



**HAL**  
open science

# Développement de procédé d'assemblage flip chip de cellules solaires III-V/Ge standard pour des applications photovoltaïques à concentration

Konan Kouame

## ► To cite this version:

Konan Kouame. Développement de procédé d'assemblage flip chip de cellules solaires III-V/Ge standard pour des applications photovoltaïques à concentration. Sciences de l'ingénieur [physics]. Université de Sherbrooke (Québec, Canada), 2023. Français. NNT: . tel-04556950

**HAL Id: tel-04556950**

**<https://hal.science/tel-04556950>**

Submitted on 23 Apr 2024

**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.

UNIVERSITÉ DE SHERBROOKE

Faculté de génie

Département de génie électrique et de génie informatique

Développement de procédé d'assemblage flip chip de  
cellules solaires III-V/Ge standard pour des applications  
photovoltaïques à concentration

Thèse de doctorat

Spécialité : génie électrique

Konan KOUAME

Sherbrooke (Québec) Canada

Soutenue le 01 décembre 2023



## MEMBRES DU JURY

Gwenaëlle Hamon

---

Directrice

Maxime DARNON

---

Codirecteur

David DANOVITCH

---

Rapporteur

Nawfal BLAL

---

Évaluateur

Arnaud Ritou

---

Évaluateur

# Résumé

Le photovoltaïque à concentration (CPV) convertit l'irradiance solaire en électricité en utilisant des cellules photovoltaïques hautement efficaces et concentrant la lumière via des lentilles ou des miroirs. Les cellules solaires utilisées dans le CPV sont des cellules multijonction constituées généralement de matériaux III-V/Ge, optimisés pour la conversion de l'irradiance solaire. Bien qu'il détienne le record d'efficacité dans l'énergie solaire avec de 44.4% d'efficacité pour une cellule triple jonction (3J) sous une concentration de 302 soleils et 47.6% pour les cellules 4J sous une concentration de 665 soleils, le CPV peine à rivaliser avec le photovoltaïque au silicium, malgré la moindre efficacité de ce dernier due aux propriétés intrinsèques du silicium. Des contraintes, comme la complexité et la durée de l'assemblage des cellules solaire en module, entravent la compétitivité du CPV. L'actuelle méthode d'assemblage implique plusieurs étapes de connexion filaire (wire bonding et wedge bonding) et de placement de cellules solaires (pick and place), aboutissant à des temps d'assemblage prolongés et des risques de mauvais positionnement des cellules. L'approche flip chip qui est une technique de montage en surface de la microélectronique (SMT) pourrait offrir une alternative prometteuse, réduisant ces limitations. De plus, elle pourrait favoriser une meilleure dissipation thermique grâce au design de l'assemblage. Cette thèse se concentre sur la conception, la fabrication et la caractérisation d'un module photovoltaïque à concentration avec la technique flip chip, excluant le "wire bonding" et compatible avec les standards de fabrication microélectronique.

**Mots-clés** : photovoltaïque, photovoltaïque à concentration, CPV, technologies de montage en surface, SMT, Flip chip, simulation thermique, modélisation par éléments finis, FEM, assemblage de cellules solaires.



# Abstract

Concentrator Photovoltaics (CPV) converts solar irradiance into electricity using highly efficient photovoltaic cells that focus light through lenses or mirrors. The solar cells used in CPV are typically multi-junction cells made of III-V/Ge materials, optimized for solar irradiance conversion. Although it holds the record for solar energy efficiency, with 44.4% efficiency for a triple-junction (3J) cell at a concentration of 302 suns and 47.6% for 4J cell at a concentration of 665 suns, CPV is struggling to compete with silicon photovoltaics, despite the lower efficiency of the latter due to the intrinsic properties of silicon. Constraints such as the complexity and duration of assembling solar cells into modules hinder the competitiveness of CPV. The current assembly method involves multiple wire bonding and pick and place steps, resulting in extended assembly times and risks of cell misplacement. The flip chip approach, which is a surface mount technology (SMT) commonly used in microelectronics, could offer a promising alternative, reducing these limitations. Additionally, it could promote better thermal dissipation through the assembly design. This thesis focuses on the design, fabrication, and characterization of a concentrator photovoltaic module using the flip chip technique, eliminating "wire bonding" and compatible with microelectronic manufacturing standards.

**Keywords:** photovoltaics, concentrator photovoltaics, CPV, surface mount technologies, SMT, thermal simulation, finite element modeling, FEM, solar cell assembly.





# Remerciements

Chers lecteurs et acteurs de cette Aventure,

Aujourd'hui, je suis empli d'une profonde gratitude en présentant ce manuscrit de thèse qui marque la fin d'un chapitre intense de ma vie et de mon parcours académique. Au terme d'un périple de presque quatre années, vous avez devant vous, mon manuscrit de thèse achevé. Ces pages, fruit de nombreuses heures de travail acharné, portent en elles non seulement le récit de mes découvertes scientifiques, mais aussi le témoignage d'une aventure personnelle marquée par les défis et les triomphes.

En premier lieu, ma reconnaissance va au CHRIST JESUS, source inépuisable de force physique, mentale et intellectuelle. Durant ces années ponctuées de hauts et de bas, j'ai puisé en cette force divine la résilience nécessaire pour surmonter les épreuves, qu'elles soient d'ordre technique, interactions humaines au sein de l'institut de recherche du 3IT ou liées au contexte mondial particulier du Covid-19. Ma conviction profonde demeure que chaque expérience façonne notre éducation et notre formation, et je choisis de tirer le meilleur de chaque situation.

Un remerciement particulier est adressé aux membres du jury qui ont scruté et évalué avec rigueur ce travail de thèse. À David Danovitch, dont l'expertise incontestable dans le domaine du packaging a enrichi ce manuscrit de ses connaissances approfondies. À Nawfal Blal, expert des simulations, dont les éclairages ont apporté une dimension importante à cette recherche. À Arnaud Ritou, que j'appelais affectueusement "maître du CPV," avec qui les échanges politiques ont nourri ma réflexion et élargi mes horizons.

Merci infiniment à Maxime Darnon, le codirecteur de ce projet, pour sa supervision éclairée et ses conseils judicieux. Maxime, tu sais déjà ce que je pense de toi, nos chemins se sont croisés de manière significative, et je suis persuadé qu'ils se croiseront à nouveau d'une manière ou d'une autre.

Ma gratitude s'étend également à ma directrice, Gwenaëlle Hamon, dont l'implication dans la correction de ce manuscrit de thèse a été précieuse. Merci, Gwenaëlle, pour ta gentillesse et les moments conviviaux partagés lors des "5 à 7." Merci pour les bières et bouffes offertes... Je vais peut-être révéler une confiance que tu as partagée lors de nos échanges informels, je ne sais pas si tu te rappelles mais tu as dit que tu espères être comme Maxime quand tu auras son âge. Je pense et sans aucun risque de me tromper, que tu as déjà en toi beaucoup de Maxime. J'ai beaucoup de chose à dire à ton sujet, mais je vais m'arrêter là...

Un merci spécial à Artur Turala pour son altruisme, Alex Brice n'a pas eu tort en me recommandant en début de thèse de ne pas hésiter à venir te voir si besoin. Merci à Maïté Volatier pour la correction de mon article, à Abdelatif Jaouad pour sa contribution aux discussions sur les résultats du projet, et à Pierre Albert pour son aide lors de la démonstration de la preuve de concept. Merci Jean-François Bryche pour ton aide lors des mesures de distance focale.

Je suis reconnaissant envers Mathieu Blanchard pour son soutien précieux dans mes débuts en Python, facilitant ainsi mon apprentissage rapide et efficace du langage. Mes remerciements s'adressent également à David Chuet, qui a apporté une aide significative dans le montage de mon module dans le parc 3IT Hélios, aujourd'hui devenu 3IT énergie. J'apprécie particulièrement ton humanisme, ton ouverture d'esprit.

Précieux merci à tout le personnel technique du 3IT micro et LNN, surtout à René Labrecque et à Julie Ménard pour votre efficacité légendaire.

Mes remerciements s'étendent également à ceux avec qui j'ai interagi en dehors du projet de thèse. À mon père, ma mère, et ma tante Rachelle pour leur soutien moral, à Mme Yao Rita pour son soutien financier lors de mon départ de la Côte d'Ivoire pour la France pour poursuivre mes études.

A big thank you to Mehdi Talebi for the warm moments of sharing in your home or mine. Your encouragement and constant concern for my well-being were always present, and I'm truly grateful. You are my Iranian brother from another mother and father I have in Canada. I promise I will give you Ivorian nationality when I become President. The codes of language like "clean water" or "2 legs" that we use so that no one understands what we're talking about remain engraved in my memory. Thank you very much, Mehdi.

Un autre merci spécial à Meïdi Lassana, qui a su me faire ressentir la chaleur du pays avec tous les gens du "tchouin".

Astrid Clarissa, whom I affectionately call "little sister", thank you for your brotherly love, the moments we shared in my home, and the "Champeta" dance you taught us. Your presence and moral support during the loss of a loved one in my family just 2 weeks before my final exam were an invaluable comfort. I would also like to say a very special thank you for the gift of your father's wine that you gave me after my final exam, it was a mark of consideration that I greatly appreciate.

Enfin, un grand merci aux stagiaires Médéric Marcotte et Abdul Rehman pour les moments chaleureux qu'on a passé ensemble à la fin de ma thèse, votre sens de l'humour et les jeux de cartes "arsehole" ou "president".

Merci à tous et bonne lecture.

Konan



# Table des matières

<b>Chapitre I : Contexte, état de l'art, présentation du projet de recherche.....</b>	<b>1</b>
1.1 Généralité sur l'énergie solaire.....	1
1.1.1 Cellule solaire à base de silicium.....	4
1.1.2 Cellule solaire multijonction.....	4
1.1.3 Principe du photovoltaïque à concentration (CPV) et limitations.....	5
1.1.3.1 Impact de la température dû au flux lumineux incident.....	6
1.1.3.2 Les pertes par effet Joules.....	7
1.1.3.3 Impact de la concentration sur les paramètres $I$ , $V_{oc}$ , $FF$ , $R_s$ .....	9
1.1.3.4 Perte due à l'optique de concentration et aux erreurs de suivi du soleil.....	14
1.1.3.5 Impact de la méthode d'assemblage sur l'efficacité et le temps d'assemblage des cellules solaire dans un module CPV.....	16
1.2 Problématique de recherche.....	17
1.3 Question de recherche et objectifs de la thèse.....	17
1.4 État de l'art.....	19
1.4.1 Méthodes d'assemblage de cellule solaire dans un module.....	19
1.4.1.1 Assemblage d'un module photovoltaïque à base de silicium.....	19
1.4.1.2 Assemblage par "Wire bonding" des cellules solaires dans un module CPV.....	21
1.4.1.3 Méthode d'assemblage "transfert printing" de microcellule.....	22
1.4.1.4 Méthode d'assemblage "autoassemblage fluide" de microcellule.....	25
1.4.2 Modélisation thermique par éléments finis.....	27
1.5 Avantages et contributions originales du projet de recherche.....	28
1.6 Défis du projet de recherche.....	29
1.6.1 Procédé d'assemblage.....	29
1.6.1.1 Fabrication du PCB.....	29
1.6.1.2 Assemblage de la cellule solaire.....	30
1.6.1.3 Performance de la cellule solaire après assemblage.....	30
1.6.2 Caractérisation en conditions de laboratoire ou caractérisation intérieure.....	31
1.6.3 Guide de conception pour un assemblage optimal.....	31
1.6.4 Fabrication du prototype de module.....	31
1.7 Conclusion du chapitre I.....	32

**Chapitre II : Évaluation, validation et optimisation des performances thermiques d'un module photovoltaïque à concentration utilisant l'assemblage flip chip.....34**

2.1	Avant-propos .....	34
2.2	Abstract .....	37
2.3	Introduction .....	37
2.4	Validation of the new CPV module concept .....	39
2.4.1	Description of the SMT assembly concept of new CPV module.....	39
2.4.2	Feasibility validation of SMT CPV module below 80°C.....	40
2.4.2.1	Description of the SMT assembly concept of new CPV module.....	41
2.4.2.2	Temperature measurement conditions with the IR camera.....	43
2.4.2.3	Description of the 4 solar cells finite element model.....	44
2.4.2.4	Results and discussion.....	44
2.5	Parametric study.....	47
2.5.1	Description of the FEM model for large scale module.....	47
2.5.2	Results and discussions.....	49
2.6	Conclusion.....	52
2.7	Acknowledgements.....	53

**Chapitre III: Développement de procédé d'assemblage de cellules solaires III-V/Ge standards sur substrat transparent et analyse comparative des modules photovoltaïques à concentration utilisant l'assemblage par wire bonding et l'assemblage sur substrat transparent par modélisation éléments finis.....56**

3.1	Avant-propos.....	56
3.2	Abstract.....	59
3.3	Introduction.....	59
3.4	Development of the assembly process.....	61
3.5	Characterisation of the assembly process.....	65
3.6	Thermal performance evaluation by finite element modeling.....	68
3.7	Conclusion.....	71
3.8	Acknowledgment.....	72

**Chapitre IV : Caractérisation sous concentration en conditions de laboratoire (indoor) et conditions réelles (outdoor) de cellules solaires III-V/Ge assemblées sur un substrat de verre pour des applications photovoltaïques concentrées** **74**

4.1	Caractérisation sous concentration en conditions de laboratoire (Caractérisation indoor).....	74
4.2	Fabrication du prototype de module CPV et caractérisation en conditions réelles de fonctionnement.....	78
4.2.1	Description du prototype de module CPV.....	78
4.2.2	Analyse et discussion des résultats de la caractérisation outdoor du prototype de module CPV en conditions réelles de fonctionnement.....	79
4.2.2.1	Carte d'acceptance.....	80
4.2.2.2	Caractérisation courant-tension (I-V).....	84
4.2.2.3	Caractérisation de la lentille et correction du taux de concentration à 93 mm de distance focale.....	86
4.3	Conclusion du chapitre IV.....	90
	Conclusion générale de la thèse.....	92
	Perspectives de recherche.....	95
	Publications et communications.....	97
	Listes des références.....	99



# Liste des figures

## Chapitre I : Contexte, état de l'art, présentation du projet de recherche

Figure 1.1 : Schéma illustrant le principe de la conversion photoélectrique.....	2
Figure 1.2 : Figure illustrant le spectre solaire AM1.5G et les parties du spectre qui peuvent, en théorie, être utilisées par a) les cellules solaires Silicium et b) les cellules solaires InGaP/InGaAs/Ge. c) présente l'empilement des sous-cellules dans une cellule solaire triple jonction InGaP/InGaAs/Ge .....	3
Figure 1.3 : Schéma illustrant le principe de concentration de la lumière du soleil par une lentille de Fresnel sur une cellule solaire multijonction soudée sur un récepteur.....	5
Figure 1.4 : Coefficient de température d'une cellule solaire InGaP/InGaAs/Ge.....	6
Figure 1.5 : Contributions principales de la résistance série dans une cellule solaire InGaP/InGaAs/Ge .....	8
Figure 1.6 : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque .....	9
Figure 1.7 : Évolution des caractéristiques $I_{SC}$ , $V_{OC}$ , $\eta$ et FF moyennées de 12 assemblages CPV en fonction de l'irradiance.....	13
Figure 1.8 : Rayonnement solaire direct, circumsolaire et diffus incident sur terre .....	13
Figure 1.9 : Composants d'un module photovoltaïque en silicium.....	20
Figure 1.10 : Images illustrant : a) un système CPV fabriqué par la compagnie STACE, b) la plaque arrière du module CPV sur laquelle se trouve les récepteurs et c) la cellule solaire installée sur le récepteur et le contact avant connectés par "Wire bonding" .....	21
Figure 1.11 : Technique de placement simultanée de cellule solaire appelée transfert printing proposée par Semprius .....	22
Figure 1.12 : a) Technique de placement simultanée de cellule solaire par auto-alignement capillaire ou fluide, b) Module utilisant l'autoassemblage fluide pour assembler les microcellules à contact en face arrière, c) Module utilisant l'autoassemblage flip chip (capillaire) pour assembler les microcellules à contact en face avant, d) Module hybride proposé par Insolight combinant le CPV et le photovoltaïque à base de silicium .....	24

## Chapitre II : Évaluation, Validation et Optimisation des Performances Thermiques d'un Module Photovoltaïque à Concentration utilisant l'Assemblage Flip Chip

Fig. 2.1. a) 3D figure illustrating the concentration of light by the lens on the solar cell encapsulated in the Bottom plate, b) cross-section of the Bottom plate.....

Fig. 2.2. a) CPV module mounted on the EKO Keithley 2-axis tracker, b) back side of the CPV module mounted on the EKO Keithley 2-axis tracker, c) zoom on the bottom plate placed inside the CPV module, d) front side of the bottom plate showing the 4 solar cells soldered by the



SAC305, e) back side of the bottom plate showing the Cu ribbons glue behind each solar cell f) back side of the bottom plate showing the lamination by the EVA + Tedlar.....	41
Fig. 2.3. Profile view of the 4 solar cells model of the CPV module bottom plate.....	43
Fig. 2.4. a) Results of the thermal simulation of the 4 solar cell model, b) experimental measurements of the backsheet temperature using the IR camera, c) Difference between the temperatures at each point of the IR camera image and the FEM model called "Delta image".....	45
Fig. 2.5. Profile view of the bottom plate model of the CPV module at infinite scale.....	46
Fig. 2.6. Evolution of the maximum temperature of the solar cell as a function of the thickness and the surface of the Cu and Al ribbon. The simulations were performed for a metal coverage of the PCB of 0% and 100% i.e., 0 or 100% of the PCB surface is covered with metal except for the active area of the solar cell which is 9 mm <sup>2</sup> . a): Al (0%), b) Al (100%), c) Cu (0%), Cu (100%). The red curves represent the 80°C levels for each simulation case. The yellow stars mark the simulation points corresponding to the lowest maximum temperatures for the solar cell.....	50

**Chapitre III : Développement de Procédé d'Assemblage de Cellules Solaires III-V/Ge Standards sur Substrat Transparent et Analyse Comparative des Modules Photovoltaïques à Concentration utilisant l'assemblage par Wire Bonding et l'assemblage sur Substrat transparent par Modélisation Éléments Finis.**

Fig. 3.1. Process flow of solar cell assembly on glass substrate.....	60
Fig. 3.2: Microscope images of: a) Hexagonal III-V/Ge Solar Cell, b) Example of glass PCB, c) Local deposit of solder paste by stencil printing on glass PCB, d) Microscope image of a solar cell encapsulated on a PCB.....	61
Fig. 3.3. I-V characteristics of bare and encapsulated solar cells measured under 1 sun (AM1.5D) illumination.....	62
Fig. 3.4. EQE measurements of bare hexagonal solar cells (red), soldered hexagonal solar cell without underfill (green) and soldered hexagonal solar cell with underfill (blue).....	63
Fig. 3.5. Square III-V/Ge solar cell.....	64
Fig. 3.6. Calculation method of $\Delta x$ and $\Delta y$ alignment of solar cells after assembly. a) Position of the PCB Center, b) Measurements of $\Delta x_1$ and $\Delta y_1$ from the positions of the center of the PCB and center of the solar cell after pick and place of the solar cell, c) Measurements of $\Delta x_2$ and $\Delta y_2$ from the positions of the PCB center and solar cell center after reflowing.....	65
Fig. 3.7. Flatness measurement of square solar cell soldered on tempered glass.....	66
Fig. 3.8. Cross section microscope image of a solar cell packaged on glass.....	67
Fig. 3.9. a) Cross-sectional models of standard CPV modules simulate by finite element, b) Cross-sectional model of CPV module using SMT simulate by finite element.....	68
Fig. 3.10. a) Finite element simulation of standard CPV module showing 69°C, b) Finite element simulation of CPV module using SMT showing 58°C.....	69

## **Chapitre IV : Caractérisation sous concentration en conditions de laboratoire (indoor) et conditions réelles (outdoor) de cellules solaires III-V/Ge assemblées sur un substrat de verre pour des applications photovoltaïques concentrées.**

Figure 4.1 : Image montrant la surface active une cellule solaire carrée 3J encapsulée sur un circuit imprimé (récepteur) .....	75
Figure 4.2 : Densité de courant ( $J_{SC}$ ) des cellules solaires carrées 3J nue et encapsulée mesuré par flash tester à des concentrations de 100×, 500× et 900×.....	76
Figure 4.3: Densité de courant de court-circuit ( $J_{SC}$ ), tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ), facteur de remplissage (FF) et efficacité des cellules solaires carrées 3J nues et encapsulées mesurées par flash tester à des concentrations de 100, 500 et 900×.....	77
Figure 4.4 : a) Face avant du circuit imprimé montrant les 4 cellules solaires assemblées par flip chip sur un PCB, b) Zoom sur la surface active de la cellules solaires après assemblage.....	78
Figure 4.5 : Carte d'acceptation des 4 monomodules du prototype.....	80
Figure 4.6 : Matrice de lentilles A, B, C, D utilisée pour les monomodules A, B, C et D respectivement.....	81
Figure 4.7 : Figure 3 : Courant de court-circuit normalisé en fonction de l'angle d'incidence des monomodules CPV obtenu à partir des données acquises le 15 septembre 2022.....	82
Figure 4.8 : Images au microscope des cellules solaires encapsulées A, B, C et D après les mesures électriques en condition réelle (Condition outdoor) .....	83
Figure 4.9-a : Courant de court-circuit en fonction du DNI pour les modules simples A, B, C et D à une concentration de 160× après filtrage des données à l'aide de la méthode ASTM E2527 décrite dans la IEC 62670-3 (du 1er au 5 septembre 2022). b) Puissance maximale en fonction du DNI des monomodules A, B, C et D à une concentration de 160× après filtrage des données selon la méthode ASTM E2527 décrite par la norme IEC 62670-3 (du 1er au 5 octobre 2022) .....	84
Figure 4.10 : Mesure expérimentale de la distance focale à l'aide d'une source lumineuse stabilisée : SLS201L(M) 360 - 2600 nm de Thorlabs.....	86
Figure 4.11 : a) Simulation Zemax montrant l'effet de concentration de la lentille de Fresnel à une distance focale de 81 mm. b) Simulation Zemax montrant l'effet de concentration de la lentille de Fresnel à une distance focale de 93 mm. c) Simulation Zemax montrant la distribution de puissance du point lumineux sur la surface de la cellule solaire à une distance focale de 93 mm.....	87



# Liste des tableaux

## Chapitre I : Contexte, état de l'art, présentation du projet de recherche

TABLEAU 1.1. ÉTAT DE L'ART DES MÉTHODES D'ASSEMBLAGE DES CELLULES SOLAIRE DANS LES MODULES CPV.....	26
---	----

## Chapitre II : Évaluation, Validation et Optimisation des Performances Thermiques d'un Module Photovoltaïque à Concentration utilisant l'Assemblage Flip Chip

TABLE 2.1: MATERIAL DIMENSIONS USED IN THE 4-CELL CPV PROTOTYPE MODULE. L, L AND E REPRESENT RESPECTIVELY THE LENGTH, WIDTH, AND THICKNESS.....	42
---	----

TABLE 2.2: TEMPERATURE VALUES, EMISSIVITY AND CONVECTION COEFFICIENTS, EFFICIENCY UNDER CONCENTRATION OF SOLAR CELLS USED FOR THE FINITE ELEMENT MODEL OF THE CPV MODULE WITH 4 SOLAR CELLS.....	42
--	----

TABLE 2.3: MATERIALS AND THERMAL CONDUCTIVITY USED FOR THE FINITE ELEMENT MODEL FOR LARGE SCALE MODULE.....	48
---	----

TABLE 2.4: TEMPERATURE VALUES, EMISSIVITY AND CONVECTION COEFFICIENTS USED FOR THE FINITE ELEMENT MODEL FOR LARGE SCALE MODULE.....	48
---	----

## Chapitre III : Développement de Procédé d'Assemblage de Cellules Solaires III-V/Ge Standards sur Substrat Transparent et Analyse Comparative des Modules Photovoltaïques à Concentration utilisant l'assemblage par Wire Bonding et l'assemblage sur Substrat transparent par Modélisation Éléments Finis.

TABLE 3.1: MATERIALS AND THERMAL CONDUCTIVITY OF EACH LAYER OF BOTH CPV MODULES .....	70
---	----

TABLE 3.2 CONVECTION AND EMISSIVITY COEFFICIENTS.....	70
---	----

# Liste des acronymes

<b>Acronyme</b>	<b>Signification</b>
ASTM	American Standards of Technical Material
CPV	Concentrated PhotoVoltaics
DNI	Direct Normal Irradiance
ECTC	Electronic Components and Technology Conference
EVA	Éthylène-Acétate de Vinyle
EQE	External Quantum Efficiency
FEM	Finite Element Modeling
FF	Fill Factor
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Electrical and Electronics Engineers
IR	InfraRed
JNPV	Journées Nationales du Photovoltaïque
LCOE	Levelized Cost of Electricity
LN2	Laboratoire Nanosystèmes & Nanotechnologies
PCB	Printed Circuit Board
PDMS	PolyDiMéthylSiloxane
PTFE	PolyTétraFluoroÉthylène
PVB	Butyral de PolyVinyle
PVF	Fluorure de PolyVinyle
PVSC	Photovoltaic Specialists Conference
SAC	SnAgCu
SMT	Surface Mount Technology
TPU	PolyUréthane Thermoplastique
TPO	PolyOléfine Thermoplastique
UV	UltraViolets



# Introduction générale

Le besoin de se libérer des énergies fossiles est de plus en plus urgent en raison de leur épuisement irréversible entraînant ainsi une augmentation de leur coût, et du réchauffement climatique dû à l'effet de serre. La crise énergétique mondiale a renforcé la demande en solutions durables, en raison des problèmes d'accessibilité et de sécurité associés. La technologie photovoltaïque a connu une évolution remarquable depuis les années 90, offrant désormais une compétitivité des coûts dans la production d'électricité. Les investissements mondiaux dans les énergies propres dépassent largement ceux consacrés aux combustibles fossiles, comme le révèle le rapport 2023 de l'IEA [1]. Entre 2021 et 2023, les investissements annuels dans les énergies propres devraient augmenter de 24 %, principalement grâce aux énergies renouvelables et aux véhicules électriques. En comparaison, les investissements dans les combustibles fossiles augmenteront seulement de 15 % sur la même période. Le marché du photovoltaïque est largement dominé par l'utilisation du silicium (Si), qui permet de produire des cellules solaires à moindre coût, bien que leur efficacité de conversion reste limitée à environ 30.1% [2]. Pour surmonter cette limitation de rendement du Si, les cellules solaires complexes appelées multijonctions ont été développées, principalement à partir de matériaux III-V. Elles détiennent le record de rendement à un soleil, comme en témoigne le rendement record de  $37.9\% \pm 1.2\%$  [3] pour les cellules solaires à triple jonction InGaP/GaAs/InGaAs. Cependant, en raison de la rareté des matériaux III-V et de la complexité de la technologie multijonction, cette technologie est moins compétitive que la technologie standard basée sur le silicium. Pour compenser le surcoût de ces cellules multijonctions, elles sont associées à des systèmes optiques de concentration tels que des lentilles de Fresnel ou des miroirs, ce qui permet de réduire la surface du semi-conducteur tout en maintenant une large surface de collecte de lumière. On parle donc de photovoltaïque à concentration (ou CPV pour Concentrated Photovoltaic en anglais). Malgré ses avantages, le CPV conventionnel n'a pas été largement adopté en raison de son coût élevé pour la production d'électricité. Cette situation est attribuable en partie à des limitations technologiques telles que le long temps d'assemblage, la précision d'alignement et la dissipation thermique sous un fort flux lumineux sans oublier la mise en oeuvre sur site qui beaucoup plus complexe avec l'obligation de tracker le soleil.

Le coût de l'énergie nivelé (en anglais Levelized Cost Of Energy : LCOE) est un indicateur clé pour évaluer la viabilité commerciale d'une technologie photovoltaïque. Il prend en compte des facteurs tels que la durée de vie, le coût initial et la maintenance des panneaux solaires pour déterminer le retour sur investissement. Pour réduire le LCOE et rendre le CPV compétitif, il est envisageable de simplifier le processus d'assemblage des cellules solaires dans les modules CPV et de réduire la température de fonctionnement des cellules pour augmenter leur durée de vie.

Dans ce contexte, la question principale est de savoir comment simplifier l'assemblage des cellules solaires dans un module CPV tout en maintenant une température de fonctionnement minimale. Dans le cadre de cette thèse, plusieurs objectifs et sous objectifs ont été définis pour répondre à cette question.

Les travaux ont été réalisés au Laboratoire Nanotechnologies et Nanosystèmes (LN2), qui se trouve à l'Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique de l'Université de Sherbrooke, au Québec, au Canada, reconnu pour son expertise à l'échelle internationale.

Ce document se compose de quatre chapitres qui décrivent comment les objectifs du projet ont été atteints.

Le premier chapitre introduit le contexte du projet de thèse et inclus une introduction aux technologies solaires telles que le photovoltaïque à base de silicium, le photovoltaïque à base de matériaux III-V et le photovoltaïque à concentration, ainsi que leurs limites. Une revue de littérature des techniques d'assemblage des cellules solaires dans les modules photovoltaïques à base de silicium et à concentration est également présentée, mettant en évidence des techniques alternatives telles que l'autoassemblage fluïdique, l'autoassemblage capillaire et le transfert printing. Une synthèse de la littérature sur les simulations thermique par éléments finis des modules solaires est aussi présentée.

Le second chapitre aborde la modélisation thermique par éléments finis de la nouvelle méthode d'assemblage. Cette simulation sert de guide de conception pour un assemblage idéal qui maintient la température de fonctionnement de la cellule solaire en dessous de 80°C. Cette étude a fait l'objet d'un article soumis au journal "Solar Energy Materials and Solar Cells" en vue de sa publication.

Le troisième chapitre traite du développement du procédé d'assemblage, et de la validation dimensionnelle et fonctionnelle des cellules solaires après assemblage en conditions de laboratoire. De plus, des résultats comparatifs des simulations thermiques par éléments finis entre le module CPV standard basé sur le "wire bonding" et le module CPV basé sur la nouvelle méthode d'assemblage développée sont présentés. Ces travaux ont été présentés lors de l'Electronic Components and Technology Conference (ECTC) 2023, organisée par l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). De plus, un article de cette conférence sera également publié dans le journal associé.

Le quatrième chapitre présente la fabrication d'un prototype de module en utilisant le procédé d'assemblage développé. Le module a été caractérisé en conditions réelles de fonctionnement. Ces travaux ont été présentés lors de Photovoltaic Specialists Conference (PVSC) 2023, organisée par l'Institute of Electrical and Electronics Engineers (IEEE). De plus, un article de cette conférence sera également publié dans le journal associé.

Le procédé d'assemblage des cellules solaires triple jonction standard (c'est-à-dire des cellules solaires ayant des contacts électriques émetteurs (-) sur la face avant et base (+) sur la face arrière) développé dans ce projet a également fait l'objet d'un brevet.





# Chapitre I : Contexte, état de l'art, présentation du projet de recherche

Les énergies renouvelables et propres gagnent en attrait face à la hausse des coûts des énergies fossiles, à leur épuisement inéluctable et au réchauffement climatique. Parmi ces sources d'énergie, l'énergie solaire connaît une croissance exponentielle en raison de son abondance [4]. La technologie photovoltaïque permet d'exploiter cette énergie solaire inépuisable. Le photovoltaïque concentré (CPV), en particulier, connaît des avancées rapides en termes d'efficacité comparativement au photovoltaïque à base de Si [5]. Cependant, le CPV n'est pas compétitif face au photovoltaïque à base de Si en raison des coûts élevés des matériaux qui composent la cellule solaire et de la complexité du procédé d'assemblage des cellules solaire. De plus, le flux lumineux concentré sur la cellule solaire peut limiter la durée de vie de la cellule solaire en cas de mauvaise dissipation de la chaleur [6]. Simplifier le processus d'assemblage et maintenir la température de fonctionnement de la cellule solaire en dessous de 80°C semblent être des pistes prometteuses pour respectivement réduire le coût d'assemblage et augmenter la durée de vie des cellules solaires en vue de populariser cette technologie [6]. Ce chapitre présente une vue d'ensemble des différentes technologies solaires, telles que le photovoltaïque à base de silicium, le photovoltaïque à base de matériaux III-V et le photovoltaïque à concentration. Les principes et les limitations de ces technologies sont discutés. Ensuite, la problématique de recherche et la question de recherche découlant de cette problématique sont exposées. Les objectifs principaux de la recherche, ainsi que les sous-objectifs fixés pour répondre à la question de recherche, sont détaillés. Un état de l'art sur l'assemblage des cellules solaires dans les modules photovoltaïques et les modules photovoltaïques à concentration est présenté, mettant en évidence les défis associés à ces processus d'assemblage. La gestion thermique dans les modules photovoltaïques à base de silicium et photovoltaïques à concentration est également abordée, en donnant quelques exemples de modélisation thermique par éléments finis. Enfin, les avantages, les contributions originales et les défis du projet de recherche sont présentés.

## 1.1 Généralité sur l'énergie solaire

Edmond Becquerel a découvert en 1839 l'effet photoélectrique, qui révèle la capacité de certains matériaux à générer un faible courant électrique sous l'effet de la lumière. L'énergie solaire

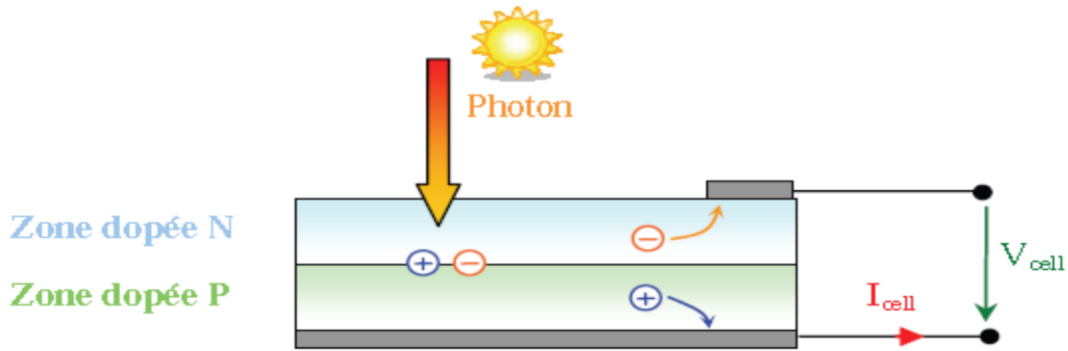


Figure 1.1 : Schéma illustrant le principe de la conversion photoélectrique

atteignant la terre en une heure est estimée à environ  $4.3 \times 10^{20}$  J, une valeur similaire à la consommation mondiale d'énergie en 2014, qui était de  $5.7 \times 10^{20}$  J [7]. La lumière, en plus d'être une onde, est également constituée de particules appelées photons, qui transportent son énergie. Cette dualité onde-corpuscule de la lumière a été découverte par Einstein, et l'énergie d'un photon est définie par :

$$E = \frac{h.c}{\lambda} \quad (1.1)$$

Avec  $h$  la constante de Planck,  $c$  la vitesse de la lumière dans le vide et  $\lambda$  sa longueur d'onde. Une cellule solaire est un composant qui transforme la lumière du soleil en électricité par le biais de l'effet photoélectrique. L'objectif principal des cellules solaires est de récupérer autant d'énergie électrique que possible. Cela est réalisé en associant un matériau semi-conducteur dopé N à un matériau semi-conducteur dopé P, formant ainsi une jonction PN. La figure 1.1 illustre le principe de la conversion photoélectrique. L'effet photoélectrique implique l'absorption de la lumière et la collecte des charges électriques générées. Selon l'énergie du photon incident, trois cas se présentent :

- Si l'énergie du photon est inférieure au bandgap du semiconducteur, il traverse la cellule sans être converti. La cellule est alors dite "transparente" pour cette longueur d'onde.
- Si l'énergie du photon est égale au bandgap, il est absorbé par la cellule. Dans ce cas, le photon absorbé transfère son énergie à un électron. L'électron passe alors d'un niveau d'énergie inférieur à un niveau supérieur, créant ainsi une paire électron-trou. Si l'énergie du photon est supérieure au bandgap, il est absorbé par la cellule et génère aussi une paire

électron-trou. Cependant, l'excès d'énergie de la paire électron-trou est converti en chaleur. Cela entraîne une augmentation de la température du matériau des capteurs photovoltaïques.

Les figures 1.2-a et b illustrent le spectre solaire AM1.5G et les parties du spectre qui peuvent, en théorie, être absorbée et convertie respectivement par les cellules solaires simple (monojonction) en silicium et les cellules solaires triple jonctions (multijonction) InGaP/InGaAs/Ge par exemple. Les distinctions entre une cellule solaire simple (monojonction) et une cellule solaire à plusieurs jonctions (multijonction) seront clarifiées dans les sections 1.1.1 et 1.1.2, respectivement.

Après l'absorption du photon et la création de la paire électron-trou, une différence de potentiel électrique est générée à l'interface de la jonction PN. La jonction PN permet de recueillir les charges avant qu'elles ne se recombinent, maintenant ainsi un courant jusqu'aux bornes du dispositif. La connaissance du nombre de photons par unité de longueur d'onde est essentielle pour estimer l'énergie totale disponible dans les applications photovoltaïques.

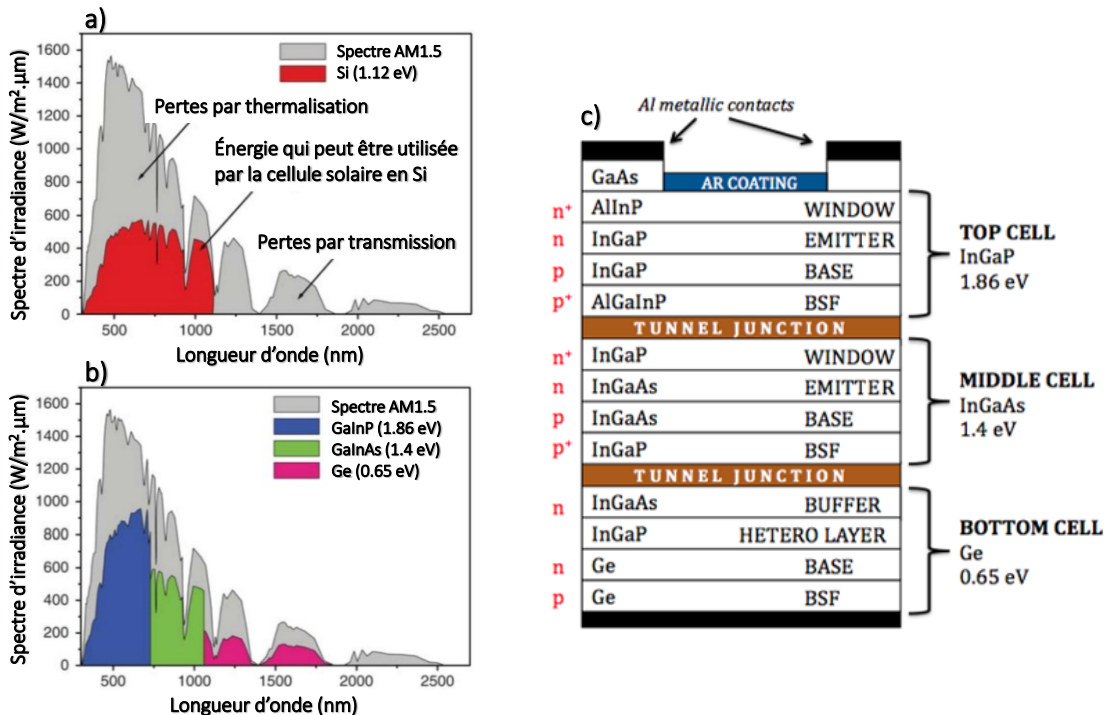


Figure 1.2 : Figure illustrant le spectre solaire AM1.5G et les parties du spectre qui peuvent, en théorie, être utilisées par a) les cellules solaires Silicium et b) les cellules solaires InGaP/InGaAs/Ge. c) présente l'empilement des sous-cellules dans une cellule solaire triple jonction InGaP/InGaAs/Ge [7].

### 1.1.1 Cellule solaire à base de silicium.

La technologie dominante dans l'industrie photovoltaïque est le silicium (95%), qui est l'élément le plus abondant sur Terre (25%). Les cellules solaires utilisant du silicium monocristallin atteignent un rendement record de  $26.8 \pm 0.4\%$  sous un éclairement de 1 soleil [3], approchant ainsi la limite théorique ou limite thermodynamique établie par Shockley-Queisser d'environ 30.1% [2]. Cette limitation est principalement due aux propriétés intrinsèques du Silicium, notamment son énergie de gap. La figure 1.2-a présente les principales sources de pertes dans une cellule solaire en silicium [8]:

- Les pertes par transmission, où les photons ayant une énergie inférieure au bandgap ne sont pas absorbés,
- Les pertes par thermalisation, où les photons ayant une énergie supérieure au bandgap génèrent des porteurs qui réchauffent la cellule.

Pour tirer pleinement parti du spectre solaire, réduire les pertes et surpasser les performances des cellules solaires en silicium, Les cellules solaires multijonctions ont été créées.

### 1.1.2 Cellule solaire multijonction

Pour accroître l'efficacité d'une cellule solaire, une approche prometteuse consiste à combiner plusieurs matériaux ayant des bandgaps différents. Le terme utilisé pour décrire cet empilement de plusieurs jonctions est "cellule solaire multijonction". Chaque composant de l'empilement est appelé une sous-cellule et elles sont connectées en série. La configuration multijonction permet à chaque sous-cellule d'absorber efficacement une partie spécifique du spectre solaire, comme le montre la figure 1.2-b. La figure 1.2-c montre un exemple de cellule solaire multijonction composée de trois jonctions différentes : InGaP, InGaAs et Ge. Cette configuration est appelée cellule solaire triple jonction. Dans une cellule triple jonction, la cellule solaire située en haut, appelée Top cell, possède le plus grand gap d'énergie; la cellule solaire du milieu, appelée middle cell, a un gap d'énergie moyen; et la cellule située en bas, appelée bottom cell, a le plus petit gap d'énergie. Les cellules solaires multijonction sont plus efficaces que les cellules solaires monojonction. Le record actuel d'efficacité est détenu par NREL, avec une cellule triple-jonction composée de matériaux InGaP/(In)GaAs/Ge, atteignant 39,5 % [4] d'efficacité sous un éclairement de 1 soleil. La limite théorique à 1 soleil pour une cellule triple-jonction est de 49% et 68% pour

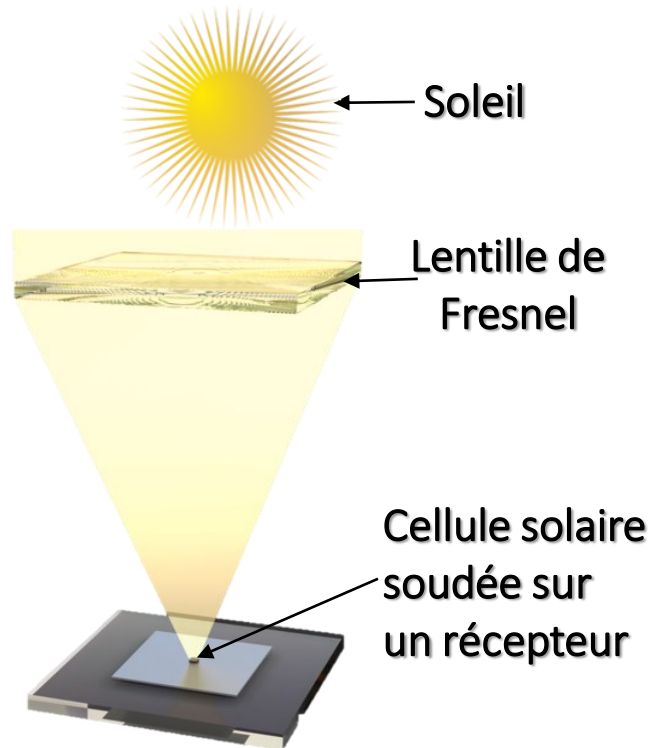


Figure 1.3 : Schéma illustrant le principe de concentration de la lumière du soleil par une lentille de Fresnel sur une cellule solaire multijonction soudée sur un récepteur [9].

une infinité de sous-cellule [9]. Cependant, leur fabrication est complexe et coûteuse, ce qui restreint principalement leur utilisation à des applications spécifiques, telles que l'aérospatiale, où l'efficacité, la surface et le poids sont plus importantes que le coût. Pour compenser le surcoût des cellules solaires multijonction, la technologie photovoltaïque à concentration (CPV) a vu le jour.

### 1.1.3 Principe du photovoltaïque à concentration (CPV) et limitations

Pour réduire d'avantage le coût des systèmes solaire utilisant les cellules solaires multijonction tout en augmentant l'efficacité des cellules solaires, le photovoltaïque à concentration (CPV) a été inventé. Le principe de fonctionnement est décrit sur la Figure 1.3 [10]. Il consiste à utiliser des optiques de concentration, par exemple des lentilles de Fresnel ou des miroirs pour concentrer la lumière du soleil sur des cellules solaires de petite taille, de l'ordre du millimètre. La limite théorique d'efficacité pour une cellule triple-jonction sous concentration est 63% et de 86% pour une infinité de sous-cellules [9]. Les records d'efficacité expérimentale sont  $44,4 \pm 2,6$  % et  $47,6 \pm 2,6$  %, obtenus respectivement avec des cellules solaires tandem comportant 3 jonctions sous une concentration de  $302\times$  et 6 jonctions sous une concentration de  $605\times$  [3].

Bien que le CPV détient le record d'efficacité dans le domaine de l'énergie solaire, plusieurs limitations techniques affectent ses performances et/ou fiabilité. Parmi elles, on retrouve la lumière incidente non convertie par la cellule solaire, l'effet joule, la réflexion et l'absorption de la lumière par l'optique de concentration, et les erreurs de suivi du soleil. Ces facteurs peuvent entraîner une perte d'efficacité des cellules solaires et/ou des défaillances. En plus de ces contraintes, la méthode actuelle d'assemblage des cellules solaires peut également influencer l'efficacité des cellules solaires et le coût de fabrication des modules CPV. La suite de cette section examine plus en détail les différentes limitations du photovoltaïque à concentration.

### 1.1.3.1 Impact de la température dû au flux lumineux incident

Comme mentionné plus haut, toute la lumière incidente du soleil n'est pas transformée en électricité par la cellule solaire. Un fort flux lumineux incident sur la cellule solaire entraîne une augmentation de sa température, ce qui provoque une diminution de son efficacité et un impact néfaste sur la fiabilité du module.

- L'impact de la température sur les performances des cellules solaires est évalué à l'aide de coefficients de température. Différentes publications expriment ce coefficient de température de manière variée. Par exemple, la figure 1.4 illustre la baisse de tension en

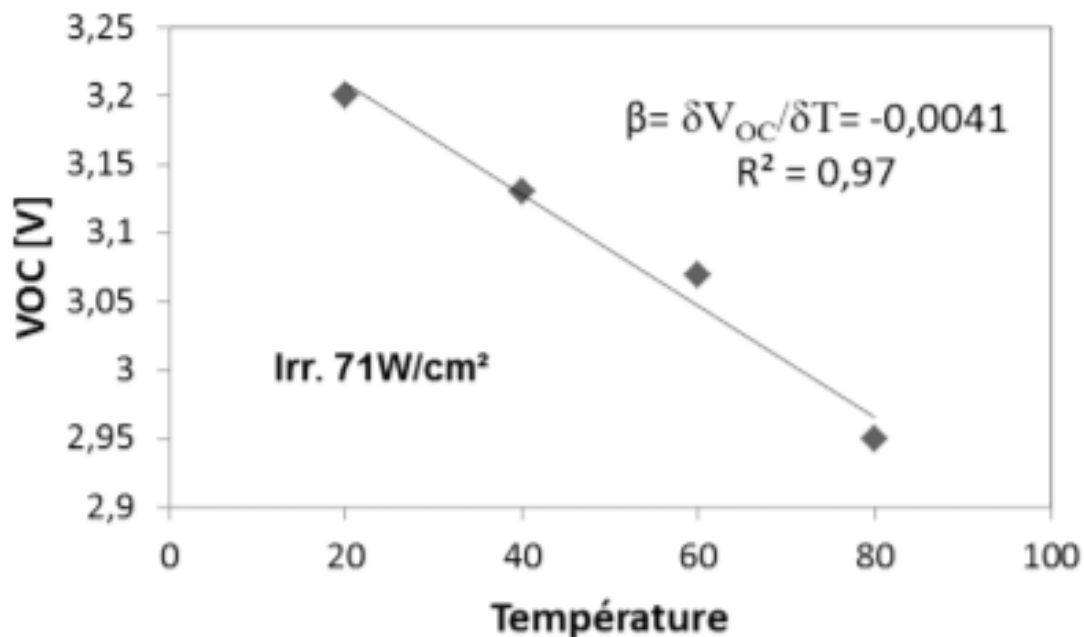


Figure 1.4 : Coefficient de température d'une cellule solaire InGaP/InGaAs/Ge [10].

circuit ouvert ( $V_{OC}$ ) due à l'élévation de la température [11]. Le coefficient de température dans cet exemple est noté  $\beta$  et est calculé comme suit:

$$\beta = \frac{\delta V_{OC}}{\delta T} \quad (1.2)$$

$\beta$  représente la variation de la tension circuit ouvert en fonction de la température. Une autre façon d'exprimer le coefficient de température est :

$$\Delta\eta/\Delta T \quad (1.3)$$

et signifie la variation de l'efficacité en fonction de la température. Par exemple pour une cellule d'Azur Space, le coefficient de température est de  $\Delta\eta/\Delta T = -0.046\%/K$  [12].

- La température joue un rôle majeur dans la dégradation des dispositifs, pouvant entraîner des défaillances [13]. Ainsi, elle est souvent utilisée comme contrainte environnementale pour des campagnes de vieillissement accéléré des composants. De plus, l'élévation de la température dans un assemblage engendre un stress thermomécanique aux interfaces des différents matériaux en raison de leurs coefficients d'expansion thermique différents [14].

Pour ces raisons, maintenir la température des cellules solaires aussi basse que possible est essentiel. Comme dans les puces microélectroniques, la dissipation thermique dans ces dispositifs est principalement effectuée par conduction dans l'assemblage, ensuite par convection et radiation.

### 1.1.3.2 Les pertes par effet Joules

En plus de la chaleur engendrée par le flux lumineux incident, les pertes Joules produisent aussi de la chaleur. Les pertes par effet Joule ( $P_j$ ) dépendent de la résistance série ( $R_S$ ) et du courant ( $I$ ) et sont définies comme suit :

$$P_j = R_S * I^2 \quad (1.4)$$



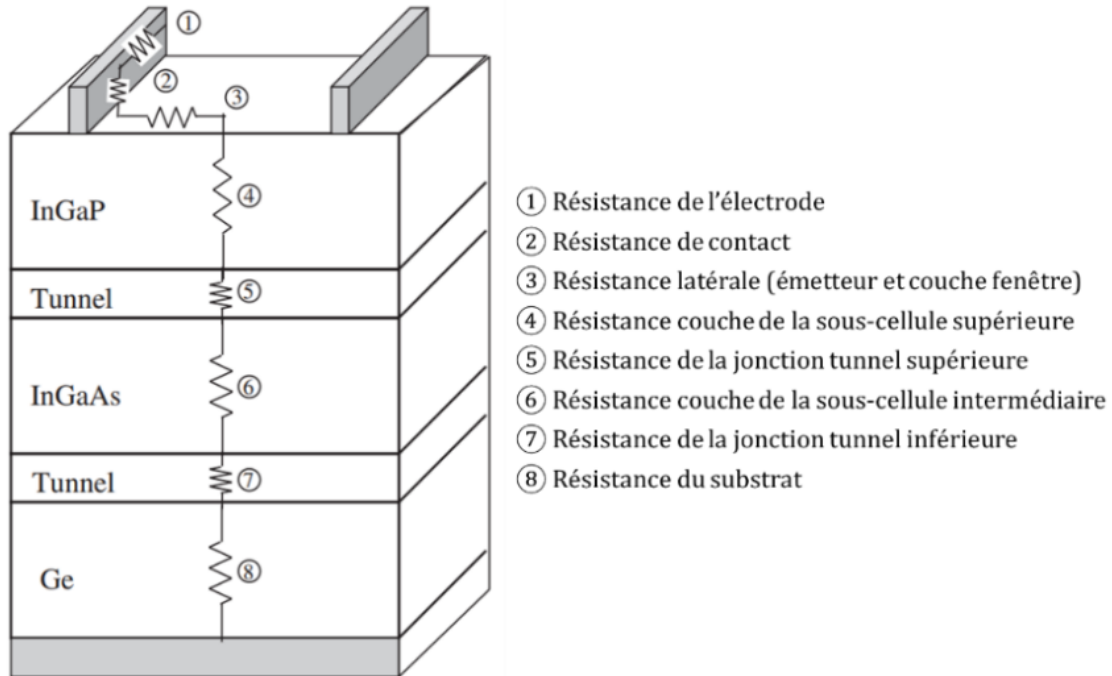


Figure 1.5 : Contributions principales de la résistance série dans une cellule solaire InGaP/InGaAs/Ge [14].

Dans une cellule photovoltaïque, la résistance série ( $R_S$ ) est constituée de divers types de résistances. La figure 1.5 [15] illustre la structure d'une cellule solaire triple jonction InGaP/InGaAs/Ge en mettant en évidence les différentes résistances présentes : la résistance de l'électrode, la résistance de contact, la résistance latérale (émetteur et couche fenêtre), la résistance de chaque sous-cellule, la résistance des jonctions tunnels et la résistance du substrat de Ge. Selon les études [16]–[18], les principales contributions à la  $R_S$  sous concentration sont les contributions latérales de l'émetteur et la contribution des contacts. Des recherches ont été menées pour optimiser les contacts en utilisant des modèles 3D distribués, notamment référencés [15], [17]–[20]. Cette optimisation implique d'améliorer la résistance de contact spécifique ( $\rho_C$ ) ainsi que la résistance du métal ( $R_M$ ) dans les électrodes (doigts), qui doivent être maintenues aussi basses que possible [12]. Une valeur acceptable pour  $\rho_C$  et  $R_M$  est généralement considérée de l'ordre de  $10^{-5} \Omega \cdot \text{cm}^2$  ou moins et  $10^{-3} \Omega/\square$  respectivement, afin d'éviter une résistance excessive, en particulier sous une concentration de  $1000\times$  [18]. En effet, le courant augmente sous concentration, cet aspect sera élucidé dans la section 1.1.3.3.

D'après (1.4), les pertes Joules augmentent de façon proportionnelle à la  $R_S$  et quadratique avec le courant. Il est donc important de contrôler la  $R_S$  et le courant qui traverse la cellule solaire de

manière à limiter l'effet Joule. Les cellules multijonctions du CPV utilisent des sous-cellules placées en série pour profiter de l'effet "forte tension-bas courant" afin de réduire l'impact des pertes Joule. Les cellules solaires de taille micrométrique sont utilisées de plus en plus pour limiter les pertes Joule, car une plus grande surface active entraîne un courant plus élevé.

Nous avons identifié les deux principales sources de chaleur dans un système solaire CPV, à savoir la température due au flux lumineux incident et les pertes Joule, et nous comprenons également que les pertes Joule augmentent proportionnellement à la résistance série et de manière quadratique avec le courant. L'augmentation de chaleur entraîne une diminution du  $V_{OC}$  (tension aux bornes en circuit ouvert). À présent, notre attention se tournera vers le lien entre la concentration de la lumière et les paramètres tels que le  $V_{OC}$ , la  $R_S$  (résistance série), le courant ( $I$ ) et le FF (facteur de remplissage) de la cellule solaire.

### 1.1.3.3 Impact de la concentration sur les paramètres $I$ , $V_{OC}$ , FF, $R_S$

La figure 1.6 représente le schéma électrique équivalent d'une cellule photovoltaïque. Avec  $I_{Ph}$  le courant photogénéré,  $I_D$  le courant aux bornes de la diode,  $R_{Shunt}$  la résistance shunt,  $R_S$  la résistance série,  $I$  le courant fourni par la cellule pour alimenter la charge et  $V$  la tension aux bornes de la charge.

En appliquant la loi des nœuds, on obtient :

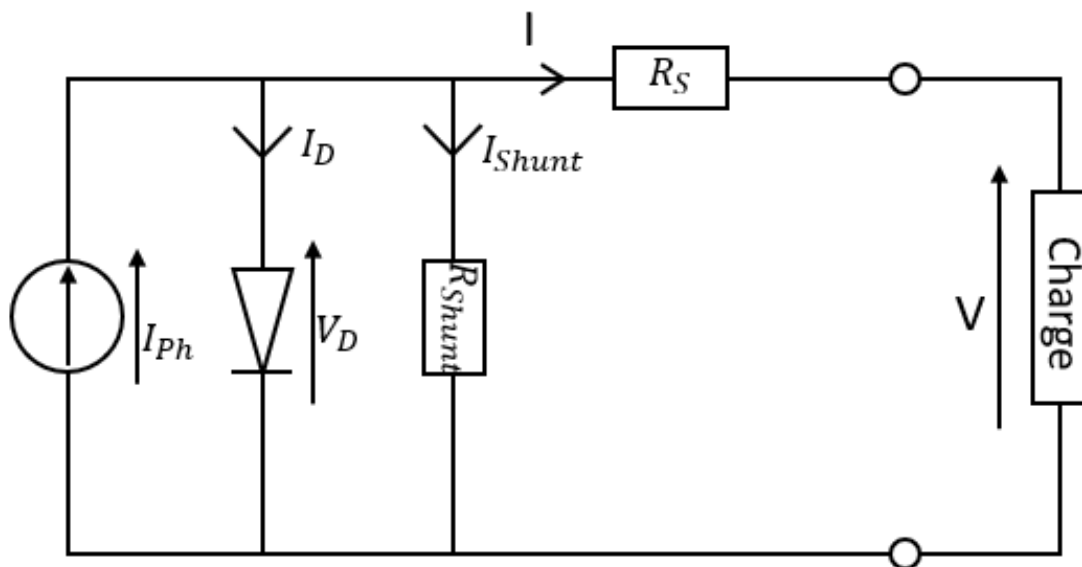


Figure 1.6 : Schéma électrique d'une cellule photovoltaïque.

$$I = I_{Ph} - I_{Shunt} - I_D \quad (1.5)$$

On sait que le courant aux bornes d'une diode sans éclairage est donné par :

$$I_D = I_0 \left[ \exp\left(\frac{q * V_D}{n * k * T}\right) - 1 \right] \quad (1.6)$$

Avec  $n$  le facteur d'idéalité,  $I_0$  le courant de saturation,  $k$  la constante de Boltzmann,  $T$  la température et  $q$  la charge d'un électron.

En appliquant la loi des mailles, on obtient :

$$V_D = R_{Shunt} * I_{Shunt} = V + R_s * I \Rightarrow I_{Shunt} = \frac{V + R_s * I}{R_{Shunt}} \quad (1.7)$$

En remplaçant (1.6) et (1.7) dans (1.5), on obtient :

$$I = I_{Ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q * (V + R_s * I)}{n * k * T}\right) - 1 \right] - \frac{V + R_s * I}{R_{Shunt}} \quad (1.8)$$

Dans une cellule photovoltaïque, le photocourant est proportionnel à l'éclairement; ce qui veut dire que le photocourant d'une cellule photovoltaïque sous concentration  $\times$  s'écrit :

$$I_{Ph}(\times) = \times * I_{Ph}(1 \text{ soleil}) \quad (1.9)$$

En partant de la relation (1.8) et en se mettant en situation de court-circuit ( $I_{CC}$ ) ( $I = I_{CC}$  et  $V = 0$ ); on obtient :

$$I_{CC} = I_{Ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q * R_s * I}{n * k * T}\right) - 1 \right] - \frac{R_s * I}{R_{Shunt}} \quad (1.10)$$

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque idéale, on a :  $n = 1$ ;  $R_s \rightarrow 0$  et  $R_{Shunt} \rightarrow \infty$ . Le relation (1.10) devient :

$$I_{CC} = I_{Ph} \quad (1.11)$$

La relation (1.9) et (1.11) implique la relation suivante :

$$I_{CC}(\times) = \times * I_{CC}(1 \text{ soleil}) \quad (1.12)$$

**La relation (1.12) montre que le courant court-circuit varie linéairement avec le facteur concentration.**

En situation de circuit ouvert on a :  $I = 0$ ;  $V_{OC} = V$  ( $V_{OC}$  = tension circuit-ouvert). La relation (1.8) devient :

$$0 = I_{Ph} - I_0 \left[ \exp\left(\frac{q * V_{OC}}{n * k * T}\right) - 1 \right] - \frac{V_{OC}}{R_{Shunt}} \quad (1.13)$$

Dans le cas d'une cellule photovoltaïque idéale, on a :  $I_{CC} = I_{Ph}$  et  $R_{Shunt} \rightarrow \infty$ . Le relation (1.13) devient :

$$V_{OC} = \frac{n * k * T}{q} * \ln\left(1 + \frac{I_{CC}}{I_0}\right) \quad (1.14)$$

La tension en circuit-ouvert sous concentration  $\times$  ( $V_{OC}(\times)$ ) pour une diode idéale est donnée par :

$$V_{OC}(\times) = \frac{n * k * T}{q} * \ln\left(1 + \frac{I_{CC}(\times)}{I_0}\right) \quad (1.15)$$

En négligeant le courant de saturation  $I_0$  devant le courant photogénéré en en prenant en compte (1.12), la relation (1.15) devient :

$$V_{OC}(\times) \approx \frac{n * k * T}{q} * \ln\left(\frac{\times * I_{CC}(1 \text{ soleil})}{I_0}\right) \approx V_{OC}(1 \text{ soleil}) + \frac{n * k * T}{q} * \ln(\times) \quad (1.16)$$

**La relation (1.16) montre que la tension circuit ouvert varie de façon logarithmique au facteur de concentration.**

L'efficacité  $\eta(1 \text{ soleil})$  d'une cellule solaire est donnée par la relation suivante :

$$\eta(1 \text{ soleil}) = \frac{P_{max}}{Irr(1 \text{ soleil})} = \frac{V_{OC}(1 \text{ soleil}) * I_{CC}(1 \text{ soleil}) * FF}{Irr(1 \text{ soleil})} \quad (1.17). \text{ Avec pour hypothèse : } FF = \text{Fill}$$

factor = Constante.

Avec  $P_{max}$  = Puissance maximale de la cellule photovoltaïque;  $Irr(1 \text{ soleil})$  = irradiance à 1 soleil.

L'efficacité  $\eta(\times)$  d'une cellule photovoltaïque idéale à  $\times$  concentration est donnée par :

$$\eta(\times) = \frac{V_{OC}(\times) * I_{CC}(\times) * FF(\times)}{\times * Irr(1soleil)} \quad (1.18)$$

En remplaçant dans (1.18)  $V_{OC}(\times)$  par (1.16), et en simplifiant par  $\times$ , on obtient :

$$\eta(\times) = FF(\times) * \frac{[V_{OC}(1soleil) * I_{CC}(1soleil)] + [I_{CC}(1soleil) * \frac{n * k * T}{q} * \ln(\times)]}{Irr(1soleil)} \quad (1.19)$$

En séparant les termes de (1.19), on obtient :

$$\eta(\times) = \frac{FF(\times) * V_{OC}(1soleil) * I_{CC}(1soleil)}{Irr(1soleil)} + \frac{FF(\times) * I_{CC}(1soleil) * \frac{n * k * T}{q} * \ln(\times)}{Irr(1soleil)} \quad (1.20)$$

$$\eta(\times) = \eta(1soleil) + \frac{\eta(1soleil)}{V_{OC}(1soleil)} * \frac{n * k * T}{q} * \ln(\times) \quad (1.21)$$

En factorisant (1.18), on obtient :

$$\boxed{\eta(\times) = \eta(1soleil) * \left[ 1 + \left( \frac{n * k * T}{q} * \frac{\ln(\times)}{V_{OC}(1soleil)} \right) \right]} \quad (1.19)$$

Le FF en réalité n'est pas constant lorsqu'on augmente la concentration. En effet, l'expression du FF pour une cellule solaire idéale est donnée par l'expression suivante :

$$FF = \frac{(\alpha * V_{max})^2}{1 + V_{max}} * \frac{1}{\ln\left(\frac{I_{Ph}}{I_0} + 1\right)} \quad (1.22) [21].$$

Avec  $V_{max}$  = tension maximale de la cellule solaire et  $\alpha = \frac{q}{n * k * T}$ .

La relation (1.9) montre que l'expression  $\frac{I_{Ph}}{I_0}$  augmente avec la concentration ce qui signifie que le FF chute avec la concentration. Cette chute du FF va entraîner la chute de l'efficacité à haute concentration.  $I_{CC}$  varie de façon linéaire d'après (1.12),  $V_{OC}$  augmente de façon logarithmique d'après (1.16).

La figure 1.7 présente les résultats expérimentaux des évolutions des caractéristiques  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $\eta$  et FF moyennées de 12 assemblages CPV en fonction de l'irradiance [11]. Le courant et la tension circuit ouvert varient respectivement de façon linéaire et logarithmique. Le rendement  $\eta$  et le FF chutent après avoir atteint un maximum  $\times_M$ . Ces résultats sont en accord avec les simulations numériques de M. Ochoa et al. [18]. E. Sanchez et al [22] ont évalué la valeur optimale  $\times_M$  de concentration en utilisant le modèle électrique à une diode d'une cellule solaire triple jonction par l'expression suivante :

$$\times_M = \frac{(n * k * T) / q}{R_S * J_{CC}(1 \text{ soleil})} \quad (1.23)$$

Avec  $J_{CC}(1 \text{ soleil})$  la densité de courant court-circuit. L'équation (1.23) montre clairement que le paramètre important pour monter en concentration solaire est la résistance série  $R_S$ .  $\times_M$  augmente quand  $R_S$  est faible. Le rendement et le FF chutent au-delà de  $\times_M$ . La résistance série des cellules solaires doit donc être minimisée afin de maximiser le rendement à haute concentration.

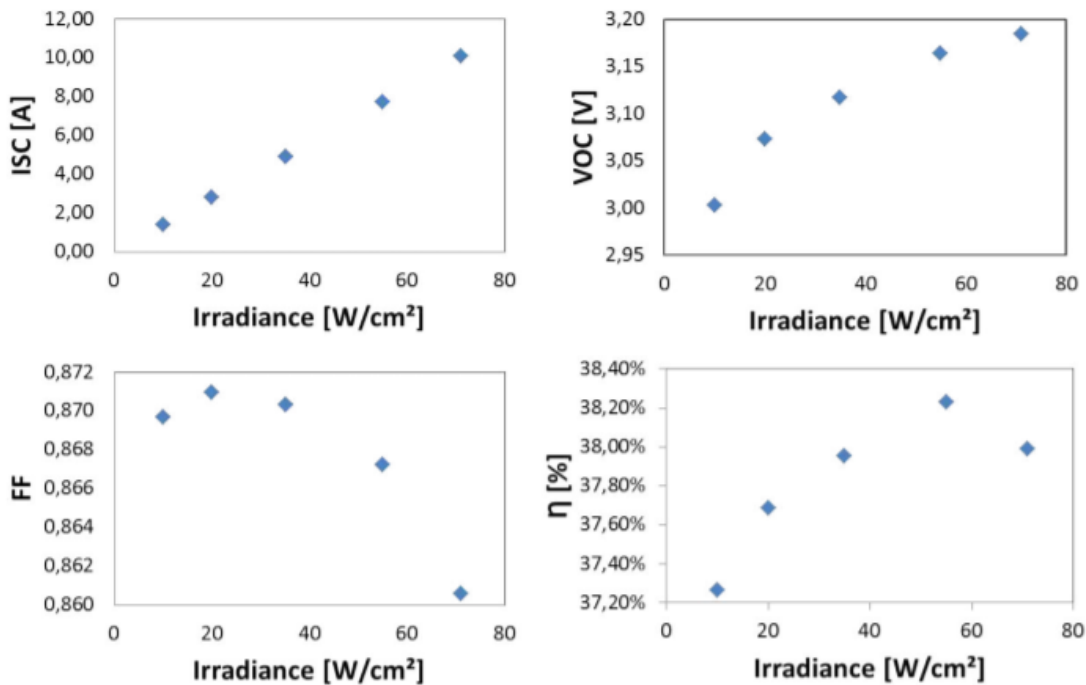


Figure 1.7 : Évolution des caractéristiques  $I_{SC}$ ,  $V_{OC}$ ,  $\eta$  et FF moyennées de 12 assemblages CPV en fonction de l'irradiance [10].

La baisse d'efficacité sous concentration est attribuable aux pertes Joule et au flux lumineux incident non converti en électricité, ce qui rend évident que la réduction de ces pertes est un enjeu clé pour une plus grande adoption du CPV. Cependant, d'autres limitations liées à la technologie, telles que les optiques et le tracker, sont également des facteurs importants à prendre en compte pour le CPV.

#### 1.1.3.4 Perte due à l'optique de concentration et aux erreurs de suivi du soleil

Le CPV utilise généralement des optiques de concentration, comme les lentilles de Fresnel, ce qui permet de concentrer uniquement le rayonnement direct du soleil, entraînant ainsi des pertes car la lumière diffuse n'est pas convertie par la cellule solaire. Ces lentilles, généralement sont moulées sur du verre et la réflexion aux différentes interfaces air/verre, verre/lentille et lentille/air entraînent des pertes de lumière par réflexion. De plus, l'absorption de la lumière dans le verre et la lentille occasionne également des pertes.

La figure 1.8 illustre les trois types de rayonnement solaire qui atteignent la terre: le rayonnement direct est la lumière directe du soleil sans déviation, le rayonnement circumsolaire est la lumière

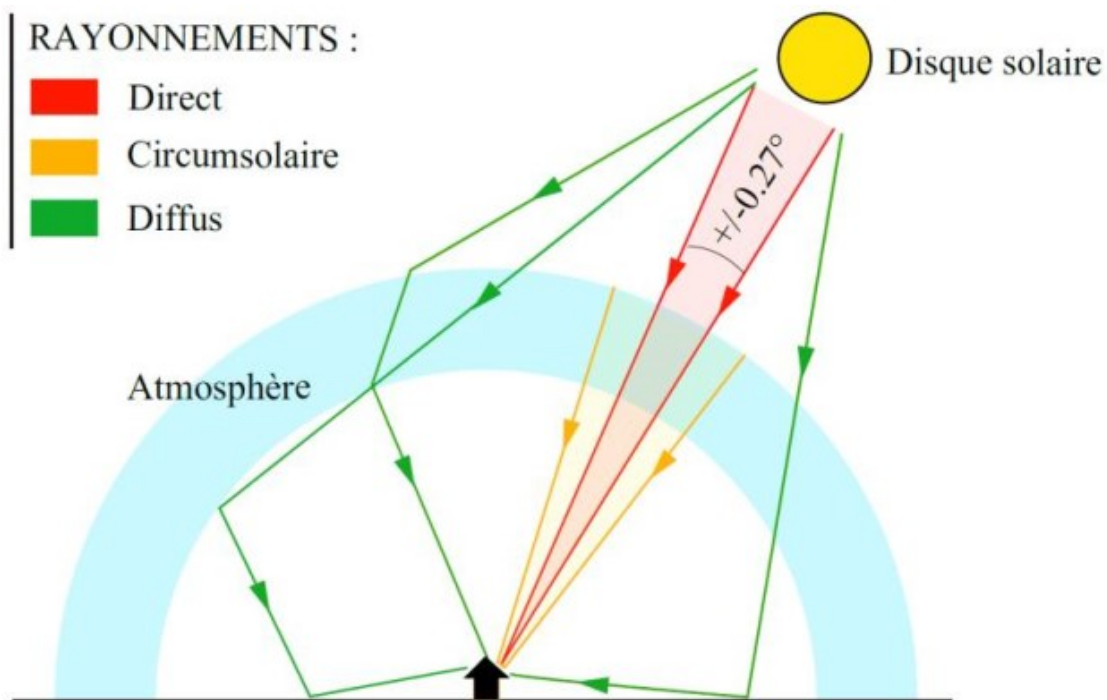


Figure 1.8 : Rayonnement solaire direct, circumsolaire et diffus incident sur terre [23].

très concentrée qui provient du disque solaire avec une légère déviation, et le rayonnement diffus est la lumière qui arrive après dispersion dans toutes les directions par l'atmosphère.

Pour capter efficacement le rayonnement solaire direct, il est nécessaire de positionner les modules CPV sur un dispositif qui suit le mouvement du soleil. D'après la norme IEC-60904 (International Electrotechnical Commission) qui est la norme internationale standard qui décrit les procédures de mesure des caractéristiques courant-tension des dispositifs photovoltaïques en lumière solaire naturelle ou simulée [23], les rayons directs incidents du disque solaire forment un angle de  $0,27^\circ$  comme illustré sur la figure 1.8 [24] et correspondent à 90% de la puissance solaire reçue par la Terre (soit  $900\text{W}/\text{m}^2$ ) selon la norme CSOC (Concentrated Standard Operating Conditions) [25]. Les systèmes photovoltaïques à concentration à base de lentille de Fresnel sont équipés de trackers qui suivent le mouvement du soleil afin de collecter le rayonnement direct et le concentrer sur la cellule solaire. La précision de ces trackers est de l'ordre de  $\pm 0,1^\circ$  dans l'état de l'art [24], et cette valeur doit être prise en compte lors de la conception des optiques de concentration pour tolérer les erreurs de tracking. Cette tolérance est mesurée par l'angle d'acceptance, défini comme l'angle minimum entre la direction du soleil incident et le module, permettant de recevoir 90% de sa puissance nominale [24] afin d'éviter les pertes.

Les optiques de concentration entraînent des pertes dues à la réflexion et à l'absorption de la lumière. Ainsi, il est important de sélectionner judicieusement le verre sur lequel est moulée la lentille et la lentille elle-même, en veillant à ce que les indices de réfraction de l'air, du verre et de la lentille soient aussi proches que possible pour minimiser la réflexion. De plus, il est essentiel que le verre et le matériau de la lentille aient des coefficients d'absorption faible afin de limiter l'absorption de la lumière. Le système de suivi du soleil doit avoir une précision d'alignement inférieure à l'angle d'acceptance afin de limiter les pertes due aux erreurs de suivi du circumsolaire.

Nous avons observé que la température (liée à la lumière non convertie et à l'effet Joule), l'optique de concentration et les erreurs de suivi du soleil peuvent affecter l'efficacité de la cellule solaire dans un module CPV. Maintenant, examinons l'impact de la méthode d'assemblage des cellules solaires sur leurs performances et le temps d'assemblage.



### **1.1.3.5 Impact de la méthode d'assemblage sur l'efficacité et le temps d'assemblage des cellules solaire dans un module CPV**

L'assemblage des cellules solaires dans le module peut avoir un impact sur leur efficacité. En général, les modules CPV sur le marché utilisent la technologie FLATCON<sup>®</sup> qui consiste en des lentilles de Fresnel et une plaque de base. Sur cette plaque, se trouve un récepteur (ou carrier en anglais), sur lequel est installée la cellule haute performance, généralement une cellule triple jonction. Le récepteur permet de dissiper la chaleur issue de la partie de la lumière non convertie en électricité. Les lentilles de Fresnel concentrent la lumière sur les cellules solaires avec un facteur de concentration, en positionnant précisément le point focal de la lumière concentrée sur la cellule solaire. Le désalignement entre le spot de lumière concentrée et la cellule solaire réduit l'efficacité du module. Pour garantir un bon alignement, un équipement de placement haute précision appelé "pick and place" est utilisé. Deux étapes de "pick and place" sont nécessaires pendant l'assemblage : une pour placer la cellule solaire sur le récepteur et une autre pour placer le récepteur sur la plaque de base. Selon les informations fournies par les services de STACE, le leader du CPV, les modules offrent un désalignement de l'ordre de 25 µm entre le spot de lumière et la cellule solaire.

Dans la méthode actuelle d'assemblage des cellules solaires, deux méthodes de connexion sont essentielles. La première consiste à relier les contacts émetteurs de la face avant de la cellule solaire à l'aide de microfils d'or par le biais de la technique de connexion standard appelée "Wire bonding". Cette méthode de connexion est bien connue et maîtrisée en industrie, bien que longue à mettre en œuvre. La seconde connexion consiste à relier les cellules solaires entre elles en utilisant des soudures de fil électrique, généralement en aluminium. Une présentation plus détaillée de l'assemblage des cellules solaires dans un module CPV sera présentée dans la section 1.4 de ce chapitre.

En conclusion, la méthode standard d'assemblage des cellules solaires dans les modules CPV repose sur le wire bonding, qui nécessite deux étapes de "pick and place". Cependant, ces étapes peuvent entraîner un désalignement entre la cellule solaire et le spot de lumière concentrée, entraînant ainsi une diminution de l'efficacité de la cellule solaire. De plus, les deux étapes de connexions requises dans cette méthode d'assemblage sont longues à mettre en œuvre. Une nouvelle méthode d'assemblage plus simplifiée pour les cellules solaires dans les modules CPV est donc nécessaire en raison du long temps d'assemblage et du désalignement de la méthode actuelle.

## 1.2 Problématique de recherche

Dans le procédé d'assemblage industriel actuel, deux étapes essentielles affectent le temps d'assemblage : l'interconnexion et l'alignement des cellules solaires entre elles. En effet, l'assemblage des cellules solaires dans les modules CPV utilise la méthode de connexion appelée "Wire bonding". Cette méthode est mature mais coûteuse en raison de sa complexité et du temps nécessaire pour sa mise en œuvre. Ce processus prend du temps car il nécessite deux étapes de connexion : une pour les contacts émetteurs des cellules solaires et une autre pour relier les cellules solaires entre elles. De plus, deux opérations de "pick and place" sont incontournables : l'une pour positionner les cellules solaires sur le récepteur et l'autre pour placer le récepteur sur la plaque de base. Malheureusement, ces opérations peuvent entraîner un désalignement entre les cellules solaires et le spot lumineux, ce qui peut affecter les performances globales des cellules solaires dans les modules CPV. En plus des problèmes de désalignement et du long temps d'assemblage causés par cette méthode, il y a également un coût élevé lié à la dissipation thermique. En effet, la dissipation de la chaleur dans les modules CPV est actuellement assurée par un récepteur individuel pour chaque cellule solaire. Pour éviter une dégradation rapide des cellules solaires, il est essentiel de maintenir une température aussi basse que possible, comme introduit dans la section 1.1.3. Cependant, cela nécessite des récepteurs de grande taille, ce qui rend la dissipation de la chaleur coûteuse dans les CPV. Afin de rendre les CPV compétitifs sur le marché de l'énergie solaire, il est crucial de réduire le LCOE. Pour atteindre cet objectif, il est nécessaire de trouver une méthode d'assemblage alternative moins complexe, offrant une meilleure précision d'alignement entre les cellules solaires et les lentilles, ainsi qu'une meilleure dissipation de la chaleur.

*Ainsi, la problématique de ce projet de recherche consiste à réduire le temps d'assemblage des cellules solaires dans un module CPV tout en gardant la température et le désalignement des cellules solaires respectivement en dessous de 80°C et 25 μm.*

## 1.3 Question de recherche et objectifs de la thèse

Dans le contexte ci-dessus mentionné, la question de recherche posée dans ce projet de thèse est la suivante : *Est-il possible d'intégrer des cellules solaires standards III-V/Ge dans un module CPV sans "Wire bonding" tout en tout en gardant la température et le désalignement des cellules solaires respectivement en dessous de 80°C et 25 μm ?*

Pour répondre à cette question, *l'objectif principal fixé dans cette thèse est de concevoir, fabriquer et caractériser un module CPV en utilisant une nouvelle méthode d'assemblage simplifiée et rapide, sans "Wire bonding", compatible avec les méthodes standards de fabrication microélectronique, tout en assurant une bonne dissipation de la chaleur et un bon alignement des cellules solaires.* Cette nouvelle approche d'assemblage repose sur l'utilisation des technologies de montage en surface (Surface Mount Technologies ou SMT en anglais) qui est très répandue depuis les années 1990 et profite de tous les investissements faits dans l'industrie de la microélectronique. Pour atteindre cet objectif, les sous-objectifs suivants ont été définis :

- Développer un modèle de simulation thermique par éléments finis du package et le valider expérimentalement, c'est-à-dire la température mesurée expérimentalement de la face arrière du package en conditions réelles de fonctionnement doit être à plus ou moins 2°C identique à celle obtenue par simulation. Ensuite utiliser ce modèle pour guider le design de l'assemblage, c'est-à-dire, trouver les dimensions optimales des différents matériaux qui constituent le package pour maintenir la température de fonctionnement de la cellule solaire en dessous de 80°C.
- Démontrer par modélisation thermique par éléments finis que la dissipation thermique dans le package utilisant la nouvelle méthode d'assemblage est meilleure que dans le package standard avec "Wire bonding" dans les mêmes conditions de fonctionnement, c'est-à-dire la température de fonctionnement de la cellule solaire dans le package assemblé par la nouvelle méthode est inférieure à celle de la cellule solaire dans le package avec "Wire bonding".
- Démontrer la validité dimensionnelle et fonctionnelle du procédé d'assemblage. L'assemblage sera validé du point de vue dimensionnel lorsque le désalignement de la cellule solaire est inférieur ou égal à 25 µm. De plus, il est essentiel que la cellule solaire reste fonctionnelle après l'assemblage et présente des performances similaires à celles de la cellule nue, notamment avec une tension de circuit ouvert (Voc) égale à 2,5 V et un facteur de remplissage (FF) de 89%.
- Démontrer la faisabilité d'un module CPV utilisant la nouvelle méthode d'assemblage définie précédemment, en montrant que la résistance série due au joint de soudure n'est pas un facteur limitant pour les applications CPV. Cela implique la fabrication d'un prototype

de module CPV à 4 cellules solaires et la caractérisation de ce prototype dans des conditions de fonctionnement réelles, avec une efficacité du récepteur supérieure ou égale à 31%.

Après avoir établi les objectifs et les sous-objectifs de la thèse, il est essentiel de se familiariser avec les travaux antérieurs sur l'assemblage des cellules solaires dans le photovoltaïque à base de silicium et le photovoltaïque à concentration. De plus, nous présenterons une synthèse des travaux de la littérature sur la simulation thermique par éléments finis des modules photovoltaïques afin de comprendre les concepts et modèles numériques existants ainsi que leurs limites par rapport à la nouvelle architecture de module proposée dans ce projet de thèse. Cette revue de littérature permettra de comprendre les concepts, les théories, les méthodes, les résultats et les lacunes existantes dans ce domaine de l'assemblage des cellules solaires. Elle permettra également de situer le projet de recherche dans son contexte, de démontrer sa pertinence, et de se concentrer sur des aspects nouveaux et non explorés de la littérature. De plus, cela facilitera l'adaptation des approches existantes en fonction des besoins spécifiques du projet. Enfin, cette synthèse aidera à créer une méthodologie appropriée et à améliorer les connaissances dans le domaine.

## **1.4 État de l'art**

### **1.4.1 Méthodes d'assemblage de cellule solaire dans un module**

#### **1.4.1.1 Assemblage d'un module photovoltaïque à base de silicium**

Un module photovoltaïque à base de silicium est un assemblage de plusieurs cellules solaires connectées et encapsulées pour fournir une puissance électrique spécifique. Les contacts de la face avant de la cellule solaire sont connectés au contact de base de la cellule voisine grâce à un ruban en aluminium. L'encapsulation protège les cellules solaires contre les effets environnementaux/météorologiques tels que l'humidité, la pluie, le rayonnement ultraviolet (UV), les contraintes mécaniques (torsion, flexion) et les impacts à faible énergie (grêle, projectiles, etc.) [26]–[29]. La figure 1.9 illustre les différents composants d'un module PV [30].

La couverture avant est constituée de verre trempé d'environ 3,2 mm d'épaisseur, offrant une transmission élevée (> 96% dans la bande de longueur d'onde de 350 à 1200 nm avec une couche anti-réflexion [31]) et des fonctions telles que la résistance aux chocs, la résistance mécanique et l'isolation électrique du circuit de la cellule solaire [32], [33].

L'encapsulant utilisé pour sceller et protéger les cellules est principalement le copolymère éthylène-acétate de vinyle (EVA), largement utilisé en raison de son faible coût. Cependant, d'autres polymères tels que le polyéthylène méthacrylique co-acide (ionomère), le butyral de polyvinyle (PVB), le polyuréthane thermoplastique (TPU), la polyoléfine thermoplastique (TPO), le polydiméthylsiloxane (PDMS) ou d'autres polysiloxanes (silicone) peuvent également être utilisés comme alternatives à l'EVA sans impacter l'efficacité des modules [27], [28], [34], [35]. Certains de ces polymères présentent des performances inférieures dans des conditions poussiéreuses, mais le PDMS se distingue par son excellente transmittance en raison de l'absence d'absorbants UV [27], [35].

La feuille arrière (backsheet) est généralement composée de films polymères fluorés tels que le fluorure de vinyle (PVF), connu sous le nom de tedlar ou le polytétrafluoroéthylène (PTFE), avec divers additifs ou revêtements. Le verre peut également être utilisé et est aujourd'hui le standard, mais il était jusque-là évité en raison de son coût élevé et de son poids excessif. Les backsheets doivent avoir des propriétés physiques et chimiques stables et durables, résistantes aux rayons ultraviolets, à la température, avec une bonne stabilité dimensionnelle, une faible perméabilité à l'eau (ou au gaz), une facilité de traitement et un faible coût [29].

Le joint de bordure est réalisé avec du silicone ou un ruban adhésif double face [29].

La boîte de jonction, située à l'arrière du module, est en polyéthylène téréphtalate (PET) et contient des diodes de protection pour les connexions électriques [29].

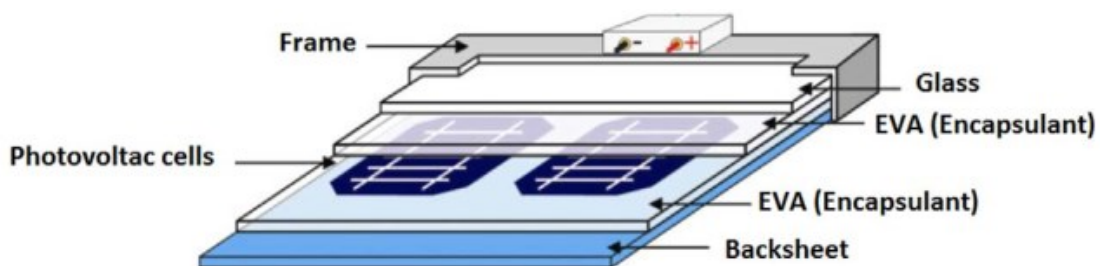


Figure 1.9 : Composants d'un module photovoltaïque en silicium [29].

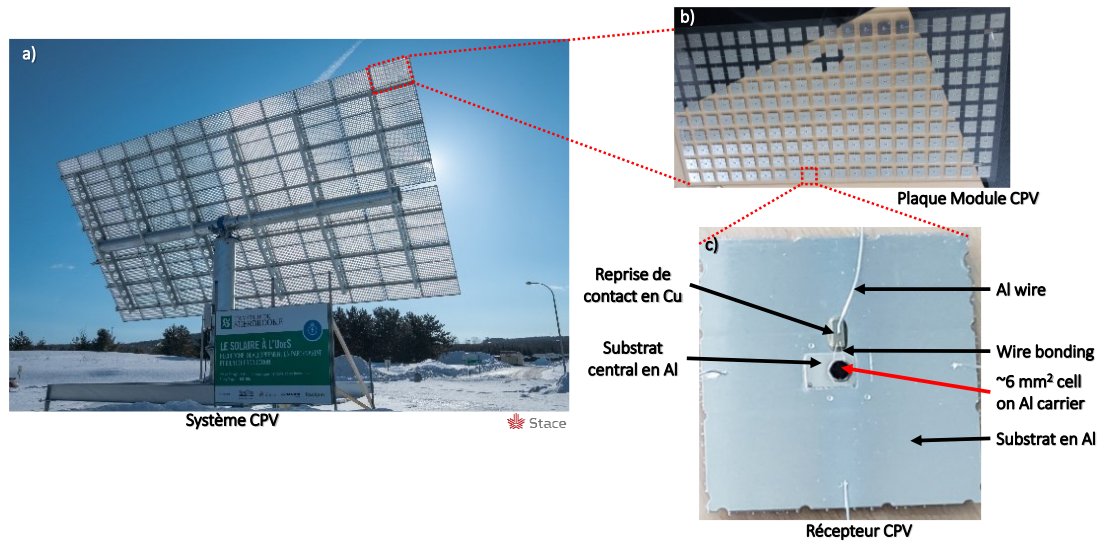


Figure 1.10 : Images illustrant : a) un système CPV fabriqué par la compagnie STACE, b) la plaque arrière du module CPV sur laquelle se trouve les récepteurs et c) la cellule solaire installée sur le récepteur et le contact avant connectés par "Wire bonding".

Le cadre du module est généralement en aluminium, mais il peut également être en plastique [29].

#### 1.4.1.2. Assemblage par "Wire bonding" des cellules solaires dans un module CPV

Le système CPV illustré dans la figure 1.10-a est fabriqué par notre partenaire industriel STACE, qui est le leader mondial dans ce domaine. Ce système CPV est composé de plusieurs modules CPV basés sur le modèle FLATCON<sup>®</sup> comme le montre la figure 1.10-b. Chaque module est constitué de plusieurs cellules solaires alignées entre elles puis avec les lentilles de Fresnel grâce à des robots. Les cellules solaires sont installées sur des récepteurs, comme indiqué dans la figure 1.10-c. Le récepteur se compose d'un substrat en aluminium d'une épaisseur de 1 mm et d'une surface de  $41 * 41 \text{ mm}^2$ , ainsi que d'un petit substrat central légèrement plus épais, également en aluminium, et d'une reprise de contact en cuivre.

Le grand substrat en aluminium remplit deux fonctions : celle de dissipateur thermique et celle de piste électrique positive. Le petit substrat central en aluminium est revêtu d'une couche métallique afin d'assurer une bonne connexion avec la face arrière de la cellule solaire et d'améliorer la dissipation thermique. Ce substrat central est fixé au grand substrat à l'aide d'une brasure. Les cellules solaires sont collées aux petits substrats à l'aide d'une colle conductrice. La reprise de contact en cuivre est collée sur le grand substrat à l'aide d'une colle électriquement isolante. Les

contacts électriques de la face avant des cellules solaires sont reliés à la reprise de contact à l'aide de deux microfils d'or, utilisant la technique de connexion "Wire bonding".

Les récepteurs sont positionnés avec précision sur une plaque appelée backsheet comme indiqué dans la figure 1.10-b en utilisant la méthode pick and place. Les récepteurs sont fixés sur le backsheet à l'aide de silicone ou d'un autre type de polymère thermodurcissable. Les récepteurs sont connectés les uns aux autres à l'aide de fils conducteurs en aluminium par la technique du "Wedge bonding".

En résumé, dans le procédé industriel actuel, deux étapes clés impactent le temps d'assemblage : l'interconnexion et l'alignement des cellules solaires entre elles. L'interconnexion des cellules solaires est réalisée fil par fil et cellule par cellule, ce qui prolonge le temps nécessaire à cette étape. De même, l'alignement des cellules solaires entre elles doit être parfait dans le module afin d'assurer un bon alignement entre les cellules solaires et la matrice de lentilles. Actuellement, cet alignement est effectué à l'aide d'un équipement pick and place de haute précision. Cependant, chaque cellule solaire doit être alignée individuellement, ce qui augmente le temps requis pour cette opération.

Afin de résoudre les problèmes de temps d'assemblage et de précision d'alignement, plusieurs modules CPV utilisant de nouvelles approches d'assemblage sont mentionnés dans la littérature [36]–[44]. Ces modules seront présentés dans les sections suivantes.

### 1.4.1.3. Méthode d'assemblage "transfert printing" de microcellule

La précision d'alignement des micro-cellules solaires revêt une importance primordiale étant donné la taille extrêmement réduite de ces cellules. De plus, le temps d'assemblage des micro-cellules interconnectées par wire bonding augmente progressivement à mesure que la taille des cellules solaires diminue.

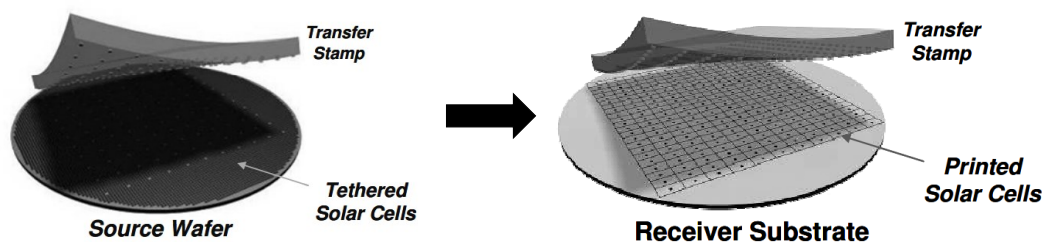
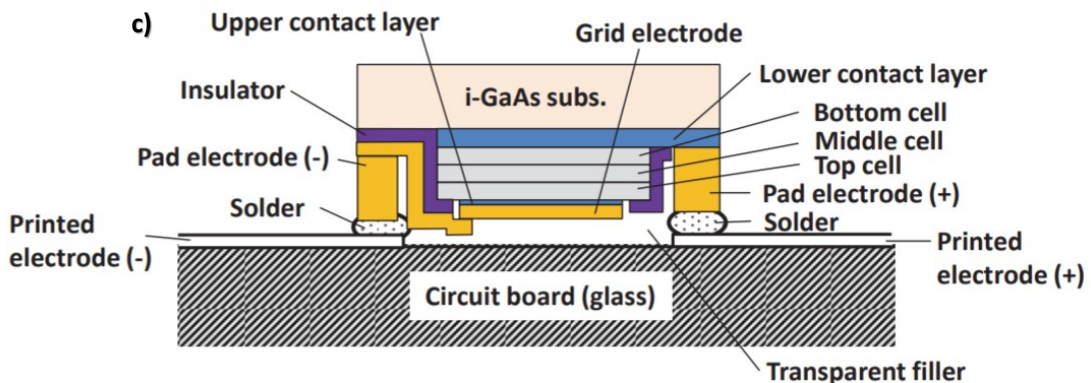
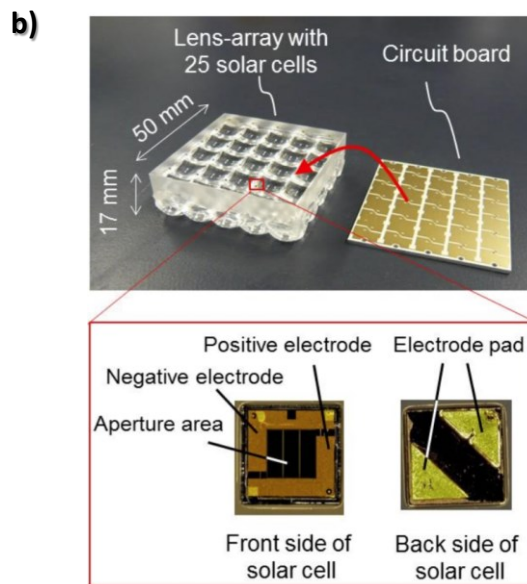
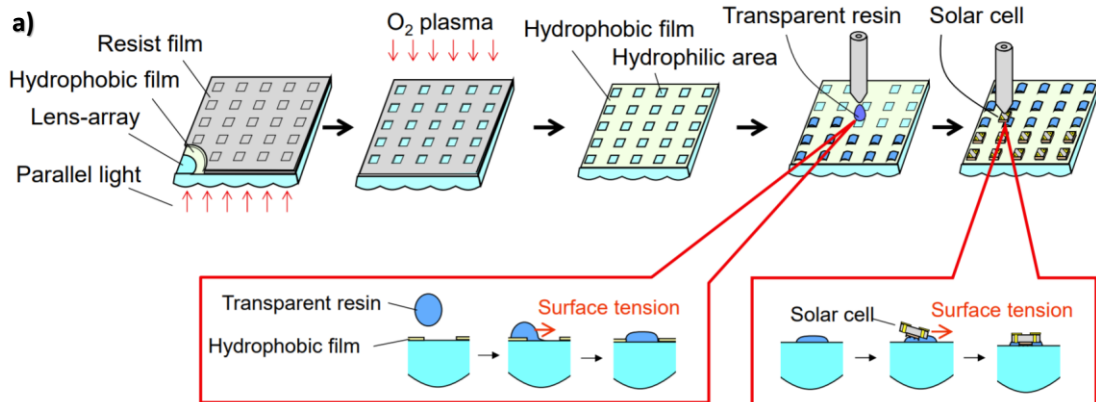


Figure 1.11 : Technique de placement simultanée de cellule solaire appelée transfert printing proposée par Semprius [35].

Semprius a proposé la méthode de placement parallèle de microcellules solaires appelée "transfert printing" [36], [37]. Cette méthode, illustrée à la figure 1.11, consiste à transférer plusieurs cellules solaires d'un wafer source vers un substrat à l'aide d'un tampon de transfert qui utilise les forces de van der Waals. Semprius a réalisé des modules CPV en utilisant cette approche. Les cellules





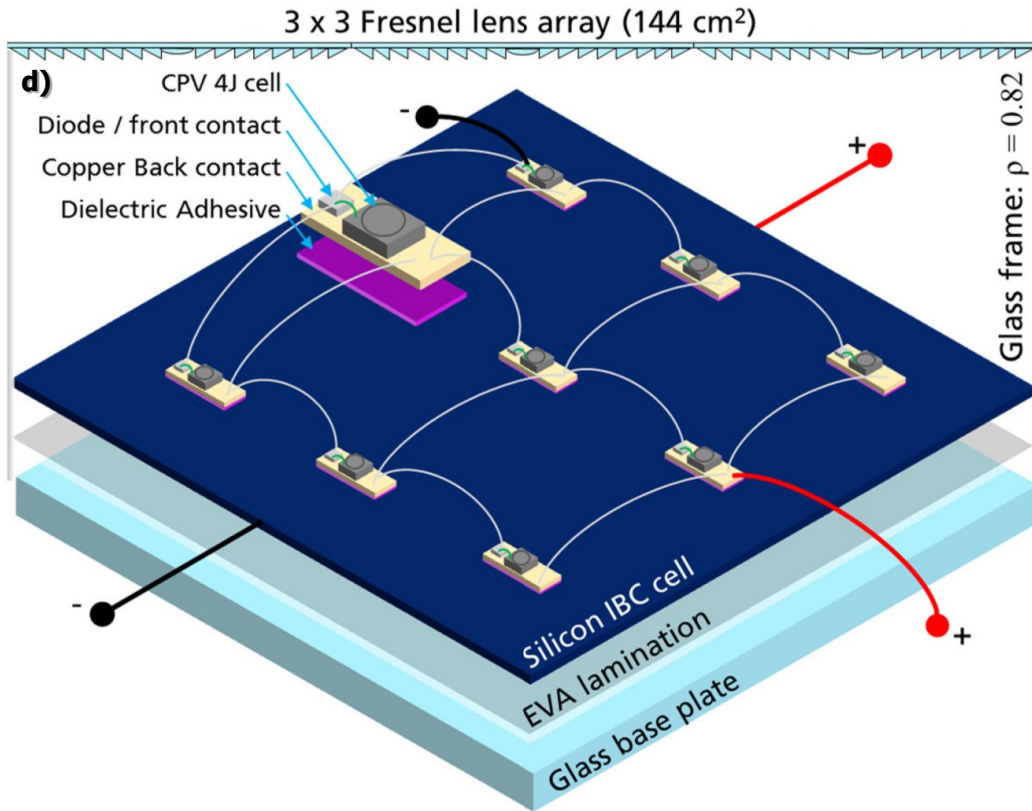


Figure 1.12 : a) Technique de placement simultanée de cellule solaire par auto-alignement capillaire ou fluïdique [38], b) Module utilisant l’autoassemblage fluïdique pour assembler les microcellules à contact en face arrière [38], c) Module utilisant l’autoassemblage flip chip (capillaire) pour assembler les microcellules à contact en face avant [43], d) Module hybride proposé par Insolight combinant le CPV et le photovoltaïque à base de silicium [44].

solaires 3J [38] et 4J [41], ayant une longueur de côté de 0.6 mm, sous une concentration de 1111 $\times$ , ont atteint respectivement un rendement moyen de 34.9% et 36.5%. Le NREL a fabriqué des modules avec des hétérostructures 5J en utilisant le transfert printing. Ces modules utilisaient des cellules solaires de surface mesurant 0,805\*0,755  $\mu\text{m}^2$  de côté et fonctionnaient sous une concentration de 744 $\times$ , atteignant un rendement de 41,2% [42].

Bien que cette méthode permette de placer simultanément un grand nombre de cellules solaires en un cycle, réduisant ainsi le temps d’assemblage, elle n’est pas adaptée pour des productions à grand volume. Aussi, cette méthode nécessite un équipement de pick and place haute précision.

#### 1.4.1.4. Méthode d'assemblage "autoassemblage fluïdique" de microcellule

Afin de répondre au défi d'alignement des cellules solaires, Panasonic a proposé en 2015, des modules micro-CPV utilisant la méthode d'assemblage appelée autoassemblage fluïdique ou autoassemblage capillaire illustré à la figure 1.12-a [39], [43]. Le processus de cette méthode implique la préparation du support receveur avec des zones hydrophiles (où les cellules doivent être alignées) et des zones hydrophobes (où les cellules ne doivent pas être alignées). En appliquant un fluïde sur le support, des gouttelettes se forment naturellement sur les zones hydrophiles en raison de la tension de surface. Cette force est également utilisée lorsque les cellules sont déposées grossièrement sur les gouttelettes, leur permettant de s'aligner avec précision par la suite. Cette méthode offre une précision d'alignement inférieure à la dizaine de micromètre sans nécessiter d'équipement pick and place haute performance [39]. Panasonic a présenté la première génération de module utilisant l'autoassemblage fluïdique en 2014 [39]. La figure 1.12-b présente le module fabriqué. Les cellules solaires avaient une surface de  $0.6 \times 0.6 \text{ mm}^2$ . Elles ont atteint un rendement de 34.7% sous une concentration de  $277\times$ . Pour interconnecter les cellules solaires entre elles et servir de dissipateur thermique, un circuit imprimé FR4 a été utilisé. Cependant, les cellules utilisées dans cette première génération de module nécessitaient des étapes de fabrication supplémentaires car les contacts électriques (+) et (-) étaient uniquement sur la face arrière de la cellule solaire.

Panasonic a également présenté en 2017 [44], un module utilisant la technologie flip chip. Le flip chip repose sur le même principe physique d'autoalignement (autoalignement par tension de surface) que l'autoassemblage capillaire, la différence résidant dans la nature du fluïde utilisé. La figure 1.12-c montre une vue en coupe de l'assemblage. Les cellules solaires de cette génération avaient une surface de  $0.55 \times 0.55 \text{ mm}^2$ . Elles ont atteint un rendement de 35.9% sous une concentration de  $277\times$ . Pour l'interconnexion des cellules solaires entre elles et en tant que dissipateur thermique, un circuit imprimé FR4 a été utilisé. Contrairement à la première génération de module, les contacts (+) et (-) des cellules solaires sont situées uniquement sur la face avant de la cellule solaire et donc nécessitent aussi des étapes supplémentaires de fabrication.

En définitive, les deux générations de module de Panasonic utilisant l'autoassemblage capillaire et flip chip nécessitent des étapes de fabrication supplémentaires ce qui engendre un coût additionnel de fabrication des modules.

Dans le cadre du projet Hiperion, Insolight a proposé des modules hybrides combinant les technologies CPV et photovoltaïque à base de silicium [40], [45]. La figure 1.12-d présente l'assemblage de ce module hybride. Des cellules solaires multijonction de dimensions  $1 \times 1 \text{ mm}^2$  sont assemblées sur des récepteurs. Ces récepteurs sont collés à une cellule solaire en silicium en utilisant un processus d'autoalignement. Dans cette configuration, la cellule en silicium sert également à la dissipation thermique. Les cellules solaires multijonction sont interconnectées par wire bonding. L'avantage de ce module hybride est d'assurer le fonctionnement du module quelles que soient les conditions météorologiques. Cependant, le "Wire bonding" est toujours utilisé dans l'assemblage ce qui rend l'assemblage encore plus long.

Le tableau 1.1 récapitule les différentes méthodes d'assemblage de cellules solaires mentionnées dans la littérature. Il est important de souligner qu'il existe des méthodes alternatives à l'approche traditionnelle basée sur le "Wire bonding". Parmi ces méthodes alternatives, on trouve le transfert printing, l'autoassemblage fluïdique et l'autoassemblage capillaire. Ces méthodes sont largement utilisées et maîtrisées dans le domaine de la microélectronique, en particulier dans les technologies de montage en surface (Surface Mount Technologies ou SMT en anglais). Elles se distinguent par leur simplicité et leur rapidité de mise en œuvre. De plus, elles permettent un alignement plus précis

TABLEAU 1.1. ÉTAT DE L'ART DES MÉTHODES D'ASSEMBLAGE DES CELLULES SOLAIRE DANS LES MODULES CPV

	Proposition de la thèse	Stace	Semprius	Panasonic	Insolight
Taille de la cellule	Standard $3 \times 3 \text{ mm}^2$ Compatible avec $\sim 200 \times 200 \mu\text{m}^2$	Standard $0.67 \text{ cm}^2$	Standard $0.6 \times 0.6 \text{ mm}^2$	Cellule à contact en face avant $0.55 \times 0.55 \text{ mm}^2$	Standard $1 \text{ mm}^2$
Connexion des cellules	Flip chip / SMT	Wire bonding	Wire bonding	Flip chip	Wire bonding
Interconnexions des récepteurs	N/A	Wedge bonding	SMT	SMT	SMT
Alignement	Autoalignement ( $\sim \mu\text{m}$ )	Pick and place (precision $< 25 \mu\text{m}$ ) 2 étapes d'alignement	Transfer printing	Autoalignement ( $\sim \mu\text{m}$ )	Autoalignement ( $\sim \mu\text{m}$ )
Dissipation de la chaleur	Ruban métallique	Récepteur en aluminium	PCB	Récepteur en aluminium	Cellule solaire en Silicium
TRL	TRL 3/4	9	5	4	5

entre la cellule solaire et la lentille, avec un désalignement inférieur à 10  $\mu\text{m}$ . Cependant, il convient de noter que les modules CPV présentés dans la littérature, basés sur ces approches SMT, utilisent généralement des cellules solaires de taille submillimétrique ( $\leq 1 \text{ mm}$ ) et/ou non standard. Cela signifie que ces cellules solaires ont soit les deux contacts (+) et (-) sur la face avant, soit uniquement sur la face arrière. La fabrication de telles cellules solaires avec des contacts sur la face avant ou arrière implique des coûts de production supplémentaires.

L'approche développée dans cette thèse, explicitée dans les chapitres 2 et 3 est une méthode simple basée sur des techniques standards bien connues et maîtrisées par l'industrie de la microélectronique. Cette approche est facilement industrialisable. Elle permettra de résoudre le problème du long temps d'assemblage en éliminant le "Wire bonding" et de réduire le désalignement des cellules solaires grâce à l'autoassemblage capillaire. De plus, elle utilisera des cellules solaires standard, ce qui évitera des coûts supplémentaires de fabrication.

#### **1.4.2 Modélisation thermique par éléments finis**

La modification de l'assemblage de cellules solaires soulève de nouvelles questions concernant la dissipation de chaleur. Il est important de garantir que le nouvel assemblage sera capable de maintenir la température de fonctionnement de la cellule en dessous de 80°C. Ainsi, des études préliminaires par modélisation numérique sont essentielles pour s'assurer de la suffisance de la dissipation thermique.

La modélisation numérique est largement utilisée en recherche pour comprendre, concevoir, optimiser et évaluer le comportement des systèmes complexes de manière rapide, moins risquée et moins coûteuse. Dans la littérature, la simulation par éléments finis est fréquemment employée comme outil de modélisation et d'analyse numérique pour la conception, l'optimisation de la géométrie et la prédiction de la température dans diverses technologies de modules solaires, telles que les modules CPV FLATCON<sup>®</sup> [46], les micromodules [47] et les modules hybrides [45]. Des chercheurs ont également utilisé cette méthode pour prédire la température des modules solaires et estimer le coût de différents dissipateurs thermiques [48].

Afin de guider la conception, il est essentiel de réaliser des simulations numériques pour chaque nouvelle architecture de module, car la capacité de dissipation thermique d'un dispositif dépend de sa géométrie et des propriétés thermiques des matériaux qui le composent.

## **1.5 Avantages et contributions originales du projet de recherche**

Rappelons que l'objectif principal fixé dans cette thèse est de concevoir, fabriquer et caractériser un module CPV en utilisant une nouvelle méthode d'assemblage simplifiée et rapide, sans "Wire bonding", tout en assurant une bonne dissipation de la chaleur et un bon alignement des cellules solaires.

Après examen de la littérature, il apparaît que des méthodes alternatives d'assemblage de cellules solaires dans un module CPV sans "Wire bonding" ont été identifiées. Cependant, jusqu'à présent, ces méthodes alternatives ont été utilisées uniquement pour l'assemblage de cellules solaires de petite taille et/ou de nouvelles architectures, ce qui entraîne des coûts de fabrication supplémentaires pour les modules.

Dans le cadre de ce projet de thèse, notre proposition consiste à utiliser des cellules solaires standard, qui se caractérisent par des contacts (-) sur la face avant et un contact (+) sur la face arrière, avec une surface active de 9 mm<sup>2</sup>. L'utilisation de ces cellules solaires standard permet d'éviter des coûts de fabrication supplémentaires. Pour assembler ces cellules solaires standard, nous utiliserons la technique de montage de surface connue sous le nom de flip chip.

Le projet de recherche présente plusieurs avantages significatifs. Tout d'abord, il simplifie le procédé d'assemblage, ce qui permettrait une réduction notable du temps d'interconnexion. L'utilisation du flip chip améliorerait également la précision d'alignement des cellules solaires avec les lentilles, avec une précision accrue inférieure à 10 µm. Cela entraînerait une augmentation de l'efficacité énergétique globale du système CPV. Un autre avantage clé de ce projet de recherche est sa contribution à une meilleure dissipation de la chaleur dans le module CPV. La gestion de la chaleur est essentielle pour prévenir la surchauffe des cellules solaires, ce qui réduirait leur efficacité et leur durée de vie. La méthode d'assemblage proposée dans ce projet permettrait d'optimiser les performances des cellules solaires et de prolonger leur durée de vie. Il convient de souligner que ce projet repose sur l'utilisation de la technologie SMT classique, ce qui représente une première pour des cellules solaires standard. Cette approche innovante ouvre de nouvelles perspectives pour améliorer les performances et réduire les coûts de production des modules solaires.

La contribution originale de ce projet réside dans l'utilisation d'un ruban métallique pour la connexion du contact de base. Cette approche constitue une méthode novatrice et efficace pour améliorer la connectivité des cellules solaires. De plus, la méthode d'assemblage flip chip permet d'utiliser la méthode bien connue et maîtrisée de la lamination EVA et Tedlar pour protéger les cellules solaires des éléments extérieurs.

En résumé, le projet de recherche présente des avantages significatifs, tels que la simplification du procédé d'assemblage, une meilleure précision d'alignement, une amélioration de la dissipation de la chaleur et l'utilisation de la technologie SMT classique. Les contributions originales du projet, telles que la connexion du contact de base avec un ruban métallique et l'utilisation de la méthode de lamination EVA et Tedlar, contribuent à l'avancement des technologies solaires à concentration et ouvrent de nouvelles perspectives pour des systèmes plus performants et plus durables.

## **1.6 Défis du projet de recherche**

Le projet de recherche propose l'utilisation des méthodes d'assemblage par flip chip, qui sont des techniques standard bien connues et maîtrisées dans le domaine de la microélectronique. Ces méthodes éprouvées en microélectronique sont transférées et adaptées au domaine du CPV. Par conséquent, ce projet présente un caractère interdisciplinaire, ce qui entraîne plusieurs défis à relever. Les défis de ce projet peuvent être regroupés en quatre catégories : les défis liés au procédé d'assemblage, les défis liés à la caractérisation en conditions de laboratoire, les défis liés au guide de conception pour un assemblage optimal pour maintenir la température de la cellule solaire en dessous de 80°C pendant son fonctionnement, et les défis relatifs à la fabrication d'un prototype de module en utilisant le procédé d'assemblage développé.

### **1.6.1 Procédé d'assemblage**

#### **1.6.1.1 Fabrication du PCB**

Le développement du procédé d'assemblage commence par la fabrication d'un PCB sur un substrat de verre transparent. Pour garantir l'assemblage, il est nécessaire de concevoir un masque de photolithographie adapté aux contacts (-) de la cellule solaire, situés sur sa face avant, afin d'assurer un bon alignement entre la cellule solaire et les pads de soudure du PCB. Il est important de choisir soigneusement le métal pour les pistes électriques sur le substrat afin d'assurer une adhésion optimale et ainsi prévenir tout risque de délamination du métal et/ou de détachement de la cellule

solaire après la soudure, étant donné que tous les métaux ne présentent pas une adhérence adéquate au substrat transparent. De plus, le solder mask utilisé pour couvrir les zones non concernées par la soudure sur le PCB doit présenter une bonne adhésion au PCB afin d'éviter toute délamination. En effet, une délamination du solder mask peut entraîner un mouillage de la pâte à souder pendant la soudure de la cellule solaire sur le PCB.

### **1.6.1.2 Assemblage de la cellule solaire**

Après la fabrication du PCB, l'étape suivante consiste à souder la cellule solaire sur celui-ci. Cette opération est réalisée en utilisant la méthode de sérigraphie (ou stencil printing) pour déposer localement la pâte à souder sur le PCB. Ensuite, la cellule solaire est délicatement placée sur le PCB à l'aide d'un équipement de pick and place, et une refusion est effectuée dans un four dédié.

Pour assurer un bon transfert de la pâte à souder sur le PCB, le stencil utilisé lors de la sérigraphie doit avoir une épaisseur et des ouvertures appropriées, ainsi qu'une faible rugosité. Un mauvais transfert de la pâte à souder peut entraîner des volumes non contrôlés, ce qui peut affecter la planéité de la cellule solaire après la soudure.

Étant donné que la cellule solaire 3J est très fragile, sa manipulation lors de l'opération de pick and place doit être effectuée avec précaution pour éviter toute casse.

Le choix de la pâte à souder et du profil de température est essentiel. La cellule solaire doit pouvoir résister à la température de fusion de la pâte à souder, et le profil de température doit être sélectionné de manière à garantir des soudures fiables.

### **1.6.1.3 Performance de la cellule solaire après assemblage**

La présence de flux et/ou de pâte à souder dans la zone active de la cellule solaire peut entraîner des conséquences négatives. En effet, le flux contenu dans la pâte à souder peut mouiller la zone active de la cellule solaire, ce qui peut entraîner un ombrage et empêcher l'absorption de la lumière par la cellule solaire. Cela peut donc entraîner une baisse des performances de la cellule solaire.

De plus, la présence de flux et/ou de pâte à souder dans la zone active de la cellule solaire peut rendre difficile l'étape suivante du procédé, qui consiste à remplir l'espace entre la cellule solaire et le PCB avec un matériau transparent à la lumière

## **1.6.2 Caractérisation en conditions de laboratoire ou caractérisation intérieure**

Les équipements de caractérisation dont nous disposons sont spécifiquement conçus pour des cellules solaires de taille millimétrique. Cependant, après l'assemblage des cellules solaires sur le PCB, la taille des échantillons devient plus grande. De plus, l'accès aux contacts (-) de la face avant de la cellule solaire devient difficile une fois assemblée. Par conséquent, il est nécessaire de trouver des moyens de caractériser électriquement les cellules solaires après leur assemblage. Cette caractérisation électrique sera essentielle pour valider la fonctionnalité de l'assemblage.

## **1.6.3 Guide de conception pour un assemblage optimal**

Il est essentiel de maintenir la température d'exploitation de la cellule solaire en dessous de 80°C pour éviter sa dégradation rapide. Pour assurer une dissipation efficace de la chaleur dans le module CPV, il est nécessaire de prendre en compte la géométrie du dispositif et les propriétés thermiques des matériaux utilisés. Afin de respecter la condition de maintien de la température en dessous de 80°C, il est important d'optimiser les dimensions des différents éléments constituant l'assemblage. Cette optimisation peut être réalisée en utilisant la modélisation thermique par élément fini. Pour valider le modèle, il est nécessaire de comparer les résultats de température obtenus par modélisation avec des mesures expérimentales de la cellule solaire. Cependant, il est difficile d'accéder à la cellule solaire une fois qu'elle est assemblée, rendant ainsi la mesure de la température expérimentalement compliquée. Il est donc nécessaire de trouver une méthode alternative de validation du modèle numérique afin de l'utiliser pour guider la conception du module.

## **1.6.4 Fabrication du prototype de module**

Après l'assemblage, il est important que les cellules solaires soient alignées de manière précise sur le PCB, conformément aux spots de lumière. Cela nécessite que les dimensions de l'assemblage correspondent à celles de l'optique de concentration, c'est-à-dire la lentille de Fresnel. Si les dimensions des lentilles ne sont pas adaptées à l'assemblage, un désalignement peut se produire entre les lentilles et les cellules solaires, ce qui entraînerait une diminution des performances des modules solaires.



## 1.7 Conclusion du chapitre I

En conclusion, ce chapitre 1 a présenté le contexte du projet de thèse, incluant une introduction aux technologies solaires telles que le photovoltaïque à base de silicium, le photovoltaïque à base de matériaux III-V et le photovoltaïque à concentration, ainsi que leurs limitations. Une revue des méthodes d'assemblage des cellules solaires dans les modules photovoltaïques à base de silicium et à concentration a été présentée, mettant en évidence des méthodes alternatives telles que le transfert printing, l'autoassemblage fluïdique et l'autoassemblage capillaire. Ces méthodes alternatives, basées sur les Surface Mount Technologies, offrent une simplicité et une rapidité supérieures à la méthode standard du "Wire bonding", permettant un alignement plus précis entre la cellule solaire et la lentille, avec un désalignement inférieur à 10  $\mu\text{m}$ .

L'état de l'art a également montré la possibilité de guider la conception du module solaire grâce à des simulations thermiques par éléments finis.

L'objectif principal de cette thèse est donc de concevoir, fabriquer et caractériser un module CPV en utilisant une nouvelle méthode d'assemblage simplifiée et rapide, sans "Wire bonding", tout en assurant une bonne dissipation de la chaleur. Des sous-objectifs ont été fixés pour atteindre cet objectif.

Le chapitre 2 abordera les défis liés au guide de conception pour un assemblage optimal afin de maintenir la température de la cellule solaire en dessous de 80°C pendant son fonctionnement. Le modèle thermique numérique sera validé par des mesures expérimentales, puis utilisé pour déterminer les paramètres optimaux du module afin de maintenir la température en dessous de 80°C.

Le chapitre 3 se concentrera sur les défis liés au procédé d'assemblage et à la caractérisation des cellules solaires après assemblage en conditions de laboratoire. Des résultats comparatifs de simulations thermiques par éléments finis entre le module CPV standard basé sur le "Wire bonding" et le module CPV basé sur la nouvelle méthode d'assemblage flip chip seront également présentés.

Enfin, le chapitre 4 traitera des défis liés à la fabrication d'un prototype de module en utilisant le procédé d'assemblage développé. Les étapes de fabrication du prototype de module seront présentées, ainsi que les caractérisations en conditions réelles de fonctionnement (ou caractérisation outdoor).



# **Chapitre II : Évaluation, Validation et Optimisation des Performances Thermiques d'un Module Photovoltaïque à Concentration utilisant l'Assemblage Flip Chip**

## **2.1 Avant-propos**

Ce chapitre traite de la problématique de la dissipation thermique des modules photovoltaïques à concentration (CPV), utilisant la technique de montage en surface (Surface Mount Technologies ou SMT en anglais) appelée flip chip pour assembler les cellules solaires. L'objectif principal de ce chapitre se décompose en deux parties : la première concerne le développement et la validation d'un modèle de simulation thermique à travers des modélisations par éléments finis et des mesures expérimentales respectivement. La seconde vise à optimiser la dissipation thermique dans le module en utilisant le modèle développé pour guider le design de l'assemblage. Les principaux résultats de ce chapitre sont présentés sous forme d'article soumis à un journal à comité de lecture en vue d'une publication.

### **Titre de l'article**

*Finite Element Modeling and experimental validation of Concentrator Photovoltaic module based on Surface Mount Technology.*

### **Auteurs**

- Konan Kouame, étudiant au doctorat, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- D. Danovitch, professeur, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes
- P. Albert, Post-doctorant, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- A. Turala, Professionnel de recherche, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- M. Volatier, Professionnelle de recherche, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke

- V. Aimez, Professeur, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- A. Jaouad, Professeur associé, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- M. Darnon, Professeur associé, Chargé de recherche au Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- G. Hamon, Professeure, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke

## **Affiliations**

Laboratoire Nanotechnologies Nanosystèmes (LN2) - CNRS IRL-3463 Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT), Université de Sherbrooke, 3000 Boulevard Université, Sherbrooke, J1K 0A5 Québec, Canada

Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT), Université de Sherbrooke, 3000 Boulevard Université, Sherbrooke, J1K 0A5, QC, Canada

## **Date de soumission**

29 Août 2023

## **État de l'acceptation**

Soumis

## **Revue dans laquelle l'article a été soumis**

Solar Energy Materials and Solar Cells

## **Contribution à la thèse**

Cet article représente une contribution majeure à la thèse. Les résultats présentés portent sur la validation expérimentale d'un modèle de simulation et l'utilisation de ce modèle pour orienter la conception d'un module CPV SMT. L'étude compare la distribution de la température à l'arrière d'un module CPV SMT entre un modèle numérique et une mesure expérimentale. Les travaux ont démontré que la simulation par éléments finis prédit avec précision la température de la face arrière

du module et donc permet de déduire la température de fonctionnement de la cellule solaire. L'étude paramétrique a permis de déterminer l'impact des dimensions du ruban de métal en arrière de la cellule solaire et de la couverture métallique du circuit imprimé sur la dissipation thermique dans le module CPV SMT. Les résultats expliquent aussi pourquoi les modules CPV SMT surpassent en dissipation thermique les modules CPV standards avec wire bonding. Ces accomplissements apportent une contribution sans équivoque à cette thèse car ils répondent pleinement aux deux premiers sous-objectifs de la **section 1.3 du chapitre 1**.

Mon apport à cet article englobe toutes les étapes de l'étude, de la revue de littérature à la rédaction de l'article, en passant par le développement et l'optimisation du modèle de simulation, la fabrication et la caractérisation du module CPV SMT, ainsi que l'analyse des résultats.

Les détails des calculs d'efficacité présentés dans cet article seront explicités dans le chapitre 4.

## **Titre français**

*Modélisation par éléments finis et validation expérimentale d'un module photovoltaïque à concentration basé sur la technologie de montage en surface.*

## **Résumé français**

Le développement des énergies renouvelables et propres telles que la photovoltaïque à concentration (CPV) a été stimulé par la rareté des combustibles fossiles et leur impact sur le réchauffement climatique mondial. Cependant, le CPV est coûteux et complexe à assembler, ce qui a conduit à la création d'une nouvelle méthode d'assemblage basée sur les technologies de montage en surface (SMT). Dans cette étude, nous avons utilisé un modèle à éléments finis (MEF) pour étudier et optimiser les performances thermiques d'un tel assemblage. Nous avons d'abord fabriqué et caractérisé un module CPV à 4 cellules solaires avec SMT afin de permettre la comparaison entre les températures expérimentales et celles prédites par le MEF. Après cette validation, le modèle a été étendu à un nombre infini de cellules solaires pour guider la conception d'un module CPV à grande échelle basé sur SMT. Les dimensions optimales ont été déterminées en identifiant les paramètres du module qui influent sur la température des cellules, tels que la surface et l'épaisseur du ruban métallique à l'arrière de la cellule solaire et la couverture métallique sur la carte de circuit imprimé (PCB) en verre transparent à l'avant de la cellule solaire. Les résultats ont montré que le module assemblé par cette méthode SMT simplifiée, en utilisant des dimensions

optimales de ruban métallique, assure une meilleure dissipation de la chaleur que la conception standard basée sur le fil métallique en raison du métal sur le PCB en verre. De plus, ce travail démontre que l'optimisation de la conception SMT avec le MEF permet de maintenir la température des cellules solaires en dessous de 80°C.

## 2.2 Abstract

The development of renewable and clean energy such as concentrator photovoltaics (CPV) has been spurred by the scarcity of fossil fuels and their impact on global warming. However, CPV is expensive and complex to assemble, which has led to the creation of a new assembly method based on Surface Mount Technologies (SMT). In this study, we used Finite Element Model (FEM) to investigate and optimize thermal performance of such an assembly. We first fabricated and characterized a 4-solar cell CPV SMT module to enable comparison between experimental and FEM predicted temperatures. Following this validation, the model was extended to an infinite number of solar cells to guide the design of a large-scale SMT-based CPV module. The optimal dimensions were determined by identifying the module parameters that affect cell temperature, such as the area and thickness of the metal ribbon on the backside of the solar cell and metal coverage on the transparent glass Printed Circuit Board (PCB) on the frontside of the solar cell. The results showed that the module assembled by this simplified SMT method using optimal metal ribbon dimensions provides better heat dissipation than the standard wire bonding-based design due to the metal on the glass PCB. Further, this work demonstrates that by optimizing the SMT design with FEM, the temperature of the solar cells can be maintained below 80°C.

**Keywords:** photovoltaics, concentrator photovoltaic, CPV, surface mount technologies, SMT, thermal simulation, finite elements modeling, FEM, solar cell assembly

## 2.3 Introduction

The increasing scarcity and price of fossil fuels and their impact on global warming have spurred the development of new forms of clean, renewable energy, such as concentrator photovoltaics (CPV). This technology increases the energy efficiency of photovoltaic systems and has achieved a record efficiency of 47.6% at a concentration of 665× [3]. However, CPV modules have been historically expensive and complex to assemble due to multiple pick and place operations and the sequential nature of wire bond interconnections. A new assembly method based on Surface Mount

Technologies (SMT) has been developed to simplify the assembly process, details of which were recently published [49].

To avoid early degradation of the solar cell, efficient heat dissipation is essential. Cell suppliers recommend an operating temperature of 100°C-120°C [12], [50], [51], but research [6] proposes a temperature of 80°C to avoid rapid degradation.

The ability of a package to dissipate heat depends on the geometry and thermal properties of its materials. Finite Element Modeling (FEM) is a numerical tool used to predict the temperature and optimize the design of different solar module technologies such as CPV FLATCON® [46],

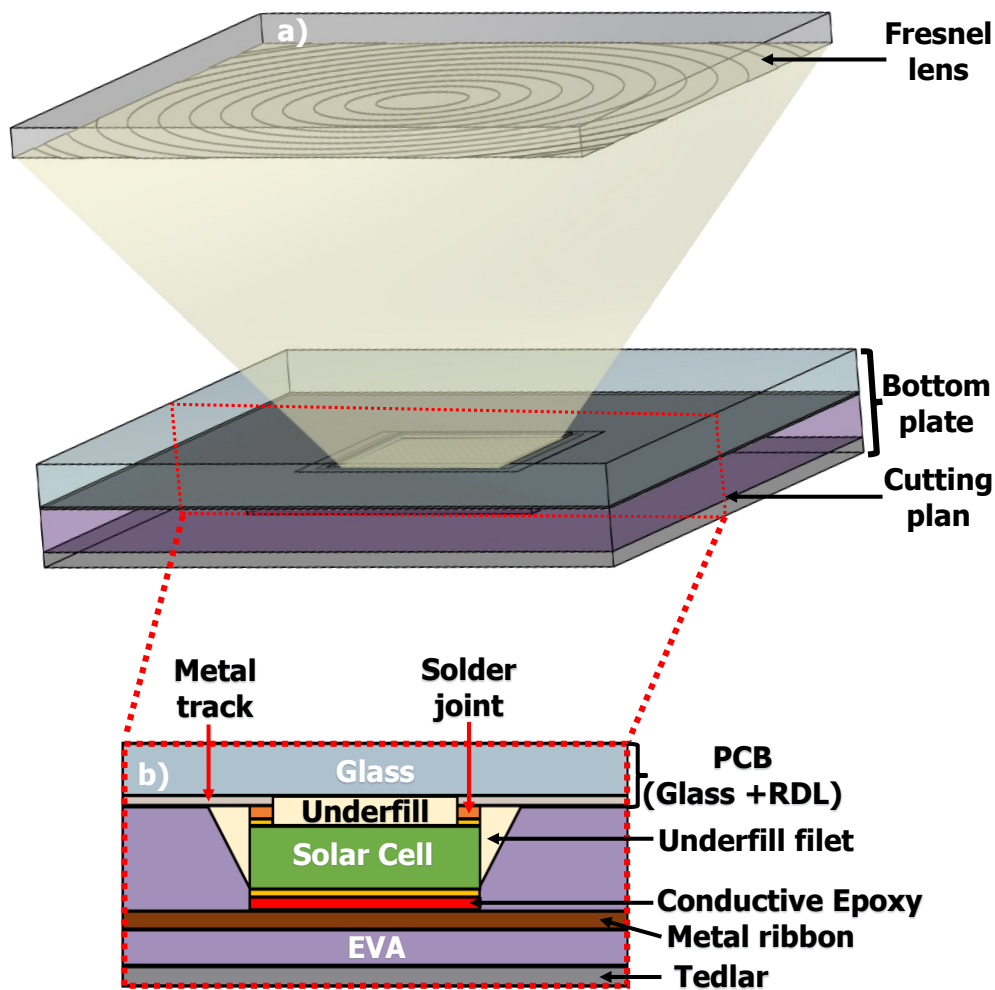


Fig. 2.1. a) 3D figure illustrating the concentration of light by the lens on the solar cell encapsulated in the Bottom plate, b) cross-section of the Bottom plate.

micromodule [47] and hybrid module [45]. Other researchers have used this method to predict solar cell temperature and estimate the cost of different heat sinks [48].

Similarly, the objective of this study is to use finite element modeling to guide the design of a CPV module based on SMT technology that was developed in [49]. For this purpose, a 4-solar cell CPV module prototype is fabricated using SMT assembly then experimentally characterized. Measurements are used to both assess the ability of the module to dissipate heat and validate a finite element model (FEM) through comparison to the predicted temperature distribution. Finally, using an extended version of the FEM, optimal dimensions of the module are determined in order to minimize cell temperature, ideally below 80°C.

## **2.4 Validation of the new CPV module concept**

### **2.4.1 Description of the SMT assembly concept of new CPV module**

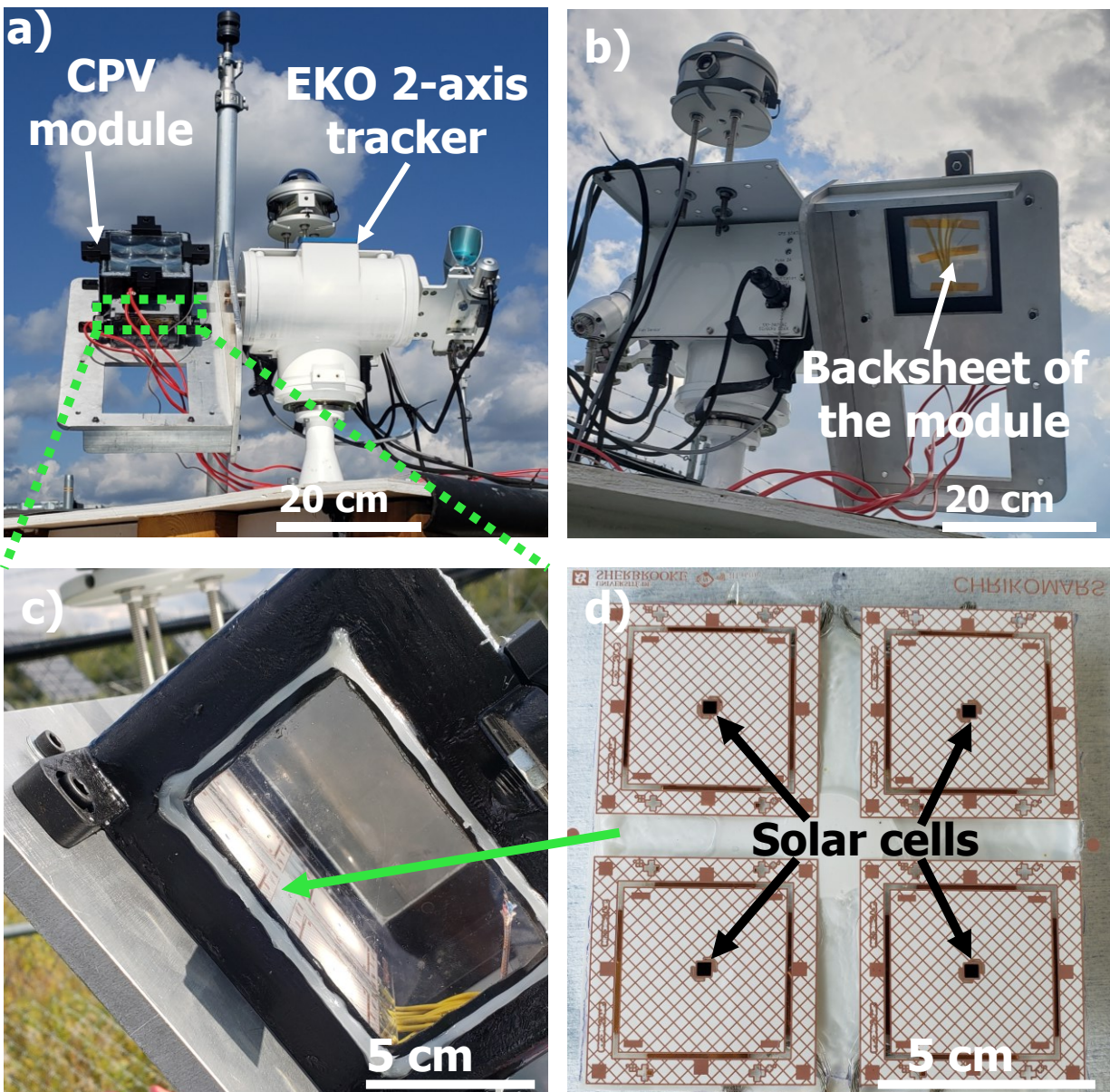
The new CPV module uses SMT assembly to replace wire bonding for cell emitter connection. Fig. 2.1-a shows the simplified principle of the CPV module, where a Fresnel lens focuses light onto a solar cell assembled on a transparent glass plate, also called a bottom plate. Fig. 2.1-b shows a cross-section of the bottom plate. While details of the assembly process development are described in [49], the bottom plate assembly is summarized as follows: we connect the emitter contacts of the solar cell with solder joints. It is based on a printed circuit board (PCB) on transparent glass, on which the emitter contacts of a standard solar cell are soldered. The gap between the solar cell and the PCB is filled with a transparent encapsulant (underfill) to limit reflection and improve thermo-mechanical stability, and the connection of the base contact is made by a metallic ribbon. The metallic ribbon/tape is attached to the base contact of the solar cell by an electrically and thermally conductive material. Finally, the backside of the assembly is encapsulated by laminating encapsulants and protective sheets (e.g., EVA and Tedlar) to protect the solar cells from the



environment. This SMT assembly process was used in the present study to manufacture a 4-cell solar module, described in the following paragraph.

### 2.4.2 Feasibility validation of SMT CPV module below 80°C

The aim of this section is to validate experimentally and numerically the feasibility of a CPV module using SMT assembly with a solar cell operating temperature below 80°C. To this end, a module containing 4 solar cells was fabricated. This module was experimentally characterized under real operating conditions. The experimental results obtained were used to feed a numerical



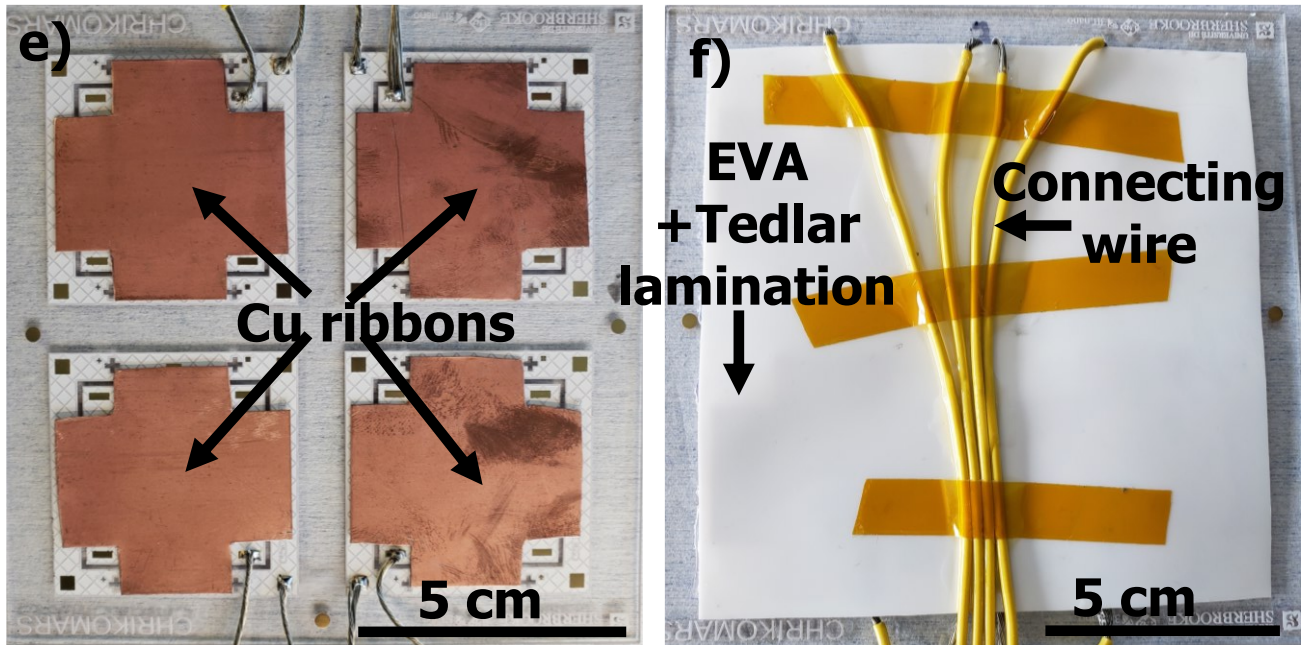


Fig. 2.2. a) CPV module mounted on the EKO Keithley 2-axis tracker, b) back side of the CPV module mounted on the EKO Keithley 2-axis tracker, c) zoom on the bottom plate placed inside the CPV module, d) front side of the bottom plate showing the 4 solar cells soldered by the SAC305, e) back side of the bottom plate showing the Cu ribbons glue behind each solar cell f) back side of the bottom plate showing the lamination by the EVA + Tedlar.

finite element model. Next, the temperature distribution predicted by the numerical model was compared with the experimental distribution to validate the numerical model and assess the module's ability to dissipate heat.

#### 2.4.2.1 Description of the 4-solar cell module prototype

We fabricated a 4-solar cell CPV module using the SMT assembly method described above. The different materials of the package and their dimensions are presented in Table 2.1. The module consists of a glass PCB to which 4 triple-junction solar cells nominally identical (A, B, C, D) with a surface area of  $9 \text{ mm}^2$  each are soldered. Copper metal tapes are attached to their backside using a silver electrically conductive adhesive. The back side is laminated with EVA and Tedlar to form the bottom plate. A lens plate with 4 Fresnel lenses is fixed 93 cm above the bottom plate to complete the module. The module in test is shown in the picture Fig. 2.2-a. The rear of the module is shown in Fig. 2.2-b, while Fig. 2.2-c shows a magnified view of the inside of the module where the bottom plate is located. The top view of the top side of the bottom plate inside the module is shown in Fig. 2.2-d. We can see that the lamination process leads to bubbles at the center of the

TABLE 2.1: MATERIAL DIMENSIONS USED IN THE 4-CELL CPV PROTOTYPE MODULE. L, L AND E REPRESENT RESPECTIVELY THE LENGTH, WIDTH, AND THICKNESS.

Layer of CPV module	Material	Isotropic thermal conductivity (W/m.K)	Dimensions (L × L × E) mm <sup>3</sup>
Glass	Tempered	1.8	124.29 × 124.29 × 2
Metal on the glass	Copper	399	124.29 × 124.29 × 0.035
Solder joint	SAC305	60	2.49 × 0.20 × 0.075
Underfill	Sylgard 184	0.27	3 × 3 × 0.075 and 1.5 mm filet
Solar cell	Germanium	60	3.4 × 3 × 0.18
Metal foil	Copper	399	1524.39 mm <sup>2</sup>
Conductive adhesive	Conductive epoxy	85	3.4 × 3 × 0.075
Encapsulant	EVA	0.35	114,29 × 114.29 × 0.35
Backsheet	Tedlar	0.2	114,29 × 114.29 × 0.20

TABLE 2.2: TEMPERATURE VALUES, EMISSIVITY AND CONVECTION COEFFICIENTS, EFFICIENCY UNDER CONCENTRATION OF SOLAR CELLS USED FOR THE FINITE ELEMENT MODEL OF THE CPV MODULE WITH 4 SOLAR CELLS.

Convection coefficient ( $\alpha$ )	$\alpha_{out} = 9W/(m^2 \cdot K)$
	$\alpha_{in} = 7W/(m^2 \cdot K)$
Emissivity coefficient ( $\varepsilon$ )	$\varepsilon_{Tedlar} = 0.94$
	$\varepsilon_{Glass} = 0.96$
Temperature	$T_{ambient} = 20^\circ C$
	$T_{in} = 36.4^\circ C$
	$T_{ground} = 18^\circ C$
	$T_{lens} = 25^\circ C$
Cell A efficiency	30.88%
Cell B efficiency	30.91%
Cell C efficiency	32.90%
Cell D efficiency	38.07%

bottom plate. Indeed, since no laminator was available, the EVA and Tedlar lamination was performed on a hot plate at atmospheric pressure, favoring the formation of bubbles in the package.

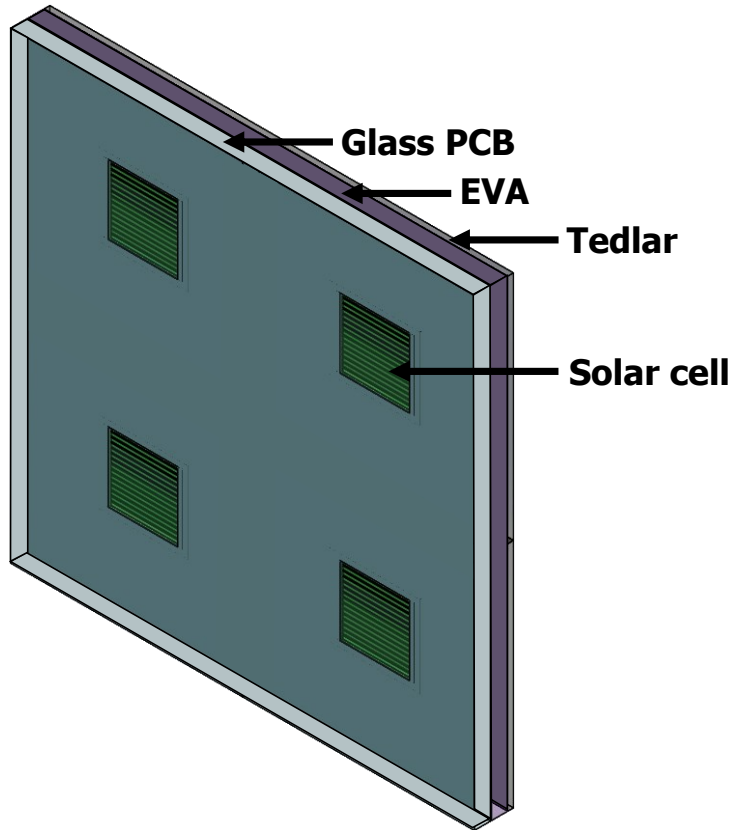


Fig. 2.3. Profile view of the 4 solar cells model of the CPV module bottom plate.

The copper tapes on the back side of the bottom plate are visible in Fig. 2.2-e, which corresponds to the back side of the bottom plate without the EVA and Tedlar lamination. Finally, Fig. 2.2-f shows the top view of the back side of the bottom plate with the EVA and Tedlar lamination. The yellow connecting wires are also present on the rear side of the bottom plate.

The 4-cell CPV module is mounted on an EKO 2-axis tracker and characterized using a Keithley in the Helios Platform of Université de Sherbrooke. The tracking and characterization methods are described in [52].

#### 2.4.2.2 Temperature measurement conditions with the IR camera

The solar cell being completely encapsulated and inaccessible, we measured the temperature of the back side of the bottom plate, i.e., the temperature of the Tedlar sheet, to compare it to that predicted by FEM. This was performed using an infrared (IR) camera that measures the emissivity of Tedlar. The measurement was taken in the early afternoon after the module had been running since sunrise. The ambient temperature was 20°C and the direct normal irradiance was  $926.6 \pm 7.4 \text{ W/m}^2$ . The IR



camera measures the infrared radiation emitted by the Tedlar, and this radiation is directly linked to a specific temperature. Temperature variations in Tedlar are captured and recorded by the IR camera to create a thermal image. The IR camera displays the corresponding temperatures.

### 2.4.2.3 Description of the 4 solar cells finite element model

For the steady-state thermal analysis, the Stationary Thermal Module of the Ansys Workbench software was used for the simulation. The model, shown in profile view in Fig. 2.3 emulates the 4-cell prototype whose dimensions are given in Table 1 along with the thermal conductivities of each material. Only the bottom plate considered. The hybrid mesh is composed of cube and prism elements. The number of elements and nodes used for the simulation here are 61245 and 206237, respectively. The heat concentrated by the lens ( $Q_{th,in,Pmpp}$ ) on each solar cell was calculated using equation (2.1), where parameters were obtained experimentally and are reported in Table 2.2:

$$Q_{th,in,Pmpp} = C_{geo} * DNI * \eta_{opt} * (1 - \eta_{cell}) \quad (2.1)$$

where  $C_{geo}$  is the geometric concentration,  $DNI$  the direct normal irradiance,  $\eta_{opt}$  the optical efficiency of the lens and  $\eta_{cell}$  the electrical efficiency of the solar cell. The simulations are performed for lenses with concentration factor  $C_{geo}$  of 160×, i.e., the lens concentrates 160 times the direct normal irradiance on the solar cell. The optical efficiency  $\eta_{opt}$  is 0.92 due to the optical losses in the lens (i.e., 92% of the  $DNI$  reaches the solar cell). Table 2.2 shows the efficiencies under concentration of the 4 solar cells, which vary due to form errors associated with lens manufacture. The heat circulates in the bottom plate of the module by conduction and is dissipated to the environment by convection and radiation. The radiation and convection coefficients are also provided in Table 2.2. The temperatures of the module interior ( $T_{in}$ ) and environment ( $T_{amb}$ ), as well as the lens temperature were measured by a thermocouple and an IR camera, and their different values are recorded in Table 2.2.

### 2.4.2.4 Results and discussion

Fig. 2.4-a shows the temperature distribution on the Tedlar of the 4-cell module obtained by FEM. According to Fig. 2.4-a, the maximum and minimum temperatures ( $T_{max}(FEM)$  and  $T_{min}(FEM)$ ) of the Tedlar are 38.3°C and 30.4°C respectively, with the  $T_{max}(FEM)$  located under cell A. This location for  $T_{max}(FEM)$  is due to the relatively low efficiency under concentration of cell A

(30.88%) compared to other cells (30.91%, 32.90%, 38.07% respectively for cell B, C and D) and

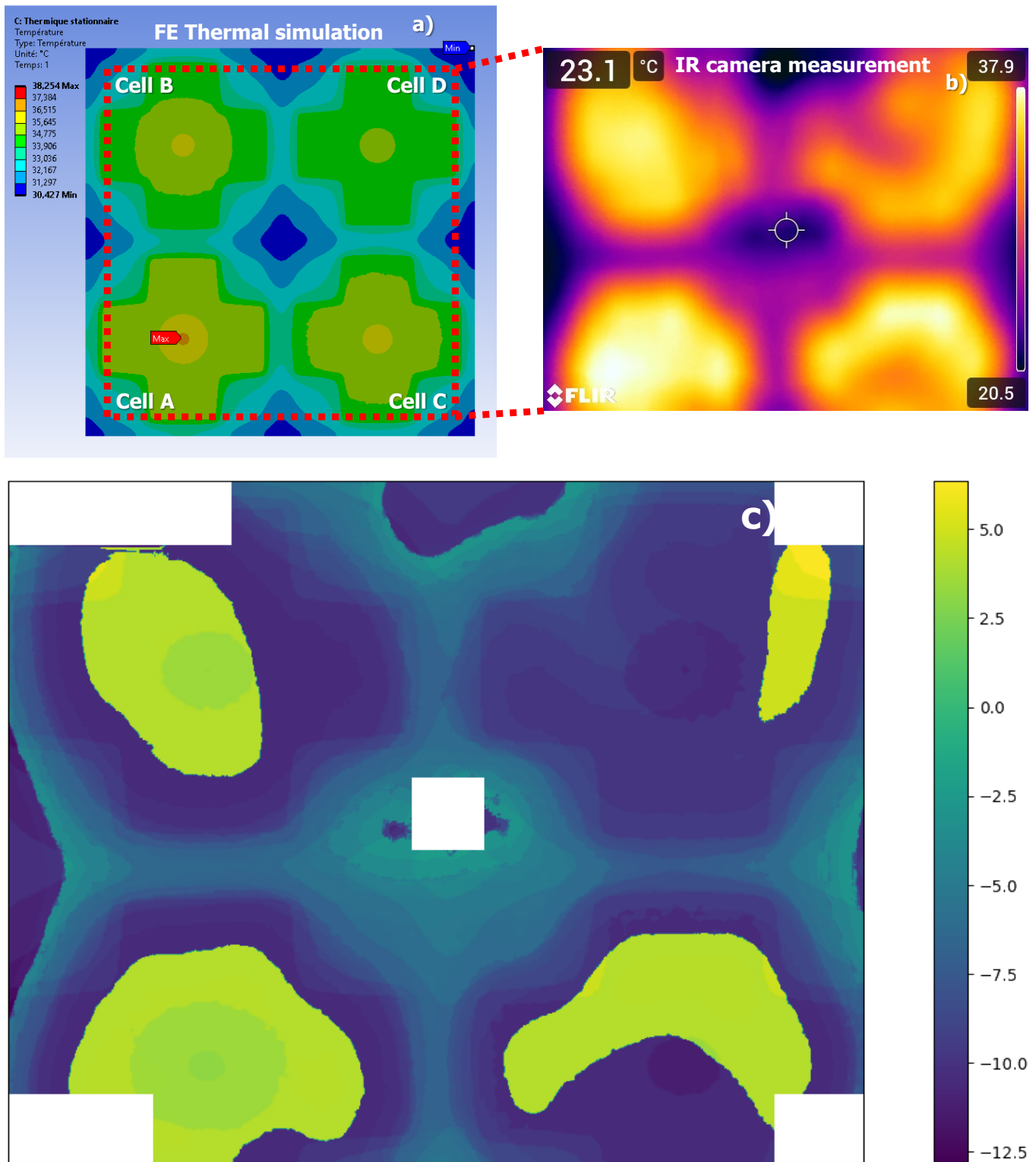


Fig. 2.4. a) Results of the thermal simulation of the 4 solar cell model, b) experimental measurements of the backsheet temperature using the IR camera, c) Difference between the temperatures at each point of the IR camera image and the FEM model called "Delta image".

thus the high amount of heat that must be dissipated. The temperature of the center of the FEM image ( $T_{cen}(FEM)$ ) is also around  $30.4^{\circ}C$ . In Fig. 2.4-b, an IR camera image obtained from the Tedlar of the prototype is shown, with the measured temperatures displayed on a color bar. The maximum and minimum measured temperatures ( $T_{max}(IR)$  and  $T_{min}(IR)$  respectively) are  $37.9 \pm 2^{\circ}C$  and  $20.5 \pm 2^{\circ}C$ , respectively. The temperature displayed in the upper left corner of the image represents the temperature in the center ( $T_{cen}(IR)$ ) of the IR image and is  $23.1^{\circ}C$ . The measured  $T_{max}(IR)$  is the same as the simulation. Moreover, these temperatures are lower than the interior temperature measured separately, which confirms the ability of the CPV module to efficiently dissipate heat. However, the measured  $T_{min}(IR)$  and  $T_{cen}(IR)$  are significantly different from simulation, instead being very close to the ambient temperature ( $T_{amb}$ ) which is  $20^{\circ}C$ .

To have a better insight on the temperature discrepancy, Fig. 2.4-c shows the temperature difference at each point of the IR camera and FEM model images, called "Delta image". The white areas correspond to the regions of the IR camera image showing the temperatures and the cursor in the center. These regions have been removed from "Delta image" because they are physically unusable. The minimum and maximum values of "Delta image" are  $-12.5^{\circ}C$  and  $6.4^{\circ}C$  respectively, with a

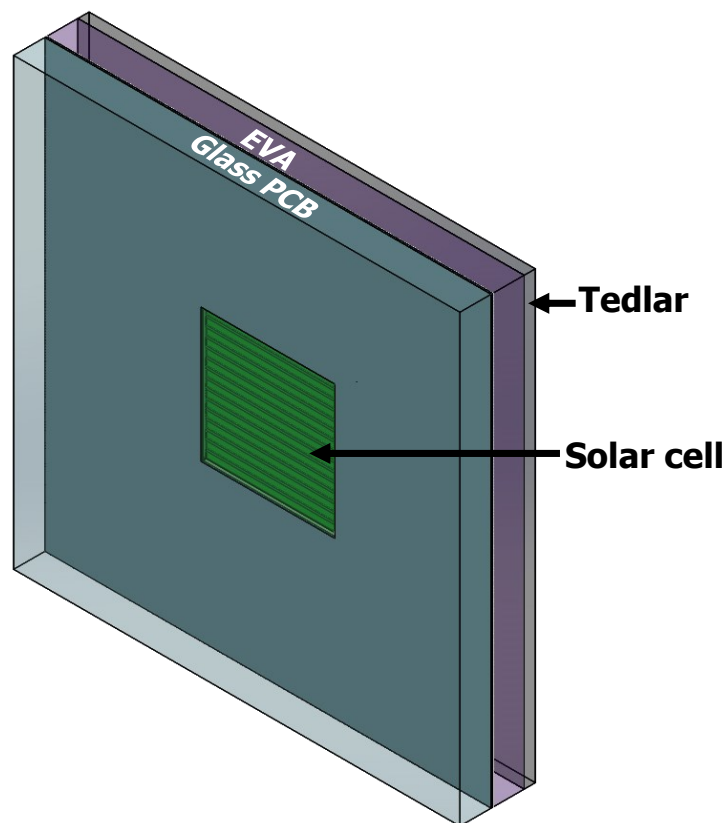


Fig. 2.5. Profile view of the bottom plate model of the CPV module at infinite scale.

mean value of  $5.7^{\circ}\text{C}$  and a standard deviation of  $5.5^{\circ}\text{C}$ . This difference of  $5.7\pm 5.5^{\circ}\text{C}$  between the FEM model and the IR camera can be attributed to the voids present in our package as well as to the electrical connection wires that were not considered in the model. Considering these explanations and the fact that the FEM accurately predicts  $T_{\text{max}}$ , including a higher  $T_{\text{max}}$  for the least efficient solar cell A, we can state that the FEM model matches well with the experimental one.

## 2.5 Parametric study

The experimental data of the 4-cell module prototype validates the simulation model. However, the dimensions (surface area, thickness) of the materials used to manufacture the 4-solar cell module were chosen based on what is available in our laboratory. It is possible to modify these dimensions and/or the nature of the materials, which could lead to a reduction in the weight and cost of SMT assembly. To optimally accomplish this while still respecting the need to maintain maximum solar cell temperature below  $80^{\circ}\text{C}$ , it is important to do so using a more representative operating environment. We therefore extended our FEM study to large scale modules that typically comprise 200 solar cells.

### 2.5.1 Description of the FEM model for large scale module

To emulate the large scale module, we model single cell mono-modules then fix boundary conditions (Isotropic thermal conductivity) to mimic the presence of identical mono-modules at each adjacent side (equivalent to an infinite module). A profile view of the simulation model is shown in Fig. 2.5. The mesh is of hybrid type (cubic and prismatic elements) and the number of elements and nodes were adjusted to achieve convergence of the results. For the calculations, we used 33991 elements and 10254 nodes respectively. The simulations are performed for lenses with concentration factor  $C_{geo}$  of  $363\times$ , i.e., the lens concentrates 363 times the direct normal irradiance on the solar cell. This value is chosen because it corresponds to the maximum concentration achievable with the lenses available in our laboratory for solar cells with an active surface of  $3\times 3\text{ mm}^2$ . The optical efficiency is  $\eta_{opt}$  is 0.92 and  $DNI$  on the lens is set to  $900\text{ W/m}^2$ . The efficiency of solar cells  $\eta_{cell}$  is set to 0.4 (i.e. 40% of the light received by the solar cell is converted into electricity and the rest is converted into heat). The heat to be dissipated  $Q_{th,in,Pmpp}$  is calculated using equation (1). Tables 2.3 and 2.4 provide the thermal properties and dimensions of the different



materials used in this FEM and the boundary conditions respectively [33], [46]. The temperature inside the module ( $T_{in}$ ) is taken from the literature [47] and corresponds to the temperature in a module with several solar cells. Additionally, other temperatures, such as ambient ( $T_{ambient}$ ), ground ( $T_{ground}$ ), and lens ( $T_{lens}$ ), are also obtained from the same paper [47]. We then performed variations of the dimensions of the different parts of the basic package to evaluate the impact of the different parameters on the maximum cell temperature  $T_{max}$ .

TABLE 2.3: MATERIALS AND THERMAL CONDUCTIVITY USED FOR THE FINITE ELEMENT MODEL FOR LARGE SCALE MODULE [12], [13].

Layer of CPV module	Material	Isotropic thermal conductivity (W/m.K)		Baseline dimensions (L × l × e) mm <sup>3</sup>
Glass PCB	Tempered glass	1.8		57.143 × 57.143 × 2
metal on the glass	Copper	399		57.143 × 57.143 × 0.035
Solder joint	SAC305	60		1.49 × 0.2 × 0.075
Underfill	Sylgard 184	0.27		3.4 × 3 × 0.075
Solar cell	Germanium	60		3.4 × 3 × 0.180
Metal ribbon	Aluminium alloy	173.15K	114	41 × 41 × 0.5
		273.15K	144	
		373.15K	165	
		473.15K	175	
	Copper	399		41 × 41 × 0.5
Electrically conductive adhesive	Conductive epoxy	85		3.4 × 3 × 0.05
Encapsulant	EVA	0.35		57.143 × 57.143 × 0.35
Backsheet	Tedlar	0.2		57.143 × 57.143 × 0.2

TABLE 2.4: TEMPERATURE VALUES, EMISSIVITY AND CONVECTION COEFFICIENTS USED FOR THE FINITE ELEMENT MODEL FOR LARGE SCALE MODULE.

Convection coefficient ( $\alpha$ )	$\alpha_{out} = 9W/(m^2.K)$
	$\alpha_{in} = 7W/(m^2.K)$
Emissivity coefficient ( $\epsilon$ )	$\epsilon_{Tedlar} = 0.94$
	$\epsilon_{Glass} = 0.96$
Temperature	$T_{ambient} = 27.7^\circ C$
	$T_{in} = 52^\circ C$
	$T_{ground} = 23^\circ C$
	$T_{lens} = 37.5^\circ C$

## 2.5.2 Results and discussions

Several parameters and their dimensions were varied in the FEM model to evaluate their impact on solar cell temperature. We first varied the dimensions of the metal ribbon on the backside of the solar cell for two PCB metal coverage conditions 0 and 100%. A 0% metal coverage means that the glass PCB is metal-free except for the contact pads. A 100% metal coverage means that it is entirely covered in metal, except for the active area of the cell. Metal ribbon thickness and area were varied, where area of the metal ribbon is expressed as a percentage, with an area of  $57.143 \times 57.143 \text{ mm}^2$  of metal ribbon corresponding to 100%. Additionally, two metal ribbon materials, copper, and aluminum, were compared. The EVA, Tedlar, glass and electrically conductive adhesive dimensions were fixed to  $(57.143 \times 57.143 \times 0.35 \text{ mm}^3)$ ,  $(57.143 \times 57.143 \times 0.2 \text{ mm}^3)$ ,  $(57.143 \times 57.143 \times 2 \text{ mm}^3)$ , and  $(3.4 \times 3 \times 0.05 \text{ mm}^3)$  respectively.

Simulation results of the evolution of the maximum temperature of the solar cell as a function of the thickness and area of the metal ribbon behind the solar cell are shown in Fig. 2.6-a, b, c, and d. The red curves in each figure represent the combinations of ribbon thickness and area where the maximum temperature of the solar cell is equal to  $80^\circ\text{C}$ . Fig. 2.6-a (Al) and c (Cu) show the simulations result performed for a glass PCB with 0% metal coverage and fig 2.6-b (Al) and d (Cu) the simulations results performed for glass PCB with 100% metal coverage.

Figs. 6-a and b show that the maximum solar cell temperature decreases as the thickness and surface area of the aluminum ribbon increase for both PCB metal coverage rates. At 100% PCB metal coverage, the maximum cell temperature is lower than at 0% PCB metal coverage. The decrease in maximum temperature is more sensitive to the surface of the aluminum ribbon than to its thickness when the PCB metal coverage rate is equal to 100%. However, when the metal coverage ratio is 0%, to keep the maximum temperature of the solar cell below or equal to  $80^\circ\text{C}$ , the thickness of the aluminum ribbon must be greater than or equal to  $130 \mu\text{m}$ , regardless of ribbon surface coverage. Under the most favorable dimensions considered here, ie a 92.64% metal ribbon surface area behind the solar cell, a ribbon thickness of 1 mm and 100% PCB metal coverage (corresponding to the yellow star in Fig. 2.6-b), the maximum solar cell temperature reaches  $57^\circ\text{C}$ .

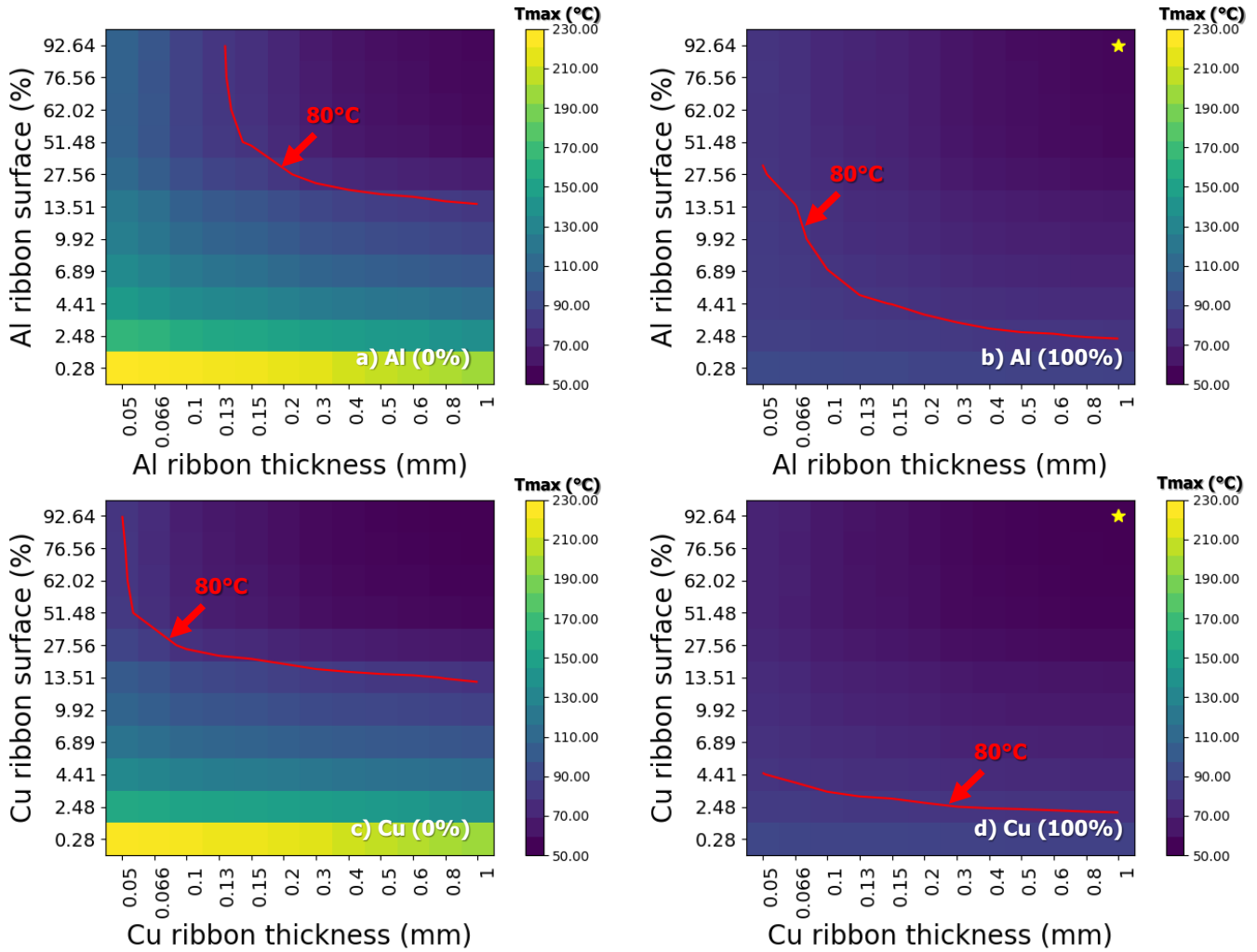


Fig. 2.6. Evolution of the maximum temperature of the solar cell as a function of the thickness and the surface of the Cu and Al ribbon. The simulations were performed for a metal coverage of the PCB of 0% and 100% i.e., 0 or 100% of the PCB surface is covered with metal except for the active area of the solar cell which is 9 mm<sup>2</sup>. a): Al (0%), b) Al (100%), c) Cu (0%), Cu (100%). The red curves represent the 80°C levels for each simulation case. The yellow stars mark the simulation points corresponding to the lowest maximum temperatures for the solar cell.

Figs. 6-c and d shows similar trends when aluminum is replaced with copper, except that the decrease in maximum temperature is influenced more by the surface area of the copper ribbon than by its thickness for both cases of PCB metal coverage. Under the most favorable conditions, i.e. a 92.64% metal ribbon surface area behind the solar cell, a thickness of 1 mm and 100% PCB metal coverage (corresponding to the yellow star in Fig. 2.6-d), the solar cell temperature reaches 54°C.

The cell maximum temperature when PCB metal coverage is equal to 100% is lower than when PCB metal coverage is equal to 0% for both metallic ribbons (Al and Cu), which indicates that the presence of a metallic plane on the glass PCB enhances heat dissipation.

The red iso 80°C curves show that the dimensions required to keep the temperature of the solar cell below 80°C are larger for aluminum than for copper. This is due to the higher heat dissipation coefficient of copper over aluminum, which allows it to dissipate heat more effectively. The lower metal coverage of the PCB results in the need for large thickness-to-surface dimensions to maintain the solar cell temperature at 80°C. These results are consistent with those demonstrated in [49] and explain why the new module design dissipates heat better than the standard wire bonding assembly. Indeed, studies carried out in [49] showed that, under the same simulation conditions and with the same heat sink dimensions, the maximum solar cell temperatures were 58°C and 69°C respectively for the CPV module using SMT assembly with 100% metal coverage and the standard module using wire bonding. The improved heat dissipation of the new SMT modules makes it possible to design CPV modules with higher concentrations than those already available in the field.

The choice of the thickness-surface area dimension pair of the metal ribbon on the back of the solar cell and the metal coverage ratio of the PCB is crucial to limit the maximum temperature of the solar cell to 80°C or less. The optimal choice will depend on the type of application and must also consider concerns such as geometry, cost, and weight. The PCB metal coverage ratio will also be guided by the series resistance. Nevertheless, it should be noted that, due to the interconnections between the solar cells, neither the surface area of the metal ribbon behind the cell nor the metal covering the PCB can actually reach 100%.

We next evaluated the maximum temperature as a function of the thickness of various components of the module, namely the EVA, Tedlar, glass, and electrically conductive adhesive. The thicknesses were varied to match standard thicknesses available on the market: EVA from 100 µm to 650 µm, Tedlar from 50 µm to 1 mm, glass from 1 mm to 12 mm, and electrically conductive adhesive from 25 µm to 150 µm. The metal ribbon surface and thickness values were fixed at 51.48% and 200 µm respectively. Both Al and Cu metal ribbons were evaluated.

The results obtained are presented in appendix 1. Within the thickness intervals studied for EVA and Tedlar, a negligible increase in maximum solar cell temperature, of around 0.4°C and 0.8°C respectively, was obtained irrespective of the type of metal ribbon (Cu or Al) used.

In the case of glass, over the thickness intervals examined, the maximum temperature of the solar cell decreased by around 0.6°C, irrespective of the type of metal ribbon (Cu or Al) used, and this variation is also considered negligible.

When the thickness of the electrically conductive adhesive varies from 25 to 100  $\mu\text{m}$ , the maximum temperature of the solar cell increases by around  $0.6^\circ\text{C}$ , irrespective of the type of metal ribbon (Cu or Al) used, which is also negligible.

When the thickness of the electrically conductive adhesive increases further to 150  $\mu\text{m}$ , the maximum temperature of the solar cell rises by around  $3^\circ\text{C}$ , again irrespective of the type of metal ribbon (Cu or Al) used. While more significant than other aspects of this particular analysis, this variation is still considered as relatively low. Moreover, in practice, electrically conductive adhesives in CPV modules normally have a thickness of around 50  $\mu\text{m}$ .

## 2.6 Conclusion

Heat dissipation and resultant solar cell temperature was studied for a new Concentrator Photovoltaic (CPV) module design using a Surface Mount Technology (SMT) assembly method that was developed to simplify CPV module assembly. A 4-cell module was fabricated using this approach, whose properties and performance were used to feed a finite element simulation (FEM) model. The temperature distribution of the module, obtained by this numerical model, was in general agreement with experimental measurements of the module temperature made with an IR camera. However, temperature differences were observed at certain points in the module. These temperature variations between experiment and model are due to bubbles in the lamination and the presence of connecting wires. However, these problems can be improved by using a specialized laminator and opting for a suitable PCB design.

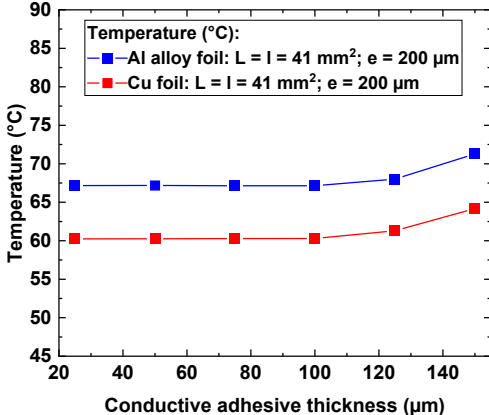
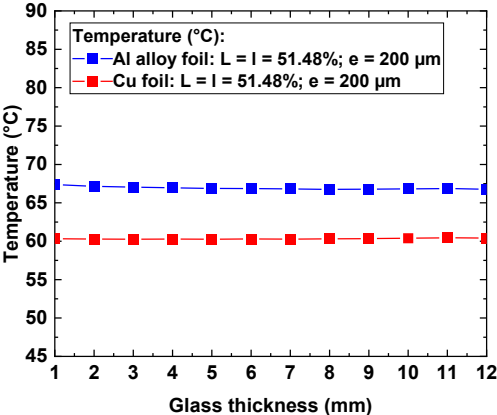
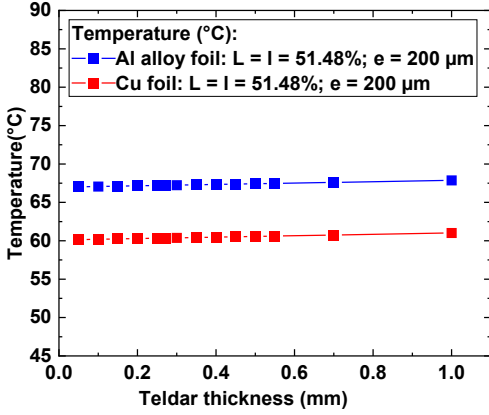
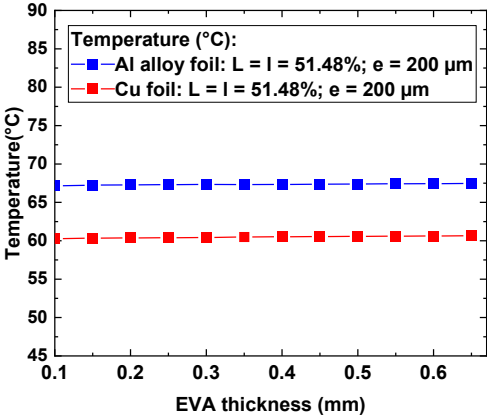
Parametric studies, using the FEM model extended to conditions of a large-scale CPV module, have determined that the dimensions of the metal ribbon at the back of the cell and the metal coverage ratio of the PCB are important parameters for thermal management of the CPV module. The other components (EVA, Tedlar, glass, and electrically conductive epoxy) of the module assembled with SMT do not have a significant impact on the module temperature. The temperature of the solar cell can be kept below  $80^\circ\text{C}$  over a wide range of dimensions of the metal ribbon behind the solar cell, both for a metal coverage of the PCB of 0% or 100%. However, this dimensional range is much wider when the metal coverage ratio is 100% than when the metal coverage ratio on the PCB is 0%. Under the best metal ribbon dimensions and PCB metal coverage ratio conditions, the temperature of the solar cell can be  $54^\circ\text{C}$  when the metal ribbon is copper, and  $57^\circ\text{C}$  when it is aluminum. These results demonstrate that in addition to simplifying the assembly process, using

SMT for CPV modules fabrication can enhance heat dissipation both by the metallic layer on the glass PCB and on the back side contact. This opens the door to simpler CPV modules, higher performance CPV modules and higher concentration ratios.

## **2.7 Acknowledgements**

We acknowledge the support from STACE, NSERC and Prompt, for their material and financial support in the MARS-CPV project. LN2 is a joint International Research Laboratory (IRL 3463) funded and co-operated in Canada by Université de Sherbrooke (UdS) and in France by CNRS as well as ECL, INSA Lyon, and Université Grenoble Alpes (UGA).

APPENDIX 1: EVOLUTION OF THE MAXIMUM TEMPERATURE AS FUNCTION THE VARIATION OF THICKNESS OF EVA, TEDLAR, GLASS, AND CONDUCTIVE ADHESIVE







# **Chapitre III : Développement de Procédé d'Assemblage de Cellules Solaires III-V/Ge Standards sur Substrat Transparent et Analyse Comparative des Modules Photovoltaïques à Concentration utilisant l'assemblage par Wire Bonding et l'assemblage sur Substrat transparent par Modélisation Éléments Finis.**

## **3.1 Avant-propos**

Ce chapitre est lié à la problématique de simplification du procédé d'assemblage des cellules solaires dans les modules solaires à concentration. Contrairement au chapitre précédent qui se focalisait sur un module, dans ce chapitre, l'attention se porte sur l'assemblage d'une unique cellule solaire sur un substrat transparent (PCB transparent). Il présente le développement d'un procédé d'assemblage de cellules solaires III-V/Ge standards sur un substrat transparent. Ce procédé utilise une méthode de montage en surface (Surface Mount Technologies ou SMT en anglais) appelée flip chip. La question centrale de ce chapitre est l'intégration de cellule solaire standard dans un module CPV sans wire bonding. L'objectif principal de ce chapitre se divise en deux volets : le premier concerne le développement et la validation dimensionnelle et fonctionnelle de l'assemblage, tandis que le second vise à comparer les performances thermiques de deux types d'assemblage de cellule solaire dans un module, l'un utilisant le wire bonding et l'autre l'assemblage flip chip grâce à la modélisation par éléments finis. Les principaux résultats de ce chapitre sont présentés sous forme d'article de conférence soumis à une revue à comité de lecture.

### **Titre de l'article de conférence**

*New Triple-Junction Solar Cell Assembly Process for Concentrator Photovoltaic Applications.*

### **Auteurs**

- Konan Kouame, étudiant au doctorat, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- Payam Haghparast, Post-doctorant, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- Thomas Bidaud, Post-doctorant, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- D. Danovitch, professeur, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes
- P. Albert, Post-doctorant, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- A. Turala, Professionnel de recherche, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- M. Volatier, Professionnelle de recherche, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- V. Aimez, Professeur, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- A. Jaouad, Professeur associé, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- M. Darnon, Professeur associé, Chargé de recherche au Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke
- G. Hamon, Professeure, Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes, département de génie électrique, faculté de génie, Université de Sherbrooke

## **Affiliations**

Laboratoire Nanotechnologies Nanosystèmes (LN2) - CNRS IRL-3463 Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT), Université de Sherbrooke, 3000 Boulevard Université, Sherbrooke, J1K 0A5 Québec, Canada

Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT), Université de Sherbrooke, 3000 Boulevard Université, Sherbrooke, J1K 0A5, QC, Canada

## **Date de soumission**

30 Mai 2023

## État de l'acceptation

Publié le 03 Août 2023

## Revue dans laquelle l'article a été soumis

2023 IEEE 73rd Electronic Components and Technology Conference (ECTC)

## Contribution à la thèse

Cet article représente une contribution majeure à la thèse. Les résultats présentent le procédé d'assemblage flip chip proposé et la comparaison des températures maximales des cellules solaires dans le module avec wire bonding et celui avec flip chip. L'assemblage consiste à souder les contacts émetteurs de la cellule solaire sur un substrat de verre métallisé. Les travaux ont montré la faisabilité de l'assemblage des cellules solaires III-V/Ge standards en utilisant la méthode flip chip, sans recourir au wire bonding, tout en maintenant un désalignement de la cellule solaire en dessous de 25  $\mu\text{m}$  et en assurant un bon fonctionnement de la cellule avec une tension circuit ouvert de 2,5 V et un Fill Factor de 89%. Les modélisations par éléments finis ont également montré que le module flip chip (ou module SMT) dissipe mieux la chaleur que le module standard utilisant le wire bonding. Ces accomplissements apportent une contribution sans équivoque à cette thèse car ils répondent pleinement au troisième sous-objectif de la **section 1.3 du chapitre 1**.

Ma contribution à l'article couvre toutes les phases de l'étude. Cela comprend la revue de littérature, la fixation des objectifs, le développement du procédé d'assemblage, l'assemblage des cellules solaires et leur caractérisation, l'analyse des résultats ainsi que la rédaction de l'article.

## Titre français

*Nouveau Procédé d'Assemblage de Cellules Solaires à Triple Jonction pour les Applications Photovoltaïques à Concentration.*

## Résumé français

Nous avons élaboré un nouveau procédé d'assemblage pour fabriquer des modules photovoltaïques à concentration (CPV) basés sur les technologies microélectronique de montage en surface (SMT). Les caractérisations fonctionnelles des modules résultants ont démontré que la configuration et le procédé n'altéraient pas les performances des cellules solaires. Les caractérisations dimensionnelles

ont montré une grande précision de placement. Les performances thermiques ont été comparées à un module CPV standard à l'aide de simulations thermiques par éléments finis ANSYS. Le module basé sur la technologie SMT a montré une dissipation de chaleur plus efficace que le module conventionnel, avec une température de dispositif de  $58\pm 0.24^{\circ}\text{C}$  contre  $69\pm 0.34^{\circ}\text{C}$ . Cette preuve de concept démontre la viabilité du nouveau processus d'assemblage avec un fort potentiel pour réduire les coûts d'intégration du CPV.

### 3.2 Abstract

We developed a new assembly process to fabricate concentrator photovoltaic (CPV) modules based on microelectronic surface mount technologies (SMT). Functional characterizations of resultant modules demonstrated that the configuration and process did not degrade solar cell performance. Dimensional characterizations showed high placement accuracy. The thermal performance was compared to a standard CPV module using ANSYS finite element thermal simulations. The SMT based module was shown to dissipate heat more efficiently than the conventional module with a device temperature of  $58\pm 0.24^{\circ}\text{C}$  compared to  $69\pm 0.34^{\circ}\text{C}$ . This proof of concept demonstrates viability of the new assembly process with a strong potential to reduce CPV integration costs.

**Keywords:** photovoltaics, concentrator photovoltaic, CPV, surface mount technologies, SMT, thermal simulation, finite elements, solar cell assembly

### 3.3 Introduction

Concentrator Photovoltaics (CPV) is a solar electricity production technology. Using concentrated incident sunlight onto a high efficiency solar cell, this approach holds the record for solar energy conversion efficiency (47.6%) using a 6-junction solar cell [53]. However, this technology remains less competitive than crystalline silicon-based photovoltaics due to materials cost and technology complexity. The Levelized Cost of Energy (LCOE) is the accepted metric in determining the potential commercialization of a photovoltaic technology. It characterizes the return on investment by considering parameters such as lifetime, initial cost, and maintenance of a photovoltaic panel. One means to reduce CPV LCOE is to simplify the assembly process. Another is to increase module lifetime by, for example, reducing the solar cell operating temperature. Indeed, the high concentration of incident light onto CPV solar cells implies a significant amount of converted heat that, if not dissipated, can lead to drastic deterioration of the cell. In the literature [12], [50], [51],

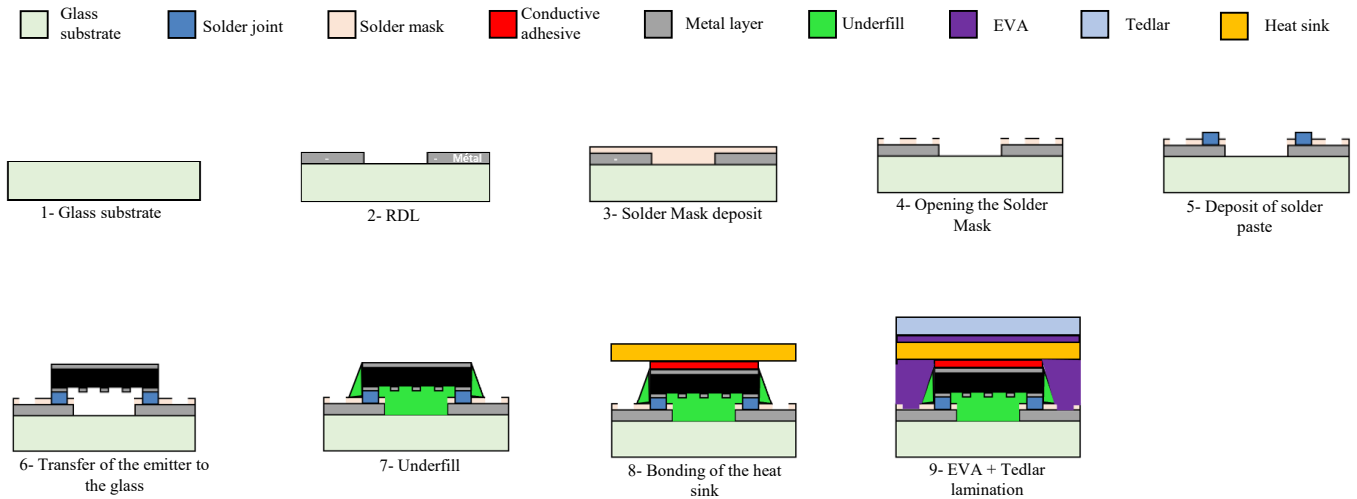


Fig. 3.1. Process flow of solar cell assembly on glass substrate.

cell suppliers generally advise users to maintain cells at temperatures below 100°C-120°C. However, Espinet-González et al. [6] showed that an operating temperature above 80°C can significantly deteriorate the cells reliability. Achieving an operating temperature below 80 °C demands a particular attention to the thermal path while at the same time avoiding cost-prohibitive solutions. As such, a passive dissipation technology with a heat sink is preferred over active cooling [54].

Considering these issues, we propose a new assembly process for CPV modules based on surface mount technologies (SMT) used in microelectronics. Specifically, we exploit flip chip or C4 (Controlled Collapse Chip Connexion) technology as originally invented by IBM [55]. This manufacturing process eliminates the need for wire bonding, thus reducing module assembly time while providing high alignment accuracy ( $\leq 25\mu\text{m}$ ), and improved heat dissipation. While several new CPV module configurations [36], [38], [39] propose similar SMT approaches, they use non-standard solar cells i.e., solar cells with the two (+) and (-) contacts on one side of the cell only. The SMT process presented here enables the use of more cost effective standard solar cells comprising one contact on each side and can be applied to both macro CPV (solar cell size  $> 1 \text{ mm}^2$ ) and micro CPV (solar cell size  $\leq 1 \text{ mm}^2$ ).

In this paper, we first propose and develop an SMT assembly process for standard triple-junction III-V/Ge solar cells on glass substrates. The assembled solar cells are then characterized in the laboratory (indoor characterization). Finally, a thermal simulation is performed to compare the

thermal performances of the two assembly configurations, i.e., a standard configuration based on wire bonding and the proposed SMT flip chip configuration.

### 3.4 Development of the assembly process

We used hexagonal triple junction solar cells as shown in Fig. 3.2-a. Based on the cell design, we designed and fabricated a glass PCB, shown in Fig. 3.2-b, in our laboratory.

The proposed process is summarized in Fig. 3.1. The different stages and their development are as follows:

1- The glass used is a microscope glass slide. The glass substrate is cleaned by solvent followed by O<sub>2</sub> plasma cleaning (15 min) to remove any organic compounds from the substrate.

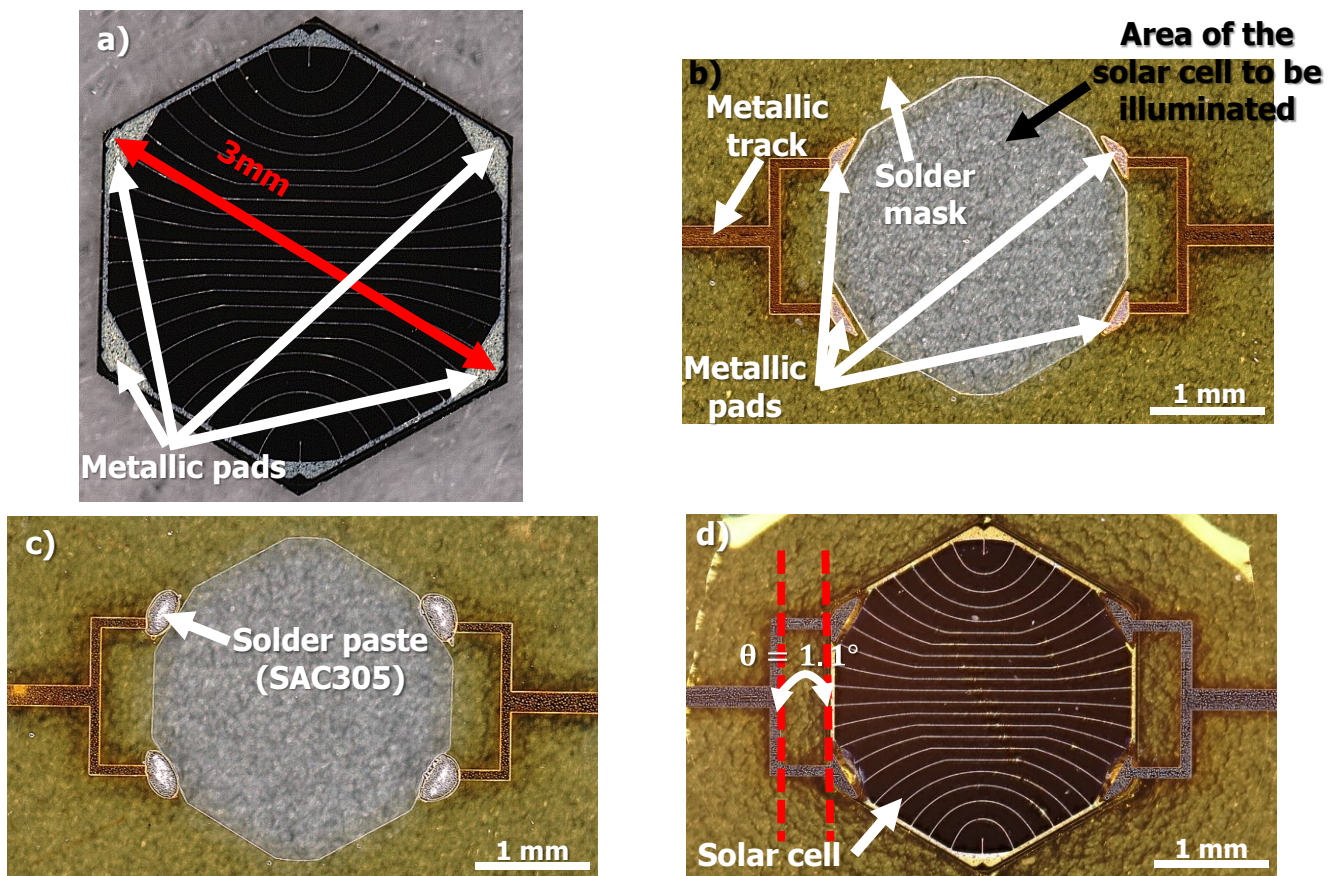


Fig. 3.2: Microscope images of: a) Hexagonal III-V/Ge Solar Cell, b) Example of glass PCB, c) Local deposit of solder paste by stencil printing on glass PCB, d) Microscope image of a solar cell encapsulated on a PCB.

2- The redistribution lines (RDL) are formed by lithography and lift-off processes. The metal stack used here is composed of Cr/Cu/Ni/Au of 20/1200/50/5 nm thicknesses, respectively, and was deposited by sputtering. Cr ensures good adhesion to the glass and the connection track, the latter being of Cu to promote high current flow between assembled components. Nickel serves as a diffusion barrier layer between the Cu tracks and the SnAgCu based solder alloy known as SAC305, thus avoiding excessive formation of brittle Cu-Sn intermetallics. The thin Au prevents Ni oxidation, thus optimizing wetting of the solder alloy. We observed no delamination after metal deposition on the glass substrate. The solder areas and the active area of the solar cell are defined by photolithography.

3- A 5  $\mu\text{m}$ -thick HD4104 photosensitive polyimide is deposited as a solder mask by spin coating.

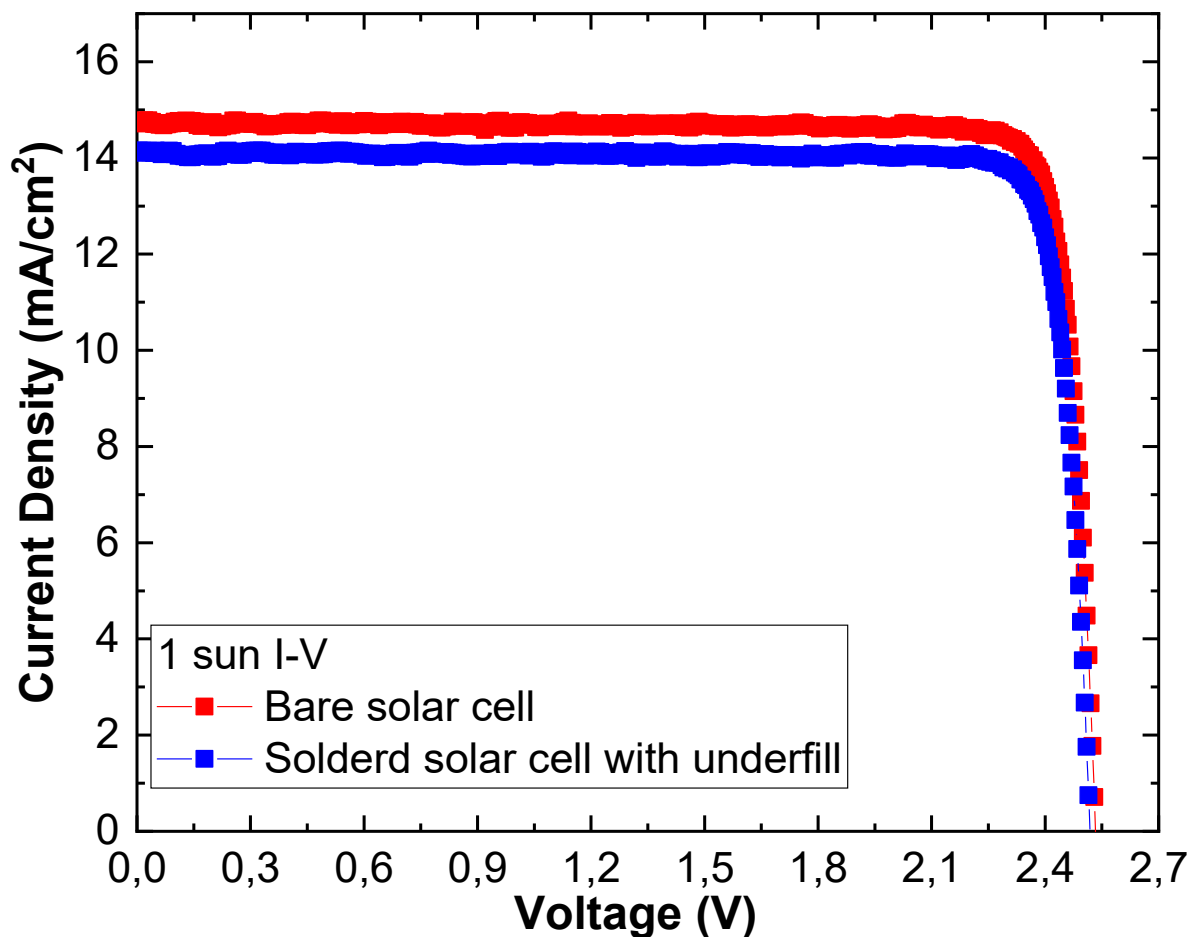


Fig. 3.3. I-V characteristics of bare and encapsulated solar cells measured under 1 sun (AM1.5D) illumination.

4- The solder mask is patterned by UV lithography. A curing of polyimide in the presence of nitrogen 200 °C / 30 min (rate 10 °C / min) followed by 375 °C / 60 min (rate 10°C/min) is performed. Located outside the illumination area, the solder mask limits solder to a restricted region that ensures sufficient solder height and therefore chip-substrate gap for subsequent underfill efficiency.

5- After the glass PCB manufacturing, the solder paste is locally deposited by stencil printing as shown in Fig. 2-c. An important aspect for the success of stencil printing is the area ratio. It is calculated for rectangular openings as follows:

$$area\ ratio = \frac{area\ opening}{area\ walls} = \frac{L * W}{2 * t * (L + W)}$$

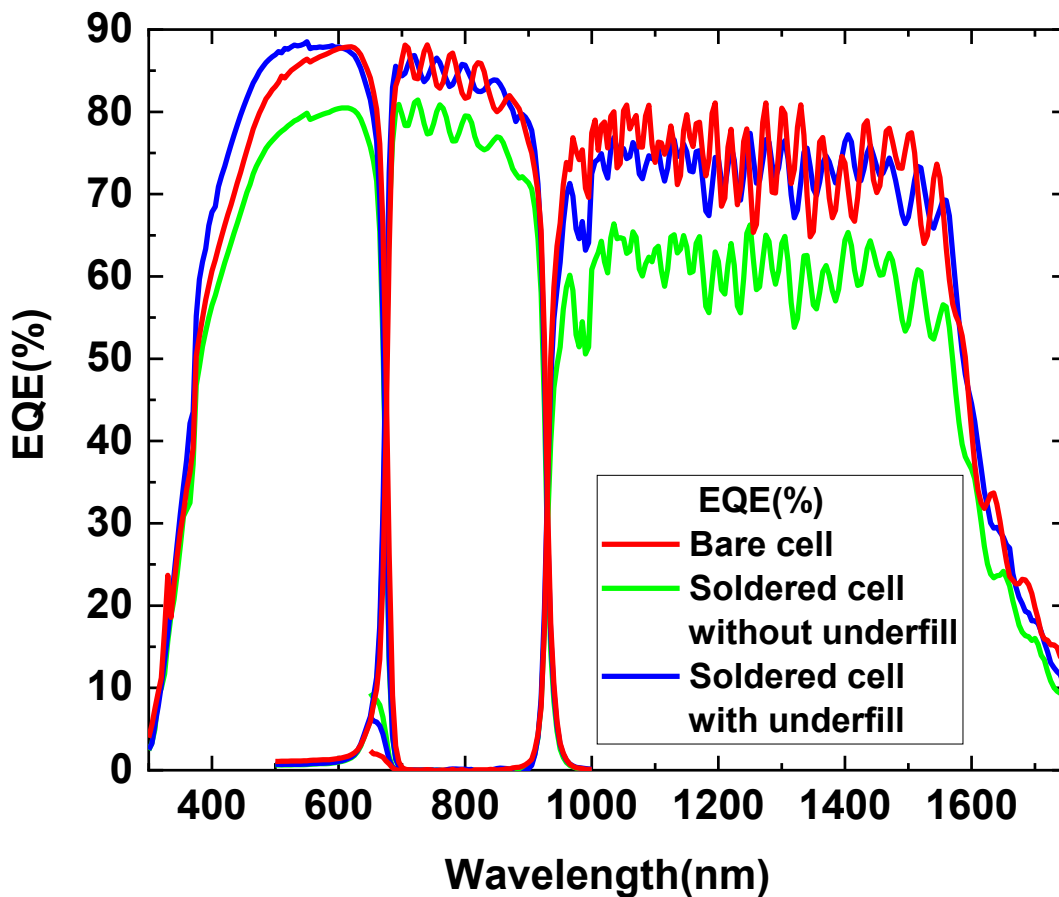


Fig. 3.4. EQE measurements of bare hexagonal solar cells (red), soldered hexagonal solar cell without underfill (green) and soldered hexagonal solar cell with underfill (blue).



where  $L$  is the length of the opening,  $W$  the width of the opening, and  $t$  the thickness of the stencil. The IPC 7525 industry standard recommends an area ratio greater than 0.66 to avoid stencil clogging [56]. The SAC305 solder paste was printed using an LPKF Protoprint manual tool. The stencil used is a Kapton sheet whose openings were made by laser cutting. The opening of the stencil and its thickness control the volume of solder paste deposited. For our study, 3 mil ( $76.2\ \mu\text{m}$ ) thick stencils were used. The area ratio was 0.96, thereby respecting the constraint mentioned above. The obtained solder paste thicknesses correlated to stencil thicknesses within a variation of  $\pm 11\ \mu\text{m}$ .

6- After the solder paste deposition on the glass PCB, the cell is assembled face down (active surface in front of the glass plate) using a Tresky 8800 chip pick and place tool. The solder is then reflowed using an LPKF Protoflow mass reflow oven. The reflow profile comprised a preheating zone of  $170\ ^\circ\text{C} / 170\ \text{s}$ , a melting zone of  $280\ ^\circ\text{C}$  peak and 125 s time above liquidus (TAL) and a cooling zone from liquidus to room air for 110 s. The solar cells were placed with good accuracy and with rotation of less than  $1.1^\circ$ .

7- The last step is to fill the gap between the solar cell and the glass PCB using capillary dispensed underfill. We used Epotek transparent underfill contained in a syringe. A few droplets are deposited on the glass directly adjacent to the edge of the previously soldered solar cell. The underfill penetrates the gap between the cell and the glass ( $76.2\ \mu\text{m} \pm 11\ \mu\text{m}$ ) by capillary flow. The underfill

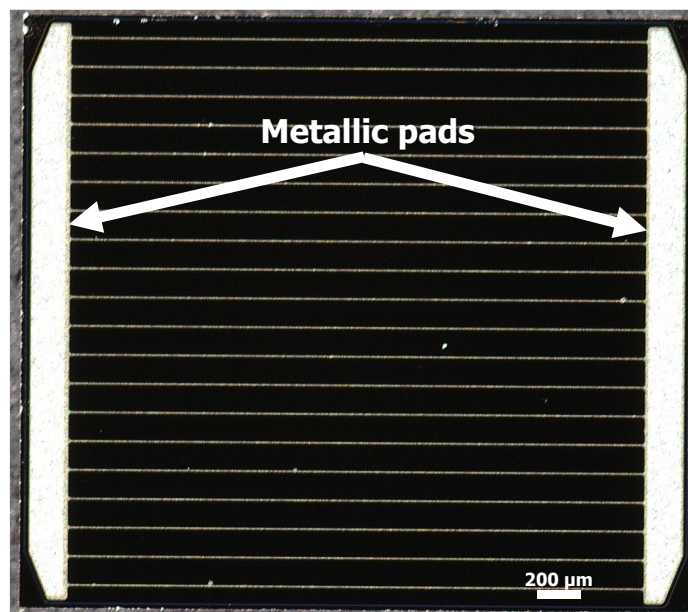


Fig. 3.5. Square III-V/Ge solar cell.

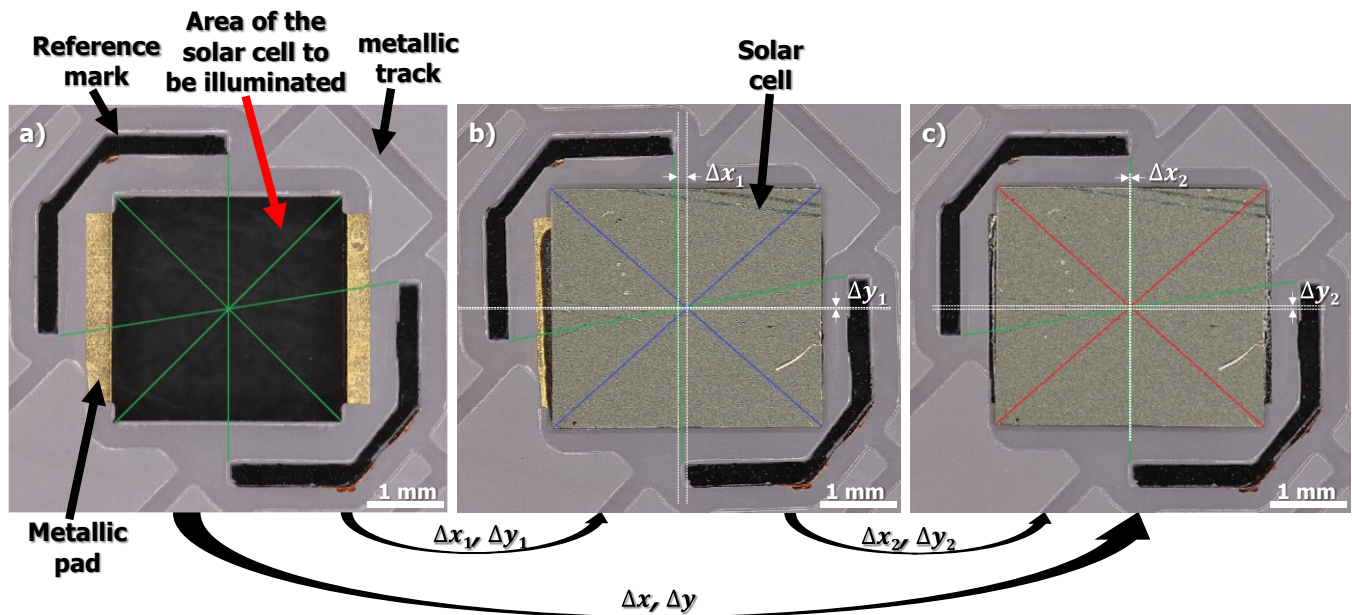


Fig. 3.6. Calculation method of  $\Delta x$  and  $\Delta y$  alignment of solar cells after assembly. a) Position of the PCB Center, b) Measurements of  $\Delta x_1$  and  $\Delta y_1$  from the positions of the center of the PCB and center of the solar cell after pick and place of the solar cell, c) Measurements of  $\Delta x_2$  and  $\Delta y_2$  from the positions of the PCB center and solar cell center after reflowing.

is cured at 80°C for 3h. As visible in Fig. 2-d depicting the resultant assembly, the active area of the solar cell is free from bubbles or voids following underfill cure.

Steps 8 and 9, namely the heat sink bonding and the lamination of protective layers, were not developed at the time of publication. These last two steps are well mastered in the field of photovoltaics and therefore do not detract from the demonstration of our proof of concept.

### 3.5 Characterisation of the assembly process

To validate the success of the assembly, we performed both functional and dimensional characterisations. Current-voltage (I-V) measurements under simulated sunlight (AM1.5D) illumination determined the open circuit voltage ( $V_{OC}$ ) and the fill factor (FF) which are important parameters of a solar cell. The quantum efficiency was obtained by the ratio of the number of carriers collected by the solar cell to the number of incident photons on the solar cell.

Fig. 3.3 shows the I-V characteristics of the bare and assembled solar cells. We obtained a  $V_{oc}$  of 2.53 V and a FF of 89.5% for both the bare and encapsulated solar cells. This confirms that the encapsulation process does not degrade the solar cells.  $J_{SC}$  slightly decrease as expected because of

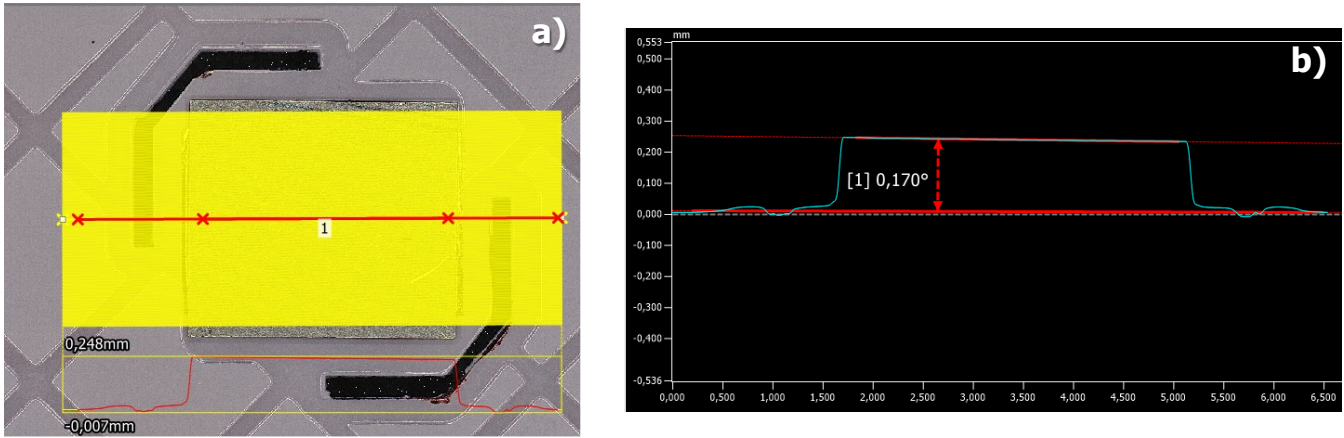


Fig. 3.7. Flatness measurement of square solar cell soldered on tempered glass.

the light reflection at the air/glass, glass/air and air/cell interfaces and absorption of the glass and underfill.

Fig. 3.4 shows the EQE of the bare solar cell, the soldered solar cell without underfill and the soldered solar cell with underfill. We observed a decrease in EQE for the soldered cell without underfill which confirms the effect of the reflection at the air/glass, glass/air and air/cell interfaces and absorption in glass and underfill. The addition of underfill reduces these reflections by allowing a good optical index matching at the different interfaces. Indeed, the index matching results mostly in an increase of the EQE after underfilling. A slight decrease of the EQE is observed for the short wavelength (<600 nm) and is attributed to absorption of light at this wavelength by both the underfill and glass substrate.

To quantify the alignment accuracy in x and y axes and the flatness of the solar cell after assembly, we designed a second glass PCB with alignment marks and used rectangular solar cells as shown in Fig. 3.5. This cell comprises two quasi-rectangular-shape bus bars on each side. A brief description of the starting PCB is shown in Fig. 3.6-a, indicating a reference mark, the solder pads, the metal tracks, and the area of the cell to be illuminated. The center of the PCB can be determined using the lines joining the reference marks and drawing diagonals through the area of the cell to be illuminated. Fig. 3.6-b shows the solar cell placed by pick and place on the PCB. The center of the cell and the center of the PCB are determined by drawing the diagonals of the solar cell in purple and the green lines joining the reference marks, respectively. The distances between the center of the solar cell and the center of the PCB in x and y axes are called  $\Delta x_1$  and  $\Delta y_1$  and are equal to 89  $\mu\text{m}$  and 18  $\mu\text{m}$ , respectively. Fig. 3.6-c shows the solar cells assembled on the glass PCB after



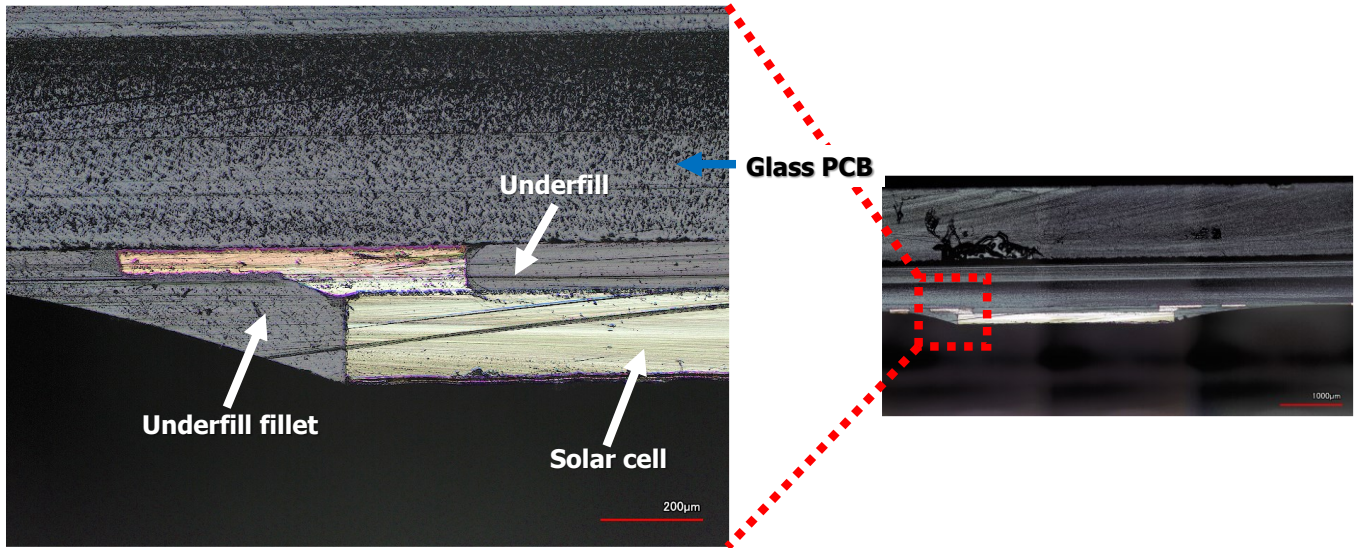


Fig. 3.8. Cross section microscope image of a solar cell packaged on glass.

reflowing in the reflow oven. Again, the cell and PCB centers are determined by the same method. The distances between the center of the solar cell and the center of the PCB in x and y are called  $\Delta x_2$  and  $\Delta y_2$  and are equal to  $-85 \mu\text{m}$  and  $16 \mu\text{m}$ , respectively. The final misalignments  $\Delta x$  and  $\Delta y$  after assembly are calculated as the sum of  $\Delta x_1 + \Delta x_2$  and  $\Delta y_1 + \Delta y_2$  and are equal to  $4 \mu\text{m}$  and  $38 \mu\text{m}$ , respectively. We can notice that  $\Delta x < \Delta x_1$  after reflowing and  $\Delta y > \Delta y_1$  after reflowing. The reduction of  $\Delta x$  after reflowing is obtained as a result of the surface tension which realigns the solar cells during the mass reflow. The increase in  $\Delta y$  after reflowing is attributed to a dimensional mismatch between the solar cell and the PCB pads in the y axis, as shown in Fig. 3.5 and Fig. 3.6-a. As such, we expect that a well-matched design of the solar cells and PCB pads would lead to a similar placement accuracy in the x and y direction, i.e., around  $4 \mu\text{m}$ .

Flatness was measured using a mechanical profilometer to scan 190 lines, with  $7 \mu\text{m}$  line-to-line spacing, spanning both the glass PCB and the backside of the solar cell soldered to said PCB, as shown in Fig. 3.7-a. The average profile from these lines is shown in Fig. 3.7-b. The tilt obtained is  $0.2^\circ$ .

One prototype was cross-sectioned and observed by optical microscopy to determine the morphology of the underfill fillet (see Fig. 3.8). We can see that the fillet spans the entire sidewall of the solar cell and extends horizontally on the PCB side by more than 1.15 mm. This shape is expected to provide good mechanical strength to the solar cell after soldering and the fact to have underfill on the wall avoid electrical shorting of the solar cell during the subsequent steps of module



41×41mm<sup>2</sup> and thickness 0.5 mm. EVA (Ethylene Vinyl Acetate) encapsulant was used to fill any empty space in the package. The thickness of the EVA on the heatsink is 0.35 mm. A Tedlar backsheet of size 57.143×57.143 mm<sup>2</sup> and thickness 0.2 mm is glued onto the encapsulant.

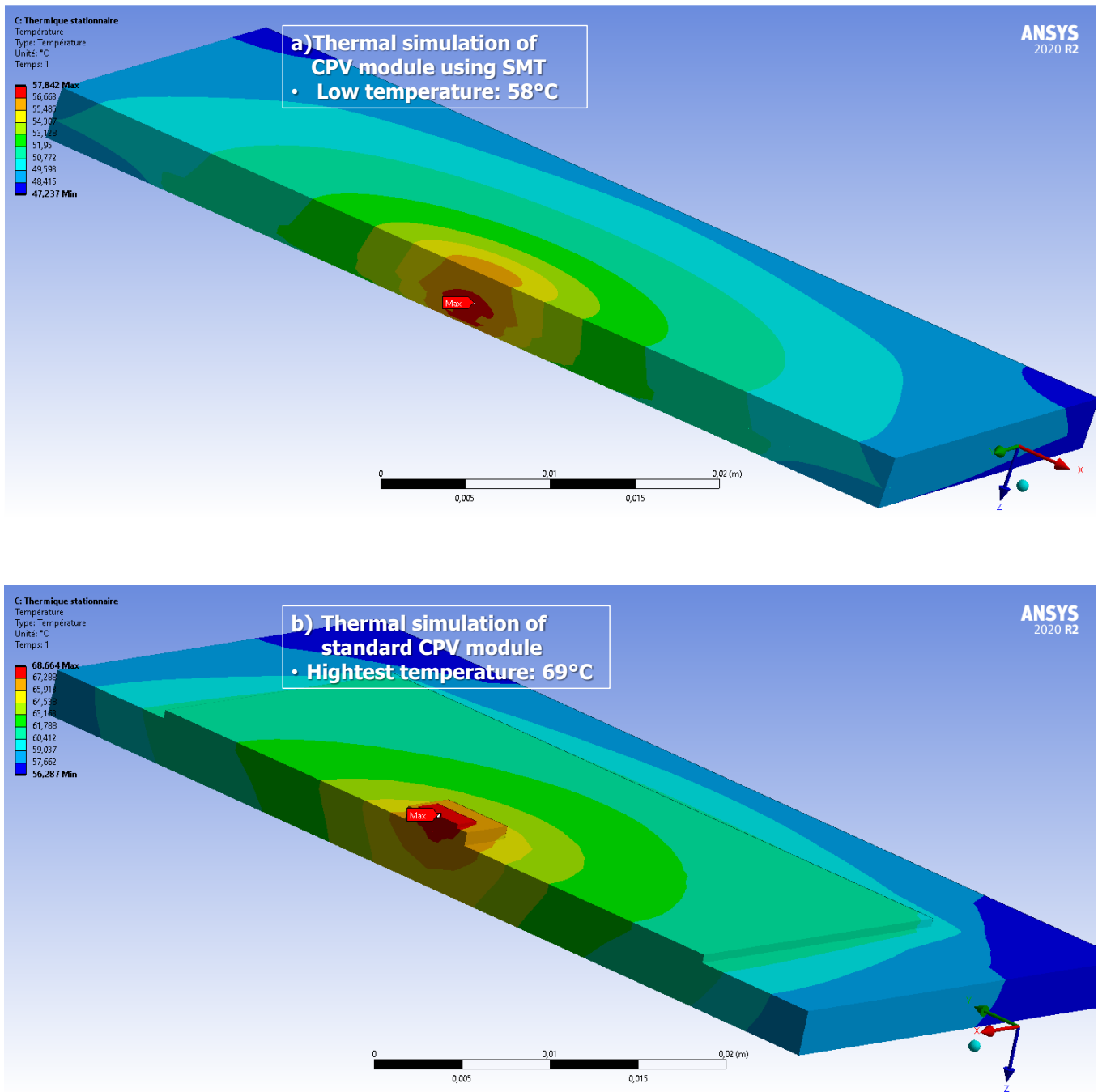


Fig. 3.10. a) Finite element simulation of standard CPV module showing 69°C, b) Finite element simulation of CPV module using SMT showing 58°C.

TABLE 3.1: MATERIALS AND THERMAL CONDUCTIVITY OF EACH LAYER OF BOTH CPV MODULES [31], [43]

Layer of CPV module	Material	Isotropic thermal conductivity (W/m.K)	
Glass PCB	Tempered	1.8	
Metallic track	Copper	399	
Solder joint	SAC305	60	
Underfill	Sylgard 184	0.27	
Solar cell	Germanium	60	
Heat sink	Aluminium alloy	173.15K	114
		273.15K	144
		373.15K	165
		473.15K	175
Backsheet	EVA	0.35	
	Tedlar	0.2	
Die bond pad	Aluminium alloy	-	
Conductive adhesive	Conductive epoxy	85	

TABLE 3.2 CONVECTION AND EMISSIVITY COEFFICIENTS

Convection coefficient ( $\alpha$ )	$\alpha_{out} = 9W/(m^2.K)$
	$\alpha_{in} = 7W/(m^2.K)$
Emissivity coefficient ( $\varepsilon$ )	$\varepsilon_{Tedlar} = 0.96$
	$\varepsilon_{Glass} = 0.3$
	$\varepsilon_{metal} = 0.3$
Temperature	$T_{ambient} = 27.7^\circ C$
	$T_{in} = 52^\circ C$
	$T_{ground} = 23^\circ C$
	$T_{lens} = 37.5^\circ C$

The materials and their thermal conductivities are provided in table 3.1 [33], [46]. The III-V/Ge solar cell is considered as germanium chip because III-V material thickness is very small ( $\sim 10 \mu m$ ) compared to the Germanium thickness ( $\sim 170 \mu m$ ).

The simulations are performed for lenses with a concentration factor  $C_{geo}$  of  $363\times$ , i.e., the lens concentrates 363 times the direct normal irradiance (DNI) on the solar cell. The optical efficiency is  $\eta_{opt}$  is 0.85 (i.e., 85% of the DNI reaches the solar cell) and DNI on the lens is set to  $900W/m^2$ . The efficiency of the solar cells  $\eta_{cell}$  is set to 0.4 (i.e. 40% of the light received by the solar cell

is converted into electricity and the rest is converted into heat). The heat flux to be dissipated  $q_{th,in,Pmpp}$  is calculated as follows:

$$q_{th,in,Pmpp} = C_{geo} * DNI * \eta_{opt} * A_{cell} * (1 - \eta_{cell})$$

where  $A_{cell}$  is the cell area.

There are 3 modes of heat transfer in a CPV module: radiation, convection, and conduction. The module exchanges heat with the environment by radiation and convection. The coefficients of these heat exchanges are obtained from the literature [46], [47], [57]–[59] and are recalled in table 3.2. Thermal conduction is governed by the thermal conductivity of the materials in contact within the package. Wire bonding thermal conduction is considered to be negligible and is not included in the simulation model of the standard CPV module.

The results obtained are presented in Fig. 3.10-a and Fig. 3.10-b. The thermal finite element simulations show that the maximum temperature of the standard CPV module is 69°C while that of the CPV module using SMT is 58°C. Therefore, for the same boundary conditions, solar cell type and heat sink type, a lower temperature is obtained in the CPV module using the SMT configuration. It is proposed that the solar cell in the SMT module, being located below the glass, is not directly exposed to the warm air inside the solar module, thereby facilitating its heat dissipation. This lower cell temperature is expected to improve both the module efficiency and its lifetime.

### 3.7 Conclusion

An SMT (flip chip) assembly process of a solar cell onto a glass PCB has been proposed and developed. The solar cell thus packaged has been characterized under AM1.5D illumination. Measurements show that the soldering process does not degrade the cell performance. The underfilling of the gap between the solar cell and the PCB by a transparent material is achieved without the presence of bubbles or voids at the cell-glass interface. This underfilling ensures minimal light reflection at the different interfaces. Alignment accuracies of 4.34  $\mu\text{m}$  and 0.2° are obtained in the x, y and theta directions respectively after soldering. Finite element thermal simulation results also show that the module using SMT dissipates heat more effectively than the



Standard module under the same simulation conditions with maximum temperatures being 58°C and 69°C, respectively.

It is therefore expected that the proposed SMT configuration and assembly method will enable accurate placement of high efficiency solar cells while reducing both assembly process complexity and cell operating temperature, thus promising to reduce the cost of concentrator photovoltaic technologies.

### **3.8 Acknowledgment**

We acknowledge the support from STACE, NSERC and Prompt, for their material and financial support in the MARS-CPV project. LN2 is a joint International Research Laboratory (IRL 3463) funded and co-operated in Canada by Université de Sherbrooke (UdeS) and in France by CNRS as well as ECL, INSA Lyon, and Université Grenoble Alpes (UGA).



# **Chapitre IV : Caractérisation sous concentration en conditions de laboratoire (indoor) et conditions réelles (outdoor) de cellules solaires III-V/Ge assemblées sur un substrat de verre pour des applications photovoltaïques concentrées**

Dans le chapitre précédent, un procédé d'assemblage de cellule solaire dans un module CPV a été proposé. Ce procédé est basé sur la technique de montage en surface appelée "Flip Chip". Dans ce chapitre, ce procédé d'assemblage sera utilisé pour fabriquer un module. Tout d'abord, l'assemblage (récepteur) sera caractérisé en conditions de laboratoire, puis le module en conditions réelles. Ainsi, il sera démontré que la résistance série ( $R_s$ ) due au joint de soudure n'est pas un facteur limitant pour les applications photovoltaïques concentrées (CPV). De plus, la faisabilité d'un module CPV utilisant la méthode d'assemblage flip chip sera démontrée. Ce module constituera la première démonstration de module CPV utilisant l'assemblage flip chip.

Ce chapitre commence par les mesures de concentration des cellules solaires nues et soudées sur un substrat transparent en conditions de laboratoire, en expliquant le principe de mesure, en présentant les résultats et en discutant les conclusions. Ensuite, la fabrication du prototype de module CPV est décrite. Enfin, la caractérisation en conditions réelles du module est présentée, avec le principe de mesure, les résultats obtenus et la discussion correspondante.

## **4.1 Caractérisation sous concentration en conditions de laboratoire (Caractérisation indoor)**

Dans le chapitre précédent, des cellules solaires 3J, de forme hexagonale et carrée, ont été assemblées sur des circuits imprimés transparents à l'aide de la technique d'assemblage flip chip. Après cet assemblage, les cellules hexagonales ont subi des caractérisations en laboratoire, notamment des mesures I-V et d'efficacité quantique externe, afin de vérifier le bon fonctionnement et les performances post assemblage des cellules solaires. En ce qui concerne les cellules solaires carrées, des mesures de désalignement ont été entreprises à la suite de leur assemblage, visant à

évaluer le bon alignement des cellules grâce à la tension de surface. Il est important de rappeler que la méthode d'assemblage flip chip est développée dans ce projet pour des applications CPV. Par conséquent, il est essentiel d'effectuer des caractérisations sous concentration en laboratoire sur les cellules solaires assemblées. Les études présentées dans ce chapitre utilisent des cellules solaires commerciales carrées à triple jonction (3J) d'AZUR SPACE [1], adaptées aux applications haute concentration, avec une surface active de  $3 \times 3 \text{ mm}^2$ . Cependant, la surface active réellement mesurée expérimentalement après assemblage est de  $8.751 \text{ mm}^2$ . La figure 4.1 illustre une cellule solaire assemblée sur un circuit imprimé. Pour caractériser la cellule solaire sous concentration, un flash testeur Qpaq-X de Quantum Instruments utilisant une lumière pulsée a été utilisé. Le flash testeur envoie des flashes de lumière avec une intensité très supérieure à celle d'un soleil, ce qui permet de mesurer les caractéristiques dans des conditions d'utilisations équivalentes à un taux de concentration  $\times$  donné. La cellule solaire nue ainsi que la cellule assemblée sur le PCB ont été

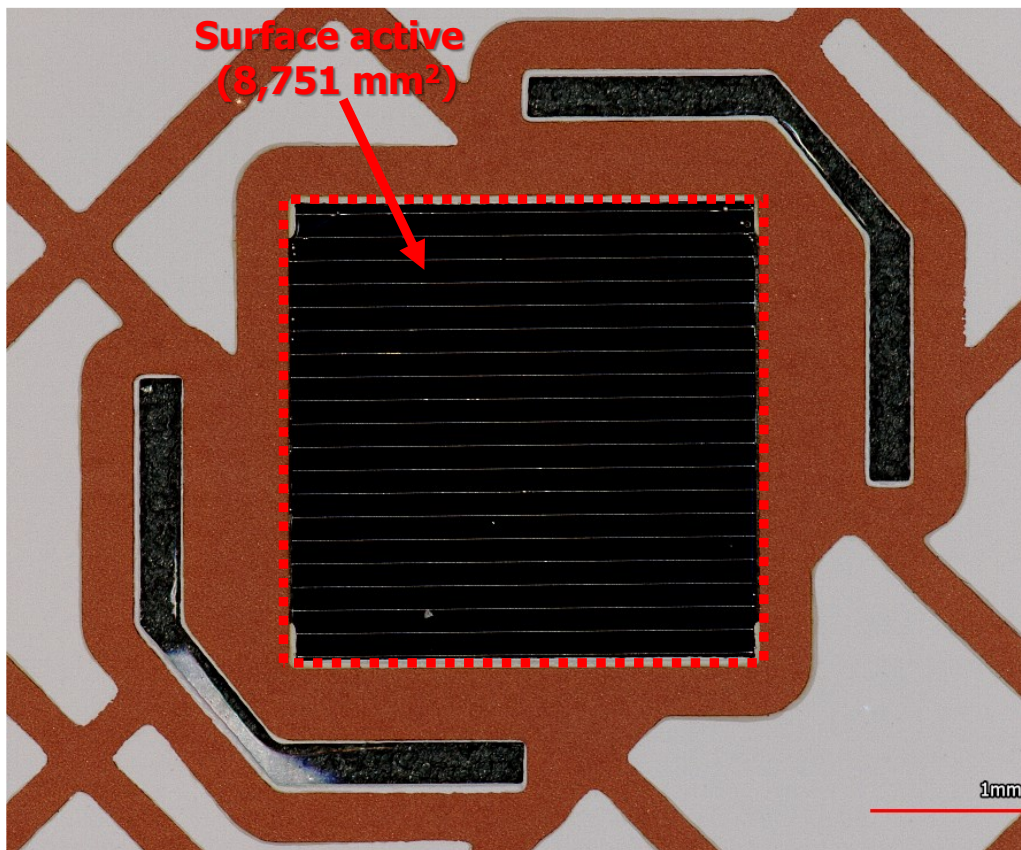


Figure 4.1 : Image montrant la surface active une cellule solaire carrée 3J encapsulée sur un circuit imprimé (récepteur).

caractérisées au flash testeur. Les Figures 4.2 et 4.3 présentent les résultats des mesures sous concentration pour la cellule solaire nue et assemblée.

Dans la Figure 4.2, les courbes  $J_{SC}$  en fonction de la tension sont représentées pour la cellules solaires nue et encapsulée à des concentrations de 100×, 500× et 900×. On observe que le  $J_{SC}$  de la cellule solaire nue est toujours plus élevé que celui de la cellule encapsulée, quelle que soit la concentration. La pente des courbes I-V pour les grandes valeurs de tension est similaire entre les cellules solaires nue et encapsulée à toutes les concentrations, indiquant l'absence d'un effet significatif de résistance série dû aux joints de soudure.

La Figure 4.3 présente les variations de  $J_{SC}$ ,  $V_{OC}$  et FF et de l'efficacité en fonction de la concentration pour les cellules solaires nue et encapsulée. Comme prévu dans la section 1.1.3.3 du chapitre 1, le  $J_{SC}$  augmente linéairement avec l'augmentation de la concentration, tandis que  $V_{OC}$  augmente logarithmiquement avec le facteur de concentration. Le facteur de remplissage (FF) diminue légèrement de 89.23% à 85.16% pour la cellule nue et de 90.62% à 87.01% pour la cellule

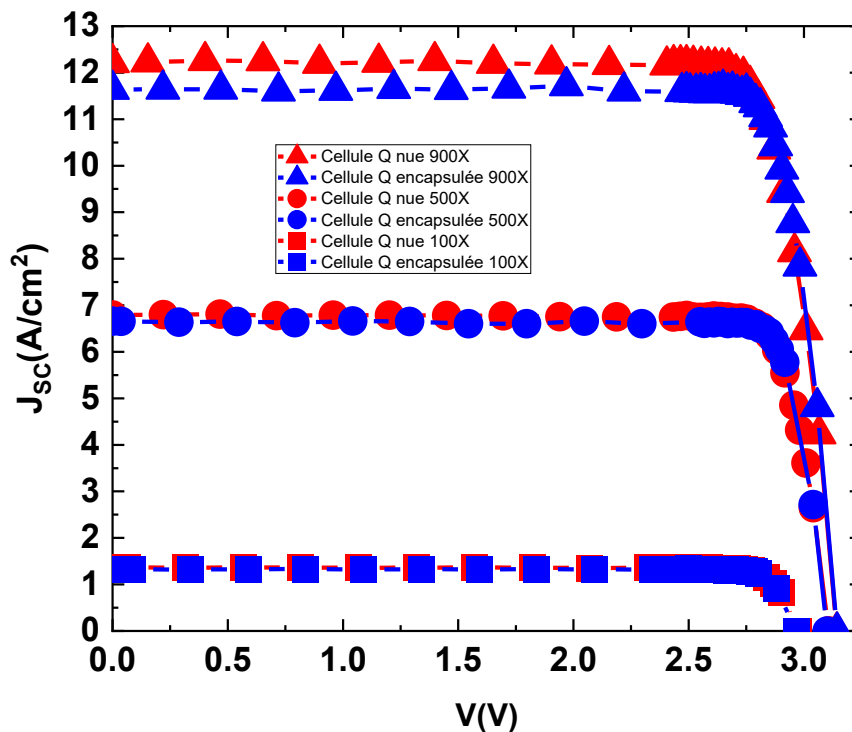


Figure 4.2 : Densité de courant ( $J_{SC}$ ) des cellules solaires carrées 3J nue et encapsulée mesuré par flash tester à des concentrations de 100×, 500× et 900×.

encapsulée lorsque la concentration passe de 100× à 900×. Les rendements de la cellule solaire nue sont de 40.37%, 41% et 40.35% respectivement pour 100×, 500× et 900×, tandis que les rendements de la cellule encapsulée sont de 39.62%, 40.81% et 39.31% pour les mêmes concentrations. L'efficacité maximale est atteinte à 500× pour les cellules solaires nues et encapsulées pour ces trois mesures. Ces résultats sont en accord avec la fiche technique [1], qui indique également l'efficacité maximale des cellules solaires à 500×. La différence entre les efficacités maximales des cellules solaires nue et encapsulée à 500× est minimale (41% et 40.81%). The difference in efficiency between the bare cells before and after assembly is minimal at 500×, but high for the other concentrations 100× and 900×, which is attributed to a problem with the calibration of the measuring equipment.

La caractérisation des cellules solaires sous concentration en laboratoire, avant et après assemblage, confirme la conformité des résultats attendus et décrits dans la section 1.1.3.3 du chapitre 1. Les joints de soudures n'augmentent pas de façon nuisible la résistance série car les pentes des courbes I-V restent similaires pour les tensions élevées, pour les cellules solaires nue et encapsulée, à toutes

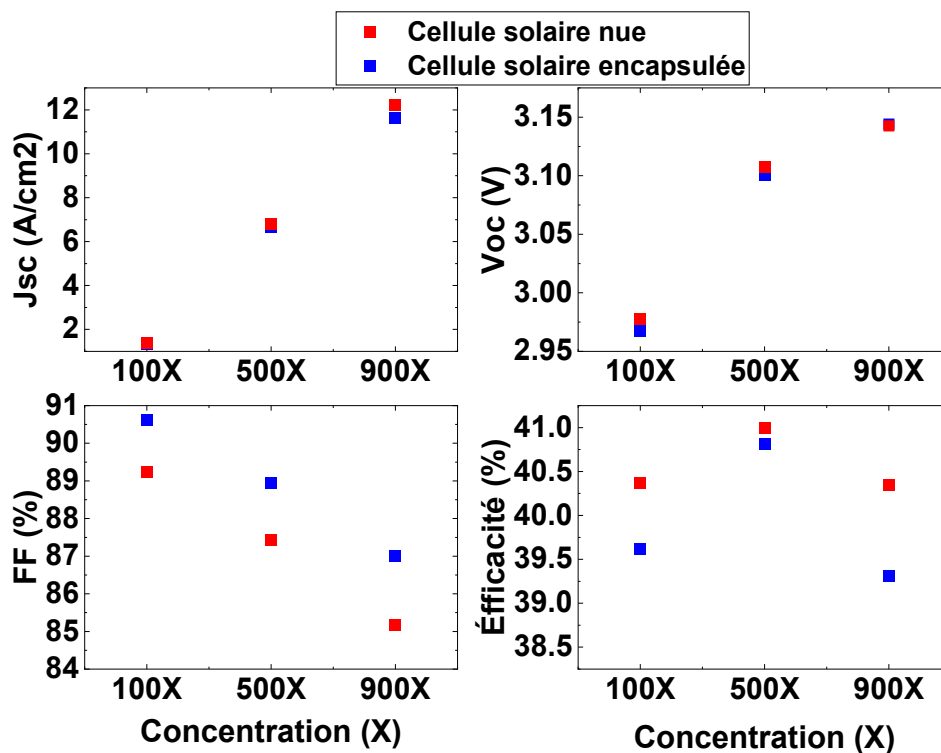


Figure 4.3: Densité de courant de court-circuit ( $J_{sc}$ ), tension en circuit ouvert ( $V_{oc}$ ), facteur de remplissage (FF) et efficacité des cellules solaires carrées 3J nues et encapsulées mesurées par flash tester à des concentrations de 100, 500 et 900×.

les concentrations (100×, 500×, 900×), garantissant ainsi le bon fonctionnement des cellules solaires assemblées sous haute concentration.

Après avoir confirmé le bon fonctionnement de la cellule solaire assemblée à haute concentration en laboratoire, nous aborderons dans la section suivante l'évaluation de ses performances en conditions réelles de fonctionnement.

## 4.2 Fabrication du prototype de module CPV et caractérisation en conditions réelles de fonctionnement

Après avoir vérifié que la cellule solaire assemblée fonctionne efficacement à haute concentration en laboratoire, l'étape suivante consiste à évaluer ses performances dans des conditions réelles de fonctionnement. Pour ce faire, nous avons créé un module CPV avec des cellules solaires assemblées par flip chip, puis nous les avons caractérisées en conditions réelles.

### 4.2.1 Description du prototype de module CPV

Le module CPV est fabriqué en assemblant 4 cellules solaires 3J sur un circuit imprimé en verre dédié, utilisant le même processus d'assemblage et les mêmes matériaux décrits dans le chapitre 3. Les cellules solaires A, B, C et D sont soudées sur le circuit imprimé, comme illustré dans la figure 4.4-a et b, montrant respectivement la face avant du circuit imprimé et un grossissement sur la surface active de la cellule solaire après l'assemblage des cellules solaires. Des rubans de cuivre

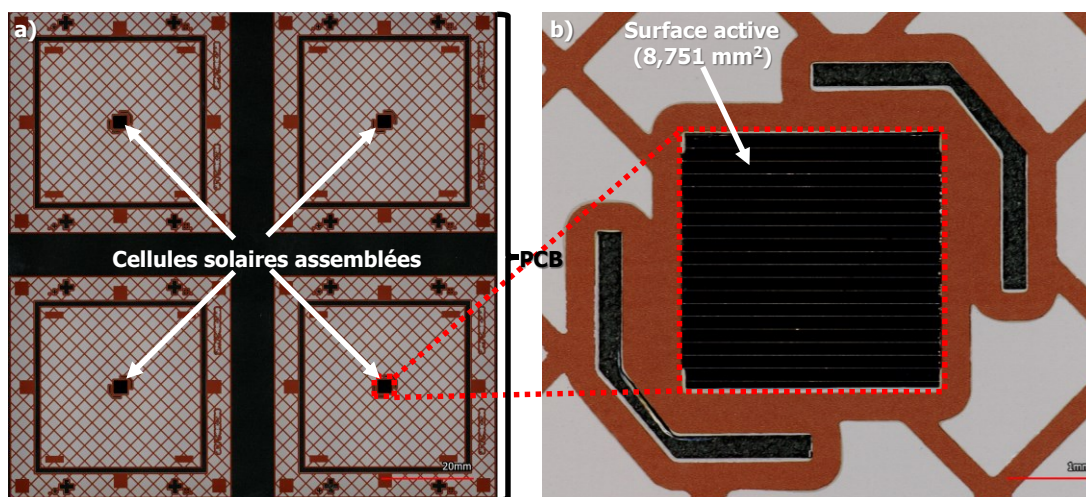


Figure 4.4 : a) Face avant du circuit imprimé montrant les 4 cellules solaires assemblées par flip chip sur un PCB, b) Zoom sur la surface active de la cellule solaire après assemblage.

ont été collés sur le contact de base de chaque cellule solaire et la face arrière du package (PCB + cellules solaires + rubans de cuivre) a été laminée avec de l'EVA et du Tedlar comme le montre respectivement les figures 2-e et f du chapitre 2. Une description plus exhaustive de l'assemblage est présentée dans la section 2.4.1 du chapitre 2. Ensuite, l'assemblage est intégré dans un module CPV équipé d'une matrice de quatre lentilles de Fresnel qui concentrent la lumière du soleil sur chaque cellule solaire. Un système d'alignement optique à quatre lasers, où la lumière des lasers est collimatée, assure l'alignement entre les lentilles et les cellules solaires. La distance entre deux faisceaux lasers adjacents correspond à la distance entre les centres de deux cellules adjacentes. La matrice de lentilles est alignée parallèlement à l'assemblage avec une précision de  $\pm 200 \mu\text{m}$ , correspondant à la précision de l'imprimante 3D MakerBot Method X utilisée. La distance entre les lentilles et les cellules solaires est de 93 mm. Cette distance représente la distance entre le centre optique de la lentille et son point focal et est appelée distance focale. Le module ainsi fabriqué est monté sur un tracker 2-axes appelé EKO Keithley comme illustré par la Fig.2-a du chapitre 2. Il convient de souligner que les résultats du module à 4 cellules solaires présentés dans le chapitre 2 sont issus du module décrit et caractérisé dans ce chapitre 4.

#### **4.2.2 Analyse et discussion des résultats de la caractérisation outdoor du prototype de module CPV en conditions réelles de fonctionnement**

La caractérisation du module CPV a été réalisée dans le parc solaire de l'Institut Interdisciplinaire d'Innovation Technologique (3IT) de l'Université de Sherbrooke à l'aide d'un tracker 2 axes EKO Keithley. Ce tracker permet de suivre le soleil sur deux axes, en azimut et en élévation avec une précision de  $\pm 0,01^\circ$  et est équipé d'un pyrhéliomètre qui permet de mesurer l'irradiance direct (DNI ou Direct Normal Irradiance) du soleil. Le tracker EKO est piloté par un micro-ordinateur Raspberry pi sur lequel un programme de suivi est implémenté. Le Raspberry pi contrôle également un multiplexeur Keithley (3706A) et une unité source/mesure Keithley (2601B) pour mesurer les caractéristiques électriques de chaque cellule solaire [17]. Les normes IEC62670 (International Electrotechnical Commission) et ASTM E2527 (American Standards of Technical Material) ont été utilisées respectivement pour la caractérisation dans les conditions standards et filtrer les données. La norme ASTM E2527 impose des restrictions pour la régression des données, notamment une plage de température ambiante entre  $10^\circ\text{C}$  et  $30^\circ\text{C}$ , un DNI supérieur à  $750\text{W}\cdot\text{m}^{-2}$ , et un rejet des données en cas de déviation du DNI supérieure à 2% sur 10 minutes [11].



Conformément à Muller et al. [11], les données sont rejetées si le rayonnement diffus dépasse  $140 \text{ W.m}^{-2}$ . La norme IEC 62670-3 établit les conditions de fonctionnement standard du concentrateur (Standard Operating Condition ou CSOC) pour caractériser les systèmes CPV, incluant une température ambiante de  $20^\circ\text{C}$ , un DNI de  $900 \text{ W.m}^{-2}$ , une vitesse du vent de  $2 \text{ m.s}^{-1}$  et un spectre AM1.5D [12]. Les conditions de vitesse du vent et de contenu spectral sont supposées vérifiées (les mesures ne sont pas disponibles sur site), et aucune correction de la température de la cellule n'a été appliquée pour les caractérisations CSOC. Deux types de caractérisations sont menées dans cette étude : la première concerne l'angle d'acceptance des monomodules, tandis que la seconde consiste à déterminer les caractéristiques courant-tension (I-V) de chaque monomodule. On appelle monomodule, un couple lentille-cellule.

#### 4.2.2.1 Carte d'acceptance

Les systèmes CPV utilisent des systèmes de focalisation optique. Ils ne peuvent donc exploiter que la composante directe de la lumière incidente. En fonction de leur angle d'acceptance, ils peuvent

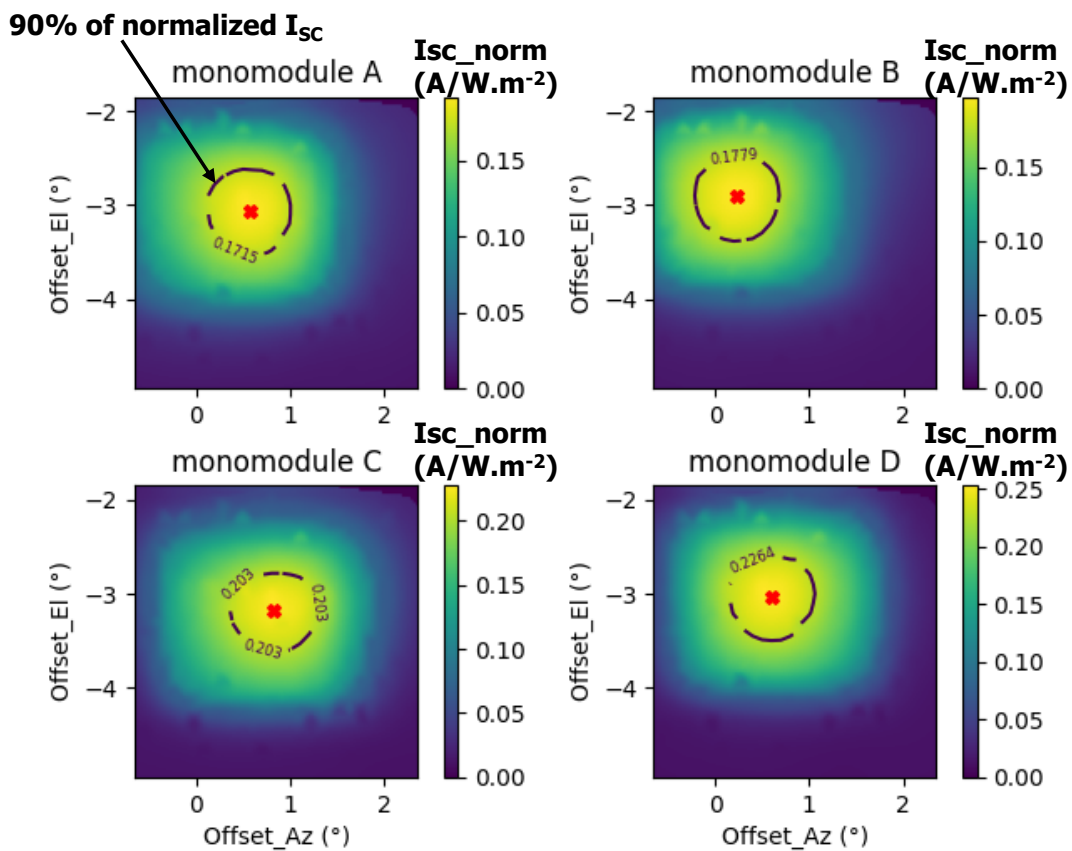


Figure 4.5 : Carte d'acceptation des 4 monomodules du prototype

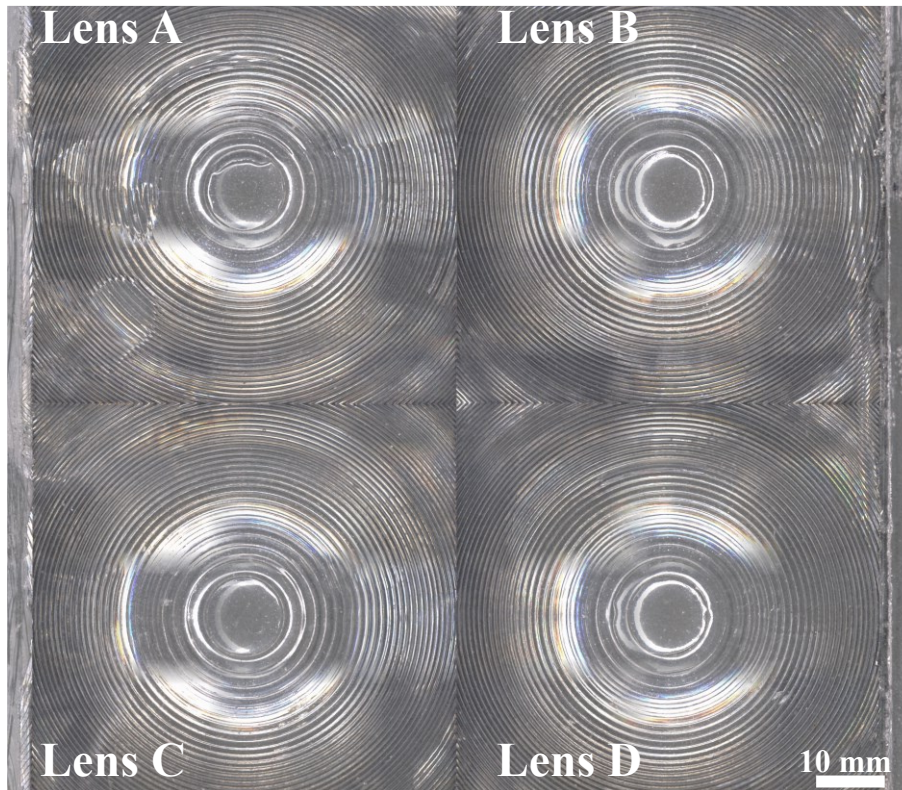


Figure 4.6 : Matrice de lentilles A, B, C, D utilisée pour les monomodules A, B, C et D respectivement.

permettre la conversion d'une partie plus ou moins importante de la composante directe du soleil. L'angle d'acceptance définit la capacité d'un module CPV à fonctionner en cas de désalignement de son axe optique par rapport à l'axe du rayonnement solaire incident. L'angle d'acceptance est défini comme l'angle de désalignement maximal sous lequel le module produit encore 90 % de sa puissance sans désalignement [17]. Outre l'angle de désalignement, il existe également des désalignements mécaniques. Les désalignements mécaniques sont dus au désalignement du module CPV par rapport au suiveur et au désalignement du suiveur par rapport au soleil. La somme de ces désalignements est appelée décalage (offset en anglais). La carte d'acceptance permet de déterminer l'angle d'acceptance et l'offset de chaque monomodule. L'angle d'acceptance des monomodules est caractérisé en cartographiant le courant de court-circuit normalisé au DNI en fonction de l'azimut et de l'élévation. Une grille de mesure de  $3^\circ \times 3^\circ$  en élévation et en azimut est balayée, et une interpolation linéaire comble les points manquants. Ensuite, un contour représentant 90 % du courant maximal normalisé de court-circuit est déterminé et tracé en fonction de la carte de courant normalisé interpolée. En utilisant la projection angulaire, le courant de court-circuit normalisé est

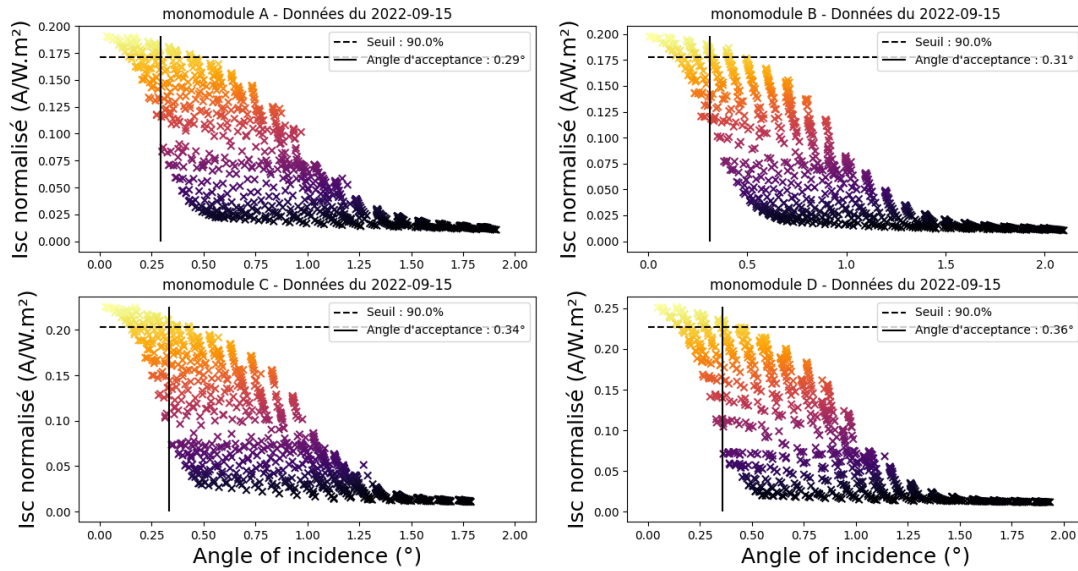


Figure 4.7 : Figure 3 : Courant de court-circuit normalisé en fonction de l'angle d'incidence des monomodules CPV obtenu à partir des données acquises le 15 septembre 2022.

tracé en fonction de l'écart angulaire par rapport à la direction du soleil, aboutissant à un tracé à une dimension. Enfin, l'angle d'acceptation est déterminé en prenant la moyenne des angles qui donnent  $90\% \pm 1\%$  du courant de court-circuit normalisé maximal. Les données de la carte d'acceptance ont été acquises le 15 septembre 2022 entre 16h37 et 16h57. La figure 4.5 présente la carte d'acceptance, révélant un offset de  $0,2^\circ$  à  $0,8^\circ$  en azimut et de  $2,9^\circ$  à  $3,2^\circ$  en élévation. Chaque carte d'acceptance présente un cercle représentant les 90% du courant maximum de court-circuit normalisé au DNI. Les croix rouges sur chaque carte indiquent le barycentre de chaque cercle. On remarque que le barycentre du monomodule B est décalé par rapport aux autres barycentres, ce qui peut être attribué aux défauts de la lentille B. La figure 4.6 illustre ces défauts, également présents sur la lentille A. Ces erreurs de forme peuvent être liées à l'erreur de forme du moule usiné, au retrait du silicone lors du séchage. Les défauts de lentille entraînent des variations de la position et de la taille du spot lumineux.

La figure 4.7 montre le courant de court-circuit normalisé en fonction de l'écart angulaire par rapport à la direction du soleil extraite de la figure 4.5. Les angles d'acceptance calculés des monomodules A, B, C et D sont respectivement de  $0.29^\circ$ ,  $0.31^\circ$ ,  $0.34^\circ$ , et  $0.36^\circ$ . Ces angles d'acceptance mesurés sont légèrement inférieurs à l'exigence de  $0,4^\circ$  pour les systèmes CPV [18]. Cela peut s'expliquer par la figure 4.8. En effet, cette figure présente les images microscope des 4 cellules solaires encapsulées après les caractérisations électriques. Des marques de brûlure de



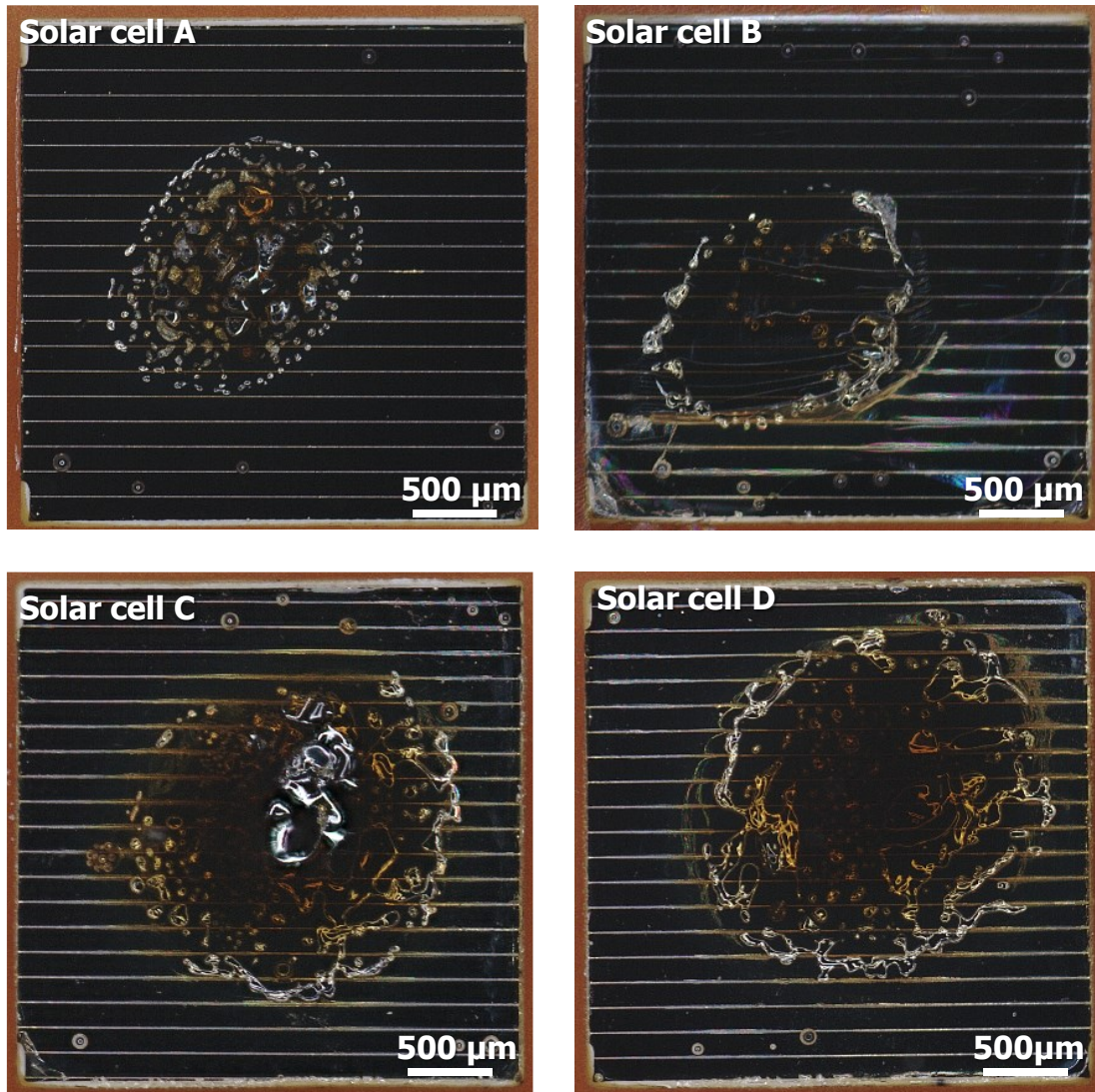


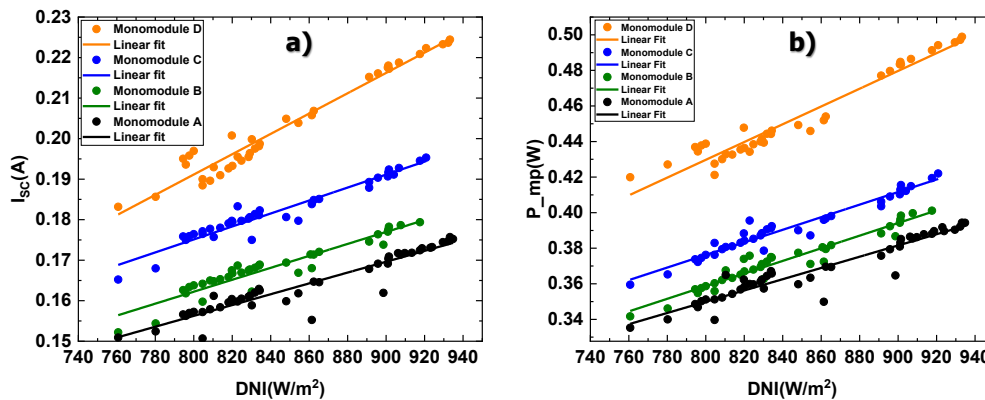
Figure 4.8 : Images au microscope des cellules solaires encapsulées A, B, C et D après les mesures électriques en condition réelle (Condition outdoor).

l'underfill utilisé sont visibles, correspondant aux zones de forte concentration lumineuse. Cela indique une distribution non uniforme de la lumière sur la surface active de la cellule solaire. Les zones brûlées sont plus petites pour les cellules A et B que pour les cellules C et D, ce qui signifie que les tailles des spots lumineux sur les cellules solaires A et B sont plus petites que celles sur les cellules C et D. Ceci explique des valeurs d'angle d'acceptance plus petites dans le cas des cellules A et B et plus grandes dans le cas des cellules C et D. De plus, la zone brûlée de B est décalée par rapport au centre de la cellule solaire, cohérent avec le décalage du barycentre observé sur la carte d'acceptance du monomodule B de la figure 4.5.

### 4.2.2.2 Caractérisation courant-tension (I-V)

La procédure de caractérisations courant-tension commence par la mesure de la tension en circuit ouvert ( $V_{OC}$ ), suivie d'un balayage de la tension de la cellule dans la plage de 0 V à  $V_{OC}$ . Le balayage est effectué en huit points linéaires entre 0 V et 70% de la  $V_{OC}$ , puis en seize points entre 70% et 95% de la  $V_{OC}$ , et enfin en huit points entre 95% de la  $V_{OC}$ . Ce processus totalise ainsi trente-deux valeurs de courant de cellule réparties sur un vecteur de tension, comme décrit précédemment. La caractérisation de chaque cellule, incluant le positionnement du tracker et la mesure, nécessite environ 10 secondes. À partir des caractéristiques I-V obtenues, la puissance du module en fonction du DNI (Direct Normal Irradiance) est extraite. L'acquisition des données a été réalisée du 01 au 05 octobre 2022.

La figure 4.9-a présente l'évolution linéaire du courant de court-circuit ( $I_{SC}$ ) en fonction du DNI pour les monomodules A, B, C et D. Les valeurs de courant de court-circuit pour un DNI de 900  $W/m^2$  sont de 169.62 mA, 176.96 mA, 191.12 mA et 216.20 mA respectivement pour les monomodules A, B, C et D. On déduit des densités de courant de 1938.29  $mA/cm^2$ , 2022.17  $mA/cm^2$ , 2183.98  $mA/cm^2$  et 2470.57  $mA/cm^2$  pour les monomodules A, B, C et D respectivement en considérant la surface de la cellule solaire qui est de 8,751  $mm^2$ . Les mesures EQE en laboratoire ont permis de calculer les densités de courant à un soleil ( $1\times$ ) des cellules solaires A, B, C et D, qui



sont respectivement de  $12.86 \text{ mA/cm}^2$ ,  $12.93 \text{ mA/cm}^2$ ,  $12.89 \text{ mA/cm}^2$  et  $12.91 \text{ mA/cm}^2$ . En tenant compte de la surface de la lentille ( $57.143 \times 57.143 \text{ mm}^2$ ) par rapport à la surface active de la cellule solaire, le taux de concentration géométrique est de  $373\times$ . Étant donné que le courant est proportionnel au taux de concentration selon la relation **(1.12)** du chapitre 1, les valeurs de courant de court-circuit pour un DNI de  $900 \text{ W/m}^2$  se révèlent inférieures à celles attendues. La différence entre les densités de courant attendues et mesurées pour chaque monomodule pourrait être due à une erreur sur la distance focale de  $93 \text{ mm}$  fournie par notre partenaire industriel, qui a fabriqué les lentilles. En effet, après avoir assemblé le module et effectué les caractérisations en extérieur, nous avons constaté que le spot de lumière était beaucoup plus grand que la taille de la cellule solaire, ce qui indique que la distance focale n'était pas correcte. Aussi, on voit bien que la densité maximale de puissance est bien localisée au centre de chaque cellule solaire.

Le rapport entre la densité de courant de chaque monomodule et celle de chaque cellule solaire encapsulée obtenue par EQE permet de calculer la concentration effective. Les concentrations effectives obtenues sont de 151, 156, 169 et 191 pour les monomodules A, B, C et D respectivement. Les monomodules A et B, ayant des densités de courant plus faibles, présentent des concentrations effectives inférieures à celles des monomodules C et D. Cette différence entre les concentrations effectives est due aux erreurs de forme des lentilles mentionnées plus haut.

Dans la figure 4.9-b, la puissance maximale ( $P_{\text{max}}$ ) est tracée en fonction du DNI pour les monomodules A, B, C et D. Comme prévu, une variation linéaire de la puissance maximale est observée. Les valeurs de puissance maximale à  $900 \text{ W/m}^2$  sont respectivement de  $0.38 \text{ W}$ ,  $0.39 \text{ W}$ ,  $0.41 \text{ W}$  et  $0.48 \text{ W}$  pour les monomodules A, B, C et D. Les valeurs de puissance maximales calculées pour chaque monomodule sont inférieures aux attentes pour la même raison d'erreur sur la distance focale du module.

En raison de la probable erreur dans la distance focale lors de la fabrication du module à 4 cellules solaires, les performances des récepteurs pourraient être sous-évaluées si l'on considère le taux de concentration géométrique de  $373\times$ . Par conséquent, nous avons procédé par la suite à la caractérisation expérimentale et numérique de la lentille afin de respectivement déterminer la distance focale précise et évaluer la concentration correspondant à une longueur focale de  $93 \text{ mm}$ .

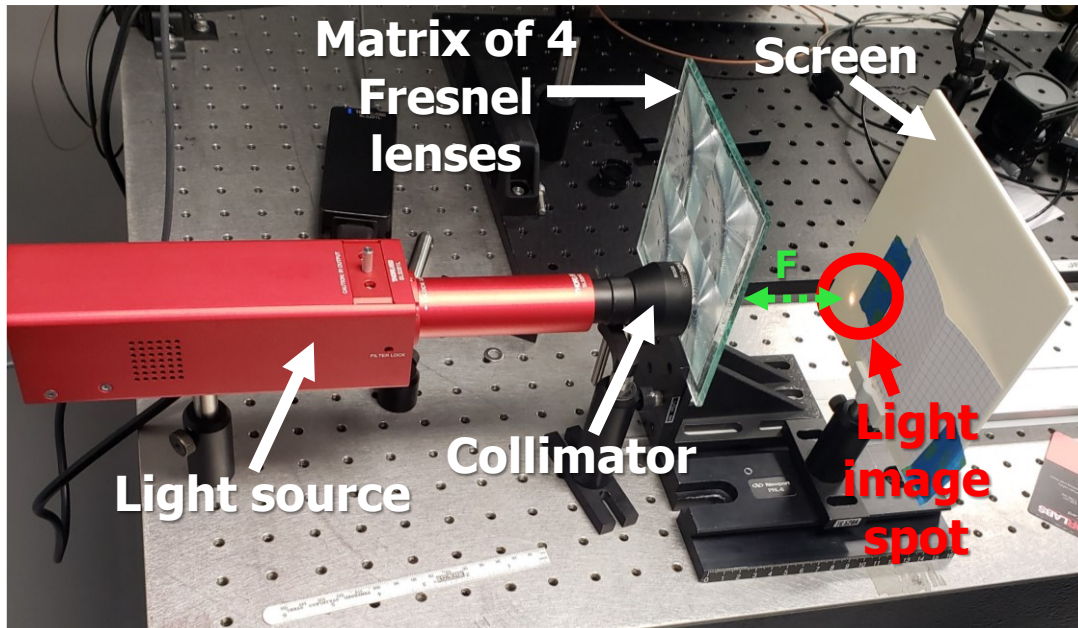


Figure 4.10 : Mesure expérimentale de la distance focale à l'aide d'une source lumineuse stabilisée : SLS201L(/M) 360 - 2600 nm de Thorlabs.

#### 4.2.2.3 Caractérisation de la lentille et correction du taux de concentration à 93 mm de distance focale

Les valeurs de densité de courant et de puissance mesurées pour chaque monomodule diffèrent de celles attendues pour une concentration géométrique de  $373\times$ . Nous avons émis l'hypothèse d'une erreur liée à la distance focale. Pour confirmer cette hypothèse, nous avons caractérisé une lentille en laboratoire pour déterminer sa distance focale exacte. Cette distance focale est représentative de celles des 3 autres lentilles de la matrice car issus du même lot de fabrication. En outre, nous avons réalisé des simulations de traçage de rayons à l'aide du logiciel Zemax pour corroborer numériquement la longueur focale mesurée expérimentalement. Enfin, nous avons évalué la concentration associée à une longueur focale de 93 mm.

Pour mesurer expérimentalement la distance focale des lentilles, une source de lumière visible SLS201L(/M) de Thorlabs, émettant dans une plage de longueurs d'onde de 360 à 1600 nm, a été utilisée. Un collimateur a été utilisé pour rendre la lumière de la source parallèle. La lumière a traversé la lentille et son image a été observée sur un écran. La configuration expérimentale est présentée dans la figure 4.10. La distance focale (F) a été mesurée lorsque l'image d'un point lumineux net était observée sur l'écran. La distance focale mesurée a été de  $F = 83 \pm 1$  mm, à partir de laquelle le rayon de courbure de la lentille a été déduit,  $R = 40.24$  mm.



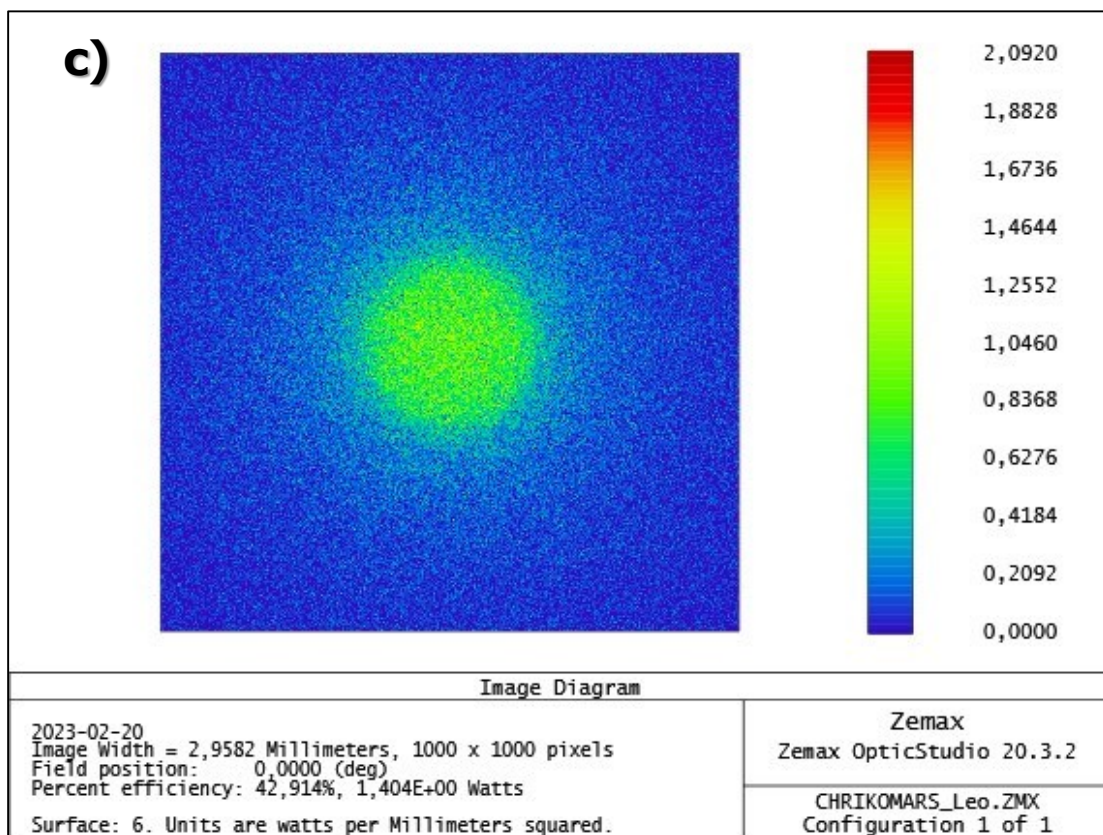
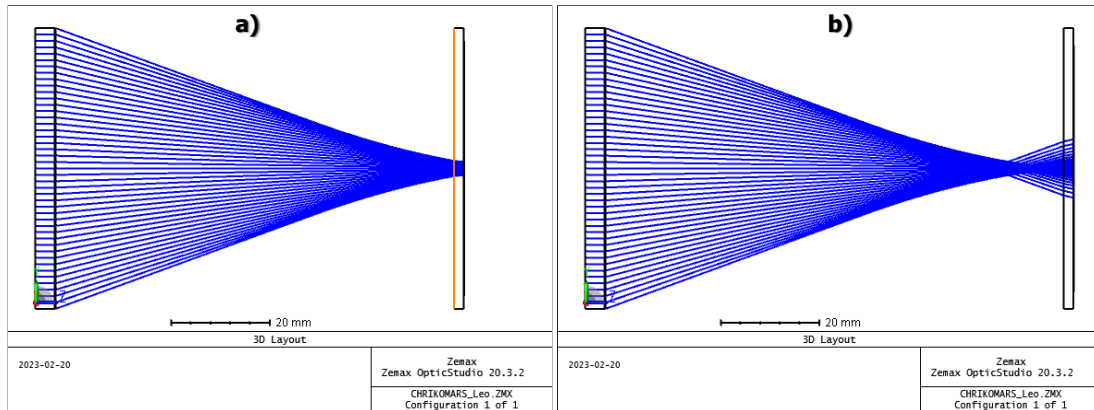


Figure 4.11 : a) Simulation Zemax montrant l'effet de concentration de la lentille de Fresnel à une distance focale de 81 mm. b) Simulation Zemax montrant l'effet de concentration de la lentille de Fresnel à une distance focale de 93 mm. c) Simulation Zemax montrant la distribution de puissance du point lumineux sur la surface de la cellule solaire à une distance focale de 93 mm.

Le système CPV a été modélisé à l'aide du logiciel Zemax. La lentille de Fresnel est constituée de silicone moulé sur du verre BK7. Le silicone et le verre BK7 ont une surface de  $57.143 \times 57.143$  mm<sup>2</sup>. Les épaisseurs sont de 0.2 mm et 4 mm respectivement pour le silicone et verre BK7. La



conicité de la lentille est de 0.99. La cellule solaire a une surface de  $2.96 \times 2.96 \text{ mm}^2$  et elle représente la surface image dans la simulation. La cellule solaire est collée à une deuxième plaque de verre BK7 de même surface que la précédente et une épaisseur de 2 mm. Entre la cellule solaire et la deuxième plaque de verre BK7, se trouve du PDMS de 0.075 mm d'épaisseur. La distance entre la lentille et le point focale à la surface de la cellule solaire constitue la distance focale. Les paramètres de la source ont été fixés à  $1000 \text{ W/m}^2$ . Le rayon de courbure et la distance focale sont les paramètres à ajuster pour que tous les rayons convergent en un seul point. Des tracés de rayons ont été effectués pour ajuster le rayon de courbure et la distance focale afin de permettre la convergence des rayons en un seul point. La figure 4.11-a montre la convergence des rayons après l'ajustement, avec une longueur focale de 81 mm et un rayon de courbure de 44.9 mm. La différence entre la distance focale mesurée expérimentalement (83 mm) et celle obtenue avec Zemax (81 mm) est attribuée aux erreurs de mesure, et les valeurs expérimentales mesurées F et R sont ainsi considérées en accord satisfaisant avec les valeurs simulées par Zemax.

En utilisant maintenant la distance focale de 93 mm dans la simulation Zemax, nous avons évalué l'efficacité de notre système optique (lentille de Fresnel) et déterminé le rapport de concentration correspondant. La figure 4.11-b présente le tracé des rayons pour  $F = 93 \text{ mm}$ , montrant que les rayons incidents couvrent une surface plus grande que celle de la cellule solaire. En utilisant l'outil d'analyse d'image géométrique de Zemax, illustré dans la figure 4.11-c, nous avons calculé la puissance lumineuse totale atteignant nos cellules solaires, qui est de 1.404 W. Cependant, la distribution de la lumière n'est pas uniforme sur la cellule solaire. En calculant le rapport entre la puissance totale reçue par la cellule solaire et la puissance totale sur la lentille, nous obtenons un rapport de concentration de  $160\times$ .

Les concentrations effectives calculées des monomodules A et B sont inférieures à la concentration simulée par Zemax ( $160\times$ ), en raison des pertes optiques importantes causées par les erreurs de forme observées sur les lentilles A et B. En revanche, les concentrations effectives des monomodules C et D sont supérieures à la concentration simulée, ce qui peut s'expliquer par un couplage de la lumière dans le PCB pas pris en compte dans les simulations avec le logiciel Zemax. Cet effet de couplage de la lumière à travers le PCB a été expérimentalement observé au laboratoire avec le simulateur 1 soleil, permettant une augmentation de la densité du courant de la cellule solaire jusqu'à 40% après l'assemblage, en fonction de la surface éclairée du PCB. Les détails

supplémentaires sur cet effet de couplage ne sont pas fournis dans ce manuscrit en raison de confidentialité, et des simulations ultérieures sont prévues pour élucider l'origine de ces couplages.

Le rendement électrique (théorique) de la cellule solaire, excluant les pertes optiques de lentille, a été calculé individuellement pour chaque récepteur. Ce rendement électrique est dit théorique car il ne prend pas en compte les pertes par recombinaison, les pertes thermiques et les pertes résistives. Ce rendement électrique est utilisé dans le calcul du flux de chaleur dans le chapitre 2, comme recommandé dans la littérature [46]. L'expression 4.1 suivante est celle utilisée pour le calcul de ce rendement électrique :

$$\eta_{\text{élec}} = \frac{P_{\text{max}}(\text{W})}{\text{DNI} \times A_{\text{cell}} \times C_{\text{Zmax}}} \quad (4.1)$$

avec  $C_{\text{Zmax}} = 160$  la concentration simulée par Zemax,  $\text{DNI} = 900 \text{ W/m}^2$  l'irradiance normale directe,  $A_{\text{cell}} = 8.751 \text{ mm}^2$  la surface de chaque cellule solaire,  $P_{\text{max}}(\text{W})$  la puissance maximale de la cellule solaire, les valeurs calculées des rendements sont de 30.28%, 31.28%, 32.66% et 38.07% pour les récepteurs A, B, C et D respectivement. Ces différences d'efficacité entre les monomodules sont attribuables aux pertes optiques sur chaque lentille. Le record d'efficacité de module CPV utilisant des cellules solaires à triple jonction du NREL selon les standards du CPV est de  $35.9\% \pm 1.8\%$  [50]. Cette efficacité de 38.07% est un record pour un récepteur CPV utilisant les cellules solaires standard triple jonction InGaP/InGaAs/Ge à  $160\times$ . Cependant, il convient de souligner que la concentration  $160\times$  exclut les pertes optiques de la lentille et ne correspond pas à la concentration géométrique comme recommandé dans les standards du CPV.

Un récapitulatif des mesures et calculs avant et après correction du taux de concentration est dans le tableau 4.1.

### 4.3 Conclusion du chapitre IV

En conclusion, nous avons présenté dans ce chapitre 4, les caractérisations électriques des cellules solaires assemblées par la méthode d'assemblage flip chip, développée dans le chapitre précédent. Ces caractérisations ont été réalisées tant en conditions de laboratoire que dans des conditions réelles de fonctionnement. Les tests en laboratoire ont démontré que la cellule solaire fonctionne sous concentration après l'assemblage et affiche un rendement élevé de 40.81% à une concentration de 500×. La présence des joints de soudure n'induit pas de résistance série de nature à limiter la technologie à haute concentration. Les tests en conditions réelles de fonctionnement en extérieur ont été réalisés sur un module CPV à 4 cellules solaires. Les mesures réalisées à l'extérieur ont permis d'établir des cartes d'acceptance et la variation de la puissance maximale en fonction du DNI de chaque monomodule. Les cartes d'acceptance ont révélé des angles d'acceptance de 0.29°, 0.31°, 0.34°, et 0.36° respectivement pour les monomodules A, B, C, et D. En considérant la concentration simulée 160× liée à la distance de 93 mm, à les mesures de puissance conduisent à des rendements de 30.28%, 31.28%, 32.66% et 38.07% pour les récepteurs A, B, C et D respectivement, à une intensité de 900 W/m<sup>2</sup>. Les rendements des monomodules varient malgré des densités de courant nominale identiques des cellules solaires. Ces variations de rendement entre les récepteurs sont causées par les pertes optiques sur chaque lentille. Le récepteur le plus performant a atteint un rendement de 38.07% sous une concentration simulée de 160×, ce qui témoigne des performances de pointe du module SMT. Malgré une configuration sous-optimale (mauvaise distance focale), les mesures outdoor démontrent donc que la méthode d'assemblage SMT est compatible avec la fabrication de modules à haute performance en conditions réelles.



# Conclusion générale de la thèse

Cette thèse présente une nouvelle méthode d'assemblage de cellules solaires III-V/Ge standard dans un module photovoltaïque à concentration (CPV), abordée à travers trois axes principaux : modélisation par éléments finis, fabrication et assemblage, et caractérisation. Les principales contributions de cette étude sont les suivantes :

- Développement d'un modèle de simulation numérique par éléments finis, validé expérimentalement, pour guider la conception de l'assemblage;
- Dissipation de la chaleur par la face avant grâce à un taux de métallisation optimal du PCB;
- Meilleure dissipation de la chaleur dans le module CPV utilisant le flip chip par rapport au module CPV standard utilisant le "wire bonding";
- Utilisation de ruban métallique pour interconnecter les cellules solaires et dissiper la chaleur;
- Adoption de la lamination EVA et Tedlar en CPV pour protéger les cellules solaires des conditions extérieures;
- Record d'efficacité pour un récepteur CPV utilisant les cellules solaires triple jonction InGaP/InGaAs/Ge (38.07% à 160×);
- Le procédé d'assemblage développé a fait l'objet du brevet US 63/490,855

Les points majeurs autour desquels s'est articulé ce projet de thèse sont ci-dessous :

- Différentes technologies du marché de l'énergie solaire ont été présentées, notamment les cellules solaires à base de silicium, les cellules solaires multijonctions et le photovoltaïque à concentration (CPV). Le CPV a été identifié comme ayant un fort potentiel pour répondre à la demande croissante en électricité, mais il présente des défis spécifiques liés à l'assemblage des cellules solaires, au désalignement des cellules solaires et à la dissipation thermique complexe. Ces défis doivent être adressés pour réduire les coûts de l'énergie (LCOE);
- Les méthodes d'assemblage innovantes proposées dans la littérature ont été présentées, notamment l'autoassemblage fluide et l'autoassemblage capillaire, qui offrent une précision d'alignement accrue et un temps d'assemblage relativement court. Cependant, des défis ont été identifiés, tels que l'adaptation des pads de soudure du PCB aux cellules

solaires, l'adhésion du métal et du solder mask au verre, le mouillage de la surface active de la cellule solaire par la pâte de soudure et/ou le flux, la caractérisation de la cellule solaire au laboratoire du fait de la grande taille des échantillons après assemblage, la validation expérimentale du modèle numérique à cause du fait que la cellule solaire n'est pas accessible après assemblage pour mesurer expérimentalement sa température, et l'alignement de la tâche focale sur chaque cellule solaire dans le module prototype;

- Un modèle de simulation par éléments finis pour prédire la température de la cellule solaire a été développé. Ce modèle a été validé expérimentalement à l'aide d'une caméra IR, puis utilisé pour optimiser les dimensions des différents éléments de l'assemblage afin de maintenir la température de la cellule solaire en dessous de la limite recommandée qui est de 80°C. Les dimensions du ruban de métal collé sur la face arrière de la cellule solaire et le taux de couverture métallique du PCB sont identifiés comme des paramètres importants pour une meilleure dissipation de la chaleur;
- Un procédé basé sur le flip chip a été développé pour l'assemblage de cellules solaires triple jonction standard sur un substrat transparent. Le procédé comprend la fabrication d'un PCB sans délamination du métal et/ou du solder mask, la soudure de la cellule solaire sur le PCB en utilisant la méthode de dépôt par sérigraphie et la refusion, et le remplissage du gap entre la cellule solaire et le PCB avec un matériau transparent appelé underfill. Le module CPV standard utilisant le SMT est comparé au module CPV avec le "wire bonding" en termes de dissipation de la chaleur, montrant que le premier dissipe plus efficacement la chaleur;
- La thèse s'est aussi concentrée sur la fabrication du premier prototype de module CPV utilisant le SMT, qui est caractérisé en conditions réelles de fonctionnement en extérieur. Le prototype présente un rendement record de 38.07% à 160×

Ce travail de recherche démontre que les procédés d'assemblage développés permettent l'assemblage de cellules solaires triple jonction standard sur un PCB transparent. Il est également démontré que la simulation par éléments finis peut guider la conception de l'assemblage pour maintenir la température de la cellule solaire en dessous de 80°C. Le projet met l'accent sur la fabrication, l'assemblage, la caractérisation et la modélisation numérique, avec une collaboration entre LN2-Université de Sherbrooke et STACE. Ces études basées sur ces piliers technologiques permettent une vision globale de l'assemblage en module CPV de cellules solaires standards, en visant une capacité d'industrialisation à moyen terme.



## Perspectives de recherche

À la fin de ces travaux, des perspectives sont présentées pour les différents axes étudiés, à savoir la modélisation par éléments finis, la fabrication et l'assemblage, ainsi que la caractérisation. Cette section répertorie ces perspectives, ainsi que d'autres perspectives non encore abordées.

La méthode d'assemblage SMT est adaptée aux applications spatiales, ce qui permet la création de modules CPV à haute concentration et donc à haute performance. Cette méthode d'assemblage est également appropriée pour les applications à réseau de récepteurs denses (en anglais Dense Receiver Array ou DRA), offrant une densité de cellules solaires plus élevée et une performance accrue.

## Perspectives de recherche à court terme

- Microfabrication : redesigner les contacts électriques émetteur de la cellule solaire carrée de taille  $3 \times 3 \text{ mm}^2$ . Pour cela, il faut faire des modélisations des designs en fonction de l'application; il est possible supprimer les busbars (appelés metallic pads dans la Fig. 3.5 du chapitre III) au profit de 4 pads dans les coins par exemple comme dans le cas des cellules hexagonales présentées à la Fig. 3.2-a du chapitre III. En effet, la suppression des bus bars conduira à un gain en surface active et moins de risque de mouillage de la zone active pendant les étapes de soudure;
- Assemblage : Utiliser un autre matériau comme underfill (le PDMS par exemple); faire des tests de teneur en gel pour optimiser le dégazage de l'EVA et PDMS; contrôler la nature et l'épaisseur de l'intermétallique :  $\text{Sn}_4\text{Au}$  est le plus fiable par exemple; tester d'autre finition d'UBM (le Cu par exemple pour réduire le coût du PCB); rajouter des microbilles sur le PCB pour limiter la réflexion de la lumière; Nettoyage virgion du flux après reflow;
- Fiabilité : Faire des shear test et des tests de vieillissement accéléré selon les normes IEC pour vérifier la qualité des soudures et évaluer la durée de vie des modules;
- Modélisations optiques : faire des simulations optiques pour trouver une corrélation entre la surface d'éclairage et l'augmentation du  $I_{sc}$ , cela pourrait être un atout pour les modules à réseau de récepteurs denses (en anglais Dense Receiver Array ou DRA) et un moyen



- d'avoir des modules CPV plus compacts; conception des concentrateurs optiques adaptés au design des cellules solaire pour limiter les aberrations chromatiques;
- Simulation thermomécanique : conception du design du PCB, choix des dimensions et propriétés des matériaux.

## **Perspectives de recherche à long terme**

- Fabrication d'un module hybride (CPV + PV) pour permettre l'utilisation du module dans les zones moins ensoleillées;
- Fabrication d'un module DRA utilisant la méthode d'assemblage développée (plus de contrainte d'espacement de 4 mm des cellules adjacentes);
- Retour d'expérience pour évaluer les modes et mécanismes de défaillances de la nouvelle méthode d'assemblage du module CPV.

# Publications et communications

La liste ci-dessous récapitule les diverses publications et communications effectuées dans le cadre de cette thèse :

## Brevet :

[1] SOLAR CELL ASSEMBLY, CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC ASSEMBLY AND METHOD OF ASSEMBLING SAME, Inventeur: Gwenaelle H., Konan K., David D., Maxime D., Déposé: 03/17/2023. US patent, Application: 63/490,855

## Publications :

[1] K. Kouame et al., « Finite Element Modeling and experimental validation of Concentrator Photovoltaic module based on Surface Mount Technology », soumis dans Solar Energy Materials and Solar Cells.

[2] K. Kouame et al., "New Triple-Junction Solar Cell Assembly Process for Concentrator Photovoltaic Applications," 2023 IEEE 73rd Electronic Components and Technology Conference (ECTC), Orlando, FL, USA, 2023, pp. 2223-2229, doi: 10.1109/ECTC51909.2023.00385.

[3] K. Kouame et al., "Indoor and Outdoor Characterization of III-V/Ge Solar Cells Assembled on Glass Substrate for Concentrated Photovoltaic Applications," 2023 IEEE 50th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), San Juan, PR, USA, 2023, pp. 1-3, doi: 10.1109/PVSC48320.2023.10359819.

## Présentations en conférences

### Oraux :

[1] 50th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC 50), San Juan, Porto Rico, Juin 2023

[2] École d'été de Top-Set, Ottawa (en ligne), Canada, Juillet 2021

### Affiches :

[1] 73rd IEEE Electronic Components and Technology Conference (ECTC), Orlando, Floride, USA, Mai-Juin 2023 (POSTER)

[1] Colloque du Laboratoire Nanotechnologies & Nanosystèmes (LN2), Annecy, France, Juillet 2022 (POSTER)

[3] Journées Nationales du Photovoltaïque (JNPV), Dourdan, France, décembre 2023



# Listes des références

- [1] International Energy Agency, « World Energy Investment 2023 ». IEA Publications, mai 2023. Consulté le: 20 août 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8834d3af-af60-4df0-9643-72e2684f7221/WorldEnergyInvestment2023.pdf>
- [2] W. Shockley et H. Queisser, « Detailed balance limit of efficiency of p–n junction solar cells », in *Renewable Energy*, Routledge, 2018, p. Vol2\_35-Vol2\_54.
- [3] M. A. Green *et al.*, « Solar cell efficiency tables (Version 61) », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 31, n° 1, p. 3-16, janv. 2023, doi: 10.1002/pip.3646.
- [4] M. Perez et R. Perez, « Update 2022 – A fundamental look at supply side energy reserves for the planet », *Sol. Energy Adv.*, vol. 2, p. 100014, 2022, doi: 10.1016/j.seja.2022.100014.
- [5] National Renewable Energy Laboratory (NREL), « Best Research-Cell Efficiency Chart ». 18 juillet 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.nrel.gov/pv/assets/pdfs/best-research-cell-efficiencies.pdf>
- [6] P. Espinet-González *et al.*, « Temperature accelerated life test on commercial concentrator III-V triple-junction solar cells and reliability analysis as a function of the operating temperature: Temperature accelerated life test », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 23, n° 5, p. 559-569, mai 2015, doi: 10.1002/pip.2461.
- [7] IEA - International Energy Agency, « Key World Energy Statistics 2016 ». IEA Publications, 20 septembre 2016. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ourenergypolicy.org/wp-content/uploads/2016/09/KeyWorld2016.pdf>
- [8] F. Dimroth et S. Kurtz, « High-Efficiency Multijunction Solar Cells », *MRS Bull.*, vol. 32, n° 3, p. 230-235, mars 2007, doi: 10.1557/mrs2007.27.
- [9] A. De Vos, « Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells », *J. Phys. Appl. Phys.*, vol. 13, n° 5, p. 839, 1980.
- [10] « Concentrated photovoltaic (CPV) », Stace. Consulté le: 9 septembre 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.stacelectric.com/products/concentrated-photovoltaic-cpv/>
- [11] Loïc Mabilie, « Vers la compréhension des mécanismes de dégradation et de vieillissement des assemblages photovoltaïques pour des applications sous haute concentration », PARIS-SUD, laboratoire des module photovoltaïque CEA/Liten/DTS Institut National de l'Énergie Solaire (INES), 2014. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-00985464/document>
- [12] AZURSPACE, « Concentrator Triple Junction Solar Cell (0004357-00-01\_3C44\_AzurDesign\_3x3.pdf) ». 4 janvier 2017. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.azurspace.com/images/products/0004357-00-01\\_3C44\\_AzurDesign\\_3x3.pdf](https://www.azurspace.com/images/products/0004357-00-01_3C44_AzurDesign_3x3.pdf)
- [13] C. Algora et I. Rey-Stolle, Éd., *Handbook of Concentrator Photovoltaic Technology*, 1<sup>re</sup> éd. Wiley, 2016. doi: 10.1002/9781118755655.
- [14] N. Bosco, T. J. Silverman, et S. Kurtz, « Modeling thermal fatigue in CPV cell assemblies », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 1, n° 2, p. 242-247, 2011.

- [15] K. Nishioka, T. Takamoto, T. Agui, M. Kaneiwa, Y. Uraoka, et T. Fuyuki, « Evaluation of InGaP/InGaAs/Ge triple-junction solar cell and optimization of solar cell's structure focusing on series resistance for high-efficiency concentrator photovoltaic systems », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 90, n° 9, p. 1308-1321, mai 2006, doi: 10.1016/j.solmat.2005.08.003.
- [16] A. W. Bett et O. V. Sulima, « GaSb photovoltaic cells for applications in TPV generators », *Semicond. Sci. Technol.*, vol. 18, n° 5, p. S184-S190, mai 2003, doi: 10.1088/0268-1242/18/5/307.
- [17] J. M. Ruiz, M. Cid, A. Cuevas, et A. Luque, « Series Resistance Analysis of Concentrator Cells under High Injection Conditions », in *Fourth E.C. Photovoltaic Solar Energy Conference*, W. H. Bloss et G. Grassi, Éd., Dordrecht: Springer Netherlands, 1982, p. 511-515. doi: 10.1007/978-94-009-7898-0\_83.
- [18] M. Ochoa, E. Barrigón, L. Barrutia, I. García, I. Rey-Stolle, et C. Algora, « Limiting factors on the semiconductor structure of III-V multijunction solar cells for ultra-high concentration (1000-5000 suns): Limiting factors of multijunction solar cells for ultra-high concentration », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 24, n° 10, p. 1332-1345, oct. 2016, doi: 10.1002/pip.2791.
- [19] C. Algora et V. Díaz, « Influence of series resistance on guidelines for manufacture of concentrator p-on-n GaAs solar cells », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 8, n° 2, p. 211-225, 2000.
- [20] A. Tauke-Pedretti *et al.*, « Resistance considerations for stacked small multi-junction photovoltaic cells », in *2013 IEEE 39th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*, Tampa, FL, USA: IEEE, juin 2013, p. 2131-2135. doi: 10.1109/PVSC.2013.6744895.
- [21] H. Cotal *et al.*, « III-V multijunction solar cells for concentrating photovoltaics », *Energy Environ. Sci.*, vol. 2, n° 2, p. 174-192, 2009.
- [22] E. Sánchez et G. L. Araújo, « On the analytical determination of solar cell fill factor and efficiency », *Sol. Cells*, vol. 20, n° 1, p. 1-11, févr. 1987, doi: 10.1016/0379-6787(87)90015-9.
- [23] I. E. Commission, « IEC 60904-1: 2006—Measurement of photovoltaic current-voltage characteristic ». April, 2005.
- [24] Arnaud Ritou, « Développement, fabrication et caractérisation de modules photovoltaïques à concentration à ultra haut rendement à base de micro-concentrateurs », Grenoble Alpes, 2018. Consulté le: 21 août 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://theses.hal.science/tel-02053358v1/document>
- [25] IEC, « IEC 62670-3 INTERNATIONAL STANDARD ». IEC Webstore International Electrotechnical Commission, 7 février 2017. [En ligne]. Disponible sur: [https://webstore.iec.ch/preview/info\\_iec62670-3%7Bed1.0%7Db.pdf](https://webstore.iec.ch/preview/info_iec62670-3%7Bed1.0%7Db.pdf)
- [26] J. Pern, « Module encapsulation materials, processing and testing. National Center for Photovoltaics (NCPV) », *Natl Renew Energy Lab*, 2008.
- [27] E. J. Schneller *et al.*, « Manufacturing metrology for c-Si module reliability and durability Part III: Module manufacturing », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 59, p. 992-1016, juin 2016, doi: 10.1016/j.rser.2015.12.215.

- [28] M. C. López-Escalante, L. J. Caballero, F. Martín, M. Gabás, A. Cuevas, et J. R. Ramos-Barrado, « Polyolefin as PID-resistant encapsulant material in PV modules », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 144, p. 691-699, 2016.
- [29] M. C. C. de Oliveira, A. S. A. D. Cardoso, M. M. Viana, et V. de F. C. Lins, « The causes and effects of degradation of encapsulant ethylene vinyl acetate copolymer (EVA) in crystalline silicon photovoltaic modules: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 81, p. 2299-2317, 2018.
- [30] A. Ndiaye, A. Charki, A. Kobi, C. M. Kébé, P. A. Ndiaye, et V. Sambou, « Degradations of silicon photovoltaic modules: A literature review », *Sol. Energy*, vol. 96, p. 140-151, 2013.
- [31] T. Mambrini, « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », PhD Thesis, Paris 11, 2014.
- [32] V. Sharma et S. S. Chandel, « Performance and degradation analysis for long term reliability of solar photovoltaic systems: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 27, p. 753-767, 2013.
- [33] S. Jiang, K. Wang, H. Zhang, Y. Ding, et Q. Yu, « Encapsulation of PV modules using ethylene vinyl acetate copolymer as the encapsulant », *Macromol. React. Eng.*, vol. 9, n° 5, p. 522-529, 2015.
- [34] A. K. Schnatmann, F. Schoden, et E. Schwenzfeier-Hellkamp, « Sustainable PV Module Design—Review of State-of-the-Art Encapsulation Methods », *Sustainability*, vol. 14, n° 16, p. 9971, août 2022, doi: 10.3390/su14169971.
- [35] L. Theunissen, B. Willems, J. Burke, D. Tonini, M. Galiazzo, et A. Henckens, « Electrically conductive adhesives as cell interconnection material in shingled module technology », in *AIP Conference Proceedings*, AIP Publishing, 2018.
- [36] S. Burroughs *et al.*, « A New Approach For A Low Cost CPV Module Design Utilizing Micro-Transfer Printing Technology », présenté à 6TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATING PHOTOVOLTAIC SYSTEMS: CPV-6, Freiburg, (Germany), 2010, p. 163-166. doi: 10.1063/1.3509179.
- [37] Sempruis, « Sempruis High Concentration Utility Module ». [www.sempruis.com](http://www.sempruis.com), 1 juin 2012. Consulté le: 21 août 2023. [En ligne]. Disponible sur: <http://energy.asu.edu/jo/images/CPV.pdf>
- [38] K. Ghosal, B. Fisher, D. Lilly, J. Gabriel, S. Seel, et S. Burroughs, « Ultrahigh Efficiency HCPV Modules and Systems », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 6, n° 5, p. 1360-1365, sept. 2016, doi: 10.1109/JPHOTOV.2016.2590884.
- [39] T. Nakagawa *et al.*, « High-efficiency Thin and Compact Concentrator Photovoltaics with Micro-solar Cells Directly Attached to Lens Array », in *Light, Energy and the Environment*, Canberra: OSA, 2014, p. RF4B.5. doi: 10.1364/OSE.2014.RF4B.5.
- [40] S. Askins *et al.*, « HIPERION: Scale-up of hybrid planar micro-tracking solar panels for rooftop compatible CPV », présenté à 17TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-17), Freiburg, Germany / Online, 2022, p. 030001. doi: 10.1063/5.0101843.
- [41] X. Sheng *et al.*, « Printing-based assembly of quadruple-junction four-terminal microscale solar cells and their use in high-efficiency modules », *Nat. Mater.*, vol. 13, n° 6, p. 593-598, juin 2014, doi: 10.1038/nmat3946.

- [42] M. P. Lumb *et al.*, « GaSb-Based Solar Cells for Full Solar Spectrum Energy Harvesting », *Adv. Energy Mater.*, vol. 7, n° 20, p. 1700345, oct. 2017, doi: 10.1002/aenm.201700345.
- [43] H. Arase *et al.*, « A Novel Thin Concentrator Photovoltaic With Microsolar Cells Directly Attached to a Lens Array », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 4, n° 2, p. 709-712, mars 2014, doi: 10.1109/JPHOTOV.2013.2292364.
- [44] N. Hayashi *et al.*, « Thin concentrator photovoltaic module with micro-solar cells which are mounted by self-align method using surface tension of melted solder », présenté à 13TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-13), Ottawa, Canada, 2017, p. 080005. doi: 10.1063/1.5001443.
- [45] J. F. Martínez, M. Steiner, M. Wiesenfarth, S. W. Glunz, et F. Dimroth, « Thermal analysis of passively cooled hybrid CPV module using Si cell as heat distributor », *IEEE J. Photovolt.*, vol. 9, n° 1, p. 160-166, 2018.
- [46] T.-L. Chou, Z.-H. Shih, H.-F. Hong, C.-N. Han, et K.-N. Chiang, « Thermal performance assessment and validation of high-concentration photovoltaic solar cell module », *IEEE Trans. Compon. Packag. Manuf. Technol.*, vol. 2, n° 4, p. 578-586, 2012.
- [47] M. Wiesenfarth *et al.*, « Technical boundaries of micro-CPV module components: How small is enough? », présenté à 17TH INTERNATIONAL CONFERENCE ON CONCENTRATOR PHOTOVOLTAIC SYSTEMS (CPV-17), Freiburg, Germany / Online, 2022, p. 030008. doi: 10.1063/5.0099878.
- [48] L. Micheli, E. F. Fernández, F. Almonacid, T. K. Mallick, et G. P. Smestad, « Performance, limits and economic perspectives for passive cooling of High Concentrator Photovoltaics », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 153, p. 164-178, 2016.
- [49] K. Kouame *et al.*, « New Triple-Junction Solar Cell Assembly Process for Concentrator Photovoltaic Applications », in *2023 IEEE 73rd Electronic Components and Technology Conference (ECTC)*, IEEE, 2023, p. 2223-2229.
- [50] SPECTROLAB, « CPV Point Focus Solar Cells, C4MJ Metamorphic Fourth Generation CPV Technology ». BOEING COMPANY, 16 juillet 2018. Consulté le: 21 août 2023. [En ligne]. Disponible sur: [https://www.spectrolab.com/photovoltaics/C4MJ\\_40\\_Percent\\_Solar\\_Cell.pdf](https://www.spectrolab.com/photovoltaics/C4MJ_40_Percent_Solar_Cell.pdf)
- [51] G. Segev, G. Mittelman, et A. Kribus, « Equivalent circuit models for triple-junction concentrator solar cells », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 98, p. 57-65, mars 2012, doi: 10.1016/j.solmat.2011.10.013.
- [52] A. J. Kinfaek Leoga *et al.*, « Outdoor Characterization of Solar Cells With Microstructured Antireflective Coating in a Concentrator Photovoltaic Monomodule », *IEEE J. Photovolt.*, p. 1-4, 2023, doi: 10.1109/JPHOTOV.2023.3295498.
- [53] M. A. Green *et al.*, « Solar cell efficiency tables (Version 61) », *Prog. Photovolt. Res. Appl.*, vol. 31, n° 1, p. 3-16, janv. 2023, doi: 10.1002/pip.3646.
- [54] M. Xiao, L. Tang, X. Zhang, I. Y. F. Lun, et Y. Yuan, « A review on recent development of cooling technologies for concentrated photovoltaics (CPV) systems », *Energies*, vol. 11, n° 12, p. 3416, 2018.

[55] L. F. Miller, « Controlled collapse reflow chip joining », *IBM J. Res. Dev.*, vol. 13, n° 3, p. 239-250, 1969.

[56] Subrat Prajapati, « Design Guidelines for Stencil Design using Regression ». Larsen & Toubro Limited, Medical Equipment and Systems (EBG), 25 mars 2010. Consulté le: 21 août 2023. [En ligne]. Disponible sur:  
[https://smtnet.com/library/files/upload/Paper%20Design%20Guidelines%20for%20Stencil%20\\_Subrat.pdf](https://smtnet.com/library/files/upload/Paper%20Design%20Guidelines%20for%20Stencil%20_Subrat.pdf)

[57] J. Jaus, *Entwicklung von photovoltaischen Konzentratormodulen mit Fresnel-Linsen und reflektiver Sekundäroptik*. Verlag Dr. Hut, 2010.

[58] J. Jaus, R. Hue, M. Wiesenfarth, G. Peharz, et A. W. Bett, « Thermal management in a passively cooled concentrator photovoltaic module », présenté à Proceedings of the 23rd European Photovoltaic Solar Energy Conference, WIP-Renewable Energies München, Germany, 2008, p. 832-836.

[59] N. Jiang, A. G. Ebadi, K. H. Kishore, Q. A. Yousif, et M. Salmani, « Thermomechanical Reliability Assessment of Solder Joints in a Photovoltaic Module Operated in a Hot Climate », *IEEE Trans. Compon. Packag. Manuf. Technol.*, vol. 10, n° 1, p. 160-167, janv. 2020, doi: 10.1109/TCPMT.2019.2933057.