots de chaleur urbains. Ils sont de plus en plus utilisés pour augmenter les performances de centrales PV sur toitures plates (cas des modules Solyndra par exemple – voir Figure 1.12). Outre les réflectivités variables de ces revêtements dans le domaine visible et proche IR, on observe qu'ils absorbent tous les quatre le rayonnement en dessous de 400 nm. La comparaison avec le « backsheet » blanc utilisé pour réaliser notre module monoface (Isovolta ICOSOLAR[®] 0711) montre la même coupure, en revanche le réflecteur utilisé dans notre banc de test façade verticale (PVC blanc) n'est pas limité dans les UVs. Ces considérations spectrales seront à prendre en compte lors du choix des matériaux et des cellules dans les architectures de modules bifaces à venir. Il se pourrait par exemple qu'il soit inutile de tenter d'améliorer la réponse spectrale de la face arrière des cellules dans l'UV (faible puisque les porteurs sont générés loin de la jonction PN – exemple pour les cellules de type N à la Figure 1.2 à droite), dans le cas où le module est utilisé dans une configuration où sa face arrière reçoit principalement du rayonnement issu d'un revêtement de toiture blanc typique (réflectivité faible en dessous de 400 nm). A l'inverse, le développement de revêtements de toiture plus performants dans l'UV pourrait s'avérer nécessaire.

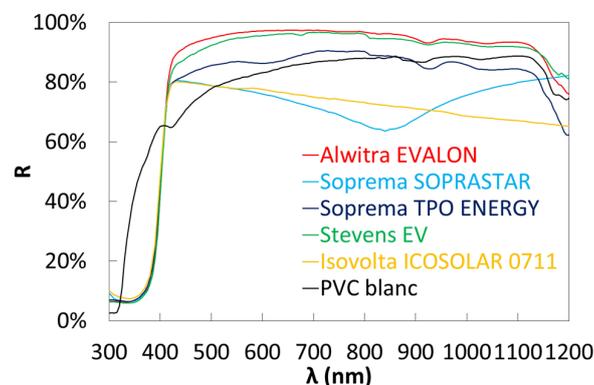


Figure 5.4 – Réflectivité spectrale de différents échantillons mesurés au spectrophotomètre : quatre revêtements de toiture (courbes rouge, bleues, verte), un « backsheet » (courbe jaune) et le réflecteur blanc utilisé dans notre banc de test façade verticale (courbe noire).

Pour comparer globalement les revêtements de toiture classiques au réflecteur utilisé dans notre étude, les réflectivités ont été intégrées sur tout le spectre dans le Tableau 5.1. R_{moyen} représente simplement la moyenne des réflectivités spectrales et $R_{solaire}$ intègre une pondération avec le spectre global de référence AM1.5G (W/m²/nm) comme explicité par l'équation (5.1) (rapport du flux réfléchi sur le flux incident). D'une part, les $R_{solaire}$ sont tous plus élevés que les R_{moyen} ce qui n'est pas surprenant puisque l'objectif des fabricants de revêtement de toiture est de réfléchir au maximum le rayonnement solaire. D'autre part, on constate que le réflecteur utilisé dans notre étude (PVC blanc) donne des performances moyennes de l'ordre de 80%, comprises entre celles d'un revêtement bas de gamme (performances de l'ordre de 70%) et un revêtement haut de gamme (performances de l'ordre de 90%). Notons que le réflecteur PVC blanc avait été simulé par une peinture blanche de réflectivité 90% dans notre modèle optique. Cela constitue une source d'erreur dans nos simulations, en revanche elle est partiellement compensée (dans une proportion difficile à évaluer) par l'utilisation d'une peinture noire de réflectivité 10% modélisant les plaques de PVC noires ayant une réflectivité plus faible ($R_{solaire} = 4,9\%$).

$$R_{solaire} = \frac{\int_{300}^{1200} AM1.5G(\lambda) \cdot R(\lambda) \cdot d\lambda}{\int_{300}^{1200} AM1.5G(\lambda) \cdot d\lambda} \quad (5.1)$$

	Alwitra EVALON	Soprema SOPRASTAR	Soprema TPO ENERGY	Stevens EV	PVC blanc
R_{moyen}	83,7%	67,0%	76,2%	82,7%	78,0%
$R_{solaire}$	89,2%	70,4%	81,2%	87,8%	80,4%

Tableau 5.1 – Réflectivités moyennées entre 300 nm et 1200 nm, et pondérées par le spectre solaire selon l'équation (5.1), pour quatre revêtements de toiture (en rouge, bleu et vert) et le réflecteur blanc utilisé dans notre banc de test façade verticale (en noir).

De manière analogue à la section 1.2.2.1, nous avons évalué le rapport J_{far} / J_{fav} en fonction de la longueur d'onde, $J(\lambda)$ étant la densité spectrale de courant définie à l'équation (1.10) et appliquée à chaque face du module. La Figure 5.5 est à comparer avec la Figure 1.10. Dans le cas présent, on étudie un module biverre recevant directement le rayonnement solaire en face avant et indirectement (renvoyé par un réflecteur) en face arrière. Les rayonnements arrivent en incidence normale, et on considère cette fois une cellule comme totalement opaque (voir schéma Figure 5.5 à gauche). Dans ces conditions les J_{far} et J_{fav} s'expriment par les équations (5.2) à (5.5). Tous les paramètres de ces équations sont définis à la section 1.2.2.1 (excepté la réflectivité spectrale du réflecteur utilisé dans l'air $R(\lambda)$).

$$J_{far}(\lambda) = \frac{q \cdot \lambda}{h \cdot c} \cdot AM1.5G(\lambda) \cdot R(\lambda) \cdot EQE_{mod-far}(\lambda) \quad (5.2)$$

$$EQE_{mod-far}(\lambda) = T_{av} \cdot (1 - A_v) \cdot T_{ve} \cdot (1 - A_e) \cdot T_{ec} \cdot IQE_{cell-far} \quad (5.3)$$

$$J_{fav}(\lambda) = \frac{q \cdot \lambda}{h \cdot c} \cdot AM1.5G(\lambda) \cdot EQE_{mod-fav}(\lambda) \quad (5.4)$$

$$EQE_{mod-fav}(\lambda) = T_{av} \cdot (1 - A_v) \cdot T_{ve} \cdot (1 - A_e) \cdot T_{ec} \cdot IQE_{cell-fav} \quad (5.5)$$

Il en résulte une expression du rapport J_{far} / J_{fav} à l'équation (5.6) plus simple que l'équation (1.13) puisque le module est symétrique (biverre) :

$$\frac{J_{far}}{J_{fav}}(\lambda) = R(\lambda) \cdot \frac{IQE_{cell-far}(\lambda)}{IQE_{cell-fav}(\lambda)} \quad (5.6)$$

La Figure 5.5 à droite compare ce rapport pour le réflecteur utilisé dans notre étude (PVC blanc) et pour un réflecteur performant (Alwitra), ainsi que pour une cellule de type N et une cellule à hétérojonction HET fabriquées à l'INES (voir explications sur ce type de cellules en section 1.1.1.2). On observe que la contribution de la face arrière est plus élevée de manière significative dans les UVs pour une cellule de type N associée au réflecteur PVC blanc. Nous avons donc certainement bénéficié de cet avantage dans notre étude, ce qui n'aurait pas été le cas si nous avions utilisé des modules à cellules HET (réponse spectrale plus faible dans les UVs) ou des revêtements de toitures blancs typiques (réflectivité spectrale plus faibles dans les UVs). Dans le cas d'une application façade verticale, il pourrait être simple et peu coûteux d'utiliser une peinture blanche. Dans ce cas-là il faudrait identifier des peintures très réfléchissantes et spectralement adaptées aux modules utilisés.

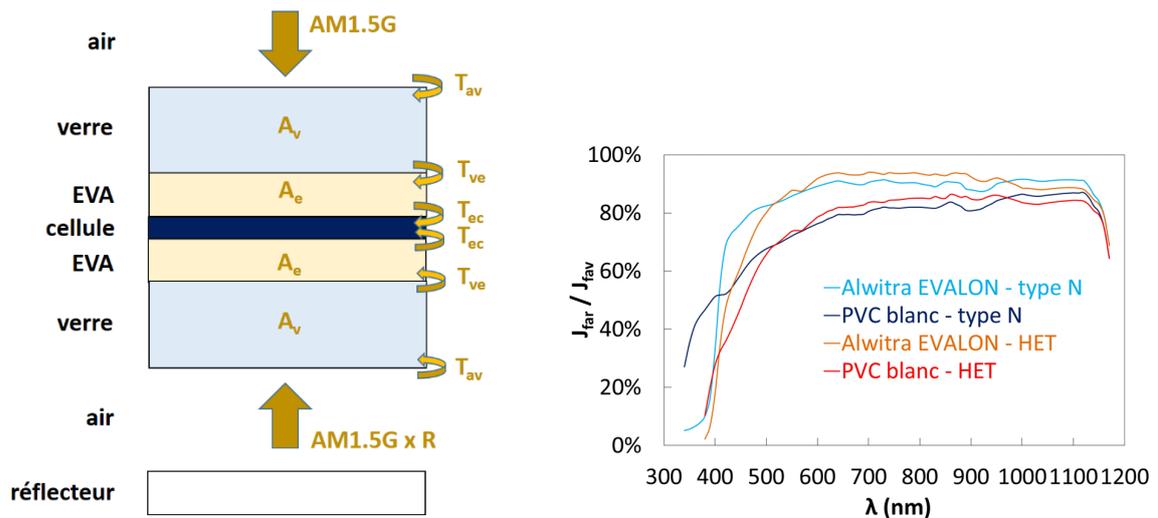


Figure 5.5 – (gauche) Modèle en coupe d'un module biverre à cellules bifaces dans le cas d'une incidence normale (épaisseurs non-proportionnelles à la réalité). (droite) Proportion de la densité de courant captée par la face arrière en fonction de la longueur d'onde pour le réflecteur de notre banc de test et pour un revêtement de toiture haut de gamme, combinés avec l'utilisation de cellules de type N ou HET.

5.2. Perspectives de développement de la méthodologie utilisée dans notre étude

5.2.1. Bilan sur l'étude des modules bifaces mi-2014

Dans les chapitres précédents nous avons mis en place une méthodologie pour étudier le potentiel d'architectures spécifiques de modules bifaces dans une application façade verticale à échelle réduite. Cette méthodologie utilise des outils qui n'avaient jamais été appliqués à l'échelle d'un petit module biface en se basant sur les publications de journaux et conférences sorties jusqu'à la fin de l'année 2013. En effet, la caractérisation en double éclairage avec deux miroirs n'avait été appliquée qu'à l'échelle de la cellule, aucun banc de test de modules bifaces en façade verticale n'avait été étudié en extérieur, et il n'y avait pas eu de résultats de simulations publiés prenant en compte les distributions spatiales et angulaires de l'éclairage sur un module biface.

A la mi-2014, après le déroulement du second workshop international sur la thématique des technologies PV bifaces (BIFIPV workshop à Chambéry), nous pouvons actualiser brièvement les travaux qui concernent ces trois outils :

- **CARACTERISATION EN SIMULATEUR SOLAIRE.** Le besoin d'un standard de caractérisation prenant en compte à la fois les performances de la face avant et celles de la face arrière est récurrent. Quelques propositions de standard se sont concrétisées mais aucune étude de modules bifaces avec un dispositif de double éclairage (ni avec une lampe et deux miroirs, ni avec deux lampes) n'ont été montrées. Notre étude reste donc d'actualité. En termes de norme, il a été par exemple proposé de caractériser le module en double éclairage dans les conditions STC sur la face avant (1000 W/m^2 , AM1.5G, $25 \text{ }^\circ\text{C}$) avec simultanément un rayonnement spatialement uniforme de 200 W/m^2 et de spectre AM1.5G sur la face arrière [112]. Une autre proposition consistait à caractériser indépendamment les deux faces (en utilisant un masque opaque), en conditions STC sur chaque face pour obtenir le ratio biface en I_{sc} ainsi qu'à 400 W/m^2 sur la face arrière en plus de façon à définir de nouvelles bornes en courant (I_{sc} et I_m plus élevés) sur certains tests de qualification des modules PV (électriques et thermiques particulièrement). Enfin, il a été proposé de caractériser chaque face indépendamment en conditions STC avec un réflecteur noir de même géométrie que le module, positionné à 1 m de ce dernier (des masques opaques autour du module doivent bloquer le rayonnement) [113]. L'influence de la réflectivité du réflecteur noir entre 800 nm et 1200 nm ($R_{800-1200}$) peut alors être compensée en connaissant l'évolution d' I_{sc} en fonction de $R_{800-1200}$ par des tests avec différentes surfaces réfléchissantes comme l'avait fait Kreinin [25].

- TESTS EN EXTERIEUR. Les nouveaux tests de modules bifaces en extérieur restent à petite échelle (quelques modules) et limités dans le temps (quelques mois). Là aussi notre étude reste d'actualité, d'autant plus qu'aucun test de modules bifaces en façade verticale n'a été présenté. Notons que pour l'avenir, des tests de plusieurs années sur des centrales bifaces de tailles réelles sont nécessaires pour pouvoir prouver le réel avantage des modules bifaces auprès des financeurs et permettre ainsi plus d'investissements dans des projets impliquant des technologies bifaces [114].
- SIMULATION DES PERFORMANCES ENERGETIQUES ANNUELLES. Des modèles incluant à la fois du tracé de rayons pour modéliser les distributions d'irradiance sur chaque face du module et les caractéristiques électriques des cellules pour déterminer le comportement du module face à ces distributions qui peuvent être non-uniformes et diffuses ont été présentés plus ou moins succinctement [115], [116]. Ces modèles semblent plus complets que le modèle développé dans notre étude et pourront certainement être utilisés à l'avenir. Notons que le modèle développé par Sprenger pour simuler les performances énergétiques d'applications BIPV (présenté à la section 1.3.3.2 [44]) semblerait facilement adaptable au cas des modules bifaces. Einsenbergl a par exemple montré que le gain annuel d'une centrale biface inclinée au sud comparé à la face avant seule est très fortement croissant jusqu'à une certaine hauteur et très faiblement croissant au-delà [115]. C'est un comportement similaire à celui mis en évidence dans nos résultats (voir courbe noire de la Figure 3.14 à gauche), à la différence que l'absorption du rayonnement par les parois noires de notre banc fait décroître le gain au-delà de la distance optimale.

Il en résulte que les perspectives de notre étude se situent plus au niveau expérimental qu'au niveau de la simulation. En effet, nous venons de voir que la caractérisation en double éclairage n'a encore jamais été étudiée en détail dans le cas d'un module de taille réelle, et que les tests extérieurs ne sont pas d'envergure suffisante (en termes de taille, de variété, et de durée). En revanche, le développement de modèles permettant la simulation des performances annuelles est en cours. Il est très probable qu'il faille maintenant lancer des campagnes de validation expérimentale de ces modèles dans une variété de conditions différentes. Il semble donc être opportun de se positionner sur le développement de nouvelles architectures de modules bifaces et le test de ces architectures en simulateur solaire ainsi qu'en extérieur dans différentes applications (celles schématisées en Figure 5.1 par exemple), sur différents sites, et dans des conditions d'installation optimales ou non (grâce à des bancs de test modulables). Dans le paragraphe suivant nous allons donc envisager l'adaptation de notre dispositif de caractérisation en double éclairage à l'échelle d'un module de taille réelle.

5.2.2. Caractérisation en double éclairage d'un module de taille réelle

Dans la section 2.1.1 nous avons présenté quelques résultats de simulation de notre dispositif de caractérisation en double éclairage pour un module 2 x 2 cellules (voir modèle en annexe D). Ici, nous réutilisons le modèle optique de notre simulateur solaire pour envisager un dispositif adapté à des modules de taille réelle. On considère pour cela un module commercial Sanyo de 6 x 12 cellules 125 mm qui mesure 163 cm x 86,2 cm [65]. La capture d'écran montrée en Figure 5.1 à gauche montre qu'un tel module ne peut-être caractérisé en orientation paysage (longueur dans la direction du rayonnement), dans la mesure où les miroirs adéquats seraient trop grands pour notre simulateur solaire (voir les dépassements entourés en rouge et l'absence de rayons incidents sur la zone du module entourée en vert). En revanche, la capture d'écran montrée en Figure 5.1 au milieu montre que toute la surface du module peut être éclairée en orientation portrait (largeur dans la direction du rayonnement), puisque le masque noir visible sur la figure a une ouverture de 162 cm (voir photographie des masques noirs en Figure 2.1 en bas à gauche). On considère donc dans notre modèle optique une surface de 90 cm x 90 cm pixélisée en 6 x 6 (chaque pixel correspond à une cellule) avec deux miroirs parfaitement spéculaires de part et d'autre, repérés grâce aux paramètres e et ψ définis sur le schéma de la Figure 5.6 à droite.

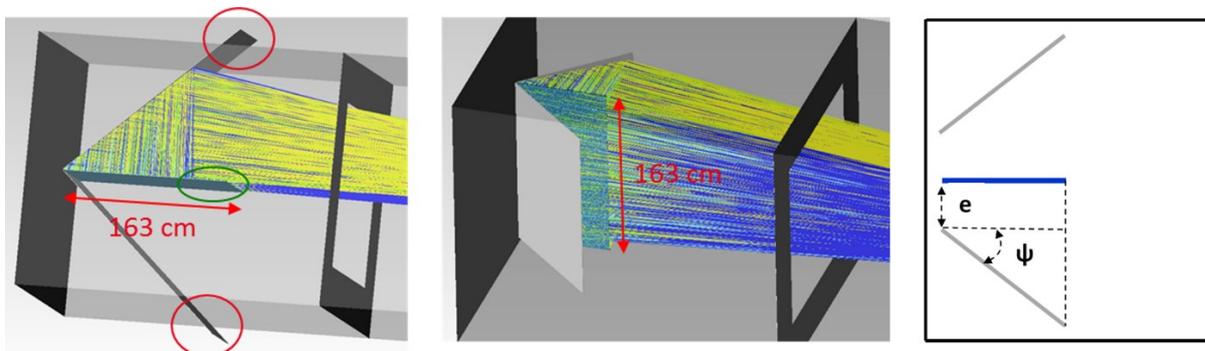


Figure 5.6 – Captures d'écran de notre modèle optique du PASAN (rayons de quatre couleurs différentes suivant la partie de la source qu'ils concernent - voir annexe D) dans le cas où les modules sont orientés en paysage (à gauche) ou en portrait (au milieu), et schéma des paramètres e et ψ importants pour le dimensionnement du dispositif de double éclairage avec le module en bleu et les miroirs en gris (à droite).

La Figure 5.7 montre la non-uniformité d'éclairage après réflexion sur un des deux miroirs NU_{miroir} et l'irradiance moyenne incidente normalisée par rapport au cas d'une mesure standard pour une face du module. A gauche, le cas $e = 5$ cm (valeur réalisable en pratique) montre que l'angle $\psi = 43^\circ \pm 1^\circ$ est un bon compromis pour avoir à la fois une non-uniformité proche de celle d'une caractérisation standard ($NU_{\text{standard}} = 4,1\%$) et un rapport $G_{\text{miroir}} / G_{\text{standard}}$ proche de 1. A droite, le cas $\psi = 43^\circ$ montre qu'écarter les miroirs du module n'apporte pas une meilleure uniformité d'éclairage. Il semble plus

important de garder une valeur faible de e , car cela évite d'avoir à compenser la perte de flux due à l'écartement des miroirs par une augmentation de l'intensité des lampes. Notons qu'au-delà de $e = 30$ cm la NU augmente dans la mesure où le masque noir visible sur la Figure 5.6 bloque le rayonnement périphérique ce qui entraîne une zone sombre sur le module (dans une position similaire à celle entourée en vert mais pour un module en orientation portrait).

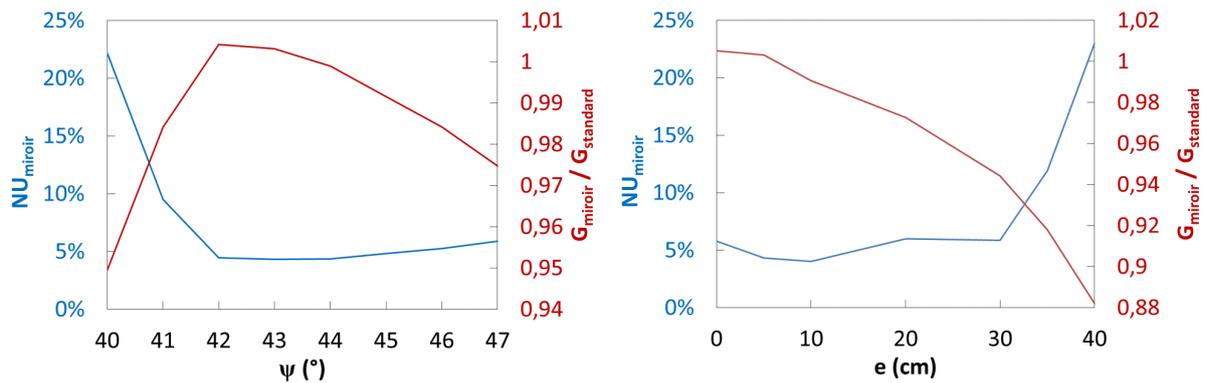


Figure 5.7 - Non-uniformité d'éclairage sur la face avant du module dans une mesure en double éclairage (en bleu) et irradiance comparée à une mesure standard (en rouge) en fonction de l'angle ψ (pour $e = 5$ cm - à gauche) et en fonction de l'espace e entre module et miroirs (pour $\psi = 43^\circ$ - à droite).

De manière plus visuelle, la Figure 5.8 détaille le cas e fixé et ψ variable. Pour chaque angle ψ est représenté la répartition spatiale du flux (en haut) et la distribution de ses angles d'incidence (en bas – type de diagrammes identique à celui des Figure 2.2 à droite et Figure 4.17). D'une part, on voit sur les distributions spatiales que la forte non-uniformité pour les angles proches de 40° est liée à une zone de faible éclairage sur le côté du module (dans une position une fois de plus similaire à celle entourée en vert sur la Figure 5.6 mais à cause d'un angle ψ trop faible cette fois). D'autre part, on voit sur les distributions angulaires que le rayonnement est en incidence quasi-normale pour $\psi = 43^\circ$ (ce qui justifie une fois de plus le choix de cet angle). En effet, à cet angle le flux par angle solide (carré sombre) est quasi-centré sur le diagramme et les valeurs numériques montrent que 71,2% de l'irradiance totale sur une face du module est incidente avec des angles inférieurs à 5° , ce qui est du même ordre que pour le cas d'une mesure standard (70,7%). Notons que cette proportion reste supérieure à 70,9% pour $\psi = 43^\circ$ quel que soit e (entre 0 cm et 40 cm), alors qu'elle diminue pour $e = 5$ cm et $\psi \neq 43^\circ$ (le flux se décentre sur le diagramme).

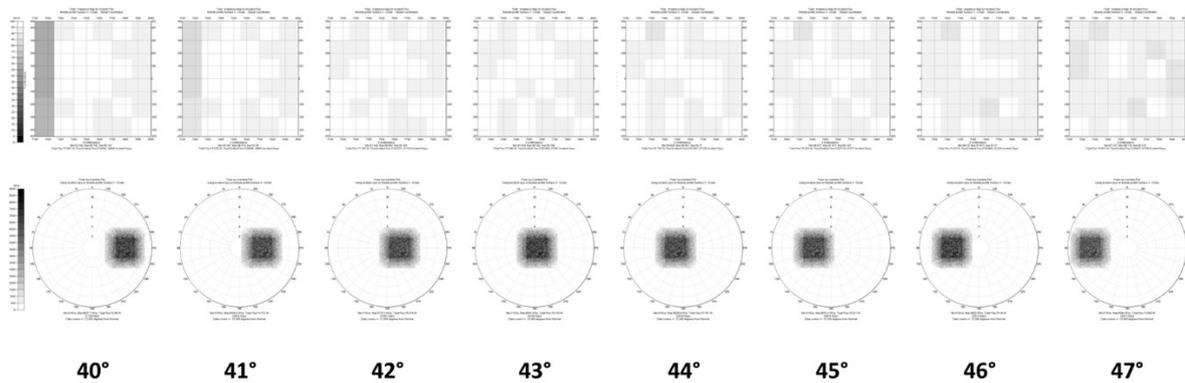


Figure 5.8 – Distribution spatiale (en haut) et angulaire (en bas) sur la face avant du module pour $e = 5$ cm et pour un angle entre miroir et module ψ variable (de 40° à 47°). On peut visualiser la forte non-uniformité pour des ψ proches de 40° (bande sombre - flux incident faible), ainsi que le déplacement de la distribution d'angles d'incidences (carré sombre – flux par angle solide élevé) avec une incidence normale à $\pm 5^\circ$ environ pour $\psi = 43^\circ$ (échelle d'angles d'incidence zoomée de 12° sur les diagrammes).

Rappelons que ces simulations concernent le cas où un miroir parfaitement spéculaire est utilisé. Les miroirs utilisés dans notre dispositif (Alanod MIRO® 4200GP) ont en réalité une part de diffusion (environ 5%) et une part d'absorption (environ 5% - liée à l'aluminium principalement). Le Tableau 5.2 montre que pour $e = 5$ cm et $\psi = 43^\circ$, l'utilisation de notre miroir Alanod rend le rayonnement légèrement moins uniforme, diminue le flux sur la face avant et ne change rien à la distribution d'angles d'incidence. Nous avons poussé les simulations au cas d'un module de 110 cm de largeur (pour considérer un module 6×10 cellules 156 mm) avec le miroir parfaitement spéculaire : la NU augmente encore (toujours de l'ordre de celle d'une mesure standard qui est de 6,6% pour cette taille de module) et la distribution d'angles d'incidence est plus étendue (la proportion de l'irradiance totale incidente avec des angles inférieurs à 5° est plus faible). Dans la réalité, on peut facilement compenser la diminution de flux par l'augmentation de l'intensité des lampes du PASAN. En revanche, avec un dispositif réel ayant des incertitudes de positionnement et des poussières / micro-rayures / salissures éventuelles sur les miroirs, il se pourrait que la non-uniformité augmente encore et qu'il devienne compliqué de satisfaire le critère d'uniformité atteint avec une mesure standard ($NU < 2\%$ pour un simulateur solaire de classe A). Notons sur ce point que les valeurs de non-uniformités obtenues dans nos simulations sont plus élevées qu'en réalité car un compromis entre temps de simulation et précision a été effectué lors du choix du nombre de rayons (voir annexe D).

La suite du Tableau 5.2 montre ce qu'il se produit sur une face du module si l'on remplace le miroir par un réflecteur blanc ou noir. En effet il pourrait être utile à l'avenir de mesurer un module biface dans des conditions spectrales plus proches de celles de l'application visée (rayonnement de spectre AM1.5G x R en face arrière par exemple, R étant la réflectivité spectrale du réflecteur utilisé – voir Figure 5.5 à

gauche). Il suffirait alors d'utiliser un échantillon du réflecteur réel à la place du miroir en face arrière, et un protocole de mesure similaire au nôtre permettrait de simuler différentes conditions d'éclairage (en utilisant les filtres en face arrière sur le dispositif pour l'albédo et les filtres PASAN pour le rayonnement global incident).

On observe avec $e = 5$ cm et $\psi = 43^\circ$ pour une peinture blanche (90% de diffusion et 10% d'absorption – utilisée pour modéliser le réflecteur PVC blanc dans nos simulations) que la NU est élevée (40,6%) comme le montre aussi la distribution d'irradiance en Figure 5.9 à gauche. A titre d'information, si l'on augmente l'espace entre module et réflecteur jusqu'à $e = 30$ cm, la NU diminue (26,1%) mais reste toujours élevée. Ce test pourrait donc être utile pour évaluer les gains apportés par une architecture à cellules découpées et interconnexion en parallèle (voir Figure 5.2) en simulateur solaire dans une configuration très proche de la réalité, à savoir avec un rayonnement direct de spectre proche de AM1.5G en face avant et simultanément un rayonnement diffus de spectre prenant en compte le réflecteur et ayant une certaine non-uniformité en face arrière (potentiellement variable en ajustant la distance e). Notons que le profil de non-uniformité généré dans ce test serait bien adapté aux architectures proposées (blocs en parallèle), puisque le rayonnement incident est plus faible dans la zone du module qui est éloignée des miroirs (entourée en vert sur la Figure 5.6) et les blocs en parallèle sont en orientation portrait. Pour finir, l'utilisation d'une peinture noire (10% de diffusion et 90% d'absorption – utilisée pour modéliser les parois en PVC noir dans nos simulations) donne une meilleure uniformité (29%), mais n'est pas nécessaire dans le test expérimental a priori puisqu'une application ne sera jamais utilisée avec un réflecteur noir.

	miroir parfait (90 cm)	miroir parfait (110 cm)	MIRO[®] 4200GP (90 cm)	peinture blanche (5 cm ; 43°)	peinture blanche (30 cm ; 43°)	peinture noire (5 cm ; 43°)
NU_{réflecteur}	4,3%	6,0%	5,0%	40,6%	26,1%	29,0%
G_{réflecteur}/G_{standard}	1,00	1,00	0,93	0,36	0,25	0,05
proportion	71,2%	61,7%	71,1%	12,3%	14,3%	10,8%

Tableau 5.2 – Non-uniformité d'éclairage, irradiance normalisée par rapport à celle d'une mesure standard et proportion du flux total incidente avec des angles inférieurs à 5° sur une face d'un module de largeur 90 cm avec un des quatre réflecteurs positionnés à $e = 5$ cm et $\psi = 43^\circ$, excepté pour les configurations en bleu qui concernent respectivement un module de largeur 110 cm et un espace $e = 30$ cm.

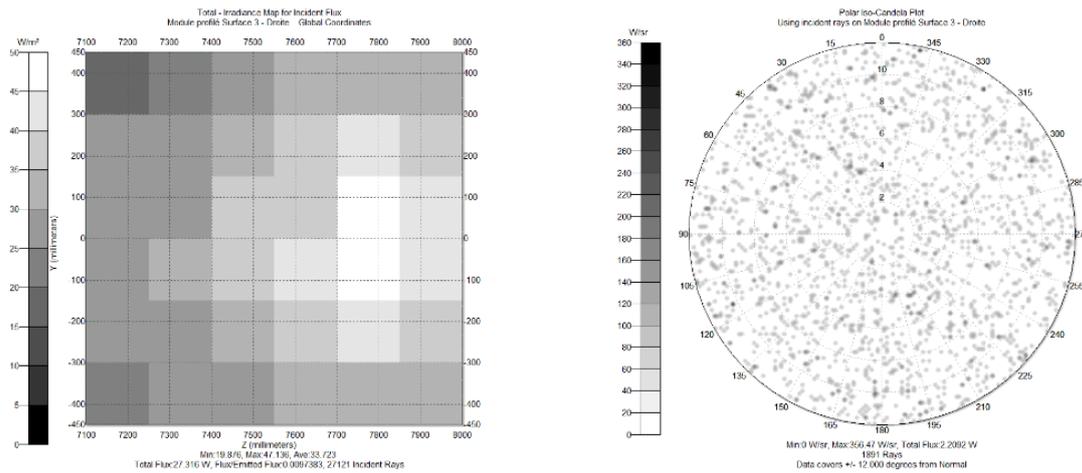


Figure 5.9 – Simulation des distributions spatiale (à gauche) et angulaire (à droite - échelle d'angles d'incidence zoomée de 12°) sur une face du module dans le cas d'un réflecteur peinture blanche avec un espace $e = 5$ cm et un angle $\psi = 43^\circ$ entre module et réflecteur.

Les perspectives de notre étude en simulateur solaire consistent donc dans un premier temps à réaliser expérimentalement un dispositif de double éclairage adapté à un module 6×10 de largeur l et de longueur L avec des miroirs de largeur $l / \cos(\psi)$ et de longueur L (en orientation portrait avec $l < 110$ cm, $\psi = 43^\circ$ et $L < 170$ cm). Les études montrées en section 2.1 doivent être reproduites avec ce dispositif et améliorées : en particulier l'uniformité d'éclairage doit être mesurée et comparée avec celle d'une mesure standard, et l'étude de reproductibilité doit être réalisée avec 21 mesures pour avoir une meilleure statistique.

Ensuite, il serait bon de confirmer que l'évolution des paramètres IV est la même quel que soit le mode d'éclairage (biface, face avant seule ou face arrière seule – voir Figure 3.1) avec un module d'architecture standard. De même, l'évolution du rapport $P_{m-bi} / (P_{m-fav} + P_{m-far})$ doit être tracée comme à la Figure 3.2 à gauche. En effet, ce paramètre semble intéressant pour comparer différents modules entre eux sur une large gamme d'éclairage (voir aussi Figure 4.5 à droite). De plus, les trois architectures à cellules découpées proposées en Figure 5.2 doivent être comparées à une architecture standard pour visualiser l'influence du facteur de découpe, ainsi que le comportement à faible éclairage (gains négatifs en dessous de 0,2 soleil sur la Figure 4.5 à gauche). Enfin, une caractérisation avec le réflecteur blanc des tests en extérieur pourrait apporter des informations supplémentaires pour quantifier l'adéquation des propriétés d'une face d'un module donné avec les propriétés du rayonnement reçu réellement dans l'application (spectre solaire pondéré par la réflectivité de la surface, rayonnement diffus et non-uniforme).

5.3. Pour aller plus loin

5.3.1. Application verticale est - ouest

Dans ce qui suit, nous avons voulu initier une étude sur le potentiel d'un profil de production est - ouest dans une application biface. On considère pour cela une application où le module biface est orienté verticalement est - ouest (voir section 1.3.2.2 sur les modules verticaux). Notons que ce type d'étude est applicable au cas d'un bâtiment où toutes les façades verticales sont équipées de modules bifaces (excepté celles orientées proches du nord pour un bâtiment dans l'hémisphère nord).

La Figure 5.10 à gauche montre le module biface vertical B_{stand1} étudié entre juin et octobre sur un nouveau revêtement de toiture blanc de taille 3c x 3c (Renolit ALKORBRIGHT® haut de gamme de $R_{solaire} = 91\%$ [117]). A droite, on constate que les gains journaliers g_{kWh} du module B_{stand1} comparé à un module face avant seule incliné au sud (B_{stand4} ou B_{stand5} avec faces arrière cachées – voir banc incliné entouré en orange sur la Figure 2.10) semblent maximum (environ 23% en moyenne) au solstice d'été lorsque le soleil est très haut, et diminuent (environ 5% au solstice d'automne) avant de basculer dans les valeurs négatives en se rapprochant du solstice d'hiver. Cette tendance confirme les simulations de production énergétique mensuelle de Joge pour la ville de Mito au Japon (latitude de 36°). Ces dernières montrent un gain mensuel du module biface vertical est - ouest par rapport à un module incliné à angle optimal qui est maximal en juin et minimal en décembre [21].

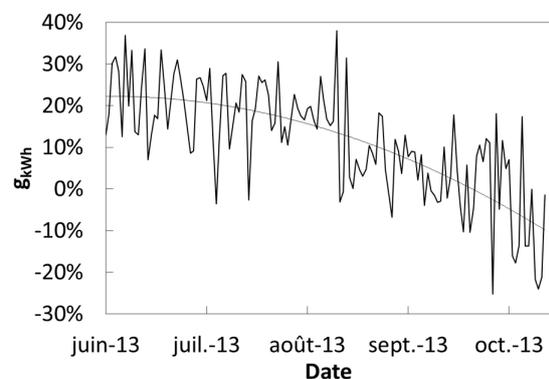
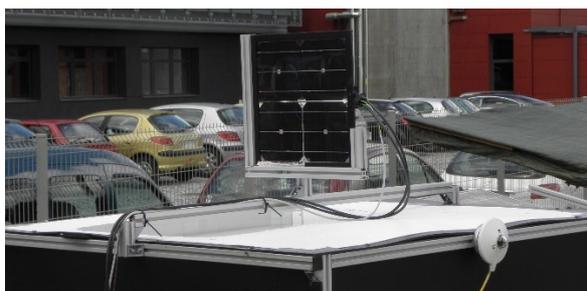


Figure 5.10 – (gauche) Photographie du module B_{stand1} orienté verticalement la face avant à l'est et la face arrière à l'ouest (le pyromètre CMP3 étant face au sud – voir aussi la Figure 2.10). (droite) Gains journaliers en énergie électrique (puissances P_m intégrées sur chaque jour) du module B_{stand1} vertical est - ouest comparé à un module face avant seule incliné au sud (B_{stand4} ou B_{stand5} avec caches en face arrière – tests du 14/06/13 au 27/10/13), avec courbe de tendance polynomiale d'ordre 2.

Les graphiques de la Figure 5.11 montrent la répartition typique de la production électrique d'un module biface vertical est - ouest à droite (deux pics de production, un le matin et un le soir) comparée à la

répartition standard d'un module incliné au sud à gauche (un pic de production à la mi-journée). Notons que le pic de production de l'après-midi est globalement plus faible puisque le ratio biface en puissance du module B_{stand1} est de 0,9 (sa face arrière faisant face à l'ouest). De plus la production liée à du rayonnement direct s'arrête nettement vers 19h à cause de la montagne à l'ouest du site de l'INES (voir masque en Figure 1.13 à droite).

Il résulte de ces profils de production que les gains en courant I_m (Figure 5.12 à gauche) sont très élevés le matin et le soir et passent dans le négatif à la mi-journée (voir courbe de tendance moyenne). Inversement, les gains en tension V_m (Figure 5.12 à droite) oscillent en moyenne entre -5% le matin et le soir et +5% à la mi-journée. Cela est dû à des effets thermiques : le module vertical produit plus donc chauffe plus le matin et le soir (diminution de la tension de fonctionnement), et produit moins donc chauffe moins à la mi-journée (augmentation de la tension de fonctionnement).

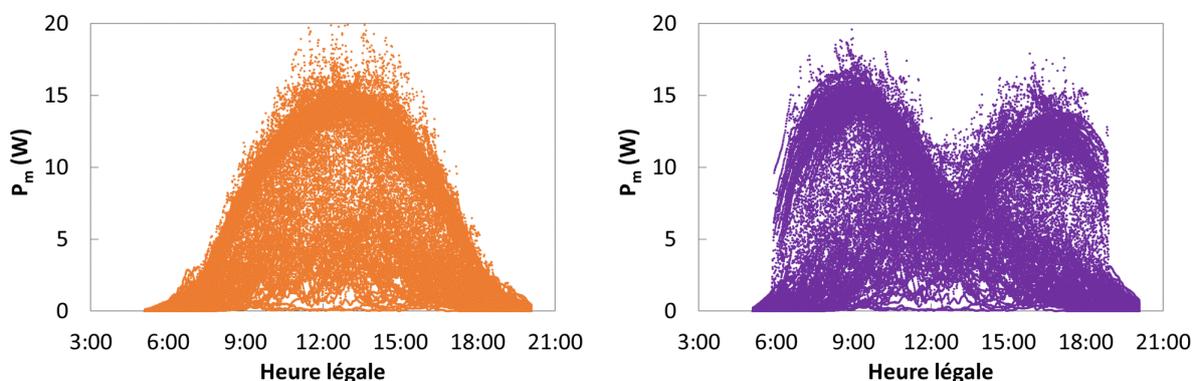


Figure 5.11 – Puissances P_m du module face avant seule incliné au sud (à gauche), et du module biface vertical est - ouest (à droite) en fonction de l'heure légale sur toute la durée du test avec un pas d'une minute.

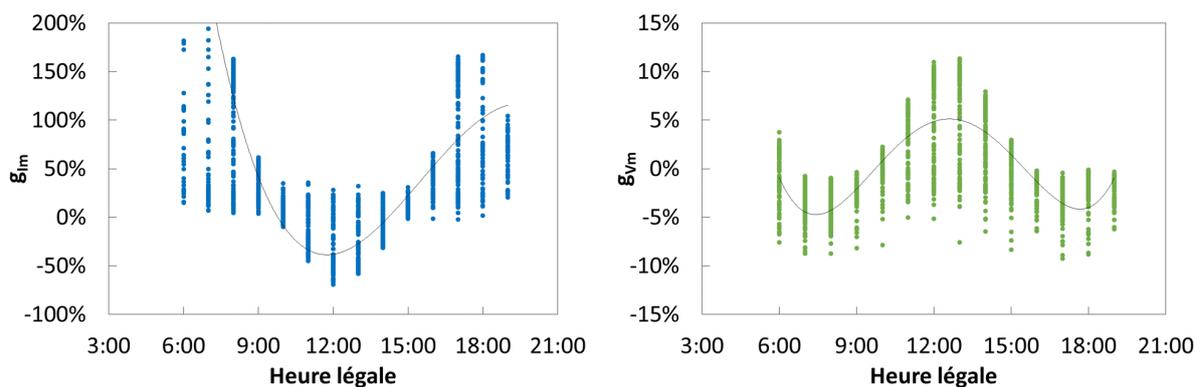


Figure 5.12 – Gains en courant g_{im} (à gauche) et en tension g_{vm} (à droite), pour le module biface vertical est - ouest par rapport au module face avant seule incliné au sud, sur toute la durée du test avec un pas horaire. Courbes de tendance polynomiales d'ordre 4 et filtrage des très faibles puissances (suppression des puissances normalisés par rapport au STC du module incliné inférieures à 0,01).

Pour finir, les données thermiques des mois de juin et juillet ont permis de comparer une nouvelle fois les mesures directes de température (grâce aux thermocouples) avec les calculs basés sur les mesures de V_{oc} (voir Figure 5.13 à gauche). Comme discuté plus haut, le module vertical est - ouest est plus chaud le matin et le soir (entre $+10^\circ$ et $+20^\circ$), et plus froid à la mi-journée (entre -15° et -25°). L'évolution de la différence de température $T_{vert-EO} - T_{inc-S}$ suivant l'heure de la journée est exactement la même pour les mesures thermocouples et les calculs V_{oc} , cependant les valeurs sont plus extrêmes avec les calculs V_{oc} . Ce phénomène n'est pas dû à la différence de calibration entre le traceur I(V) des mesures extérieures et celui des mesures en simulateur solaire (tous deux utilisés dans le calcul des températures avec les V_{oc} mesurés), puisque cela ne se produit pas qu'à faible éclairement (ce qui était le cas dans nos précédents résultats thermiques - voir Figure 3.8 à gauche et Figure 4.12). Il n'y a pas de décalage temporel entre le profil mesuré avec les thermocouples et celui calculé avec les V_{oc} , le phénomène observé n'est donc pas dû à une inertie thermique liée au verre en face arrière des modules. Sur ce point, les modules comparés sont tous biverres (un cache noir est apposé en face arrière du module incliné pour simuler le comportement d'un module monoface), la différence entre température de jonction de la cellule et température mesurée au dos du module est donc la même dans les deux configurations. Par conséquent, nous ne pouvons pas donner d'explication à la différence entre les extrema mesurés avec les thermocouples et ceux calculés avec les V_{oc} .

La Figure 5.13 à droite montre de nouveau la différence de température $T_{vert-EO} - T_{inc-S}$ estimée par les V_{oc} sur toute la durée du test cette fois. On n'observe pas d'évolution majeure du profil au fil des mois. Notons simplement que le point violet hors de la tendance à 17h est certainement dû à la différence de hauteur entre les deux modules : en octobre quand les élévations solaires deviennent plus faibles, le module monoface incliné sud (plus bas) peut se retrouver ombré par la montagne ouest avant le module biface vertical est - ouest (plus haut).

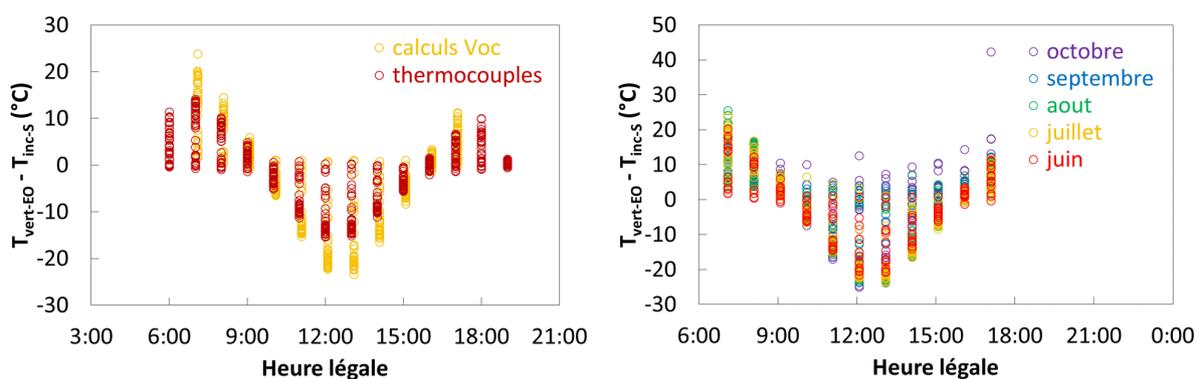


Figure 5.13 - Différence de température entre le module biface vertical est - ouest et le module face avant seule incliné au sud mesurée par thermocouple et calculée par les V_{oc} à gauche (du 14/06/13 au 22/07/13), et seulement calculée par les V_{oc} sur toute la durée du test à droite.

5.3.2. Etude préliminaire sur le potentiel d'un profil de production est - ouest

Le profil de production d'un système PV standard (orienté au sud pour l'hémisphère nord - voir Figure 5.11 à gauche) n'est pas toujours adapté à la consommation électrique des habitants. En effet des surproductions de photovoltaïque peuvent survenir en milieu des journées ensoleillées d'été d'une part et la charge de véhicules électriques pourrait dans le futur devenir une source de consommation importante en fin de journée d'autre part [118]. Dans les cas où le coût de production de sa propre électricité est plus faible que le coût de l'achat de l'électricité à un fournisseur, cela devient économiquement intéressant de consommer l'électricité que l'on produit. On définit le taux d'autoconsommation SC (« Self-Consumption ») comme le ratio de la production PV consommée localement sur la production PV totale.

Dans cette partie nous allons présenter les résultats de simulations préliminaires réalisées en partenariat avec Martin [119] et basées sur les données montrées dans le paragraphe précédent. Le modèle permet d'évaluer l'adéquation du profil de production de nos modules en test (biface vertical est - ouest ou monoface incliné au sud) avec un profil de consommation électrique résidentiel quelconque en fonction de la capacité C_n , exprimée en kilowatt-heure, du système de stockage utilisé. La Figure 5.14 montre l'évolution des différentes puissances (P_{PV} , $P_{stockage}$, $P_{charges}$, $P_{réseau}$) sur trois journées consécutives pour un système constitué d'une production PV d'énergie journalière normalisée pour les deux installations, d'un stockage batterie de capacité $C_n = 9,5$ kWh, de charges électriques correspondant à un habitat standard (4 MWh/an hors chauffage) et du réseau électrique. Les puissances sont reliées par l'équation (5.7), ce qui permet d'exprimer le taux d'autoconsommation SC par l'équation (5.8) et l'état de charge de la batterie est représenté par le paramètre SOC (« State Of Charge »).

$$P_{réseau} = P_{PV} + P_{charges} + P_{stockage} \quad (5.7)$$

$$SC = \frac{\sum P_{PV} - \sum P_{réseau}}{\sum P_{PV}} \quad \text{condition : } P_{réseau} > 0 \quad (5.8)$$

Dans le cas d'une belle journée (le 05/08/13 par exemple), l'énergie produite par le système PV est utilisée en priorité pour la consommation électrique de l'habitat, le surplus est stocké par les batteries et est injecté sur le réseau lorsque cette dernière est totalement chargée (SOC = 100%). Dans le cas d'une journée de grisaille (le 07/08/13 par exemple), les batteries se chargent très peu et se déchargent donc rapidement lors d'un pic de consommation électrique. L'énergie électrique consommée pendant la nuit ou au petit matin (eau chaude sanitaire électrique par exemple) est fournie par le système de stockage

quand celui-ci est complètement chargé (après une belle journée), ou par le réseau si ce n'est pas le cas (après une journée de grisaille).

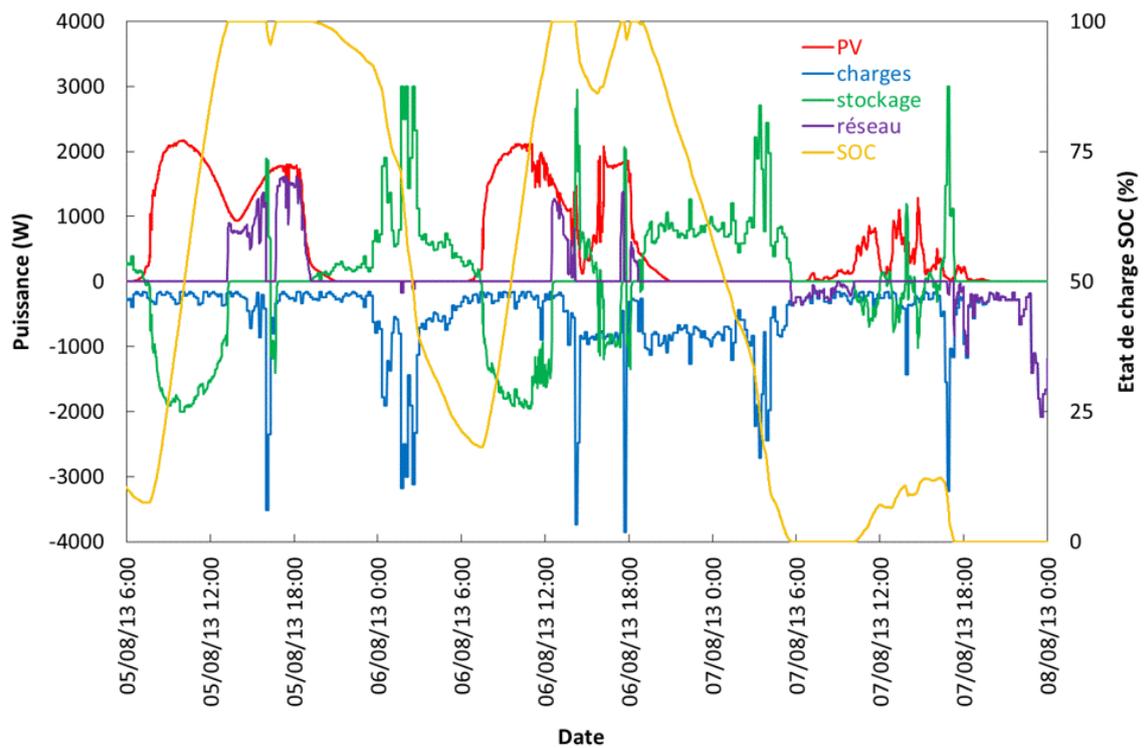
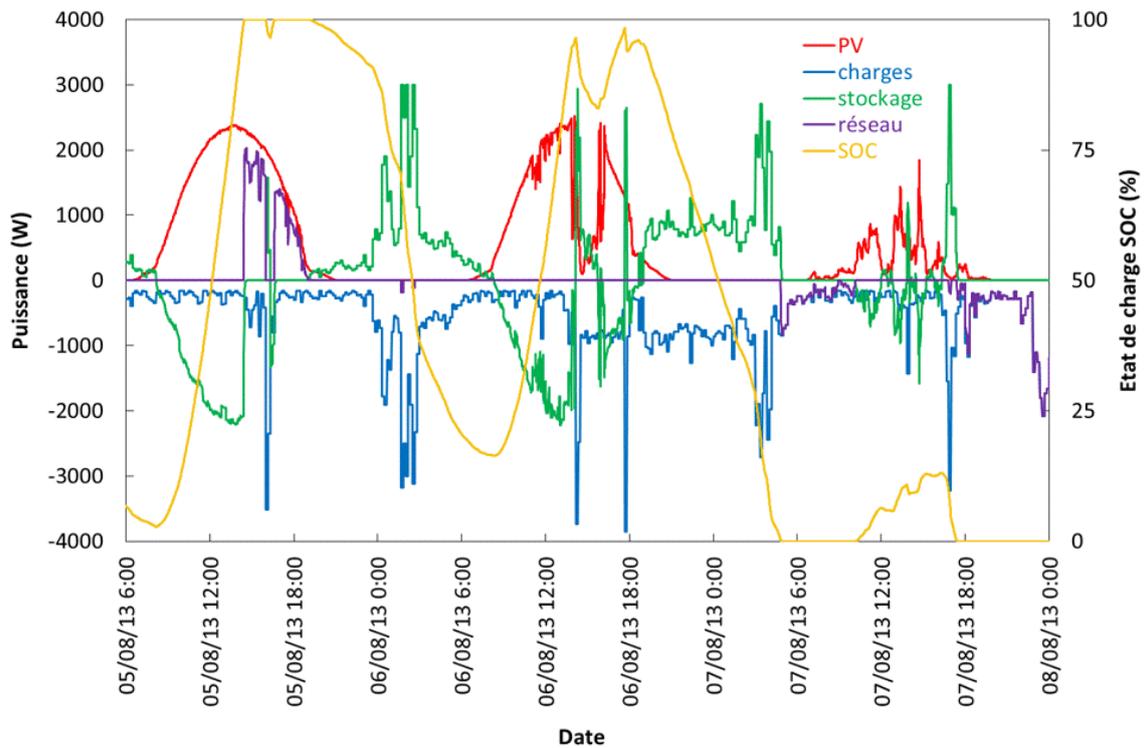


Figure 5.14 – Evolution des puissances photovoltaïque, de charge (consommation électrique), du stockage batterie, du réseau et de l'état de charge des batteries (SOC) sur trois journées consécutives pour une installation monoface inclinée au sud (en haut) et pour une installation biface verticale est - ouest (en bas).

La Figure 5.15 montre le taux d’autoconsommation SC calculé en fonction de la capacité du système de stockage pour l’installation biface verticale est - ouest et monoface inclinée au sud sur toute la durée du test. On observe sans surprise une augmentation du taux d’autoconsommation SC avec la capacité de stockage C_n dans la mesure où le stockage absorbe le décalage temporel entre production PV et consommation électrique. En revanche, les deux installations ne montrent pas de différences importantes contrairement à nos attentes. En l’absence de stockage l’installation biface permet un taux d’autoconsommation légèrement plus élevé que l’installation monoface, ce qui montre que le profil de production (est - ouest) est un petit peu plus en adéquation avec le profil de consommation électrique.

Pour poursuivre ce type d’étude de manière plus rigoureuse il serait nécessaire de :

- se baser sur des tests expérimentaux d’un ensemble de modules de taille réelle sur une durée d’un an au minimum pour voir l’effet des saisons sans normaliser la production journalière des deux installations,
- montrer les résultats pour différents profils de consommation électrique en séparant les cas domestique (pics de consommation souvent décalés par rapport au pic de production PV standard), tertiaire (bureaux, commerces, etc. - consommation plutôt diurne) et industriel (fortes charges électriques) [120],
- compléter le modèle en intégrant les aspects de vieillissement du stockage batterie et les aspects de tarifs de rachat de l’électricité.

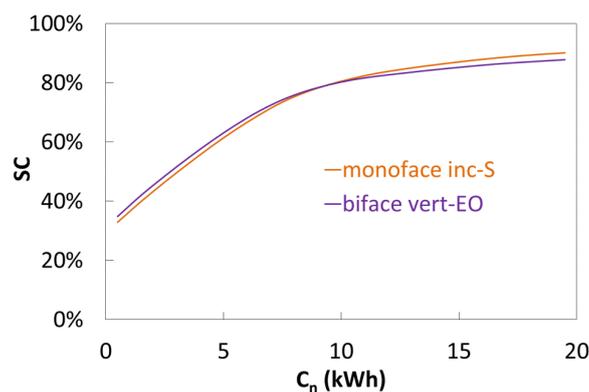


Figure 5.15 – Taux d’autoconsommation SC en fonction de la capacité de stockage C_n pour les deux types d’installations considérées sur toute la durée du test.

Conclusion

Les architectures de module étudiées à petite échelle dans notre application façade verticale ont été adaptées à un module de taille réelle et peuvent potentiellement amener des gains en performance dans n'importe quelle application biface. En effet, l'utilisation de blocs parallèles de cellules découpées pourrait être intéressante dans le cas où les contraintes d'installation des modules ne permettent pas des espaces suffisants pour avoir une bonne homogénéité d'éclairage sur les faces arrière (centrales compactes). De plus l'utilisation de verres texturés sur les deux faces du module semble une voie porteuse pour obtenir des gains optiques quelle que soit l'application (texturation à dimensionner).

Des modèles de prédiction de performances des modules bifaces ont été élaborés pendant notre étude. Par conséquent, il semblerait opportun pour la suite de se concentrer sur le test de nouvelles architectures de module en simulateur solaire en condition de double éclairage et en extérieur à grande échelle, sur du long terme, et en variant les paramètres de l'application. Nous avons donc simulé la faisabilité d'un dispositif de double éclairage pour module de taille réelle en simulateur solaire. Il en résulte un dimensionnement optimum présenté dans le texte qui pourrait néanmoins être limité par des problèmes d'uniformité d'éclairage en conditions réelles d'utilisation (poussières / micro-rayures / salissures potentielles des miroirs). En outre, il pourrait être intéressant de remplacer le miroir face arrière par le réflecteur utilisé en extérieur pour permettre une caractérisation plus proche de la réalité (spectre émis par le réflecteur sous forme de rayonnement diffus et non-uniforme). Enfin, nous pensons que le paramètre $P_{m-bi} / (P_{m-fav} + P_{m-far})$ en fonction du nombre de soleil incident sur le module (de 0 à 2 soleil) pourrait être utile dans les comparaisons de modules bifaces.

Pour développer l'utilisation des modules bifaces, des études sont nécessaires à l'échelle du système. Il peut être intéressant de prendre en compte dans les simulations des données comme la répartition temporelle de la production électrique de l'application, son adéquation avec les profils de consommation électrique, le couplage avec un système de stockage et avec le réseau, ou encore les tarifs de rachat de l'électricité.

Conclusion générale

Face à notre objectif d'optimiser les performances d'applications basées sur des modules bifaces, nous avons mis en place une méthodologie d'évaluation de l'influence des paramètres prépondérants. Dans le cas étudié de la façade verticale, ces derniers se situent au niveau de l'application (distance entre module et réflecteur particulièrement) et au niveau de l'architecture du module (sensibilité à un rayonnement non-uniforme et diffus en face arrière particulièrement). La méthodologie est basée sur des outils de caractérisation en simulateur solaire et en extérieur, ainsi que leur modèle optique respectif (basé sur du tracé de rayons) pour extrapoler les résultats expérimentaux. Un protocole de mesure reproductible a été mis en place avec le dispositif de double éclairage en simulateur solaire de manière à pouvoir comparer différentes architectures de module entre elles (avec notamment l'utilisation du paramètre $P_{m-bi} / (P_{m-fav} + P_{m-far})$ évalué entre 0 et 2 soleil). Le banc de test en extérieur a permis de mesurer les performances des modules dans des configurations variées pendant plus d'un an. Grâce à ces mesures, notre modèle optique a pu être validé et a permis d'obtenir l'évolution des gains annuels d'un module biface comparé à un module monoface en fonction de la distance module – réflecteur. Ainsi, les contributions liées à l'environnement optique du module, à son comportement thermique, à une interconnexion en parallèle de cellules découpées et à l'utilisation de verres texturés ont été identifiées.

Il résulte de ces caractérisations et simulations que la distance module – réflecteur qui maximise les gains bifaces annuels est comprise entre $0,5c$ et $0,75c$ (c étant le côté du module) pour notre application à échelle réduite. A cette distance, les gains liés au rayonnement incident en face arrière atteignent 18% (environnement optique du module). En comparaison, le comportement thermique du module biface amène des gains peu significatifs (inférieurs à 0,3%). De plus, nous avons montré que l'interconnexion en parallèle avec demi-cellules apporte de faibles gains dans notre cas d'étude (1% au maximum). Ce type d'architecture est à privilégier pour des applications à fort niveau d'irradiance (gains plus élevés liés aux cellules découpées qui compensent les pertes résistives) et/ou compactes (gains plus élevés liés à l'interconnexion en parallèle qui est plus adaptée à un rayonnement non-uniforme). Enfin, nous avons montré que l'utilisation de verres texturés pour mieux capter le rayonnement diffus apporte des gains annuels importants (environ 5% pour notre verre texturé linéairement en orientation verticale, le gain étant lié à la contribution de la face avant principalement).

Ces résultats pour une application façade verticale à échelle réduite ont permis de dresser des perspectives à plus grande échelle. Particulièrement, une architecture de module équivalent à un module 6×10 cellules a été proposée et mérite d'être testée dans d'autres types d'applications bifaces (centrale au sol avec modules inclinés au sud ou verticaux est – ouest par exemple). L'architecture est basée sur deux blocs en parallèle de demi-cellules en série, avec un verre texturé de chaque côté du module

(texturation à dimensionner). Ce type d'architecture pourrait être testé en simulateur solaire en double éclairage (nous avons dimensionné le dispositif nécessaire) et en extérieur sur du long terme. Les logiciels de simulation en cours de développement par d'autres acteurs de la thématique pourraient être utilisés pour optimiser la géométrie des applications en test. A l'avenir, il sera nécessaire d'intégrer à ces modèles des aspects concernant les systèmes PV (couplages avec un système de stockage et avec le réseau particulièrement) de façon à valoriser la répartition de la production PV (sur une journée) qui peut être avantageuse dans le cas d'applications bifaces verticales orientées est – ouest.

A. Modules fabriqués

Le Tableau 1.1 décrit les modules 2 x 2 cellules de type N 156 mm à trois « busbars » (« Pseudo-Square » PSQ ou « Full-Square » FSQ) fabriqués pour les besoins de notre étude. Tous les modules biverres (bifaces) ont été fabriqués avec le même programme de lamination (« INESV 15420P – 15505 @ 155°C »), et le module verre – « backsheet » a été fabriqué avec un programme adéquat (« INESVT 15420P – 15505 @ 155°C »). Les verres plats utilisés sont des Saint Gobain Diamant. Les rubans de cuivre soudés sur les cellules sont des Schlenk de section 0,2 mm x 1,5 mm étamés avec du SnPbAg, et les rubans des contours sont des Ulbrich de section 0,3 mm x 5 mm étamés avec du SnAgCu. Ils sont trempés dans un flux Kester 952S pour les désoxyder et ainsi améliorer la qualité de la soudure. L'encapsulant utilisé est l'EVA STR UV-clear (une feuille de chaque côté des cellules pour le module verre – « backsheet », alors que deux feuilles sont utilisées en face arrière pour les modules biverres). Les bords des modules sont couverts sur chaque face par un adhésif noir en laissant un interstice de 2,5 mm autour des cellules.

Nom	Architecture ELECTRIQUE	Architecture OPTIQUE
M	4 cellules PSQ en série (voir Figure 2.11 à gauche)	1 verre plat de 3 mm et 1 « backsheet » blanc (Isovolta ICOSOLAR® 0711)
B_{stand1} B_{stand2} B_{stand3} B_{stand5}	4 cellules PSQ en série	2 verres plats de 3 mm
B_{stand4}	4 cellules FSQ en série (voir Figure 4.3 à gauche)	2 verres plats de 3 mm
B_{monol}	4 cellules FSQ en série avec face avant et face arrière alternées	2 verres plats de 3 mm
B_{monol-sym}	8 demi-cellules FSQ en série (voir Figure 4.2 à gauche)	2 verres plats de 3 mm
B_{monol- asym}	8 demi-cellules FSQ en série (4 grandes et 4 petites) (voir Figure 4.2 à gauche)	2 verres plats de 3 mm
B_{paral}	8 demi-cellules FSQ (2 strings parallèles de 4 cellules en série) (voir Figure 4.3 à gauche et Figure B.3)	2 verres plats de 3 mm
B_{textu-lin}	4 cellules PSQ en série	2 verres texturés linéairement de 4 mm (AGC Soline)
B_{textu-uni}	4 cellules PSQ en série	2 verres texturés uniformément de 4 mm (AGC Solite)

Tableau A.1 – Récapitulatif des caractéristiques des 12 modules fabriqués pour les besoins de notre étude (PSQ = « Pseudo-Square » et FSQ = « Full-Square »).

B. Thermocouples

Les thermocouples utilisés dans notre étude sont de type T, utilisant un fil de cuivre et un fil de Constantan (alliage métallique de cuivre et de nickel). Nous avons réalisé sept thermocouples en soudant par arc électrique les deux fils (cuivre et Constantan) en un point (dit le point chaud).

La procédure d'étalonnage montrée en Figure B.1 consiste à évaluer la différence entre les températures données par la chaîne de mesure (thermocouples, câbles et Daystar) et la température vraie. On utilise pour cela un bain thermostaté dans lequel plongent nos sept thermocouples ainsi qu'une sonde Pt100 calibrée. La température du bain T_{Pt100} est variée de $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ à $80\text{ }^{\circ}\text{C}$ par palier de $10\text{ }^{\circ}\text{C}$ et les températures des thermocouples T_{thermo} sont relevées une fois stabilisées. On obtient les courbes de la Figure B.2 à gauche pour les cinq thermocouples utilisés dans notre étude. La tendance linéaire de chaque courbe permet de corriger les températures mesurées dans toute notre étude pour obtenir la vraie température. Notons que deux thermocouples ont été mis en place sur le module B_{stand1} (voir photographie de la Figure B.2 à droite) mais seules les données du thermocouple entouré en vert ont été utilisées dans notre étude. En effet, ce dernier donnait des températures légèrement plus élevées à fort éclairage de par son positionnement juste derrière la cellule en comparaison au thermocouple positionné dans l'interstice.

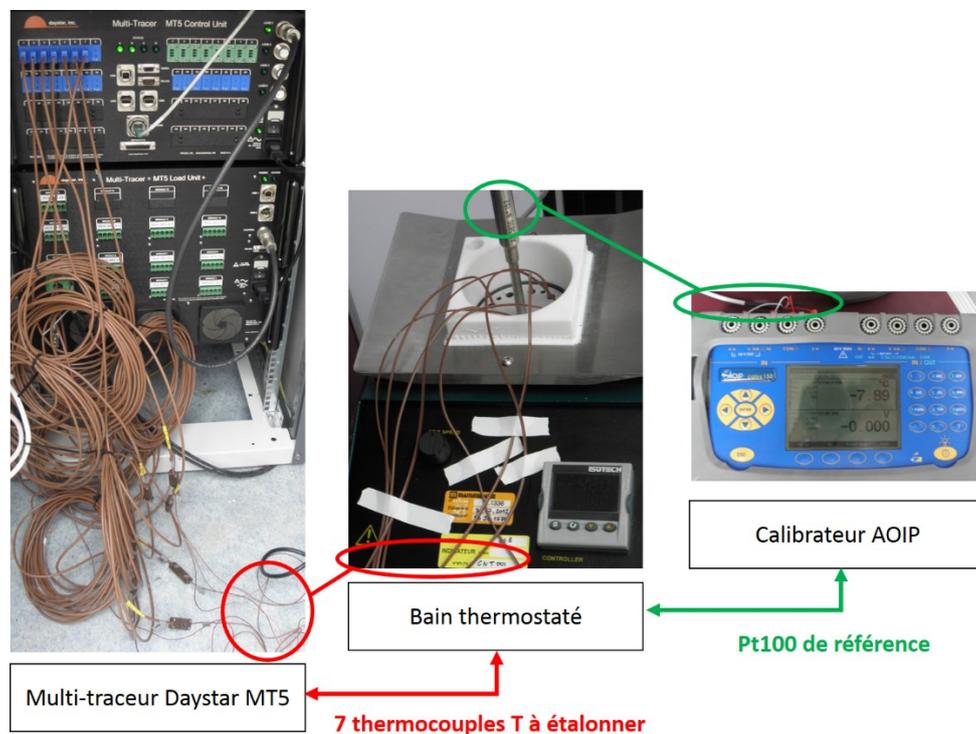


Figure B.1 – Etalonnage des thermocouples sur le Daystar : les sept thermocouples (entourés en rouge) et la Pt100 (entourée en vert) sont plongés dans le bain thermostaté (photographie du centre), et reliés respectivement au Daystar (photographie de gauche) et au calibrateur de température (photographie de droite).

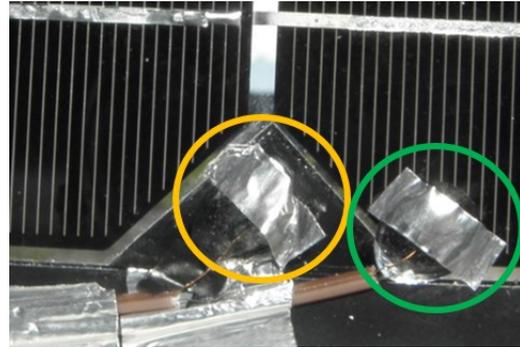
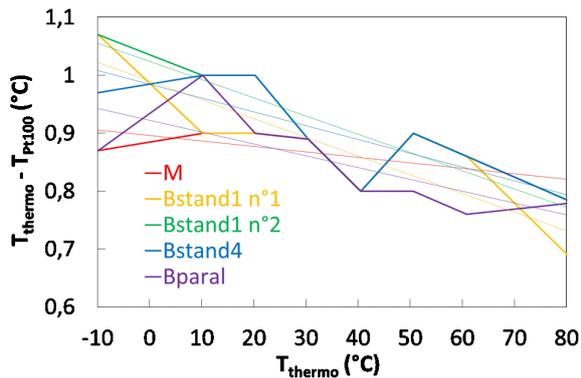


Figure B.2 – (**gauche**) Mesures de la différence de température entre chacun des cinq thermocouples utilisés dans notre étude et la sonde Pt100 en fonction de la température du bain. (**droite**) Positionnement des thermocouples n°1 (entouré en jaune) et n°2 (entouré en vert) sur la face arrière du module B_{stand1}.

Les photographies de la Figure B.3 illustrent le collage d'un thermocouple sur la face arrière d'un module. Comme montré à gauche le point chaud du thermocouple doit être en contact avec la surface du module (verre ou « backsheet »), et est fixé dans cette position par de la colle époxy pour isoler la mesure de l'air ambiant. Comme montré à droite, tous les thermocouples sont collés en bas au centre des modules, et les points chauds sont protégés du rayonnement par 0,5 cm² de scotch aluminium.

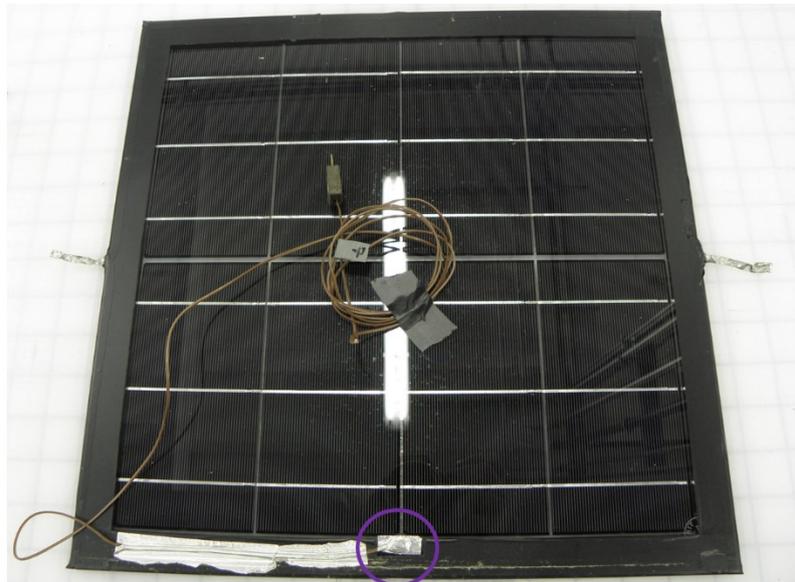
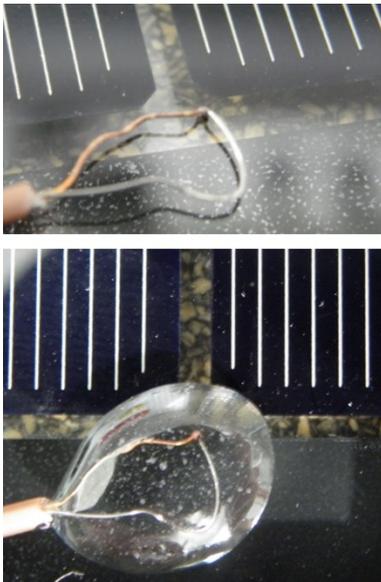


Figure B.3 – Collage d'un thermocouple (entouré en violet) sur la face arrière du module B_{paral}.

C. Mesures spectrales

La présente annexe décrit les mesures spectrales faites sur le miroir utilisé dans notre étude (en simulateur solaire principalement et en extérieur accessoirement). Il s'agit d'un miroir Alanod MIRO[®] 4200GP de réflectivité globale de l'ordre de 95% avec maximum 5% de réflexion diffuse [121]. La mesure est faite avec l'accessoire « Automated Reflectance / Transmittance Analyser » (ARTA) du spectrophotomètre Perkin Elmer Lambda 950 pour un angle d'incidence de 45°. La face arrière du miroir en photographie sur la Figure C.1 à gauche montre une direction dans le laminé qui pourrait induire des différences de réflectivité spéculaire ($R_{\text{spéculaire}}$) entre les deux orientations représentées par les schémas 1 et 2. Les mesures de droite pour ces deux orientations montrent que les courbes se superposent : il y a certainement un effet (réflectivité diffuse légèrement plus importante pour l'orientation 1) mais il reste caché dans les incertitudes de mesure (liées à la taille du faisceau incident et à l'ouverture du détecteur).

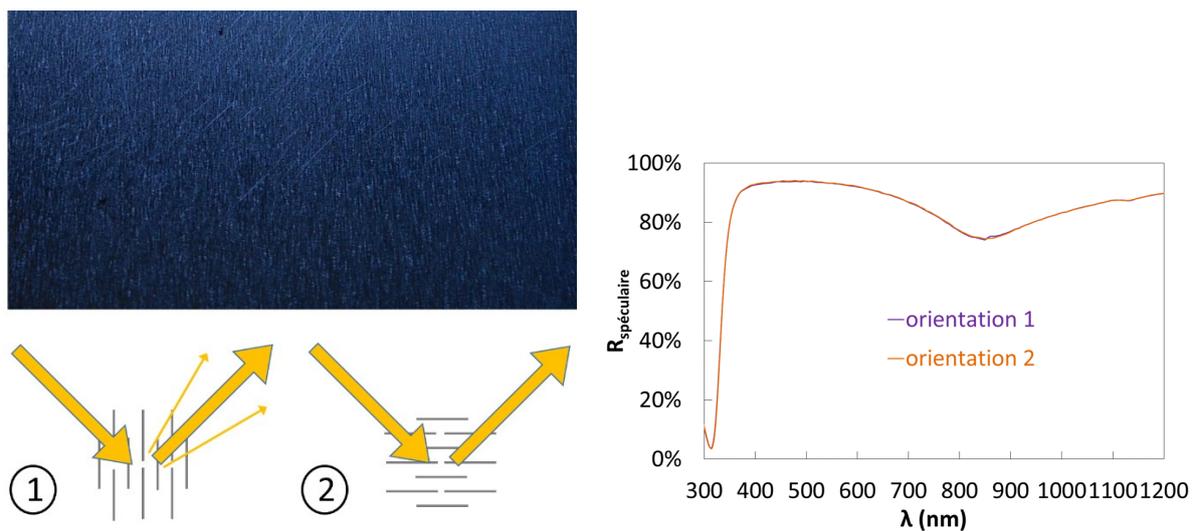


Figure C.1 – (gauche) Face arrière du miroir Alanod MIRO[®] 4200GP avec schéma de la réflexion plus ou moins spéculaire attendue suivant l'orientation du miroir. (droite) Réflectivités spectrales spéculaires mesurées pour les deux orientations du miroir.

D. Modèle TracePro®

Le logiciel TracePro® de Lambda Research Corporation est un logiciel de tracé de rayons permettant le dimensionnement de systèmes optiques [106]. Le Tableau D.1 représente les propriétés optiques des surfaces réfléchissantes utilisées dans nos modèles. Les paramètres A, B et g permettent de décrire la partie diffuse de la lumière réfléchi par la « Bidirectional Reflectance Distribution Function » (BRDF).

	absorption	réflexion spéculaire	BRDF intégrée	BRDF A	BRDF B	BRDF g
miroir parfait	0	1	-	-	-	-
MIRO® 4200GP	0,05	0,9	0,05	0,018	0,1	0
peinture blanche	0,1	0	0,9	0,315	0,1	0
peinture noire	0,9	0	0,1	0,064	1	0

Tableau D.1 – Propriétés optiques des surfaces réfléchissantes utilisées dans nos modèles (issues de la base de données de TracePro®).

Le modèle de la source de notre simulateur solaire PASAN est montré en Figure D.1 à gauche. Les quatre tubes flashs sont modélisés par des surfaces rectangulaires émettant de manière isotrope dans tout le demi-espace, et le dispositif en croix destiné à assurer une bonne uniformité du rayonnement à l'autre bout du tunnel est modélisé succinctement. La Figure D.1 à droite montre la non-uniformité d'éclairement NU_{miroir} simulée sur la face avant d'un module (90 cm x 90 cm pixélisé en 6 x 6 et associé à un miroir parfait) et l'irradiance globale G_{miroir} (normée par rapport à l'irradiance d'une mesure standard G_{standard}) en fonction du nombre de rayons d'un seul tube flash. On choisit 500 000 rayons pour les simulations dans la mesure où la non-uniformité et l'irradiance normée se stabilisent à des valeurs respectives de 4,1% (faible) et de 0,997 (proche de 1) pour un temps de simulation restant convenable (1 min 50 s pour les quatre tubes flash).

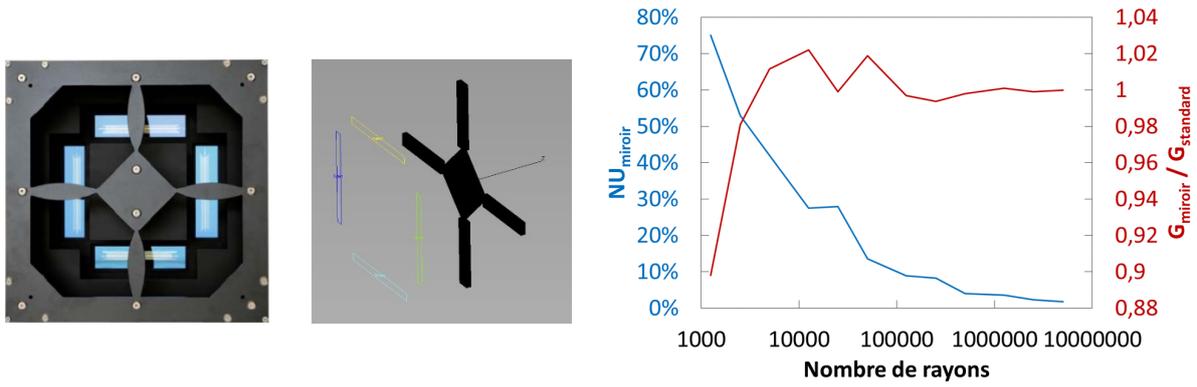


Figure D.1 – (gauche) Schéma de la source du PASAN et son modèle sous TracePro® (quatre tubes flash en bleu clair, bleu foncé, jaune et vert – voir aussi Figure 2.1). (droite) Non-uniformité d'éclairage sur la face avant du module dans une mesure en double éclairage (en bleu) et irradiance comparée à une mesure standard (en rouge) en fonction du nombre de rayons associés à un seul tube flash.

E. Outils statistiques

Le coefficient de détermination R^2 défini à l'équation (E.1) permet de quantifier la corrélation entre deux séries de données, comme des données temporelles mesurées (x_{mes}^i) et simulées (x_{sim}^i) dans notre étude [44]. Dans l'équation, N représente le nombre de termes de la série et x_{mes}^{moy} représente la moyenne des termes de la série temporelle mesurée. La corrélation entre simulation et mesure est d'autant plus importante que le R^2 se rapproche de 100%. On peut quantifier cette importance en utilisant le test de Student : la valeur de t_s calculée par l'équation (E.2) et le nombre de degrés de liberté ($N-2$) permettent d'associer un niveau de confiance à notre modèle en utilisant la table fournie dans [69].

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{mes}^i)^2}{\sum_{i=1}^N (x_{mes}^i - x_{mes}^{moy})^2} \quad (\text{E.1})$$

$$t_s = \sqrt{\frac{(N-2) \cdot R^2}{1 - R^2}} \quad (\text{E.2})$$

Les erreurs entre simulation et mesure peuvent être évaluées avec les paramètres « Root Mean Square Error » (RMSE) et « Mean Bias Error » (MBE) définis dans les équations (E.3) et (E.4). La RMSE quantifie l'importance des erreurs (même unité que le paramètre sur lequel on évalue l'erreur). Notons qu'un bon RMSE associé à un mauvais R^2 met en évidence la présence d'une faible proportion de points fortement hors de la tendance. La déviation moyenne entre les valeurs simulées et les valeurs mesurées MBE permet de voir si le modèle a tendance à surestimer ou sous-estimer les mesures, et permet d'identifier d'éventuelles compensations sur la plage de donnée (cas où MBE faible et RMSE élevé). Elle est aussi de même unité que le paramètre sur lequel on évalue l'erreur.

$$RMSE = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{mes}^i)^2} \quad (\text{E.3})$$

$$MBE = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_{sim}^i - x_{mes}^i) \quad (\text{E.4})$$

Bibliographie

- [1] W. L. Steffen, A. Sanderson, et P. Tyson, *Global change and the earth system: a planet under pressure*. Berlin ; New York: Springer, 2004.
- [2] United Nations, « The World at Six Billion - World Population, Year 0 to Stabilization », 1999. [En ligne]. Disponible sur: www.un.org/esa/population/publications/sixbillion/sixbilpart1.pdf.
- [3] United Nations, « World Population Prospects: The 2012 Revision », 2012. [En ligne]. Disponible sur: http://esa.un.org/wpp/unpp/panel_population.htm.
- [4] L. De Sousa, « The Oil Drum: Europe - Conventional Fossil Fuels », 2008. [En ligne]. Disponible sur: <http://europe.theoil Drum.com/node/3565>.
- [5] M. Ricard, *Plaidoyer pour l'altruisme: la force de la bienveillance*. Paris: NIL, 2013.
- [6] A. Ricaud, « Gisement solaire et transferts énergétiques - Cours Master Energies Renouvelables - Université de Cergy-Pontoise ». janv-2011.
- [7] A. E. Becquerel, « Recherches sur les effets de la radiation chimique de la lumière solaire au moyen des courants électriques », *Comptes Rendus de L'Académie des Sciences*, p. 145-149, 1839.
- [8] C. E. Fritts, « On a New Form of Selenium Photocell », *American J. of Science*, p. 465, 1883.
- [9] D. M. Chapin, C. S. Fuller, et G. L. Pearson, « A New Silicon P-N Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power », *Journal of Applied Physics*, p. 676-677, 1954.
- [10] European Photovoltaic Industry Association, « Global Market Outlook - For Photovoltaics 2014 - 2018 », mai 2014.
- [11] European Patent Office worldwide, [En ligne]. Disponible sur: <http://www.epo.org/>.
- [12] A. Ricaud, « Convertisseurs photovoltaïques ». nov-2007.
- [13] A. K. Zaitseva et O. P. Fedoseeva, « Study of possibility of bifacial silicon solar cell applications », *Teploenergetika*, n° 3, p. 89, 1961.
- [14] H. Mori, « Radiation energy transducing device », US3278811 A, 11-oct-1966.
- [15] A. Cuevas, « The early history of bifacial solar cells », in *Proc. 20th European PV Solar Energy Conference, Barcelona, 2005*, p. 801-805.
- [16] S. W. Glunz, « Bifacial silicon solar cells - An overview », présenté à BIFIPV workshop, Konstanz, avr-2012.
- [17] R. Hagihara, Y. Yagi, T. Ishida, et M. Tanaka, « The analysis and evaluation of mono-facial and bifacial PV module systems using HIT solar cells », présenté à 19th European Phhotovoltaic Solar Energy Conference, Paris, France, 2004.
- [18] R. Kopecek et J. Libal, « The status and future of industrial n-type silicon solar cells », *Photovolt. Int.*, 2013.
- [19] C. Honsberg et S. Bowden, [En ligne]. Disponible sur: <http://pveducation.org/>.
- [20] R. Cabal, Y. Veschetti, V. Sanzone, S. Manuel, S. Gall, F. Barbier, F. Ozanne, A. Bettinelli, C. Gillot, B. Novel, et P. J. Ribeyron, « Industrial Process Leading to 19.8% on N-Type Cz Silicon », *Energy Procedia*, vol. 33, p. 11-17, janv. 2013.
- [21] T. Joge, Y. Eguchi, Y. Imazu, I. Araki, T. Uematsu, et K. Matsukuma, « Basic application technologies of bifacial photovoltaic solar modules », *Electr. Eng. Jpn.*, vol. 149, n° 3, p. 32-42, nov. 2004.
- [22] A. Kranzl, R. Kopecek, K. Peter, et P. Fath, « Bifacial Solar Cells on Multi-Crystalline Silicon with Boron BSF and Open Rear Contact », 2006, p. 968-971.

- [23] P. Sánchez-Friera, B. Lalaguna, D. Montiel, J. Gil, L. J. Caballero, J. Alonso, M. Piliougine, et M. S. de Carmona, « Development And Characterisation Of Industrial Bifacial PV Modules With Ultra-Thin Screen-Printed Solar Cells », in *22nd European Photovoltaic Solar Energy Conference*, 2007, p. 3–7.
- [24] C. Duran, T. Buck, R. Kopecek, J. Libal, et F. Traverso, « Bifacial solar cells with boron back surface field », in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia*, 2010.
- [25] L. Kreinin, N. Bordin, A. Karsenty, A. Drori, D. Grobgeld, et N. Eisenberg, « PV module power gain due to bifacial design. Preliminary experimental and simulation data », 2010, p. 002171-002175.
- [26] K. Sugibuchi, N. Ishikawa, et S. Obara, « Bifacial-PV power output gain in the field test using “EarthON” high bifaciality solar cells », présenté à *28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris*, 2013.
- [27] P. Ooshaksaraei, K. Sopian, R. Zulkifli, M. A. Alghoul, et S. H. Zaidi, « Characterization of a Bifacial Photovoltaic Panel Integrated with External Diffuse and Semimirror Type Reflectors », *Int. J. Photoenergy*, vol. 2013, p. 1-7, 2013.
- [28] P. Grunow, « Bifacial modules - Promises and challenges », présenté à *BIFIPV workshop, Konstanz*, avr-2012.
- [29] SEMI Europe, « International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV.net) Results 2013 », mars 2014.
- [30] T. Uematsu, Y. Yazawa, K. Tsutsui, Y. Miyamura, H. Ohtsuka, T. Warabisako, et T. Joge, « Design and characterization of flat-plate static-concentrator photovoltaic modules », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 67, n° 1-4, p. 441-448, mars 2001.
- [31] H. Kishi, K. Uchihashi, et S. Kiyama, « Solar cell module », US6410843 B1, 25-juin-2002.
- [32] T. Uematsu, K. Tsutsui, Y. Yazawa, T. Warabisako, I. Araki, Y. Eguchi, et T. Joge, « Development of bifacial PV cells for new applications of flat-plate modules », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 75, n° 3-4, p. 557-566, févr. 2003.
- [33] K. J. Weber, V. Everett, P. N. K. Deenapanray, E. Franklin, et A. W. Blakers, « Modeling of static concentrator modules incorporating lambertian or v-groove rear reflectors », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n° 12, p. 1741-1749, juill. 2006.
- [34] P. J. Sánchez-Illescas, P. Carpena, P. Bernaola-Galván, M. Piliougine, M. Sidrach-de-Cardona, et P. Sánchez-Friera, « Effect of White Reflective Back Sheets on the Performance of Photovoltaic Modules », in *World Renewable Energy Congress X, Glasgow*, 2008.
- [35] E. Gerritsen et V. Sanzone, « Module Photovoltaïque Intégrant Un Dispositif Optique Mobile », FR2948818 A1, 04-févr-2011.
- [36] V. Sanzone, E. Gerritsen, et P. Thony, « Reflective device for a photovoltaic module with bifacial cells », WO2011080442 A2, 07-juill-2011.
- [37] A. Brooks, V. Lonij, A. Cronin, R. Kostuk, J. Ruso, D. Zhang, et S. Vorndran, « One year of field studies of holographic planar concentrators at the Tucson Electric Power solar test yard », in *American Solar Energy Society/World Energy Forum*, 2012.
- [38] J. Russo, D. Zhang, M. Gordon, S. Vorndran, J. Castillo, A. Brooks, V. Lonij, A. Cronin, et R. Kostuk, « Characterization of diffuse anisotropic illumination effects to the output of bifacial and holographic planar concentrating photovoltaic panel configurations », 2012, p. 001312-001317.
- [39] T. Buck, R. Kopecek, J. Libal, R. Petres, K. Peter, I. Rover, K. Wambach, L. J. Geerligs, E. Wefringhaus, et P. Fath, « Large Area Screen Printed N-Type MC-SI Solar cells With B-Emitter: Efficiencies Close to 15% and Innovative Module Interconnection », 2006, p. 1060-1063.
- [40] K. Peter, R. Kopecek, T. Buck, et J. Libal, « Solar Cell Module And Procedure For The Manufacture Of Solar Cell Modules », WO/2007/128342, 15-nov-2007.

- [41] Pander, M., Meier, R., Sander, M., Dietrich, S., et Ebert, M., « Lifetime Estimation for Solar Cell Interconnectors », 2013.
- [42] T. Yagiura, S. Okamoto, et A. Nakauchi, « Rectangular shaped solar cell module and its manufacturing method using hexagonal shaped unit solar cells », EP1770791 A1, 04-avr-2007.
- [43] Bosch Solar, « Datasheet c-Si M 60+ S EU56117 ». juin-2013.
- [44] W. Sprenger, « Electricity yield simulation of complex BIPV systems », Delft University of Technology, 2013.
- [45] J. P. Singh, T. M. Walsh, et A. G. Aberle, « A new method to characterize bifacial solar cells: A new method to characterize bifacial solar cells », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, p. n/a-n/a, déc. 2012.
- [46] J. W. Bishop, « Computer simulation of the effects of electrical mismatches in photovoltaic cell interconnection circuits », *Sol. Cells*, vol. 25, n° 1, p. 73–89, 1988.
- [47] M. Alonso-Garcia, J. Ruiz, et F. Chenlo, « Experimental study of mismatch and shading effects in the – characteristic of a photovoltaic module », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n° 3, p. 329-340, févr. 2006.
- [48] W. Herrmann, M. Adrian, W. Wiesner, et T. Rheinland, « Operational behaviour of commercial solar cells under reverse biased conditions », in *Proceedings of the Second World Conference on Photovoltaic Solar Energy Conversion*, 1998, p. 2357–2359.
- [49] L. F. Lavado Villa, T.-P. Ho, J.-C. Crebier, et B. Raison, « A Power Electronics Equalizer Application for Partially Shaded Photovoltaic Modules », *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 60, n° 3, p. 1179-1190, mars 2013.
- [50] Y. Veschetti, « Overview of several bifacial solar cells technologies », présenté à BIFIPV workshop, Konstanz, avr-2012.
- [51] C. Monokroussos, R. Gottschalg, A. N. Tiwari, G. Friesen, D. Chianese, et S. Mau, « The Effects of Solar Cell Capacitance on Calibration Accuracy When using a Flash Simulator », 2006, p. 2231-2234.
- [52] A. Lo, M. Despeisse, R. Theron, et C. Ballif, « An Hybrid LED/Halogen Large-Area Solar Simulator Allowing for Variable Spectrum and Variable Illumination Pulse Shape », présenté à European photovoltaic solar energy conference 25th, Munich, 2009.
- [53] A. Virtuani, G. Rigamonti, G. Friesen, D. Chianese, et P. Beljean, « Fast and accurate methods for the performance testing of highly-efficient c-Si photovoltaic modules using a 10 ms single-pulse solar simulator and customized voltage profiles », *Meas. Sci. Technol.*, vol. 23, n° 11, p. 115604, nov. 2012.
- [54] D. L. King, J. A. Kratochvil, et W. E. Boyson, « Temperature coefficients for PV modules and arrays: measurement methods, difficulties, and results », 1997, p. 1183-1186.
- [55] J. Hohl-Ebinger et W. Warta, « Bifacial solar cells in STC measurement », in *25th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Valencia*, 2010.
- [56] K. R. McIntosh, J. N. Cotsell, J. S. Cumpston, A. W. Norris, N. E. Powell, et B. M. Ketola, « An optical comparison of silicone and EVA encapsulants for conventional silicon PV modules: A ray-tracing study », in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, 2009, p. 000544–000549.
- [57] International Electrotechnical Commission, « Norme IEC 60904-3 Ed 2.0, Photovoltaic devices – Part 3: Measurement principles for terrestrial photovoltaic (PV) solar devices with reference spectral irradiance data ». avr-2008.
- [58] P. Grunow et S. Krauter, « Modelling of the Encapsulation Factors for Photovoltaic Modules », 2006, p. 2152-2155.
- [59] A. Luque, J. M. Ruiz, S. Lopez-Romero, G. Sala, et J. Eguren, « Albedo collection in bifacial panels », présenté à Arab international solar energy conference. 1, 1983.

- [60] H. Ohtsuka, M. Sakamoto, M. Koyama, K. Tsutsui, T. Uematsu, et Y. Yazawa, « Characteristics of bifacial solar cells under bifacial illumination with various intensity levels », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 9, n° 1, p. 1–13, 2001.
- [61] M. Ezquer, I. Petrina, J. M. Cuadra, A. R. Lagunas, et F. Cener-Ciemat, « Design of a special set-up for the IV characterization of bifacial photovoltaic solar cells », présenté à 24th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2009.
- [62] A. Edler, « Flasher setup for bifacial measurements », présenté à BIFIPV workshop, Konstanz, avr-2012.
- [63] International Electrotechnical Commission, « Norme IEC 60904-9 Ed 2.0 Photovoltaic devices - Part 9: Solar simulator performance requirements ». oct-2007.
- [64] C. Duran, H. Deuser, R. Harney, et T. Buck, « Approaches to an Improved IV and QE Characterization of Bifacial Silicon Solar Cells and the Prediction of their Module Performance », *Energy Procedia*, vol. 8, p. 88-93, janv. 2011.
- [65] Sanyo, « Datasheet HIT Double photovoltaic module HIT210DNKHE1 ». mai-2011.
- [66] T. Cheyney, « Solyndra emerges from stealth mode with cylindrical approach to CIGS thin-film photovoltaics », 06-avr-2009. [En ligne]. Disponible sur: http://www.solarserver.com/solarmagazin/anlage_0409_e.html.
- [67] Panasonic (Sanyo), « Datasheet HIT Double photovoltaic module VBHN210DE01 ». oct-2012.
- [68] PVsyst, « Logiciel de dimensionnement d'installations photovoltaïques ». [En ligne]. Disponible sur: www.pvsyst.com.
- [69] T. Muneer, *Solar radiation and daylight models: (with software available from companion web site)*, 2nd ed. Oxford ; Burlington, MA: Elsevier Butterworth Heinemann, 2004.
- [70] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, et R. Stewart, « Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance », *Sol. Energy*, vol. 44, n° 5, p. 271-289, janv. 1990.
- [71] Meteonorm, « Base de données météorologiques ». [En ligne]. Disponible sur: <http://meteonorm.com/>.
- [72] Radiance, « Logiciel d'éclairage naturel dans le bâtiment ». [En ligne]. Disponible sur: <http://radsite.lbl.gov/radiance/HOME.html>.
- [73] D.-L. Ha, « Calcul du masque sur le site de l'INES ». .
- [74] V. A. Letin, M. B. Kagan, V. P. Nadorov, et V. R. Zajavlin, « Bifacial solar arrays of Russian space crafts », 2000, p. 1067-1070.
- [75] A. Luque et S. Hegedus, *Handbook of photovoltaic science and engineering*. England: Wiley & Sons, 2003.
- [76] A. Luque, E. Lorenzo, G. Sala, et S. Lopez-Romero, « Diffusing reflectors for bifacial photovoltaic panels », *Sol. Cells*, vol. 13, n° 3, p. 277–292, 1985.
- [77] A. Krenzinger et E. Lorenzo, « Estimation of Radiation Incident on Bifacial Albedo-Collecting Panels », *Int. J. Sol. Energy*, vol. 4, n° 5, p. 297-319, janv. 1986.
- [78] C. Duran, P. Hering, T. Buck, et K. Peter, « Characterization of bifacial silicon solar cells and modules: a new step », présenté à 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Hamburg, 2011.
- [79] Y. K. Chieng et M. A. Green, « Computer simulation of enhanced output from bifacial photovoltaic modules », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 1, n° 4, p. 293-299, oct. 1993.
- [80] D. Faiman et A. Dolev, « Optimum Orientation of Bi-Facial PV Modules », présenté à 19th European Photovoltaic Solar Energy Conference, Munich, 2004.
- [81] L. Kreinin, N. Bordin, A. Karsenty, A. Drori, et N. Eisenberg, « Experimental Analysis of the Increases in Energy Generation of Bifacial Over Mono-Facial PV Modules », présenté à 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2011.

- [82] R. Hezel, « Novel applications of bifacial solar cells », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 11, n° 8, p. 549–556, 2003.
- [83] N. Kasahara, K. Yoshioka, et T. Saitoh, « Performance evaluation of bifacial photovoltaic modules for urban application », présenté à Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on (Volume:3), Osaka, 2003, vol. Vol. 3, p. 2455 - 2458.
- [84] T. Joge, I. Araki, K. Takaku, et H. Nakahara, « Advanced applications of bifacial solar modulus », présenté à Photovoltaic Energy Conversion, 2003. Proceedings of 3rd World Conference on (Volume:3), Osaka, 2003, vol. Vol. 3, p. 2451 - 2454.
- [85] I. Araki, M. Tatsunokuchi, H. Nakahara, et T. Tomita, « Bifacial PV system in Aichi Airport-site Demonstrative Research Plant for New Energy Power Generation », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 93, n° 6-7, p. 911-916, juin 2009.
- [86] K. J. Weber, P. N. K. Deenapanray, A. W. Blakers, L. A. Sadkowsky, J. Everett, et V. Babaei, « The Effect of Bifacial Sliver® Module Orientation on Energy Production », présenté à 19th, European photovoltaic solar energy conference, Munich, 2004.
- [87] G. Razongles, « Assembly of modules of a solar power plant », WO 2014/108655 A1, 17-juill-2014.
- [88] K. Kurokawa, *Energy from the desert*. London [u.a.]: Earthscan, 2007.
- [89] S. Guo, T. M. Walsh, et M. Peters, « Vertically mounted bifacial photovoltaic modules: A global analysis », *Energy*, vol. 61, p. 447-454, nov. 2013.
- [90] J. Johnson, W. Hurayb, et Y. Baghzouz, « Economic evaluation of energy produced by a bifacial photovoltaic array in the era of time-of-use pricing », présenté à 4th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP, 2013.
- [91] J. Johnson, D. Yoon, et Y. Baghzouz, « Modeling and analysis of a bifacial grid-connected photovoltaic system », 2012, p. 1-6.
- [92] J. P. Singh, T. M. Walsh, et A. G. Aberle, « Performance Investigation of Bifacial PV Modules in the Tropics », présenté à 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012.
- [93] Y. Yoneda, « Sanyo's Shimmering Kasai Green Energy Park is Quite Possibly the Most Solar-Paneled-Out Compound in the World », nov-2011. [En ligne]. Disponible sur: <http://inhabitat.com/photos-inhabitat-explores-sanyos-5200-solar-panel-clad-kasai-green-energy-park/>.
- [94] H. Yang et L. Lu, « The Optimum Tilt Angles and Orientations of PV Claddings for Building-Integrated Photovoltaic (BIPV) Applications », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 129, n° 2, p. 253, 2007.
- [95] B. Van Kampen., « Actual Temperatures of Building Integrated PV Modules. Study in the framework of the EU IP Performance project. », sept. 2008.
- [96] M. C. Brito, P. Reidweik, et C. Catita, « Photovoltaics and Zero Energy Buildings: The Role of Building Facades », présenté à 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Paris, 2013.
- [97] L. Maturi, R. Lollini, M. M. Nikolaeva-Dimitrova, et D. Moser, « BIPV Façade Systems: Effectiveness of a Passive Strategy to Improve the PV Performance », présenté à 27th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Frankfurt, 2012.
- [98] « The CIS solar Tower », 01-janv-2006. [En ligne]. Disponible sur: http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Solar-Facade_-Manchester_-The-CIS-tower_imagelarge-stamp.jpg.
- [99] « Office de Tourisme d'Alès et des Cévennes ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.alescevennes.fr/portal/portal/ac/tourisme/offices-de-tourisme/office-de-tourisme-d-ales>.

- [100] A. Kovach et J. Schmid, « Determination of energy output losses due to shading of building-integrated photovoltaic arrays using a raytracing technique », *Sol. Energy*, vol. 57, n° 2, p. 117-124, août 1996.
- [101] W. Sprenger, S. Solntsev, H. R. Wilson, T. E. Kuhn, et M. Zeman, « A New Approach to Simulating the Electricity Yield of Complex BIPV Structures », présenté à 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2011.
- [102] N. H. Reich, W. G. J. H. M. van Sark, W. C. Turkenburg, et W. C. Sinke, « Using CAD software to simulate PV energy yield – The case of product integrated photovoltaic operated under indoor solar irradiation », *Sol. Energy*, vol. 84, n° 8, p. 1526-1537, août 2010.
- [103] A. J. Veldhuis et A. H. M. E. Reinders, « Real-Time Irradiance Simulation for PV Products and Building Integrated PV in a Virtual Reality Environment », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 2, n° 3, p. 352-358, juill. 2012.
- [104] P.-R. Beljean, A. Lo, M. Despeisse, Y. Riesen, Y. Pelet, V. Fakhfour, N. Wyrsh, et C. Ballif, « I/V Measurement of High Capacitance Cells with Various Methods », présenté à 26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2011.
- [105] E. Skoplaki, A. G. Boudouvis, et J. A. Palyvos, « A simple correlation for the operating temperature of photovoltaic modules of arbitrary mounting », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 92, n° 11, p. 1393-1402, nov. 2008.
- [106] Lambda Research Corporation, « Logiciel de dimensionnement de systèmes optiques TracePro ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.lambdare.com/>.
- [107] A. Hubner, A. G. Aberle, et R. Hezel, « Novel cost-effective bifacial silicon solar cells with 19.4% front and 18.1% rear efficiency », *Appl. Phys. Lett.*, vol. 70, n° 8, p. 1008-1010, 1997.
- [108] M. W. Davis, A. H. Fannery, et B. P. Dougherty, « Prediction of Building Integrated Photovoltaic Cell Temperatures », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 123, n° 3, p. 200, 2001.
- [109] S. Lespinat, « Méthode des k plus proches voisins - sy.lespi.free.fr/recherche/index.html ». .
- [110] Oswald, M., Turek, M., Schneider, J., et Schönfelder, S., « Evaluation of Silicon Solar Cell Separation Techniques for Advanced Module Concepts », 2013.
- [111] C. Schiefer, « Best Practice for Double Skin Façades », EIE/04/135/S07.38652, févr. 2008.
- [112] A. Metz, « Need for standardization of IV-measurements of bifacial cells and modules », présenté à BIFIPV workshop, Chambéry, mai-2014.
- [113] V. Fakhfour, « Challenges and solutions for the characterization of bifacial PV modules and cells », présenté à BIFIPV workshop, Chambéry, mai-2014.
- [114] F. Holz, « Financing of PV Systems The Lenders and the Investors Point of View », présenté à BIFIPV workshop, Chambéry, mai-2014.
- [115] N. Eisenberg, « High efficiency industrial PERT p-type bifacial cell and field results », présenté à BIFIPV workshop, Chambéry, mai-2014.
- [116] U. Yusufoglu, « Modeling and simulation of annual energy yields of bifacial modules at different climate zones », présenté à BIFIPV workshop, Chambéry, mai-2014.
- [117] Cool Roof, « Cool Roof Rating Council - Find rated products (keyword search : Alkorbright) », 2014. [En ligne]. Disponible sur: <http://coolroofs.org/products/results>.
- [118] H. Nussbaumer, « New opportunities for a better power distribution by the use of bifacial modules in future PV systems », présenté à BIFIPV workshop, Chambéry, mai-2014.
- [119] N. Martin, « Simulation d'un système biface ». .
- [120] C. Brossard, « Autoconsommation photovoltaïque - Synthèse, calculs de coins de tables et positionnements ». 28-mars-2014.
- [121] Alanod, « Propriétés optiques des miroirs MIRO ». [En ligne]. Disponible sur: http://alanod.com/opencms/opencms/en/technical_data/optical_data/mirox/.

Malgré le bénéfice apparent des modules bifaces, cette technologie souffre toujours d'un manque de visibilité sur les gains en performance qu'elle apporte. Dans cette thèse, nous étudions le cas de modules bifaces verticaux intégrés sur une façade et nous évaluons plusieurs architectures de modules spécifiques aux contraintes électriques et optiques des applications bifaces. Nous avons mis en place une méthodologie d'évaluation des performances électriques annuelles de modules bifaces basée sur trois outils : un dispositif de caractérisation en double éclairage au simulateur solaire, un banc de test modulable en environnement extérieur et son modèle optique avec un logiciel de tracé de rayons. Les résultats expérimentaux obtenus à court terme dans différentes configurations du banc ont permis de valider notre modèle optique. Ainsi, les performances annuelles de l'application façade verticale à échelle réduite ont pu être maximisées suivant les paramètres importants de l'application et du module. En particulier, les avantages d'une architecture à cellules découpées, à interconnexion en parallèle et à verres texturés ont été évalués séparément vis-à-vis des pertes résistives qui surviennent en double éclairage et du rayonnement souvent non-uniforme et diffus incident sur la face arrière du module. Ce travail à échelle réduite a permis de dresser des perspectives pour un module de taille réelle et d'initier des études à l'échelle du système biface.

Despite the apparent benefits of bifacial modules, their application still suffers from a lack of visibility on the performance gain that they can actually provide. In this thesis we consider the specific application of vertically oriented bifacial modules, notably for facade integration. We also consider several innovative module architectures to work around some of the electrical and optical constraints of bifacial modules. We have developed a methodology to evaluate the annual electrical performance of bifacial modules based on three tools. Firstly, a double illumination characterization setup is used in a solar simulator for comparing module architectures. Then, a reduced scale outdoor test bench allows us to evaluate bifacial module performance in a variety of configurations. Finally, a ray-tracing model validated with short-term outdoor data leads to the annual electrical performance. This methodology allowed us to find optimal performance according to the most important parameters of application and module. Specifically, a module architecture using half-cut cells, a parallel cell interconnection and textured glasses have been analysed with respect to their influence on the resistive losses which occur in double illumination as well as to their influence on the effect of non-uniform and diffuse irradiance on the backside of the module. This work enabled us to propose real size module architectures and to launch studies at the bifacial system level.