



HAL
open science

Conversion haut-rendement de l'énergie solaire concentrée: de la théorie à la pratique

Alexis Vossier

► To cite this version:

Alexis Vossier. Conversion haut-rendement de l'énergie solaire concentrée: de la théorie à la pratique. Energie électrique. Université de Perpigna-Via Domitia, 2022. <tel-04701188>

HAL Id: tel-04701188

<https://hal.science/tel-04701188v1>

Submitted on 10 Dec 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.



HAL Authorization

Habilitation à Diriger des Recherches (HDR)

Délivrée par
UNIVERSITE DE PERPIGNAN VIA-DOMITIA

Préparée au sein de l'école doctorale
Energie Environnement ED305
Et de l'unité de recherche
PROMES-CNRS UPR8521

Spécialité :
**Science de l'Ingénieur - Energétique et Génie des
Procédés**

Présentée par :
Alexis VOSSIER

**Conversion haut-rendement de
l'énergie solaire concentrée
De la théorie à la pratique**

Soutenue le 15/04/2022 devant le jury composé de

M. Alain DOLLET, DR CNRS, PROMES	Examineur
M. Jean-François GUILLEMOLES, DR CNRS, IPVF	Rapporteur
Mme. Anne KAMINSKI-CACHOPO, Professeur, IMEP-LAHC	Rapporteur
M. Rodolphe VAILLON, DR CNRS, IES	Rapporteur
M. François VERNAY, Professeur, PROMES	Examineur

Résumé

Ce manuscrit synthétise les travaux de recherche effectués au cours des 12 années qui se sont écoulées depuis ma soutenance de thèse. Les technologies photovoltaïques ont subi d'importants bouleversements au cours de cette période : la filière photovoltaïque à concentration, qui a constitué le fil conducteur de mes travaux de recherche depuis douze ans, fait indéniablement partie des filières sur le déclin. Les motivations scientifiques sous-jacentes, ainsi que les raisons qui ont probablement conduit à un désintérêt progressif de la communauté solaire et de l'industrie pour cette technologie, sont discutées dans le deuxième chapitre. Par essence, les systèmes photovoltaïques à concentration sont exposés à des conditions opératoires extrêmes (en termes de température de fonctionnement, ou de densité de puissance lumineuse absorbée), et la compréhension des mécanismes limitant susceptibles de conduire à une dégradation de leur performances en conditions réelles de fonctionnement est donc primordiale. Cette thématique de recherche a fait l'objet de nombreux travaux qui sont détaillés dans le troisième chapitre de ce manuscrit. L'optimisation et l'adaptation des architectures de cellules solaires aux conditions extrêmes de fonctionnement caractéristiques des systèmes CPV sous très hautes concentrations a également fait l'objet de travaux de recherches, dont les principaux résultats sont présentés dans le quatrième chapitre. L'hybridation de systèmes PV ou CPV conventionnels avec des systèmes de conversion *thermodynamiques* de l'énergie solaire pourrait apporter une solution à l'absence de pilotabilité des technologies PV conventionnelles. L'étude des différents systèmes hybrides PV/CSP a constitué un axe de recherche important au cours des 5 dernières années, dont les principaux résultats sont discutés dans le chapitre 5. Le dernier chapitre est consacré aux thématiques de recherche qui seront développées dans les années à venir. Celles-ci s'articuleront essentiellement autour de 2 axes distincts, 1) La place de l'énergie solaire dans la transition énergétique 2) La concentration solaire comme moyen de caractérisation et de synthèse.

Remerciements

Je remercie tous t'abord Anne Kaminski-Cachopo, Jean-François Guillemoles et Rodolphe Vaillon, pour avoir pris le temps de rapporter ce manuscrit. Je remercie également François Vernay et Alain Dollet pour avoir accepté d'apporter un regard critique sur ce travail.

J'ai eu la chance de travailler avec de nombreux étudiants pour des durées de quelques semaines, quelques mois voire même quelques années pour les plus solides d'entre eux. Je ne remercierai jamais assez Joya Zeitouny, dont l'énumération des qualités mériterait à elle seule un manuscrit complet. Merci à vous, Timothée Barbe, Dounia Ziyati, Miguel Sainz pour votre enthousiasme. Vous m'apprenez beaucoup de choses tous les jours et c'est réellement gratifiant de vous voir progresser.

Je remercie également Rachid El Ouamari, Mathieu Sicre, Damien Jaffré, Ioannis Tsanakas, Noémie Lalau, Laurène Parent, Léo Lapeyre, Quentin Bernard, et Paul André, pour leur apport scientifique et parcequ'ils ont contribué, chacun à leur manière, à rendre l'ambiance dans l'équipe agréable.

J'ai eu la chance de croiser plusieurs chercheurs qui m'ont profondément marqué au cours des dix dernières années. Je suis d'abord reconnaissant envers Jeffrey Gordon, mon superviseur lorsque j'étais en post-doc à l'Université Ben Gurion, et qui demeure un mentor. Jeff fut un chef hyper-exigeant, droit, et loyal. C'est sa passion pour la science, son immense enthousiasme pour ses thématiques de recherche, et son dévouement total envers ses étudiants, qui m'ont fait réaliser à quel point ce métier pouvait être passionnant. Lors de mon séjour en Israël, j'ai également eu la chance de travailler régulièrement avec Eugene Katz, qui est désormais un ami proche. Merci Eugene pour ta gentillesse, ton humour, ta culture, tes anecdotes, et tes analyses de pourquoi les gens se comportent comme il se comportent. Alain Dollet m'a fait confiance depuis le début, d'abord comme doctorant il y a 15 ans, puis comme collègue depuis mon recrutement en 2013, et je le remercie pour sa loyauté, ses conseils, et son soutien. J'ai la chance de travailler avec Gilles Flamant depuis plusieurs années, qui m'impressionne par sa passion pour l'énergie solaire et par l'étendue de ses connaissances dans le domaine. Enfin, j'ai pu croiser un grand nombre de chercheurs talentueux, qui constituent de vraies sources d'inspiration, avec qui j'ai pris un réel plaisir à discuter et/ou à travailler au cours de la décennie passée, et que je souhaiterais remercier ici : Daniel Chemisana, Rodolphe Vaillon, Stéphanie Parola, Stéphane Collin, Guilhem Almuneau, Inès Massiot, Jean-François Guillemoles, Federico Gualdi, et bien d'autres.

Le Four Solaire d'Odeillo est bien plus qu'un laboratoire de recherche. C'est une grande famille au sein de laquelle on aime beaucoup partager des moments conviviaux, et organiser des activités plus ou moins stupides qui contribuent à façonner cette atmosphère unique qui règne dans le laboratoire. Beaucoup de ses membres, passés ou présents, sont de vrais amis.

Je remercie mes collègues de table à la cantine, avec qui j'ai surmonté des épreuves difficiles quasiment tous les jours. Merci Yasmine Lalau, Corinne Moulet, Yann Volut, Thomas Fasquelle, Aurore Thiery, Laurent Thomas, et André Carbonell. Ensemble nous avons affronté de nombreuses intoxications alimentaires, ainsi que de multiples tentatives d'empoisonnement de la part de notre odieux cuistot.

Je remercie les membres du club de brassage de bière. Moins pour la qualité du breuvage (encore que nous nous améliorons pas mal ces derniers temps) que pour la solidarité qui règne entre nous lorsque nous jetons toute notre production dans l'évier. Dans ces moments là, je nous sens comme des frères face à l'adversité. Merci à vous Michael Tessonaud, Olivier Berthelot, Jean-Marc Perrin, Laurent Thomas, Laurent Lestrade, Didier Rives, Jean-Louis Sans, Yasmine Lalau, et Thomas Fasquelle.

Enfin, merci à mes amis du laboratoire, passés et présents, avec qui j'ai passé des soirées, des apéros, des repas, des WE, des randonnées vélo, et des vacances, inoubliables : Didier Rives et Myriam Bruno, Laurent et Renée Lestrade, Laurent Thomas, Aurore Thiery, André Carbonell, Jean-Louis Sans, Yasmine Lalau, Inma Perez, Clarisse Loreyte, Freddy Ordonez, Thomas Fasquelle, Corinne Moulet, Frank Martin, Salma Chatt, Quentin Falcoz, Olivier Prevost, Antoine Boubault, Damien Jaffré, Pierre Garcia, François Nepveu, David Chti code, Antoine Perez, Ségolène Vannerem, Thibaut Esence, Charlène Pellegrini, Magali Serviel et pas mal d'autres !

Un immense merci à mes copains d'amour Freddy Guihéneuf, Lilit Tonoyan, et Thomas Fasquelle, pour être ce que l'humanité fait de mieux en matière de stupidité (et pour être ce que l'humanité fait de mieux tout court).

Ma reconnaissance éternelle va aux membres du glorieux Klvb Larve, dont je suis le Chef avec un grand K (n'en déplaise à Nicolas Bercher). Merci à vous Nicolas Bercher, Eric Barbereau, et Matthieu le Rouzic.

J'annonce un crampon-double 2 à mes amis de Grenoble, Jessy Toqué, Christophe Garnier, Alain Sugny, et Bertrand Gougé.

Je remercie mes parents et mon frère pour leur soutien depuis toujours, et ma chérie (ainsi que son chat, mais un peu moins) pour rendre ma vie si chouette ces dernières années.

Sommaire

Introduction	1
1 Parcours académique 2009-2022	3
1.1 Curriculum Vitae	3
1.2 Recherche Scientifique	3
1.2.1 Positionnement de mes activités de recherche	3
1.2.2 Projets financés	5
1.3 Enseignement, formation, et diffusion de la culture scientifique	5
1.3.1 Thèses dirigées	5
1.3.2 Post-Doctorat encadré	6
1.3.3 Etudiants de Master, Ecoles d'ingénieurs	7
1.3.4 Enseignements	7
1.4 Divers	7
1.4.1 Organisation de Workshop	7
1.4.2 Participation à des travaux d'expertise	7
1.4.3 Relecture de revues	7
1.5 Liste des publications scientifiques	8
2 La conversion photovoltaïque sous concentration	14
2.1 Contexte	14
2.2 La concentration photovoltaïque	16
2.2.1 Principe	16
2.2.2 Les cellules multi-jonction	19
2.3 2010-2020 : une période charnière pour le CPV	20
2.4 Le modèle de balance détaillée	25
3 CPV : les principaux facteurs limitants	27
3.1 Principaux mécanismes limitant	28
3.1.1 Recombinaisons Auger	31
3.1.1.1 Effets de la température	33
3.1.2 Sensibilité à la distribution spectrale de la lumière	34
3.1.3 Conclusions	37

4	Architectures de cellules pour les très fortes concentrations solaires	39
4.1	Réglage fin des cellules solaires MJ	39
4.2	Pertes résistives	42
4.2.1	Minimisation des pertes résistives par ingénierie de gap	42
4.2.2	Minimisation des pertes résistives par ultra-miniaturisation des cellules	46
4.2.3	Cellules Multi-jonction Verticales	48
4.2.4	Conclusions	50
5	Systèmes hybrides PV/CSP	52
5.1	Introduction	52
5.2	Panorama des différents systèmes hybride compacts	53
5.3	Systèmes hybrides " <i>haute-température</i> "	56
5.4	Performances de centrales hybrides en conditions réelles	60
5.5	Systèmes hybrides " <i>PV-TS</i> "	63
5.6	Conclusions	64
6	Projet de recherche	66
6.1	Sur la pilotabilité de l'électricité solaire	66
6.2	Sur le rôle de l'énergie solaire dans la décarbonation du transport et de l'industrie	69
6.3	Caractérisation de cellules PV en conditions extrêmes de température et concentration	71
6.3.1	Caractérisation de cellules PV <i>haute-température</i>	72
6.3.2	Caractérisation de cellules PV <i>haut-rendement</i>	73
6.4	Synthèse de nanomatériaux par voie solaire	74
6.4.1	Contexte	75
6.4.2	Problématique	76
	Bibliographie	78

Table des figures

1	Peinture de Giulio Parigi (1600) illustrant l'utilisation d'un miroir d'Archimède contre un bateau Romain	14
2	Centrale CSP (gauche) - Centrale CPV (droite)	15
3	Schéma de principe d'un système photovoltaïque à concentration [1]	16
4	Rendement de conversion PV maximal en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur utilisé, et pour des facteurs de concentration solaires compris entre 1 et 46 000 soleils [2]	18
5	Principe de fonctionnement d'une cellule Multi-jonction [3]	19
6	Puissance CPV installée annuellement autour du monde entre 2001 et 2017 [4]	21
7	Rendements de conversion records des principales technologies de cellules photovoltaïques [5]	23
8	Facteurs de concentration <i>pic</i> des cellules solaires MJ <i>record</i> depuis 2006 .	24
9	Limite théorique de Shockley-Queisser (courbe noire) et rendement <i>experimental</i> de diverses technologies de cellules PV à l'état de l'art [5]. Les différentes zones colorées mettent en évidence la capacité des différentes technologies de cellules à s'approcher, ou non, de leur propres limites théoriques : les zones bleues, vertes, et roses, matérialisent les technologies de cellules opérant respectivement à 75-100 %, 50-75 %, et 0-50 % de leur propres limites théoriques.	28
10	Impact de la résistance série (a), des recombinaisons non-radiatives (b), et de la température (c), sur les performances électriques de cellules PV sous concentration, en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur utilisé [6]	30
11	Mécanismes de recombinaison Auger <i>eeh</i> et <i>ehh</i> [7]	31
12	Durée de vie effective des porteurs de charge dans une cellule Ge en fonction de la concentration de porteurs de charge en excès, et pour des dopages de la base compris entre 10^{15} et 10^{18} cm^{-3} . Les courbes pleines représentent la durée de vie des porteurs calculée en négligeant les recombinaisons Auger, tandis que les symboles illustrent l'évolution de la durée de vie en tenant compte de ce mécanisme de recombinaison (gauche) - V_{oc} d'une cellule Ge avec et sans prise en compte des recombinaisons Auger, en fonction du facteur de concentration (droite) [7]	32

TABLE DES FIGURES

13	Représentation schématique du dispositif expérimental utilisé pour la caractérisation du comportement thermique de cellules PV sous ultra-hautes concentrations solaires [8]	34
14	Coefficient de température des principaux paramètres électriques d'une cellule triple-jonction <i>InGaP/InGaAs/Ge</i> (gauche) et coefficient de température de V_{oc} (droite), pour des facteurs de concentration compris entre ~ 10 et 10 000 soleils [8]	34
15	Rendement de conversion maximal atteignable avec des cellules solaires MJ pour différents spectres lumineux, et en fonction du nombre de sous-cellules compris dans l'empilement [2].	35
16	Gain en énergie moyen généré par un système CPV intégrant des cellules solaires MJ comprenant jusqu'à 10 jonctions <i>pn</i> (bâtonnets bleus) et gain en énergie attendue (bâtonnets verts) [9]	37
17	Rendement de conversion maximal atteignable avec des cellules solaires MJ pour différents spectres lumineux, et en fonction du nombre de sous-cellules compris dans l'empilement [10].	40
18	Variation relative de la production énergétique associée à l'exploitation de cellules <i>affinées</i> , pour 4 localités représentatives des conditions climatiques disponibles autour du monde, et pour des cellules comprenant 2 à 10 jonctions <i>pn</i> [10].	41
19	Courbes <i>iso-rendement</i> d'une cellule triple-jonction, en considérant une valeur de la résistance série égale à $0,05 \Omega.cm^2$, et pour des facteurs de concentration de 1 (a), 1 000 (b), 5 000 (c), et 10 000 soleils (la jonction inférieure est fixée à 0,66 eV) [11]	43
20	Algorithme génétique mis en oeuvre pour l'optimisation des cellules MJ [11]	44
21	Rendement de conversion (a) et variation relative du rendement de conversion (b) en fonction du facteur de concentration du flux solaire, pour des cellules triple-jonction, et en considérant une valeur de la résistance série égale à $0,05\Omega.cm^2$ [11]	45
22	Composantes de la résistance série d'une cellule GaAs de $1 mm^2$ pour des facteurs de concentration solaire compris entre 100 et 10 000 soleils. r_S : résistance totale, r_{FC} : résistance de contact avant, r_E : résistance d'émetteur, r_G : résistance de grille, r_V : résistance verticale, r_{BC} : résistance de contact arrière [12]	46
23	Modèle distribué de cellule triple-jonction <i>InGaP/InGaAs/Ge</i> [13]	47
24	Rendement de conversion de cellules triple-jonction <i>InGaP/InGaAs/Ge</i> en fonction du facteur de concentration solaire, et pour des tailles de cellules comprises entre $100 \mu m$ et $10 mm$ [13]	48

TABLE DES FIGURES

25	Représentation schématique du concept de cellules multi-jonction verticales, dont l'originalité repose sur le fait que l'absorption de la lumière se fait par le côté de la cellule, ce qui permet potentiellement d'améliorer significativement les performances de cellules PV soumises à des densités de puissance solaires très élevées [14].	49
26	Rendement de conversion des différentes sous-cellules, et rendement de conversion global de deux architectures de cellules MJ verticales Si/Ge (gauche) et GaP/Si/Ge (droite). Le rendement de conversion d'une architecture de cellule triple jonction GaInP/GaInAs/Ge conventionnelle est également représenté, à titre de comparaison, sur la figure de droite [14]. .	51
27	Représentation schématique des 3 principales stratégies de conversion hybride compacte PV-CSP [15].	54
28	Rendement de conversion <i>global</i> (gauche) et fraction PV (droite) pour les 3 stratégies hybrides compactes étudiées, en fonction de E_g et pour des cellules PV opérant à la limite radiative [15].	56
29	Rendement de conversion PV d'une cellule simple-jonction en fonction de E_g , pour $T=298-973K$, et pour des facteurs de concentration de 1 (a), 100 (b), 1 000 (c), et 46 000 soleils (d) [16].	58
30	Principaux flux d'énergie ramenés à la puissance solaire incidente, en fonction de la température caractéristique du système, et dans le cas de cellules solaires double-jonction optimisées pour chaque température étudiée. (a) $C=100$, cellules solaires à la limite radiative (b) $C=1\ 000$, cellules solaires à la limite radiative [16].	59
31	Centrale solaire THEMIS	60
32	Productible énergétique annuel cumulé des technologies hybrides <i>1S</i> (gauche), <i>HT</i> (centre), et de la technologie <i>CSP</i> (droite), sur le site de Thémis . . .	62
33	Illustration schématique du concept PV-TS : le surplus d'électricité solaire est injecté dans une cuve de stockage thermique de l'énergie, grâce à un système de chauffage résistif. En cas de besoin, la chaleur stockée est utilisée par une turbine afin de subvenir à la demande électrique [17].	63
34	Indicateurs énergétiques des principales technologies solaire étudiées en fonction de la puissance électrique injectée sur le réseau et de l'énergie stockée. DF est le facteur de demande et traduit la capacité d'une technologie donnée à satisfaire la demande électrique, tandis que le facteur de capacité CF illustre la fraction du temps durant laquelle une centrale est opérée à puissance nominale	68
35	Evolution du coût de l'hydrogène en fonction du facteur d'utilisation de l'électrolyseur utilisé pour sa production [18]	70

TABLE DES FIGURES

36	Tension en circuit ouvert (haut), Facteur de forme (milieu) et rendement de conversion (bas) de cellules double-jonction GaInP/GaAs en fonction du facteur de concentration solaire, et pour des températures comprises entre 25 et 400°C [19]	72
37	Classification des principaux allotropes du carbone [20]	74
38	Exemples d'image TEM de nanostructures réalisées sous irradiation solaire concentrée. (a) Fullerène de Cs ₂ O [21], nanotubes de MoS ₂ à multiple parois (b) et simple paroi (c) [22] et fullerènes hybrides de MoS ₂ [23], qui possèdent un cœur octaédrique et une coquille quasi sphérique	76
39	Réacteur de synthèse de nanomatériaux disponible à PROMES.	77
40	Nanofeuillets de MoS ₂ (gauche) - Amas de nanoparticules de MoS ₂ (droite)	78

Liste des tableaux

1.1	Projets financés depuis 2013	5
2.1	Caractérisations expérimentales de cellules PV à des niveaux de concentration solaire supérieurs à 1 000 soleils	20
3.1	Indices de Shockley-Queisser pour diverses technologies de cellules solaires, pour une illumination équivalente à un soleil, et sous flux solaire concentré [24]	29
5.1	Conditions opératoires caractéristiques des différentes stratégies hybrides compactes étudiées [15]	54

Introduction

Le paysage énergétique mondial est aujourd'hui en profonde mutation : la prise de conscience de la nature anthropique du réchauffement climatique conduit une fraction croissante de l'humanité à rejeter tout scénario de développement reposant sur des émissions substantielles de gaz à effet de serre. De par son abondance et sa disponibilité, l'énergie solaire constitue une source d'énergie *bas carbone* susceptible de se substituer avantageusement aux sources d'énergie carbonées qui constituent toujours une fraction significative de la production électrique mondiale (bien que ce constat ne soit pas valable en France, où l'énergie nucléaire est prédominante). En dépit d'une couverture médiatique qui pourrait laisser penser le contraire, le solaire photovoltaïque ne représente en 2022 qu'une faible fraction de la production électrique au niveau mondial (2,5% fin 2019 [25]). Au cours de la décennie passée, la filière photovoltaïque a subi de profonds bouleversements. Au niveau technologique d'une part : de nombreuses filières, encore considérées il y a quelques années comme particulièrement prometteuses, ont été partiellement, voire complètement délaissées, tandis que de nouvelles technologies ont émergé (à l'image de la filière pérovskite). Au niveau géographique, le centre de gravité de la filière photovoltaïque s'est clairement déporté vers la Chine (aujourd'hui, la majorité des plus grandes entreprises PV mondiales sont Chinoises). Au niveau économique enfin, le coût de l'électricité photovoltaïque a atteint une valeur voisine de $0,3 \text{ \$/}W_p$ [4] en 2018, faisant de l'électricité solaire une alternative crédible à bon nombre de filières de production d'électricité concurrentes. C'est dans ce contexte que s'inscrivent les travaux de recherche que j'ai réalisés depuis 12 ans. La filière photovoltaïque à concentration, pour laquelle j'ai consacré une partie importante de mes travaux de recherche, fait clairement partie des technologies PV sur le déclin. On essaiera de comprendre quelles en sont les raisons dans le chapitre 2 de ce manuscrit.

Cette technologie possède pourtant de nombreux atouts : son efficacité inégalée fait de la filière CPV la technologie PV la plus performante aujourd'hui (avec un rendement de conversion approchant désormais 50%). L'utilisation de la concentration solaire permet par ailleurs de réduire considérablement la surface de cellules PV requise pour produire une puissance électrique donnée. Pourtant, les conditions opératoires susceptibles d'être rencontrés par de tels systèmes diffèrent notablement des conditions typiquement rencontrées par des cellules PV conventionnelles (en terme de densité de puissance lumineuse, de distribution spectrale de la lumière, ou encore de température). L'étude des mécanismes conduisant à une dégradation des performances des cellules solaires à concentration en

conditions réelles d'opération à constitué un volet important de mes travaux de recherches, et les principales conclusions seront largement discutées dans le chapitre 3.

L'amélioration des performances des cellules PV à concentration implique nécessairement d'utiliser des architectures de cellules de plus en plus complexes, et d'exposer ces mêmes cellules à des densités de puissance solaire toujours plus élevées. De telles conditions conduisent nécessairement à 1) une sensibilité accrue aux conditions opératoires, et 2) une exacerbation des mécanismes limitants conduisant à une dégradation des performances photovoltaïques. Le développement d'architectures de cellules optimisées afin de mieux endurer ces conditions extrêmes a également fait l'objet de plusieurs études. Les principales conclusions en seront discutées dans le chapitre 4.

A la lumière des évolutions récentes observées dans certains pays, il apparait que le déploiement massif du PV sera vraisemblablement confronté à un problème de taille : l'absence de pilotabilité de la production électrique solaire, qui impose des contraintes sévères sur la structure du réseau électrique (censé supporter la présence de sources de production électrique intermittentes), ou encore la nécessité de recourir à d'autres sources de production électrique pilotables en cas d'indisponibilité de la ressource solaire (hydraulique, nucléaire, charbon...). L'hybridation de systèmes PV ou CPV conventionnels avec des systèmes de conversion *thermodynamiques* de l'énergie solaire pourrait apporter une solution à ce problème, en offrant simultanément un faible coût d'exploitation de l'énergie solaire (grâce au PV) et la possibilité de stocker l'énergie solaire sous forme thermique, puis d'assurer une production différée d'électricité (grâce au convertisseur CSP). L'étude des différents systèmes hybrides PV/CSP a constitué un axe de recherche important au cours des 5 dernières années. Les principaux résultats seront discutés dans le chapitre 5.

La dernière partie de ce manuscrit (chapitre 6) sera consacrée aux thématiques de recherche qui seront développées dans les années à venir. Celles-ci s'articuleront essentiellement autour de 2 axes distincts :

- *La place de l'énergie solaire dans la transition énergétique.* On cherchera notamment à évaluer comment les centrales de production d'électricité solaire seront, ou non, en mesure de subvenir à la satisfaction de la demande électrique, dans un contexte de déploiement massif des *EnR* en général et de l'énergie solaire en particulier. On cherchera également à comprendre dans quelle mesure l'énergie solaire permettra d'accompagner la nécessaire transition énergétique dans les domaines de l'industrie, du transport, ou du bâtiment, par exemple
- *La concentration solaire comme moyen de caractérisation et de synthèse :* ces thématiques de recherches se déclineront essentiellement en deux activités distinctes *i*) la caractérisation de cellules PV en conditions extrêmes de température et de concentration *ii*) la synthèse de nanomatériaux à forte valeur ajoutée par voie solaire concentrée.

Parcours académique 2009-2022

1.1 Curriculum Vitae

EXPERIENCES PROFESSIONNELLES – ACTIVITES SCIENTIFIQUES

- **2017-2022** Chargé de Recherche de Classe Normale (CRCN) au laboratoire PROMES-CNRS (UPR8521) à Odeillo (66) – France
- **2013-2017** Chargé de Recherche de 2^è me classe au laboratoire PROMES-CNRS (UPR8521) à Odeillo (66) – France
- **2012-2013** Post-Doctorat - Université de Sherbrooke – Nanofabrication and Nanocharacterization Research Center - Sherbrooke (QC) Canada
- **2009-2011** Post-Doctorat - Université Ben Gourion - Department of Solar Energy and Environmental Physics - Midreshet Ben Gurion - Israel

FORMATION

- **2005-2009** Thèse de Doctorat, portant sur l'étude de la conversion photovoltaïque sous flux solaire concentré - Laboratoire PROMES-CNRS à Odeillo (66) - France
- **2004-2005** Master Recherche « Energies nouvelles – matériaux associés » à l'Université de Perpignan (66)
- **1999-2002** Elève-Ingénieur en Sciences et Génie des Matériaux à Polytech'Grenoble (38)

1.2 Recherche Scientifique

1.2.1 Positionnement de mes activités de recherche

J'ai effectué mes recherches au sein de l'équipe Photovoltaïque, Plasmas, Couches-Minces (PPCM), puis au sein de l'axe Matériaux pour l'Energie et l'Espace (MEE) du laboratoire PROMES. L'activité scientifique de cette équipe est principalement dédiée à

l'étude des procédés d'élaboration de couches minces par dépôt chimiques ou physiques en phase gazeuse, et à l'étude des propriétés photovoltaïques ou thermomécaniques de matériaux soumis à des contraintes sévères. Les travaux de recherche effectués au cours des 12 dernières années se sont essentiellement articulés autour de 5 thématiques fortes, qui seront largement détaillées dans la suite de ce document, et qui concernent :

1. **L'étude théorique des phénomènes physique limitant conduisant à une dégradation des performances des cellules solaires.** Dans cet objectif, on s'est attaché à quantifier dans quelle mesure les principaux facteurs limitant (température, pertes résistives, recombinaisons non-radiatives. . .) sont susceptibles d'affecter la capacité d'un grand nombre de technologies de cellules solaires à approcher leur propre limite théorique.
2. **L'étude de système de conversion de l'énergie solaire concentrée mettant en jeu des récepteurs hybrides.** On s'est notamment intéressés à l'optimisation de systèmes hybride mettant en jeu des convertisseurs thermo-ioniques assistés par photons (PETE) couplés à des convertisseurs thermiques classiques (thermo-éléments ou système de conversion thermodynamique de l'énergie solaire concentrée (CSP)) , ainsi qu'à des systèmes hybrides impliquant des cellules photovoltaïques à concentration (CPV) sous très fortes concentration du flux solaire, et des convertisseurs CSP.
3. **L'optimisation de cellules photovoltaïques pour les très fortes concentrations du flux solaire.** L'objectif était ici de suggérer des architectures de cellules solaires adaptées aux très fortes concentrations du flux solaire, en minimisant l'impact des principaux facteurs limitant conduisant à une dégradation notable des performances.
4. **L'étude du confinement angulaire des photons émis par recombinaisons radiatives.** Nous avons notamment essayé d'étudier dans quelle mesure le couplage de la concentration solaire et de la restriction angulaire des photons émis par recombinaisons radiatives peut conduire à une augmentation de l'efficacité de conversion solaire \rightarrow électrique.
5. **La synthèse de nanomatériaux à haute valeur ajoutée par voie solaire concentrée.** Ce dernier volet du travail de recherche a été initié en 2019. L'objectif ici est de mieux comprendre les conditions de synthèses de différents types de nanostructures par voie solaire concentrée, afin de développer et optimiser un procédé solaire propre, non-polluant, et efficace de fabrication de nanomatériaux.

1.2.2 Projets financés

TABLE 1.1 – Projets financés depuis 2013

Type	Date de début	Date de fin	Responsable	Partenaire	Montant	Objet
PEPS	01/10/2013	01/10/2014	Vincent Aimez	LN2 - Université de Sherbrooke	15 k€	Management optique dans les cellules solaires
PEPS	01/10/2014	01/10/2015	Mohamed Amara	CETHIL (Lyon) INL (Lyon)	15 k€	Conversion thermo-ionique assistée par photons
PEPS	01/10/2015	01/10/2016	Alexis Vossier	C2N (Saclay)	15 k€	Management optique dans les cellules solaires
PEPS	01/10/2016	01/10/2017	Stéphanie Parola	IES - Université de Montpellier	15 k€	Cellules PV dpour les fortes concentrations solaires
Projet interne	01/01/2019	01/12/2019	Alexis Vossier	–	10 k€	Synthèse de nanomatériaux par voie solaire

1.3 Enseignement, formation, et diffusion de la culture scientifique

1.3.1 Thèses dirigées

- **Carolyn Carrière** : Thèse en cotutelle (2014-2017) PROMES/Université de Sherbrooke (QC, Canada), portant sur l'étude des mécanismes de vieillissement et optimisation des récepteurs de modules HCPV. J'ai contribué à hauteur de 30% à l'encadrement des travaux de Carolyn. Ces travaux de thèse visent à développer une méthode expérimentale de vieillissement accéléré de cellules solaires sous concentration. L'objectif ici était de comprendre l'origine des mécanismes physiques conduisant à une éventuelle dégradation accélérée des performances des cellules PV sous forte concentration du flux solaire. Cette thèse n'a pas été soutenue.
- **Joya Zeitouny** : Thèse ministérielle (2015-2018) intitulée *Advanced strategies for ultra-high PV efficiencis* (soutenue en Décembre 2018). J'ai contribué à hauteur de 70% à l'encadrement des travaux de Joya. Ces travaux de thèse ont principalement visé 1) à comprendre la corrélation entre propriétés optiques et performances électriques des cellules solaires 2) Optimiser l'architecture de cellules PV multi-jonction, dans le but d'accroître les rendements de conversion photovoltaïque 3) Etudier les performances de systèmes hybrides PV-CSP.

- **Dounia Ziyati** : Thèse Région (2018-2022) portant sur *l'étude et la caractérisation de cellules PV haute température pour les systèmes hybrides PV-CSP*. Je contribue à hauteur de 70% à l'encadrement des travaux de Dounia. Cette thèse vise à mieux comprendre l'effet des très hautes températures sur les performances de cellules PV, afin d'améliorer l'efficacité des systèmes hybrides PV-CSP. Ces travaux s'articulent essentiellement autour de trois volets importants 1) Compréhension théorique des mécanismes conduisant à une dégradation des performances des cellules PV 2) Evaluation des performances des principales stratégies hybrides PV-CSP 3) Caractérisation expérimentale de cellules PV en conditions extrêmes d'illumination et de température.
- **Timothée Barbe** : Thèse financée par le Labex Solstice (100%) (2019-2022) portant sur la *synthèse de nanomatériaux à forte valeur ajoutée par voie solaire concentrée*. Je contribue à hauteur de 25% à l'encadrement des travaux de Timothée. Ces travaux visent essentiellement à 1) Mieux comprendre les conditions régnant dans l'enceinte et conduisant à la synthèse de nanostructures sur un plan théorique 2) Etudier l'effet des paramètres de synthèse sur la formation de nanoparticules de MoS₂ à partir du réacteur actuel 3) Déterminer les conditions optimales permettant de former les différents types de nanostructures.
- **Miguel Sainz** : Thèse co-financée par le Labex Solstice (50%) (2022-2025) et portant sur le *développement d'un absorbeur volumique pour concentrateur linéaire*. Je contribue à hauteur de 25% à l'encadrement des travaux de Miguel. Ces travaux portent sur le développement de concentrateurs hybrides délivrant simultanément de la chaleur (à des niveaux de température compatibles avec les besoins industriels) et de l'électricité. L'originalité du concept développé par Miguel repose sur la nature du fluide caloporteur utilisé, qui intègre une suspension de graphène. Dans ces conditions, l'absorption du rayonnement solaire ne se produit plus en surface, mais dans le volume. La possibilité de moduler la transmission dans l'eau de graphène à partir de la concentration permet d'envisager des dispositifs hybrides. Plusieurs configurations seront étudiées en fonction des propriétés optiques spectrales du milieu (d'autres nanomatériaux que le graphène seront envisagés).

1.3.2 Post-Doctorat encadré

Ioannis Tsanakas : Ioannis a effectué un post-doctorat d'un an (Sept. 2013 – Sept 2014) au sein de l'équipe. Ces travaux visaient à étudier la faisabilité et à développer un système de vieillissement accéléré de cellules solaires sous forte concentration en conditions réelles d'opération.

1.3.3 Etudiants de Master, Ecoles d'ingénieurs

Quentin Bernard (M2, UPVD - 2015), **Joya Zeitouny** (M2, UPMC - 2015), **Noémie Lalau** (Stage Ingénieur - INSA Toulouse - 2016), **Laurène Parent** (M2 - Université Paris Sud - 2016), **Paul André** (Stage Ingénieur - INSA Val de Loire - 2018), **Timothée Barbe** (Stage Ingénieur - Grenoble INP - 2019)

1.3.4 Enseignements

Novel concepts for highly efficient solar energy conversion : 20h (Cours magistraux, Ecole Polytechnique Nationale de Quito, Equateur)

1.4 Divers

1.4.1 Organisation de Workshop

J'ai organisé le Workshop « Optical management of radiation in solar energy converters » parrainé par le Labex SOLSTICE en Octobre 2015 à Perpignan. Ce Workshop, ouvert aux laboratoires membres du Labex Solstice, avait pour principale ambition de comprendre comment la problématique du management optique dans les systèmes de conversion de l'énergie solaire est traitée dans deux communautés solaire photovoltaïque et solaire thermodynamique.

1.4.2 Participation à des travaux d'expertise

J'ai animé le groupe « Photovoltaïque » à l'Observatoire des Micro et Nano-Technologies (UMS CEA/CNRS). Cette observatoire avait pour vocation à réaliser une veille technologique et scientifique sur des thématiques identifiées comme porteuses par les directions scientifiques des tutelles de l'observatoire (INSIS pour le CNRS, LETI pour le CEA). Dans ce cadre, nous nous réunissions une fois par trimestre pour discuter des avancées perçues comme décisives par les experts du groupe. En tant qu'animateur scientifique, j'étais en charge d'identifier les informations clés parmi les contributions des différents experts, et de rédiger un chapitre d'introduction décrivant l'état des lieux des recherches dans la synthèse annuelle de l'observatoire. Cet observatoire n'est plus actif depuis 2017. Je suis également membre du comité d'organisation des Journées Nationales du Photovoltaïque, et rapporteur auprès de la cellule énergie du CNRS (projet PEPS Energie).

1.4.3 Relecture de revues

Relecteur pour les revues *Energy and Environmental Science* (IF : 38,5), *Journal of Cleaner Production* (IF : 9,3), *Solar RRL* (IF : 8,58), *Renewable Energy* (IF : 8,01),

Progress in Photovoltaics (IF : 7,95), *Sustainable Energy and Fuels* (IF : 6,04), *Solar Energy* (IF : 5,742), *Scientific Reports* (IF : 4,38), *IEEE Journal of Photovoltaics* (IF : 3,052).

1.5 Liste des publications scientifiques

Publications parues dans des revues internationales à comité de lecture

1. T. Barbe, G. Flamant, E. Nadal, A. Vossier, G. Olalde, and F. Bataille, “Elucidating the gas flow dynamics in a nanomaterial synthesis solar reactor,” *Chemical Engineering Journal*, in press
2. D. Ziyati, A. Dollet, G. Flamant, Y. Volut, E. Guillot, and A. Vossier, “A multi-physics model of large-scale compact pv-csp hybrid plants,” *Applied Energy*, vol. 288, p. 116644, 2021
3. J. M. Gordon, T. Fasquelle, E. Nadal, and A. Vossier, “Providing large-scale electricity demand with photovoltaics and molten-salt storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110261
4. L. Parent, A. Riverola, D. Chemisana, A. Dollet, and A. Vossier, “Fine-tuning of Multijunction solar cells: An in-depth evaluation,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2019
5. A. Vossier, J. Zeitouny, E. Katz, A. Dollet, G. Flamant, and J. Gordon, “Performance bounds and perspective for hybrid solar photovoltaic/thermal electricity-generation strategies,” *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 2, no. 9, pp. 2060–2067, 2018
6. J. Zeitouny, N. Lalau, J. M. Gordon, E. A. Katz, G. Flamant, A. Dollet, and A. Vossier, “Assessing high-temperature photovoltaic performance for solar hybrid power plants,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 182, pp. 61–67, 2018
7. J. Zeitouny, E. A. Katz, A. Dollet, and A. Vossier, “Band gap engineering of multi-junction solar cells: effects of series resistances and solar concentration,” *Scientific reports*, vol. 7, no. 1, p. 1766, 2017
8. A. Vossier, A. Riverola, D. Chemisana, A. Dollet, and C. A. Gueymard, “Is conversion efficiency still relevant to qualify advanced multi-junction solar cells?” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 25, no. 3, pp. 242–254, 2017
9. A. Vossier, E. Al Alam, A. Dollet, and M. Amara, “Assessing the efficiency of advanced multijunction solar cells in real working conditions: a theoretical analysis,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 6, pp. 1805–1812, 2015

10. J. Tsanakas, M. Sicre, C. Carriere, R. Elouamari, A. Vossier, J.-E. de Salins, B. Levrier, and A. Dollet, “A novel approach of accelerated ageing tests for high concentration III-V multijunction solar cells through rapid irradiation/thermal cycles,” *Solar Energy*, vol. 116, pp. 205–214, 2015
11. A. Vossier, F. Gualdi, A. Dollet, R. Ares, and V. Aimez, “Approaching the Shockley-Queisser limit: General assessment of the main limiting mechanisms in photovoltaic cells,” *Journal of Applied Physics*, vol. 117, no. 1, p. 015102, 2015
12. X. Ju, A. Vossier, Z. Wang, A. Dollet, and G. Flamant, “An improved temperature estimation method for solar cells operating at high concentrations,” *Solar Energy*, vol. 93, pp. 80–89, 2013
13. A. Braun, B. Hirsch, A. Vossier, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “Temperature dynamics of multijunction concentrator solar cells up to ultra-high irradiance,” *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*, vol. 21, no. 2, pp. 202–208, 2013
14. A. Braun, A. Vossier, E. A. Katz, N. J. Ekins-Daukes, and J. M. Gordon, “Multiple-bandgap vertical-junction architectures for ultra-efficient concentrator solar cells,” *Energy & Environmental Science*, vol. 5, no. 9, pp. 8523–8527, 2012
15. A. Vossier, D. Chemisana, G. Flamant, and A. Dollet, “Very high fluxes for concentrating photovoltaics: Considerations from simple experiments and modeling,” *Renewable Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 31–39, 2012
16. A. Vossier, B. Hirsch, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “On the ultra-miniaturization of concentrator solar cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1188–1192, 2011
17. D. Chemisana, A. Vossier, L. Pujol, A. Perona, and A. Dollet, “Characterization of Fresnel lens optical performances using an opal diffuser,” *Energy conversion and management*, vol. 52, no. 1, pp. 658–663, 2011
18. A. Vossier, B. Hirsch, and J. M. Gordon, “Is Auger recombination the ultimate performance limiter in concentrator solar cells?” *Applied Physics Letters*, vol. 97, no. 19, p. 193509, 2010
19. T. Tromholt, E. A. Katz, B. Hirsch, A. Vossier, and F. C. Krebs, “Effects of concentrated sunlight on organic photovoltaics,” *Applied Physics Letters*, vol. 96, no. 7, p. 073501, 2010

Congrès internationaux avec actes

1. J. Zeitouny, N. Lalau, E. A. Katz, A. Dollet, and A. Vossier, “On the potential of solar cells to efficiently operate at high temperature,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1881, no. 1. AIP Publishing, 2017, p. 080011

2. L. Parent, A. Riverola, D. Chemisana, A. Dollet, and A. Vossier, “Fine-tuning of multi-junction solar cells: a theoretical assessment,” in *ISES Conference Proceedings*, 2016, pp. 1–9
3. J. Zeitouny, A. Dollet, and A. Vossier, “Combining sunlight concentration and angular confinement: Studying the effects of series resistance and external radiative efficiency,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1766, no. 1. AIP Publishing, 2016, p. 080008
4. J. Zeitouny, E. A. Alam, M. Amara, A. Dollet, and A. Vossier, “Effects of non-ideal losses on the optimal bandgap arrangement of multi-junction solar cells comprising up to 5 subcells,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1679, no. 1. AIP Publishing, 2015, p. 040010
5. J. A. Tsanakas, D. Jaffre, M. Sicre, R. Elouamari, A. Vossier, J.-E. De Salins, L. Bechou, B. Levrier, A. Perona, and A. Dollet, “A novel approach on accelerated ageing towards reliability optimization of high concentration photovoltaic cells,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1616, no. 1. AIP, 2014, pp. 259–263
6. M. Sicre, D. Jaffre, R. Elouamari, J. A. Tsanakas, A. Vossier, J.-E. de Salins, T. Bouzanquet, A. Perona, and A. Dollet, “Optical, electrical and thermal characterization of a prototype CPV module,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1616, no. 1. AIP, 2014, pp. 162–166
7. F. Gualdi, O. Arenas, A. Vossier, A. Dollet, V. Aimez, and R. Arès, “Determining passive cooling limits in CPV using an analytical thermal model,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1556, no. 1. AIP, 2013, pp. 10–13
8. A. Braun, B. Hirsch, A. Vossier, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “Temperature coefficients of concentrator solar cells up to ultra-high irradiance,” in *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, 2012, pp. 001 688–001 691
9. A. Dollet, O. Arenas, A. Perona, A. Vossier, R. Ares, V. Aimez, J. Barrau, D. Chemisana, and J. I. Rosell, “Assessment and comparison of concentrator cell carrier efficiencies under very high fluxes,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1407, no. 1. AIP, 2011, pp. 192–195
10. E. Casenove, L. Pujol, A. Vossier, A. Perona, V. Goetz, and A. Dollet, “Assessment of a phase change material (PCM) system for moderating temperature rise of solar cells under concentrated sunlight,” in *Advances in Science and Technology*, vol. 74. Trans Tech Publications, 2010, pp. 205–210
11. A. Vossier, A. Dollet, B. Hirsch, A. Braun, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “Characterization of triple-junction solar cells under high concentration and inhomogeneous illumination,” in *EU PVSEC Proceedings*, 2009, pp. 743–746
12. A. Vossier, A. Dollet, S. Grillo, S. Quozola, and G. Flamant, “Experimental test

and modeling of concentrator solar cells under high fluxes,” in *ICSC-4 Conference Proceedings*, 2007, pp. 111–114

Conférences internationales invitées

1. A. Vossier, D. Ziyati, A. Dollet, Y. Volut, and G. Flamant, “Compact hybrid PV/CSP systems: recent progresses and remaining challenges,” 2019, 22nd Sede Boqer Symposium on solar electricity production
2. A. Vossier, J. Zeitouny, E. A. Katz, A. Dollet, G. Flamant, and J. M. Gordon, “Performance bounds for hybrid solar photovoltaic/thermal electricity generation strategies,” 2018, 21st Sede Boqer symposium on solar electricity production
3. A. Vossier, A. Dollet, F. Gualdi, L. Parent, E. Al Alam, M. Amara, D. Chemisana, and C. Gueymard, “General assessment of the main limiting mechanisms in single and multi-junction solar cells,” 2016, IV Congreso REDU

Chapitre d’ouvrage

1. A. Riverola, A. Vossier, and D. Chemisana, “Fundamentals of solar cells,” in *Nanomaterials for Solar Cell Applications*. Elsevier, 2019, pp. 3–33

Communications à des congrès, symposiums, workshops

1. A. Dollet and A. Vossier, “Sur l’efficacité des modules hybride pv/csp « haute-température »,” 2021, Journées nationales du photovoltaïque
2. A. Vossier, F. Ordonez, D. Ziyati, and A. Dollet, “Sur la pilotabilité de l’électricité solaire avec stockage thermique et électrochimique,” 2021, Journées nationales du photovoltaïque
3. A. Vossier, D. Ziyati, F. Ordonez, and A. Dollet, “Sur la pilotabilité de l’électricité solaire avec stockage thermique,” 2021, Journées nationales sur l’énergie solaire
4. D. Ziyati, A. Dollet, and A. Vossier, “Mitigating the impact of non-uniform flux density distribution on the pv power output of high-temperature pv/csp receivers,” 2021, International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems
5. A. Vossier, T. Fasquelle, E. Nadal, and J. Gordon, “Subvenir à la demande mondiale en électricité grâce au pv et au stockage thermique?” 2020, Journées nationales du photovoltaïque
6. D. Ziyati, A. Dollet, and A. Vossier, “Compact pv-csp hybrid systems: Expanding solar electricity beyond daytime production,” 2020, Journées nationales du photovoltaïque

7. A. Vossier, D. Ziyati, A. Dollet, Y. Volut, and G. Flamant, “Compact hybrid solar photovoltaic/thermal systems: recent progresses and remaining challenges,” 2019, workshop FedeSol
8. A. Grosjean, A. Vossier, A. Soum-Glaude, L. Thomas, and P. Neveu, “Impact des conditions météorologiques locales pour la conversion de l’énergie solaire,” 2017, Journées nationales sur l’énergie solaire
9. L. Parent, A. Dollet, D. Chemisana, and A. Vossier, “Ajustement spectral des cellules solaires multi-jonctions : une évaluation théorique,” 2016, Journées nationales du photovoltaïque
10. J. Zeitouny, A. Dollet, and A. Vossier, “Nouvelles architectures de cellules multi-jonction : Influence des pertes résistives et du contenu spectral de la lumière,” 2015, Journées nationales sur l’énergie solaire
11. A. Vossier, “Photovoltaic conversion of concentrated sunlight: theoretical VS practical limits,” 2015, Theory and modelling for PV workshop
12. J. Zeitouny, A. Dollet, and A. Vossier, “Effet des pertes résistives sur l’agencement optimal des cellules solaires multi-jonctions,” 2015, Journées nationales sur l’énergie solaire
13. C. Carrière, J. A. Tsanakas, M. Sicre, A. Vossier, R. Elouamari, V. Aimez, R. Arès, and A. Dollet, “Assessing the impact of inhomogeneous irradiation on the ageing of III-V multi-junction solar cells,” 2015, International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems
14. A. Vossier and A. Dollet, “General assessment of the main limiting mechanisms in single and multijunction solar cell,” 2015, 19th Sede Boquer symposium on solar electricity production
15. A. Vossier, F. Gualdi, E. Al Alam, M. Amara, and A. Dollet, “Conversion photovoltaïque de l’énergie solaire concentrée,” 2014, Journées nationales du photovoltaïque
16. C. Carrière, J. A. Tsanakas, M. Sicre, A. Vossier, R. Elouamari, A. Jaouad, V. Aimez, R. Arès, and A. Dollet, “Etude de l’impact de l’irradiation inhomogène sur le vieillissement des cellules solaires multi-jonctions,” 2014, Journées nationales du photovoltaïque
17. A. Vossier, F. Gualdi, E. Al Alam, M. Amara, and A. Dollet, “Conversion photovoltaïque de l’énergie solaire concentrée : limites théoriques VS limites pratiques,” 2014, Journées nationales sur l’énergie solaire
18. M. Amara and A. Vossier, “Conversion thermoïonique de l’énergie solaire concentrée,” 2014, Journées nationales sur l’énergie solaire
19. C. Carrière, J. A. Tsanakas, M. Sicre, R. Elouamari, A. Vossier, J.-E. De Salins, L. Bechou, B. Levrier, A. Perona, A. Dollet, R. Arès, and V. Aimez, “Une nouvelle

- approche de vieillissement accéléré pour l'optimisation de la fiabilité des cellules photovoltaïques sous concentration," 2014, Journées nationales sur l'énergie solaire
20. A. Vossier and A. Dollet, "Vers de très fortes concentrations photovoltaïques : état des lieux, perspectives et défis," 2013, Journées nationales du photovoltaïque
 21. A. Braun, J. M. Gordon, B. Hirsch, E. A. Katz, and A. Vossier, "Probing concentrator solar cells up to ultra-high irradiance at controlled temperature," 2012, international Conference on Concentrating Photovoltaic Systems
 22. J. Barrau, V. Aimez, R. Arès, L. Frechette, A. Dollet, A. Perona, A. Vossier, D. Chemisana, and J. Rosell, "Outdoor test of the impact of hybrid jet impingement/microchannel cooling scheme on the performance of a dense PV array at high solar concentration," 2012, International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems
 23. E. A. Katz, T. Tromholt, B. Hirsch, A. Vossier, and F. C. Krebs, "Effects of concentrated sunlight on the photovoltaic performance and stability of polymer-fullerene bulk heterojunction solar cells," 2010, 16th Sede Boquer symposium on solar electricity production
 24. A. Vossier, J. M. Gordon, B. Hirsch, and E. A. Katz, "Auger recombination as the ultimate performance-limiting mechanism in concentrator solar cells," 2010, 16th Sede Boquer symposium on solar electricity production
 25. D. Chemisana, A. Vossier, A. Dollet, B. A. Mesih, J. Rosell, and M. Ibanez, "A characterization method for testing solar concentrators using a lambertian diffuser," 2009, 2nd International Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants: Optical Design and Grid Connection

La conversion photovoltaïque sous concentration

2.1 Contexte

Bien que la concentration solaire ait suscité la curiosité des scientifiques depuis plusieurs millénaires, l'utilisation du rayonnement solaire concentré comme *source* d'énergie, susceptible d'être convertie en travail électrique, ne remonte qu'à quelques décennies seulement. L'énergie solaire constitue bien évidemment une formidable source de chaleur, et la concentration solaire fut longtemps considérée comme un moyen unique d'atteindre des températures avec lesquelles aucun autre procédé n'aurait pu rivaliser.

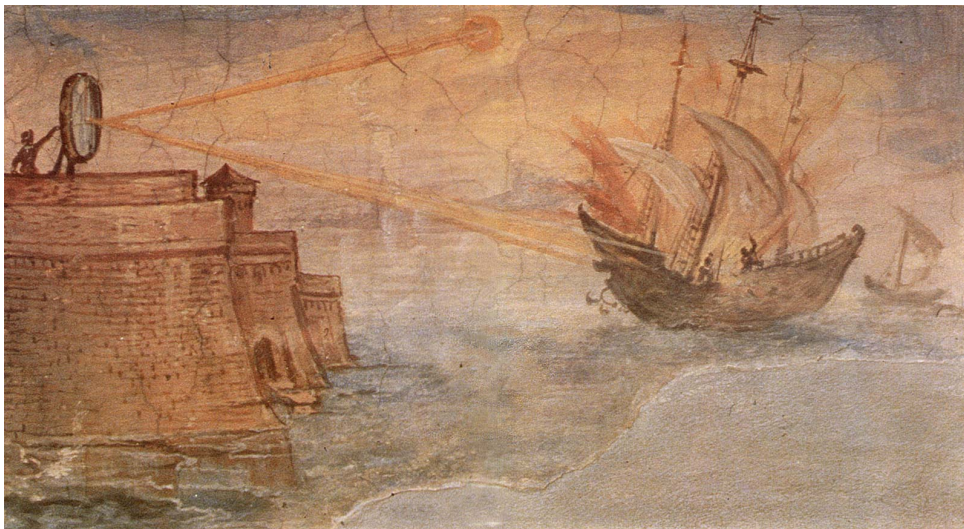


FIGURE 1 – Peinture de Giulio Parigi (1600) illustrant l'utilisation d'un miroir d'Archimède contre un bateau Romain

Au delà de son intérêt pratique pour chauffer des matériaux à des températures élevées, le rayonnement solaire constitue fondamentalement une source énergétique des plus intéressantes. L'émergence de la thermodynamique dans le courant du 19^{ème} siècle a permis de quantifier l'efficacité avec laquelle il est possible de convertir une source d'énergie en travail électrique. L'intérêt du rayonnement solaire comme source d'énergie provient de la température élevée du soleil : l'efficacité d'un système de conversion d'énergie donné étant fonction de l'écart de température entre la source chaude et la source froide, il est

théoriquement possible de convertir le rayonnement solaire (provenant d'une source à une température de 6000K) en électricité, avec un rendement supérieur à 90 %. S'il existe aujourd'hui de nombreuses approches permettant de convertir le rayonnement solaire en électricité, celles-ci se déclinent principalement en deux grandes familles, impliquant 1) une conversion directe de l'énergie solaire, par le biais d'interactions entre *photons* et *électrons* (conversion photovoltaïque, notamment) 2) une conversion indirecte de l'énergie solaire, mettant en jeu des interactions entre *photons* et *phonons* (conversion thermique). Soulignons que si les contours de ces deux grandes familles ont été clairement définis pendant des décennies, l'émergence récente de concepts impliquant simultanément des interactions entre *photons*, *phonons*, et *électrons* rendent cette classification discutable (citons notamment la conversion thermo-photovoltaïque [73], la conversion thermoionique assistée par photons [74], la photo-luminescence activée en température [75], ou encore la conversion hybride PV-T [76]) La concentration solaire peut être mise en oeuvre sur chacune des ces 2 grandes familles de systèmes de conversion de l'énergie solaire. On parle de systèmes *thermodynamiques* (CSP) dans le cas de stratégies reposant sur la conversion *thermique* de l'énergie solaire concentrée, et de systèmes *photovoltaïques à concentration* (CPV) lorsque la conversion de l'énergie solaire concentrée est basée sur l'utilisation de cellules PV. Ces deux types de systèmes sont illustrés sur la figure 2



FIGURE 2 – Centrale CSP (gauche) - Centrale CPV (droite)

Dans le cas de systèmes thermiques, la concentration solaire permet d'atteindre des températures de plusieurs centaines de degrés et de minimiser l'amplitude des pertes thermiques. Dans le cas de systèmes CPV, la concentration solaire permet de réduire drastiquement la surface de cellule requise pour produire une quantité d'électricité donnée, mais également d'améliorer l'efficacité de conversion photovoltaïque. Soulignons enfin que si la concentration solaire constitue une condition *sine qua non* au fonctionnement de systèmes thermodynamiques (la lumière solaire directe ne permettant en aucun cas d'atteindre les températures de fonctionnement requises), l'obtention d'efficacités de conversion photovoltaïque élevées n'est pas fondamentalement conditionnée par le niveau de concentration solaire mis en jeu (bien que cela puisse y contribuer).

2.2 La concentration photovoltaïque

2.2.1 Principe

L'intérêt de la concentration solaire réside principalement dans la diminution significative de la surface de cellule requise, conduisant ainsi à 1) une diminution drastique du coût relatif des cellules PV par rapport au coût total du système, et 2) la possibilité d'utiliser des technologies de cellules PV à très haut rendement (compte-tenu de la faible surface de cellule PV requise). La concentration solaire permet également de réduire l'asymétrie angulaire entre les flux de photons absorbés par la cellule et le flux de photons "radiatifs" émis par cette même cellule en conséquence des recombinaisons radiatives dans le matériau, conduisant ainsi à une amélioration des performances.

Les systèmes photovoltaïques à concentration reposent sur l'association d'une ou plusieurs cellules photovoltaïques et d'un concentrateur optique, de type réfléchif (concentrateur parabolique) ou réfractif (lentilles de Fresnel). Un système photovoltaïque à concentration requiert généralement d'utiliser un système de suivi du soleil, afin de garantir une incidence normale des rayons solaires sur la surface du concentrateur (soulignons que certaines technologies à concentration *statiques* sont dépourvues de systèmes de suivi du soleil, néanmoins leur performances sont très limitées et leur déploiement demeure confidentiel).

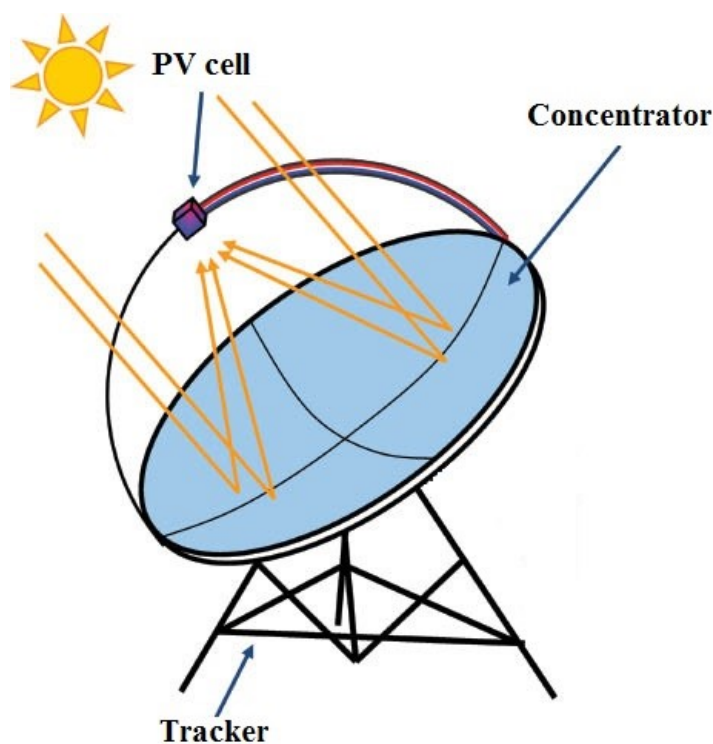


FIGURE 3 – Schéma de principe d'un système photovoltaïque à concentration [1]

La nature du système optique de concentration, et le facteur de concentration caractéristique qui lui est associé, permet de classer les systèmes CPV en 3 grandes familles :

- *Systèmes statiques* : de telles technologies sont caractérisées par des facteurs de concentration ne dépassant pas 2-3 soleils.
- *Concentrateurs linéaires* : ces systèmes reposent sur l'utilisation de systèmes optiques impliquant un suivi du soleil selon un axe (à l'image des concentrateurs cylindro-paraboliques). Les facteurs de concentration atteignables sont de l'ordre de quelques dizaines de soleils, tout au plus.
- *Concentrateurs point-focus* : cette dernière famille regroupe toutes les technologies impliquant une concentration ponctuelle de la lumière, grâce à un suivi du soleil s'effectuant selon 2 axes. Cette famille regroupe les lentilles de Fresnels, les concentrateurs paraboliques, et les tours, et se caractérise par des facteurs de concentration du flux solaire compris entre quelques centaines et quelques milliers de soleils. Les travaux de recherche réalisés depuis dix ans se sont très largement focalisés sur cette dernière famille de systèmes à concentration.

Le courant de court-circuit I_{sc} d'une cellule photovoltaïque exposée au flux solaire concentré peut s'écrire :

$$I_{sc}(X) = X \times I_{sc}(1) \quad (2.1)$$

où X représente le facteur de concentration du flux solaire et $I_{sc}(1)$ représente le courant de court-circuit de la cellule soumise à un flux lumineux équivalent à un soleil ($1000\text{W}/\text{m}^2$).

La tension en circuit-ouvert V_{oc} s'écrit quant à elle

$$\begin{aligned} V_{oc}(X) &= \frac{nkT}{q} \ln\left(\frac{I_{sc}(X)}{I_0}\right) \\ &= \frac{nkT}{q} \left(\ln\left(\frac{I_{sc}(1)}{I_0}\right) + \ln(X) \right) \\ &= V_{oc}(1) + \frac{nkT}{q} \ln(X) \end{aligned} \quad (2.2)$$

où I_0 représente le courant de saturation de la diode, n le facteur d'idéalité, q la charge de l'électron, T la température, et k la constante de Boltzmann.

Le rendement de conversion photovoltaïque η peut donc s'exprimer

$$\begin{aligned} \eta(X) &= \frac{V_{oc}(X) I_{sc}(X) FF(X)}{G(X)} \\ &= \eta(1) \left(\frac{FF(X)}{FF(1)} \right) \left(1 + \frac{(kT/q) \ln(X)}{V_{oc}(1)} \right) \end{aligned} \quad (2.3)$$

où FF représente le facteur de forme, et G est la puissance solaire absorbée par la

cellule. En première approximation, il apparaît donc que l'augmentation relative du rendement d'une cellule solaire idéale soumise à un flux concentré est proportionnelle au logarithme népérien du facteur de concentration X (dans l'hypothèse où l'on néglige la dépendance en concentration du facteur de forme).

La Fig. 4 illustre la variation du rendement de conversion maximal d'une cellule solaire simple-jonction en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semiconducteur utilisé, pour des facteurs de concentration du flux solaire compris entre 1 et 46 000 soleils.

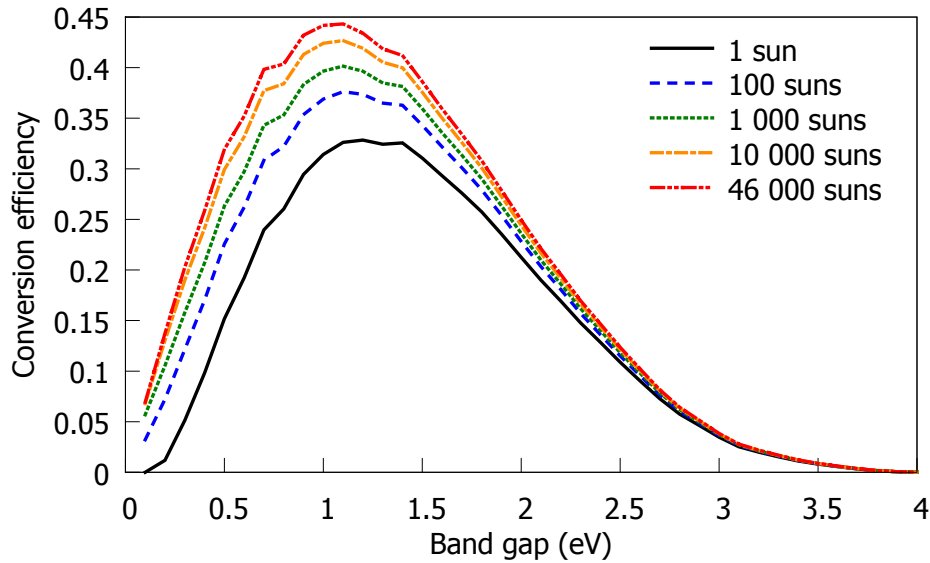


FIGURE 4 – Rendement de conversion PV maximal en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur utilisé, et pour des facteurs de concentration solaires compris entre 1 et 46 000 soleils [2]

La concentration solaire conduit donc globalement à une amélioration notable du rendement de conversion photovoltaïque, avec une amplitude d'autant plus élevée que la largeur de bande interdite du matériau semiconducteur utilisé est faible (ce phénomène trouve son explication dans le fait que la valeur de V_{oc} à un soleil varie proportionnellement à la largeur de bande interdite du matériau semiconducteur, affectant différemment la dépendance en concentration de cellules PV en fonction de leur propriétés opto-électroniques (equation (2.3))).

Au delà du bénéfice de la concentration solaire sur les performances photovoltaïques, un deuxième intérêt de cette technologie réside dans le fait que la surface de cellule requise pour produire une quantité d'électricité donnée est considérablement réduite comparative-ment aux technologies PV conventionnelles : l'utilisation de technologies de cellules à très haut rendement, dont le coût est rédhibitoire dans le cadre d'applications sous 1 soleil, devient dès lors envisageable. Il existe aujourd'hui une multitude de technologies de cellules à haut rendement susceptibles d'être intégrés à des systèmes photovoltaïques à concentration, tel que les cellules *up-conversion* [77], les cellules *multi-exciton* [78], les cellules

à *bande intermédiaire* [79], ou encore les cellules à *porteurs chauds* [80–82]. Néanmoins, une technologie de cellules domine largement les stratégies concurrentes, en termes de maturité technologique : la technologie de cellules *multi-jonctions*.

2.2.2 Les cellules multi-jonction

La technologie de cellules *multi-jonctions* consiste en un empilement de jonctions *pn* agencées de manière à permettre une absorption maximale des photons solaires. Ce principe est illustré sur la Fig. 5 : la jonction supérieure (en bleu) absorbe les photons les plus énergétiques du spectre solaire. Les photons moins énergétiques sont transmis aux jonctions inférieures, et absorbés dans les jonctions vertes et jaunes (photons de moyenne énergie), et dans la jonction rouge pour les photons de faible énergie. L'empilement de plusieurs jonctions *pn* permet ainsi de réduire significativement les pertes par thermalisation et par transparence, qui constituent les principaux mécanismes empêchant les cellules solaires conventionnelles de démontrer des efficacités de conversion supérieures à $\sim 30\%$.

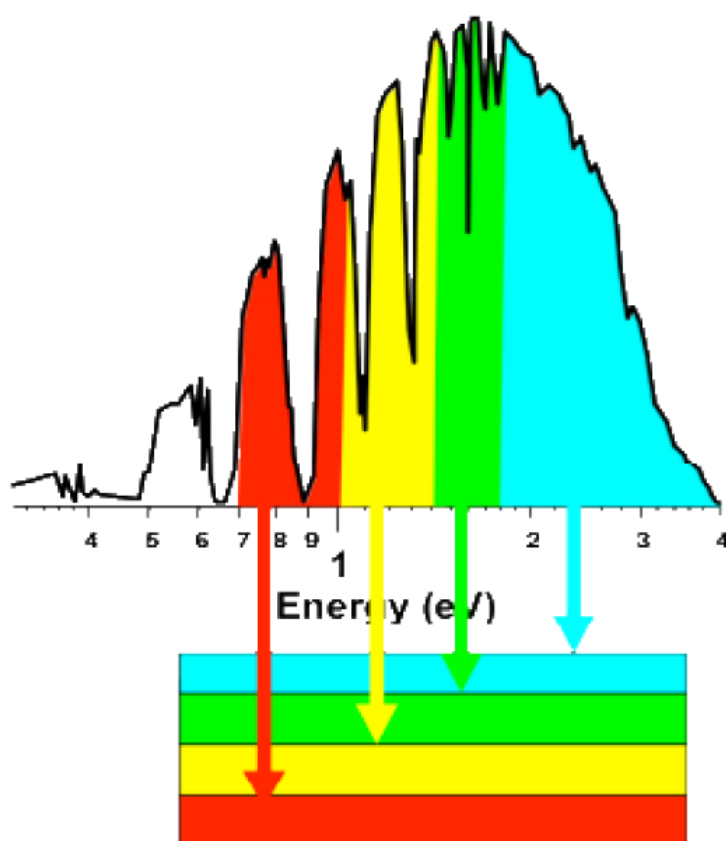


FIGURE 5 – Principe de fonctionnement d'une cellule Multi-jonction [3]

Le développement et la caractérisation expérimentale de cellules MJ pour les très fortes concentrations solaires a fait l'objet de nombreux travaux depuis 20 ans, compilés dans le tableau suivant :

TABLE 2.1 – Caractérisations expérimentales de cellules PV à des niveaux de concentration solaire supérieurs à 1 000 soleils

Référence	Année	X(soleils)	η (@X)	source lumineuse	Architecture
Cotal et al [83]	2000	→ 1 500	29% (1 500X)	Artificielle	<i>InGaP/InGaAs/Ge</i>
Dimroth et al [84]	2001	→ 1 300	30% (1 300X)	Artificielle	<i>InGaP/InGaAs</i>
Algora et al [85]	2001	1 000 2 000	26,2% (1 000X) 25% (2 000X)	Artificielle	<i>GaAs</i>
Sater et al [86]	2002	→ 2 480	19,2% (2 480X)	Artificielle	<i>Cellule verticale</i>
Ortiz et al [87]	2003	→ 3 600	22,5% (3 600X)	Artificielle	<i>GaAs</i>
Gordon et al [88]	2004	→ 10 000	24,6% (9 660X)	Naturelle	<i>InGaP/InGaAs</i>
Korech et al [89]	2007	→ 5 100	30% (5 000X)	Naturelle	<i>InGaP/InGaAs/Ge</i>
Kinsey et al [90]	2008	→ 1 000		Artificielle	
Barrigon et al [91]	2009	1 000	31,5%	Artificielle	<i>InGaP/InGaAs/Ge</i>
Garcia et al [92]	2009	→ 3 500	32,6% (1 000X) 31% (3 000X)	Artificielle	<i>InGaP/InGaAs</i>
Vossier et al [30]	2012	→ 3 000	26% (2 000X - 3J) 15% (3 000X - 1J)	Naturelle	<i>1, 2, 3 jonctions</i>
Sabnis et al [93]	2012	→ 1 000	42% (1 000X)	Artificielle	<i>Nitrures dilués</i>
Sheng et al [94]	2014	1 000	43,9%	Artificielle	<i>InGaP/GaAs/InGaAsNSb//Ge</i>
Perl et al [19, 95] Steiner et al [96]	2016- 2018	1 000	15,1%	Artificielle	<i>AlGaInP/GaAs) pour hautes T. (400 °C)</i>

Plusieurs leçons peuvent être tirées de ce tableau :

- La caractérisation expérimentale de cellules PV sous très fortes concentrations du flux solaire suscite des efforts de recherche réguliers depuis 20 ans. La nature des architectures de cellules caractérisées, ainsi que les applications visées, ont évolué au cours de cette période.
- Les meilleurs rendements de conversion mesurés sous très haute concentration du flux solaire dépassent aujourd’hui 40%, soulignant la capacité de cette approche à atteindre des efficacités de conversion solaire → électricité très élevées.
- Les caractérisations de cellules PV sous très hautes concentrations réalisées au cours des dernières années concernent des applications *hybrides* PV-CSP, pour lesquelles les cellules PV font également office de récepteur thermique. Ces applications seront largement discutées dans ce manuscrit (chapitre 5).

2.3 2010-2020 : une période charnière pour le CPV

A l’instar de nombreuses autres technologies photovoltaïques, la filière CPV a connu de sérieux remous au cours de la décennie passée. Des technologies considérées comme

particulièrement prometteuses il y a 10 ans ont subi un véritable coup d'arrêt, à l'image des filières CPV ou OPV (*Organic PhotoVoltaics*) tandis que de nouvelles filières ont émergé, suscitant de nouveaux efforts de recherche (citons en particulier la filière Pérovskite, dont les performances *record* sont désormais comparables à celles de la technologie Silicium [97]). A titre d'illustration, la figure 6 illustre l'évolution de la puissance CPV installée annuellement au niveau mondial entre 2001 et 2017 [4].

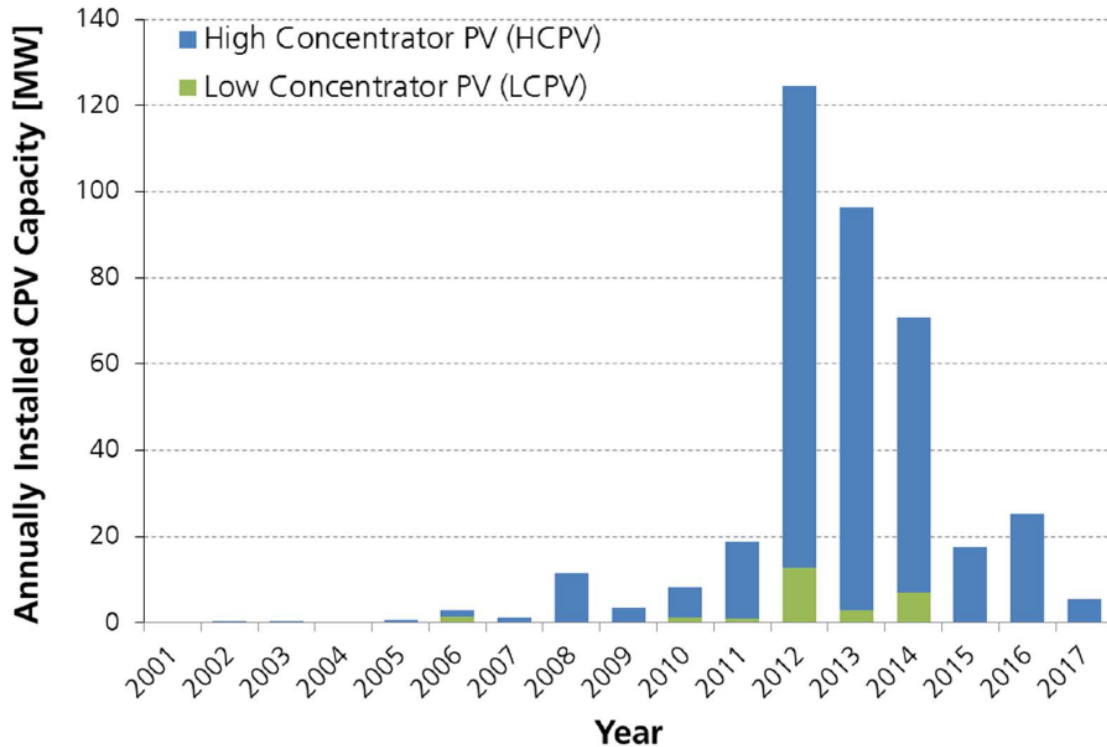


FIGURE 6 – Puissance CPV installée annuellement autour du monde entre 2001 et 2017 [4]

Cette évolution, peu encourageante pour quiconque fondait un espoir dans la capacité de la filière CPV à devenir un acteur majeur du marché photovoltaïque, devient particulièrement déprimante à la lumière des évolutions globales du marché photovoltaïque sur ce même laps de temps : tandis que la puissance PV installée annuellement était de l'ordre de 30GW en 2012, cette valeur a été multipliée par plus de 3 en 4 ans pour atteindre 100GW en 2017 [98]. En proportion, la part du CPV, qui représentait légèrement moins de 0,5% de la puissance PV installée annuellement, a été divisée par 80 en l'espace de 5 ans pour ne représenter qu'une infime fraction de la puissance PV totale installée ($\sim 0,005\%$). S'il est risqué de spéculer quant aux raisons exactes ayant mené à ce désintérêt rapide et brutal pour une technologie considérée il y a peu comme particulièrement prometteuse, on peut néanmoins avancer un certain nombre d'hypothèses expliquant en partie ce constat.

- Le coût de fabrication des cellules PV conventionnelles a continué de décroître significativement au cours de cette période, pour atteindre une valeur voisine de 0,3\$/Wp installé en 2018 [4]. La technologie CPV ne représente vraisemblablement

pas une alternative économiquement viable aujourd’hui.

- La perception de la technologie CPV auprès des industriels et des installateurs de centrales ne bénéficie probablement pas de l’image attrayante des systèmes PV, perçus comme simples et peu onéreux. Par ailleurs, les systèmes PV traditionnels bénéficient aujourd’hui de nombreux retours d’expérience des premières générations de centrales PV : cette technologie est désormais perçue comme fiable et éprouvée. Compte-tenu de sa relative jeunesse (comparativement aux systèmes PV *classiques*), la fiabilité à long-terme des systèmes CPV demeure probablement trop peu documentée, ce qui constitue vraisemblablement un frein supplémentaire à son déploiement.
- Contrairement aux systèmes à concentration *thermodynamiques*, la technologie CPV ne permet pas de stocker l’énergie solaire simplement et à bon marché. Le stockage thermique, inhérent à la technologie CSP, constitue indiscutablement un atout majeur de cette filière qui lui permet de se positionner comme une alternative crédible au PV (on verra dans la suite de ce document que le couplage de ces deux approches suscite un intérêt croissant dans la communauté solaire depuis quelques années).

Si ces éléments semblent dépeindre un tableau bien sombre de la filière CPV, il est important de souligner que cette technologie dispose néanmoins d’un certain nombre d’atouts : la Fig. 7 représente l’évolution des rendements de conversion *record* des principales technologies de cellules photovoltaïques depuis le début des années 2000. Les technologies de cellule III-V, qui équipent la grande majorité des systèmes CPV, démontrent des rendements de conversion surpassant très largement ceux des autres technologies de cellules (avec des écart de rendements généralement supérieurs à 20% *absolus*).

Bien que les progrès réalisés sur ces technologies de cellules semblent s’être ralentis depuis 5 ans (on peut en effet dénombrer une vingtaine de records de rendement entre 2000 et 2015, suivie d’une période de 5 ans sans la moindre progression du rendement de conversion), on pourra avancer que cette période coïncide avec une modification notable des objectifs de recherche poursuivis par la communauté CPV (et en partie les laboratoires travaillant sur le développement des cellules) : les années 2000-2015 correspondent globalement à une période d’intenses recherches sur les architectures de cellules triple-jonction InGaP/InGaAs/Ge, qui se sont traduites par une succession de records à un rythme soutenu (1 tous les 9 mois en moyenne). Les années 2015-2020 ont vu l’émergence de nouvelles problématiques de recherche, qui ont vraisemblablement mobilisé beaucoup d’efforts dans les laboratoires :

- *Implémentation de cellules III-V sur substrat Silicium*. La motivation ici est d’ordre économique : remplacer le substrat Germanium, utilisé classiquement sur les architectures de cellules triple jonction, par un substrat Silicium, sensiblement moins onéreux.

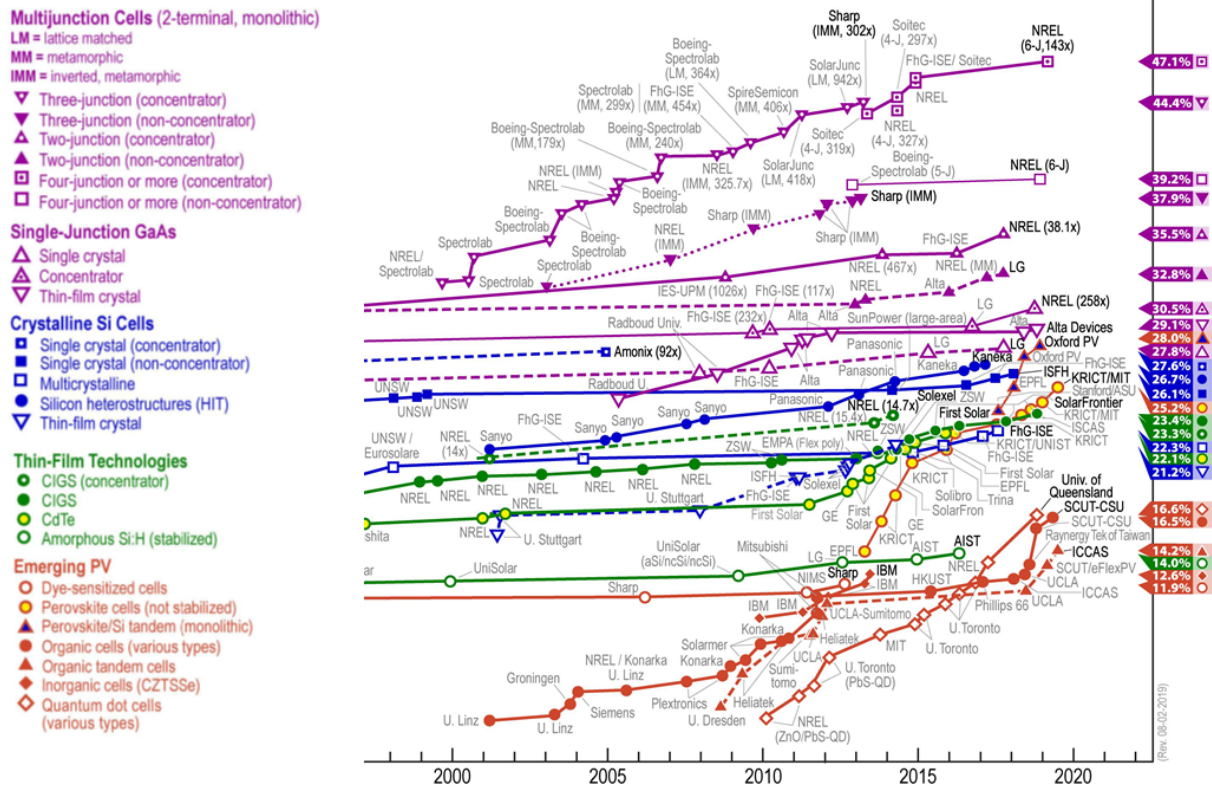


FIGURE 7 – Rendements de conversion records des principales technologies de cellules photovoltaïques [5]

— *Développement de cellules 4, 5 et 6 jonctions.* Des efforts de recherche significatifs ont été consacrés au développement d’architectures de cellules à 4, 5 et 6 jonctions, avec pour objectif de supplanter les cellules triple-jonction classiques. Le long laps de temps séparant les deux derniers records (46% en 2014, 47,1% en 2019) s’explique probablement, en partie, par le fait que de telles structures ont nécessité une modification radicale de l’architecture, une adaptation des procédés de fabrication, et une maîtrise de la croissance de nouveaux matériaux. Ces 5 années sans progression dans les rendements de conversion en constituent probablement le prix à payer.

Une lecture plus attentive de cette même figure nous apporte deux enseignements supplémentaires, qui soulèvent un certain nombre de questions adressées, pour partie, dans la suite de ce document.

— l’augmentation significative du nombre moyen de jonctions des architectures de cellules record depuis 2013, condition nécessaire (mais pas suffisante) à l’augmentation du rendement de conversion photovoltaïque, est susceptible de conduire à une sensibilité accrue aux variations des conditions opératoires (et notamment de la distribution spectrale de la lumière en conditions réelles d’opération). Bien que le rendement de conversion constitue indiscutablement un indicateur de performance pertinent, on se doit de garder en tête que les performances d’une technologie de

cellule donnée devrait *d'abord* se juger à leur capacité à produire le maximum d'énergie électrique sur de longues périodes. On suppose implicitement que rendement de conversion et énergie produite sont deux indicateurs nécessairement corrélés, et que l'accroissement de l'un est mécaniquement associé à l'augmentation de l'autre. La validité de cette hypothèse n'est plus vérifiée si la sensibilité de la cellule aux conditions opératoires devient importante, ce qui constitue un aspect assez souvent occulté dans la littérature. Une partie de mes travaux de recherche effectués au cours de la décennie passée a été consacrée à cette problématique, et nous verrons dans ce rapport que la réponse à cette problématique pourrait conduire à un changement de paradigme dans la manière d'optimiser les futures architectures de cellules solaires.

- le facteur de concentration *pic* des cellules record (i.e. l'intensité solaire pour laquelle les performances maximales sont mesurées), après avoir sensiblement cru jusqu'en 2012, tend globalement à décroître depuis quelques années (voir Fig. 8).

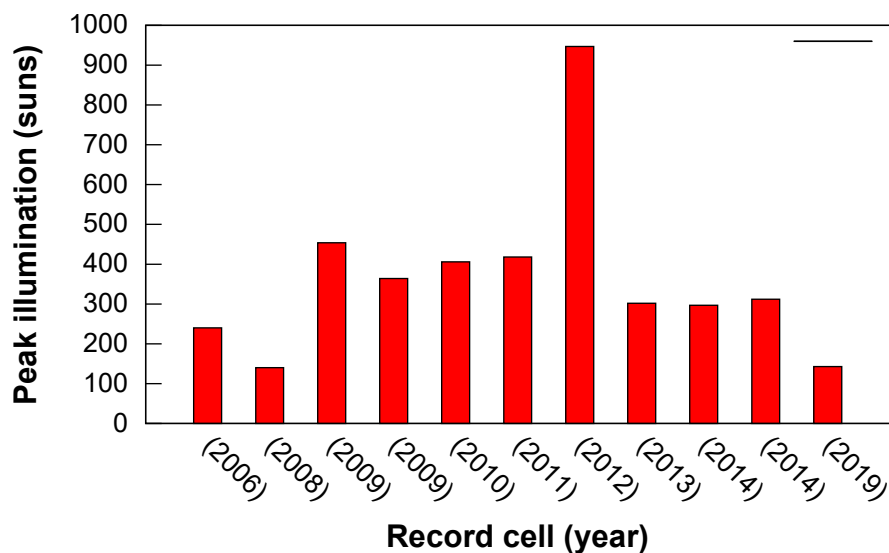


FIGURE 8 – Facteurs de concentration *pic* des cellules solaires MJ *record* depuis 2006

Ce constat appelle deux commentaires 1) la concentration solaire, au même titre que l'utilisation d'architectures de cellules MJ comprenant un nombre croissant de jonctions *pn*, conduit à une augmentation du rendement de conversion. Le fait que le facteur de concentration *pic* diminue indique globalement que l'effet des pertes résistives tend à augmenter sur les dernières générations de cellules MJ. En d'autres termes, l'augmentation de rendement est moins liée à la capacité des nouvelles cellules à mieux endurer le rayonnement concentré, qu'à leur aptitude à minimiser les pertes par transparence et thermalisation grâce à l'empilement de jonctions supplémentaires 2) Le développement de systèmes HCPV est en partie contraint par la capacité des cellules photovoltaïques utilisées à convertir efficace-

ment le rayonnement solaire fortement concentré : bien que la valeur du facteur de concentration *pic* ne donne pas, en soi, d'indication quant au fonctionnement de ces cellules sous très forte illumination, on peut cependant supposer que ces architectures, bien que très performantes à des illuminations de quelques centaines de soleils, ne fonctionneront pas de manière optimale sous très forte concentration. L'optimisation de cellules pour les très fortes concentrations solaires sera largement discutée dans la suite de ce document. Avant d'aborder les principales conclusions de ces travaux, la dernière section de ce chapitre sera consacrée à un rappel succinct du formalisme de *balance détaillée*, sur lequel a reposé l'essentiel des modèles développés dans le cadre de mes travaux de recherche.

2.4 Le modèle de balance détaillée

Bien que le principe de la "balance détaillée" soit utilisé de longue date en physique statistique, son emploi dans le domaine de la conversion photovoltaïque fait largement référence au formalisme suggéré par William Shockley et Hans Queisser au début des années 60 [99]. Ce modèle puissant stipule que les performances maximales d'une cellule photovoltaïque sont étroitement corrélées aux flux de photons absorbés et émis par cette même cellule. Plus précisément, le courant électrique maximal qu'il est possible d'extraire d'une cellule solaire est directement relié à la différence entre les courants d'électrons pompés depuis la bande de valence vers la bande de conduction suite à l'absorption de photons, et le courant associé à l'émission de photons luminescents issus des recombinaisons radiatives. Ce courant électrique peut s'écrire sous la forme

$$\begin{aligned} \frac{I}{q} = \dot{N}_a - \dot{N}_e = a\dot{N}(E_g, \infty, T_s, 0, \theta_s) \\ + a\dot{N}(E_g, \infty, T_a, 0, 2\pi) - \varepsilon\dot{N}(E_g, \infty, T_c, qV, \theta_e) \end{aligned} \quad (2.4)$$

où \dot{N}_a et \dot{N}_e sont les flux de photons absorbés et émis par la cellule, a et ε représentent l'absorptivité et l'émissivité de la cellule, E_g la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur constituant la cellule, T_s et T_c la température du soleil et de la cellule, θ_s et θ_e les angles solides formés par le soleil et le faisceau de photons émis par la cellule.

Les flux de photons absorbés et émis par la cellule s'écrivent simplement

$$\dot{N}(E_i, E_j, T, \mu, \theta) = \theta \frac{2\pi}{h^3 c^2} \int_{E_i}^{E_j} \frac{E^2}{\exp\left(\frac{E-\mu}{kT}\right) - 1} dE \quad (2.5)$$

où h est la constante de Planck, c la vitesse de la lumière, k la constante de Boltzmann, θ l'angle solide apparent du soleil, et μ le potentiel chimique associé

au rayonnement émis. Dans la limite dite de Shockley-Queisser (c'est à dire en supposant que les paires électrons-trous se recombinent uniquement de manière radiative, que la mobilité des porteurs de charges est infinie, et que les pertes résistives et optiques dans la cellule sont nulles), le rendement de conversion ultime d'une cellule photovoltaïque peut s'écrire :

$$\eta_{SQ} = \frac{\max\left(qV \left(\dot{N}_a(\mu = 0) - \dot{N}_e(\mu = qV)\right)\right)}{P_{in}} \quad (2.6)$$

La puissance de ce formalisme réside dans sa simplicité (il ne nécessite qu'un nombre restreint de paramètres d'entrée) et dans son aptitude à prédire les performances d'une large gamme de technologies photovoltaïques, indépendamment de la nature des matériaux utilisés ou du type de système envisagé.

En conséquence, ce modèle a été largement exploité au cours des décennies passées afin de déterminer les performances maximales d'un grand nombre de technologies photovoltaïques [100–102].

CPV : les principaux facteurs limitants

La simplicité du modèle de balance détaillée, qui constitue indéniablement un atout majeur de ce formalisme, représente pourtant sa principale faiblesse : les hypothèses inhérentes au modèle (nature des recombinaisons mises en jeu, absence de pertes résistives, absorption totale des photons) constituent des approximations généralement trop éloignées des caractéristiques réelles des cellules solaires pour pouvoir déterminer précisément les performances d'une technologie donnée. La figure 9, qui représente les performances *records* des principales technologies photovoltaïques en fonction de la largeur de bande interdite caractéristique des matériaux semi-conducteurs associés, illustre clairement ce phénomène.

La limite de balance détaillée (représentée ici par la courbe noire) ne permet aucunement de déterminer l'efficacité pratique de ces technologies. A l'exception notable de la filière *GaAs*, et dans une moindre mesure, des technologies *c-Si* et *GaInP*, les rendements de conversion expérimentaux de la majorité des technologies PV sont sensiblement inférieurs aux prédictions du modèle. De manière générale, l'utilisation de modèles simples, reposant sur l'utilisation d'hypothèses fortes, devient discutable dès lors que les technologies de cellules, ou les conditions opératoires d'utilisation de ces cellules, ne garantissent plus le respect de ces hypothèses. Dans le cas spécifique des systèmes CPV, soulignons que les technologies de cellules généralement utilisées sont plus en mesure de respecter les hypothèses sous-tendant le modèle que bon nombre de technologies concurrentes (du fait de leur faibles pertes résistives, de la prédominance des recombinaisons radiatives, ou encore de leur bonne tenue en température). Ce sont en revanche les conditions opératoires extrêmes, qui sont susceptibles de conduire à une déviation notable par rapport aux hypothèses du modèle, et donc de soulever des interrogations quant à la validité des résultats issus de son exploitation. L'étude des principaux facteurs limitants a fait l'objet d'un certain nombre de travaux de recherche au cours des 12 années passées, qui seront passés en revue dans ce chapitre.

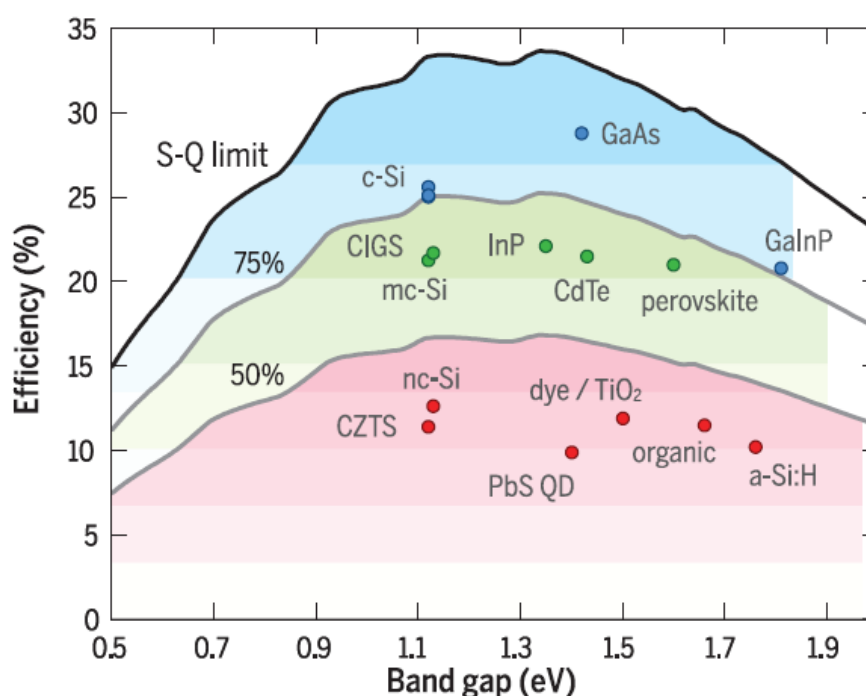


FIGURE 9 – Limite théorique de Shockley-Queisser (courbe noire) et rendement *experimental* de diverses technologies de cellules PV à l'état de l'art [5]. Les différentes zones colorées mettent en évidence la capacité des différentes technologies de cellules à s'approcher, ou non, de leur propres limites théoriques : les zones bleues, vertes, et roses, matérialisent les technologies de cellules opérant respectivement à 75-100 %, 50-75 %, et 0-50 % de leur propres limites théoriques.

3.1 Principaux mécanismes limitant

Mieux comprendre la nature des phénomènes conduisant à une dégradation des performances des cellules en conditions *réelles* de fonctionnement constitue une problématique de recherche commune aux différentes filières photovoltaïques.

Dans le cas des cellules solaires à concentration, les facteurs limitant les plus critiques sont : 1) les pertes résistives, qui varient comme le carré du courant généré par les cellules solaires 2) la température de fonctionnement de la cellule, susceptible d'atteindre des valeurs sensiblement supérieures à la température ambiante, 3) le contenu spectral de la lumière absorbée.

Afin de quantifier l'amplitude de ces pertes, nous avons suggéré l'utilisation d'un nouvel indice, défini comme le rapport des performances des cellules *réelles* (i.e. affectées par un ou plusieurs mécanismes limitant), et les performances *idéales* au sens de Shockley et Queisser.

$$\xi_{SQ} = \frac{\eta}{\eta_{SQ}} \quad (3.1)$$

Le tableau 3.1 indique les valeurs de cet indice pour plusieurs technologies de

TABLE 3.1 – Indices de Shockley-Queisser pour diverses technologies de cellules solaires, pour une illumination équivalente à un soleil, et sous flux solaire concentré [24]

Material (bandgap)	ξ_{SQ} @ 1 sun	Conversion efficiency η @ 1 sun	ξ_{SQ} @ optimum concentration	Conversion efficiency η @ optimum concentration
Single junction solar cell				
Germanium (0,66 eV)	35,4%	7,9%	36,5% @ 150 suns	10,9%
Silicon (1,12 eV)	76,6%	25,6%	72% @ 92 suns	27,6%
GaAs (1,4 eV)	87,6%	28,8%	80,7% @ 117 suns	29,1%
Multi junction solar cell				
InGaP/GaAs (1,9 eV/1,42 eV)	77%	30,3%	73% @ 1 000 suns	32,6%
InGaP/GaAs/InGaAs (1,9 eV/1,4 eV/0,7 eV)	74,7%	37,9%	74,6% @ 302 suns	44,4%
InGaP/InGaAs/Ge (1,9 eV/1,4 eV/0,66 eV)	67,9%	34,1%	70% @ 364 suns	41,6%

cellules simple et multi-jonctions à l'état de l'art. Pour chacune des technologies considérées, le tableau mentionne la valeur de l'indice associé aux performances maximales de cellules opérant sous une illumination équivalente à un soleil, ainsi que pour un facteur de concentration équivalent au facteur de concentration *pic* pour lequel les performances des cellules à concentration sont relevées.

Plusieurs conclusions peuvent être tirées de ce tableau :

- La capacité d'une technologie de cellule donnée à s'approcher de sa propre limite théorique de rendement varie grandement d'une technologie à une autre. Tandisque le rendement de conversion expérimental des cellules GaAs est voisin de 90% de la valeur théorique, la technologie Germanium est caractérisée par des rendements expérimentaux dépassant à peine un tiers de leur limite théorique. On verra dans la suite de ce document que la pénalité associée à l'existence des différents facteurs limitant varie sensiblement en fonction de la nature de la cellule, mais également du facteur de concentration auquel ces mêmes cellules sont exposées.
- Si la concentration solaire conduit à une augmentation significative du rendement de conversion des cellules, on n'observe pas d'amélioration notable de l'indice de Shockley-Queisser pour des illuminations croissantes : en d'autres termes, la concentration solaire ne contribue pas à améliorer la capacité des cellules à s'approcher de leur propre limite théorique.
- L'utilisation de cellules Multi-Jonction conduit à une augmentation significative du rendement de conversion, bien que l'écart entre rendement théorique et rendement expérimental reste sensiblement identique à celui observé sur des cellules simple jonction.

La figure 10 représente la variation de l'indice de Shockley-Queisser (défini d'après l'équation (3.1)) pour différentes valeurs de la concentration solaire, en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur considéré. Les figures 10a, 10b, et 10c illustrent respectivement l'effet des pertes résistives, des recom-

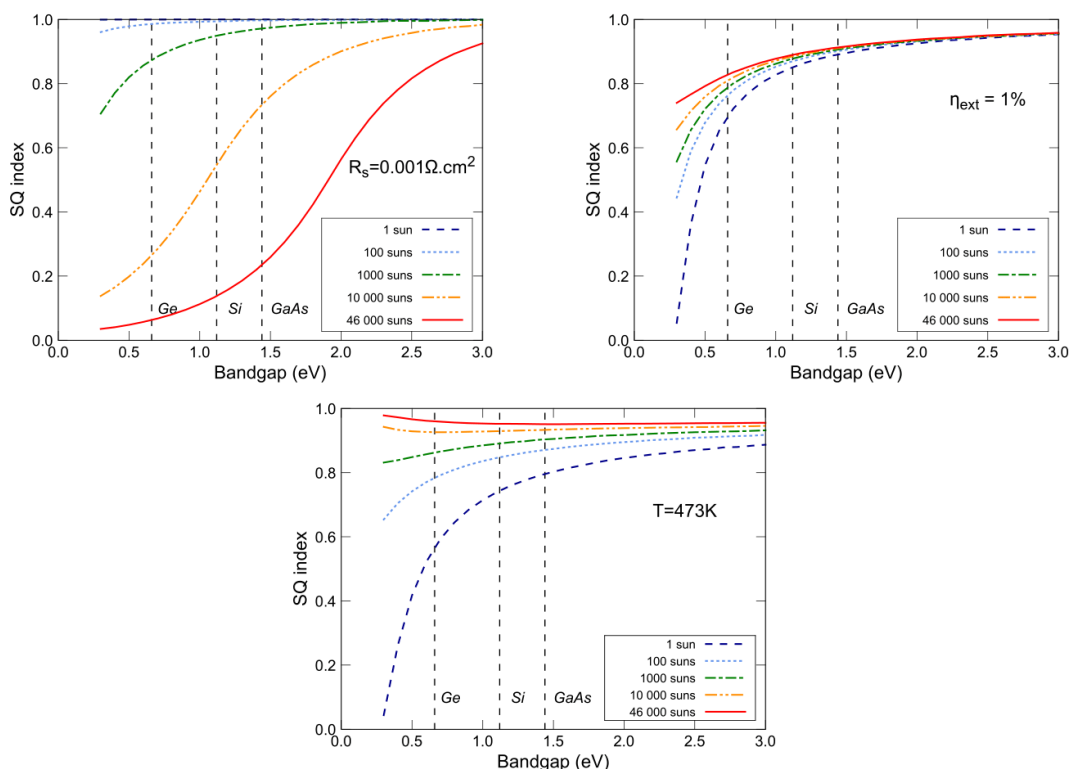


FIGURE 10 – Impact de la résistance série (a), des recombinaisons non-radiatives (b), et de la température (c), sur les performances électriques de cellules PV sous concentration, en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur utilisé [6]

binaisons non-radiatives (le rendement de fluorescence externe η_{ext} représente la probabilité qu'une recombinaison soit accompagnée de l'émission d'un photon hors de la cellule) et de la température de fonctionnement de la cellule.

On observe sur la figure 10 deux tendances remarquables : 1) L'impact des différents mécanismes limitant sur les performances des cellules solaires est fonction de la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur utilisé. De manière générale, on remarque que les matériaux caractérisés par une faible largeur de bande interdite sont davantage affectés par les 3 mécanismes limitant étudiés : la capacité des cellules solaires à atteindre leur limite théorique est donc clairement atténuée dans le cas de cellules à faible gap pénalisées par l'un ou l'autre des 3 mécanismes limitant considéré 2) L'impact des 3 mécanismes limitant sur les performances des cellules dépend également de la densité de puissance solaire à laquelle ces mêmes cellules sont soumises. Tandis que la concentration solaire entraîne une dégradation significative de l'indice η_{SQ} dans le cas des pertes résistives (Fig. 10 a), on observe au contraire un effet bénéfique de la concentration solaire dans le cas des recombinaisons non-radiatives (Fig. 10 b) et de la température de fonctionnement de la cellule (Fig. 10 c). En conclusion, la capacité d'une technologie de cellule à atteindre sa propre limite théorique est donc étroitement corrélée à la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur utilisé et à la densité de puissance

solaire à laquelle cette même cellule est soumise.

Les principaux mécanismes conduisant à une dégradation des performances des cellules en conditions réelles d'utilisation ont fait l'objet d'études plus détaillées, dont les principaux résultats seront résumés dans les prochaines sections.

3.1.1 Recombinaisons Auger

On désigne par *limite radiative*, les performances de cellules solaires calculées en supposant que les porteurs de charge se recombinent uniquement de manière radiative dans la cellule. On a vu que l'on peut quantifier la proportion de recombinaisons s'effectuant de manière *radiative* grâce au rendement de fluorescence, déterminé comme le rapport du taux de recombinaison *radiatif* et du taux de recombinaison *global* dans la cellule. Les deux principaux mécanismes de recombinaison non-radiatifs sont respectivement les recombinaisons de type *Shockley-Read-Hall* (SRH) qui impliquent l'anihilation de paires électrons-trous par le biais de pièges situés dans la bande interdite du matériau semi-conducteur, et les recombinaisons *Auger*, qui impliquent des collisions entre 3 particules (2 électrons et un trou dans le processus *eeh*, 1 électron et deux trous dans le processus *ehh*), un transfert puis une dissipation d'énergie sous forme de chaleur. Le mécanisme de recombinaison *Auger* est représenté sur la Fig. 11. Tandis que l'amplitude des recombinaisons SRH est largement fonction de la qualité des matériaux, de la présence ou non d'impuretés, ou de la qualité de la passivation, les recombinaisons Auger constituent un mécanisme *intrinsèque*, dont l'amplitude varie avec le cube de la concentration en porteurs de charges, comme indiqué dans l'équation (3.2).

$$R_{Auger} = C_n(n^2p - n_0^2p_0) + C_p(np^2 - n_0p_0^2) \quad (3.2)$$

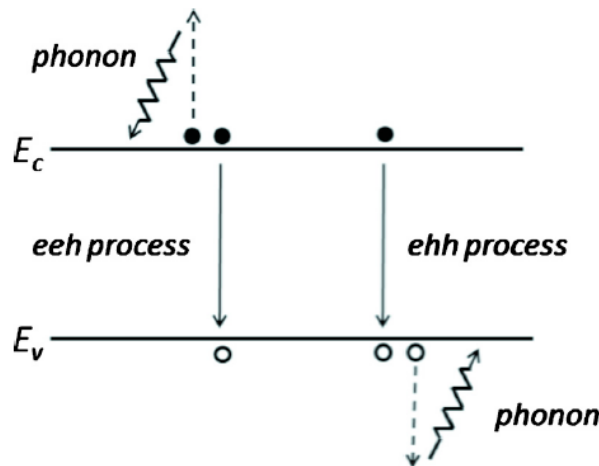


FIGURE 11 – Mécanismes de recombinaison Auger *eeh* et *ehh* [7]

Les taux de recombinaison SRH et radiatifs variant *linéairement* et avec le *carré* de la concentration en porteurs de charges. En conséquence, le mécanisme de recombinaison Auger représente nécessairement le processus limitant dès lors que la concentration en porteurs de charge est suffisamment élevée. La Fig. 12 (gauche) illustre ce constat : la durée de vie effective des porteurs tend à décroître brutalement pour des concentrations de porteurs en excès élevées. Si l'on observe également une diminution de la durée de vie des porteurs dans le cas où les recombinaisons Auger sont négligées (courbes pleines), celle-ci est sensiblement moins marquée.

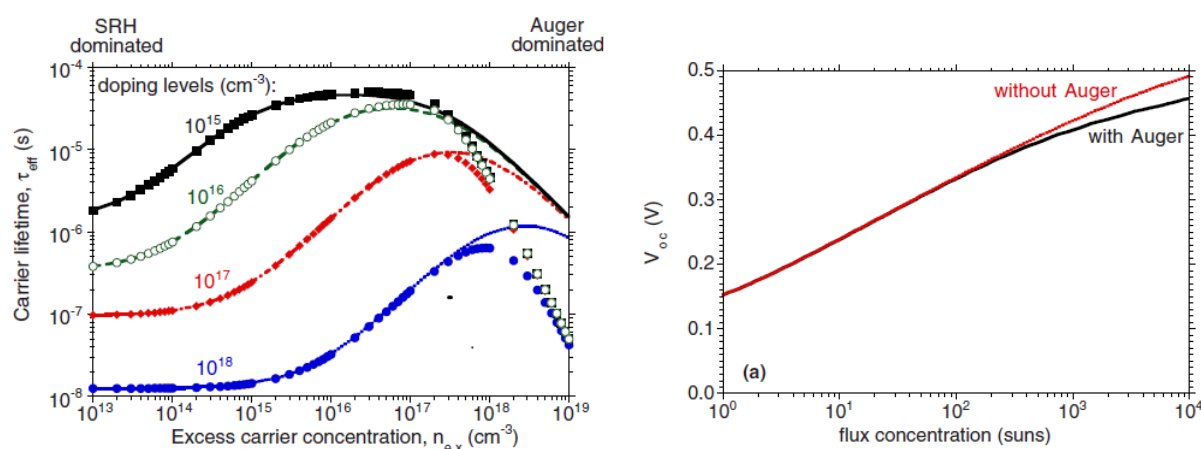


FIGURE 12 – Durée de vie effective des porteurs de charge dans une cellule Ge en fonction de la concentration de porteurs de charge en excès, et pour des dopages de la base compris entre 10^{15} et $10^{18} cm^{-3}$. Les courbes pleines représentent la durée de vie des porteurs calculée en négligeant les recombinaisons Auger, tandis que les symboles illustrent l'évolution de la durée de vie en tenant compte de ce mécanisme de recombinaison (gauche) - V_{oc} d'une cellule Ge avec et sans prise en compte des recombinaisons Auger, en fonction du facteur de concentration (droite) [7]

La Fig. 12 (droite) illustre l'évolution de la tension en circuit-ouvert d'une cellule Germanium en fonction de la concentration solaire, en tenant compte des recombinaisons Auger (courbe noire), et en les négligeant (courbe rouge). En pratique, l'effet des recombinaisons Auger sur les paramètres électriques des cellules semble donc modéré, et limité à des facteurs de concentration solaire excédant 1 000 soleils. Rappelons que la contribution de la sous-cellule Germanium à la tension en circuit-ouvert *totale* d'une cellule MJ est faible (10 à 15% environ). Dans la mesure où les sous-cellules supérieures sont peu sujettes aux recombinaisons Auger (du fait, notamment, de la nature directe de leur gap), l'effet des recombinaisons Auger sur les caractéristiques électriques de cellules solaires MJ est donc très limité ($\sim 1\%$ de la tension en circuit-ouvert totale de la cellule, pour un facteur de concentration équivalent à 10 000 soleils).

3.1.1.1 Effets de la température

L'exposition de cellules solaire à des densités de puissance lumineuse équivalentes à plusieurs centaines ou plusieurs milliers de fois l'irradiance solaire directe conduit nécessairement à un échauffement de ces même cellules. Bien qu'un suréchauffement important des cellules PV puisse constituer un argument rédhibitoire s'opposant à l'utilisation de très fortes concentrations solaires, la température de fonctionnement d'une cellule solaire dépend largement de deux autres paramètres qu'il convient d'optimiser afin de minimiser l'échauffement de la cellule : la dimension caractéristique des cellules, et la nature du système de refroidissement (passif, actif...). Une prise en compte de ces deux paramètres lors de la conception du système permet de limiter l'échauffement à quelques dizaines de degrés au dessus de la température ambiante, y compris pour des facteurs de concentration solaire de l'ordre de 10 000 soleils [103]. En pratique, la caractérisation du comportement thermique de cellules PV sous flux solaire concentré est particulièrement épineuse, du fait de la difficulté de connaître précisément la température de la jonction *pn* sous éclairement. Afin de remédier à cette difficulté, un dispositif de caractérisation *flash* de cellules PV en lumière naturelle a été mis au point : l'originalité de ce dispositif réside dans l'intégration d'un disque rotatif percé, placé au dessus de l'échantillon à caractériser, et qui une fois mis en rotation, permet d'illuminer la cellule pendant un laps de temps de l'ordre de la *ms* (voir Fig. 13). La faible durée d'illumination permet de garantir un échauffement négligeable de l'échantillon soumis au flash de lumière : la caractérisation du comportement thermique s'effectue en mesurant les caractéristiques électriques de la cellule soumise à une température donnée, pendant le bref laps de temps au cours duquel la cellule est illuminée.

La Fig. 14 (gauche) représente l'évolution des coefficients en température des principaux paramètres électriques d'une cellule solaire triple-jonction *InGaP/InGaAs/Ge*, en fonction de la densité de puissance incidente. La figure de droite illustre quant à elle l'évolution spécifique du coefficient en température de V_{oc} (habituellement considéré comme le paramètre le plus sensible à la température).

Comme indiqué sur la Fig. 14, la concentration solaire permet de réduire sensiblement l'effet négatif de la température sur les principaux paramètres électriques des cellules PV. L'originalité de ces travaux réside dans les niveaux inédits de concentration auxquels ces caractérisations de tenue en température sont réalisées, et révèlent que, même à des intensités solaires approchant 10 000 soleils, la concentration solaire s'avère bénéfique. Cette capacité accrue des cellules photovoltaïques à concentration à tolérer des températures de fonctionnement élevées constitue une motivation importante au développement de systèmes hybrides CSP/PV haute température, qui sera largement discutée dans la suite de ce document.

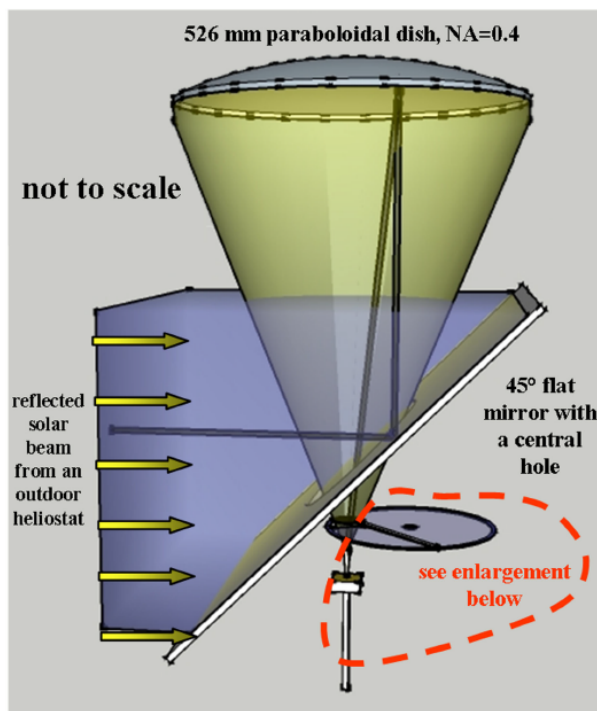


FIGURE 13 – Représentation schématique du dispositif expérimental utilisé pour la caractérisation du comportement thermique de cellules PV sous ultra-hautes concentrations solaires [8]

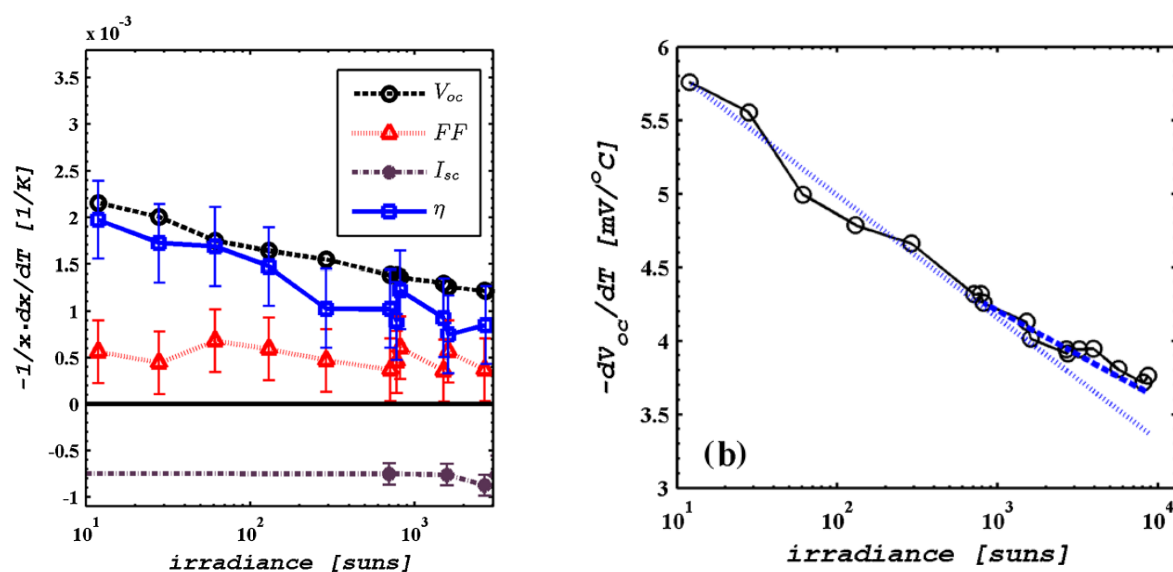


FIGURE 14 – Coefficient de température des principaux paramètres électriques d’une cellule triple-jonction *InGaP/InGaAs/Ge* (gauche) et coefficient de température de V_{oc} (droite), pour des facteurs de concentration compris entre ~ 10 et 10 000 soleils [8]

3.1.2 Sensibilité à la distribution spectrale de la lumière

L’utilisation de cellules Multi-jonction permet de convertir plus efficacement le rayonnement solaire en électricité, grâce à un empilement de jonctions *pn* dont les largeurs de bande interdites ont été sélectionnées afin d’accroître l’absorption du

spectre solaire.

Dans la pratique cependant, ces technologies de cellules s'avèrent être particulièrement sensibles aux conditions opératoires : outre les mécanismes limitant précédemment évoqués, le contenu spectral de la lumière absorbée par les cellules constitue l'un des paramètres les plus critiques.

La sensibilité des cellules solaires MJ à la distribution spectrale de la lumière absorbée est d'autant plus prononcée que le nombre de jonctions pn compris dans l'empilement est élevé. Nous avons quantifié ces pertes dans le cas de cellules MJ en cherchant en particulier à évaluer la capacité de ces cellules à produire efficacement de l'électricité sur une gamme de spectres solaires représentative des conditions réelles d'opération. La figure 15 représente le rendement de conversion maximal atteignable avec des cellules solaires MJ pour différents spectres lumineux, dans le cas de cellules comprenant jusqu'à 10 jonctions pn .

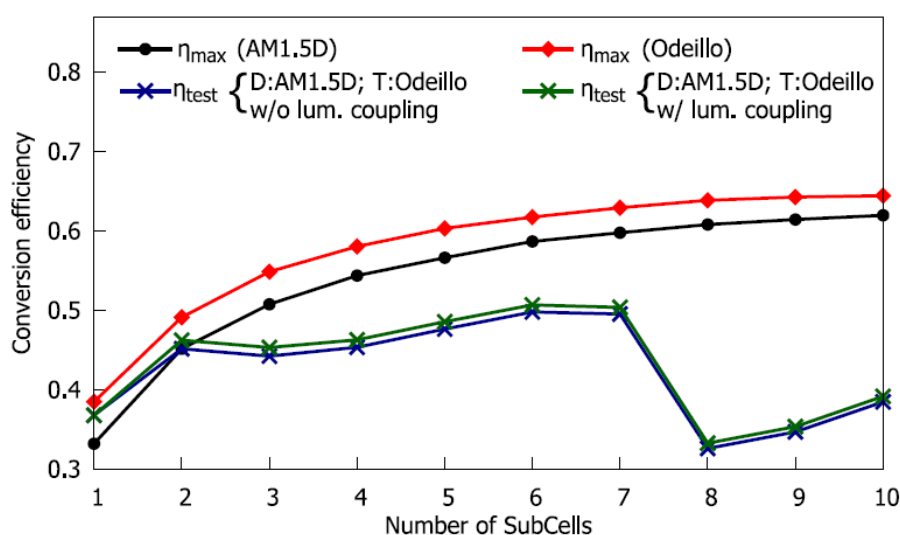


FIGURE 15 – Rendement de conversion maximal atteignable avec des cellules solaires MJ pour différents spectres lumineux, et en fonction du nombre de sous-cellules compris dans l'empilement [2].

Cette figure illustre clairement la sensibilité accrue des cellules MJ comprenant un nombre élevé de jonctions pn aux variations du contenu spectral de la lumière : les cellules optimisées pour un contenu spectral particulier présentent un accroissement régulier de leur rendement de conversion avec le nombre de sous-cellules comprises dans l'empilement (la courbe rouge illustre le rendement de conversion maximal d'une architecture de cellule optimisée en considérant la distribution spectrale caractéristique du site d'Odeillo (Pyrénées-Orientales, France), la courbe noire représente le rendement de conversion maximal atteignable avec une architecture de cellule optimisée pour le spectre AM1.5 de référence (ASTM G173)). En revanche, on observe une variation brutale du rendement de conversion pour

des architectures de cellules optimisées pour un contenu spectral donné, et soumises à une distribution spectrale différente (courbes vertes et bleues, qui illustrent le rendement de conversion d'une architecture de cellule MJ optimisée pour le spectre AM1.5 et soumise à la distribution spectrale caractéristique d'Odeillo). Cette grande sensibilité des architectures de cellules MJ à la distribution spectrale de la lumière soulève également la question de la pertinence du choix du rendement de conversion comme seul indicateur des performances des cellules. Compte tenu des variations de la distribution spectrale de la lumière solaire, tant au niveau temporel qu'au niveau géographique, l'efficacité d'une architecture de cellule donnée ne devrait pas seulement être jugée à sa capacité à convertir efficacement une distribution spectrale de référence, mais également (et surtout) à sa faculté à tolérer des variations du contenu spectral de la lumière, caractéristiques d'un lieu et d'une durée donnée.

Afin de répondre à cette dernière question, nous avons cherché à évaluer l'énergie électrique produite par des systèmes photovoltaïques à concentration intégrant des cellules solaires MJ comprenant 1 à 10 sous-cellules. Divers lieux autour du monde, représentatifs de la grande variété des conditions climatiques sur terre, ont ainsi été étudiés et comparés durant une année complète de fonctionnement. La figure 16 représente l'énergie « moyenne » générée par un système CPV en fonction du nombre de sous-cellules comprises dans l'empilement. Les bâtonnets verts représentent le gain en énergie *attendu*, en supposant que l'énergie électrique générée par une cellule comprenant n jonctions est strictement proportionnel à l'amélioration de son rendement de conversion théorique, par rapport à une cellule *simple-jonction* (suivant ainsi une évolution similaire à la courbe noire de la figure 15). Les bâtonnets bleus représentent quant à eux l'énergie moyenne calculée en considérant les 8 localités sélectionnées. L'écart-type, illustrant les déviations relevées d'une localité à l'autre par rapport à la valeur moyenne, est également représenté.

La Fig. 16 révèle plusieurs informations importantes : tandis qu'un système CPV intégrant des cellules MJ comprenant un faible nombre de jonctions pn délivre une énergie électrique annuelle proche des valeurs attendues, on observe au contraire 1) un écart conséquent entre énergie *générée* et énergie *attendue* lorsque le nombre de sous-cellules augmente 2) une augmentation significative de l'écart-type, caractérisant des disparités géographiques très importantes.

Ces résultats pourraient constituer un changement de paradigme au niveau de la procédure d'optimisation des cellules solaires multi-jonctions : tandis que la maximisation du rendement de conversion garantit généralement une exploitation optimale de l'énergie solaire en conditions réelles d'opération, ce constat n'est plus nécessairement valide dans le cas d'architectures de cellules MJ, du fait de leur sen-

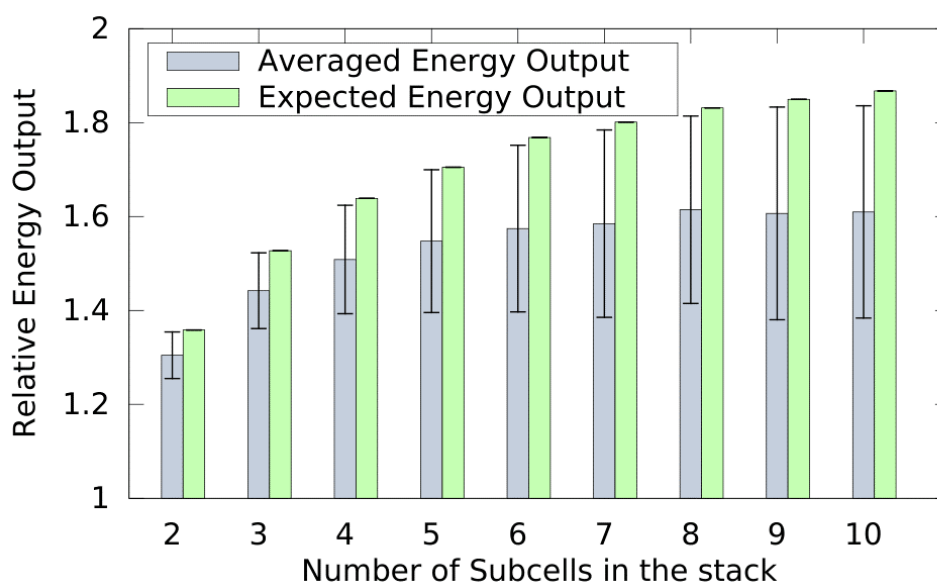


FIGURE 16 – Gain en énergie moyen généré par un système CPV intégrant des cellules solaires MJ comprenant jusqu'à 10 jonctions pn (bâtonnets bleus) et gain en énergie attendue (bâtonnets verts) [9]

sibilité accrue aux conditions opératoires. Considérer le rendement de conversion comme l'indicateur de performance le plus pertinent n'est plus forcément correct dès lors que la sensibilité des cellules à la distribution spectrale de la lumière, ou à la température de fonctionnement, affecte notablement leur capacité à convertir efficacement le rayonnement solaire en électricité.

3.1.3 Conclusions

Bien que le formalisme de balance détaillée constitue un outil puissant dans la détermination des performances des cellules solaires, l'existence de mécanismes limitant conduit inévitablement à un écart notable entre prédictions théoriques et réalité expérimentale, qui tend à s'accroître sensiblement en conditions opératoires extrêmes (illumination et/ou température élevées) ou dans le cas d'architectures de cellules complexes. Ce premier volet de mes travaux a eu pour principale motivation de mieux comprendre dans quelle mesure l'existence de ces mécanismes limitant est susceptible d'affecter les performances de cellules solaires réelles, sur une large gamme de conditions opératoires et pour des architectures de cellules simple et multi-jonction.

La concentration solaire affecte les mécanismes limitant étudiés ici de manière radicalement différente :

- Si les recombinaisons Auger constituent un mécanisme de recombinaison limi-

tant pour des concentrations en porteurs de charge suffisamment élevées, nous avons démontré que leur effet sur les performances de cellules exposées à des facteurs de concentration de plusieurs milliers de soleils est négligeable.

- La concentration solaire conduit à une amélioration sensible de la tenue en température des cellules à concentration, y compris à des facteurs de concentration approchant 10 000 soleils.
- Les pertes résistives constituent incontestablement un mécanisme obérant fortement la capacité des cellules solaires à fonctionner efficacement sous concentration. L'obtention de rendements de conversion élevés à des niveaux d'illumination excédant 1 000 soleils est donc conditionnée par la capacité des fabricants de cellules à mettre en oeuvre des stratégies de réduction drastique des pertes résistives.

Enfin, nous avons mis en évidence que la sensibilité des cellules solaires MJ aux variations de la distribution spectrale de la lumière soulève des interrogations quant à la pertinence d'utiliser des cellules incluant toujours plus de jonctions *pn*.

A la lumière de ces résultats, un deuxième volet de mes travaux de recherche a été consacré à l'adaptation des architectures de cellules photovoltaïques aux très fortes concentrations du flux solaire. Les principaux résultats en seront détaillés dans le chapitre suivant.

Architectures de cellules pour les très fortes concentrations solaires

Développer des cellules CPV toujours plus efficaces à des niveaux de concentration solaire toujours plus élevés, nécessite une adaptation de leur architecture de manière à réduire drastiquement l'effet des mécanismes discutés dans le chapitre précédent. Une deuxième partie du travail réalisé depuis la fin de ma thèse a donc été consacré à cet objectif. Mes travaux se sont focalisés, plus précisément, sur le développement d'architectures de cellules offrant 1) une diminution drastique des pertes résistives 2) une meilleure capacité à endurer les variations temporelles et géographiques de la distribution spectrale de la lumière.

4.1 Réglage fin des cellules solaires MJ

Un résultat important du chapitre précédent concerne la sensibilité accrue des cellules solaires MJ à la distribution spectrale de la lumière, dès lors que le nombre de jonctions pn impliquées dans l'empilement dépasse ~ 4 jonctions (rappelons que le rendement de conversion *record* établi en 2019 a été mesuré sur une architecture de cellules comportant 6 jonctions pn). Dans de telles conditions, élaborer une architecture de cellule en considérant le spectre AM1.5 de référence (*ASTM G173*) ne garantit plus nécessairement un rendement *énergétique* maximal. Ceci soulève la pertinence du *fine-tuning* ("réglage fin") des cellules solaires, c'est à dire l'optimisation des cellules par rapport aux conditions opératoires représentatives d'un lieu donné, plutôt que par rapport aux conditions opératoires de référence (*ASTM-G173*). Dans cet objectif, la distribution spectrale annuelle moyenne a été calculée pour un certain nombre de sites particulièrement adaptés à l'implantation de centrales solaires. La combinaison de bandes interdites optimales, conduisant à une conversion maximale du spectre annuel moyen considéré, a ensuite été déterminée pour des architectures de cellules MJ comprenant 2 à 10 jonctions pn . Dans un dernier temps, l'énergie annuelle générée par un système intégrant des cellules adaptées au contenu spectral des différents sites a été calculée, puis comparée à l'énergie produite par un système intégrant des cellules conventionnelles (i.e. conçues

pour une conversion optimale du spectre AM1.5).

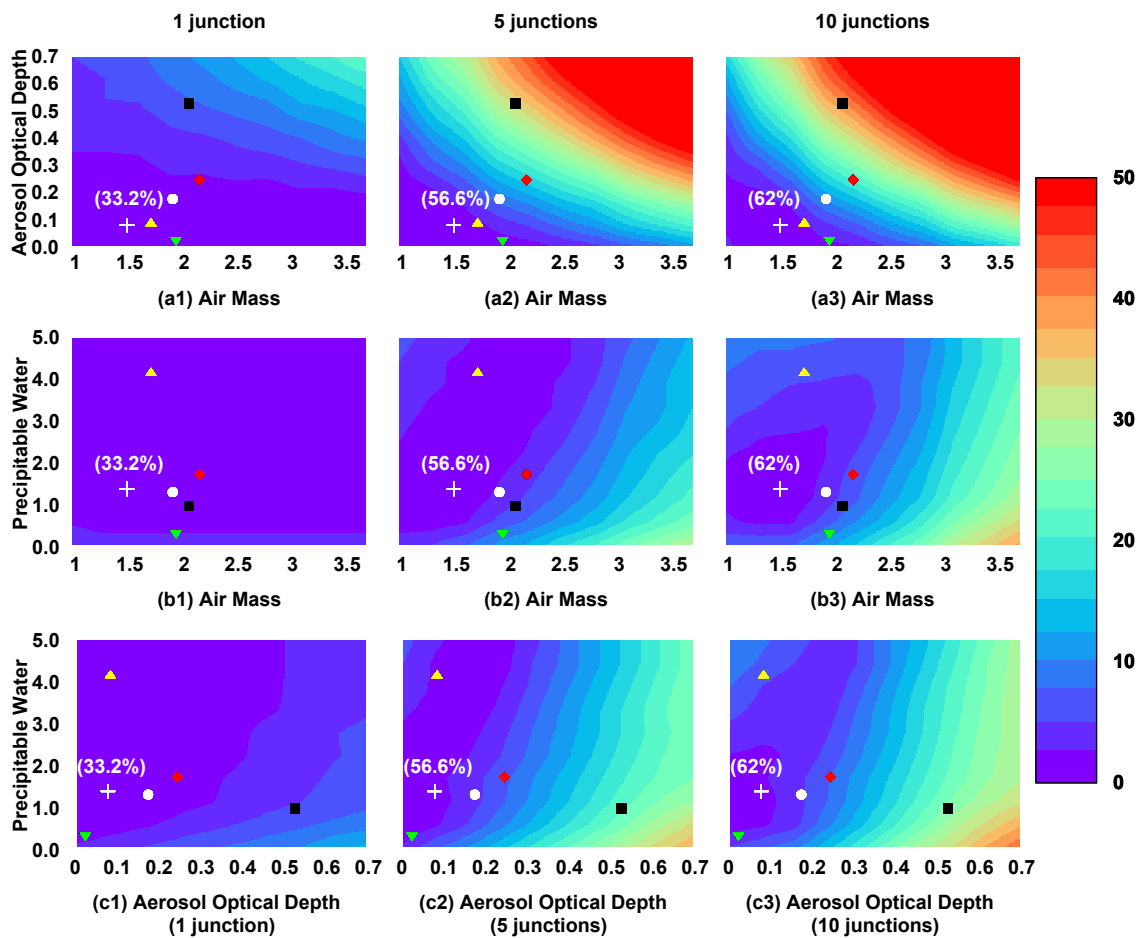


FIGURE 17 – Rendement de conversion maximal atteignable avec des cellules solaires MJ pour différents spectres lumineux, et en fonction du nombre de sous-cellules compris dans l’empilement [10].

La Fig. 17 illustre l’augmentation relative du rendement de conversion de cellules photovoltaïques adaptées au contenu spectral de la lumière absorbée, comparative-ment aux performances de cellules PV conventionnelles, conçues pour une conversion optimale du spectre AM1.5. Cette représentation illustre dans quelle mesure une variation combinée de deux des principaux paramètres atmosphériques (épaisseur optique d’aérosols (AOD), Air Mass (AM), eau précipitable (PW)) peut bénéficier d’une adaptation de l’architecture de la cellule : les couleurs tendant progressivement vers le rouge indiquent les combinaisons de paramètres atmosphériques bénéficiant de cet ajustement, tandis que les couleurs bleutées indiquent l’espace des paramètres pour lesquels un ajustement de l’architecture des cellules n’apporte qu’un bénéfice minime. Sur cette même figure sont représentées les valeurs moyennes annuelles des principaux paramètres atmosphériques pour les différents

sites étudiés, ainsi que les valeurs de référence (identifiées par le symbole "+"), correspondant au spectre AM1.5 de référence (*ASTM-G173*).

Le bénéfice associé à l'ajustement de l'architecture des cellules aux conditions atmosphériques varie sensiblement en fonction 1) du type de cellule considérée : tandis que les cellules solaires *simple-jonction* ne semblent pas bénéficier notablement d'un ajustement de leur architecture aux conditions atmosphériques locales, on observe un gain beaucoup plus significatif dans le cas de cellules MJ 2) de la nature des paramètres atmosphériques susceptibles de varier : un ajustement de l'architecture de la cellule à une variation conjointe de PW et AOD , ou encore de PW et AM , est accompagnée d'une amélioration très modeste des performances, tandis qu'un ajustement de la cellule à une variation combinée d' AOD et d' AM conduit à une réelle augmentation des performances des cellules.

La Fig. 18 illustre la variation relative de la production énergétique de modules CPV intégrant des cellules PV conventionnelles (c'est à dire conçues de manière à garantir une conversion optimale du spectre AM1.5), et de cellules PV *affinées* dont l'agencement des gaps électroniques est optimisé afin de garantir une conversion maximale de la distribution spectrale *moyenne* sur une année donnée.

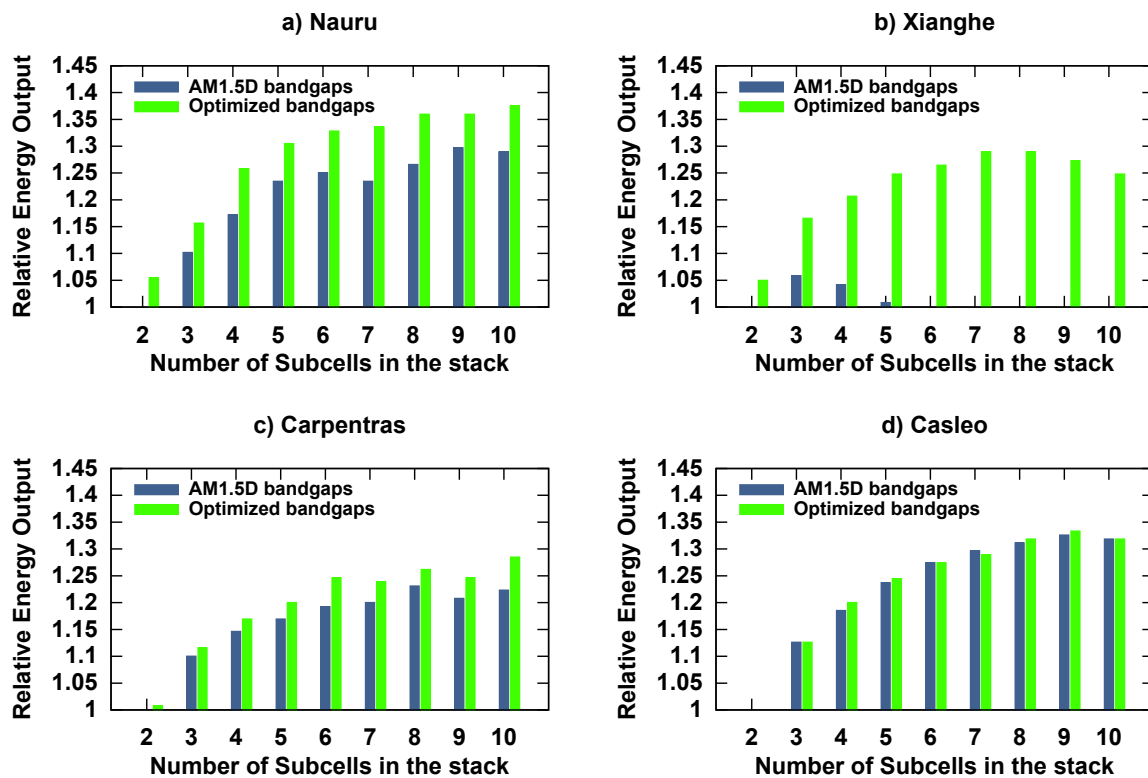


FIGURE 18 – Variation relative de la production énergétique associée à l'exploitation de cellules *affinées*, pour 4 localités représentatives des conditions climatiques disponibles autour du monde, et pour des cellules comprenant 2 à 10 jonctions pn [10].

Logiquement, les localités caractérisées par des distributions spectrales annuelles moyennes proches du spectre AM1.5 ne bénéficient pas de la stratégie d'adaptation des gaps électroniques. Au contraire, les localités dont la distribution spectrale moyenne dévie significativement du spectre de référence tirent largement partie de l'adaptation spectrale, ce qui se traduit par une augmentation conséquente de la production énergétique annuelle, avec une amplitude d'autant plus marquée que le nombre de sous-cellules compris dans l'empilement est élevé.

4.2 Pertes résistives

4.2.1 Minimisation des pertes résistives par ingénierie de gap

Les cellules solaires soumises à de fortes densités de puissance lumineuses subissent des pertes résistives importantes, dont l'amplitude varie comme le carré du courant électrique généré par la cellule. En pratique, les systèmes CPV impliquant de très fortes concentrations solaires (1 000 soleils et au delà) sont basés très majoritairement sur l'utilisation de cellules solaires multi-jonction. L'optimisation de ces cellules repose généralement sur le formalisme de balance détaillée, qui néglige les pertes résistives. Nous avons démontré que dans le cas de cellules solaires *simple-jonction*, l'amplitude de ces pertes est étroitement corrélée à la largeur de bande interdite des matériaux semi-conducteurs utilisés, suggérant que l'utilisation de tels matériaux devrait être privilégiée afin de minimiser l'impact des pertes résistives. Dans le cas de cellules MJ, l'effet des pertes résistives est plus complexe : la diminution de la densité de courant photogénéré associé à l'augmentation du nombre de sous-cellules mises en jeu, est globalement favorable du point de vue des pertes résistives. Néanmoins, ces pertes expliquent la diminution de rendement observée sur les cellules MJ pour des facteurs de concentration du flux solaire excédant quelques centaines de soleils. En outre, il est légitime de se demander dans quelle mesure une procédure d'optimisation tenant compte de l'existence de pertes résistives est susceptible de conduire à une amélioration des performances de la cellule.

La Fig. 19 représente des courbes *iso-rendement* d'une cellule triple jonction tracée en considérant une valeur de la résistance série égale à $0,05 \Omega \cdot \text{cm}^2$, et pour des facteurs de concentration de 1 (a), 1 000 (b), 5 000 (c), et 10 000 soleils (la jonction inférieure étant fixée à 0,66 eV).

La prise en compte des pertes résistives lors de l'optimisation des architectures de cellules MJ sous fortes concentration solaire se matérialise par 1) une dégradation notable du rendement de conversion maximal pour les facteurs de concentration

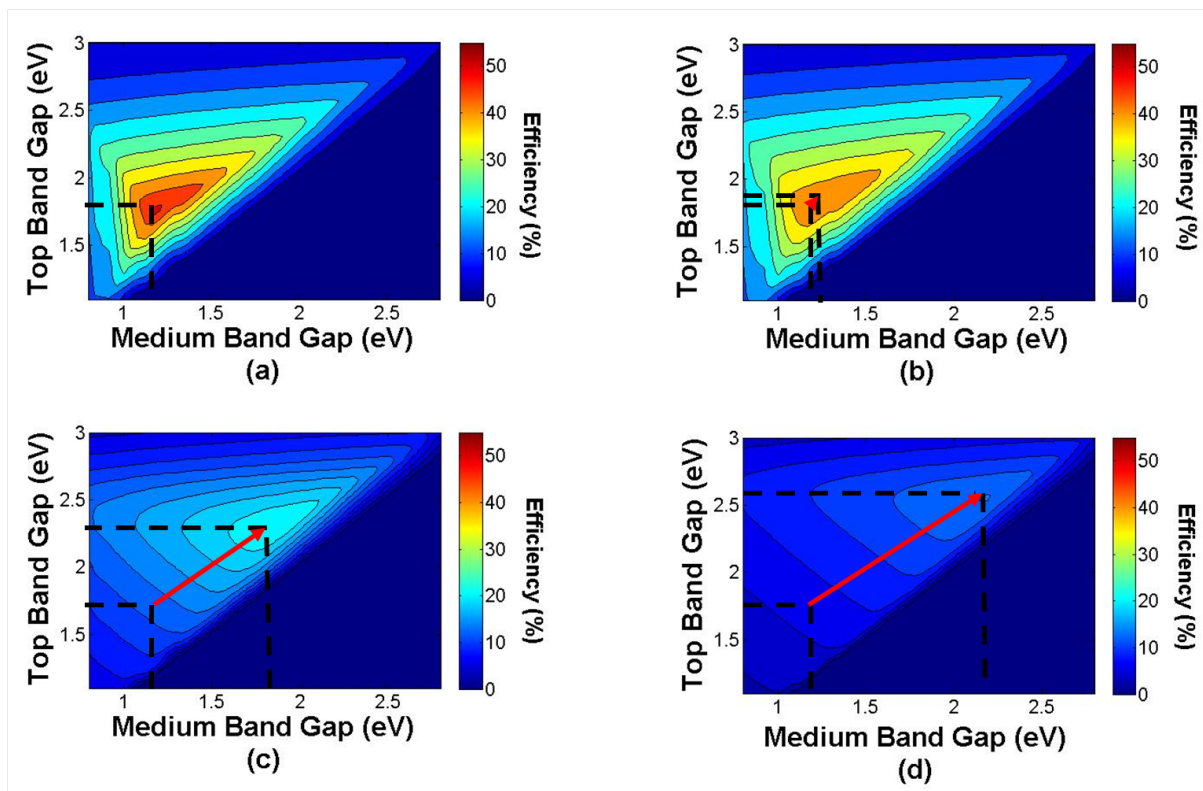


FIGURE 19 – Courbes *iso-rendement* d'une cellule triple-jonction, en considérant une valeur de la résistance série égale à $0,05 \Omega.cm^2$, et pour des facteurs de concentration de 1 (a), 1 000 (b), 5 000 (c), et 10 000 soleils (la jonction inférieure est fixée à 0,66 eV) [11]

très élevés 2) un décalage de la combinaison optimale de largeurs de bande interdites vers des gaps élevés. L'origine de ce décalage est attribuable à la dépendance en concentration des 3 principaux paramètres électriques de la cellule : I_{sc} , V_{oc} , et FF . Tandis qu'une architecture de cellule privilégiant l'utilisation de matériaux à faibles gaps sera caractérisée par une valeur élevée du courant photo-généré, on observera au contraire une diminution du courant photogénéré, ainsi qu'une augmentation de la tension en circuit-ouvert, des cellules solaires impliquant des matériaux à fort gap. Comme on l'a indiqué plus haut, les architectures de cellules caractérisées par des valeurs élevées du courant photo-généré sont globalement plus impactées par les pertes résistives, du fait de la dépendance de ces dernières au carré du courant photo-généré. Le rendement de conversion photovoltaïque étant fonction de ces 3 paramètres, les cellules caractérisées par de forts courants photo-générés verront les pertes résistives qui leur sont associées croître de manière plus significative que les cellules à fort gap, qui présentent globalement des courants photogénérés plus faibles et des pertes résistives moindres. En conséquence, cela occasionne un décalage des largeurs de bande interdite optimales, avec une amplitude fonction 1) du facteur de concentration caractéristique auxquelles les cellules sont soumises, et 2) de la valeur de la résistance série de la cellule.

Bien que visuelle, cette représentation n'est pas réellement adaptée à l'optimisation des cellules dans la mesure où elle implique de fixer une ou plusieurs largeurs de bande interdite, pour toute architecture de cellule impliquant plus de deux jonctions pn . En conséquence, l'exploitation de courbes *iso-rendement* permet uniquement de rechercher des minimums *locaux*, et une optimisation rigoureuse des cellules nécessite l'implémentation d'une méthodologie plus adaptée.

La stratégie adoptée ici repose sur l'implémentation d'un *algorithme génétique*, qui consiste à faire évoluer les individus d'une population selon le modèle de la sélection naturelle afin d'obtenir la solution optimale. Dans cet objectif, un certain nombre d'opérateurs (mutation, croisement, sélection) sont appliqués aux *individus* d'une génération donnée, jusqu'à les faire converger vers une solution optimale pour laquelle une fonction *objectif* est minimisée. Ainsi les individus les plus aptes ont une descendance plus élevée ce qui améliore l'aptitude générale de la population. Dans notre cas, les *individus* correspondent aux combinaisons de largeurs de bande interdite à optimiser, tandis que la fonction *objectif* est définie comme étant égale à $1 - \eta$. Les différentes étapes de la procédure d'optimisation sont illustrées sur la figure 20.

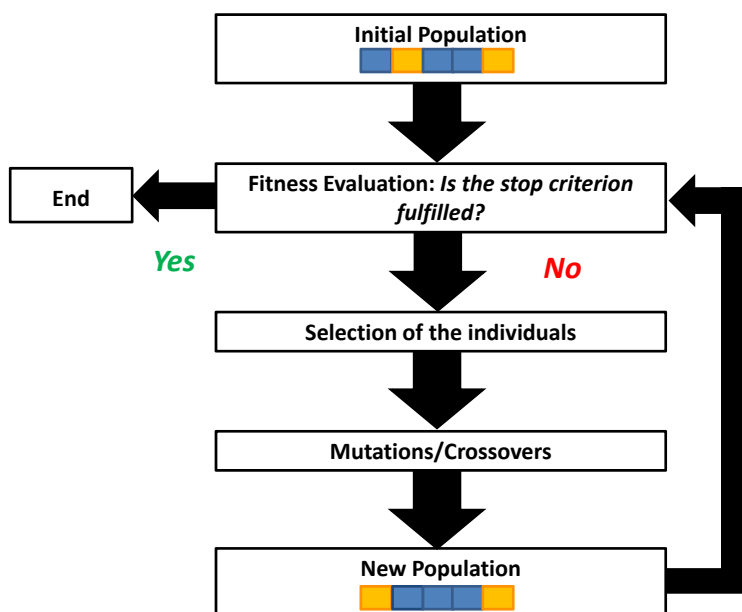


FIGURE 20 – Algorithme génétique mis en oeuvre pour l'optimisation des cellules MJ [11]

La Fig. 21a illustre l'évolution du rendement de conversion d'une cellule solaire triple-jonction caractérisée par une valeur de la résistance série égale à $0,05 \Omega.cm^2$, et dont l'architecture a été optimisée pour des facteurs de concentration de 1 000, 2 000, 5 000, et 10 000 soleils. La Fig. 21b illustre quant à elle la variation *rela-*

tive du rendement, en prenant pour référence une cellule solaire *conventionnelle* (dont les largeurs de bande interdite ont été optimisées en négligeant les pertes résistives). Les régions correspondant à des valeurs négatives indiquent les gammes de concentration solaire pour lesquelles le rendement de conversion des cellules *conventionnelles* excède celui des cellules *optimisées*, tandis que les valeurs positives matérialisent les gammes de concentration solaire pour lesquelles l'optimisation de la cellule est bénéfique.

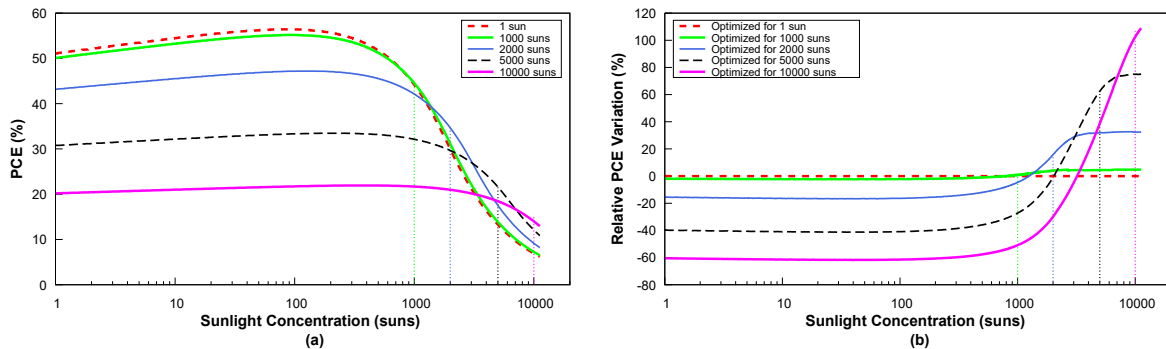


FIGURE 21 – Rendement de conversion (a) et variation relative du rendement de conversion (b) en fonction du facteur de concentration du flux solaire, pour des cellules triple-jonction, et en considérant une valeur de la résistance série égale à $0,05\Omega\cdot\text{cm}^2$ [11]

On peut tirer de ces deux figures un certain nombre de conclusions :

- La prise en compte des pertes résistives dans l'optimisation des architectures de cellule ne semble être accompagnée d'un bénéfice significatif que pour des facteurs de concentration solaire élevés (2 000 soleils et au delà). Le gain associé à l'optimisation des cellules semble particulièrement modeste dans le cas de concentrations plus faibles, et ne justifie vraisemblablement pas qu'une telle optimisation soit mise en oeuvre.
- L'écart de performances entre structures de cellules *conventionnelles* et *optimisées* tend à croître de manière significative avec le facteur de concentration solaire (ce qui se traduit par un écart de rendement relatif important pour des concentrations élevées). En revanche ces mêmes architectures démontrent des performances sensiblement plus faible que les cellules *conventionnelles* pour des facteurs de concentration inférieurs à la valeur d'optimisation.
- Enfin, optimiser l'architecture des cellules en tenant compte des pertes résistives ne permet qu'une amélioration *minime* de leur performance sous très forte concentration solaire. Le développement de cellules solaires efficaces dans des conditions aussi extrêmes requiert donc des architectures caractérisées par des pertes résistives drastiquement réduites, plutôt que des architectures optimisées pour s'accomoder de pertes résistives non-négligeables.

4.2.2 Minimisation des pertes résistives par ultra-miniaturisation des cellules

L'amplitude avec laquelle les différentes composantes de la résistance série sont susceptibles d'affecter le fonctionnement des cellules a fait l'objet d'un nombre important de travaux, et il apparait que les pertes résistives latérales dans l'émetteur, ainsi que la résistance de contact avant, constituent les deux principales composantes entravant le fonctionnement efficace des cellules sous très forte concentration solaire (comme indiqué sur la Fig. 22 représentant les différentes composantes de la résistance série d'une cellule GaAs en fonction de l'intensité solaire à laquelle elle est soumise).

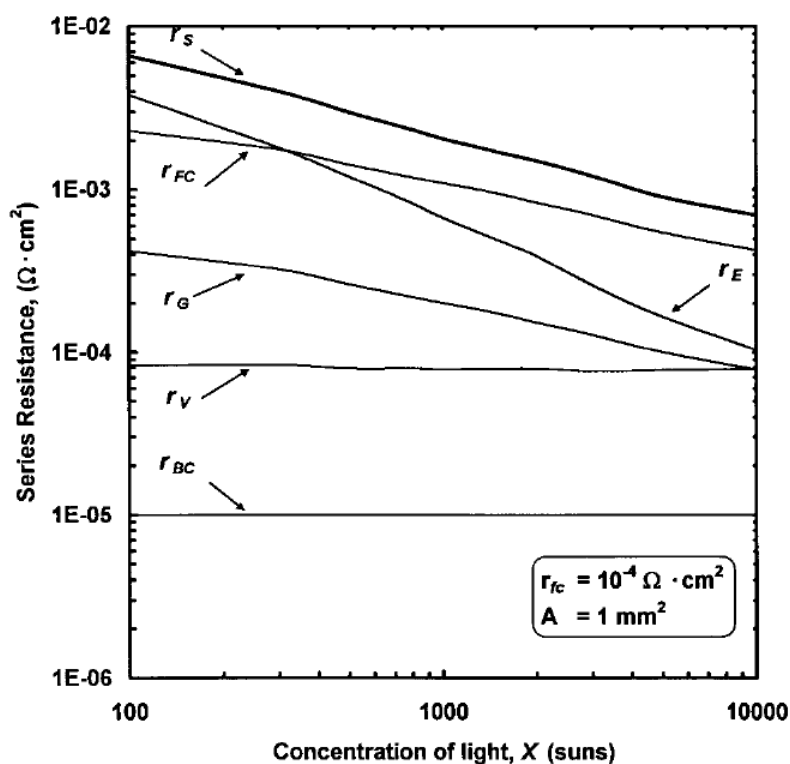


FIGURE 22 – Composantes de la résistance série d'une cellule GaAs de 1 mm^2 pour des facteurs de concentration solaire compris entre 100 et 10 000 soleils. r_s : résistance totale, r_{FC} : résistance de contact avant, r_E : résistance d'émetteur, r_G : résistance de grille, r_V : résistance verticale, r_{BC} : résistance de contact arrière [12]

Une analyse de cette figure révèle que dans le cas de cellules GaAs, la contribution *verticale* de la résistance série est faible, au regard des autres contributions (r_{FC} et r_E principalement) qui sont fonction, de manière plus ou moins directe, des caractéristiques *latérales* de la cellule. L'optimisation de ces composantes, grâce à la minimisation des dimensions de la cellule, pourrait globalement conduire à une diminution de la résistance série. A ce jour, les dimensions caractéristiques des cellules solaires à concentration varient entre quelques mm^2 et $\sim 1 \text{ cm}^2$. La prévalence

croissante des recombinaisons de bord avec la diminution de la taille des cellules a pu justifier l'absence de travaux visant à quantifier l'intérêt de l'ultraminiaturisation dans les décennies passées. Aujourd'hui, des méthodes de passivation de bord efficaces rendent ce constat caduc [104], faisant de l'ultraminiaturisation des cellules une stratégie prometteuse de réduction des pertes résistives. Afin de quantifier le bénéfice associé à la réduction de taille des cellules, un modèle de cellules MJ reposant sur des circuits élémentaires distribués, a été développé grâce au logiciel **SPICE**. Ce modèle représente la cellule comme un assemblage de composants électriques élémentaires (diodes, générateurs de courant, résistances...), connectés entre eux au sein d'un vaste réseau électrique. Les différentes composantes de la résistance série de la cellule sont décrites par différentes résistances, dont les valeurs numériques sont calculées en fonction des propriétés géométriques de chaque circuit élémentaire et du matériau correspondant. La Fig. 23 représente le modèle de circuit électrique distribué développé dans le cadre de cette étude.

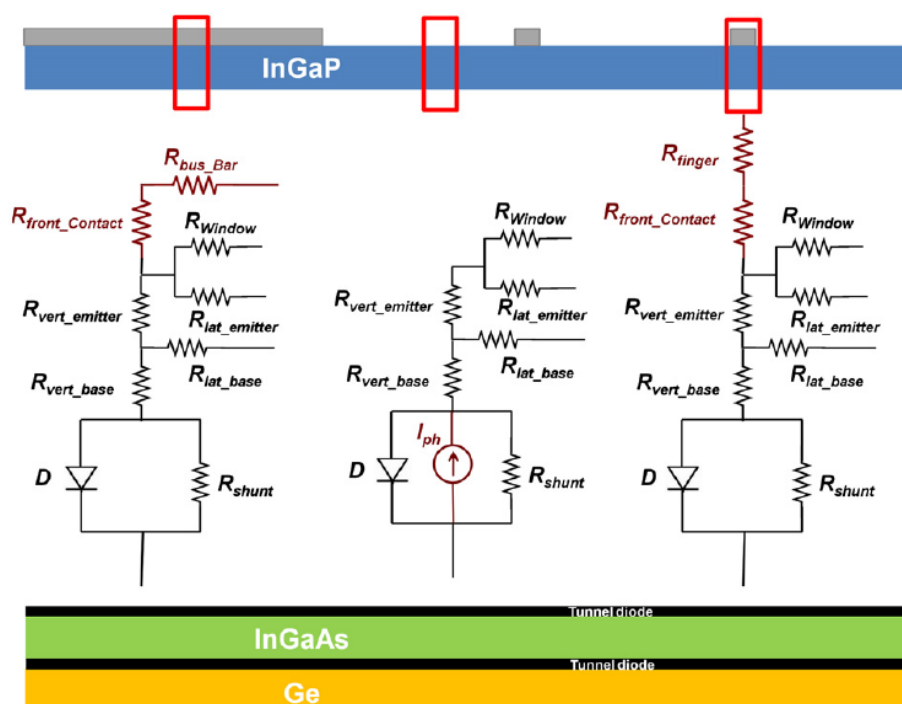


FIGURE 23 – Modèle distribué de cellule triple-jonction InGaP/InGaAs/Ge [13]

La Fig. 24 illustre l'évolution du rendement de conversion de cellules TJ InGaP/InGaAs/Ge issues de l'exploitation du modèle distribué, pour des facteurs de concentration solaire variant entre 1 et 10 000 soleils, et pour des tailles de cellules comprises entre 100 μm et 10 mm de coté. Dans tous les cas, on observe une augmentation logarithmique du rendement de conversion avec la concentration, associée à l'augmentation de la tension en circuit ouvert.

L'importance croissante des pertes résistives avec la concentration solaire se maté-

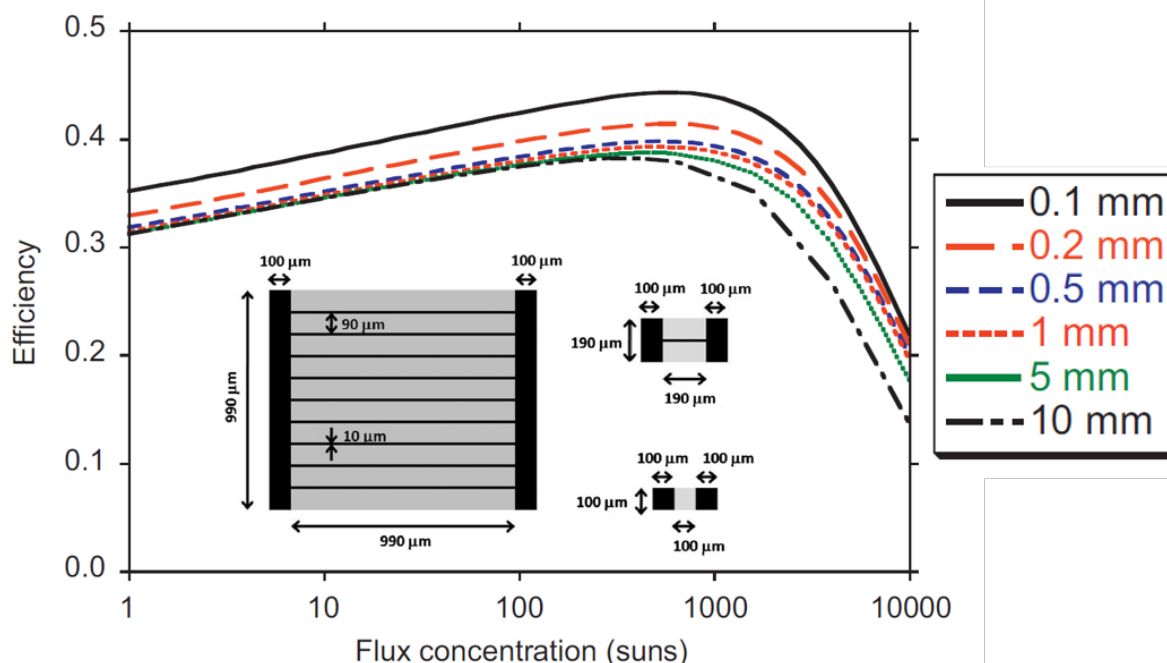


FIGURE 24 – Rendement de conversion de cellules triple-jonction InGaP/InGaAs/Ge en fonction du facteur de concentration solaire, et pour des tailles de cellules comprises entre $100\ \mu\text{m}$ et $10\ \text{mm}$ [13]

rialise par l'existence d'un facteur de concentration *pic*, au delà duquel le rendement de conversion de la cellule commence à décroître (les pertes résistives occasionnant une dégradation progressive du facteur de forme de la cellule et, par conséquent, de son rendement de conversion). La miniaturisation des cellules solaires conduit à une légère amélioration du rendement de conversion, du fait du décalage du facteur de concentration *pic* vers les concentrations élevées (en d'autres termes, le bénéfice associé à l'augmentation de V_{oc} se manifeste sur une plage d'illuminations plus importante). Néanmoins, cet effet est relativement modeste, et l'ultra-miniaturisation des cellules solaires ne semble pas être en mesure de contrebalancer l'effet dramatique des pertes résistives pour des facteurs de concentration excédant 1 000 soleils.

4.2.3 Cellules Multi-jonction Verticales

Les stratégies d'optimisation visant à *s'accomoder* des pertes résistives ne permettent pas une amélioration notable des performances des cellules MJ en conditions opératoires extrêmes.

L'obtention de rendements de conversion élevés sous très forte concentration solaire nécessitera vraisemblablement un bouleversement *radical* de l'architecture des cellules. Dans cet objectif, une stratégie prometteuse réside dans le développement de cellules solaires à concentration dites « verticales » qui se distinguent des ar-

chitectures de cellules conventionnelles par le fait que l'absorption de la lumière s'effectue par le coté de la cellule (et non pas par la face avant). Compte-tenu de la faible épaisseur des matériaux mis en jeu (typiquement comprise entre 1 et quelques centaines de microns, en fonction de la nature des matériaux envisagés), la mise en oeuvre de cellules solaires verticales implique d'empiler plusieurs dizaines, voire plusieurs centaines de couches, séparées par autant de contacts ohmiques verticaux. Une représentation schématique d'une architecture de cellule multi-jonction verticale est illustrée sur la Fig. 25 (un agrandissement de l'une des cellules verticales constitutive de l'empilement est également représenté, permettant de saisir le sens de circulation du courant et la localisation des contacts ohmiques verticaux).

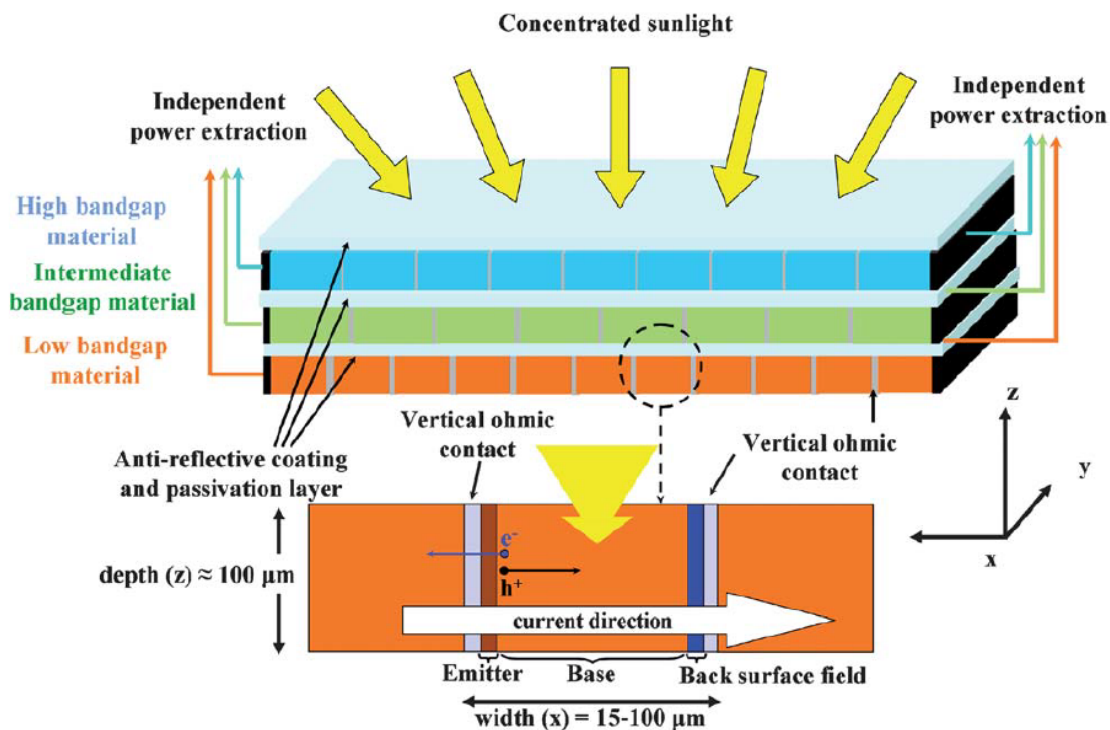


FIGURE 25 – Représentation schématique du concept de cellules multi-jonction verticales, dont l'originalité repose sur le fait que l'absorption de la lumière se fait par le coté de la cellule, ce qui permet potentiellement d'améliorer significativement les performances de cellules PV soumises à des densités de puissance solaires très élevées [14].

Bien que complexe, cette architecture de cellule permet potentiellement de réduire drastiquement les pertes résistives, puisque la modification du flux d'électrons à travers la cellule conduit à la suppression complète des pertes résistives associées à la diffusion latérale du courant dans l'émetteur, et à l'élimination de la résistance de contact avant (les électrons étant extraits de la cellule par le coté). Soulignons que l'agencement vertical des cellules ne constitue pas en soi une idée originale, puisqu'il fût suggéré et étudié par quelques auteurs dans le milieu des années 70 [86, 105, 106]. En dépit de premiers résultats très prometteurs (des rendements

de conversion proches de 20% furent mesurés sur des cellules verticales en Silicium à des facteurs de concentration proches de 2 500 soleils [86]), le développement des cellules verticales fût rapidement abandonné. Bien que les raisons de ce désintérêt ne soient pas clairement établies, on peut supposer que la valeur ajoutée de ces technologies de cellules (i.e. des pertes résistives négligeables) ne constituait pas un argument suffisamment pertinent pour justifier leur développement, au regard de la technologie de l'époque (rappelons que la filière CPV, alors émergente, était caractérisée par des facteurs de concentration solaire ne dépassant pas quelques dizaines de soleils, conditions pour lesquelles des architectures de cellules conventionnelles étaient largement adaptées). Les évolutions radicales subies par la filière CPV depuis quelques décennies justifient aujourd'hui que l'on reconsidère l'utilisation de telles architecture de cellules. L'originalité de la structure proposée ici réside dans l'empilement de plusieurs cellules verticales, caractérisées par des largeurs de bandes interdites différentes. A l'image des cellules MJ conventionnelles, chacune des différentes sous-cellules absorbe et convertit une fraction du spectre solaire (à titre d'illustration, les photons les plus énergétiques sont absorbés dans la sous-cellule supérieure (en bleue sur la Fig. 25) tandis que les jonctions *vertes* et *rouges* absorbent respectivement les photons de *moyenne* et de *faible* énergie). La disposition *verticale* des différentes jonctions offre quant à elle l'avantage 1) de réduire drastiquement les pertes résistives 2) d'extraire indépendamment le courant sur chacune des jonctions 3) d'offrir un degré de liberté supplémentaire dans le choix des matériaux utilisés (les différentes jonctions étant indépendantes, les contraintes associées à l'interconnection optique et électronique entre les différentes jonctions sont grandement relaxées). Les modélisations électriques réalisées dans le cadre de ce travail sur une structure multi-jonction verticale GaP/Si/Ge indiquent que des rendements de conversion supérieurs à 40% pourraient être atteints pour une densité de puissance solaire équivalente à 10 000 soleils, comme indiqué sur la Fig. 26 [14].

4.2.4 Conclusions

Globalement, ces travaux illustrent une tendance manifeste : la complexification de l'architecture des cellules, ainsi que l'accroissement de la densité de puissance solaire à laquelle ces mêmes cellules sont soumises, rend leur optimisation plus épineuse.

La sensibilité accrue des cellules MJ à la distribution spectrale de la lumière absorbée soulève la question du choix et de la pertinence du spectre lumineux qui devrait être considéré, afin de garantir des performances maximales.

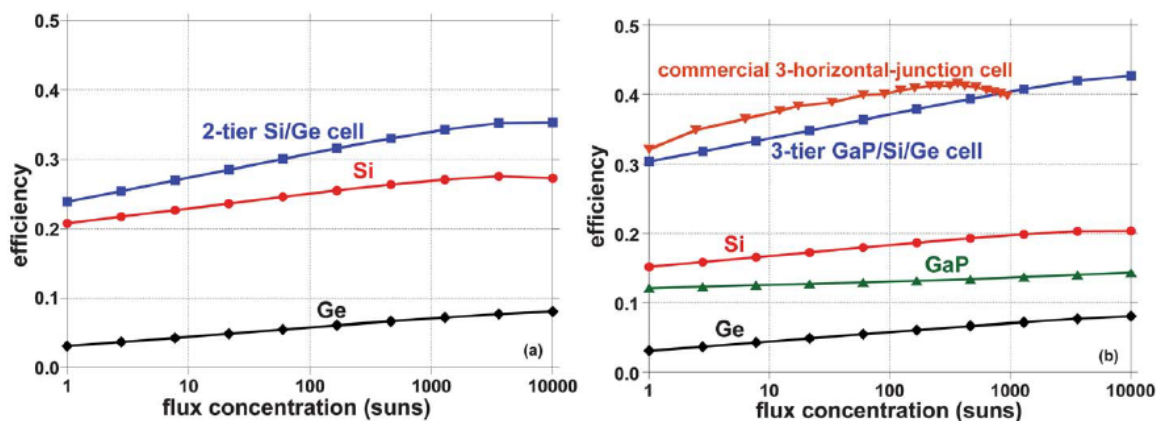


FIGURE 26 – Rendement de conversion des différentes sous-cellules, et rendement de conversion global de deux architectures de cellules MJ verticales Si/Ge (gauche) et GaP/Si/Ge (droite). Le rendement de conversion d’une architecture de cellule triple jonction GaInP/GaInAs/Ge conventionnelle est également représenté, à titre de comparaison, sur la figure de droite [14].

Bien que la sensibilité des cellules MJ aux pertes résistives soit moins prononcée que dans le cas de cellules simple-jonctions, ces pertes constituent indéniablement une entrave au fonctionnement efficace de cellules solaires sous illumination extrêmes, et devraient donc être drastiquement réduites. Il ressort de ces travaux que l’optimisation des cellules en vue de s’accomoder de ces pertes ne constitue pas une solution satisfaisante : l’amélioration des performances associée aux stratégies d’optimisation étudiée semble modeste, et ne permet pas de garantir un fonctionnement efficace des cellules à des niveaux d’illumination très élevés. La dernière approche considérée repose sur une modification radicale de l’architecture des cellules MJ, non plus dans le but de s’accomoder des pertes résistives, mais bien de les réduire de manière drastique. En ce sens, le développement de cellules MJ verticales pourrait offrir une solution satisfaisante (en éliminant complètement deux des principales sources de pertes résistives), bien que sa mise en oeuvre pratique soit pour le moins délicate.

Systemes hybrides PV/CSP

5.1 Introduction

La technologie photovoltaïque est aujourd'hui perçue comme performante, fiable, et bon marché. Bien que la puissance PV installée au cours des années passées ait considérablement augmenté, pour atteindre en 2018 une valeur de puissance installée supérieure à 500 GW au niveau mondial, cette technologie sera nécessairement confrontée à une problématique de taille qui pourrait entraver son déploiement dans un horizon de temps proche : la complexité, et le coût du stockage électrique. Aujourd'hui, un nombre croissant d'indices montrent que les énergies renouvelables en général, et le solaire photovoltaïque en particulier, ne se substituent pas aux sources d'énergie pilotables conventionnelles. Elles s'ajoutent à elles. A cet égard, le cas de l'Allemagne est particulièrement révélateur, puisque ce pays a vu sa puissance renouvelable installée (PV + éolien) passer de 12 GW en 2002 à 108 GW en 2019 (+800%). Dans le même temps, la puissance pilotable (Hydraulique + nucléaire + biomasse + charbon + gaz) est passée de 103 GW en 2002 à 101 GW en 2019 (-2%). La consommation énergétique du pays n'a pas sensiblement varié durant cette période (~ 600 TWh en 2002 et en 2018), et l'empreinte carbone, si elle a effectivement diminué (passant de 10,52 tonnes/habitant à 9,15 tonnes/habitant [107], soit une diminution de 13%), n'a pas baissé dans des proportions aussi radicales que l'augmentation de la puissance renouvelable aurait pu le laisser présager. Ces chiffres méritent évidemment d'être interprétés avec prudence : la production électrique ne constitue qu'une fraction de la consommation énergétique d'un pays, et l'énergie électrique produite par une technologie donnée n'est pas strictement proportionnelle à la puissance installée (celle-ci doit être pondérée par le *facteur de charge*, qui représente le rapport entre l'énergie réellement produite sur une période donnée, et l'énergie qu'elle aurait produite si elle avait fonctionné à sa puissance nominale pendant la même période). Néanmoins, ils suggèrent qu'en l'absence de solution de stockage efficace, un déploiement massif des énergies renouvelables ne s'accompagnera pas nécessairement d'une diminution significative de la puissance installée des autres sources de production d'électricité : le maintien d'une puissance pilotable élevée apparaît en effet nécessaire afin d'assurer l'approvisionnement élec-

trique d'un pays en cas de d'indisponibilité de la ressource solaire ou éolienne.

5.2 Panorama des différents systèmes hybride compacts

Afin de pallier à cette contrainte fondamentale associée à l'intermittence de la ressource solaire, le développement de systèmes de stockage de l'électricité suscite depuis quelques années un engouement très important. Parmi la multitude de solutions envisagées, l'hybridation PV-CSP semble prometteuse en ce sens qu'elle pourrait offrir simultanément un faible coût de l'électricité (grâce au PV), et la capacité de stocker l'énergie solaire sous forme de chaleur (grâce au stockage thermique inhérent aux systèmes CSP). En offrant une solution de stockage thermique de l'énergie solaire simple et bon marché, et ainsi une production différée d'électricité solaire, les systèmes hybrides PV-CSP pourraient donc permettre de s'affranchir de la variabilité de la ressource solaire. On distingue deux types de centrales hybrides : 1) les centrales hybrides *non-compactes* qui désignent l'assemblage de deux centrales PV et CSP bâties côte à côte et opérées indépendamment l'une de l'autre. La présence, sur un même site, de deux technologies solaires présentant des atouts différents, permet une maîtrise accrue de la production électrique de la centrale (grâce au stockage thermique de la centrale CSP et la possibilité de produire de l'électricité en dehors des heures d'ensoleillement) tout en bénéficiant du faible coût d'exploitation de la centrale photovoltaïque 2) les centrales hybrides *compactes* qui désignent des centrales basées sur le mariage de ces deux technologies. Seule cette dernière famille de centrales hybrides sera abordée dans la suite.

A ce jour, il existe principalement trois grandes familles de systèmes hybrides compacts PV-CSP, représentés de manière schématique sur la Fig. 27.

- Les systèmes *haute-température* mettent en jeu un récepteur intégré PV-CSP fonctionnant à des températures de plusieurs centaines de degrés au dessus de la température ambiante (Fig. 27 a).
- L'approche PV-CSP reposant sur la *division spectrale de la lumière* est basée sur l'utilisation d'un composant optique renvoyant les photons solaires vers l'un ou l'autre des deux convertisseurs, en fonction de leur énergie (Fig. 27 b).
- L'approche *1 soleil*, utilise des cellules photovoltaïques intégrées à la surface du concentrateur. Ces cellules jouent donc un double rôle : 1) absorber et convertir les photons dont l'énergie est supérieure à la largeur de bande interdite du matériau semi-conducteur 2) réfléchir les photons faiblement énergétiques ($E < E_g$) vers le récepteur thermique (Fig. 27 c).

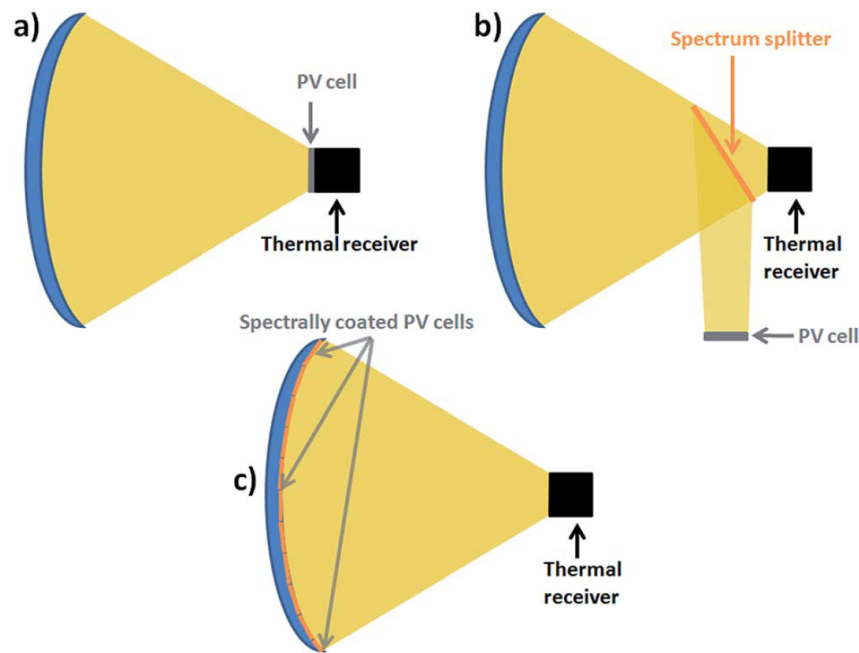


FIGURE 27 – Représentation schématique des 3 principales stratégies de conversion hybride compacte PV-CSP [15].

Bien que les motivations sous-jacentes soient identiques, les conditions opératoires caractérisant chacune de ces 3 stratégies sont très différentes. Le tableau 5.1 résume les conditions opératoires *caractéristiques* des différentes approches hybrides considérées.

TABLE 5.1 – Conditions opératoires caractéristiques des différentes stratégies hybrides compactes étudiées [15]

Stratégie	Haute température	Division spectrale	1 soleil
Température PV	= température CSP (393-500 °C)	= température ambiante (25 °C)	= température ambiante (25 °C)
Concentration	PV et CSP 25-50 (cylindro-paraboliques) 1 000-2 000 (point-focus)	PV et CSP 25-50 (cylindro-paraboliques) 1 000-2 000 (point-focus)	1 soleil pour PV 25-50 (cylindro-paraboliques) 1 000-2 000 (point-focus)
Rayonnement exploitable	direct	direct	global pour PV direct pour CSP
	-	possibilité de diriger les photons très énergétiques vers récepteur thermique	possibilité de diriger les photons très énergétiques vers récepteur thermique

Une première partie de ce travail a été dédiée à l'évaluation comparative de ces 3 approches, en se basant sur le formalisme de balance détaillée. L'objectif ici est de déterminer les performances maximales de chacune des 3 stratégies en considérant deux indicateurs : 1) le rendement de conversion *global* du système (PV + CSP) et 2) la *fraction PV* du système, définie comme le rapport de la puissance PV et de la puissance totale (PV + CSP) délivrée par le système. Cet indicateur permet de

quantifier la balance entre la puissance électrique produite par les convertisseurs PV et CSP, et s'avère important dans le cas de systèmes hybrides puisque l'on conçoit qu'un déséquilibre trop important en faveur de l'un ou l'autre des deux convertisseurs affectera la rentabilité économique du système (cas d'une fraction PV trop faible) ou sa capacité à être pilotable (cas d'une fraction PV trop élevée). Le modèle repose sur plusieurs hypothèses :

- Les cellules PV fonctionnent à la limite radiative (i.e. pas de pertes résistives, pas de recombinaisons non-radiatives, une paire electron-trou créée pour chaque photon absorbé, pas d'absorption de photon en dessous du gap).
- L'efficacité de conversion du système CSP est calculée en supposant un fonctionnement de la turbine à 2/3 de la limite de Carnot. En outre, le rendement CSP est calculé selon la formule :

$$\eta_{CSP} = \frac{P_{in} - P_{PV} - P_{rad} \times \frac{2}{3} \left(1 - \frac{T_a}{T}\right)}{CI_{solar}} \quad (5.1)$$

où P_{in} représente la puissance incidente, P_{PV} la puissance générée par le convertisseur photovoltaïque, P_{rad} la puissance perdue par rayonnement, T_a la température ambiante, T la température du récepteur, C le facteur de concentration solaire, et I_{solar} le flux solaire incident ($P_{in} = CI_{solar}$).

- La température de la cellule est supposée égale à la température ambiante pour les stratégies "*1 soleil*" et "*division spectrale*", tandis qu'elle est prise égale à la température du récepteur thermique dans le cas de l'approche "*haute température*".
- Les pertes optiques associées à la concentration solaire ou à la division spectrale sont volontairement négligées (celles-ci étant dépendantes de la technologie utilisée).
- Le rapport entre ressource solaire globale et ressource solaire directe est pris égal à 1,3 (une valeur moyenne calculée sur 5 sites présentant une forte insolation annuelle aux Etats-Unis).

La Fig. 28 représente le rendement de conversion *global* des 3 types de systèmes hybrides (figure de gauche), ainsi que la fraction PV (figure de droite), en fonction de la largeur de bande interdite du matériau semiconducteur utilisé. Pour davantage de clarté, les largeurs de bande interdites associées à des fractions PV inférieures à 50 % sont colorisées, et la valeur de bande interdite *optimale* conduisant au rendement de conversion hybride maximal est identifiée par une croix.

Plusieurs enseignements importants peuvent être tirés de cette figure : parmi les 3 stratégies hybrides PV/CSP étudiées, les approches "*1 soleil*" et "*haute température*" présentent des rendements de conversion globaux très similaires, bien que ceux-ci soient observés pour des largeurs de bande interdite sensiblement diffé-

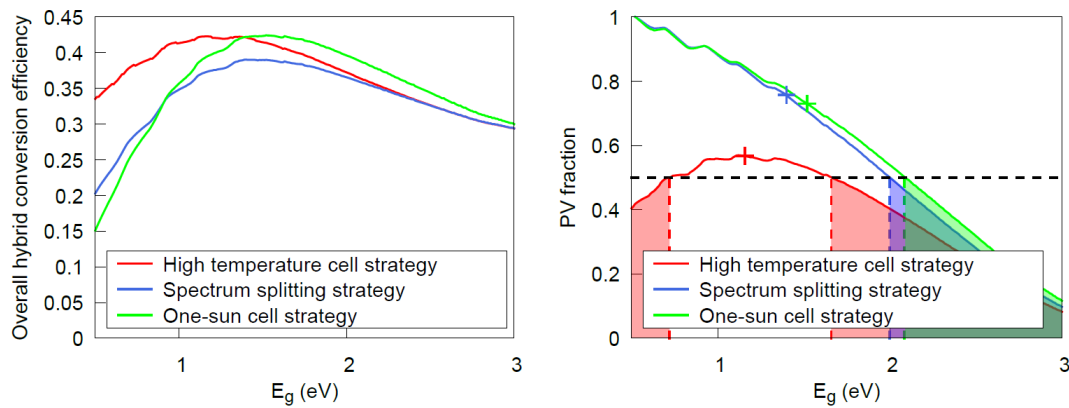


FIGURE 28 – Rendement de conversion *global* (gauche) et fraction PV (droite) pour les 3 stratégies hybrides compactes étudiées, en fonction de E_g et pour des cellules PV opérant à la limite radiative [15].

rentes ($\sim 1,1$ eV pour l'approche "*haute température*" et $\sim 1,5$ eV pour l'approche "*1 soleil*"). La dernière approche ("*division spectrale*"), présente en revanche un rendement de conversion global sensiblement moindre. Un deuxième enseignement important de cette figure réside dans l'équilibre entre PV et CSP, qui varie notablement en fonction de la stratégie considérée : si l'approche "*haute température*" est caractérisée par une répartition équilibrée entre PV et CSP sur une large gamme de bandes interdites (la fraction PV étant comprise entre 40 et 60 % pour des valeurs de E_g comprises entre 0,4 et 2 eV), on observe en revanche un fort déséquilibre en faveur du PV pour les deux approches reposant sur une sélection spectrale des photons incidents, et ce sur une large gamme de bandes interdites. En outre, et bien que l'approche "*1 soleil*" présente un rendement de conversion global élevé, le fort déséquilibre en faveur du PV nous conduit à penser que cette approche ne sera vraisemblablement pas en mesure de garantir un apport CSP suffisant, restreignant de fait la capacité du système à produire de l'électricité en dehors des périodes ensoleillées. A la lumière de ces résultats, il apparaît donc que l'approche "*haute température*" est la plus à même de garantir un rendement de conversion global élevé et un bon équilibre entre les deux convertisseurs PV et CSP.

5.3 Systèmes hybrides "*haute-température*"

De longue date, la conversion thermique de la chaleur résiduelle générée par les cellules photovoltaïques a fait l'objet de nombreux espoirs, mais également de quelques controverses. Fondamentalement, la majeure partie de l'énergie solaire absorbée par une cellule PV est dissipée sous forme de chaleur (75 % dans le cas d'une cellule Silicium, plus de 50 % dans le cas d'une cellule MJ). Cependant, le développement de tels systèmes se heurte à deux difficultés : 1) compte-tenu du

faible niveau de température susceptible d'être atteint par une cellule PV conventionnelle sous illumination directe, l'efficacité de conversion thermique \rightarrow électrique est fondamentalement limitée 2) La dépendance en température des cellules PV conduit inévitablement à une dégradation de leur performances électriques lorsque celles-ci sont soumises à des températures élevées. En conséquence, l'exploitation de la chaleur résiduelle sous-tend une diminution de l'efficacité de conversion photovoltaïque, avec une amplitude fonction de l'écart de température entre la cellule et l'ambiante.

L'intérêt résurgent pour la conversion hybride *haute-température* trouve probablement son origine dans la prise de conscience récente d'une caractéristique fondamentale des cellules PV sous concentration, évoquée plus haut dans ce document : la sensibilité des cellules PV à l'échauffement est d'autant plus faible que celles-ci sont soumises à des densités de puissance solaire élevées (voir Fig. 14).

En conséquence, la conversion thermique de la chaleur résiduelle dégagée par une cellule PV devient potentiellement attrayante à condition que cette même cellule soit soumise au flux solaire concentré. La Fig. 29 illustre le rendement de conversion d'une cellule PV en fonction de E_g , dans la limite de balance détaillée, et pour des températures de fonctionnement comprise entre 298 et 973K. Ces courbes sont tracées pour des illuminations équivalentes à 1 soleil (a), 100 soleils (b), 1 000 soleils (c) et 46 000 soleils (d).

Deux conclusions importantes peuvent être tirées de cette figure :

- Dans le cas de cellules PV soumises à une illumination équivalente à 1 soleil, l'augmentation de la température de la cellule s'accompagne d'une diminution très sensible de son efficacité maximale, ainsi que d'un décalage de la largeur de bande interdite optimale pour laquelle le rendement *pic* est observé.
- L'augmentation de la densité de puissance solaire à laquelle sont exposées les cellules (Fig. 29 b, c, et d), s'accompagne d'une augmentation du rendement de conversion, avec une amplitude d'autant plus marquée que la température de la cellule est élevée. Bien que des températures élevées soient toujours préjudiciables au fonctionnement efficace des cellules, l'écart de performance observé pour des températures croissantes tend à décroître fortement avec la concentration solaire. De plus, le décalage constaté au niveau de la largeur de bande interdite optimale tend à s'effacer progressivement pour des illuminations croissantes, pour devenir négligeable à 1 000 soleils et au delà. Bien qu'anodine de prime abord, cette observation à une conséquence pratique : indépendamment du niveau de température de la cellule, les valeurs optimales des largeurs de bandes interdites sont similaires, dès lors que la cellule est exposée à des concentrations solaires suffisamment élevées. En outre le développement de cellules à

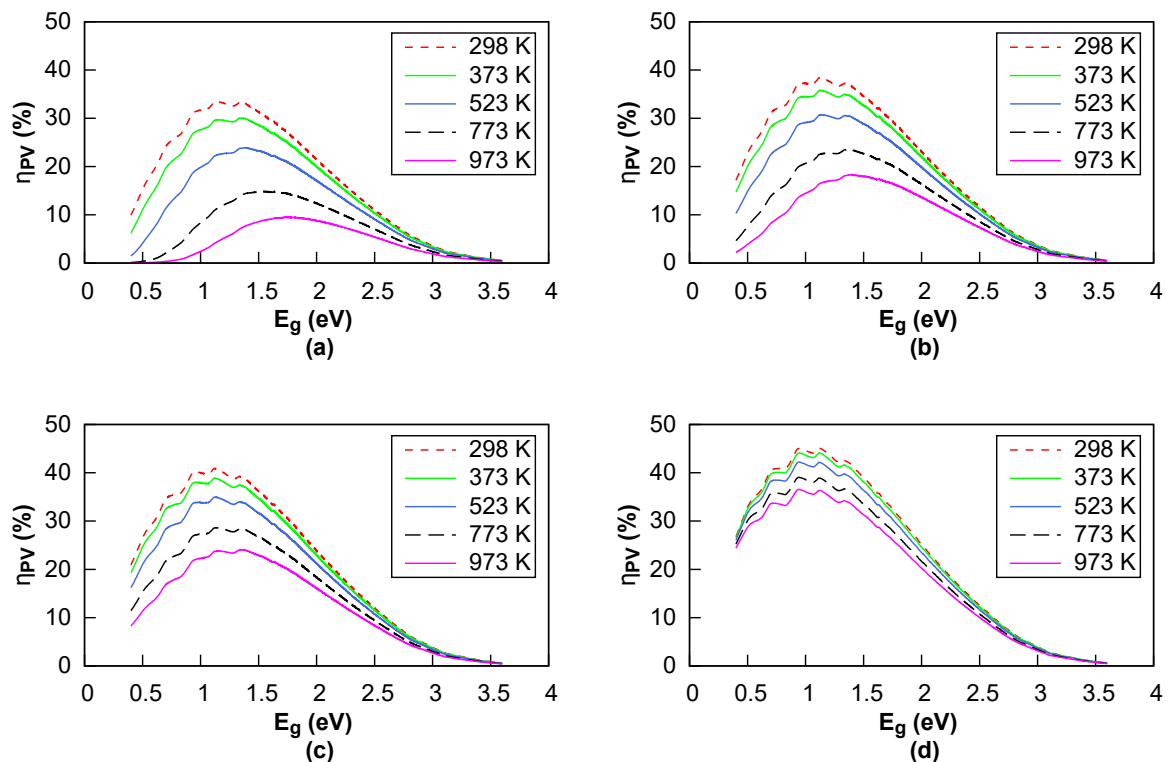


FIGURE 29 – Rendement de conversion PV d’une cellule simple-jonction en fonction de E_g , pour $T=298-973\text{K}$, et pour des facteurs de concentration de 1 (a), 100 (b), 1 000 (c), et 46 000 soleils (d) [16].

concentration *hautes-température* ne nécessitera pas nécessairement d’explorer de nouvelles familles de matériaux, puisque les matériaux utilisés aujourd’hui sur les architectures de cellules conventionnelles présentent des propriétés opto-électroniques adaptées (cette assertion a également été vérifiée dans le cas de cellules multi-jonctions [2]). Soulignons cependant que la compatibilité des matériaux du point de vue de leur propriétés opto-électroniques ne donne aucune indication quant à leur tenue en température, qui devra nécessairement être étudiée plus en détails.

Un second volet de ce travail consacré à l’évaluation détaillée de l’approche *haute-température*, a porté sur l’étude des différents flux d’énergie mis en jeu en fonction de la température caractéristique du système. Comme on l’a vu, l’efficacité du système résulte d’un équilibre complexe entre efficacité photovoltaïque (qui croît avec la concentration et diminue avec la température), pertes radiatives (qui augmentent avec la température et diminuent avec la concentration), et efficacité du convertisseur CSP (qui augmente avec la température).

La Fig. 30 représente les principaux flux d’énergie mis en jeu dans le cas d’un système hybride PV *haute-température*/CSP, en fonction de la température caractéristique du système. On considère ici des cellules solaires *tandem* opérant à

la limite radiative, et dont les largeurs de bande-interdite ont été optimisées afin de garantir un rendement de conversion maximal pour chaque température. La figure de gauche représente les différents flux d'énergie en supposant un facteur de concentration du flux solaire égal à 100, tandis que la figure de droite représente ces mêmes flux d'énergie dans le cas d'un facteur de concentration égal à 1 000 soleils.

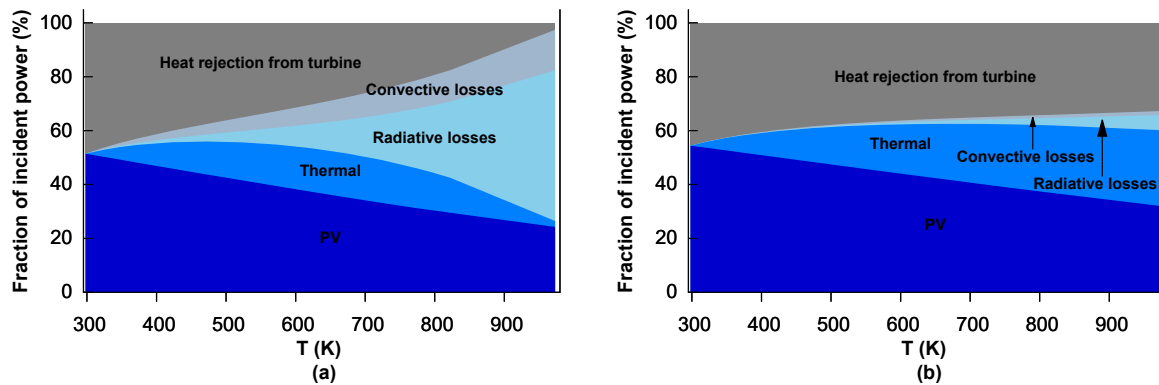


FIGURE 30 – Principaux flux d'énergie ramenés à la puissance solaire incidente, en fonction de la température caractéristique du système, et dans le cas de cellules solaires double-jonction optimisées pour chaque température étudiée. (a) $C=100$, cellules solaires à la limite radiative (b) $C=1\ 000$, cellules solaires à la limite radiative [16].

La comparaison des flux d'énergie mis en jeu pour des concentrations de 100 et 1000 soleils est révélatrice du bénéfice associé à la concentration solaire : dans le cas de systèmes hybrides caractérisés par un facteur de concentration équivalent à 100 soleils, on observe en effet une légère amélioration du rendement de conversion global (i.e. PV + CSP) pour des températures croissantes, associée à l'augmentation de la puissance thermique. Pour de faibles températures, cet accroissement de la puissance CSP est supérieur à la diminution de la puissance PV associée à l'effet de la température. Néanmoins, on observe également une augmentation rapide des pertes thermiques (convection et rayonnement), qui restreignent de fait l'efficacité du convertisseur thermique pour des températures supérieures à $\sim 500\ K$. Dans le cas d'un système hybride caractérisé par un facteur de concentration de 1 000 soleils (figure de droite), on observe au contraire 1) une amélioration notable de l'efficacité de conversion PV comparativement au système opérant sous 100 soleils 2) une diminution drastique des pertes thermiques (particulièrement flagrante dans le régime des hautes températures) et, en conséquence, une amélioration significative de la fraction CSP. Le rendement de conversion *global*, en plus d'être sensiblement supérieur à la valeur observée pour un facteur de concentration de 100 soleils, apparaît stable sur une large gamme de température. L'augmentation de la température caractéristique du système conduit ainsi à une modification de l'équilibre PV/CSP, sans pour autant affecter l'efficacité *globale* du système.

5.4 Performances de centrales hybrides en conditions réelles

Les premiers calculs détaillés plus haut reposent sur un certain nombre d'hypothèses fortes, peu susceptibles d'être vérifiées en conditions réelles de fonctionnement. De plus, et comme nous l'avons démontré dans le chapitre III, la notion de *performances* d'un système de conversion de l'énergie solaire devient complexe dès lors que la sensibilité de ce système aux conditions opératoires est élevée. Les systèmes hybrides impliquent généralement une exploitation *différenciée* des photons solaires, en ce sens que l'énergie des photons incidents détermine la nature du système de conversion à privilégier afin de garantir une conversion optimale du spectre solaire. De tels systèmes s'avèrent être plus sensibles aux conditions opératoires que des convertisseurs solaires *conventionnels* (PV ou CSP), et une évaluation rigoureuse de leur performance nécessite logiquement une description précise des conditions environnementales (i.e. ressource solaire, température...) à chaque instant.

Un dernier volet de ce travail d'évaluation des technologies hybrides a donc été consacré à l'étude de centrales PV/CSP en conditions réelles de fonctionnement, et sur une longue durée d'opération. La centrale Thémis, située à Targassonne et illustrée sur la figure 31, a été sélectionnée comme cas de référence, puisqu'elle dispose d'un certain nombre de caractéristiques favorables : taille et configuration de la centrale rendant sa modélisation possible, disponibilité de données techniques et climatiques.



FIGURE 31 – Centrale solaire THEMIS

- On s'est attaché à modéliser finement les différents éléments de la centrale :
- *champ solaire* : en fonction de la stratégie hybride étudiée, on a considéré un champ d'héliostats classiques, ou des miroirs photovoltaïques faisant office de réflecteur sélectifs (une fraction du rayonnement incident étant absorbée et convertie par les modules photovoltaïques, la fraction restante étant réfléchie vers le récepteur thermique). Le modèle tient également compte des pertes optiques inhérentes aux champ d'héliostats (ombrage, blocage, pertes par débordement, effet cosinus...).
 - *récepteur* : La nature du récepteur thermique mis en jeu est fonction de l'approche considérée : récepteur CSP conventionnel dans le cas des approches impliquant une séparation spectrale du rayonnement incident, récepteur intégré PV/CSP dans le cas de l'approche haute-température. On s'est attaché en particulier à décrire les pertes optiques, thermiques, et électriques caractéristiques de chaque type de récepteur.
 - *ressource solaire* : Le modèle développé tient compte de la variabilité de la ressource solaire, en intégrant les variations temporelles des principales composantes du rayonnement solaire (DNI, DHI, GHI). Rappelons que les différentes approches hybrides exploitent différentes composantes du rayonnement solaire, et qu'une évaluation rigoureuse du productible énergétique des différentes options envisagées requiert une connaissance précise de l'évolution temporelle de cette ressource.

La figure 32 illustre le productible énergétique des stratégies hybrides *1 soleil (1S)*, et *Haute-température (HT)*, ainsi que l'énergie électrique générée par une centrale CSP conventionnelle, sur le site de Thémis, et sur une année d'opération. Les zones bleutées représentent le productible énergétique associée au CSP, les zones de couleur rouge représentent le productible PV (zone logiquement absente dans le cas de la technologie CSP), tandis que les zones de couleur marron représentent les pertes thermiques associée à chaque technologie. Pour chaque approche hybride, 3 scénarios d'efficacité de conversion photovoltaïque ont été adoptés, traduisant l'amélioration probable de ces technologies dans les années à venir (le cas *pessimiste* reflète le productible énergétique de technologies hybrides équipées de cellules PV fonctionnant à l'état de l'art, tandis que les scénarios *réalistes* et *optimistes* illustrent respectivement une amélioration modérée et significative des rendements de conversion PV *1S* et *HT* dans les prochaines années).

La lecture de la figure 32 est riche d'enseignements :

- Le productible énergétique cumulé des approche hybrides est systématiquement supérieur à celui de la technologie CSP conventionnelle, y compris pour les scénarios pessimistes associés à des performances modestes des cellules PV.

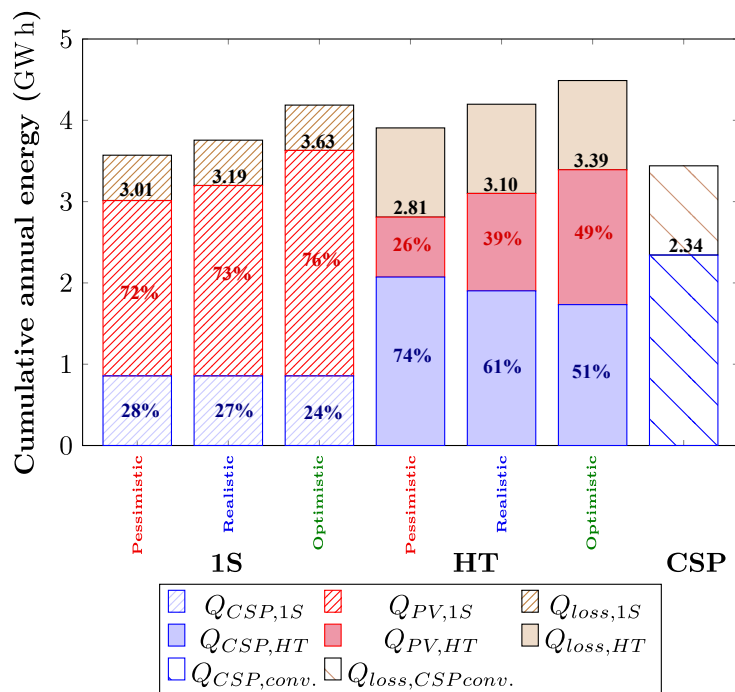


FIGURE 32 – Productible énergétique annuel cumulé des technologies hybrides *1S* (gauche), *HT* (centre), et de la technologie *CSP* (droite), sur le site de Thémis

- L'amélioration des performances PV correspondant aux scénarios réalistes et optimistes s'accompagne d'un accroissement significatif du productible énergétique, mais également à une modification notable de l'équilibre entre PV et CSP. Dans le cas de l'approche *HT*, cette évolution semble favorable puisqu'elle conduit à un meilleur équilibre entre le productible énergétique de chacune des deux technologies PV et CSP. En revanche, le fort déséquilibre entre PV et CSP observé en faveur du PV dans le cas de l'approche *1S* s'accroît encore davantage avec l'augmentation de l'efficacité PV associé aux scénarios réalistes et optimistes. De manière générale, les tendances observées ici, si elles semblent confirmer l'intérêt des approches hybrides, laissent globalement apparaître un déséquilibre important au niveau du productible énergétique de chacune des deux technologies PV et CSP. Dans la pratique, un tel déséquilibre pourrait affecter la capacité de ces approches à assurer une pilotabilité satisfaisante de l'électricité solaire produite (cas de l'approche *1S*), ou pourrait restreindre fortement la part d'électricité PV générée par la centrale hybride, limitant de fait son intérêt économique (approche *HT*). La capacité des centrales hybrides à satisfaire la demande électrique, et à accroître la pilotabilité de l'électricité solaire tout en garantissant des prix de production aussi faibles que possible, fera l'objet d'une vaste étude comparative dont les grandes lignes seront décrites dans la dernière partie de ce manuscrit.

5.5 Systèmes hybrides "PV-TS"

Les systèmes hybrides décrits ci-dessus reposent sur l'association de modules PV et de systèmes de stockage thermique de la chaleur, grâce à leur intégration conjointe au sein d'une même centrale PV-CSP. La motivation sous-jacente est triviale : bénéficier simultanément des faibles coûts de production photovoltaïque (la technologie solaire la moins chère à ce jour) et des faibles coûts du stockage thermique de l'énergie (la technologie de stockage de l'énergie la moins onéreuse aujourd'hui), tout en garantissant une conversion optimale de l'énergie solaire grâce à la complémentarité des technologies PV et CSP. Pourtant, la technologie CSP souffre d'un handicap majeur susceptible d'entraver son déploiement : son coût, significativement plus élevé que celui de la technologie PV concurrente.

Une évolution radicale des technologies hybrides pourrait donc consister en l'association *directe* de modules PV et systèmes de stockage thermique de la chaleur. Un tel concept, illustré de manière schématique sur la Fig 33 impliquerait de convertir le surplus d'électricité solaire non-injectée sur le réseau en chaleur par le biais d'un élément résistif.

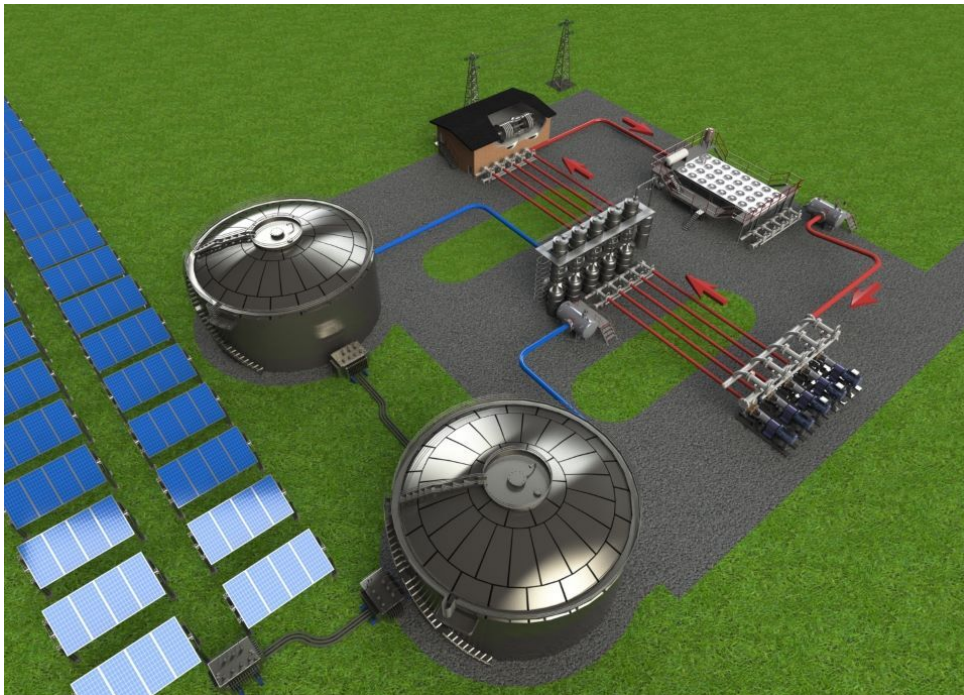


FIGURE 33 – Illustration schématique du concept PV-TS : le surplus d'électricité solaire est injecté dans une cuve de stockage thermique de l'énergie, grâce à un système de chauffage résistif. En cas de besoin, la chaleur stockée est utilisée par une turbine afin de subvenir à la demande électrique [17].

L'utilisation de chaleur comme moyen de stockage de l'électricité solaire constitue une aberration thermodynamique compte tenu de l'efficacité limitée avec laquelle l'énergie thermique stockée sera elle-même convertie en électricité (l'efficacité de

conversion maximale, déterminée par le rendement de Carnot, n'excède pas 50 % en pratique compte-tenu des températures mises en jeu). Néanmoins, l'association de ces deux technologies au sein d'une même centrale est susceptible de conduire à une diminution notable du coût de l'électricité solaire *stockée*, à condition que l'inefficacité inhérente au stockage/déstockage ne contrebalance pas l'intérêt économique de cette approche.

L'évaluation technico-économique de cette stratégie de conversion et stockage de l'électricité solaire a fait l'objet d'une étude visant en particulier à déterminer 1) l'efficacité globale du système et sa capacité à répondre à la demande électrique mondiale 2) la faisabilité économique de cette approche et 3) les ressources nécessaires pour mettre en oeuvre cette stratégie à l'échelle mondiale.

Un tel examen critique requiert de connaître au préalable les besoins en termes de stockage de l'énergie associés à une large intégration de l'électricité solaire dans le réseau électrique. On s'appuie pour cela sur des travaux récents [108], qui visent à quantifier les besoins en stockage nécessaires au déploiement massif des EnR variables à l'échelle des Etats-Unis : un stockage dimensionné de manière à subvenir à l'équivalent de 12 heures de la consommation électrique nationale moyenne, serait en mesure de garantir 85 à 90 % de la demande électrique nationale grâce à l'électricité solaire. Sur cette base, l'approche PV-TS est caractérisée par :

- une densité d'énergie stockée égale à $6,4 \text{ km}^2/\text{TWh}$
- un coût d'installation de la technologie PV-TS voisin de $1,5 \text{ €/}W_p$
- un coût actualisé de l'électricité stockée (LCOE) compris entre 9 et 12 c€/kWh .

Le déploiement de cette approche dans l'objectif de satisfaire la demande mondiale en électricité soulève la question cruciale de la disponibilité des matériaux nécessaires : en supposant un stockage dimensionné de manière à satisfaire 12 heures de la consommation électrique mondiale moyenne (qui s'élève à environ 23 000 TWh/an), la quantité de sels fondus requise avoisinera 540 MTonnes. Un tel volume est évidemment significatif au regard de la consommation mondiale actuelle de potasse (26 MTonnes/an) et de soude (46 MTonnes/an). Néanmoins, ces valeurs demeurent largement inférieures aux réserves mondiales estimées de ces deux mêmes matériaux, à partir desquels les sels fondus *solaires* sont synthétisés (les réserves mondiales de potasse et de soude sont respectivement estimées à 9 500 et 24 000 MTonnes).

5.6 Conclusions

Au cours des dernières années, l'hybridation photovoltaïque/thermique s'est indéniablement imposée comme une stratégie prometteuse, permettant de pallier à ce qui constitue probablement le plus gros obstacle au déploiement massif de l'électri-

cité solaire : la pilotabilité de la production électrique. En associant le faible coût d'exploitation du PV à la capacité de stockage thermique inhérente aux systèmes CSP, il deviendra théoriquement possible de produire de l'électricité solaire *à la demande*, sans avoir à recourir aux solutions onéreuses et/ou polluantes mises en oeuvre aujourd'hui. Les performances des principales stratégies hybrides PV/CSP ont été évaluées et comparées sur la base de deux indicateurs pertinents : l'efficacité *globale* de conversion, et la fraction PV/CSP. Il apparaît que la stratégie impliquant l'utilisation d'un récepteur intégré CSP/PV *haute température* est la plus en mesure d'offrir simultanément une efficacité de conversion élevée et un équilibre satisfaisant entre les deux modes de production d'électricité solaire. A la lumière de ces premiers résultats, l'effet combiné de la température d'opération et du niveau de concentration solaire a été étudié, d'abord sur les performances des cellules PV considérées isolément, puis sur les performances *globales* du système. Il apparaît que des niveaux de concentration solaire élevés constituent une condition indispensable au fonctionnement efficace de cette stratégie, garantissant un rendement de conversion maximal et un équilibre convenable entre les deux convertisseurs PV et CSP. Pourtant, cette même stratégie soulève un grand nombre de problématiques scientifiques et de verrous technologiques non résolus à ce jour, et qu'il conviendra de lever : comment les performances de cellules solaires sont affectées en conditions opératoires aussi extrêmes ? Comment les cellules devraient être conçues afin de fonctionner de manière optimale ? Quels matériaux privilégier ? Des cellules solaires soumises à des conditions extrêmes en termes de température de fonctionnement et d'illumination subissent-elles un vieillissement accéléré ? Ces questions constituent une question centrale de mes perspectives de recherche dans les années à venir. Elles seront donc décrites plus en détails dans le prochain chapitre.

Projet de recherche

A la lumière de ces résultats récents, les activités de recherche que je mènerai à court et moyen termes s'articuleront essentiellement autour de deux thématiques de recherches différentes : 1) *La place de l'énergie solaire dans la transition énergétique*. On cherchera notamment à évaluer comment les centrales de production d'électricité solaire seront, ou non, en mesure de subvenir à la satisfaction de la demande électrique, dans un contexte de déploiement massif des *EnR* en général et de l'énergie solaire en particulier. On cherchera également à comprendre dans quelle mesure l'énergie solaire permettra d'accompagner la nécessaire transition énergétique dans les domaines de l'industrie, du transport, ou du bâtiment, par exemple 2) *La concentration solaire comme moyen de caractérisation et de synthèse* : ces thématiques de recherches, plus en phase avec le coeur des activités du laboratoire PROMES, se déclineront essentiellement en deux activités distinctes *i*) la caractérisation de cellules PV en conditions extrêmes de température et de concentration *ii*) la synthèse de nanomatériaux à forte valeur ajoutée par voie solaire concentrée. Ces deux thématiques, ainsi que les verrous scientifiques qui leur sont associés, seront décrits plus en détails dans ce dernier chapitre.

6.1 Sur la pilotabilité de l'électricité solaire

Actuellement, l'injection d'électricité solaire sur le réseau électrique s'effectue essentiellement *au fil de l'eau*, en fonction de la disponibilité de la ressource solaire. Les moyens complémentaires de production d'électricité *pilotable* (hydroélectricité, charbon, gaz, nucléaire) prennent le relai en cas d'indisponibilité de la ressource solaire afin d'assurer à chaque instant une parfaite adéquation entre production et demande. Avec le déploiement attendu de l'électricité solaire sur le réseau, la gestion de l'intermittence de la ressource, ainsi que l'adéquation entre offre et demande, deviendront particulièrement problématiques. En conséquence, les opérateurs de centrales d'électricité renouvelable variable seront vraisemblablement contraints de déployer des solutions de stockage de l'électricité.

La prise en compte du stockage de l'électricité et de la satisfaction de la demande électrique impliquent nécessairement des évolutions significatives dans l'évaluation des technologies solaires : la capacité d'une technologie solaire donnée à satisfaire

la demande électrique, à minimiser l'effacement de l'énergie électrique produite, à maximiser le facteur de capacité tout en garantissant des coûts de l'électricité stockée aussi faibles que possibles, constituent des indicateurs fondamentaux qu'il convient d'évaluer rigoureusement dès lors que des problématiques de réseau ou de stockage sont en jeu. Un premier volet des travaux de recherche, actuellement en cours, porte sur l'analyse comparée des performances technico-économiques de systèmes de conversion de l'énergie solaire intégrant différents moyens de stockage. Dans cet objectif, 3 technologies de conversion de l'énergie solaire (PV, CSP, et systèmes hybrides PV/CSP), et deux moyens de stockage de l'énergie (stockage électrochimique et stockage thermique) sont sélectionnés, et les principaux indicateurs technico-économiques représentatifs de l'association des différents moyens de conversion de l'énergie solaire et de stockage sont évalués. Plusieurs sites caractérisés par des ressources solaires plus ou moins abondantes sont sélectionnés, et les profils de consommation électrique des pays correspondants sont traités et analysés, de manière à évaluer comment l'intégration de stockage pourrait favoriser une meilleure adéquation entre production et demande.

Cette étude visera notamment à déterminer :

- la capacité des différentes technologies évaluées à satisfaire la demande électrique en fonction du type et de la durée de stockage envisagée, ainsi que du mode de production considéré (fonctionnement en *baseload* ou *suivi de charge*).
- le coût actualisé (LCOE) de l'électricité solaire stockée et, de manière plus générale, le surcoût associé à l'intégration de stockage, pour chacune des deux options de stockage étudiée.
- les contraintes technologiques et économiques pesant sur les composants *clés* associés à chaque technologie étudiée : on cherchera notamment à déterminer quels niveaux de performances et quels niveaux de coûts sont susceptibles d'assurer à chaque technologie un avantage technico-économique comparativement aux technologies concurrente.
- l'influence de la ressource solaire : on cherchera en particulier à déterminer quelles technologies de conversion et de stockage offriront les meilleurs indicateurs technico-économiques en fonction du niveau de ressource solaire disponible en un lieu donné.

A titre d'illustration, la figure 34 représente l'évolution d'un certain nombre d'indicateurs énergétiques représentatifs des performances de chacune des technologies solaires étudiées, en fonction de la puissance électrique injectée sur le réseau et de l'énergie stockée (sous forme d'électricité ou de chaleur).

Ces indicateurs sont représentatifs

- de l'énergie électrique effectivement injectée sur le réseau au terme d'une année

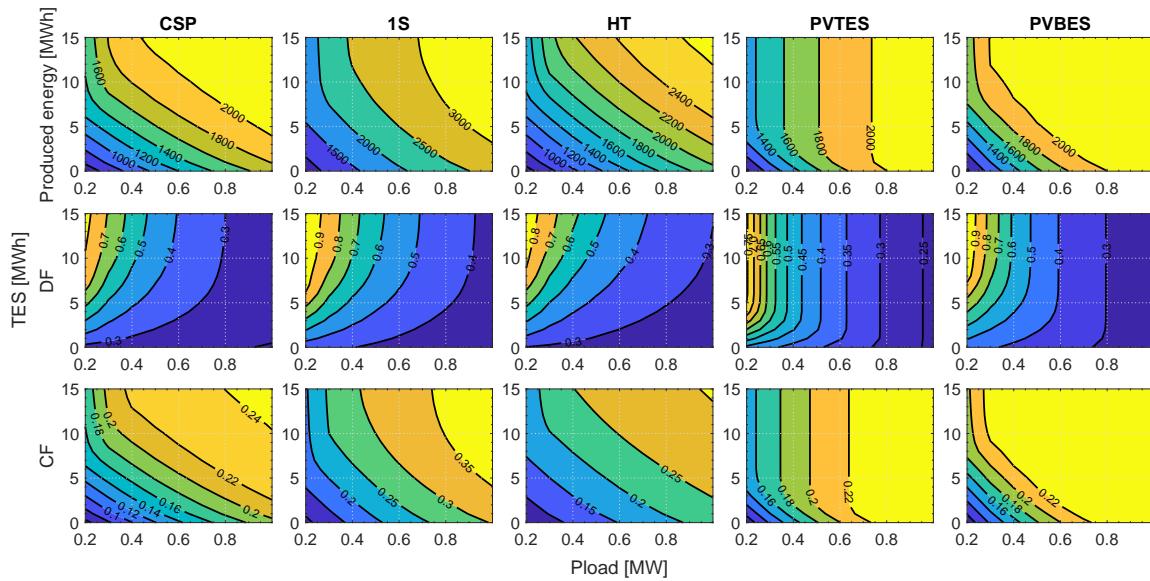


FIGURE 34 – Indicateurs énergétiques des principales technologies solaire étudiées en fonction de la puissance électrique injectée sur le réseau et de l'énergie stockée. DF est le facteur de demande et traduit la capacité d'une technologie donnée à satisfaire la demande électrique, tandis que le facteur de capacité CF illustre la fraction du temps durant laquelle une centrale est opérée à puissance nominale

d'opération (première ligne).

- de la capacité de chacune des technologie électrique à satisfaire le profil de demande électrique imposé (seconde ligne). Cet indicateur, nommé *facteur de demande* (DF), correspond au rapport entre l'énergie effectivement injectée sur le réseau et le profil de demande électrique imposée à la centrale.
- de la capacité de chacune des technologie à travailler à puissance nominale le long de l'année (troisième ligne). Cet indicateur, connu sous le nom de *facteur de capacité* (CF), est simplement calculé comme le rapport entre l'énergie effectivement injectée sur le réseau et l'énergie que cette même centrale aurait délivrée si elle avait fonctionné à puissance nominale durant toute l'année.

La figure 34 est illustrative de la difficulté à optimiser conjointement les trois indicateurs de performance énergétique : tandis que le productible énergétique des différentes centrales, ainsi que les facteurs de capacité associés, sont globalement maximisés pour des puissances et des capacités de stockage élevées, la satisfaction de la demande électrique imposée à la centrale est maximisée pour des puissances caractéristiques significativement plus faibles. Ces premiers résultats préliminaires seront bien évidemment consolidés dans les mois à venir, dans le cadre d'une collaboration avec Freddy Ordonez (Université de Quito, Equateur).

6.2 Sur le rôle de l'énergie solaire dans la décarbonation du transport et de l'industrie

La transition écologique vers un monde décarboné impliquera très vraisemblablement un déploiement massif des énergies renouvelables en général et de l'électricité solaire en particulier. Néanmoins, la diminution drastique des émissions de CO₂ requise pour limiter les effets du réchauffement climatique nécessitera de décarboner profondément les autres activités humaines émettrices de CO₂ que sont le transport, l'industrie, ou encore l'habitat (à cet égard, rappelons que l'électricité ne représente que 20 % de la consommation d'énergie finale au niveau des pays de l'OCDE [109]). Cette transition impliquera donc :

- une électrification directe de certains usages, par exemple, grâce au développement des véhicules électriques ou au déploiement des pompes à chaleurs dans l'habitat.
- le déploiement de vecteurs énergétiques "propres", notamment pour la mobilité *lourde* associée au transport routier, maritime et aérien. Ces vecteurs reposeront vraisemblablement sur le développement de carburants à base d'Hydrogène (rappelons que l'hydrogène peut être utilisé directement comme source d'énergie dans des piles à combustible ou des moteurs à hydrogène, mais constitue également une brique élémentaire des carburants de synthèse produits, par exemple, grâce au procédé Fischer-Tropsch)
- le basculement de nombreux procédés industriels conventionnels vers des procédés alternatifs propres et neutres en carbone. Une difficulté spécifique à la production de l'acier, du fer, du béton ou encore de produits chimiques réside dans le fait que les hydrocarbures, massivement utilisés dans ces industries, assurent d'une part l'alimentation énergétique des procédés mais fournissent également la matière première constitutive des ces matériaux. Le développement de procédés alternatifs assurant cette double-fonction tout en visant une neutralité carbone des émissions associées est donc particulièrement complexe.

De manière directe ou indirecte, les actions susceptibles d'être menées pour réduire les émissions de CO₂ dans l'atmosphère conduiront probablement à une électrification massive du transport, de l'industrie, et de l'habitat, mais offriront également davantage de flexibilité dans la gestion de la production et dans les possibilités d'effacement de la consommation électrique. Par exemple, la charge des batteries dans le cas de la mobilité électrique ne nécessite généralement pas d'être effectuée à la minute où l'utilisateur connecte la batterie au réseau électrique. De même, la production d'hydrogène par électrolyse ne nécessite pas nécessairement d'être opérée en continue. Ces nouveaux usages de l'électricité permettront vraisemblablement de mieux accommoder la variabilité inhérente à la production d'électricité renouve-

lable variable, et pourraient donc être propice au déploiement accéléré d'électricité solaire ou éolienne dans le réseau.

Néanmoins, ces perspectives soulèvent un certain nombre de questions :

- Quelle volume d'électricité supplémentaire sera nécessaire pour alimenter la transition énergétique dans l'industrie ou la mobilité ?
- Dans quelle mesure les nouveaux procédés mis en oeuvre dans le cadre de la transition énergétique pourront s'accomoder de la variabilité inhérente à l'électricité solaire ? Par exemple, la viabilité économique des électrolyseurs est largement fonction du facteur d'utilisation de ces derniers (l'évolution du coût de production de l'hydrogène en fonction du facteur d'utilisation utilisé pour sa production est représenté à titre indicatif sur la figure 35), et la viabilité technico-économique de l'électrolyse d'hydrogène alimentée par électricité solaire demeure incertaine.

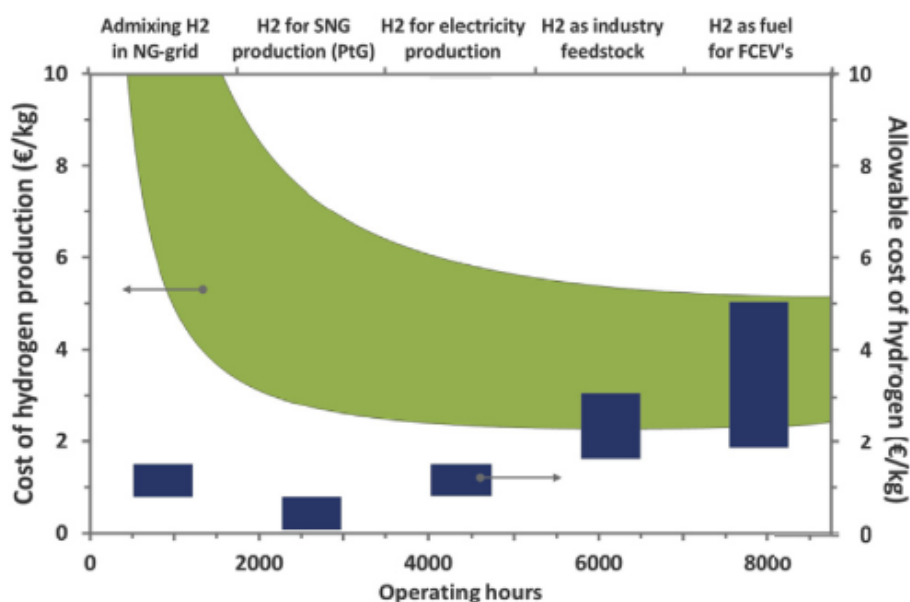


FIGURE 35 – Evolution du coût de l'hydrogène en fonction du facteur d'utilisation de l'électrolyseur utilisé pour sa production [18]

- Quels volumes de matière première (Silicium, platine, argent...), mais également d'eau (pour la synthèse d'Hydrogène) et de CO2 atmosphérique (pour la production de carburants de synthèse) seront nécessaire pour répondre aux nouveaux besoins associés à la décarbonation de l'industrie, du bâtiment ou du transport ?

On essaiera d'apporter un éclairage nouveau sur ces questions, dans le cadre d'un projet actuellement en cours avec Thomas Fasquelle (IUSTI, Marseille) et Jeffrey M. Gordon (Université Ben Gurion).

6.3 Caractérisation de cellules PV en conditions extrêmes de température et concentration

Si la caractérisation de composants ou matériaux soumis à des conditions extrêmes de concentration solaire ou de température constitue l'une des activités phare du laboratoire, les dispositifs expérimentaux disponibles à PROMES présentent néanmoins un certain nombre de limites difficilement compatibles avec la caractérisation de cellules photovoltaïques : 1) les puissances solaires disponibles au foyer des concentrateurs sont sensiblement supérieures aux puissances requises pour la caractérisation de cellules PV n'excédant pas quelques mm^2 de surface (de l'ordre de quelques dizaines de Watts tout au plus, là où les concentrateurs de PROMES délivrent des puissance solaires de l'ordre du kW, voire au delà). L'utilisation d'outils solaires surdimensionnés est susceptible de nuire à la précision et à la rigueur des mesures, en occasionnant éventuellement un échauffement non-maitrisé des échantillons étudiés 2) la distribution spectrale de la lumière après double réflexion sur l'héliostat, puis sur la parabole, est significativement dégradée comparativement au spectre solaire de référence AM1.5D (la multiplication de composants optiques le long du trajet optique de la lumière, et l'âge de ces derniers, expliquant en grande partie la dégradation observée). Si la préservation de la distribution spectrale ne constitue pas une contrainte rédhibitoire pour nombres d'applications utilisant le flux solaire concentré, la caractérisation de composants opto-électronique est, quant a elle, largement pénalisée par une dégradation du contenu spectral de la lumière. Afin de remédier à ces limitations, un banc de caractérisation expérimental dédié à l'étude de cellules PV en conditions extrêmes de concentration et de température est actuellement en cours de développement à PROMES. Ce dispositif sera caractérisé par :

- une gamme de puissances solaires comprises entre quelques mW et $\sim 10W$, compatible avec des dimensions de cellules PV de l'ordre du mm^2 .
- la possibilité de modifier la distribution spectrale de la lumière incidente, grâce à un jeu de filtres placé en amont du chemin optique de la lumière.
- la possibilité de soumettre les échantillons à des illuminations *flash*, sous forme de pulses lumineux d'une durée d'environ 1 ms, permettant de décorrélérer les effets *optiques* des effets *thermiques*.

Ce banc de caractérisation sera par ailleurs équipé d'un spectroradiomètre et d'un puissance-mètre permettant de déterminer la distribution spectrale de la lumière et la puissance incidente en temps réel.

6.3.1 Caractérisation de cellules PV *haute-température*

Comme indiqué plus haut, la stratégie d'hybridation PV/CSP impliquant l'utilisation d'un récepteur intégré fonctionnant à haute température constitue indéniablement l'une des approches les plus prometteuses, puisqu'elle permet une meilleure exploitation de la chaleur résiduelle issue de la conversion imparfaite des photons par les cellules PV. Cependant cette approche souffre d'un handicap entravant son développement : la méconnaissance de la physique des cellules PV en conditions extrêmes de concentration et température. Des premières études, essentiellement menées par le NREL [19, 95] et Arizona State University [110], aux Etats-Unis, ont démontré que les cellules III-V habituellement utilisées sur les systèmes photovoltaïques à concentration constituent de bons candidats pour cette approche, compte-tenu de leur bonne tenue en température (Fig. 36).

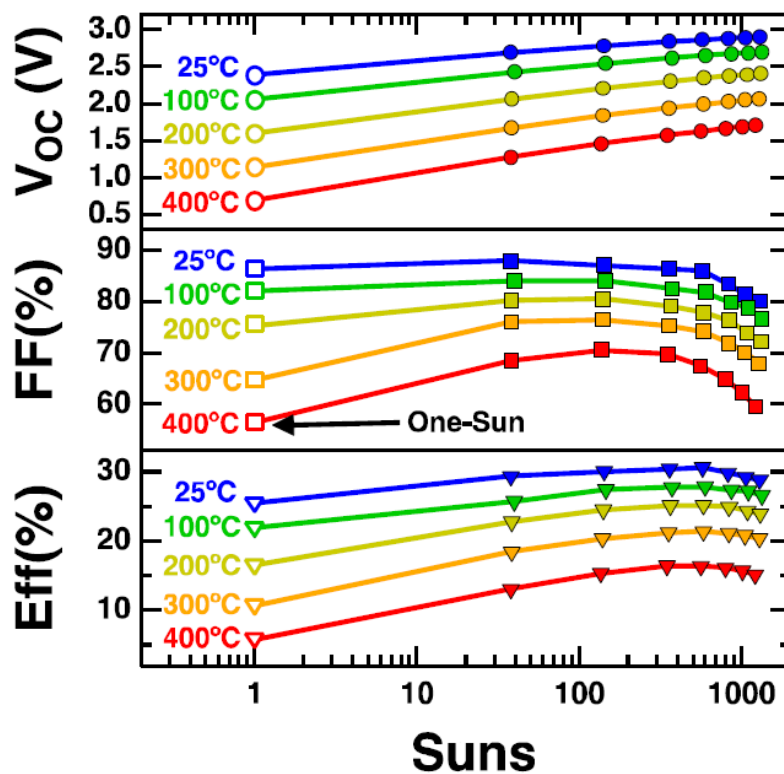


FIGURE 36 – Tension en circuit ouvert (haut), Facteur de forme (milieu) et rendement de conversion (bas) de cellules double-jonction GaInP/GaAs en fonction du facteur de concentration solaire, et pour des températures comprises entre 25 et 400°C [19]

Néanmoins ces premiers résultats laissent apparaître que ces cellules ont des rendements expérimentaux très éloignés des performances *théoriques* déterminées sur la base du formalisme de balance détaillée (environ 30 à 40 % de la valeur théorique). L'origine des mécanismes conduisant à une dégradation drastique de ces performances demeure méconnue à ce jour, et devra nécessairement être clarifiée

afin de conclure définitivement quant à la capacité de ces technologies de cellules d’approcher, ou non, leur limite théorique. Dans cet objectif, on cherchera à caractériser les performances de cellules PV sur une large gamme de concentrations et de températures, en s’appuyant sur le banc de caractérisation expérimentale actuellement en cours de développement.

On cherchera notamment à mieux comprendre le poids relatif des principaux mécanismes limitants (pertes résistives, recombinaisons non-radiatives...) dans la dégradation des performances, en fonction du facteur de concentration et de la température de la cellule.

6.3.2 Caractérisation de cellules PV *haut-rendement*

Une fois opérationnel, le banc de caractérisation expérimental décrit plus haut sera également exploité afin de caractériser les performances de cellules PV en conditions extrêmes d’illumination et de température. Les caractérisations s’articuleront autour de 4 problématiques distinctes :

- *caractérisation de cellules PV haut-rendement* : si la technologie de cellules multi-jonctions constitue indiscutablement la technologie la plus développée et la plus mature à ce jour, d’autres technologies plus émergentes pourront également être caractérisées (cellules à porteurs-chauds...).
- *caractérisation de la tenue en température de cellules PV* : en décorrélant les effets thermiques des effets optiques, le banc optique permettra de déterminer les coefficients en température de technologies PV sur une large gamme de concentrations solaires et de températures.
- *influence de la distribution spectrale* : comme on l’a discuté dans ce manuscrit, les cellules PV à haut-rendement sont fondamentalement plus sensibles à la distribution spectrale de la lumière. L’intégration d’un module permettant de modifier le contenu spectral de la lumière, au travers d’un jeu de filtres placé en amont du chemin optique, nous permettra de mieux comprendre la dépendance spectrale d’un certain nombre de paramètres importants des cellules photovoltaïques.
- *influence de la distribution spatiale* : la possibilité d’illuminer des cellules PV de manière fortement non-homogène offre un moyen de diagnostic unique permettant de mieux comprendre certains mécanismes physiques en jeu localement (diffusion des porteurs de charges, pertes résistives) [111].

Le déploiement de ce banc de caractérisation permettra ainsi d’initier de nouvelles collaborations avec les laboratoires spécialisés dans la fabrication de cellules PV à haut-rendement (IES, LAAS, C2N, IPVF...).

6.4 Synthèse de nanomatériaux par voie solaire

Du fait de leur propriétés électroniques, mécaniques, tribologiques, les nanomatériaux offrent un large éventail d'applications possibles dans de nombreux domaines : traitement de l'eau, industrie électronique, applications bio-médicales...

Les propriétés particulières des nanomatériaux résultent essentiellement de leur rapport surface/volume, considérablement plus élevé que celui de matériaux à notre échelle, de la présence d'effets quantiques observables seulement à l'échelle nanométrique, ou encore de la nature et de l'amplitude des interactions matière-rayonnement.

Il existe une grande variété de nanostructures, qui sont illustrées sur la figure 37 dans le cas de matériaux à base de carbone.

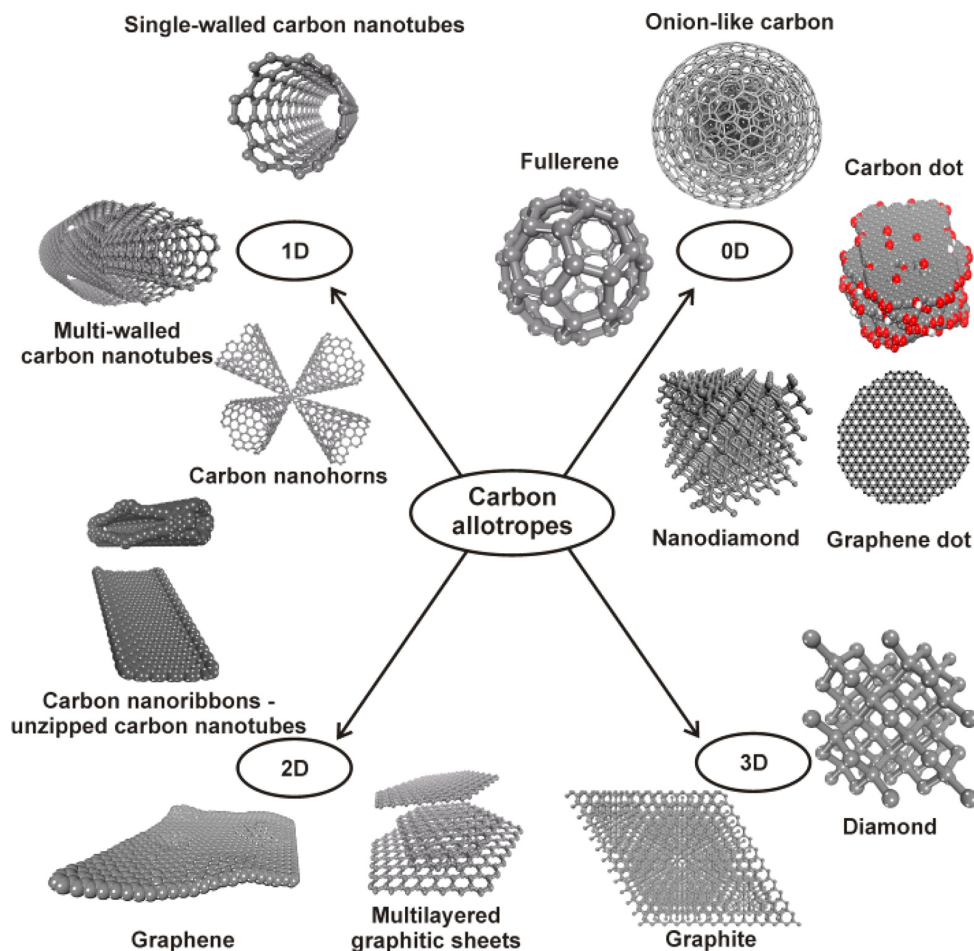


FIGURE 37 – Classification des principaux allotropes du carbone [20]

L'élaboration de ces nanomatériaux implique généralement des procédés, complexes, énergivores, et polluants. L'utilisation de l'énergie solaire concentrée pourrait offrir une alternative avantageuse aux procédés conventionnels, en favorisant le développement de solution « vertes », respectueuses de l'environnement, et peu énergivores : ce nouvel axe de recherche se propose d'explorer ces procédés pro-

metteurs.

Cette thématique s'inscrit dans un contexte historique unique : le laboratoire PROMES a en effet été à l'avant-garde de ces approches de synthèse de matériaux par voie solaire, dans le courant des années 90. Aujourd'hui, avec la découverte récente de nouvelles familles de nanomatériaux à hautes valeur ajoutée, le développement de procédés solaires permettant de mettre en œuvre ces matériaux de manière « propre » suscite indéniablement un vif regain d'intérêt. Le laboratoire, qui possède une instrumentation unique allié à un grand savoir-faire, a donc des atouts forts pour développer cette thématique de recherche dont le potentiel reste largement inexploité à ce jour. Le projet s'inscrit également dans le cadre d'une collaboration avec l'Université Ben Gurion (Israël) qui a initié des travaux de recherche sur cette thématique depuis quelques années. Ce laboratoire a développé des procédés de synthèse de nanomatériaux impliquant la concentration solaire à de faibles niveaux de puissance.

6.4.1 Contexte

Les recherches sur la synthèse de nanomatériaux sous rayonnement solaire concentré ne sont pas nouvelles, mais ont été menées de manière irrégulière au cours des trente dernières années, et seulement par quelques laboratoires de par le monde. Les premières synthèses, réalisées au laboratoire PROMES dans les années 1990-2000, ont permis la production de différentes nanostructures d'oxyde [112,113] mais également de nanostructures à base de carbone, telles que des fullerènes [114,115], ou encore des nanotubes de carbone [116,117]. Récemment, l'équipe de J. M. Gordon (Université Ben Gurion) a montré la possibilité de synthétiser de nouvelles nanostructures, prédites par la théorie, mais jamais observées jusqu'alors. La majorité de ces nanostructures est réalisée à partir de dichalcogénures de métaux de transition, de formule ME_2 , où M est un métal de transition (Mo, W, ...) et E = S, Se, Te. Ces matériaux, découverts récemment, possèdent une structure bidimensionnelle analogue à celle du graphène. De fait, à l'instar des structures carbonées, ils peuvent s'assembler dans des configurations spécifiques de type nanotube ou fullerène et développer des propriétés originales. Parmi les synthèses récentes sous rayonnement solaire concentré, on trouve par exemple la formation de fullerène de Cs_2O [21], qui ont des applications directes dans l'industrie photonique, ou encore l'obtention de nanotubes de MoS_2 à simple paroi [22], qui possède une lubricité exceptionnelle. Les conditions uniques d'élaboration sous rayonnement intense ont également permis de synthétiser des structures complètement originales comme des fullerènes hybrides de MoS_2 [23], qui possèdent un cœur octaédrique (métallique) et une coquille quasi-sphérique (semi-conductrice), et qui ont pu être prédites par

la théorie a posteriori (Fig. 38).

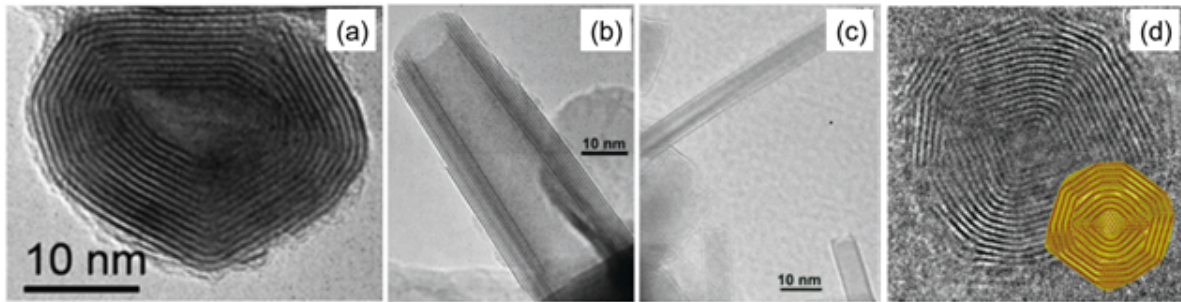


FIGURE 38 – Exemples d’image TEM de nanostructures réalisées sous irradiation solaire concentrée. (a) Fullerène de Cs_2O [21], nanotubes de MoS_2 à multiple paroi (b) et simple paroi (c) [22] et fullerènes hybrides de MoS_2 [23], qui possèdent un cœur octaédrique et une coquille quasi sphérique

6.4.2 Problématique

Bien que la voie solaire constitue indéniablement une alternative prometteuse aux procédés conventionnels de synthèse de nanoparticules, de nombreux verrous scientifiques restent à lever. Ceux-ci sont essentiellement de deux types.

1. La compréhension des mécanismes de synthèse mis en jeu, ainsi que la connaissance des conditions expérimentales conduisant à la synthèse de nanostructures, demeurent largement méconnues. Le développement de procédés solaires efficaces, reproductibles, et fiables, nécessitera de clarifier ces deux questions.
2. Le développement de procédés solaires susceptibles d’être industrialisés requiert nécessairement un changement d’échelle, qu’il conviendra d’étudier (à ce jour, les synthèses de nanostructures par voie solaire ont été réalisées sur des réacteurs de faible puissance ($\sim 200\text{W}$))

La synthèse de nanoparticules constituera logiquement un volet important de ce travail de recherche, qui sera subdivisé en plusieurs sous-tâches

- Etudier l’effet des paramètres de synthèse sur la formation de nanoparticules de MoS_2 à partir du réacteur actuel.
- Déterminer les conditions optimales permettant de former les différents types de nanostructures.
- Concevoir un nouveau réacteur expérimental plus performant, en tenant compte des résultats du travail de modélisation et de l’étude des paramètres de synthèse.

Aujourd’hui, le réacteur de synthèse de nanomatériaux disponible à PROMES utilise une enceinte représentée de manière schématique sur la Fig. 39 : le flux solaire direct est d’abord réfléchi par un héliostat, situé à l’extérieur du bâtiment, vers un concentrateur parabolique de 2kW localisé au 6ème étage. La densité de puissance

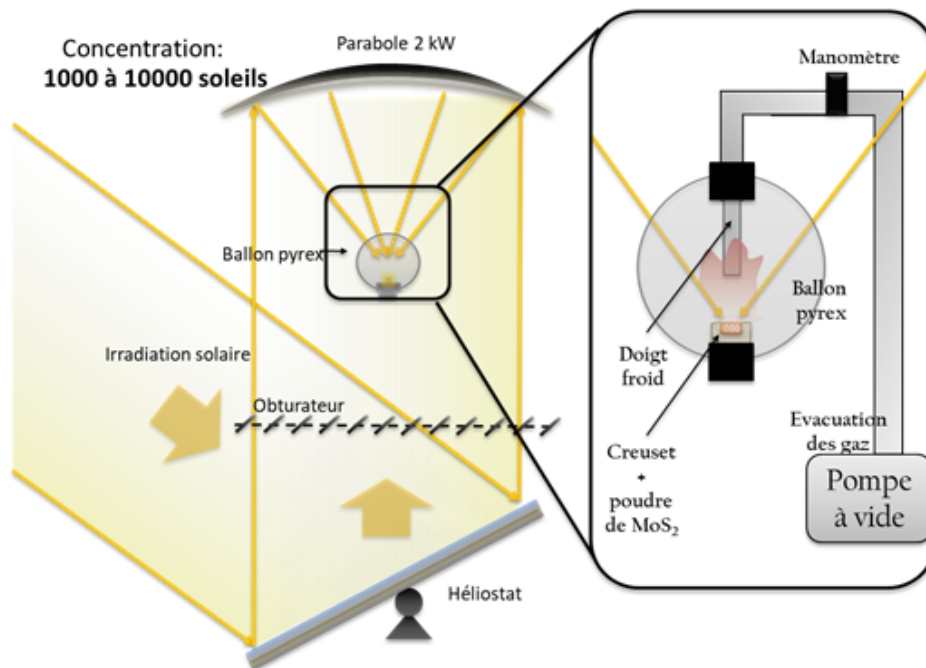


FIGURE 39 – Réacteur de synthèse de nanomatériaux disponible à PROMES.

solaire renvoyée vers le foyer est contrôlée par le biais d'un système de volets placé en amont du concentrateur, et dont l'ouverture peut être variée entre 0 (volets fermés, pas de flux transmis vers la parabole) et 100 % (volets ouverts, concentration maximale). Les conditions de vide à l'intérieur de l'enceinte sont contrôlées grâce à une pompe permettant de réguler la pression interne du ballon sur la gamme 0.2-100 mbars. .

La poudre de matériau précurseur est placée dans un creuset, lui même placé au foyer du concentrateur optique. Une fois que les conditions de vide requises sont établies dans l'enceinte, le creuset est soumis au flux solaire concentré, soit de manière continue, soit par intermittence, grâce à un système de modulation temporelle de l'ouverture de volets (un tel système permet ainsi de réguler partiellement les conditions de température et de pression régnant dans l'enceinte).

Les produits de synthèse sont ensuite récoltés sur un doigt froid positionné à quelques cm au-dessus de l'échantillon (permettant la condensation des espèces chimiques en phase gazeuse) ainsi que sur les parois de l'enceinte, avant d'être analysées par Diffraction par Rayons X (DRX), Spectroscopie de Rayons X à Dispersion d'Énergie (SXDE), Microscopie Electronique à Balayage (MEB), et Microscopie Electronique à Transmission (MET).

La Fig. 40 représente quelques clichés MET de nanostructures obtenues à l'issue des synthèses réalisées au cours des derniers mois.

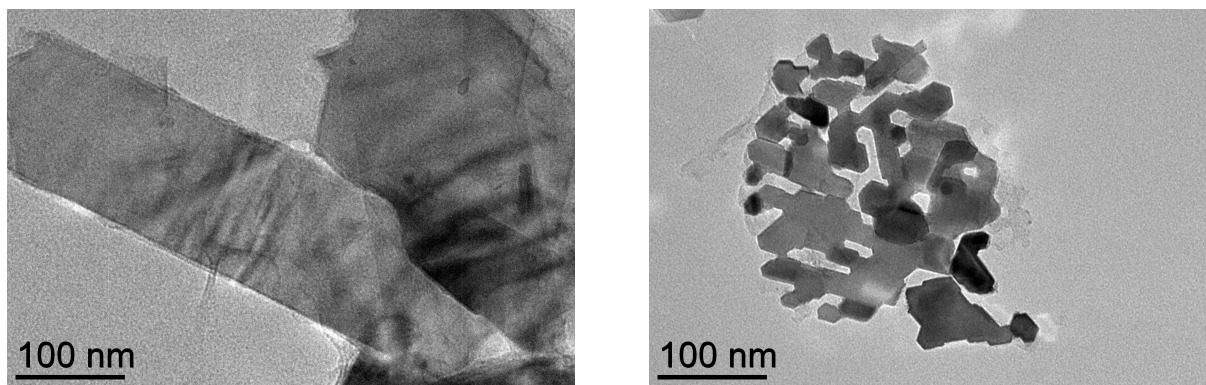


FIGURE 40 – Nanofeuillets de MoS_2 (gauche) - Amas de nanoparticules de MoS_2 (droite)

Un deuxième dispositif expérimental, développé récemment, comprend une cavité fermée au sein de laquelle le matériau précurseur est introduit, permettant ainsi 1) un chauffage plus homogène de la poudre 2) une mesure de la température de cette dernière (la cavité se comportant comme un corps noir, sa température peut-être mesurée par pyrométrie optique. Une telle mesure de température n'est pas envisageable lorsque la poudre est directement soumise au flux solaire concentré puisque l'émissivité du matériau précurseur est inconnue). Soulignons que ce travail, actuellement en cours, est réalisé en étroite collaboration avec l'Université Ben Gurion (Israël) qui dispose d'un dispositif expérimental complémentaire, caractérisé par des facteurs de concentration maximaux sensiblement plus élevés (jusqu'à 30 000 soleils), mais des puissances inférieures d'un ordre de grandeur comparativement aux installations d'Odeillo ($\sim 200W$ environ). La comparaison des nanostructures synthétisées, ainsi que des rendements de productions expérimentalement atteignables avec chacun des dispositifs expérimentaux, nous permettra de mieux comprendre l'influence des principaux paramètres de synthèse.

Ces problématiques font l'objet du travail de thèse de Timothée Barbe (2019-2022).

Bibliographie

- [1] S. P. Philipps and A. W. Bett, “Iii-v multi-junction solar cells and concentrating photovoltaic (cpv) systems,” *Advanced Optical Technologies*, vol. 3, no. 5-6, pp. 469–478, 2014.
- [2] A. Vossier, E. Al Alam, A. Dollet, and M. Amara, “Assessing the efficiency of advanced multijunction solar cells in real working conditions : a theoretical analysis,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 5, no. 6, pp. 1805–1812, 2015.
- [3] S. Kurtz and J. Geisz, “Multijunction solar cells for conversion of concentrated sunlight to electricity,” *Optics express*, vol. 18, no. 101, pp. A73–A78, 2010.
- [4] “Photovoltaic Report,” <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>, accessed : 2019-08-26.
- [5] A. Polman, M. Knight, E. C. Garnett, B. Ehrler, and W. C. Sinke, “Photovoltaic materials : Present efficiencies and future challenges,” *Science*, vol. 352, no. 6283, p. aad4424, 2016.
- [6] A. Vossier and A. Dollet, “General assessment of the main limiting mechanisms in single and multijunction solar cell,” 2015, 19th Sede Boqer symposium on solar electricity production.
- [7] A. Vossier, B. Hirsch, and J. M. Gordon, “Is Auger recombination the ultimate performance limiter in concentrator solar cells?” *Applied Physics Letters*, vol. 97, no. 19, p. 193509, 2010.
- [8] A. Braun, B. Hirsch, A. Vossier, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “Temperature dynamics of multijunction concentrator solar cells up to ultra-high irradiance,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 21, no. 2, pp. 202–208, 2013.
- [9] A. Vossier, A. Riverola, D. Chemisana, A. Dollet, and C. A. Gueymard, “Is conversion efficiency still relevant to qualify advanced multi-junction solar cells?” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 25, no. 3, pp. 242–254, 2017.
- [10] L. Parent, A. Riverola, D. Chemisana, A. Dollet, and A. Vossier, “Fine-tuning of Multijunction solar cells : An in-depth evaluation,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, 2019.

- [11] J. Zeitouny, E. A. Katz, A. Dollet, and A. Vossier, “Band gap engineering of multi-junction solar cells : effects of series resistances and solar concentration,” *Scientific reports*, vol. 7, no. 1, p. 1766, 2017.
- [12] C. Algora and V. Díaz, “Influence of series resistance on guidelines for manufacture of concentrator p-on-n gaas solar cells,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 8, no. 2, pp. 211–225, 2000.
- [13] A. Vossier, B. Hirsch, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “On the ultra-miniaturization of concentrator solar cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 95, no. 4, pp. 1188–1192, 2011.
- [14] A. Braun, A. Vossier, E. A. Katz, N. J. Ekins-Daukes, and J. M. Gordon, “Multiple-bandgap vertical-junction architectures for ultra-efficient concentrator solar cells,” *Energy & Environmental Science*, vol. 5, no. 9, pp. 8523–8527, 2012.
- [15] A. Vossier, J. Zeitouny, E. Katz, A. Dollet, G. Flamant, and J. Gordon, “Performance bounds and perspective for hybrid solar photovoltaic/thermal electricity-generation strategies,” *Sustainable Energy & Fuels*, vol. 2, no. 9, pp. 2060–2067, 2018.
- [16] J. Zeitouny, N. Lalau, J. M. Gordon, E. A. Katz, G. Flamant, A. Dollet, and A. Vossier, “Assessing high-temperature photovoltaic performance for solar hybrid power plants,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 182, pp. 61–67, 2018.
- [17] J. M. Gordon, T. Fasquelle, E. Nadal, and A. Vossier, “Providing large-scale electricity demand with photovoltaics and molten-salt storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110261.
- [18] M. Ball and M. Weeda, “The hydrogen economy—vision or reality?” *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 40, no. 25, pp. 7903–7919, 2015.
- [19] E. E. Perl, J. Simon, D. J. Friedman, N. Jain, P. Sharps, C. McPheeters, Y. Sun, M. L. Lee, and M. A. Steiner, “(al) gainp/gaas tandem solar cells for power conversion at elevated temperature and high concentration,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 8, no. 2, pp. 640–645, 2018.
- [20] G. Jia, H. Wang, L. Yan, X. Wang, R. Pei, T. Yan, Y. Zhao, and X. Guo, “Cytotoxicity of carbon nanomaterials : single-wall nanotube, multi-wall nanotube, and fullerene,” *Environmental science & technology*, vol. 39, no. 5, pp. 1378–1383, 2005.
- [21] A. Albu-Yaron, T. Arad, M. Levy, R. Popovitz-Biro, R. Tenne, J. M. Gordon, D. Feuermann, E. A. Katz, M. Jansen, and C. Muehle, “Synthesis of fullerene-like cs₂o nanoparticles by concentrated sunlight,” *Advanced Materials*, vol. 18, no. 22, pp. 2993–2996, 2006.

- [22] O. Brontvein, D. G. Stroppa, R. Popovitz-Biro, A. Albu-Yaron, M. Levy, D. Feuerman, L. Houben, R. Tenne, and J. M. Gordon, “New high-temperature pb-catalyzed synthesis of inorganic nanotubes,” *Journal of the American Chemical Society*, vol. 134, no. 39, pp. 16 379–16 386, 2012.
- [23] A. Albu-Yaron, M. Levy, R. Tenne, R. Popovitz-Biro, M. Weidenbach, M. Bar-Sadan, L. Houben, A. N. Enyashin, G. Seifert, D. Feuermann *et al.*, “Mos2 hybrid nanostructures : From octahedral to quasi-spherical shells within individual nanoparticles,” *Angewandte Chemie International Edition*, vol. 50, no. 8, pp. 1810–1814, 2011.
- [24] A. Vossier, F. Gualdi, A. Dollet, R. Ares, and V. Aimez, “Approaching the Shockley-Queisser limit : General assessment of the main limiting mechanisms in photovoltaic cells,” *Journal of Applied Physics*, vol. 117, no. 1, p. 015102, 2015.
- [25] IEA, “Key world energy statistics 2021,” 2021.
- [26] T. Barbe, G. Flamant, E. Nadal, A. Vossier, G. Olalde, and F. Bataille, “Elucidating the gas flow dynamics in a nanomaterial synthesis solar reactor,” *Chemical Engineering Journal*, in press.
- [27] D. Ziyati, A. Dollet, G. Flamant, Y. Volut, E. Guillot, and A. Vossier, “A multiphysics model of large-scale compact pv–csp hybrid plants,” *Applied Energy*, vol. 288, p. 116644, 2021.
- [28] J. Tsanakas, M. Sicre, C. Carriere, R. Elouamari, A. Vossier, J.-E. de Salins, B. Levrier, and A. Dollet, “A novel approach of accelerated ageing tests for high concentration III-V multijunction solar cells through rapid irradiation/thermal cycles,” *Solar Energy*, vol. 116, pp. 205–214, 2015.
- [29] X. Ju, A. Vossier, Z. Wang, A. Dollet, and G. Flamant, “An improved temperature estimation method for solar cells operating at high concentrations,” *Solar Energy*, vol. 93, pp. 80–89, 2013.
- [30] A. Vossier, D. Chemisana, G. Flamant, and A. Dollet, “Very high fluxes for concentrating photovoltaics : Considerations from simple experiments and modeling,” *Renewable Energy*, vol. 38, no. 1, pp. 31–39, 2012.
- [31] D. Chemisana, A. Vossier, L. Pujol, A. Perona, and A. Dollet, “Characterization of Fresnel lens optical performances using an opal diffuser,” *Energy conversion and management*, vol. 52, no. 1, pp. 658–663, 2011.
- [32] T. Tromholt, E. A. Katz, B. Hirsch, A. Vossier, and F. C. Krebs, “Effects of concentrated sunlight on organic photovoltaics,” *Applied Physics Letters*, vol. 96, no. 7, p. 073501, 2010.

- [33] J. Zeitouny, N. Lalau, E. A. Katz, A. Dollet, and A. Vossier, “On the potential of solar cells to efficiently operate at high temperature,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1881, no. 1. AIP Publishing, 2017, p. 080011.
- [34] L. Parent, A. Riverola, D. Chemisana, A. Dollet, and A. Vossier, “Fine-tuning of multi-junction solar cells : a theoretical assessment,” in *ISES Conference Proceedings*, 2016, pp. 1–9.
- [35] J. Zeitouny, A. Dollet, and A. Vossier, “Combining sunlight concentration and angular confinement : Studying the effects of series resistance and external radiative efficiency,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1766, no. 1. AIP Publishing, 2016, p. 080008.
- [36] J. Zeitouny, E. A. Alam, M. Amara, A. Dollet, and A. Vossier, “Effects of non-ideal losses on the optimal bandgap arrangement of multi-junction solar cells comprising up to 5 subcells,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1679, no. 1. AIP Publishing, 2015, p. 040010.
- [37] J. A. Tsanakas, D. Jaffre, M. Sicre, R. Elouamari, A. Vossier, J.-E. De Salins, L. Bechou, B. Levrier, A. Perona, and A. Dollet, “A novel approach on accelerated ageing towards reliability optimization of high concentration photovoltaic cells,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1616, no. 1. AIP, 2014, pp. 259–263.
- [38] M. Sicre, D. Jaffre, R. Elouamari, J. A. Tsanakas, A. Vossier, J.-E. de Salins, T. Bouzanquet, A. Perona, and A. Dollet, “Optical, electrical and thermal characterization of a prototype CPV module,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1616, no. 1. AIP, 2014, pp. 162–166.
- [39] F. Gualdi, O. Arenas, A. Vossier, A. Dollet, V. Aimez, and R. Arès, “Determining passive cooling limits in CPV using an analytical thermal model,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1556, no. 1. AIP, 2013, pp. 10–13.
- [40] A. Braun, B. Hirsch, A. Vossier, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “Temperature coefficients of concentrator solar cells up to ultra-high irradiance,” in *2012 38th IEEE Photovoltaic Specialists Conference*. IEEE, 2012, pp. 001 688–001 691.
- [41] A. Dollet, O. Arenas, A. Perona, A. Vossier, R. Ares, V. Aimez, J. Barrau, D. Chemisana, and J. I. Rosell, “Assessment and comparison of concentrator cell carrier efficiencies under very high fluxes,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1407, no. 1. AIP, 2011, pp. 192–195.
- [42] E. Casenove, L. Pujol, A. Vossier, A. Perona, V. Goetz, and A. Dollet, “Assessment of a phase change material (PCM) system for moderating temperature rise of solar cells under concentrated sunlight,” in *Advances in Science and Technology*, vol. 74. Trans Tech Publications, 2010, pp. 205–210.

- [43] A. Vossier, A. Dollet, B. Hirsch, A. Braun, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “Characterization of triple-junction solar cells under high concentration and inhomogeneous illumination,” in *EU PVSEC Proceedings*, 2009, pp. 743–746.
- [44] A. Vossier, A. Dollet, S. Grillo, S. Quoizola, and G. Flamant, “Experimental test and modeling of concentrator solar cells under high fluxes,” in *ICSC-4 Conference Proceedings*, 2007, pp. 111–114.
- [45] A. Vossier, D. Ziyati, A. Dollet, Y. Volut, and G. Flamant, “Compact hybrid PV/CSP systems : recent progresses and remaining challenges,” 2019, 22nd Sede Boqer Symposium on solar electricity production.
- [46] A. Vossier, J. Zeitouny, E. A. Katz, A. Dollet, G. Flamant, and J. M. Gordon, “Performance bounds for hybrid solar photovoltaic/thermal electricity generation strategies,” 2018, 21st Sede Boqer symposium on solar electricity production.
- [47] A. Vossier, A. Dollet, F. Gualdi, L. Parent, E. Al Alam, M. Amara, D. Chemisana, and C. Gueymard, “General assessment of the main limiting mechanisms in single and multi-junction solar cells,” 2016, IV Congreso REDU.
- [48] A. Riverola, A. Vossier, and D. Chemisana, “Fundamentals of solar cells,” in *Nanomaterials for Solar Cell Applications*. Elsevier, 2019, pp. 3–33.
- [49] A. Dollet and A. Vossier, “Sur l’efficacité des modules hybride pv/csp « haute-température »,” 2021, Journées nationales du photovoltaïque.
- [50] A. Vossier, F. Ordonez, D. Ziyati, and A. Dollet, “Sur la pilotabilité de l’électricité solaire avec stockage thermique et électrochimique,” 2021, Journées nationales du photovoltaïque.
- [51] A. Vossier, D. Ziyati, F. Ordonez, and A. Dollet, “Sur la pilotabilité de l’électricité solaire avec stockage thermique,” 2021, Journées nationales sur l’énergie solaire.
- [52] D. Ziyati, A. Dollet, and A. Vossier, “Mitigating the impact of non-uniform flux density distribution on the pv power output of high-temperature pv/csp receivers,” 2021, International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems.
- [53] A. Vossier, T. Fasquelle, E. Nadal, and J. Gordon, “Subvenir à la demande mondiale en électricité grâce au pv et au stockage thermique?” 2020, Journées nationales du photovoltaïque.
- [54] D. Ziyati, A. Dollet, and A. Vossier, “Compact pv-csp hybrid systems : Expanding solar electricity beyond daytime production,” 2020, Journées nationales du photovoltaïque.

- [55] A. Vossier, D. Ziyati, A. Dollet, Y. Volut, and G. Flamant, “Compact hybrid solar photovoltaic/thermal systems : recent progresses and remaining challenges,” 2019, workshop FedeSol.
- [56] A. Grosjean, A. Vossier, A. Soum-Glaude, L. Thomas, and P. Neveu, “Impact des conditions météorologiques locales pour la conversion de l’énergie solaire,” 2017, Journées nationales sur l’énergie solaire.
- [57] L. Parent, A. Dollet, D. Chemisana, and A. Vossier, “Ajustement spectral des cellules solaires multi-jonctions : une évaluation théorique,” 2016, Journées nationales du photovoltaïque.
- [58] J. Zeitouny, A. Dollet, and A. Vossier, “Nouvelles architectures de cellules multi-jonction : Influence des pertes résistives et du contenu spectral de la lumière,” 2015, Journées nationales sur l’énergie solaire.
- [59] A. Vossier, “Photovoltaic conversion of concentrated sunlight : theoretical VS practical limits,” 2015, Theory and modelling for PV workshop.
- [60] J. Zeitouny, A. Dollet, and A. Vossier, “Effet des pertes résistives sur l’agencement optimal des cellules solaires multi-jonctions,” 2015, Journées nationales sur l’énergie solaire.
- [61] C. Carrière, J. A. Tsanakas, M. Sicre, A. Vossier, R. Elouamari, V. Aimez, R. Arès, and A. Dollet, “Assessing the impact of inhomogeneous irradiation on the ageing of III-V multi-junction solar cells,” 2015, International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems.
- [62] A. Vossier, F. Gualdi, E. Al Alam, M. Amara, and A. Dollet, “Conversion photovoltaïque de l’énergie solaire concentrée,” 2014, Journées nationales du photovoltaïque.
- [63] C. Carrière, J. A. Tsanakas, M. Sicre, A. Vossier, R. Elouamari, A. Jaouad, V. Aimez, R. Arès, and A. Dollet, “Etude de l’impact de l’irradiation inhomogène sur le vieillissement des cellules solaires multi-jonctions,” 2014, Journées nationales du photovoltaïque.
- [64] A. Vossier, F. Gualdi, E. Al Alam, M. Amara, and A. Dollet, “Conversion photovoltaïque de l’énergie solaire concentrée : limites théoriques VS limites pratiques,” 2014, Journées nationales sur l’énergie solaire.
- [65] M. Amara and A. Vossier, “Conversion thermoionique de l’énergie solaire concentrée,” 2014, Journées nationales sur l’énergie solaire.
- [66] C. Carrière, J. A. Tsanakas, M. Sicre, R. Elouamari, A. Vossier, J.-E. De Salins, L. Bechou, B. Levrier, A. Perona, A. Dollet, R. Arès, and V. Aimez, “Une nouvelle approche de vieillissement accéléré pour l’optimisation de la fiabilité des cellules photovoltaïques sous concentration,” 2014, Journées nationales sur l’énergie solaire.

- [67] A. Vossier and A. Dollet, “Vers de très fortes concentrations photovoltaïques : état des lieux, perspectives et défis,” 2013, Journées nationales du photovoltaïque.
- [68] A. Braun, J. M. Gordon, B. Hirsch, E. A. Katz, and A. Vossier, “Probing concentrator solar cells up to ultra-high irradiance at controlled temperature,” 2012, international Conference on Concentrating Photovoltaic Systems.
- [69] J. Barrau, V. Aimez, R. Arès, L. Frechette, A. Dollet, A. Perona, A. Vossier, D. Chemisana, and J. Rosell, “Outdoor test of the impact of hybrid jet impingement/microchannel cooling scheme on the performance of a dense PV array at high solar concentration,” 2012, International Conference on Concentrating Photovoltaic Systems.
- [70] E. A. Katz, T. Tromholt, B. Hirsch, A. Vossier, and F. C. Krebs, “Effects of concentrated sunlight on the photovoltaic performance and stability of polymer-fullerene bulk heterojunction solar cells,” 2010, 16th Sede Boqer symposium on solar electricity production.
- [71] A. Vossier, J. M. Gordon, B. Hirsch, and E. A. Katz, “Auger recombination as the ultimate performance-limiting mechanism in concentrator solar cells,” 2010, 16th Sede Boqer symposium on solar electricity production.
- [72] D. Chemisana, A. Vossier, A. Dollet, B. A. Mesih, J. Rosell, and M. Ibanez, “A characterization method for testing solar concentrators using a lambertian diffuser,” 2009, 2nd International Workshop on Concentrating Photovoltaic Power Plants : Optical Design and Grid Connection.
- [73] Z. Zhou, E. Sakr, Y. Sun, and P. Bermel, “Solar thermophotovoltaics : reshaping the solar spectrum,” *Nanophotonics*, vol. 5, no. 1, pp. 1–21, 2016.
- [74] J. W. Schwede, I. Bargatin, D. C. Riley, B. E. Hardin, S. J. Rosenthal, Y. Sun, F. Schmitt, P. Pianetta, R. T. Howe, Z.-X. Shen *et al.*, “Photon-enhanced thermionic emission for solar concentrator systems,” *Nature materials*, vol. 9, no. 9, p. 762, 2010.
- [75] A. Manor, N. Kruger, T. Sabapathy, and C. Rotschild, “Thermally enhanced photoluminescence for heat harvesting in photovoltaics,” *Nature communications*, vol. 7, p. 13167, 2016.
- [76] X. Ju, C. Xu, Y. Hu, X. Han, G. Wei, and X. Du, “A review on the development of photovoltaic/concentrated solar power (pv-csp) hybrid systems,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 161, pp. 305–327, 2017.
- [77] G. E. Arnaoutakis, J. Marques-Hueso, A. Ivaturi, S. Fischer, J. C. Goldschmidt, K. W. Krämer, and B. S. Richards, “Enhanced energy conversion of

- up-conversion solar cells by the integration of compound parabolic concentrating optics,” *Solar energy materials and solar cells*, vol. 140, pp. 217–223, 2015.
- [78] M. C. Hanna, M. C. Beard, and A. J. Nozik, “Effect of solar concentration on the thermodynamic power conversion efficiency of quantum-dot solar cells exhibiting multiple exciton generation,” *The Journal of Physical Chemistry Letters*, vol. 3, no. 19, pp. 2857–2862, 2012.
- [79] P. G. Linares, A. Martí, E. Antolín, C. D. Farmer, Í. Ramiro, C. R. Stanley, and A. Luque, “Voltage recovery in intermediate band solar cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 98, pp. 240–244, 2012.
- [80] P. Aliberti, Y. Feng, Y. Takeda, S. Shrestha, M. Green, and G. Conibeer, “Investigation of theoretical efficiency limit of hot carriers solar cells with a bulk indium nitride absorber,” *Journal of Applied Physics*, vol. 108, no. 9, p. 094507, 2010.
- [81] S. Almosni, A. Delamarre, Z. Jehl, D. Suchet, L. Cojocar, M. Giteau, B. Behaghel, A. Julian, C. Ibrahim, L. Tatro *et al.*, “Material challenges for solar cells in the twenty-first century : directions in emerging technologies,” *Science and Technology of advanced Materials*, vol. 19, no. 1, pp. 336–369, 2018.
- [82] A. Le Bris, J. Rodiere, C. Colin, S. Collin, J.-L. Pelouard, R. Esteban, M. Laroche, J.-J. Greffet, and J.-F. Guillemoles, “Hot carrier solar cells : Controlling thermalization in ultrathin devices,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 2, no. 4, pp. 506–511, 2012.
- [83] H. Cotal, D. Lillington, J. Ermer, R. King, N. Karam, S. Kurtz, D. Friedman, J. Olson, J. Ward, A. Duda *et al.*, “Triple-junction solar cell efficiencies above 32% : the promise and challenges of their application in high-concentration-ratio pv systems,” in *Conference Record of the Twenty-Eighth IEEE Photovoltaic Specialists Conference-2000 (Cat. No. 00CH37036)*. IEEE, 2000, pp. 955–960.
- [84] F. Dimroth, R. Beckert, M. Meusel, U. Schubert, and A. Bett, “Metamorphic GaInP/GaInAs tandem solar cells for space and for terrestrial concentrator applications at $c > 1000$ suns,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 9, no. 3, pp. 165–178, 2001.
- [85] C. Algora, E. Ortiz, I. Rey-Stolle, V. Díaz, R. Peña, V. M. Andreev, V. P. Khvostikov, and V. D. Rumyantsev, “A GaAs solar cell with an efficiency of 26.2% at 1000 suns and 25.0% at 2000 suns,” *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 48, no. 5, pp. 840–844, 2001.

- [86] B. L. Sater and N. D. Sater, “High voltage silicon vmj solar cells for up to 1000 suns intensities,” in *Conference Record of the Twenty-Ninth IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 2002*. IEEE, 2002, pp. 1019–1022.
- [87] E. Ortiz and C. Algora, “A high-efficiency lpe gaas solar cell at concentrations ranging from 2000 to 4000 suns,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 11, no. 3, pp. 155–163, 2003.
- [88] J. M. Gordon, E. A. Katz, D. Feuermann, and M. Huleihil, “Toward ultrahigh-flux photovoltaic concentration,” *Applied Physics Letters*, vol. 84, no. 18, pp. 3642–3644, 2004.
- [89] O. Korech, B. Hirsch, E. A. Katz, and J. M. Gordon, “High-flux characterization of ultrasmall multijunction concentrator solar cells,” *Applied Physics Letters*, vol. 91, no. 6, p. 064101, 2007.
- [90] G. S. Kinsey, P. Hebert, K. E. Barbour, D. D. Krut, H. L. Cotal, and R. A. Sherif, “Concentrator multijunction solar cell characteristics under variable intensity and temperature,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 16, no. 6, pp. 503–508, 2008.
- [91] E. Barrigón, I. Rey-Stolle, B. Galiana, I. Garcia, and C. Algora, “Gainp/gainas/ge triple junction solar cells for ultra high concentration,” in *2009 Spanish Conference on Electron Devices*. IEEE, 2009, pp. 383–386.
- [92] I. García, I. Rey-Stolle, B. Galiana, and C. Algora, “A 32.6% efficient lattice-matched dual-junction solar cell working at 1000 suns,” *Applied Physics Letters*, vol. 94, no. 5, p. 053509, 2009.
- [93] V. Sabnis, H. Yuen, and M. Wiemer, “High-efficiency multijunction solar cells employing dilute nitrides,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1477, no. 1. AIP, 2012, pp. 14–19.
- [94] X. Sheng, C. A. Bower, S. Bonafede, J. W. Wilson, B. Fisher, M. Meitl, H. Yuen, S. Wang, L. Shen, A. R. Banks *et al.*, “Printing-based assembly of quadruple-junction four-terminal microscale solar cells and their use in high-efficiency modules,” *Nature materials*, vol. 13, no. 6, p. 593, 2014.
- [95] E. E. Perl, J. Simon, J. F. Geisz, M. L. Lee, D. J. Friedman, and M. A. Steiner, “Measurements and modeling of iii-v solar cells at high temperatures up to 400°c,” *IEEE Journal of Photovoltaics*, vol. 6, no. 5, pp. 1345–1352, 2016.
- [96] M. A. Steiner, E. E. Perl, J. Simon, D. J. Friedman, N. Jain, P. Sharps, C. McPheeters, and M. L. Lee, “Algainp/gaas tandem solar cells for power conversion at 400° c and high concentration,” in *AIP Conference Proceedings*, vol. 1881, no. 1. AIP Publishing, 2017, p. 040007.

- [97] M. A. Green, E. D. Dunlop, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, N. Kopidakis, and X. Hao, “Solar cell efficiency tables (version 59),” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 30, no. 1, pp. 3–12, 2022.
- [98] “PVStatusReport,” <https://ec.europa.eu/jrc/sites/jrcsh/files/kjna28817enn.pdf>, accessed : 2019-08-26.
- [99] W. Shockley and H. J. Queisser, “Detailed balance limit of efficiency of p-n junction solar cells,” *Journal of applied physics*, vol. 32, no. 3, pp. 510–519, 1961.
- [100] J. H. Werner, J. Mattheis, and U. Rau, “Efficiency limitations of polycrystalline thin film solar cells : case of cu (in, ga) se₂,” *Thin Solid Films*, vol. 480, pp. 399–409, 2005.
- [101] B. Blank, T. Kirchartz, S. Lany, and U. Rau, “Selection metric for photovoltaic materials screening based on detailed-balance analysis,” *Physical Review Applied*, vol. 8, no. 2, p. 024032, 2017.
- [102] A. De Vos, “Detailed balance limit of the efficiency of tandem solar cells,” *Journal of Physics D : Applied Physics*, vol. 13, no. 5, p. 839, 1980.
- [103] J. Sun, T. Israeli, T. A. Reddy, K. Scoles, J. M. Gordon, and D. Feuermann, “Modeling and experimental evaluation of passive heat sinks for miniature high-flux photovoltaic concentrators,” in *ASME 2004 International Solar Energy Conference*. American Society of Mechanical Engineers Digital Collection, 2008, pp. 431–440.
- [104] T. Gu, M. A. El-Emawy, K. Yang, A. Stintz, and L. F. Lester, “Resistance to edge recombination in gaas-based dots-in-a-well solar cells,” *Applied Physics Letters*, vol. 95, no. 26, p. 261106, 2009.
- [105] B. SATER, “The multiple junction edge illuminated solar cell,” in *Conference Record of the 10th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, 1973*, vol. 188, 1973.
- [106] C. Goradia and B. L. Sater, “A first order theory of the p⁺-nn⁺ edge-illuminated silicon solar cell at very high injection levels,” *IEEE transactions on electron devices*, vol. 24, no. 4, pp. 342–351, 1977.
- [107] “World data atlas,” <https://knoema.com/atlas/Germany/CO2-emissions-per-capita>, accessed : 2020-02-05.
- [108] M. R. Shaner, S. J. Davis, N. S. Lewis, and K. Caldeira, “Geophysical constraints on the reliability of solar and wind power in the united states,” *Energy & Environmental Science*, vol. 11, no. 4, pp. 914–925, 2018.
- [109] “Oecd total final consumption,” <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2020/final-1-13>.

- [110] A. Maros, S. Gangam, Y. Fang, J. Smith, D. Vasileska, S. Goodnick, M. I. Bertoni, and C. B. Honsberg, “High temperature characterization of gas single junction solar cells,” in *2015 IEEE 42nd Photovoltaic Specialist Conference (PVSC)*. IEEE, 2015, pp. 1–5.
- [111] A. Braun, B. Hirsch, E. A. Katz, J. M. Gordon, W. Guter, and A. W. Bett, “Localized irradiation effects on tunnel diode transitions in multi-junction concentrator solar cells,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 93, no. 9, pp. 1692–1695, 2009.
- [112] G. Flamant, A. Ferriere, D. Laplaze, and C. Monty, “Solar processing of materials : opportunities and new frontiers,” *Solar energy*, vol. 66, no. 2, pp. 117–132, 1999.
- [113] M. Epstein, G. Olalde, S. Santén, A. Steinfeld, and C. Wieckert, “Towards the industrial solar carbothermal production of zinc,” *Journal of Solar Energy Engineering*, vol. 130, no. 1, p. 014505, 2008.
- [114] D. Laplaze, P. Bernier, G. Flamant, M. Lebrun, A. Brunelle, and S. Della-Negra, “Solar energy : application to the production of fullerenes,” *Journal of Physics B : Atomic, Molecular and Optical Physics*, vol. 29, no. 21, p. 4943, 1996.
- [115] C. Fields, J. Pitts, M. Hale, C. Bingham, A. Lewandowski, and D. King, “Formation of fullerenes in highly concentrated solar flux,” *The Journal of Physical Chemistry*, vol. 97, no. 34, pp. 8701–8702, 1993.
- [116] D. Laplaze, P. Bernier, W. Maser, G. Flamant, T. Guillard, and A. Loiseau, “Carbon nanotubes : the solar approach,” *Carbon*, vol. 36, no. 5-6, pp. 685–688, 1998.
- [117] L. Alvarez, T. Guillard, J. Sauvajol, G. Flamant, and D. Laplaze, “Solar production of single-wall carbon nanotubes : growth mechanisms studied by electron microscopy and raman spectroscopy,” *Applied Physics A*, vol. 70, no. 2, pp. 169–173, 2000.
- [118] D. C. Villegas, A. Vossier, and A. Dollet, “Sistema de caracterización de concentradores solares : análisis del rendimiento óptico,” *Era solar : Energías renovables*, no. 152, pp. 54–60, 2009.
- [119] A. Vossier, B. Hirsch, E. A. Katz *et al.*, “Miniaturization solar,” 2011.
- [120] Y. Cuminal, E. Giudicelli, A. Pérona, F. Martinez, J. Elhuseinni, A. Vossier, and G. Boissier, “Structures à base de matériaux antimoniures pour la conversion de l’énergie solaire concentrée,” in *4ème JNPV*, 2013.
- [121] H. E. Murdock, D. Gibb, T. André, F. Appavou, A. Brown, B. Epp, B. Kondev, A. McCrone, E. Musolino, L. Randalder *et al.*, “Renewables 2019 global status report,” 2019.

- [122] S. Philipps and W. Warmuth, “Photovoltaics report—fraunhofer ise,” *Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE, Freiburg im Breisgau, Germany*. Accessed : Sep, vol. 15, 2018.
- [123] M. A. Green, E. D. Dunlop, D. H. Levi, J. Hohl-Ebinger, M. Yoshita, and A. W. Ho-Baillie, “Solar cell efficiency tables (version 54),” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 27, no. 7, pp. 565–575, 2019.
- [124] M. Peters, J. C. Goldschmidt, and B. Bläsi, “Angular confinement and concentration in photovoltaic converters,” *Solar energy materials and solar cells*, vol. 94, no. 8, pp. 1393–1398, 2010.
- [125] E. Yablonovitch and G. D. Cody, “Intensity enhancement in textured optical sheets for solar cells,” *IEEE Transactions on Electron Devices*, vol. 29, no. 2, pp. 300–305, 1982.
- [126] H. Deckman, C. Roxlo, and E. Yablonovitch, “Maximum statistical increase of optical absorption in textured semiconductor films,” *Optics letters*, vol. 8, no. 9, pp. 491–493, 1983.
- [127] P. Wurfel, “The chemical potential of radiation,” *Journal of Physics C : Solid State Physics*, vol. 15, no. 18, p. 3967, 1982.
- [128] T. Markvart, “The thermodynamics of optical étendue,” *Journal of Optics A : pure and applied optics*, vol. 10, no. 1, p. 015008, 2007.
- [129] A. Polman and H. A. Atwater, “Photonic design principles for ultrahigh-efficiency photovoltaics,” *Nature materials*, vol. 11, no. 3, p. 174, 2012.
- [130] G. L. Araújo and A. Martí, “Absolute limiting efficiencies for photovoltaic energy conversion,” *Solar Energy Materials and Solar Cells*, vol. 33, no. 2, pp. 213–240, 1994.
- [131] M. A. Green, “Radiative efficiency of state-of-the-art photovoltaic cells,” *Progress in Photovoltaics : Research and Applications*, vol. 20, no. 4, pp. 472–476, 2012.

